МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

Електричної інженерії та кіберфізичних систем
(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

другий (магістерський) рівень
(рівень вищої освіти)

на тему Підвищення енергоефективності котельної Дніпровського району м. Запоріжжя

Виконав: студент 2 курсу, групи 8.1443-з
спеціальності 144 Теплоенергетика
(код і назва спеціальності)
спеціалізації _____
(код і назва спеціалізації)
освітньої програми Теплоенергетика _____
(назва освітньої програми)
Радкевич О. В.
(ініціали та прізвище)
Керівник к.т.н., доц., Башлій С.В.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)
Рецензент ст. викл. Таратута В.О.
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя
2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут_____
Кафедра____Електричної інженерії та кіберфізичних систем _____
Рівень вищої освіти____другий (магістерський) рівень_____
Спеціальність __144 Теплоенергетика_____
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Теплоенергетика_____

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
д.т.н., проф._____В.Л. Коваленко
«_____»_____2024__року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

_____Радкевич Ользі Василівні_____
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи Підвищення енергоефективності котельної Дніпровського району м. Запоріжжя _____
керівник роботи ___Башлій С.В., к.т.н., доцент_____
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом ЗНУ від «_28_»_лютого__2024__року №_365 - с_____
2 Строк подання студентом роботи _____01 грудня 2024 р._____
3 Вихідні дані до роботи: середньодобове споживання енергетичних ресурсів котельної; перелік основного обладнання котельної; встановлена потужність котельного та допоміжного обладнання, споживання палива основним обладнанням котельної; технологічна схема котельної.
4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Аналіз можливостей підвищення енергоефективності котельної Дніпровського району м. Запоріжжя 2) Розрахунок заходів з підвищення енергоефективності котельної Дніпровського району м. Запоріжжя 3) Оцінка доцільності підвищення енергоефективності котельної Дніпровського району м. Запоріжжя 4) Охорона праці та техногенна безпека
5 Перелік графічного матеріалу 1) Аналіз споживання енергетичних ресурсів котельної 2) Технологічна схема виробничого процесу 3) Використання теплоти відхідних продуктів згорання 4) Енергетичний баланс повторного використання

тепла 5) Дослідження залежності параметрів системи повторного використання тепла 6) Впровадження автоматизованої системи регулювання реживами роботи котла 7) Дослідження залежності параметрів системи повторного використання теплової енергії 8) Техніко-економічний розрахунок показників запропонованих заходів 9) Висновки.

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Башлій С.В., к.т.н., доцент		
Розділ 2	Башлій С.В., к.т.н., доцент		
Розділ 3	Башлій С.В., к.т.н., доцент		
Розділ 4	Башлій С.В., к.т.н., доцент		

7 Дата видачі завдання 01.09.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз можливостей підвищення енергоефективності котельної Дніпровського району м. Запоріжжя	30.09.2024	
2	Розрахунок заходів з підвищення енергоефективності котельної Дніпровського району м. Запоріжжя	15.10.2024	
3	Оцінка доцільності підвищення енергоефективності котельної Дніпровського району м. Запоріжжя	13.11.2024	
4	Охорона праці та техногенна безпека	29.11.2024	

Студент _____ _____ О. В. Радкевич
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи _____ С.В. Башлій.
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер _____ І.І. Коваленко
(підпис) (ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Радкевич О. В. Підвищення енергоефективності котельної Дніпровського району м. Запоріжжя. Кваліфікаційна випускна робота на здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник С.В. Башлій. Запорізький національний університет. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2024.

Проведений розрахунок зниження витрати природного газу з рахунок реконструкції системи конвективного теплообміну котлів та розрахунку зниження витрати природного газу за допомогою контактного утилізатора.

Представлений розрахунок показників економічної ефективності проектів, таких як термін окупності, внутрішня норма рентабельності, чиста теперішня вартість, індекс доходності. Визначений економічний ефект від впровадження комплексу проектів.

Ключові слова: ВОДОГРІЙНИЙ КОТЕЛ, ДУТТЬОВИЙ ВЕНТИЛЯТОР, ПРИРОДНИЙ ГАЗ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, КОНВЕКТИВНА ПОВЕРХНЯ НАГРІВУ, КОНТАКТНИЙ УТИЛІЗАТОР, ПАЛЬНИК

ABSTRACT

Radkevych O. V. Increasing the energy efficiency of the boiler house of the Dniprovsky district of Zaporizhzhia.. Qualification final work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, supervisor S.V. Bashliy. Zaporizhzhya National University, Engineering Educational and Scientific Institute named after Yu.M. Potebni, Department of Electrical Engineering and Energy Efficiency, 2024.

The calculation of the reduction in natural gas consumption due to the reconstruction of the convective heat exchange system of boilers and the calculation of the reduction in natural gas consumption using a contact recycler were carried out.

The calculation of indicators of economic efficiency of projects, such as the payback period, internal rate of return, net present value, and profitability index, is presented. The economic effect of the implementation of a set of projects is determined.

Key words: WATER BOILER, BLOW FAN, NATURAL GAS, ENERGY EFFICIENCY, CONVECTIVE HEATING SURFACE, CONTACT WASTE RECYCLER, BURNER

ЗМІСТ

Вступ……...8

1. Аналіз можливостей підвищення енергоефективності котельної Дніпровського району м. Запоріжжя …….....10

1.1 Опис об’єкта дослідження …….....10

1.2 Аналіз енергоспоживання котельної ……..20

1.3 Аналіз заходів з підвищення енергоефективності котельної ……...26

1.4 Баланс середньодобового споживання електроенергії по КТП цехів сталеплавильного підприємства……...22

2. Розрахунок заходів з підвищення енергоефективності котельної Дніпровського району м. Запоріжжя …….....35

2.1 Розрахунок заходів зниження витрати природного газу ……..35

2.1 Розрахунок заходів зниження витрати природного газу ……..35

2.1.1 Розрахунок зниження витрати природного газу за рахунок реконструкції системи конвективного теплообміну котлів……..38

2.1.2 Розрахунок зниження витрати природного газу за допомогою контактного утилізатора……...47

2.1.3 Розрахунок зниження витрати природного газу за рахунок впровадження автоматизованої системи регулювання режимами роботи газопальникових пристроїв котла ПТВМ-30-150М……...51

2.2 Розрахунок заходів зниження витрати електричної енергії ……54

3. Оцінка доцільності підвищення енергоефективності котельної Дніпровського району м. Запоріжжя ……..58

3.1 Основні показники економічної ефективності проектів …….....58

3.2 Проект №1. Реконструкція системи конвективного теплообміну котлів……..60

3.3 Проект №2. Використання теплоти відхідних продуктів згоряння палива за допомогою контактного утилізатора …….....64

3.4 Проект №3. Застосування частотних перетворювачів для регулювання продуктивності дуттьових вентиляторів……..66

3.5 Проект №4. Впровадження автоматизованої системи регулювання режимів роботи газопальникових пристроїв котла ПТВМ-30-150М……...68

3.6 Загальний комплексний проект……...70

4. Охорона праці та техногенна безпека……...74

4.1 Характеристика потенційних небезпечних та шкідливих виробничих факторів ……74

4.2 Розробка заходів захисту від впливу небезпечних і шкідливих чинників виробничого середовища у котельній ……....79

4.3 Заходи з електробезпеки……...82

4.4 Заходи пожежної безпеки…….84

4.5 Можливі аварії у газовому господарстві котельні та план їх ліквідацій……....86

4.6 Розрахунок захисного заземлення……...89

Висновки…….....93

Перелік посилань…….....95

ВСТУП

Останніми роками споживання енергії невпинно зростає, що є наслідком активної індустріалізації, зростання енерговитрат на видобуток природних ресурсів, транспортну інфраструктуру, сільське господарство та інші галузі економіки. Водночас паливний баланс країни залишається напруженим: потреба в енергоносіях зростає швидше, ніж можливості їх видобутку, а неефективне використання палива лише загострює цю проблему.

У системі централізованого теплопостачання Запоріжжя основним джерелом теплової енергії є великі опалювальні котельні з водогрійними котлами, що працюють на природному газі. Як один із найважливіших енергоресурсів, природний газ продовжує відігравати ключову роль у паливному балансі країни, а його частка у загальному енергоспоживанні постійно збільшується. Проте котельні споживають значну кількість газу для забезпечення опалення та гарячого водопостачання, що створює фінансове навантаження на підприємства теплокомуненерго та споживачів.

Надійність і ефективність роботи систем теплопостачання безпосередньо залежать від технічного стану теплогенеруючого обладнання, оптимальності теплових схем котелень, а також впровадження енергоощадних технологій та альтернативних джерел енергії. З огляду на поступове виснаження паливних ресурсів і підвищення їх вартості, особливого значення набуває питання економного використання природного газу.

Одним із дієвих шляхів розв’язання цієї проблеми є модернізація існуючих котельних установок. Оновлення котлів малої та середньої потужності суттєво дешевше за їх повну заміну, оскільки не потребує значних інвестицій і може бути реалізоване у короткі терміни. Наприклад, заміна труб у конвективній частині котла на аналоги з більшим діаметром дозволяє скоротити споживання природного газу та підвищити коефіцієнт корисної дії (ККД) обладнання.

Ключовим напрямом підвищення енергоефективності котелень є автоматизація їхньої роботи. Сучасне котлобудування орієнтується не лише на збільшення потужності, а й на якісне вдосконалення конструкцій та методів управління теплогенеруючими установками. Розроблено низку ефективних алгоритмів керування котлоагрегатами, які дозволяють значно зменшити витрати палива, забезпечуючи стабільність та економічність роботи котелень. Висока складність цих алгоритмів вимагає використання сучасних мікропроцесорних систем керування, що дозволяє гнучко адаптувати робочі параметри котлів до реальних потреб споживачів та мінімізувати втрати енергії.

Отже, впровадження енергоефективних рішень у сфері теплопостачання, таких як модернізація котельного обладнання, автоматизація технологічних процесів та застосування альтернативних джерел енергії, є необхідною умовою для забезпечення економічної та екологічної стійкості енергосистеми країни.

1 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТЕЙ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ КОТЕЛЬНОЇ ДНІПРОВСЬКОГО РАЙОНУ М. ЗАПОРІЖЖЯ

1.1 Опис об’єкта дослідження

Котельня призначена для забезпечення теплом і гарячою водою споживачів правобережної частини міста в Дніпровському районі. У котельні встановлені теплофікаційні водогрійні котли типу ПТВМ-30-150М – 4шт. з газомазутними та струменево-нішевими пальниками. Сумарна теплова потужність котельні 120 Гігакалорій на годину.

Теплопостачання району здійснюється по 2-х трубній замкнутій схемі.

Гаряче водопостачання централізоване. Гаряча вода, отримана шляхом нагрівання холодної води з водопроводу КП «Водоканал» в водопідігрівачів, підключених безпосередньо в котельні, пройшовши систему деаерації, зливається самопливом в баки-акумулятори. Кількість баків-акумуляторів – 3, ємність кожного 1000 м^3. Потім насосами гарячого водопостачання, встановленими в бойлерній, подається споживачам.

Паливне господарство котельні являє собою систему зовнішніх та внутрішніх газопроводів і встановленого на ньому газового обладнання.

Холодна вода з водопроводу КП «Водоканал» d_y 600 з боку пр. Металургів надходить по трубопроводу d_y 350 в підвал насосної, а потім по трубопроводах

d_y 100 - на потреби хімводоочистки та d_y 300 - в бойлерну для потреб гарячого водопостачання.

Електропостачання.

Система електропостачання – магістральна. Живлення здійснюється по двум кабелям (марка АСБ-6,3х120,l=1500м) від підстанції «ЛБ-1» до підстанції котельні (ТП-1330).

1-а секція РУ-6Кв живиться по фідеру №32;

2-а секція РУ-6Кв живиться по фідеру №35.

Обидві секції ставляться під напругу через кабельні роз'єднувачі (РВЗ-6/600), вакуумні вимикачі Simens та шинні роз'єднувачі (тип РВ-6/400).

Між сеціямі зібрана схема АВР на двох секційних роз'єднувачах (тип РВ-6/400) і вакуумном вимикачі Simens.

Кабельна лінія від ТП-1330 у бік ТП-571 (марка ААБ-6,3х95) є резервною. Живлення мережних насосів (СН1-СН4/СН6) проводиться через шинні роз'єднувачі (тип РВ-6/400) і вакуумні вимикачі з РV-6кВ.

Живлення РУ-0,4кВ проводиться від силових трансформаторів Т1 і Т2 (тип ТМ-1000, 6/0,4) через автомати (тип АВМ-15, 1500А) і роз'єднувачі (Р-2515, 1500) на дві секції шин РУ-0,4кВ. Між секціями 1 і 2 РУ-0,4кВ є секційний автомат АВМ-10 на 1000А з одним секційним роз'єднувачем (РП-5, 1000А). Секційний автомат знаходиться у вимкненому положенні, а кожна секція живиться окремо від Т-1 і Т-2 відповідно.

Електродвигуни насосів, димососів, вентиляторів, а також різні струмоприймачі живляться з РУ-0,4кВ через автоматичні вимикачі, на яких передбачена тепловий та електромагнітний захист.

Управління пуском і зупинкою електроустаткування здійснюється через комутаційні апарати різної величини залежно від номінальної потужності обладнання.

На рисунку 1.1 наведена технологічна схема котельної.

Характеристика котлів ПТВМ-30-150М.

Водогрійний газо-мазутний котел типу ПТВМ-30-150 М призначений для установки в опалювальних котельнях в якості основного джерела теплопостачання для підігріву води з 70^{o}С до 150^{o}С.

Котел – прямоточний з П-подібним компонуванням поверхонь нагріву. Трубна частина його встановлена на каркас, який складається з 6-ти колон з верхньою рамою на позначці 5,2м. Каркас служить опорою для топкових блоків і конвективної шахти котла [1].

Технічна характеристика котлів ПТВМ-30-150М наведена у таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Технічна характеристика котлів ПТВМ-30-150М

Найменування параметру	Одиниця виміру	Величина
Теплопродуктивність	ккал/год	$30*10^6$
Температура води на вході в котел на виході з котла	°С	 70 150
Розрахунковий тиск води на вході в котел (максимальний)	кгс/см^2	16,5
Робочий тиск припустимий до	кгс/см^2	13
Витрата води через котел максимальна номінальна мінімальна	т/год	 630 420 305
Гідравлічний опір	кгс/см^2	1,6÷1,8
Поверхня нагріву конвективна радіаційна	м^2	 693 128
Водяний обсяг	м^3	13,6
ККД котла	%	91,08
Температура відхідних газів	°С	162
Витрата газу	м^3/год	4056,9

В таблиці 1.2 представлена характеристика котла типу ПТВМ-30М №4 встановленого в котельні по пр. Металургів,32 при роботі у літній режим.

Таблиця 1.2 – Характеристика котла типу ПТВМ-30М №4 за 2024 рік (літній режим)

Найменування параметру	Умовні позначення	Одиниця виміру	Навантаження котла в % від номінального						
			20,6	22,6	24,7	27,7	30,8	32,9	34,9
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Теплопродук-тивність	Q_k	Гкал/год	7,2	7,92	8,64	9,72	10,8	11,5	12,2
Витрата газу по приладу	G_k	м^3/год	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500
Кількість працюючих пальників	n	шт.	2	2	2	2	2	2	2
Тиск газу перед котлом	$P_{гобщ}$	кгс/см^2	0,08	0,09	0,11	0,13	0,16	0,19	0,21
Тиск газу перед пальниками: №1 №4	$P_{гпал}$	кгс/см^2	 300 300	 370 400	 450 500	 520 600	 640 700	 750 800	 850 900
Тиск повітря після вентилятору	$H_{пал}$	кгс/см^2	34±2	40±2	45±2	52±2	60±2	66±2	72±2
Гідравлічний опір котла	P	кгс/см^2	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Витрата води через котел	G_k	т/год	360	360	360	360	360	360	360

Продовження таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тиск повітря перед пальниками №1 №2 №3 №4 №5 №6	P_n	кгс/см^2	 23 0-10 0-10 18 0-10 0-10	 27 0-10 0-10 22 0-10 0-10	 32 0-10 0-10 25 0-10 0-10	 36 0-10 0-10 28 0-10 0-10	 43 0-10 0-10 33 0-10 0-10	 48 0-10 0-10 38 0-10 0-10	 53 0-10 0-10 42 0-10 0-10
Температура води на вході у котел	t_1	°С	70	70	70	70	70	70	70
Температура води на виході у котел	t_2	°С	90	92	94	97	100	102	104
Температура відходячих газів	$t_{в.г}$	°С	88	92	96	100	104	107	110
Температура зовнішнього повітря	$t_{зп}$	°С	10	10	10	10	10	10	10
Розрідження в топці	S_T	кгс/см^2	2,5± 1,5	2,5± 1,5	2,5± 1,5	2,5± 1,5	2,5± 1,5	2,5± 1,5	2,5± 1,5
Втрати тепла з відхідними газами	q_2	%	5,20	5,09	5,06	5,23	5,40	5,54	5,67

Продовження таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Коеф. надлишку повітря у відхідних газах	L		1,73	1,61	1,51	1,49	1,47	1,46	1,45
Втрати тепла у навколишнє середовище	q_5	%	4,13	3,76	3,44	3,06	2,75	2,58	2,43
Втрати тепла від хімічного недожогу	q_3	%	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ККД котла	*ККД*	%	90,6	91,1	91,4	91,6	91,8	91,8	91,8
Питома витрата умовного палива на 1 Гкал	B_y	кг у.т/ Гкал	157	157	156	156	155	155	155

Режимна карта складена при спалюванні палива $Q_{н.р}$ = 8119 ккал/м^3. Температура повітря при горінні $t_{х.в.}$ = 10 °С.

Топкова камера котла призначена для спалювання високосірчаного мазуту і природного газу. Стіни топкової камери повністю екранізовані трубами *d*60х3 мм і кроком між трубами 64 мм. Труби заднього екрану топкової камери розведені у верхній частині і утворюють фестон [2].

Конвективна частина складається з 32 секцій. Кожна частина складається з U-образних змійовиків з труб *d*28х3 мм, ввареними своїми кінцями в стояки з

труб *d*83х3,5 мм. Змійовики розташовані в шаховому порядку, з кроком *S* = 64мм та *S* = 40мм.

Котел №1 обладнаний шістьма струменево-нішевими пальниками (СНП), а котли № 2,3,4 – шістьма комбінованими газо-мазутними пальниками, встановленими по три зустрічно на кожній боковій стінці топкових камер котлів. Регулювання продуктивності здійснюється шляхом зміни числа працюючих пальників. В таблицях 1.3 та 1.4 представлена характеристика СНП та газомазутних пальників.

Таблиця 1.3 – Характеристика СНП

Найменування парметрів	Одиниця виміру	Величина
Номінальна теплопродуктивність - низький тиск - середній тиск	Гкал/год	6,5 12,5
Номінальний тиск газу перед пальником: - низький - середній	мм.в.ст.	до 500 до 1850
Допустима температура повітря перед пальником, не більше	^{o}C	300
Температура поверхні пальника, не більше	^{o}C	60

Таблиця 1.4 – Характеристика газо-мазутних пальників

Найменування характеристик	Одиниця виміру	Величина
1	2	3
Номінальна теплопродуктивність	Гкал/год	5,0
Тиск газу при номінальному навантаженні	мм.в.ст.	250

Продовження таблиці 1.4

1	2	3
Продуктивність газового пальника	$м^3$/год	660
Тиск повітря на горіння	мм.в.ст.	216
Витрата повітря на горіння при нормальному навантаженні	$м^3$/год	5477
Перетин пальника по газу	$м^2$	0,0019
Перетин пальника по повітрю	$м^2$	0,0942

Тягодуттьові установки.

Кожен котел ПТВМ-30-150М укомплектований двома дуттьовими вентиляторами і одним димососом. Виробництво Бійського котельного заводу, для подолання опору газового тракту і викиду продуктів згоряння в димар заввишки 45,0 м. В таблиці 1.5 представлена характеристика вентиляторів і димососів котла ПТВМ-30-150М.

Таблиця 1.5 – Характеристика вентиляторів і димососів котла ПТВМ-30-150М

Найменування обладнання	Кіль-кість, шт	Тип	Продук-тивність, $м^3$/год	Напір, кгс/$м^2$	Число обертів за хвилину	Потуж-ність електро-двигуна, кВт
1	2	3	4	5	6	7
Димосос №1правого обертання	1	Д-13,5х2	44600	138	575	55
Димосос №2 правого обертання	1	Д-15,5х2	53750	192	730	125

Продовження таблиці 1.5

1	2	3	4	5	6	7
Димосос №3 лівого обертання	1	Д-15,5х2	57500	208	740	125
Димосос №4 лівого обертання	1	Д-15,5х2	55640	182	740	125
Вентилятор 1А правого обертання	1	ВД-12	41300	329	980	55
Вентилятор 1Б лівого обертання	1	ВД-12	35100	195	735	55
Вентилятор 2А лівого обертання	1	ВД-12	41300	329	985	55
Вентилятор 2Б правого обертання	1	ВД-12	42700	292	980	55
Вентилятор 3А лівого обертання	1	ВД-12	40000	309	980	55
Вентилятор 3Б правого обертання	1	ВД-12	38400	330	980	55
Вентилятор 4А лівого обертання	1	ВД-12	39700	316	980	55

Продовження таблиці 1.5

1	2	3	4	5	6	7
Вентилятор 4Б правого обертання	1	ВД-12	39700	316	980	55

Вентилятор типу ВД-12 (правого і лівого обертання) консольного типу одностороннього всмоктування. Він складається з робочого колеса, насадженого на вал, равликообразного корпусу, підшипників, сполучної муфти і направляючого апарату. Робоче колесо являє собою крильчатку з загнутими вперед лопатками. Вал встановлений на двох сферичних роликопідшипниках. Направляючий аппарат встановлений на вході повітря в робоче колесо і служить для регулювання продуктивності і напору вентилятора. Регулювання проводиться дистанційно з пульта управління і автоматично (регулятором співвідношення газ-повітря). Забір повітря проводиться як з приміщення котельні, так і зовні.

Димососи двостороннього всмоктування, регулювання тяги здійснюється дистанційно з пульта управління або автоматично регулятором розрядження. Видалення відхідних газів проводиться по металевим газоходам, які переходять в цегляні і далі в трубу висотою 45 м, діаметром отвору труби 3м.

Насосна группа.

У котельні є дев'ять насосних груп залежно від призначення рідини: мережні, рециркуляційні, підживлювальні, насоси холодної води, гарячого водопостачання, насоси робочої рідини, сольові, розпушування фільтрів, дренажні.

Циркуляція води через котел і далі в системі здійснюється мережевими насосами. Мережева вода зі зворотної магістралі по чотирьом вводам через грязьовик і засувки надходить у всмоктуючий колектор обратки мережевих насосів. Після насосів з тиском до 13 кг/см^3 вода надходить у загальний

колектор обратки після мережевих насосів перед котлами, звідки по трубопроводах входу частина води надходить в котли для нагріву, а частина – через регулятор перепуску в подаючу магістраль. Нагріта в котлах мережева вода і вода після перепуску далі йде у вхідний колектор після котлів.

В таблиці 1.6 представлена характеристика мережевих насосів котла ПТВМ-30-150М.

Таблиця 1.6 – Характеристика мережевих насосів

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст	Число обертів за хвилину	Потужніть електро-двигуна, кВт
Д-630-90	630	90	1480	250
200Д-60	720	89	1480	250
200Д-60	720	89	1480	250
Д320/50	320	50	1480	90
1Д630-90	630	90	1480	250

З колектора велика частина води йде на опалення житлового масиву, частина – на бойлерну для нагріву холодної води для потреб гарячого водопостачання, частина – на рециркуляцію і невелика кількість на ХВО.

Для поповнення втрат води в теплових мережах і підтримки необхідного тиску 3,0-3,5кг/$см^2$ в зворотній магістралі передбачено підживлення живильними насосами теплової мережі хімічно очищеної і деаерірованою водою.

Підживлення здійснюється живильними насосами через регулятор підживлення в зворотний трубопровід перед мережевими насосами.

Тиск води зворотної магістралі підтримується автоматичним регулятором підживлення.

При виході з ладу регулятора, регулювання здійснюється вручну через байпас.

В таблиці 1.7 представлена характеристика живильних насосів котла ПТВМ-30-150М.

Таблиця 1.7 – Характеристика живильних насосів

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електро-двигуна, кВт
4К-12	90	34,6	2900	17
4К-12	90	34,6	2900	17
КС-12-50	12	50	2900	5,5

Для підтримки температури води, що подається в котли не нижче 70°С, встановлено три рециркуляційних насоса. Температура води на вході в котли підтримується роботою вузла рециркуляції. Необхідна кількість води, після котла насосами рециркуляції подається в колектор обратки на вхід в котел. Температура води 70°С на вході в котли необхідна для запобігання виникнення точки роси в конвективній частині котлів.

Автоматизація рециркуляції здійснюється за допомогою регулятора температури, встановленого на лінії рециркуляції після насосів.

В таблиці 1.8 представлена характеристика рециркуляційних насосів котла ПТВМ-30-150М.

Таблиця 1.8 – Характеристика рециркуляційних насосів

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електродвигуна, кВт
НКУ-140	150	35	1450	45
НКУ-140М	150	35	1450	45
НКУ-140МА	150	35	1450	45

З огляду на те, що тиск холодної води в міському водопроводі на вводі в котельню не постійний та з метою підвищення тиску встановлено три підвищувальних насоса.

Схема трубопроводу на насосі №3 виконана так, що він може працювати і на гаряче водопостачання при середній витраті гарячої води 300м^3/год.

В таблиці 1.9 представлена характеристика насосів холодної води котла ПТВМ-30-150М.

Таблиця 1.9 – Характеристика насосів холодної води

Тип	Продуктивність, м^3/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електродвигуна, кВт
Д320/50а	300	39	1450	55
Д320/50а	300	39	1450	55
Д320/50а	300	39	1450	55

Для потреб гарячого водопостачання підключених абонентів у бойлерній встановлені три насоса. Гаряча вода на всас надходить із загального колектора *d*=500 мм, встановленого в бойлерній, а колектор з баків-акумуляторів.

В таблиці 1.10 представлена характеристика насосів ГВС котла ПТВМ-30-150М.

Таблиця 1.10 – Характеристика насосів ГВС

Тип	Продуктивність, м^3/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електро-двигуна, кВт
8НДВ-60	720	89	1480	250
10ДБ-60	400-600	57-70	1450	160
10ДБ-60	400-600	57-70	1450	160

Для створення розрідження в колонках гарячого водопостачання та опалення з метою деаерації обескиснення гарячої води встановлені три перекачувальних насоса.

В таблицях 1.11-1.14 представлені характеристики насосів робочої рідини, насосів розпушування, насосів сольових та дренажного насосу котла ПТВМ-30-150М.

Таблиця 1.11 – Характеристика насосів робочої рідини

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електро-двигуна, кВт
Д 320/50	320	50	1450	55
Д 320/50а	320	39	1450	55
Д 320/50а	320	39	1450	55

Таблиця 1.12 – Характеристика насосів розпушування

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електро-двигуна, кВт
Х 45/31Д-С-У4	45	31	2900	17
Х 20/18Д-С-У4	20	18	2900	5,5

Таблиця 1.13 – Характеристика сольових насосів

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електро-двигуна, кВт
2Х-9Д-1-41	19,8	18	2900	4,5
2Х-9Д-1-41	11-22	17,5-21	2900	5,5

Таблиця 1.14 – Характеристика дренажного насосу

Тип	Продуктивність, $м^3$/год	Напір, м.в.ст.	Число обертів за хвилину	Потужніть електро-двигуна, кВт
4К-8	90	54,9	2900	17

1.2 Аналіз енергоспоживання котельної

Енергетичне господарство котельної являє собою складну сукупність процесів виробництва, перетворення, розподілу і використання всіх видів енергетичних ресурсів. Енергогосподарство забезпечує виробництво на котельній різними видами енергії і енергоносіями, здійснює монтаж, експлуатацію і ремонт енергообладнання.

Основними видами енергії, що витрачаються в котельні є теплова та електрична енергії.

Паливом для котельні є суміш природного газу.

Склад граничних вуглеводневих газів:

– метан 93%;

– етан 3,53%;

– бутан 0,19%;

– пропан 0,81%.

Склад не вуглеводневих газів азоту та рідких газів 2,47%.

Газ в котельню потрапляє з газорозподільчого пункту №5 по підземному газопроводу Ø 400 з подальшим розгалуженням на котли трубопроводами Ø 200.

Газорозподільчий пункт служить для зниження вхідного тиску і забезпечення перед газовими пальниками постійного тиску газу розрахункової величини, а також для очищення газу від механічних домішок і припинення

подачі газу до споживачів при підвищенні або зниженні тиску газу за регулятором понад допустимої межі.

Холодна вода надходить з водопроводу КП «Водоканал».

Система електропостачання – магістральна. Живлення здійснюється по двум кабелям від підстанції «ЛБ-1» до підстанції котельні (ТП-1330).

У таблиці 1.15 представлено споживання енергетичних ресурсів за рік на котельній

Таблиця 1.15 - Споживання енергетичних ресурсів за рік на котельній

Найменування	Одиниця виміру	Обсяг споживання	Вартість, грн/рік
Природний газ	$м^3$/рік	21201133	163248724,1
Електроенергія	кВт·год/рік	29222510	39742613,6
Вода	$м^3$/рік	124095	1285127,82

За наведеними даними будуємо діаграму та проводимо аналіз: які енергоресурси складають найбільшу частку в енергобалансі котельної, грн/рік. Діаграму наведено на рисунку 1.2.

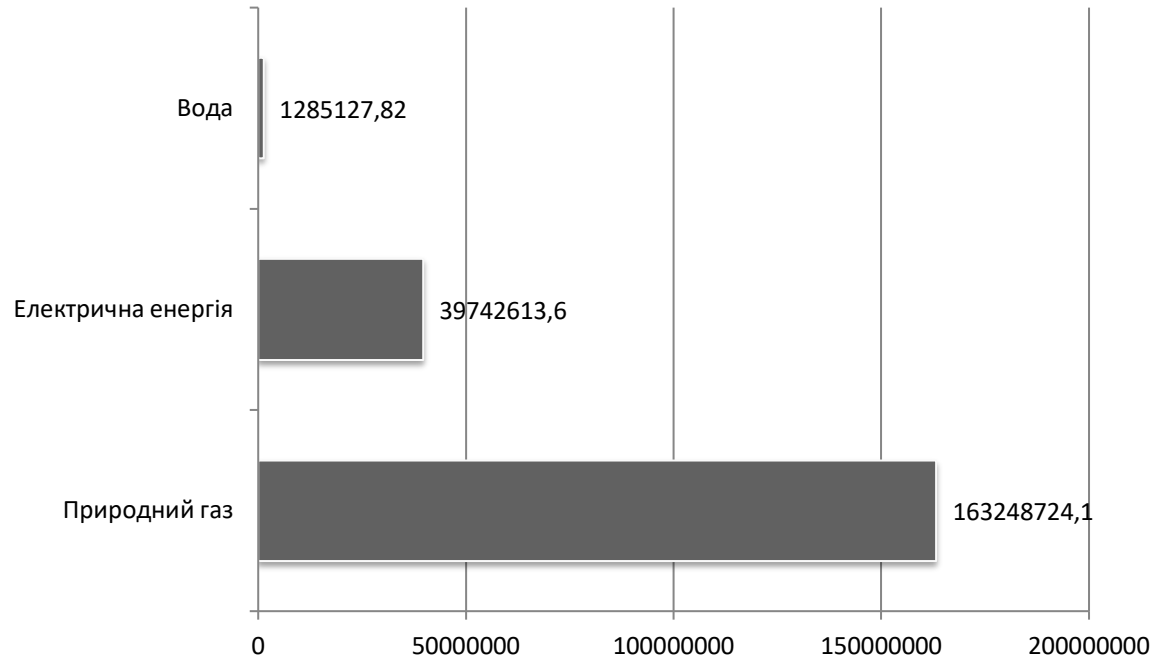


Рисунок 1.2 – Енергобаланс котельної

З рисунку 1.2 видно, що найбільшу частку енергобалансу котельної складає природний газ, тому основні заходи з підвищення енергоефективності котельної краще проводити з метою зниження витрати природного газу на котлах ПТВМ-30-150М.

1.3 Аналіз заходів з підвищення енергоефективності котельної

За рахунок підвищення енергоефективності можна різними шляхами поліпшити роботу котельні та вдосконалити продукцію, що випускається.

Енергоефективність виробництва і якість продукції безпосередньо пов'язані з ефективною експлуатацією обладнання. Підвищення енергоефективності призводить до додаткових доходів, таких як зниження експлуатаційних витрат та поліпшення безпеки праці. Наслідком підвищення енергоефективності є зменшення забруднення навколишнього середовища.

Опис можливих заходів з підвищення енергоефективності котельної:

1. Для реконструкції комерційного й технічного обліку можлива заміна індукційних лічильників на сучасні електронні лічильники з більш високою точністю виміру, які дозволяють вимірювати активну й реактивну електроенергію в обох напрямках (наприклад, багатофункціональні лічильники SL-7000 фірми «Шлюмберже» із класом точності 1), що особливо важливо при розміщенні когенераційних станцій на котельнях. Крім того, у розподільних пристроях 0,4 кВ і щитових варто замінити індукційні лічильники електроенергії на електронні із класом точності 1. При цьому рекомендуються лічильники з імпульсними виходами для подальшого використання в комерційного обліку електроенергії. Впровадження автоматичних систем контролю й обліку електроенергії (АСКОЕ) дозволить робити розрахунки з енергопостачальною організацією за споживану електроенергію по диференціальних тарифах, що є більш вигідно для підприємства.

2. Значно зменшити споживання електроенергії дозволить використання перетворювачів частоти, які здійснюють частотне регулювання роботи приводів двигунів тягодутьового устаткування, мережних, підвищувальних і рециркуляційних насосів. Застосування частотного регулювання дозволяє організувати роботу приводу насосного агрегату або вентилятора таким чином, щоб він, при зміні параметрів на вході, змінював частоту обертання. Це, у підсумку, дозволяє не тільки істотно заощадити споживану енергію, але й одержати економічний ефект за рахунок підвищення коефіцієнта корисної дії самого насоса, а так само значно зменшити й експлуатаційні витрати, пов'язані з технічним обслуговуванням. Режим плавного пуску електродвигуна кожного насосного агрегату дозволяє повністю вимкнути гідравлічні удари в системі, зберегти електродвигун від негативного впливу пускових струмів і захистити живильну електромережу від небажаних перевантажень по струму. Крім того, застосовувані перетворювачі частоти, мають можливість самоадаптації в залежності від характеристик кожного двигуна, а наявність в кожному перетворювачі засобу технологічного обліку споживаної електроенергії та часу роботи підключеного агрегату, дозволяють виконувати аналіз споживання електроенергії за будь-який період часу. Наявність комунікаційного каналу RS 485 для віддаленого керування та збору інформації про роботу перетворювача частоти дозволяє використовувати його у складі автоматизованих систем керування. Застосування автоматизованих систем керування технологічним устаткуванням на базі транзисторних частотних перетворювачів і сучасних спеціалізованих контролерів дають можливість додатково знижувати енергоспоживання, а також організувати режим диспетчеризації роботи декількох об'єктів з одного центрального пункту. Доцільно використання перетворювачів частоти елементів не як елементи системи конкретного агрегату, а як складових комплексних системних рішень із підключенням набору автоматизації технологічного процесу. Таке рішення дозволяє одержати додатковий ефект, що значно більше простої економії енергії. Як показує досвід проведення реконструкцій котелень,

при заміні застарілого морально й фізично устаткування на сучасне, використанні частотного регулювання досягається економія електроенергії в 2-4 рази [3].

При прийнятті рішення про доцільність впровадження частотно-регульованих електроприводів слід враховувати, що крім економічного ефекту від економії електроенергії застосування частотно-регульованих електроприводів додатково забезпечує наступне:

– знижується знос запірної арматури, так як більшу частину часу засувки повністю відкриті;

– більшу частину часу насоси працюють при знижених тисках, що знижує витоку в системі водопостачання;

– знижується знос комутаційної апаратури, так як її перемикання відбуваються при відсутності струму;

– знижується знос підшипників двигуна і насоса, а також крильчатки за рахунок плавної зміни числа обертів, відсутності великих пускових струмів;

– зменшується небезпека аварій за рахунок виключення гідравлічних ударів;

– забезпечується одночасний захист двигуна від струмів короткого замикання, замикання на землю, струмів перевантаження, неповнофазного режиму, неприпустимих перенапруг;

– знижується рівень шуму, що особливо важливо при розташуванні насосів поблизу житлових приміщень;

– спрощується подальша комплексна автоматизація об'єктів системи водопостачання.

3. Зниження температури відхідних топкових газів за рахунок установки хвостових утилізаційних поверхонь нагріву (економайзера, повітропідігрівників, контактного теплообмінника) [4].

Основна увага дослідників зосереджена на використанні контактних підігрівачів (економайзерів). Перевагами контактного способу утилізації

теплоти відхідних газів є велика поверхня теплообміну, високі коефіцієнти теплопередачі, зниження викидів оксидів азоту. Однак підігрів води в підігрівачах контактного типу обмежений температурою мокрого термометра, приблизно рівній температурі кипіння води при парціальному тиску водяної пари в димових газах (близько 60°С). Крім того, при контакті з газами відбувається насичення води, що нагрівається продуктами згоряння, зокрема, $C0_2$, що накладає обмеження на використання цієї води в циклі водопідготовки.

4. Ефективним засобом економії палива і захисту навколишнього середовища є використування низькотемпературних вторинних джерел енергії. У розвинених країнах багато уваги приділяють створенню і впровадженню теплонасосних установок (ТНУ), призначених для опалення, гарячого водопостачання, сушки та ін. Позитивний досвід зарубіжних країн щодо застосування ТНУ в системах опалення та гарячого водопостачання не спрацьовує в природно-кліматичних умовах України. Впровадження ТНУ в системах теплопостачання залежить насамперед від наявності джерел низькотемпературної теплоти. Для природно-кліматичних умов України використання низькотемпературних джерел теплоти у вигляді атмосферного повітря і поверхневих вод водойм досить обмежене і можливо частково лише в південних регіонах. В інших регіонах України низькотемпературними джерелами теплоти можуть бути стічні води, грунт і грунтові води. Витрата стічних вод обмежена і вимагає їх очищення. Витрати на створення грунтових теплообмінників складають до 70% сумарних капіталовкладень в теплонасосні системи. У цих умовах актуальним є пошук інших низькотемтемпературних джерел теплоти. У багатьох містах України працюють численні котельні з котлами невеликої потужності, побудовані в 60 - 80 роках минулого століття. Такі котельні працюють на природному газі, не мають розвинених хвостових поверхонь і характеризуються відносно високою для наших умов температурою відхідних газів ($t_{вг}$ = 130 ° С). У продуктах згоряння природного газу (димових газах) міститься підвищена концентрація водяної пари, на утворення якої витрачена

певна частина теплоти згорання палива. Використовуючи контактний утилілиза -тор (КУ), температуру газів за ними $t_{ку}$ можна знизити до температури, яка менше температури точки роси t_R, т. е. $t_{ку} < t_R$. Це дозволяє використовувати як фізичну, так і конденсаціону складові відхідних газів [5].

5. Модернізація газових котлів великої потужності 70-80-х років випуску з підвищенням рівня автоматизації може проводитися шляхом заміни пальників на сучасні або без такої заміни застосуванням сучасних систем автоматизації котельних установок. Перший спосіб більш дорогий, другий вимагає менших витрат, але пов'язаний з ретельною розробкою питань паливоподачі, особливо для котлів, обладнаних групою пальників. Автоматизація процесу регулювання теплової потужності вимагає розробки алгоритму регулювання витрати газу [6].

Регулювання витрати газу на кожному пальнику проводиться поворотними заслонками. Так як пальники підключені до загального газового колектора паралельно, існує взаємний вплив гідравлічних режимів їх роботи.

За основу при розробці алгоритму регулювання витрати газу приймається регулювання попарним включенням пальників і регулювання на самих пальниках витрати газу поворотними заслонками.

Регулювання витрати газу на котел буде плавним, якщо:

– весь інтервал витрат по режимній карті котла охоплюється піддіапазонами роботи пальників, що послідовно включаються;

– в кожному піддіапазоні регулювання витрат забезпечується при кутах повороту заслонок, що не виходять за межі 10- 0^o.

6. Зниження присосів в топку і газоходи котельних агрегатів за рахунок щільної та якісної обмурівки. Зниження присоса повітря на 0,1 дозволяє економити до 0,5% спалюваного палива і до 20% електроенергії на привід димососа за рахунок зниження обсягу відхідних топкових газів.

7. Установка пристроїв плавного пуску. Софт-стартер (пристрій плавного пуску) призначений для обмеження пускового струму асинхронного електродвигуна.

Переваги використання софт-стартера наступні:

– істотне зниження пускових струмів електродвигуна;

– зниження механічних навантажень (ударів) в технологічному обладнанні;

– наявність захистів від аварійних режимів, що виникають при експлуатації двигуна;

– можливість плавного (безступінчатого) регулювання пускового струму.

8. Енергозберігаючі технології вакуумної деаерації у водогрійних котельнях. Ефективність вакуумної деаерації залежить насамперед від температурного режиму, типу і навантаження застосовуваних деаераторів. В окремо розташованих районних котелень, температура води на виході з водогрійних котлів підтримується на високому рівні (зазвичай 140-150 ° С) протягом усього року. Регулювання температури води, що відпускається споживачам, здійснюється підмішуванням до неї більш холодної зворотної мережної води. Частина нагрітої води після водогрійних котлів по трубопроводу рециркуляції перепускається на вхід котлів для підтримки постійної температури мережної води перед котлами.

При такому режимі роботи котельні постійна наявність теплоносія з високою температурою дозволяє організувати практично будь-які температурні режими деаерації при будь-якому типі застосовуваних вакуумних деаераторів. Мережна вода з температурою 140-150 ° С після водогрійних котлів може ефективно використовуватися в якості гріючого агента, що подається як у вакуумні деаератори, так і для підігріву вихідної води у водо-водяні теплообмінники. Включення вакуумного деаератора в лінію рециркуляції мережної води повинно бути здійснено таким чином, що трубопровід

рециркуляції поєднується з трубопроводом гріючого агента і підживлювальним трубопроводом, а підживлювальний насос служить одночасно і рециркуляційним насосом [7].

9. Заміна конвективних поверхонь нагріву - замість труб Ø28 × 3 мм застосовувати труби Ø32 × 4 мм або Ø38 × 3 мм.

Переваги:

– збільшення діаметра труби зменшує гідравлічний опір і при поганій якості води в системі конвективна поверхня не так швидко виходить зі ладу;

– за рахунок збільшення поверхні нагрівання підвищується ККД котла.

10. Раціональним розподілом навантаження між декількома котлами, які працюють одночасно, можна впливати на енергозбереження в котельнях (сумарні енерговитрати котельні), оскільки ККД котлів і витрати умовного палива, які залежать від продуктивності, індивідуальні для різних модифікацій котлів і термінів їх використання. Найвигідніший розподіл сумарного навантаження між котлами буде за умови рівності відносних приростів витрати палива.

11. Компенсація реактивної потужності. Економічний ефект від впровадження автоматичної конденсаторної установки складається з наступних складових:

– економія на оплаті реактивної енергії;

– для діючих об'єктів - зменшення втрат енергії в кабелях;

– для проектованих об'єктів - економія на вартості кабелів;

– економія від продовження терміну служби трансформаторів за рахунок зниження перегріву.

12. Застосування сучасних технологій хімічної підготовки підживлювальної, мережевий і котельної води.

13. Зниження теплових втрат через віконні отвори шляхом установки третього скла та утеплення віконних рам.

14. Застосування пристроїв автоматичного регулювання та керування вентиляційними установками в залежності від температури зовнішнього повітря.

15. Утримання в чистоті зовнішніх і внутрішніх поверхонь нагріву котла.

16. Використання тепловиділень від котлів шляхом забору теплого повітря з верхньої зони котельного залу і подачею його у всмоктувальну лінію дуттьового вентилятора.

17. Оптимізація процесів горіння в різних котлах здійснюється за допомогою впровадження автоматичної системи управління технологічним процесом.

Все управління технологічними процесами на джерелах відбувається автоматично за допомогою програмованого пристрою контролера (нижній рівень АСУ ТП), контроль над технологічним процесом здійснюється обслуговуючим персоналом з пульта управління через персональний комп'ютер з мнемосхемою управління процесом (верхній рівень АСУ ТП). Обслуговуючий персонал тільки дає команди на «пуск» або «стоп» того чи іншого обладнання або вносить свої корективи в технологічний процес роботи джерела теплової енергії. Також використовуються автоматичні коригувальні газоаналізатори.

АСУ ТП дозволяє вирішувати наступні завдання:

– автоматична підготовка котлоагрегату до розпалювання;

– автоматичний розпал пальників котла з переходом в режим мінімальної потужності;

– управління навантаженням і оптимізація співвідношення паливо-повітря кожного з пальників котла;

– управління тепловим режимом котла;

– регулювання температури мережної води на виході з котельні в залежності від температури зовнішнього повітря;

– захист, сигналізація і блокування роботи котла при несправності;

– управління з операторських станцій технологічним обладнанням (димосос, вентилятори, засувки);

– забезпечення оперативно-технологічного персоналу інформацією про параметри теплового режиму і стан технологічного обладнання;

– реєстрація в режимі реального часу параметрів технологічного процесу і дій оперативного персоналу;

– протоколювання та архівування інформації;

– уявлення архівною інформацією та результатами розрахунків.

18. Зменшення витрат палива, збільшення вироблення енергії із збереженням витрати палива можна досягти шляхом заміни фізично і морально застарілих котлів на нові.

Таким чином, для підвищення енергоефективності котельної по пр. Металургів, 32 найбільш прийнятними будуть такі заходи:

– реконструкція системи конвективного теплообміну котлів;

– використання теплоти відхідних продуктів згоряння палива за допомогою контактного утилізатора;

– впровадження автоматизованої системи регулювання режимами роботи газопальникових пристроїв котла ПТВМ-30-150М;

– застосування частотних перетворювачів для регулювання продуктивності дуттьових вентиляторів.

2 РОЗРАХУНОК ЗАХОДІВ З ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ КОТЕЛЬНОЇ ДНІПРОВСЬКОГО РАЙОНУ М. ЗАПОРІЖЖЯ

2.1 Розрахунок заходів зниження витрати природного газу

2.1.1 Розрахунок зниження витрати природного газу за рахунок реконструкції системи конвективного теплообміну котлів

В ході реконструкції системи конвективного теплообміну котлів пропонується замість труб Ø28 × 3 мм застосувати труби Ø32 × 4 мм зі сталі 20.

За рахунок збільшення діаметру труб збільшується поверхня нагрівання та підвищується ККД котла.

Загальна площа конвективної частини з пучком, утвореного трубами d = 28 мм складає 682,3 м^2, ККД котла – 91,08%, витрата палива на котел – 4056,9 м^3/год.

Проведемо перевірочний розрахунок конвективної частини водогрійного котла ПТВМ-30-150М при спалюванні природного газу для труб нового діаметру [8,9].

Визначаємо геометричні характеристики конвективної частини котла ПТВМ-30-150М за даними в каталозі [10]. Розміри конвективної частини: ширина – 4,1 м; глибина – 2,24 м, довжина – 2,24 м.

Задня і передня стінка конвективної частини котла екранована трубами діаметром 60 мм з кроком 64 мм. Отримуємо кількість труб за формулою:

$$n_1 = ((a/64) + 1) \cdot 2, \quad (2.1)$$

де a – ширина стінок.

$$n_1 = ((4100/64) + 1) \cdot 2 = 65 \cdot 2 = 130 \text{ шт.}$$

Площа передньої і задньої стінок знаходиться за формулою:

$$H_1 = \pi \cdot d \cdot l \cdot n, \quad (2.2)$$

де d - зовнішній діаметр труб, м;

l - довжина труб, розташованих у газоході, м;

n - загальне число труб, розташованих в газоході.

$$H_1 = 3{,}14 \cdot 0{,}06 \cdot 2{,}24 \cdot 130 = 54{,}86 \text{ м}^2.$$

Бічні стінки екрановані трубами діаметром 28 мм з кроком 128 мм, які є колекторами для П-подібних ширм конвективного пакета. Кількість труб знаходиться за формулою:

$$n_2 = (b/128) \cdot 2 + 1, \quad (2.3)$$

де b – довжина стінок.

$$n_2 = (2240/128) \cdot 2 + 1 = 36 \text{ шт.}$$

За формулою (2.2) розрахуємо площу бічних стінок:

$$H_2 = 3{,}14 \cdot 0{,}028 \cdot 2{,}24 \cdot 36 = 7{,}08 \text{ м}^2.$$

У котлі ПТВМ-30-150М застосовуються два пакети із шаховим росположенням труб діаметром 32 мм з кроком $S_1 = 64$ мм, $S_2 = 40$ мм. Середня довжина труб в пакеті складе ≈ 6,3 м. Таким чином, кількість труб в одному ряду знаходиться за формулою:

$$z_1 = c/64, \quad (2.4)$$

де c – глибина стінок.

$$z_1 = 2240/64 = 35 \text{ шт.}$$

Кількість рядів знаходиться за формулою:

$$z_2 = (m/40) + 1, \quad (2.5)$$

де m - висота стінок.

$$z_2 = (600/40) + 1 = 16 \text{ шт.}$$

Кількість труб в пакетах знаходиться за формулою:

$$n_3 = (z_1 \cdot z_2) \cdot 2, \quad (2.6)$$

де z_1 - кількість труб в одному ряду, шт.;

z_2 - кількість рядів, шт.

$$n_3 = (35 \cdot 16) \cdot 2 = 1120 \text{ шт.}$$

За формулою (2.2) розрахуємо площу пучка, утвореного трубами $d = 32$ мм:

$$H_3 = 3{,}14 \cdot 0{,}032 \cdot 6{,}3 \cdot 1120 = 708{,}98 \text{ м}^2.$$

Загальна площа конвективної частини знаходиться за формулою:

$$H = H_1 + H_2 + H_3, \quad (2.7)$$

де H_1, H_2,H_3 – площі передньої і задньої стінок, площа бічних стінок та площа пучка, утвореного трубами d = 32 мм.

$$H = 54{,}86 + 7{,}08 + 708{,}98 = 770{,}92 \text{ м}^2.$$

Отже, площа конвективної частини збільшилася на (770,92 - 682,3) = 88,62 м^2.

Умовно розіб'ємо конвективний пучок на два газоходи по лінії середини пакету з ширм. Площа екранів до пакету знаходиться за формулою (при висоті труб до пакету 0,82 м):

$$H_{ін} = H_1 + H_2, \quad (2.8)$$

$$H_{ін} = 3{,}14 \cdot 0{,}06 \cdot 0{,}82 \cdot 130 + 3{,}14 \cdot 0{,}028 \cdot 0{,}82 \cdot 36 = 22{,}48 \text{ м}^2.$$

Площа половини пакету і екранів висотою 0,6 м знаходиться за формулою:

$$H_{пак} = H_3/2 + 3{,}14 \cdot d \cdot l \cdot n_1 + 3{,}14 \cdot d \cdot l \cdot n_2, \quad (2.9)$$

$$H_{пак} = 708{,}98/2 + 3{,}14 \cdot 0{,}06 \cdot 0{,}6 \cdot 130 + 3{,}14 \cdot 0{,}028 \cdot 0{,}6 \cdot 36 = 371 \text{ м}^2.$$

Загальна площа першого газоходу знаходиться за формулою:

$$H_{заг} = H_{ост} + H_{пак}, \quad (2.10)$$

$$H_{заг} = 22{,}48 + 371 = 393{,}48 \text{ м}^2.$$

За формулою (2.8) розрахуємо площу екранів після пакету (при висоті труб після пакета 0,6 м):

$$H_{ін} = 3{,}14 \cdot 0{,}06 \cdot 0{,}6 \cdot 130 + 3{,}14 \cdot 0{,}083 \cdot 0{,}6 \cdot 36 = 16{,}44 \text{ м}^2.$$

За формулою (2.10) розрахуємо загальну площу другого газоходу:

$$H_{заг} = 16{,}44 + 371 = 387{,}44 \text{ м}^2.$$

На рисунку 2.1 зображено шахматне розташування труб у конвективному пучкі.

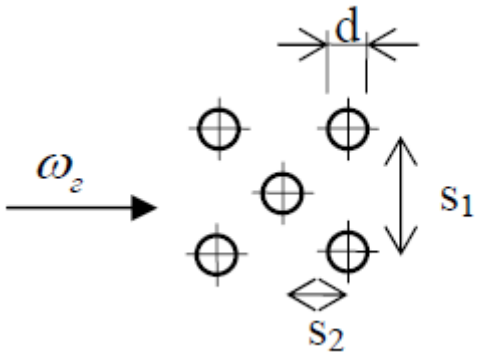


Рисунок 2.1 - Шахматне розташування труб до визначення відносного кроку труб в конвективному пучкі

Відносний поперечний крок труб знаходиться за формулою:

$$\sigma_1 = S_1/d, \tag{2.11}$$

$$\sigma_1 = 0{,}064/0{,}032 = 2.$$

Відносний продольний крок труб знаходиться за формулою:

$$\sigma_2 = S_2/d, \tag{2.12}$$

$$\sigma_2 = 0{,}04/0{,}032 = 1{,}25.$$

Розрахуємо перший газохід [11].

Перетин для проходу газів знаходиться за формулою:

$$F_{пак} = a \cdot b - z_1 \cdot l \cdot d, \tag{2.13}$$

$$F_{пак} = 4{,}1 \cdot 2{,}24 - 35 \cdot 2{,}24 \cdot 0{,}032 = 6{,}7 \text{ м}^2.$$

Перетин для проходу газів іншої частини знаходиться за формулою:

$$F_{ін} = a \cdot b, \tag{2.14}$$

$$F_{ін} = 4{,}1 \cdot 2{,}24 = 9{,}2 \text{ м}^2.$$

Середній по поверхні нагрівання перетин для проходу газів знаходиться за формулою:

$$F_{ср} = (H_{пак} + H_{ін})/[(H_{пак}/F_{пак}) + (H_{ін}/F_{ін})], \tag{2.15}$$

$$F_{ср} = \frac{371 + 22{,}48}{\left[\left(\frac{371}{6{,}7}\right) + \left(\frac{22{,}48}{9{,}2}\right)\right]} = 6{,}78 \text{ м}^2.$$

Ефективна товщина випромінюючого шару знаходиться за формулою:

$$S=0,9\cdot d\cdot[(4/\pi)\cdot((S_1\cdot S_2)/d^2)]-1), \quad (2.16)$$

$$S=0,9\cdot 0,032\cdot\left(\frac{4}{3,14}\cdot\frac{0,064\cdot 0,04}{0,032^2}-1\right)=0,06 \text{ м.}$$

Приймаємо два значення температури продуктів згоряння після газоходу. Подальші обчислення проводяться для прийнятих двох значень. На виході з першого конвективного газоходу приймаємо значення $\vartheta_I^{''}$ = 500 °С і $\vartheta_I^{''}$ = 300 °С. На виході з другого конвективного газоходу приймаємо значення $\vartheta_{II}^{''}$ = 400 °С і $\vartheta_{II}^{''}$ = 200 °С.

Визначаємо кількість теплоти, відданої продуктами згоряння за формулою:

$$Q_б= \varphi\cdot(I_I^{'}-I_I^{''}+\Delta\alpha\cdot I_{прс}^{o}), \quad (2.17)$$

де φ - коефіцієнт збереження теплоти;

$I_I^{'}$ - ентальпія продуктів згоряння на вході в газохід (для першого газоходу це ентальпія газів на виході з топки), ккал/ м^3;

$I_I^{''}$ - ентальпія продуктів згоряння на виході з газоходу при двох прйнятих значеннях температур, ккал/ м^3;

$\Delta\alpha$ - різниця коефіцієнтів надлишку повітря на вході і виході з газоходу;

$I_{прс}^{o}$ - ентальпія повітря при температурі +30 °С.

$$Q_{б(500)}= 0,99\cdot(3645,8-2337,8+0,1\cdot 439,6)=1338 \text{ ккал/м}^3.$$

$$Q_{б(300)}= 0,99\cdot(3645,8-1463,7+0,1\cdot 439,6)=2204 \text{ ккал/м}^3.$$

Середня температура потоку продуктів згоряння в газоході знаходиться за формулою:

$$\vartheta_I = \frac{\vartheta_I^{'}+\vartheta_I^{''}}{2}, \quad (2.18)$$

де $\vartheta_I^{''}$, $\vartheta_I^{'}$ - температури продуктів згоряння після та перед газоходом, °С.

$$\vartheta_{I(500)} = \frac{1120+500}{2} = 810 \text{ °С.}$$

$$\vartheta_{I(300)} = \frac{1120+300}{2} = 710 \ \ °C.$$

Температурний напір знаходиться за формулою:

$$\Delta t = \frac{\vartheta_I' - \vartheta_I''}{2,3 \cdot lg \frac{\vartheta_I' - t_k}{\vartheta_I'' - t_k}}, \qquad (2.19)$$

де $t_к$ - температура середовища, що нагрівається, °С. Враховуючи, що близько 50% нагрівання відбувається в топці, середню температуру води в конвективной частини водогрійного котла можна прийняти 96 °С для першого газоходу та 76 °С для другого газоходу.

$$\Delta t_{(500)} = \frac{1120-500}{2,3 \cdot \lg \frac{1120-96}{500-96}} = 668,7 \ °C.$$

$$\Delta t_{(300)} = \frac{1120-300}{2,3 \cdot \lg \frac{1120-96}{300-96}} = 508,8 \ °C.$$

Середня швидкість продуктів згоряння в газоході знаходиться за формулою:

$$\omega_г = \frac{B_p \cdot V_г}{3600 \cdot F_{ср}} \cdot \frac{\vartheta_I + 273}{273}, \qquad (2.20)$$

де B_p - розрахункова витрата палива, м^3/год за даними теплового балан-

са котла;

$V_г$ - обсяг продуктів згоряння на 1 м^3 палива при відповідному коефіцієнті надлишку повітря в газоході;

ϑ_I - середня температура продуктів згорання.

$$\omega_{г(500)} = \frac{4056,9 \cdot 6,23}{3600 \cdot 6,78} \cdot \frac{810+273}{273} = 4,11 \ м/с,$$

$$\omega_{г(300)} = \frac{4056,9 \cdot 6,23}{3600 \cdot 6,78} \cdot \frac{710+273}{273} = 3,73 \ м/с.$$

Коефіцієнт тепловіддачі конвекцією від продуктів згоряння до поверхні нагріву знаходиться за формулою:

$$\alpha_к = 0{,}34 \cdot C_z \cdot C_s \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \left(\frac{\omega_г \cdot d}{\nu}\right)^{0{,}6} \cdot Pr^{0{,}33}, \qquad (2.21)$$

де C_z - поправка на число рядів труб z_2 по ходу продуктів згорання, при $z_2 \geq 10$ C_z=1;

C_s - поправка на геометричну компоновку пучка, при $1{,}7 < \varphi \leq 4{,}5$ $C_s = 0{,}8 \cdot \varphi_{\sigma}^{0{,}5}$ для $\sigma_1 < 3$,

де $\varphi_б$=1,7;

λ - коефіцієнт теплопровідності димових газів, ккал/(м·г·°С);

ν - коефіцієнт кінематичної в'язкості, м^2/с;

Pr – критерий Прандтля.

$$\alpha_{к(500)} = 0{,}34 \cdot 1 \cdot 1{,}03 \cdot \frac{0{,}0787}{0{,}032} \cdot \left(\frac{4{,}11 \cdot 0{,}032}{0{,}0001}\right)^{0{,}6} \cdot 0{,}589^{0{,}33} = 54 \text{ ккал/(м}^2\text{·г·°С)},$$

$$\alpha_{к(300)} = 0{,}34 \cdot 1 \cdot 1{,}03 \cdot \frac{0{,}0719}{0{,}032} \cdot \left(\frac{3{,}73 \cdot 0{,}032}{0{,}0001}\right)^{0{,}6} \cdot 0{,}599^{0{,}33} = 47 \text{ ккал/(м}^2\text{·г·°С)}.$$

Коефіцієнт тепловіддачі, що враховує передачу теплоти випромінюванням в конвективних поверхнях нагріву знаходимо за формулою:

$$\alpha_{пр} = 4{,}9 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{a_з + 1}{2} \cdot a \cdot T^3 \frac{1 - \left(\frac{T_з}{T}\right)^{3{,}6}}{1 - \frac{T_з}{T}}, \qquad (2.22)$$

де a - ступінь чорноти димових газів;

$a_з$ - ступінь чорноти забруднених стінок поверхні нагрівання (приймається $a_з$=0,8);

$T_з$ - абсолютна температура забрудненої стінки визначається за формулою:

$$T_з = t_k + 273 + \delta t, \qquad (2.23)$$

де δt - перепад температур, який приймається при спалюванні газу 25 °С.

$$T_з = 96 + 273 + 25 = 394 \text{ К}.$$

За формулою (2.22) коефіцієнт тепловіддачі $\alpha_{пр}$:

$$\alpha_{пр(500)}=4{,}9\cdot10^{-8}\cdot\frac{0{,}8+1}{2}\cdot0{,}09\cdot394^{3}\,\frac{1-(\frac{394}{1083})^{3{,}6}}{1-\frac{394}{1083}}=7{,}7\ \text{ккал/(м}^2\cdot\text{г}\cdot^\circ\text{C)},$$

$$\alpha_{пр(300)}=4{,}9\cdot10^{-8}\cdot\frac{0{,}8+1}{2}\cdot0{,}1\cdot394^{3}\,\frac{1-(\frac{394}{983})^{3{,}6}}{1-\frac{394}{983}}=6{,}4\ \text{ккал/(м}^2\cdot\text{г}\cdot^\circ\text{C)}.$$

Сумарний коефіцієнт тепловіддачі від продуктів згоряння до поверхні нагрівання знаходиться за формулою:

$$\alpha_1=\xi\cdot(\alpha_к+\alpha_{пр}),\qquad(2.24)$$

де ξ - коефіцієнт використання поверхні нагрівання, що приймається ξ = 0,95.

$$\alpha_{1(500)}=0{,}95\cdot(54+7{,}7)=58{,}6\ \text{ ккал/(м}^2\cdot\text{г}\cdot^\circ\text{C)},$$

$$\alpha_{1(300)}=0{,}95\cdot(47+6{,}4)=50{,}5\ \text{ккал/(м}^2\cdot\text{г}\cdot^\circ\text{C)}.$$

Коефіцієнт теплопередачі знаходиться за формулою:

$$k_I=\Psi\cdot\alpha_1,\qquad(2.25)$$

де Ψ - коефіцієнт теплової ефективності, який для природного газу дорівнює 0,85.

$$k_{I(500)}=0{,}85\cdot 58{,}6=49{,}8\ \text{ ккал/(м}^2\cdot\text{г}\cdot^\circ\text{C)},$$

$$k_{I(300)}=0{,}85\cdot 50{,}5=42{,}9\ \text{ккал/(м}^2\cdot\text{г}\cdot^\circ\text{C)}.$$

Кількість теплоти, сприйняте поверхнею нагріву, на 1 м^3 палива, що спалюється знаходиться за формулою:

$$Q_{mI}=\frac{k_I\cdot H_I\cdot\Delta t_I}{B_p},$$

$$Q_{mI(500)}=\frac{49{,}8\cdot393{,}48\cdot668{,}7}{4056{,}9}=3231\ \text{ ккал/м}^3.$$

$$Q_{mI(300)}=\frac{42{,}9\cdot393{,}48\cdot508{,}8}{4056{,}9}=2120\ \text{ккал/м}^3.$$

За прийнятими двома значеннями ϑ_I'' та отриманим парами значень $Q_б$, $Q_т$ проводимо побудову лінійних залежностей $Q_б = f(\vartheta_I'')$ та $Q_т = f(\vartheta_I'')$.

Розрахунок другого газоходу представлений в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Розрахунок другого конвективного газоходу

Величина	Позначення	Значення	
1	2	3	
Число труб в ряду пакету, шт	z_1	35	
Число рядов труб пакету, шт	z_2	16	
Діаметр труб пакету, м	d	0,032	
Розрахунковий шаг труб, м	S_1	0,064	
Розрахунковий шаг труб, м	S_2	0,04	
Відносний поперечний шаг труб	σ_1	2	
Відносний продольний шаг труб	σ_2	1,25	
Коефіцієнт присосу повітря	$\Delta\alpha$	0,05	
Перетин для проходу газів, м^2	$F_{пак}$	6,7	
Перетин для проходу газів іншої частини , м^2	$F_{ін}$	9,2	
Середній по поверхні нагріву перетин для проходу газів, м^2	$F_{ср}$	6,75	
Ефективна товщина випромінюючого шару, м	S	0,06	
Температура продуктів згорання після газоходу, °С	ϑ''_{II}	400	200
Температура продуктів згорання перед газоходом, °С	ϑ'_{II}	310	310
Тепломісткість димових газів перед газоходом, ккал/м^3	I'_{II}	1152,1	1152,1
Тепломісткість димових газів за газоходом, ккал/м^3	I''_{II}	1302,1	651

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	
Теплосприйняття другого газоходу, ккал/м^3	$Q_{б\,II}$	-127	518
Середня температура продуктів згорання, °С	ϑ_{II}	355	255
Середня температура середовища,що нагрівається, °С	t_k	76	76
Температурний напір, °С	Δt_{II}	299,2	167,5
Середня швидкість продуктів згорання в газоході, м/с	$w_г$	2,39	2,01
Поправка на число рядів труб	C_z	1	1
Параметр відносно шагу труб	φ_σ	1,7	1,7
Поправка на геометричну компоновку пучка	C_s	1,03	1,03
Коефіцієнт теплопровідності, ккал/(м^2·г·°С)	λ	0,0457	0,0384
Коефіцієнт кінематичної в'язкості, м^2/с	ν	0,000052	0,000039
Критерій Прандтля	Pr	0,645	0,659
Коефіцієнт тепловіддачі конвекцією, ккал/(м^2·г·°С)	α_k	35	32
Коефіцієнт ослаблення променів трьохатомними газами	$k_г$	19,4	20,3

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	
Ступінь чорноти газового потоку	a	0,11	0,12
Абсолютна температура забрудненої стінки, К	$T_з$	374	374
Коефіцієнт тепловіддачі випромінюванням, ккал/(м^2·г·°С)	$\alpha_{пр}$	2,6	1,9
Сумарний коефіцієнт тепловіддачі, ккал/(м^2·г·°С)	α_1	35,3	32,6
Коефіцієнт теплопередачі, ккал/(м^2·г·°С)	k_1	30	27,8
Кількість теплоти, сприйнята поверхнею нагріву, ккал/м^3	$Q_{т\ II}$	857	444

По рисунку 2.2 знайдемо температуру на виході з першого газоходу.

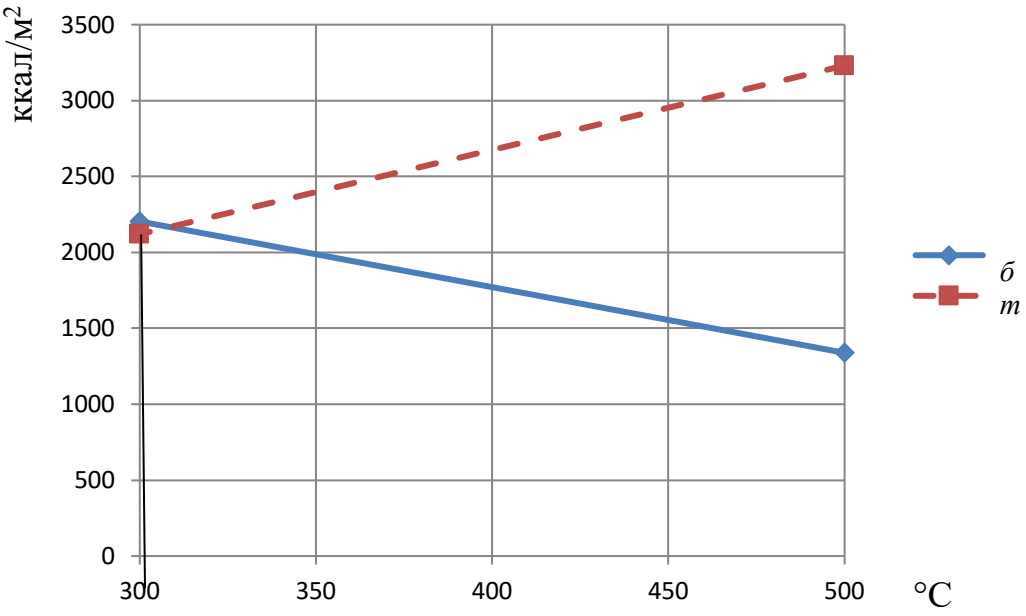


Рисунок 2.2 – Визначення температури на виході з першого газоходу

Розрахункова температура на виході з першого газоходу $\vartheta''_{Ip} = 310$ °С.

За прийнятими двома значеннями ϑ''_{II} та отриманим парами значень $Q_б$, $Q_т$ проводимо побудову лінійних залежностей $Q_б = f(\vartheta''_{II})$ та $Q_т = f(\vartheta''_{II})$.

По рисунку 2.3 знайдемо температуру на виході з другого газоходу.

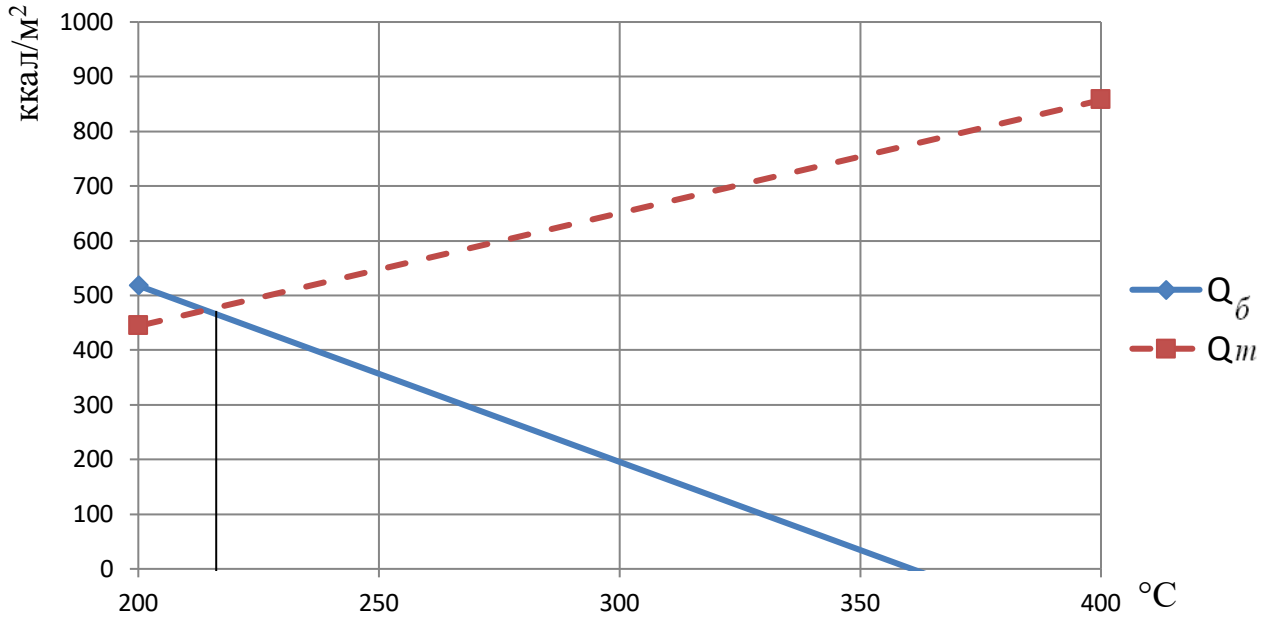


Рисунок 2.3 – Визначення температури на виході з другого газоходу

Розрахункова температура на виході з другого газоходу $\vartheta''_{IIp} = 214$ °С.

Теплосприйняття в конвективної частині знайдемо за формулою:

$$Q_к = \varphi \cdot (I'_I + I''_{II} + \Delta\alpha_к \cdot I^o_{хв}), \qquad (2.27)$$

де $I^o_{хв}$ - ентальпія теоретичного об'єму повітря до калорифера, ккал/м^3;

$$Q_к = 0{,}99 \cdot (3645{,}8 + 225 + 0{,}05 \cdot 100{,}32) = 3837{,}06 \text{ ккал/м}^3.$$

Знайдемо ККД котла з рівняння теплового балансу за формулою:

$$\eta = {Q_т + Q_ф + Q_к} \Big/ {Q^r_p} \cdot 100, \qquad (2.28)$$

де $Q_т$, $Q_ф$, $Q_к$ – кількість теплоти переданої в топці, в фестоні, в конвективному пучку, ккал/м^3;

$Q^r_p = Q^н_p$ - нижча теплота згоряння газоподібного палива на суху масу, ккал/м^3.

$$\eta = \frac{3460+336+3837,06}{8119} \cdot 100=94,01\%.$$

Знайдемо витрату палива на котел за формулою:

$$B_p = \frac{Q_k}{Q_p^н \cdot \eta} \cdot 100, \quad (2.29)$$

де Q_k – теплопродуктивність котла, ккал/год.

$$B_p = \frac{30 \cdot 10^6}{8119 \cdot 94,01} \cdot 100=3930,47 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Таким чином, можна зробити висновок, що за рахунок збільшення діаметру труб з 28 мм на 32 мм, ККД котла збільшився на (94,01 - 91,09) = 2,92%. Витрата палива на котел зменшилася з 4056,9 м^3/год до 3930,47 м^3/год. Економія природного газу на одному котлі складе – 737339,76 м^3/рік, а на чотирьох котлах – 2949359,04 м^3/рік.

2.1.2 Розрахунок зниження витрати природного газу за допомогою контактного утилізатора

Опалювальна котельня, працюючі на природному газі, втрачають із продуктами згоряння палива значну кількість теплоти. Одним з найбільш ефективних напрямків економії органічного палива є використання теплоти продуктів згоряння природного газу для технологічних потреб підприємства та теплопостачання.

Відсутність у продуктах згоряння природного газу сполук сірки дає можливість застосовувати в якості теплоутилізаторів теплообмінні апарати

контактного типу. Їх основною перевагою є можливість використання теплоти конденсації водяної пари, які містяться в димових газах. Це дозволяє підвищити коефіцієнт використання палива в котельному агрегаті.

Контактний економайзер з активною насадкою є апаратом рекуперативно-змішувального типу, що призначений для нагрівання води в діапазоні температур від 5 до 50 °С для систем хімічного очищення води або для технологічних потреб підприємств. Конструкція Ктанів-утилізаторів складається з трьох основних елементів: зрошуючої камери; активної насадки із трубного пучка; сепараційного пристрою.

У контактному теплообміннику організується два незалежних потоки води – чистої, що підігрівається, – через активну насадку, та води, що нагрівається при безпосередньому контакті з димовими газами. Потік чистої води протікає усередині трубок активної насадки. Через систему зрошення, що являє собою блок форсунок, розпилюється вода. Потік зрошуючої води використовується для інтенсифікації передачі теплоти від димових газів до потоку чистої води.

Пучок труб виконує роль насадки, призначеної для створення розвиненої поверхні контакту зрошуючої води і димових газів. Одночасно така поверхня, у середині якої циркулює вода, бере участь у теплообміні, і щодо цього вона є активною в порівнянні із традиційними насадками, які використовуються в контактних теплообмінниках інших конструкцій.

Теплота димових газів у насадці КТАНа передається воді, що нагрівається, двома способами: за рахунок безпосередньої передачі теплоти димових газів і зрошуючої води, а також за рахунок конденсації водяної пари, що міститься в димових газах, на поверхні насадки.

Вхід димових газів у КТАН здійснюється через зрошуючу камеру 3, у якій за допомогою механічних форсунок розпилюється в об’єм димових газів вода. Потім димові гази надходять в активну насадку 2, у якій відбувається їх охолодження та нагрівання одного або декількох потоків води, що проходить у середині трубок. Відділення краплинної вологи, що сконденсувалася на

поверхні труб, від димових газів, а також відвід їх із теплообмінника здійснюється за допомогою сепараційних пристроїв 4 і 5, встановлених у нижній частині апарата.

Блок активної насадки являє собою трубний пучок із шаховим розташуванням труб. Кріплення трубок до трубної дошки здійснюється за допомогою зварювання. Для зміни напряму руху води в насадці із зовнішньої сторони до трубної дошки, розташованої вертикально, приварюються колектори.

Для відділення краплинної вологи від димових газів у КТАНах використано двоступінчастий сепараційний пристрій. Як перша ступінь використовується колінний сепаратор, у якому крапельки вологи з газу сепаруються під дією відцентрових сил і, рухаючись по ввігнутих поверхнях лопаток, стікають у лотки, звідки відводяться у зливний патрубок. Як друга ступінь застосовується вертикальний жалюзійний сепаратор, в якому використовується інерційний принцип краплевловлювання [12-15].

На рисунку 2.4 зображено Жалюзійний сепаратор теплообмінника.

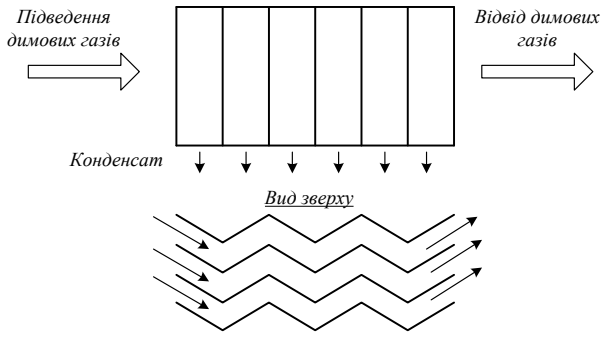
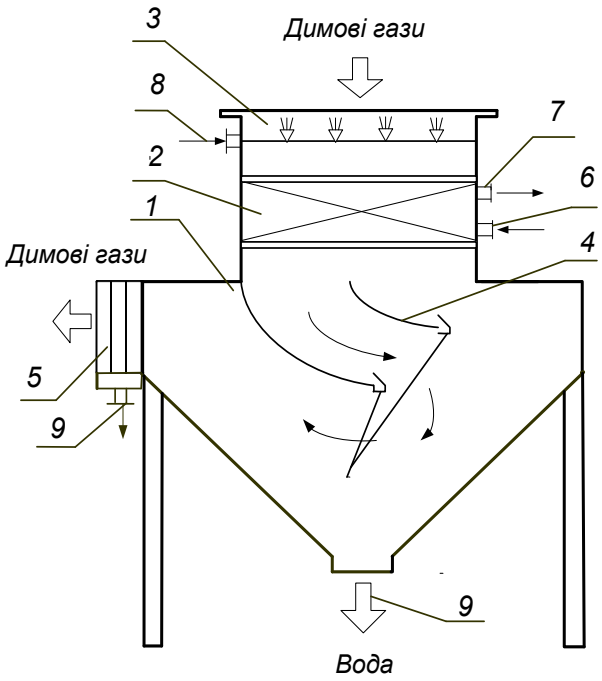


Рисунок 2.4 – Жалюзійний сепаратор теплообмінника

На рисунку 2.5 зображено принципову схему КТАНа-теплоутилізатора.



1 – корпус;2 – активна насадка; 3 – зрошуюча камера з форсунками; 4 – відцентровий сепаратор; 5 – жалюзійний сепаратор; 6, 7 – підведення та відвід води, що нагрівається; 8, 9 – підведення та відвід зрошуючої води

Рисунок 2.5 – Принципова схема КТАНа-теплоутилізатора

Для котлів, працюючих на природному газі, розроблений типовий ряд КТАНів-утилізаторів теплоти димових газів. Для котла ПТВМ-30-150М це КТАН-6УГ, теплопродуктивністю 6 МВт [16].

Знайдемо годинну кількість теплоти, утилізованої в КТАНі за формулою:

$$Q_{год} = Q_{кт} \cdot 3600, \quad (2.30)$$

де $Q_{кт}$ - теплопродуктивність КТАНу $Q_{кт}$, МВт.

$$Q_{год} = 6 \cdot 3600 = 21600 \text{ МДж/год.}$$

Знайдемо річну кількість утилізованої теплоти за формулою:

$$Q_{річ} = Q_{год} \cdot \tau, \quad (2.31)$$

де $Q_{год}$ - годинна кількість теплоти, утилізована в КТАНі, МДж/год;

τ - число годин роботи споживачів гарячої води, год/рік;

$$Q_{річ} = 21600 \cdot 5832 = 125971200 \text{ МДж/рік.}$$

Знайдемо річну економію умовного палива за формулою:

$$\Delta B_{уп} = \frac{Q_{річ} \cdot 10^{-3}}{Q^{р}_{н.уп} \cdot \eta_{ка}}, \quad (2.32)$$

де $Q_{річ}$ - річна кількість утилізованої теплоти, МДж/рік;

$Q^{р}_{н.уп}$ - теплотворна здатність умовного палива, МДж/кг;

$\eta_{ка}$ - ККД котельної установки.

$$\Delta B_{уп} = \frac{125971200 \cdot 10^{-3}}{29{,}33 \cdot 0{,}9108} = 4715{,}59 \text{ т.у.п./рік.}$$

Економію природного газу знайдемо за формулою:

$$\Delta B_{г} = \Delta B_{уп} \cdot \frac{Q^{р}_{н.уп}}{Q^{с}_{у}}, \quad (2.33)$$

де $\Delta B_{уп}$ - річна економія умовного палива, т. у. п./рік;

$Q^{р}_{н.уп}$ - теплотворна здатність умовного палива, МДж/кг;

$Q^{с}_{у}$ - теплота згоряння природного газу, МДж/м^3.

$$\Delta B_{г} = 4715{,}59 \cdot \frac{29{,}33}{33{,}98} = 4070{,}28 \text{ тис. м}^3\text{/рік.}$$

2.1.3 Розрахунок зниження витрати природного газу за рахунок впровадження автоматизованої системи регулювання режимами роботи газопальникових пристроїв котла ПТВМ-30-150М

Котли ПТВМ-30-150М виробництва 70-80-х років обладнані шістьма газовими пальниками, що включаються в роботу в основному попарно [17]. Регулювання витрати газу на кожному пальнику проводиться поворотними заслонками. Так як пальники підключені до загального газового колектору паралельно, існує взаємний вплив гідравлічних режимів їх роботи. При ручному управлінні пальниками схема регулювання здійснюється на основі графіків і номограм. За основу регулювання витрати газу приймається

регулювання попарним включенням пальників і регулювання на самих пальниках витрати газу поворотними заслонками.

На рисунку 2.6 зображено витратну характеристику пальників.

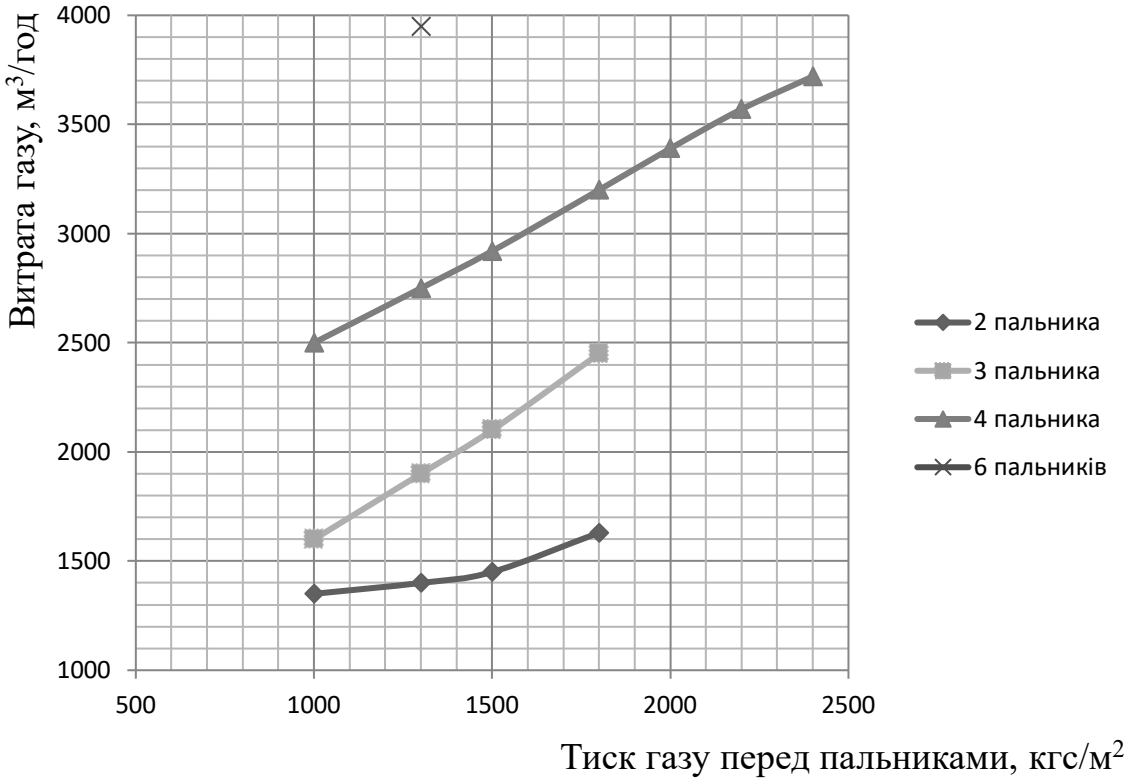


Рисунок 2.6 – Витратна характеристика пальників

Регулювання витрати газу на котел буде плавним, якщо:

– весь інтервал витрат по режимній карті котла охоплюється піддіапазонами роботи послідовності включення пальників;

– в кожному піддіапазоні регулювання витрати забезпечується при кутах повороту заслонок, що не виходять за межі 10-0°.

Результати розрахунку для котельні наведено в таблиці 2.2. Використовуючи залежність коефіцієнта місцевого опору поворотних заслонок від витрати, знайдемо кути повороту заслонок за [18]. При цьому тиск в загальному газовому колекторі Ду 250 становить 55000 Па.

Таблиця 2.2 - Розрахунок кутів повороту регулюючих заслонок

Витрата газу на котёл V, нм^3/ч нм^3/с	Кількість пальників n	Витрата газу через один пальник, нм^3/с	Швидкісний напір $\rho v^2/2$	Тиск перед заслонками P_1, Па	Тиск після заслонок, Па $P_2=(\frac{600 \cdot V}{n})^2$	Перепад тиску на заслонках, Па $\Delta P=P_1-P_2$	Коефіцієнт опору заслонки, $\zeta_{зас}=2 \cdot \Delta P/\rho v2$	Кут повороту заслонки, град.
1350 0,375	2	0,188	220	55000	12656	42344	192	63
1630 0,45	2	0,225	320		18225	36775	115	60
1600 0,44	3	0,148	137		7744	47256	345	67
2450 0,68	3	0,226	321		18496	36504	213	60
2500 0,69	4	0,172	186		10712	44288	238	64
3720 1,03	4	0,258	417		23870	31130	75	57
4487 1,25	6	0,207	267		15625	39375	147	62

Виконані розрахунки у всьому діапазоні витрат газу показують, що кути повороту заслонок будуть в діапазоні 57-67^o.

Принципово схема регулювання витрати газу буде зводитися до наступного. За сигналом про запуск котла поворотні заслонки на першій парі пальни-

ків із закритого положення плавно переводять у положення максимальної витрати газу, це відслідковується по витратоміру газу, одночасно виробляється регулювання витрати повітря по витратоміру повітря. Якщо температура теплоносія по температурному графіку недостатня, відбуватиметься подальше відкриття заслонок (зменшення кута повороту). При досягненні максимальної витрати газу для двох пальників надходить сигнал про включення третього пальника [19]. При цьому на вже працюючих пальниках кут повороту заслінок буде плавно збільшений, а на пальнику, що запускається заслонка буде плавно відкриватися (на сталому режимі кути повороту працюючих заслонок будуть однакові). Одночасно виробляється регулювання витрати повітря. Алгоритм регулювання буде реалізовуватися системою АСУТП. Пропонується впровадит и систему АСУТП Siemens A&D SIMATIC S7-300 CPU 315-2 PN/DP.

Таким чином, економію природного газу за рахунок модернізації газопальникових пристроїв котла знаходимо за формулою:

$$E = B \cdot E_{еф}, \tag{2.34}$$

де B – витрата природного газу на котельні, м^3/рік;

$E_{еф}$ – економічний ефект від реалізації проекту.

$$E = 21201133 \cdot 0{,}03 = 636033{,}99 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

2.2 Розрахунок заходів зниження витрати електричної енергії

2.2.1 Розрахунок економії електричної енергії від застосування частотного перетворювача для регулювання продуктивності дуттьових вентиляторів

Визначення відносної швидкості обертання насоса при зниженні продуктивності дуттьового вентилятора 1А правого обертання ВД-12, технічна характеристика якого представлена в таблиці 1.4 знаходимо за формулою [20]:

$$Q/Q_{ном} = n/n_{ном,} \qquad (2.35)$$

$$n = Q/Q_{ном} \cdot n_{ном,}$$

де Q - фактична продуктивність дуттьового вентилятора, м^3/год;

$Q_{ном}$ - номінальна продуктивність ДВ або ДС при заданому тиску, м^3/год;

$n_{ном}$ – номінальні обороти електродвигуна, об/хв.

$$n = 37000/41300 \cdot 980 = 878 \text{ об/хв.}$$

Визначення потужності на валу дуттьового вентилятора 1А правого обертання ВД-12 при роботі на зниженій продуктивності знаходиться за формулою:

$$N/N_{ном} = n^3/n_{ном}^3, \qquad (2.36)$$

$$N = N_{ном} \cdot n^3/n_{ном}^3,$$

де $N_{ном}$ - номінальна потужність на валу дуттьового вентилятора, кВт;

n - обороти електродвигуна при роботі на зниженій продуктивності, об/хв;

$n_{ном}$ - номінальні обороти електродвигуна, об/хв.

$$N = 55 \cdot 878^3/980^3 = 39{,}5 \text{ кВт.}$$

Річна витрата електроенергії при роботі дуттьового вентилятора 1А правого обертання ВД-12 з номінальною швидкістю знаходиться за формулою:

$$W_н = N_{ном} \cdot T \cdot K_в, \qquad (2.37)$$

де T - кількість годин роботи, год;

$K_в$ - коефіцієнт використання.

$$W_н = 55 \cdot 8765 \cdot 1 = 482075 \text{ кВт·год.}$$

Річна витрата електроенергії при роботі дуттьового вентилятора 1А правого обертання ВД-12 з регульованим електроприводом знаходиться за формулою:

$$W = N \cdot T \cdot K_в, \qquad (2.38)$$

$$W = 39{,}5 \cdot 8765 \cdot 1 = 346633 \text{ кВт·год}$$

Річна економія електроенергії при роботі дуттьового вентилятора 1А правого обертання ВД-12 з регульованим електроприводом по порівняно з насосом із звичайним електроприводом знаходиться за формулою:

$$DW = W_н - W \tag{2.39}$$

$$DW = 482075 - 346633 = 135442 \text{ кВт·год}$$

Аналогічні розрахунки проведемо ще для 3 вентиляторів котлів ПТВМ-30-150М та занесемо їх у таблицю 2.3 розрахунок економії електричної енергії від впровадження регульованого електроприводу дуттьового вентилятора(ДВ).

Таблиця 2.3 - Розрахунок економії електричної енергії від впровадження регульованого електроприводу ДВ

Назва ДВ / Показники	1А правого обертання	2Б правого обертання	3Б правого обертання	4Б правого обертання
Відносної швидкості обертання насоса *n*, об/хв	878	872	898	913
Потужності на валу ДВ *N*, кВт	39,5	38,8	42,4	44,5
Річна витрата електроенергії при роботі ДВ з номінальною швидкістю W_H, кВт·год	482075	482075	482075	482075
Річна витрата електроенергії при роботі ДВ з регульованим електроприводом *W*, кВт·год	346633	339767	371321	390255
Річна економія електроенергії при роботі ДВ з регульованим електроприводом по порівняно з насосом із звичайним електроприводом *DW*, кВт·год	135442	142308	110754	91820

Таким чином, сумарна річна економія електроенергії при роботі ДВ з регульованим електроприводом по порівняно з насосом із звичайним електроприводом складе 480324кВт·год.

В якості регульованого електроприводу пропонується встановити трифазний частотний перетворювач N700E-550 HF – 4шт, потужністю 55кВт. Ціна одного такого перетворювача – 73512,93 грн.

3 ОЦІНКА ДОЦІЛЬНОСТІ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ КОТЕЛЬНОЇ ДНІПРОВСЬКОГО РАЙОНУ М. ЗАПОРІЖЖЯ

3.1 Основні показники економічної ефективності проектів

Визначення міри ефективності проекту - надзвичайно відповідальний етап проектного аналізу. За його результатами проект буде прийнятий або відхилений. Оцінка доцільності проекту це наслідок всіх виконаних досліджень та індикатор подальшого просування проекту.

Першоступеневе значення надається ефективності капіталовкладень, отриманню максимальних результатів виробництва при мінімальних витратах трудових і матеріальних ресурсів, а також грошових коштів.

У даному дипломному проекті приведений техніко-економічний розрахунок, основною метою якого є обґрунтування ухвалених в проекті технічних рішень.

Методи оцінювання економічної ефективності включають розрахунок кількох показників:

- чистої теперішньої (дисконтованої) вартості;
- індексу доходності;
- внутрішньої норми рентабельності;
- терміну окупності.

Чиста теперішня вартість (NPV) – це сумарна сьогоднішня вартість чистих грошових потоків або різниця між сумарними дисконтова ними доходами та сумарними дисконтова ними витратами.

Індекс доходності (PI) – визначається відношенням позитивних грошових потоків до суми капіталовкладень і показує скільки коштів заробить кожна вкладена в проект грошова одиниця.

Внутрішня норма рентабельності (IRR) – це така ставка дисконту, при якій вигоди проекту дорівнюють його витратам або NPV = 0.

Термін окупності – це час за який капіталовкладення повернуться за рахунок отриманого ефекту внаслідок реалізації проекту [21, 22].

На рисунку 3.1 показані шляхи підвищення енергоефективності котельної Дніпровського району м. Запоріжжя.



Рисунок 3.1 - Шляхи підвищення енергоефективності котельної Дніпровського району м. Запоріжжя

Запропоновані заходи підвищення енергоефективності котельної по пр. Металургів, 32 являються незалежними стосовно один одного.

3.2 Проект №1. Реконструкція системи конвективного теплообміну котлів

Визначаємо економічний ефект проекту за формулою:

$$E=E_{чист}\cdot T, \quad (3.1)$$

де $E_{чист}$ – чиста економія природного газу, м^3/рік;

T – тариф на природний газ, грн/м^3.

Знайдемо чисту економію природного газу за формулою:

$$E_{чист}=\Delta\cdot\tau, \quad (3.2)$$

де Δ - годинна економія природного газу на 4-х котлах ПТВМ-30-150М, м^3/год;

τ - кількість годин роботи, год/рік.

$$E_{чист}= 505{,}72\cdot 5832=2949359{,}04 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

За формулою (3.1) знайдемо економічний ефект проекту:

$$E=2949359{,}04\cdot 7{,}7=22710064{,}61 \text{ грн/рік}.$$

Визначаємо термін окупності проекту за формулою:

$$T_{ок}=\frac{K}{E}, \quad (3.3)$$

де K – капітальні витрати, грн.;

E – економічний ефект енергозберігаючого проекту, грн/рік.

Знайдемо капітальні витрати в проект за формулою:

$$K=K_{об}+K_{м}+K_{пнр}+K_{д}, \quad (3.4)$$

де $K_{об}$ - вартість обладнання, грн;

$K_{м}$ - вартість монтажних робіт складає $0{,}2\div 0{,}4K_{обл}$, грн., приймаємо $K_{м} = 0{,}3\ K_{обл,}$ грн.

$K_{пнр}$ – вартість пуско-налагоджувальних робіт складає $0{,}1\div 0{,}4K_{обл}$, грн, приймаємо $K_{\text{пнр}} = 0{,}3\ K_{обл,}$ грн.

$K_{д}$ – вартість демонтажу обладнання складає $0{,}05K_{обл}$, грн.

$K=1500000+0{,}3\cdot 1500000+0{,}3\cdot 1500000+0{,}05\cdot 1500000=2475000$ грн.

За формулою (3.3) знаходимо термін окупності проекту:

$$T_{ок}=\frac{2475000}{22710064,61}=0,11 \text{ років.}$$

Експлуатаційні витрати включають у себе фонд заробітної плати, який знаходиться за формулою:

$$ФЗП = n \cdot Окл \cdot к \cdot 12, \quad (3.5)$$

де n - кількість робітників, осіб;

к – коефіцієнт єдиного соціального внеску.

$$ФЗП = 1 \cdot 3500 \cdot 1,37 \cdot 12 = 57540.$$

Визначаємо та заносимо в таблицю 3.1 результати розрахунків потоку чистих грошових надходжень від проекту:

Таблиця 3.1 – Розрахунок потоку чистих грошових надходжень від проекту реконструкції системи конвективного теплообміну котлів

Показники	Рік життєвого циклу	
	0	1-10
Капітальні витрати, грн	2475000	-
Економія ПЕР, грн	-	22710064,61
Експлуатаційні витрати, грн	-	57540
Амортизація, грн	-	247500
Балансовий прибуток, грн	-	247500
Податок на прибуток, грн	-	22405024,61
Чистий прибуток, грн		4032904,43
Потік чистих грошових надходжень, грн	-2475000	18372120,18

Потік чистих грошових надходжень від проекту ЧГН=18372120,18 грн.

Визначаємо та заносимо в таблицю 3.2 результати розрахунків чистої теперішньої вартості проекту NPV:

Таблиця 3.2 – Розрахунок дисконтованого грошового потоку від проекту реконструкції системи конвективного теплообміну котлів

Рік	Грошовий потік, грн.	$К_д$ α=10%	Дисконтований грошовий потік, грн.
0	-2475000	1	-2475000
1	18619620	1,1	16926927,44
2	18619620	1,21	15388115,85
3	18619620	1,33	13999714,42
4	18619620	1,46	12753164,51
5	18619620	1,61	11564981,48
6	18619620	1,77	10519559,42
7	18619620	1,95	9548523,169
8	18619620	2,14	8700757,094
9	18619620	2,36	7889669,568
10	18619620	2,59	7178669,612
∑NPV	-	-	111995082,6

Чиста теперішня вартість проекту NPV= 111995082,6 грн.

Визначаємо внутрішню норму рентабельності проекту IRR за формулою:

$$IRR = \alpha_1 + \frac{NPV_1 \cdot (\alpha_2 - \alpha_1)}{NPV_1 - NPV_2}, \quad (3.5)$$

де α_1 – ставка дисконту, при якій $NPV>0$;

α_2 – ставка дисконту, при якій $NPV<0$;

NPV_1 – величина NPV при ставці дисконту α_1;

NPV_2 – величина NPV при ставці дисконту α_2.

Для цього обчислюємо та заносимо в таблицю 3.3 результати розрахунків чистої теперішньої вартості проекту при ставці дисконту 10% та 675%:

Таблиця 3.3 – Дисконтований грошовий потік проекту реконструкції системи конвективного теплообміну котлів

Роки	Грошовий потік, грн.	Дисконтовані грошові потоки, тис. грн.	
		α = 10%	α = 675%
0	-2475000	-2475000	-2475000
1	18619620	16926927,44	2184120
2	18619620	15388115,85	256201,7
3	18619620	13999714,42	30075,58
4	18619620	12753164,51	3535,177
5	18619620	11564981,48	413,6532
6	18619620	10519559,42	48,54979
7	18619620	9548523,169	5,686228
8	18619620	8700757,094	0,668565
9	18619620	7889669,568	0,078225
10	18619620	7178669,612	0,009184
∑NPV	-	111995082.6	-599.204

Знаходимо величина внутрішньої норми рентабельності проекту за формулою (3.5):

$$IRR=10+\frac{111995082,6\cdot(675-10)}{111995082,6-(-599,204)}=675\%.$$

Визначаємо індекс доходності проекту за формулою:

$$PI=\frac{NPV+K}{K},$$

(3.6)

$$PI=\frac{111995082,6+2475000}{2475000}=46,25$$

Термін окупності $T_{ок}$ = 0,11<5, значення чистої теперішньої вартості

NPV = 111995082,6 >0, величина внутрішньої норми рентабельності *IRR*=20>0, величина індексу доходності *PI*=46,25>1, ці показники свідчать, що проект ефективний та його доцільно впроваджувати [23].

3.3 Проект №2. Використання теплоти відхідних продуктів згоряння палива за допомогою контактного утилізатора

Визначаємо та заносимо в табл. 3.4 результати розрахунків показників аналогічно п. 3.2:

Таблиця 3.4 – Розрахунок потоку чистих грошових надходжень від проекту встановлення контактного утилізатору

Показники	Рік життєвого циклу	
	0	1-10
Капітальні витрати, грн	7200000	-
Економія ПЕР, грн	-	31341156
Термін окупності, років	0,23	
Експлуатаційні витрати, грн	-	57540
Амортизація, грн	-	720000
Балансовий прибуток, грн	-	30563616
Податок на прибуток, грн	-	5501450,88
Чистий прибуток, грн		25062165,12
Потік чистих грошових надходжень, грн	-7200000	25782165,12
NPV, грн	151304123,1	

Обчислюємо та заносимо в таблицю 3.5 результати розрахунків чистої теперішньої вартості проекту при ставці дисконту 10% та 450%:

Таблиця 3.5 – Дисконтований грошовий потік проекту встановлення контактного утилізатору

Роки	Грошовий потік, грн.	Дисконтовані грошові потоки, тис. грн.	
		α = 10%	α = 450%
0	-7200000	-7200000	-7200000
1	25782165,12	23438331,93	4261514,896
2	25782165,12	21307574,48	704382,6274
3	25782165,12	19385086,56	116514,4196
4	25782165,12	17659017,21	19298,15418
5	25782165,12	16013767,16	3181,852637
6	25782165,12	14566194,98	526,223189
7	25782165,12	13221623,14	86,8452256
8	25782165,12	12047740,71	14,38812149
9	25782165,12	10924646,24	2,372155623
10	25782165,12	9940140,749	0,392433107
∑NPV	-	15104123,1	-2094477,829

Величина внутрішньої норми рентабельності проекту знаходиться за формулою (3.5):

$$IRR=10+\frac{151304123,1\cdot(450-10)}{151304123,1-(-2094477,829)}=444\%.$$

Визначаємо індекс доходності проекту за формулою (3.6):

$$PI=\frac{151304123,1+7200000}{7200000}=22,01.$$

Термін окупності $T_{ок}$ = 0,23<5, значення чистої теперішньої вартості

NPV=151304123,1 >0, величина внутрішньої норми рентабельності *IRR*=19,86>0, величина індексу доходності *PI*=22,01>1, ці показники свідчать, що проект ефективний та його доцільно впроваджувати.

3.4 Проект №3. Застосування частотних перетворювачів для регулювання продуктивності дуттьових вентиляторів

Визначаємо та заносимо в табл. 3.6 результати розрахунків показників аналогічно п. 3.2:

Таблиця 3.6 – Розрахунок потоку чистих грошових надходжень від проекту застосування частотних перетворювачів для регулювання продуктивності дуттьових вентиляторів

Показники	Рік життєвого циклу	
	0	1-10
Капітальні витрати, грн	367564,65	-
Економія ПЕР, грн	-	653240,64
Термін окупності, років	0,56	
Експлуатаційні витрати, грн	-	57540
Амортизація, грн	-	36756,47
Балансовий прибуток, грн	-	558944,2
Податок на прибуток, грн	-	100610
Чистий прибуток, грн	-	458334,2
Потік чистих грошових надходжень, грн	-367564,65	495090,7
NPV, грн	2676164,032	

Обчислюємо та заносимо в таблицю 3.7 результати розрахунків чистої теперішньої вартості проекту при ставці дисконту 10% та 150%.

Таблиця 3.7 – Дисконтований грошовий потік проекту застосування частотних перетворювачів для регулювання продуктивності дуттьових вентиляторів

Роки	Грошовий потік, грн.	Дисконтовані грошові потоки, тис. грн.	
		α = 10%	α = 150%
0	-367565	-367564,65	-367565
1	495090,7	450082,4441	180033
2	495090,7	409165,8583	65466,54
3	495090,7	372248,638	23823,91
4	495090,7	339103,2113	8681,042
5	495090,7	307509,7444	3148,9
6	495090,7	279712,2534	1145,701
7	495090,7	253892,6608	415,9777
8	495090,7	231350,789	151,6181
9	495090,7	209784,19	54,99367
10	495090,7	190878,8926	20,0151
∑NPV	-	2676164,032	-84623

Величина внутрішньої норми рентабельності проекту знаходиться за формулою (3.5):

$$IRR=10+\frac{2676164,032\cdot(150-10)}{2676164,032-(-84623)}=145,7\%.$$

Визначаємо індекс доходності проекту за формулою (3.6):

$$PI=\frac{2676164,032+367564,65}{367564,65}=8,28.$$

Термін окупності $T_{ок}$ = 0,56<5, значення чистої теперішньої вартості

NPV=2676164,032 >0, величина внутрішньої норми рентабельності *IRR*=19,7>0, величина індексу доходності *PI*=8,28>1, ці показники свідчать, що проект ефективний та його доцільно впроваджувати.

3.5 Проект №4. Впровадження автоматизованої системи регулювання режимів роботи газопальникових пристроїв котла ПТВМ-30-150М

Визначаємо та заносимо в табл. 3.8 результати розрахунків показників аналогічно п. 3.2:

Таблиця 3.8 – Розрахунок впровадження автоматизованої системи регулювання режимів роботи газопальникових пристроїв котла ПТВМ-30-150М

Показники	Рік життєвого циклу	
	0	1-10
Капітальні витрати, грн	97312,8	-
Економія ПЕР, грн	-	277461,723
Термін окупності, років	0,35	
Експлуатаційні витрати, грн	-	57540
Амортизація, грн	-	9731,28
Балансовий прибуток, грн	-	210190,443
Податок на прибуток, грн	-	37834,27974
Чистий прибуток, грн	-	172356,1633
Потік чистих грошових надходжень, грн	-97312,8	182087,4433
NPV, грн	1022128	

Обчислюємо та заносимо в таблицю 3.9 результати розрахунків чистої теперішньої вартості проекту при ставці дисконту 10% та 580%:

Таблиця 3.9 – Впровадження автоматизованої системи регулювання режимів роботи газопальникових пристроїв котла ПТВМ-30-150М

Роки	Грошовий потік, грн.	Дисконтовані грошові потоки, тис. грн.	
		α = 10%	α = 580%
0	-97312,8	-97312,8	-97312,8
1	182087,4	165534	24343,24
2	182087,4	150485,5	3254,444
3	182087,4	136907,9	435,4132
4	182087,4	124717,4	58,32993
5	182087,4	113097,8	7,778745
6	182087,4	102874,3	1,040527
7	182087,4	93378,18	0,138894
8	182087,4	85087,59	0,018612
9	182087,4	77155,7	0,002482
10	182087,4	70202,59	0,000332
∑NPV	-	1022128	-69212,4

Величина внутрішньої норми рентабельності проекту знаходиться за формулою (3.5):

$$IRR=10+\frac{1022128\cdot(580-10)}{1022128-(-69212,4)}=544\%.$$

Визначаємо індекс доходності проекту за формулою (3.6):

$$PI=\frac{1022128+97312,8}{97312,8}=11,5.$$

Термін окупності $T_{ок}$ = 0,35<5, значення чистої теперішньої вартості NPV=1022128 >0, величина внутрішньої норми рентабельності IRR=19,37>0, величина індексу доходності PI=11,5>1, ці показники свідчать, що проект ефективний та його доцільно впроваджувати.

3.6 Загальний комплексний проект

Загальний комплексний проект включає в себе усі незалежні проекти, розраховані раніше.

Визначаємо сумарний економічний ефект загального комплексного проекту:

$$E_{сум}=E_1+E_2+E_3+E_4, \quad (3.7)$$

де E_1, E_2, E_3, E_4 – економічний ефект від впровадження першого, другого, третього, четвертого проектів, грн./рік.

$E_{сум}$=22710064,61+31341156+653240,6+277461,723=55340495 грн/рік

Визначаємо сумарні капітальні витрати загального комплексного проекту за формулою:

$$K_{сум}=K_1+K_2+K_3+K_4+K_5, \quad (3.8)$$

де K_1, K_2, K_3, K_4, K_5 – капітальні витрати на впровадження першого, другого та третього проектів, грн.

$K_{сум}$=2475000+7200000+367564,65+97312,8=10139877,45 грн

Визначаємо термін окупності проекту за формулою (3.3):

$$T_{ок}=\frac{10139877,45}{55340495}=0,19 \text{ років}$$

Визначаємо та заносимо в таблицю 3.10 результати розрахунків потоку чистих грошових надходжень від проекту:

Величина внутрішньої норми рентабельності проекту знаходиться за формулою (3.5):

$$IRR = 10+\frac{268805137 \cdot(580-10)}{268805137 -(-56642,102)} = 580\%.$$

Визначаємо індекс доходності проекту за формулою (3.6):

$$PI=\frac{268805137+10139877,45}{10139877,45}=27,51.$$

Таблиця 3.10 – Розрахунок потоку чистих грошових надходжень від загального комплексного проекту

Показники, грн.	Рік життєвого циклу	
	0	1-10
Капітальні витрати	10139877,45	-
Економія ПЕР	-	55340495
Експлуатаційні витрати	-	230160
Амортизація	-	1013987,75
Балансовий прибуток	-	54096347,5
Податок на прибуток	-	9737342,55
Чистий прибуток	-	44359004,9
Потік чистих грошових надходжень	-10139877,45	45372992,7
NPV	268805137	

Обчислюємо та заносимо в таблицю 3.11 результати розрахунків чистої теперішньої вартості проекту при ставці дисконту 10% та 580%:

Таблиця 3.11 – Дисконтований грошовий потік загального проекту

Роки	Грошовий потік, грн.	Дисконтовані грошові потоки, тис. грн.	
		$\alpha = 10\%$	$\alpha = 580\%$
0	-10139877,45	-10139877,45	-10139877,45
1	45372992,69	41248175,17	8249635,035
2	45372992,69	37498341,07	1499933,643
3	45372992,69	34115032,1	272920,2568
4	45372992,69	31077392,25	49723,82761
5	45372992,69	28181983,04	9018,234572
6	45372992,69	25634459,15	1640,605385
7	45372992,69	23268201,38	297,8329777
8	45372992,69	21202333,03	54,27797256
∑NPV	-	268805137	-56642,102

Термін окупності $T_{ок}$ = 0,19<5, значення чистої теперішньої вартості *NPV*=268805137 >0, величина внутрішньої норми рентабельності *IRR*=20>0, величина індексу доходності *PI*=27,51>1, ці показники свідчать, що проект ефективний та його доцільно впроваджувати.

Зводимо показники ефективності всіх проектів в табл. 3.12:

Таблиця 3.12 – Показники ефективності проектів

Проект	$T_{ок}$, років	NPV, грн.	IRR,%	PI
Реконструкція системи конвективного теплообміну котлів	0,11	111995082,6	675	46,25
Використання теплоти відхідних продуктів згоряння палива за допомогою контактного утилізатора	0,23	151304123	445	22,01
Застосування частотних перетворювачів для регулювання продуктивності дуттьових вентиляторів	0,56	2676164,032	145	8,28
Впровадження автоматизованої системи регулювання режимами роботи газопальникових пристроїв котла ПТВМ-30-150М	0,35	1022128	621	11,5
Комплексний проект	0,19	268805137	580	27,51

Проаналізуємо отримані показники ефективності всіх проектів. Строки окупності знаходяться в межах доцільності впровадження енергозберігаючих проектів. Всі проекти мають великий ступінь ефективності, їх чиста теперішня вартість має велике додатне значення та внутрішня норма рентабельності складає великий відсоток. Для отримання більших грошових надходжень

доцільно впровадити загальний комплексний енергозберігаючий проект, який враховуватиме одночасне впровадження всіх чотирьох проектів.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНОГЕННА БЕЗПЕКА

4.1 Характеристика потенційних небезпечних та шкідливих виробничих факторів

Найбільш шкідливими та небезпечними факторами на котельній, які можуть діяти на робітників є:

а) фізичні фактори:

– теплове випромінювання (нагріті поверхні котельних агрегатів, трубопроводів гарячої води);

– підвищена температура повітря робочої зони;

– знижена вологість повітря (менше 40%);

– підвищений рівень шуму (різкі перепади тиску в трубопроводі, робота запобіжних клапанів, пробивання прокладок фланцевих з'єднань, рух газів у трубах з великою швидкістю, аеродинамічні шуми, підвищений шум при роботі насосів та вентиляторів);

– загальна вібрація (при роботі котельних агрегатів, при русі газів у трубах з великою швидкістю);

– недостатнє освітлення (природне внаслідок затінення обладнання, конструкцій, штучне внаслідок поганої роботи освітлювальних приладів).

б) біологічні фактори відсутні.

в) хімічні фактори:

– оксиди азоту;

– окис вуглецю.

г) психофізіологічні:

– тяжкість трудового процесу (фізичне динамічне навантаження, статичне навантаження);

– напруженість трудового процесу (емоційні навантаження, інтелектуальні навантаження, монотонність навантажень, змінність роботи).

д) травмонебезпечні:

– обладнання, що працює під тиском (котельні агрегати);

– висока температура обладнання (трубопроводи гарячої води).

Роботи ведуться у виробничому приміщенні з виділенням тепла. Мікроклімат визначається діючими на організм людини поєднаннями температури, вологості, швидкості руху повітря і теплого опромінення. Якщо поєднання цих параметрів не є оптимальними для організму людини, може бути порушене функціональне і тепловий стан людини, причому це буде супроводжуватися напругою реакції терморегуляції, погіршенням самопочуття.

Чинними нормативними документами, що регламентують метеорологічні умови, є:

1. ГОСТ 12.1.005 - 88 ССБТ «Загальні санітарно гігієнічні вимоги до повітря робочої зони».

2. ДСН 3.3.6.042-99 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень».

Робота персоналу котельної потрапляє під характеристики, викладені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Оптимальні та фактичні значення температури,вологості та швидкості руху повітря

Період року	Категорія робіт	Оптимальна температура, °С	Фактична температура, °С	Оптимальна вологість, %	Фактична вологість, %	Швидкість руху повітря оптимальна, м/с	Швидкість руху повітря фактична, м/с
1	2	3	4	5	6	7	8
Холодний	Легка 1Б	21 - 23	18	40 - 60	45	0,1	0,2

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Теплий	Легка 1Б	22 - 24	36	40 - 60	31	0,2	0,3

Крім зазначених параметрів повітря від оптимальних значень можлива наявність у повітрі робочої зони шкідливих речовин [24].

Найбільш поширені захворювання, пов'язані з впливом шкідливих речовин на організм: волога лихоманка, астма, риніти, дерміти, а також інфекції: звичайна застуда, грип, хвороби хімічного або фізичного походження.

Вміст шкідливих речовин у повітрі робочої зони не повинен перевищувати гранично допустимих концентрацій (ГДК) [25].

Для теплоенергетичного обладнання характерні механічні, аеродинамічні і гідродинамічні шуми - невпорядковане поширення звуків різної інтенсивності і чистоти, що роблять несприятливий вплив на організм людини. У котельні значний шум викликає аеродинамічні причини, до них відносяться:

– різкі перепади тиску в трубопроводі;
– робота запобіжних клапанів;
– пробивання прокладок фланцевих з'єднань;
– рух газів у трубах з великою швидкістю.

Підвищений рівень виробничого шуму на робочому місці викликає шкідливий вплив на організм людини: знижується гострота слуху, зору, порушується діяльність серцево-судинної системи. Сильний виробничий шум може бути причиною функціональних змін нервової, кровоносної, а також травної систем організму людини.

Чинними нормативними документами є:

1. ГОСТ 12.1.003 - 83 «ССБТ Шум Загальні вимоги безпеки».

2. СН 3223-85 «Санітарні норми допустимих рівнів шуму на робочих місцях».

Рівень шуму у котельній складає 85 дБА, при допустимому рівні шуму у виробничих приміщеннях 80 дБА.

На персонал котельні у виробничих умовах діє загальна вібрація 3 А категорії (на постійних робочих місцях виробничих приміщень підприємств).

Тривала дія вібрації призводить до різних порушень здоров'я людини і, в кінцевому рахунку, до «вібраційної хвороби». Загальна вібрація справляє негативний вплив на нервову систему, настають зміни в серцево-судинній системі, вестибулярному апараті, порушується обмін речовин.

Чинним нормативним документом є:

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. «Вібраційна безпека. Загальні вимоги».

Рівень вібрації у котельній складає 97 дБ, при допустимому рівні вібрації у виробничих приміщеннях 92 дБ.

Котельні агрегати, трубопроводи пари і гарячої води є джерелом надлишкового теплового випромінювання.

Чинними нормативними документами є:

1. ГОСТ 12.1.005 - 88 «ССБТ Санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони».

2. ДСН 3.3.6.042-99 «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень».

Допустимі величини інтенсивності теплового опромінення працюючих на робочих місцях від виробничих джерел, нагрітих до темного світіння, повинні відповідати значенням, наведеним у таблиці 4.2.

При роботі машиніста котла напруженість праці викликана монотонністю навантажень. Згідно з документом НПАОП 0.00-1.08-94. «Правила будови і безпечної експлуатації парових і водогрійних котлів» котли відносяться до обладнання, що працює під тиском. При роботі котла можливо корозійне руйнування елементів котла.

Таблиця 4.2 – Допустимі величини інтенсивності теплового опромінення працюючих на робочих місцях від виробничих джерел, нагрітих до темного світіння

Опромінювальна поверхня тіла, %	Інтенсивність теплового опромінення, Вт/м^2, не більше
50 и більше	35
25…50	70
Не більше 25	100

Аналіз шкідливих і небезпечних виробничих факторів та карта умов праці для робочого місця оператора котельні представлені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Оцінка факторів виробничого трудового процесу оператора котельні

№ п/п	Фактори виробничого середовища та трудового процесу	Нормативне значення	Фактичне значення	3 клас: шкідливі та небезпечні умови та характер праці			Тривалість дії фактора за зміну,%
				1 ст.	2 ст.	3 ст.	
1	Шкідливі хімічні речовини, мг/м^3: 3 клас небезпеки Оксиди азоту (в перерахунку на NO_2)	5	1				92,36
	4 клас небезпеки Вуглецю оксид	20,0	5,0				
3	Шум, дБА	80	85	5			92,36
4	Вібрація (загальна), дБ	92	96		4		92,36
1	2	3	4		6		8

Продовження таблиці 4.3

1	2	3	4		6		8
5	Мікроклімат у приміщенні (теплий період): - температура, °С; - швидкість руху повітря, м/с; - відносна волога повітря, %.	 22-24 0,2 40-60	 36 0,3 31		 8		 92,36
6	Тяжкість та напруженість праці	категорія праці – легка, I мало напружена					

Таким чином, проведений аналіз умов праці на котельній дозволяє зробити висновок про перевищення нормативних показників по рівню шуму, вібрації та мікроклімату. Все це дозволяє віднести умови праці до III класу 2 ступеня. За показниками робоче місце слід вважати з шкідливими умовами праці.

4.2 Розробка заходів захисту від впливу небезпечних і шкідливих чинників виробничого середовища у котельній

Оптимальний мікроклімат в приміщенні забезпечує підтримку теплової рівноваги між організмом і навколишнім середовищем. Підтримання на заданому рівні параметрів, що визначають мікроклімат, температури, вологості і швидкості повітря - може здійснюватися кондиціонуванням або великими допусками вентиляцією. Але вентиляція і навіть кондиціонування повітря не захищають від теплового випромінювання.

Заходи захисту від теплового випромінювання можна розділити на наступні чотири групи:

– ті, що усувають джерело тепловиділень;
– ті, що захищають від теплового випромінювання;
– ті, що полегшують тепловіддачу тіла людини;
– заходи індивідуального захисту.

Джерела тепловиділень можуть бути усунені при зміні технологій, при автоматизації та механізації ручної праці, скороченні довжини газоходів і т.д.

При роботі з високою концентрацією випромінюваної теплоти протягом зміни влаштовуються перерви, частота і тривалість яких визначається умовами і тяжкістю роботи. Під час перерв робочі відпочивають у спеціально обладнаних або обгороджених місцях, де забезпечується заданий сприятливий мікроклімат.

Засоби індивідуального захисту застосовують з метою виключення або зниження впливу променевої енергії на організм людини. До них відносяться: ізолюючі костюми, спеціальний одяг і взуття, засоби захисту для голови, обличчя, очей і рук.

Захист від шкідливих газо-, та пилевиділень передбачає влаштування місцевої витяжної вентиляції для відсмоктування отруйних речовин безпосередньо від місць їх утворення. Місцеві відсмоктувачі слід по можливості влаштовувати конструктивно вбудованими та зблокованим з обладнанням так, що агрегат не можна пустити в хід при вимкненому відсосі.

На додаток до загальних захисних засобів застосовуються індивідуальні засоби захисту. При роботі з отруйними та забруднюючими речовинами користуються спецодягом - комбінезонами, халатами, фартухами та інше. Для захисту шкіри рук, обличчя, шиї застосовують захисні пасти: антитоксичні, малостійкі, водостійкі. Очі від можливих опіків і подразнень захищають окулярами з герметичною оправою, масками і шоломами.

Дихальні органи захищають фільтруючими і ізолюючими приладами. Фільтруючі прилади - це промислові протигази і респіратори. Респіратор складається з гумової напівмаски і фільтрів, що очищають вдихаєме повітря від пилу. Ізолюючі дихальні прилади, шлангові або кисневі застосовують у випадках високих концентрацій шкідливих речовин.

У котельні, з метою зниження рівня шуму, необхідно проводити такі заходи:

– поліпшення режиму експлуатації обладнання;
– балансування механізмів;
– накладення шумовий ізоляції (шумозахисні кожухи).

За допомогою звукоізолюючих перешкод можна знизити рівень шуму на 30 – 40дБ. Ефективними звукоізолюючими матеріалами є метали, бетон, дерево та ін.

Крім заходів технологічного та технічного характеру, широко застосовуються засоби індивідуального захисту - антифони, виконані у вигляді навушників, заглушок - вкладишів і шоломів.

Для усунення вібрації котли змонтовані на самостійних фундаментах, віброізолірованних від підлоги. Всі трубопроводи проходять на достатній відстані від стін і сусідніх трубопроводів. Для ослаблення передачі вібрації і шуму по трубопроводам приєднання їх до вентиляторів і насосів виконується за допомогою гнучкої вставки з гумової тканини або гумового патрубка. Інтенсивність вібрацій деталей агрегатів зменшують шляхом облицювання їхніх поверхонь або заповнення спеціально передбачених повітряних порожнин в них демпфуючими матеріалами.

Як індивідуальні засоби захисту від вібрації застосовуються рукавиці, що гасять вібрацію та спеціальне взуття.

Корозійна стійкість обладнання забезпечується збільшенням корозійної стійкості конструктивного матеріалу, шляхом нанесення відповідного покриття та видалення кисню з води. Для цього її піддають деаерації.

Надійність роботи поверхонь нагріву котельних агрегатів залежить від якості живильної води. Основним завданням водопідготовки є боротьба з корозією і накипом. Для цього застосовують такі заходи:

– деаерація робочої води з метою зниження кисневої корозії;

– підігрів теплоносія для зниження низькотемпературної корозії.

Для забезпечення безпеки обслуговуючого персоналу котельні необхідно передбачети такі захисні пристрої:

– манометр, що показує тиск гарячої води;

– повітряно - вказівні прилади для спостереження за рівнем води;

– спускні і продувальні вентилі;

– повітряні клапани для видалення повітря з котла;

– запобіжні клапани для автоматичного випуску надлишкової води з котлів.

Трубопроводи гарячої води є небезпечними внаслідок високої температури на поверхні трубопроводів і можуть послужити джерелами опіків на тілі працівників. Для запобігання опіків робітники повинні працювати у виданому спецодязі (куртка, брюки) і взуття (робочі черевики) і користуватися встановленими засобами індивідуального захисту (рукавиці комбіновані). Обслуговуючому персоналу необхідно уникати тривалого перебування в місцях стиків фланцевих з'єднань трубопроводів, що перебувають під тиском, в місцях, де можлива присутність газів, близько запобіжних клапанів і т. д [26].

4.3 Заходи з електробезпеки

Електробезпека - це система організаційних, технічних заходів, а також засобів захисту від поразок людини електричним струмом.

Виробничо - опалювальна котельня відноситься до третього класу приміщення по електробезпеці, тобто це приміщення без підвищеної небезпеки.

Організаційні заходи включають в себе вибір раціональних режимів роботи персоналу з обслуговування електроустановок, обмеження місць і часу перебування персоналу в зоні впливу електричного струму.

Небезпечна і шкідливий вплив на людей електричного струму проявляється у вигляді електротравм та профзахворювань.

Напруга дотику і струми, що протікають через тіло людини, не повинні перевищувати значення, вказані в таблицях 4.4 та 4.5.

Таблиця 4.4 - Напруга дотику і струми при нормальних режимах роботи електроустановок.

Рід струму	Напруга	Сила току
50 Гц змінний	Не боліше 2В	Не боліше 0,3 мА

Таблиця 4.5 - Напруга дотику і струми при аварійних режимах роботи електроустановок напругою до 1000 В і частотою 50 Гц.

Тривалість впливу, сек	Нормований показник	
	Напруга, В	Сила току, мА
0,01–0,08	220	220
0,1	200	200
0,2	100	100
0,3	70	70
0,4	55	55
0,5	50	50
0,6	40	40
0,7	35	35
0,8	30	30
0,9	27	27

Основними споживачами електроенергії є електродвигуни димососів, вентиляторів.

Чинними нормативними документами є:

1. ГОСТ 12.1.01979 «ССБП. Електробезпека. Загальні вимоги і номенк латура видів захисту».

2. ГОСТ 12.1.000-82 «ССБТ. Електробезпека. Гранично допустимі рівні напруг дотику і струмів».

Для запобігання ураження електричним струмом при дотику до металевих неструмоведучих частин, які можуть опинитися під напругою в результаті пошкодження ізоляції, слід використовувати захисне заземлення.

Як індивідуальні засоби захисту від електричного струму застосовуються екрануючи комплекти (костюми, рукавички, взуття), килимки, підставки, перемички, провідники з зажимами і т.д.

До колективних методів захисту відносяться плакати, огородження та знаки безпеки.

4.4 Заходи пожежної безпеки

Технологічний процес пов'язаний зі спалюванням палива, то можливе джерело пожежі в котельні - це витік палива з газопроводу та утворення вибухонебезпечної газоповітряної суміші.

Згідно ГОСТ 12.1.004. 91 «ССБТ. Пожежна безпека. Загальні вимоги», котельня з пожежної безпеки відноситься до категорії «Г», по вогнестійкості будівельних конструкцій ступінь вогнестійкості будинку котельні II, класу В - 1А.

Категорія «Г» означає негорючі речовини і матеріали в гарячому, розпеченому або розплавленому стані, процес обробки яких супроводжується виділенням променистого тепла, іскор і полум'я, горючі гази і рідини, які спалюються як паливо. Клас В - 1А - зони, розташовані в приміщеннях, в яких при нормальній експлуатації вибухонебезпечні суміші горючих газів або парів

легкозаймистих рідин з повітрям не утворюється, а утворення таких сумішей можливе тільки в результаті аварій і несправностей.

Джерелами пожежі можуть бути витік і скупчення газу в котельні; несправність електрообладнання, освітлювальних приладів; вихід з ладу приладів автоматики. При порушенні цілісності газопроводів відхідних газів, або при руйнуванні обшивки і обмурівки котла, відходячі, що мають високу температуру, можуть послужити причиною пожежі.

Для попередження утворення вибухонебезпечних газоповітряних сумішей велике значення має контроль повітряного середовища виробничого приміщення. Найбільш прогресивний контроль повітряного середовища виробничих приміщень автоматичними сигналізаторами до вибухових концентрацій. При включенні попереджувальної сигналізації та аварійної вентиляції передбачається автоматичне або ручне відключення всього або частини технологічного обладнання.

Експлуатація та технічне обслуговування відіграють найважливішу роль у запобіганні небезпечної ситуації:

- підтримання чистоти на підприємстві
- мінімізація джерел займання
- обслуговування та перевірка обладнання
- дотримання інструкцій;
- заборона на куріння, ліцензовані вогневі роботи та ін.

Для боротьби з пожежею котельня обладнана протипожежним інвентарем за існуючими нормами протипожежної охорони.

До складу цього інвентарю входять:

- пінні хімічні вогнегасники;
- порошкові вогнегасники;
- гідранти;
- ящики з піском;

– лопати,відра.

Для швидкого виклику пожежної служби в котельні встановлені сповіщувачі і телефон.

4.5 Можливі аварії у газовому господарстві котельні та план їх ліквідацій

Передумовами виникнення небезпечної ситуації є утворення підходящої суміші газ-повітря і наявність джерела загоряння, або висока температура суміші газ-повітря (самозаймання).

Вибух газу може бути наслідком течі в обладнанні поза котлом або течі в трубопроводі. Якщо вибух газу відбувається поза котла, то за цим звичайно слідує пожежа.

Джерелами загоряння можуть бути:

– гарячі поверхні;

– «задній» вогонь з котла;

– іскри від електроприладів або при проведенні тих робіт;

– куріння тощо.

Експлуатація та технічне обслуговування відіграють найважливішу роль у запобіганні небезпечної ситуації:

– обслуговування і перевірка труб для газу і супутнього обладнання;

– мінімізація джерел займання;

– дотримання правильних методів роботи, наприклад спустошення труби для газу перед початком технічних робіт;

– дотримання інструкцій; заборона на куріння, ліцензовані вогневі роботи та ін.

У таблиці 4.6 представлено план ліквідації можливих аварій у газовому господарстві котельні.

Таблиця 4.6 - План ліквідації можливих аварій у газовому господарстві котельні

Види аварії	Заходи з порятунку людей і ліквідації аварії	Особи відповідальні за виконання заходів і виконавці
1	2	3
1. Припинення надходження газу в котельну (пониження тиску газу нижче межі захисту котла)	1. Закрити запірну арматуру з пальника котлів. Відкрити свічки безпеки. 2. Повідомити про аварії інженеру зміни, майстру котельні. 3. З'ясувати причину припинення надходження газу (зниження тиску) на котельню.	Оператор котельні
2. Коливання тиску газу після регулятора ГРП	1. Відрегулювати роботу ГРП шляхом прикриття засувки після регулятора або засувки перед регулятором. 2. При неможливості стабілізувати тиск газу перейти на байпас. 3. Повідомити інженеру зміни майстру котельні, в газову службу.	Оператор котельні, газова служба Концерну «ГТС»

Продовження таблиці 4.6

1	2	3
	5. Не включати і не вимикати працююче електрообладнання і електроосвітлення в місці загазованості щоб уникнути утворення іскри і займанні газу. Використовувати тільки аварійне освітлення або ліхтарик шахтного типу. 6. Пам'ятати, що природний газ скупчується у верхніх, погано вентильованих місцях будівлі.	
3. Вибух газу в топці котла або газоході	1. Відключити подачу газу до котла натисканням кнопки "Аварійна зупинка котла".	Оператор котельні
	2. Повідомити інженеру зміни, майстру котельні. 3. При пошкодженнях довколишніх газопроводів і загазованості приміщення діяти згідно пункту 3 виду аварії.	
4. Пожежа в районі розташування газопроводів і ГРП	1. Повідомити інженеру зміни, майстру котельні. 2. Вийти в район пожежі, оцінити можливість його розвитку. 3. Вжити заходи щодо локалізації пожежі і її гасіння.	Оператор котельні, інженер зміни, газова служба Концерну «ГТС»

Продовження таблиці 4.6

1	2	3
	4. Викликати пожежну службу за тел. 101. 5. При розвитку пожежі і можливості пошкодження газопроводу та його опор відключити подачу газу на котельню зупинкою ГРП. 6. При неможливості відключити подачу газу самостійно викликати аварійну газову службу по тел. 104.	

4.6 Розрахунок захисного заземлення

Захисне заземлення - навмисне електричне з'єднання з землею чи її еквівалентом металевих неструмоведучих частин, що можуть опинитися під напругою внаслідок замикання на чи корпус з інших причин.

Якщо корпус електроустановки заземлений, основний струм піде по пристрою, що заземлює, опір якого в багато разів менше опору тіла. Через людину піде в цьому випадку малий струм, безпечний для життя.

З метою усунення небезпеки поразки струмом у випадку дотику до корпуса електроустановки й інших неструмоведучих металевих частин, що опинилися під напругою, розрахуємо необхідну кількість штучних заземлювачів [27,28,29].

В якості заземлювача використаємо круглі стрижні з вертикальним заглибленням. На рисунку 4.1 зображена схема розташування електродів захисного заземлення в ґрунті. Діаметр одного стрижня d=0,05 м, довжина l=5м, відстань між заземлювачами a=10 м, глибина заглиблення h=1 м, ширина шини b=0,06 м. Тип грунту – чорнозем, кліматична зона – II. Вологість грунту – середня.

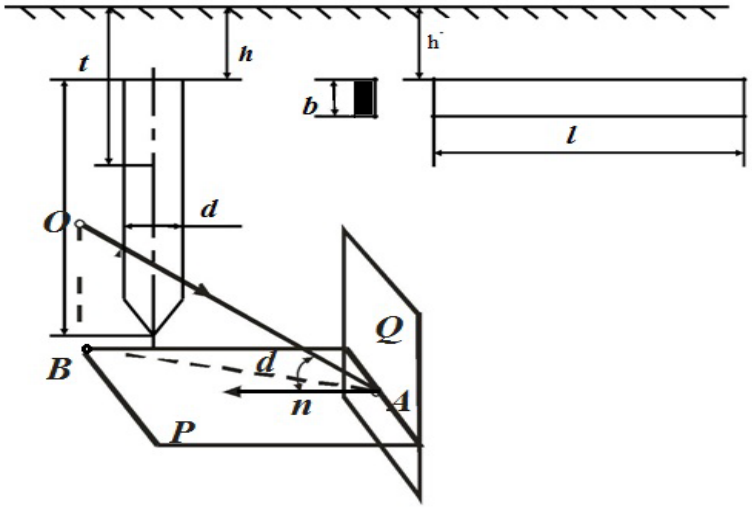


Рисунок 4.1 - Схема розташування електродів захисного заземлення в ґрунті

Розрахункове значення питомого опору ґрунту знайдемо за формулою:

$$\rho = \psi\rho_{o,} \tag{4.1}$$

де ρ_o – питомий опір ґрунту, Ом ·м;

ψ – кліматичний коефіцієнт, що залежить від кліматичної зони та вологості ґрунту, для Запорізького регіону можна вважати $\psi_в$ = 1,3 у випадку вертикального заземлювача.

$$\rho = 1{,}3 \cdot 60 = 78 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Опір розтіканню струму одного вертикального заземлювача знайдемо за формулою:

$$R_o = 0{,}366 \cdot \frac{\rho}{l}\left(lg\frac{2l}{d} + 0{,}5lg\frac{4t+l}{4t-l}\right), \tag{4.2}$$

де l – довжина заземлювача, м;

d – діаметр заземлювача, м;

t – відстань від поверхні землі до середини заземлювача, м.

$$R_o = 0{,}366 \cdot \frac{78}{5}\left(\lg\frac{2\cdot 5}{0{,}05} + 0{,}5\lg\frac{4\cdot 3{,}5+5}{4\cdot 3{,}5-5}\right) = 14 \text{ Ом}.$$

Орієнтовна кількість вертикальних заземлювачів знайдемо за формулою:

$$n' = 1{,}3R_o/R_н, \tag{4.3}$$

де $R_н$ – нормативне значення опору заземлення, приймаємо 4 Ом, при $N_{тр}$ = 1000кВ·А.

$$n' = 1{,}3\cdot 14/4 = 4{,}55 \text{ шт.}$$

Приймаємо 5 вертикальних заземлювачів.

Розташовуємо заземлювачі у ряд. Коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів $\eta_в$=0,7.

Визначимо загальну кінцеву кількість заземлювачів знайдемо за формулою:

$$n = n'/\eta_в, \tag{4}$$

$$n = 5/0{,}7 = 7 \text{ шт.}$$

Довжина шини у випадку вертикальних заземлювачів визначається за формулою знайдемо за формулою:

$$L = 1{,}05\cdot a\cdot n, \tag{5}$$

де a – відстань між заземлювачами, м.

$$L = 1{,}05\cdot 10\cdot 7 = 105 \text{ м.}$$

Опір розтіканню з'єднувальної шини для вертикальних заземлювачів з урахуванням коефіцієнта її використання $\eta_ш$ знайдемо за формулою:

$$R_г = (\rho/2\pi L\,\eta_ш)\,\ln(2L^2/bt), \tag{6}$$

де $\eta_ш$ - коефіцієнт використання шини $\eta_ш$ = 0,8.

$$R_г = (78/2\cdot 3{,}14\cdot 105\cdot 0{,}8)\,\ln(2\cdot 105^2/0{,}06\cdot 3{,}5) = 2 \text{ Ом}$$

Опір розтіканню струму заземлювача в цілому знайдемо за формулою:

$$R = (R_o\cdot R_г)/(R_o\cdot\eta_ш + R_г\cdot\eta_в\cdot n) \tag{7}$$

$$R = (14\cdot 2)/(14\cdot 0{,}8 + 2\cdot 0{,}7\cdot 7) = 1{,}33 \text{ Ом}$$

Розрахункове значення значне менше нормативного R=1,33<$R_н$=4, тому кількість вертикальних стрижнів зменшуємо до 5.

Для заземлення необхідно взяти 5 стрижнів.

ВИСНОВКИ

Енергозбереження є актуальною і необхідною умовою нормального функціонування установи, а при безперервному зростанні цін на енергоресурси дозволяє домогтися істотної економії енергетичних і фінансових ресурсів.

Котельня призначена для забезпечення теплом і гарячою водою споживачів лівобережної частини міста в Ленінському районі. Сумарна теплова потужність котельні 120 Гігакалорій на годину.

Водогрійний газо-мазутний котел типу ПТВМ-30-150 М є основним джерелом теплопостачання для підігріву води з 70°С до 150°С для використання в системах опалення і гарячого водопостачання обєктів побутового призначення. Котел – прямоточний з П-подібним компонуванням поверхонь нагріву. Котел використовується для роботи як в основному режимі, так і в піковому.

Так як, водогрійний котел споживає найбільшу частку енергоресурсів котельної, до заходів з енергозбереження, що пропонуються, були віднесені:

1. Використання теплоти відхідних продуктів згоряння палива за допомогою контактного утилізатора.

2. Реконструкція системи конвективного теплообміну котлів.

3. Впровадження автоматизованої системи регулювання режимами роботи газопальникових пристроїв котла ПТВМ-30-150М.

4. Застосування частотних перетворювачів для регулювання продуктивності дуттьових вентиляторів.

Опалювальна котельня, працюючі на природному газі, втрачає із продуктами згоряння палива значну кількість теплоти. Використання контактних утилізаторів теплоти дозволяє економити 4070280 $м^3$/год природного газу.

За рахунок збільшення діаметру труб з 28 мм на 32 мм збільшується загальна площа конвективної частини на 88,62 $м^2$, ККД котла збільшується на

2,92%. Витрата палива на котел зменшується з 4056,9 м^3/год до 3930,47 м^3/год. Економія природного газу на одному котлі складе – 737339,76 м^3/рік, а на чотирьох котлах – 2949359,04 м^3/рік.

Економія природного газу за рахунок регулювання режимів роботи газопальникових пристроїв котла буде становити 636033,99 м^3/рік.

Значно зменшити споживання електроенергії дозволить використання перетворювачів частоти, які здійснюють частотне регулювання роботи приводів двигунів тягодуттьового устаткування. Пропонується встановити частотні перетворювачі на чотири дуттьових вентилятора. Сумарна річна економія електроенергії при роботі дутьового вентилятора з перетворювачем частоти по порівняно з вентилятором зі звичайним електроприводом складе 480324 кВт·год.

Техніко-економічні розрахунки показали, що доцільно впроваджувати комплексний проект з усіх запропонованих заходів, капітальні вкладення на який становлять близько 10 млн. грн. За рахунок цього комплексу можна досягти зниження споживання природного газу та електричної енергії вартістю близько

55 млн. грн./рік. Термін окупності впровадження даного комплексного проекту складе – 0,19 років, що є, безперечно, економічно доцільним.

В розділі «Охорона праці та техногенна безпека» розглянуті заходи з техніки безпеки, складено технологічну карту умов праці оператора котельної, виконано розрахунок захисного заземлення.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Драганов Б.Х., Бессараб О.С., Долинський А.А. та ін. (за ред. Б.Х. Драганова) "Теплотехніка: підручник". – 2-е вид., перероб. і доп. – Київ: фірма "ІНКОС", 2005. – 400 с.

2. Прядко М.О., Павелко В.І., Василенко С.М. "Теплові мережі: Навчальний посібник". – К.: Алерта, 2005. – 227 с.

3. Єнін П.М., Швачко Н.А. "Теплопостачання (частина І 'Теплові мережі та споруди')". – К.: Кондор, 2007. – 244 с.

4. Боженко М.Ф. "Водогрійні котельні для систем децентралізованого та помірно-централізованого теплопостачання: навчальний посібник". – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 170 с.

5. Ткаченко С.Й., Чепурний М.М., Степанов Д.В. "Розрахунки теплових схем і основи проектування джерел теплопостачання: навчальний посібник". – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 137 с.

6. Теплоенергетичні установки: навчальний посібник / За ред. Б.Х. Драганова. – Київ: ІНКОС, 2005. – 400 с.

7. Теплопостачання: навчальний посібник / За ред. П.М. Єніна. – Київ: Кондор, 2007. – 244 с.

8. Теплові мережі: навчальний посібник / За ред. М.О. Прядка. – Київ: Алерта, 2005. – 227 с.

9. Водогрійні котельні: навчальний посібник / М.Ф. Боженко. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 170 с.

10. Розрахунки теплових схем: навчальний посібник / С.Й. Ткаченко та ін. – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 137 с.

11. Boiler Operator's Guide by Anthony L. Kohan. – McGraw-Hill Education, 2009. – 768 pages.

12. High Pressure Boilers by Frederick M. Steingress, Harold J. Frost, Daryl R. Walker. – ATP Learning, 2019. – 392 pages.

13. "Boiler Operator's Handbook" by Kenneth E. Heselton. – CRC Press, 2015. – 488 pages.

14. "The Boiler Operator's Handbook" by Carl Buzzuto. – Fairmont Press, 2021. – 400 pages.

15. "Boiler Operations Questions and Answers" by P. Chattopadhyay. – McGraw-Hill Education, 2001. – 672 pages.

16. "Steam Plant Operation" by Everett B. Woodruff, Herbert B. Lammers, Thomas F. Lammers. – McGraw-Hill Education, 2016. – 800 pages.

17. "Boiler Operator's Exam Preparation Guide" by Theodore B. Sauselein. – McGraw-Hill Education, 1997. – 368 pages.

18. "Boiler Control Systems Engineering" by G.F. Gilman. – ISA, 2010. – 206 pages.

19. "The Steam and Condensate Loop: An Engineer's Best Practice Guide for Saving Energy" by Spirax Sarco. – Spirax Sarco, 2010. – 136 pages.

20. "Industrial Boilers and Heat Recovery Steam Generators: Design, Applications, and Calculations" by V. Ganapathy. – CRC Press, 2002. – 600 pages.

21. "District Heating and Cooling" by Svend Frederiksen, Sven Werner. – Studentlitteratur AB, 2013. – 660 pages.

22. "Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies & Applications" by Neil Petchers. – Fairmont Press, 2003. – 888 pages.

23. "Efficient Boiler Operations Sourcebook" by Bernard Clancey. – Fairmont Press, 1993. – 300 pages.

24. "Boiler Operator's Workbook" by R. Dean Wilson. – ATP Learning, 2012. – 400 pages.

25. "Boiler Operations" by M. P. Murgai. – McGraw-Hill Education, 1990. – 350 pages.

26. "Boiler Plant and Distribution System Optimization Manual" by K. C. Budd. – McGraw-Hill Education, 2007. – 500 pages.

27. "Boiler Operator's Exam Preparation Guide" by Theodore B. Sauselein. – McGraw-Hill Education, 1997. – 368 pages.