

Вінницький національний технічний університет

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання

(повне найменування інституту, назва факультету)

Кафедра теплоенергетики

(повна назва кафедри)

**Пояснювальна записка**  
до магістерської кваліфікаційної роботи

магістра

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: «Енергоефективна система тепlopостачання університету»

08-11.МКР.004.00.000 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу групи ТЕ-18м  
спеціальності

144 - теплоенергетика

(шифр і назва спеціальності)

Громик О. О.

(прізвище та ініціали)

Керівник Резидент Н. В.

(прізвище та ініціали)

Рецензент \_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

Вінниця – 2019 року

**ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**  
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання  
Кафедра теплоенергетики  
Освітній ступінь магістр  
Спеціальність 144 – теплоенергетика  
Освітня програма «Теплоенергетика»

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
Завідувач кафедри теплоенергетики  
С.Й.Ткаченко  
« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Громику Олександр Олександровичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Енергоефективна система теплопостачання університету  
керівник роботи Резидент Наталія Володимирівна, к.т.н., доц.каф. ТЕ,  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)  
затверджені наказом вищого навчального закладу від «2» жовтня 2019 року №  
254. Строк подання студентом роботи 26.11.2019 р.
3. Вхідні дані до роботи: теплова потужність опалення  $Q_{оп} = 750$  кВт;  
теплова потужність гарячого водопостачання  $Q_{звн} = 50$  кВт, температурні  
графіки режимів роботи:  $t_{лме}/t_{зме} = 90/70, 70/50; 60/40$  °С; ККД котлів  $\eta_k = 92$   
%; тривалість режимів роботи котельні: максимально-зимового періоду 5  
дів, найбільш холодного місяця – 170 дів, літнього – 160 дів; паливо –  
природний газ з  $Q_p^H = 34700$  кДж/м<sup>3</sup>, відходи деревини  $Q_p^H = 12000$  кДж/кг.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які  
потрібно розробити) аналітичний огляд джерел інформації; загальна  
характеристика об'єкта, техніко-економічне обґрунтування доцільності  
розробки; багатоваріантний аналіз модернізації котельні; розрахунок  
теплової схеми котельні з твердопаливним котлом; утилізація теплоти  
відхідних газів котлів; конструктивний розрахунок оребреного  
теплообмінника-утилізатора; технологія монтажу системи утилізації  
теплоти відхідних газів; автоматизація водогрійної котельні; техніко –  
економічні показники роботи котельні з системою утилізації; охорона праці  
та безпека в надзвичайних ситуаціях.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових  
креслень): план котельні на відм. 0.000; схема котельні існуюча, тепла;  
план котельні після модернізації; схема котельні модернізована тепла  
(аксонометрична); оребрений теплообмінник-утилізатор (складальне  
креслення); аксонометрична схема трубопроводів системи утилізації  
теплоти; монтажний план утилізатора на відм. 0.000; календарний план  
монтажних робіт; функціональна схема автоматизації водогрійної  
котельні на твердому паливі; графічні залежності за результатами виконаних в  
роботі досліджень.

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
	Резидент Н. В., доцент кафедри ТЕ		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів МКР	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ. Аналітичний огляд джерел інформації	03.10.19...09.10.19	
2	Загальна характеристика об'єкта, техніко-економічне обґрунтування доцільності розробки	10.10.19...16.10.19	
3	Багатоваріантний аналіз модернізації котельні	17.10.19...20.10.19	
4	Розрахунок теплової схеми котельні з твердопаливним котлом	21.10.19...30.10.19	
5	Утилізація теплоти відхідних газів котлів	01.11.19...10.11.19	
6	Конструктивний розрахунок оребреного теплообмінника-утилізатора	11.11.19...14.11.19	
7	Технологія монтажу системи утилізації теплоти відхідних газів	15.11.19...20.11.19	
8	Автоматизація водогрійної котельні	21.11.19...23.11.19	
9	Техніко – економічні показники роботи котельні з системою утилізації	24.11.19...25.11.19	
10	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	26.11.19...30.11.19	
11	Оформлення МКР	01.12.19...08.12.19	

Студент \_\_\_\_\_ **Громик О.О.**  
(підпис) (прізвище та ініціали)Керівник МКР \_\_\_\_\_ **Резидент Н.В.**  
(підпис) (прізвище та ініціали)

### Анотація

У магістерській кваліфікаційній роботі проведений аналіз роботи промислової котельні Подільського аграрно-технічного університету за існуючою тепловою схемою. Здійснено аналіз шляхів підвищення енергоефективності системи тепlopостачання університету, техніко-економічне обґрунтування доцільності встановлення утилізатора теплоти відхідних газів та котла на твердому паливі

## Abstract

In master's qualification work the analysis of work of industrial boiler-house of Podilsky agrarian-technical university is carried out according to the existing thermal scheme. The ways of increasing the energy efficiency of the university's heat supply system, feasibility study of the feasibility of installing heat exhaust gas and boiler on solid fuel

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ .....	10
1.1 Методи утилізації теплоти відхідних газів котельних .....	10
1.2 Висновки до розділу .....	13
2 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ТЕХНІКО-ЕКОНО- МІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ РОЗРОБКИ .....	14
2.1 Основні вихідні дані .....	15
2.2 Аналіз роботи котельні за існуючою тепловою схемою .....	16
2.3 Розрахунок теплової схеми котельної в середньоопалювальному режимі .....	18
2.4 Розрахунок теплової схеми котельної в неопалювальний період.....	20
2.5 Розрахунок основного та допоміжного обладнання .....	22
2.6 Розрахунок техніко-економічних показників котельні .....	26
2.7 Висновки до розділу .....	29
3 БАГАТОВАРІАНТНИЙ АНАЛІЗ МОДЕРНІЗАЦІЇ КОТЕЛЬНОЇ .....	30
3.1 Результати розрахунків теплової схеми за варіантами та вибір найбільш доцільного .....	30
3.2 Висновки до розділу .....	32
4 РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ТВЕРДОПАЛИВНИМ КОТЛОМ .....	33
4.1 Основні вихідні дані .....	33
4.2 Розрахункова потужність теплових споживачів .....	34
4.3 Розрахунок теплової схеми котельної в опалювальному режимі .....	36
4.4 Розрахунок теплової схеми котельної в неопалювальний період.....	38
4.5 Перевірка основного та допоміжного обладнання .....	40
4.6 Техніко-економічні показники котельні з твердопаливним котлом... 44	
4.7 Висновки до розділу .....	48
5 УТИЛІЗАЦІЯ ТЕПЛОТИ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ КОТЛІВ .....	49
5.1 Основні результати розрахунків .....	50
5.2 Висновки до розділу .....	56
6 КОНСТРУКТИВНИЙ РОЗРАХУНОК ОРЕБРЕНОГО ТЕПЛООБМІННИКА УТИЛІЗАТОРА .....	57
6.1 Розрахунок теоретичних об'ємів повітря та продуктів згорання .....	57
6.2 Коефіцієнт надлишку повітря на виході з газоходів .....	58
6.3 Розрахунок дійсних об'ємів продуктів згорання в газоходах .....	58
6.4 Розрахунок оребреного утилізатора .....	59
6.5 Конструктивний розрахунок .....	61
6.6 Тепловий розрахунок .....	64
6.7 Гідравлічний розрахунок .....	67
6.8 Висновки до розділу .....	68
7 ТЕХНОЛОГІЯ МОНТАЖУ СИСТЕМИ УТИЛІЗАЦІЇ ТЕПЛОТИ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ .....	70
7.1 Загальні вимоги .....	70

7.2 Розрахунок та комплектування основних і допоміжних матеріалів та виробів, складання відомостей .....	70
7.3 Визначення складу і об'єму робіт. Вибір типів механізмів, машин, конструкцій і пристосувань та визначення трудомісткості виконання монтажних робіт .....	73
7.3.1 Визначення складу і об'ємів робіт .....	73
7.4 Підбір машин, механізмів, пристосувань .....	73
7.5 Витрата паливних та енергетичних ресурсів .....	76
7.6 Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт .....	77
7.7 Гідравлічні випробування .....	79
7.8 Теплові випробування .....	80
7.9 Організація робочих місць та побутових приміщень .....	80
7.10 Висновки до розділу: .....	81
8 АВТОМАТИЗАЦІЯ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНІ .....	82
8.1 Опис технологічного процесу .....	82
8.2 Характеристика технологічного обладнання .....	82
8.3 САР температури води на вході в котел .....	84
8.4 САР температури води для гарячого водопостачання .....	85
8.5 Підбір регулюючого триходового клапана .....	86
8.6 Висновки до розділу .....	90
9 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ РОБОТИ КОТЕЛЬНІ З СИСТЕМОЮ УТИЛІЗАЦІЇ .....	90
9.1 Визначення капітальних вкладень на влаштування обладнання .....	91
9.2 Висновки до розділу: .....	92
10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКИ В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ .....	93
10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта .....	94
10.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії .....	97
ВИСНОВКИ .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	108
ДОДАТОК А .....	117
Додаток В .....	124

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** Розробка ефективних теплових схем модернізованих систем енергопостачання, які забезпечують виробництво теплової енергії на базі існуючих промислових і муніципальних котелень, для вирішення проблем енергозбереження і поліпшення екологічної обстановки у світі нових тенденцій розвитку енергетики є актуальною.

Забезпечення стабільної роботи паливо – енергетичного комплексу є необхідною передумовою для економічної та політичної незалежності держави. У зв'язку зі складністю поставок природного газу та підвищенням його вартості, стратегічною задачею є економія цього виду палива. Перспективними напрямками модернізації вітчизняної енергетики, які закріплені на законодавчому рівні, вважається: комбіноване виробництво теплоти на базі наявного теплоенергетичного устаткування невеликої потужності, використання скидного потенціалу та теплових відходів від паливовикористовувальних установок. Саме тут існують реальні можливості застосування нових ефективних технологій за кошти вітчизняних, а не іноземних інвесторів.

Використання теплових викидів від котлів комунальної та промислової енергетики є важливим фактором енергозбереження і може класифікуватись як нове джерело енергії – джерело більш дешеве порівняно з іншими традиційними та нетрадиційними джерелами енергії. Енергетичні рівні теплових викидів із промислових і опалювальних котлів є потужним резервом енергозбереження. За експертними оцінками потенціал цих викидів складає 40 відсотків від загального об'єму паливно-енергетичних ресурсів. Можлива річна економія палива в разі утилізації теплоти відхідних газів з котлів потужністю до 3,5 МВт складає 130 млн. м<sup>3</sup>, а із котлів потужністю 20 – 25 МВт – 152 млн. м<sup>3</sup>. У масштабах країни загальні витрати палива на котли невеликої потужності порівняні з витратами палива для, так званої, великої енергетики.

**Зв'язок роботи з програмами, планами.** Робота виконана відповідно до закону України: Про енергозбереження ” а також пріоритетного напрямку розвитку науки і техніки в Україні

**Мета роботи.** Підвищення енергоефективності роботи котельні Подільського аграрно-технічного університету у м. Кам'янець-Подільський шляхом встановлення утилізатора теплоти відхідних газів

### **Завдання роботи**

- виконати аналіз роботи котельні за існуючою тепловою схемою;



- обґрунтувати необхідність встановлення утилізатора теплоти відхідних газів на котельні;
- запропонувати реконструкцію щодо встановлення твердопаливного котла з метою економії палива;
- визначити загальні закономірності “глибокої” утилізації теплоти відхідних газів;
- методом числових розрахунків визначити параметри найбільш ефективної роботи;

**Об’єкт дослідження.** Котельня Подільського університету в м. Кам’янець-Подільський

**Предмет дослідження.** Показники енергоефективності система тепlopостачання.

**Методи дослідження.** В роботі використані теоретичні методи дослідження, методи числових розрахунків.

**Наукова новизна:**

Здійснено комплексне застосування прогресивних методів енергозбереження на окремій теплоенергетичній установці. Для попередньої оцінки ефективності реконструкції котельні для визначення методики економії палива та коефіцієнта корисної дії на котельні. Розроблена методика розрахунків утилізатора теплоти з ефективним режимом роботи.

**Практична цінність** Дістали подальшого розвитку оцінка ефективності застосування утилізації теплоти відхідних газів, в результаті якої досягається економія робочого палива та зменшення витрат на власні потреби.

**Апробація результатів роботи.** Основні результати роботи доповідались і обговорювались на: науково–технічній конференції професорсько–викладацького складу, співробітників та студентів університету за участю працівників науково-дослідних організацій та інженерно–технічних працівників підприємств м. Вінниці та області 12 – 22 березня, 2018р, Всеукраїнській науково-практичній інтернет-конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи», 2019р.

**Структура і обсяг роботи.** Магістерська кваліфікаційна робота складається зі вступу, 10-ти розділів, висновків (107 сторінок основного тексту), списку використаних джерел (124 позицій) та додатків на сторінках.

# 1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

## 1.1 Літературні джерела з енергозбереження

Через складність поставок природного газу та підвищення його вартості стратегічним завданням є економія цього виду палива. Одним із пріоритетних засобів економії природного газу є використання низькотемпературної скидної теплоти продуктів згорання в паливовикористальних установках, зокрема в парових і водогрійних котлах.

Було розглянуто кілька способів утилізації тепла відхідних газів котлоагрегату, такі як використання в технологічній схемі котельні тепловий насос, другий спосіб використання в технологічній схемі відцентровий осушувач розташований в системі димовидалення, який також є димосос і найпоширеніший це глибоке охолодження (нижче точки роси) продуктів згорання в конденсаційних теплоутилізаторах. Досліджено [69,70,85,88], що значення температури точки роси залежить від вологовмісту відхідних газів, який, в свою чергу, однозначно залежить від значення коефіцієнта надлишку повітря у відхідних газах  $\alpha_{вг}$ .

Глибоке охолодження димових газів в спеціальних конденсаційних теплообмінних апаратах (утилізаторах) дозволяє не тільки організувати повне використання фізичної теплота димових газів (нижчої теплоти згорання палива), а й здійснити відбір прихованої теплоти конденсації водяної пари. Коефіцієнт використання котлоагрегату буде підвищено на 10-12% в оптимальному режимі. В результаті установки теплоутилізатора знижується вміст оксидів азоту в димових газах, також цього можна домогтися і за допомогою застосування теплонасосних установок. Ефективність реалізації проектів по установці конденсаційних утилізаторів в великій мірі залежить від кількості годин їх роботи на максимальній потужності в режимі глибокої утилізації. Між тим, слід відзначити, що питанням створення приладів для утилізації тепла присвячено багато літературних джерел [12,13,15,26–45]. Проекти встановлення утилізаторів, розглядалися в [19,20,29,30,40,49,81,89].

При проведенні технологічного аудиту на котельнях малої потужності було виявлено, що навіть нові блочно модульні газифіковані котельні мають порівняно невисокі техніко-економічні показники, а саме ККД котла. Одним з факторів, що впливають на ККД є температура відхідних газів.

Підвищення ККД котла за рахунок зниження температури відхідних газів, є актуальним і ефективним. Існує кілька основних способів осушення

димових газів: перший це використання в технологічній схемі тепловий насос [1]; другий спосіб використання в технологічній схемі відцентровий осушувач [2,3]. Енергетична ефективність Оребренних утилізаторів тепла відхідних газів розглядалась в [19,20,28,34,37,38,41], де констатувалось підвищення ефективності роботи систем енергопостачання в разі їх встановлення.

Ключовий параметр, що визначає ККД котельного агрегату, - температура відхідних газів. Тепло, що втрачається з газами, становить значну частину всіх теплових втрат (поряд з втратами тепла від хімічного і механічного не догорання палива, втратами з фізичним теплом шлаків, а також витоків тепла в навколишнє середовище внаслідок зовнішнього охолодження). Ці втрати мають вирішальний вплив на економічність роботи котла, знижуючи його ККД. Таким чином, ми розуміємо, що чим нижче температура димових газів, тим вища ефективність котла.

Оптимальна температура відхідних газів для різних видів палива і робочих параметрів котла визначається на підставі техніко-економічних розрахунків на самому ранньому етапі його створення. При цьому максимально корисне використання тепла відхідних газів традиційно досягається за рахунок збільшення розмірів конвективних поверхонь нагріву, а також розвитку хвостових поверхонь - водяних економайзерів, регенеративних підігрівачів повітря.

Але навіть незважаючи на впровадження технологій і обладнання для найбільш повної утилізації тепла, температура відхідних газів відповідно до чинної нормативної документації повинна знаходитися в діапазоні:

120-180 ° С для котлів на твердому паливі (в залежності від вологості палива і робочих параметрів котла),

120-160 ° С для котлів на мазуті (в залежності від вмісту в ньому сірки),

120-130 ° С для котлів на природному газі.

Зазначені значення визначені з урахуванням факторів екологічної безпеки [101,102,107-110], але в першу чергу, виходячи з вимог до працездатності та довговічності обладнання.

Так, мінімальний поріг задається таким чином, щоб виключити ризик випадання конденсату в конвективної частини котла і далі по тракту (в газоходах і димовій трубі). Однак для попередження корозії зовсім не обов'язково жертвувати теплом, яке викидається в атмосферу замість того, щоб робити корисну роботу.

Утилізатор тепла відхідних газів застосовують для того, щоб охолоджувати димові гази, гаряче повітря з печей до низьких температур, далі він передає тепло іншому теплоносія, зазвичай для води, щоб

використовувати її для побутових потреб, системи опалення або вентиляції, утилізатор - це апарат, який дозволяє забирати тепло від продуктів горіння і повертає його назад в систему. Сам процес охолодження може здійснюватися з 250-280 градусів до 130-150 градусів, якщо необхідно охолодити до більшої температури то це можливо до 50-55 градусів.

У розробці є утилізатори, які дозволяють здійснювати обмін відразу між двома потоків газів. Якщо говорити про конструкцію апарату, то він складається з теплообмінної поверхні, її зварюють методом прикріплення листка сталі, які в подальшому утворюють два канали[6,47,48]. Один канал необхідний для газів які йдуть, а інший канал відповідає за нагрівання теплоносія. Матеріал з якого можна виготовити теплообмінну поверхню, можуть стати жароміцні труби з ребрами.

Завдання, які допоможе вирішити установка даного агрегату:

можливо збільшити ступінь використання тепла на виробництві або підприємстві;

можлива економія палива, якщо раніше воно марно викидалося в атмосферу;

менше забруднюється навколишнє середовище продуктами теплових відходів;

персонал підприємства знаходиться в комфортних умовах, оскільки на виробництві тепло, а також є гаряча вода і;

можливе зниження собівартості продукції, що випускається, а також підприємство стає більш конкурентоспроможним.

Не мало важливим є те, що утилізувати можна не тільки теплові гази, а й в принципі будь-які газоподібні речовини, адже в них велика кількість невідпрацьованої енергії. Наприклад, утилізатор пари необхідна річ на виробництві де є велика кількість котлів або нагрівачів[50-52,53,54]. Тому що пару не завжди можна повністю конденсувати, а тим більше якщо її багато, тому більша частина просто не використовується. У нафтовому виробництві є велика кількість газів, які також можна використовувати для роботи.

Сучасні технології глибокої утилізації теплоти відхідних димових газів газоспоживаючих котлоагрегатів дозволяють підвищити теплову ефективність теплоутилізаційних системи і суттєво збільшити коефіцієнт використання теплоти палива котельні[4-10,11,14,16,21]. Результативність застосування таких технологій в комунальних котелень підвищується в разі забезпечення в теплоутилізаційних системі режиму глибокої утилізації протягом усього опалювального періоду. Зазначений режим може бути досягнутий в комбінованих теплоутилізаційних системах, в яких утилізована теплота використовується не тільки для підігріву, а й для зволоження

повітря, сучасне ефективне водо і повітропідігрівне обладнання, що застосовується в таких системах, дозволяє успішно здійснити в них необхідний режим глибокої утилізації теплоти. На основі значного подорожчання палива перспективність таких заходів не викликає сумнівів. Доцільність встановлення утилізаторів обговорено [66–68,71,77,80,82,94,95].

Ефективність застосування утилізації теплоти відхідних газів розглядалось у багатьох цитованих роботах [79,80,82,83,85,89,91,92,95,96,98,99,100,103,104]. Було безліч робіт які отримали позитивні енергетичні та економічні ефекти від впровадження тепло утилізаційних технологій.

Незважаючи на значні можливості вітчизняної науки і техніки і справах дослідження і створення високоефективних тепло утилізаторів, їх застосування здійснюється дуже повільно [86-87,96,97,105]. Особливо це стосується збезпечення утилізаційними модулями парових і водогрійних котлів старої модифікації, які працюють на багатьох котельнях в обласних і районних центрах України.

## 1.2 Висновки до розділу

Підсумовуючи усе вищевикладене, можна констатувати, що в Україні замало використовують ефективні засоби енергозбереження. При тому як встановивши утилізатор теплоти відхідних газів у нас відкривається можливість; підвищити ККД котлів на 1.9.....2% та настільки ж зекономити витрату робочого палива, зменшити витрати на електроенергію та зменшити викиди шкідливих речовин в атмосферу.

## 2 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ РОЗРОБКИ

Котельня головного корпусу Подільського державного аграрно-технічного університету по вул. Шевченка, 12 м. Кам'янець-Подільський встановлено чотири котли  $N=100$  кВт марки SEVEN 7.

Два рециркуляційні насоси марки Ebara LPS 50/150 M розрахунковою потужністю  $Q=24$  м<sup>3</sup>/год і напором  $H=20$ м. Електрична потужність  $N=1.5$ кВт.

Підживлювальні насоси марки KM8/18 із розрахунковою потужністю  $Q=8$  м<sup>3</sup>/год і напором  $H=18$ м. Електрична потужність  $N=1.5$ кВт.

Дана водогрійна котельня відпускає теплоту на опалення  $Q_{оп}=0,35$  МВт та гаряче водопостачання  $Q_{гвп}=0,048$ .

Водогрійна котельня, в більшості випадків відпускає теплоту на опалення та гаряче водопостачання з використанням теплоносія гарячої води, нагрівання мережної води здійснюється завжди у водогрійних котлах.

Водяна теплова мережа виконується двотрубним в поєднанні з подаючим трубопроводом для подачі гарячої води від теплових джерел до систем теплоспоживання та зворотних трубопроводів для повернення охолодженої води до теплового джерела для повторного підігріву. Подаючі зворотні трубопроводи даних теплових мереж разом з відповідними трубопроводами теплових джерел та систем тепловикористання утворюють замкнуті коло циркуляції води. Уся циркуляція підтримується насосами мережі встановленими на теплових джерелах.

Закрита чи відкрита система визначається завдяки схемі приєднання гарячого воопостачання

В нашому випадку розглядатиметься схема водогрійної опалювальної котельні з відпуском теплоти при закритій системі теплопостачання. Вода з зворотної лінії тепломережі з середнім напором  $2,9$  кгс/см<sup>2</sup> підводиться до насоса для подачі зворотної мережної води. До нього з хімводоочистки для підживлення слідує хімводоочищена вода. При роботі котлоагрегата можлива корозія поверхонь нагріву внаслідок конденсації  $H_2O$  і  $SO_3$  з димових газів на поверхні труб. Для того щоб уникнути або зменшити її інтенсивність, температуру води на вході в котел необхідно підтримувати температуру вище точки роси димових газів, при тому мінімально допустима температура води на вході в котел має бути не нижче  $60^{\circ}C$  (рекомендується  $70^{\circ}C$ ) при спалюванні природного газу.

Так як температура води в зворотних трубопроводах теплових мереж завжди нижча від  $60^{\circ}C$ , в схемі запроектовано подавання гарячої води на вхід котла (рециркуляція) за допомогою рециркуляційного насосу.

Втрати води в теплових мережах компенсується водою з водопроводу, але дана вода не придатна для підживлення і їй необхідно пройти хімоводоочистку(ХВО). Для цього на котельні встановлюється водопідготовча установка. Процес очистки на ній здійснюється таким чином: сира вода насосом прямує в натрій–катионовий фільтр, хімічно очищається звідки насосом (підживлення) прямує в зворотній трубопровід перед мережним насосом.

## 2.1 Основні вихідні дані.

Основні вихідні дані наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Основні вихідні дані

Назва	Формула	Розрахункові режими		
		Максимально зимній	Середньо-опалювальний	В точці перелому темп. графіка
Температура навколишнього повітря, $t_n, ^\circ\text{C}$	По кліматичним таблицям	-25	-1,3	+8
Відпуск теплоти на опалення, $Q_{оп}, \text{МВт}$	$Q_{оп}^p \cdot \frac{t_{вн}^p - t_n}{t_{вн}^p - t_n^p}$	0,35	0,15	---
Відпуск теплоти на ГВП, $Q_{гвп}, \text{МВт}$	Задано	0,048	0,048	0,048
Загальна тепловидатність котельні, $Q_k, \text{МВт}$	$Q_{оп} + Q_{гвп}$	0,398	0,198	0,048
Температура прямої мережної води на виході із котельні, $t_{мв}^I, ^\circ\text{C}$	По графіку	90	70	61
Температура зворотної мережної води, $t_{мв}^{II}, ^\circ\text{C}$	По графіку	70	49	42

## 2.2 Аналіз роботи котельні за існуючою тепловою схемою

Розрахункова потужність теплових споживачів .

$$Q_{\text{ТС}} = Q_{\text{оп}} + Q_{\text{ГВП}}, \quad (2.1)$$

де  $Q_{\text{оп}}$  — необхідна теплова потужність для потреб опалення, МВт;

$Q_{\text{ГВП}}$  — необхідна теплова потужність для потреб гарячого водопостачання, МВт;

$$Q_{\text{ТС}} = 0,35 + 0,048 = 0,398 (\text{МВт}).$$

Розрахунок витрати мережної води для потреб теплових споживачів [1]

$$G_{\text{МВ}} = \frac{Q_{\text{ТС}}}{C_p(t_{\text{МВ}}^{\text{I}} - t_{\text{МВ}}^{\text{II}})}, \quad (2.2)$$

де  $C_p$  — теплоємність води, [кДж/(кг · К)];

$t_{\text{МВ}}^{\text{II}}, t_{\text{МВ}}^{\text{I}}$  — температури теплового графіка мережної води,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$$G_{\text{МВ}} = \frac{0,398 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (90 - 70)} = 4,74 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата додаткової води на підживлення при витратах 0,2% в теплових мережах

$$G_{\text{доб}} = G_{\text{підж}} = \alpha_{\text{втр}} \cdot G_{\text{МВ}}, \quad (2.3)$$

$$G_{\text{доб}} = 0,0002 \cdot 4,74 = 0,000948 \text{ (кг/с)}.$$

Температура води на вході і виході з котла [ 4 ]

$$t_{\text{к}}^{\text{I}} = 70 \text{ (}^{\circ}\text{C)},$$

$$t_{\text{к}}^{\text{II}} = 90 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$



Витрата зворотної мережної води

$$G_{\text{ЗМВ}} = G_{\text{МВ}} - G_{\text{доб}}, \quad (2.4)$$

$$G_{\text{ЗМВ}} = 4,74 - 0,000948 = 4,739 \text{ (кг/с)}.$$

Температура додаткової (сирої) води

$$t_{\text{дв}} = 8 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Температура добавочної води після підігрівника сирої води (передХВО),

$$t_{\text{ХВО}}^{\text{I}} = t_{\text{ХВО}}^{\text{II}} = 8 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Витрата води перед мережним насосом (МН)

$$G_{\text{МН}} = G_{\text{МВ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{втр}}),$$

$$G_{\text{МН}} = 4,74 \cdot (1 - 0,0002) = 4,739 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата мережної води в котлах

$$G_{\text{к}} = G_{\text{МН}}, \quad (2.5)$$

$$G_{\text{к}} = 4,739 \text{ (кг/с)}.$$

Визначимо потужність водогрійного котла

$$Q_{\text{вк}} = G_{\text{к}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{к}}^{\text{II}} - t_{\text{к}}^{\text{I}}), \quad (2.6)$$

$$Q_{\text{вк}} = 4,739 \cdot 4,19 \cdot (90 - 70) = 400 \text{ (кВт)} = 0,400 \text{ (МВт)}.$$

Витрата робочого палива на котел

$$B_p = \frac{Q_{\text{вк}}}{\eta_{\text{к}} \cdot Q_{\text{H}}^p}, \quad (2.7)$$

де  $Q_H^p$  — нижча теплота згорання робочого палива (природній газ),  $\frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$ ;

$$V_p = \frac{0,400}{0,92 \cdot 34,7} = 0,0125 \text{ (м}^3/\text{с)}.$$

ККД брутто котельні

$$\eta^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{оп}} + Q_{\text{гвп}}}{V_p \cdot Q_H^p}, \quad (2.8)$$

$$\eta^{\text{бр}} = \frac{0,35 + 0,048}{0,0125 \cdot 34,7} = 0,90.$$

2.3 Розрахунок теплової схеми котельної в середньоопалювальному режимі

Розрахункова потужність теплових споживачів

$$Q_{\text{тс}} = Q_{\text{оп}} + Q_{\text{гвп}}, \quad (2.9)$$

де  $Q_{\text{оп}}$  — необхідна теплова потужність для потреб опалення, МВт;

$Q_{\text{гвп}}$  — необхідна теплова потужність для потреб гарячого водопостачання.

$$Q_{\text{тс}} = 0,15 + 0,048 = 0,198 \text{ (МВт)}.$$

Розрахунок витрати мережної води для потреб теплових споживачів [4]

$$G_{\text{мв}} = \frac{Q_{\text{тс}}}{C_p(t_{\text{мв}}^I - t_{\text{мв}}^II)}, \quad (2.10)$$

де  $C_p$  — теплоємність води, кДж/(кг · К);

$t_{\text{мв}}^II, t_{\text{мв}}^I$  — температури теплового графіка мережної води,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$$G_{\text{МВ}} = \frac{0,198 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 49)} = 2,25 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата добавочної води на підживлення при витратах 0,2% в теплових мережах

$$G_{\text{доб}} = G_{\text{підж}} = 0,0002 \cdot G_{\text{МВ}}, \quad (2.11)$$

$$G_{\text{доб}} = 0,0002 \cdot 2,25 = 0,00045 \text{ (кг/с)}.$$

Температура води на вході і виході із котла

$$t_{\text{к}}^{\text{I}} = 65 \text{ (}^{\circ}\text{C)},$$

$$t_{\text{к}}^{\text{II}} = 85 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Витрата зворотної мережної води

$$G_{\text{ЗМВ}} = G_{\text{МВ}} - G_{\text{доб}}, \quad (2.12)$$

$$G_{\text{ЗМВ}} = 2,47 - 0,00045 = 2,469 \text{ (кг/с)}.$$

Температура додаткової (сирої) води

$$t_{\text{дв}} = 5 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Температура добавочної води після підігрівника сирої води (перед ХВО)

$$t_{\text{ХВО}}^{\text{I}} = t_{\text{ХВО}}^{\text{II}} = 8 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Визначимо витрату води перед мережним насосом

$$G_{\text{МН}} = G_{\text{МВ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{втр}}), \quad (2.13)$$

$$G_{\text{МН}} = 2,47 \cdot (1 - 0,0002) = 2,469 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата мережної води в котлах

$$G_{\text{к}} = G_{\text{мн}}, \quad (2.14)$$

$$G_{\text{БК}} = 2,47 \text{ (кг/с)}.$$

Визначимо потужність водогрійного котла

$$Q_{\text{БК}} = G_{\text{БК}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{к}}^{\text{II}} - t_{\text{к}}^{\text{I}}), \quad (2.15)$$

$$Q_{\text{БК}} = 2,47 \cdot 4,19 \cdot (85 - 65) = 206 \text{ (кВт)} = 0,206 \text{ (МВт)}.$$

Витрата робочого палива на котел

$$B_p = \frac{Q_{\text{БК}}}{\eta_{\text{к}} \cdot Q_{\text{н}}^p}, \quad (2.16)$$

де  $Q_{\text{н}}^p$  — нижча теплота горіння робочого палива (природній газ),  $\frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$ ;

$$B_p = \frac{0,206}{0,92 \cdot 34,7} = 0,0064 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

ККД-брутто котельні

$$\eta^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{БК}}}{B_p \cdot Q_{\text{н}}^p}, \quad (2.17)$$

$$\eta^{\text{бр}} = \frac{0,206}{0,0064 \cdot 34,7} = 0,921.$$

## 2. 4 Розрахунок теплової схеми котельної в неопалювальний період

Розрахунок витрати мережної води для потреб теплових споживачів[4]

$$G_{\text{МВ}} = \frac{Q_{\text{ГВП}}}{C_p(t_{\text{МВ}}^{\text{I}} - t_{\text{МВ}}^{\text{II}})}, \quad (2.18)$$

де  $C_p$ —теплоємність води, кДж/(кг · К);

$t_{MB}^II, t_{MB}^I$  -температури теплового графіка мережної води на,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$$G_{MB} = \frac{0,048 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (61-42)} = 0,603 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата добавочної води на підживлення при витратах 0,2% в теплових мережах

$$G_{\text{доб}} = G_{\text{підж}} = 0,0002 \cdot G_{MB}, \quad (2.19)$$

$$G_{\text{доб}} = 0,0002 \cdot 0,603 = 0,000121 \text{ (кг/с)}.$$

Температура води на вході і виході із котла

$$t_K^I = 70 \text{ (}^{\circ}\text{C)};$$

$$t_K^{II} = 85 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Витрата зворотної мережної води

$$G_{\text{зсв}} = G_{MB} - G_{\text{підж}}, \quad (2.20)$$

$$G_{\text{зсв}} = 0,603 - 0,000121 = 0,601 \text{ (кг/с)}.$$

Температура додаткової (сирої) води

$$t_{\text{дв}} = 8 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Температура добавочної води після підігрівника сирої води (перед ХВО)

$$t_{\text{ХВО}}^I = t_{\text{ХВО}}^{II} = 8 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Визначимо витрату води перед мережним насосом

$$G_{\text{МН}} = G_{MB} \cdot (1 - \alpha_{\text{ВТР}}),$$

(2.21)

$$G_{\text{MH}} = 0,603 \cdot (1 - 0,0002) = 0,603 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата мережної води в котлах

$$G_{\text{к}} = G_{\text{MH}}, \quad (2.22)$$

$$G_{\text{BK}} = 0,578 \text{ (кг/с)}.$$

Визначимо потужність водогрійного котла

$$Q_{\text{BK}} = G_{\text{BK}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{к}}^{\text{II}} - t_{\text{к}}^{\text{I}}), \quad (2.23)$$

$$Q_{\text{BK}} = 0,578 \cdot 4,19 \cdot (85 - 65) = 49 \text{ (кВт)} = 0,049 \text{ (МВт)}.$$

Витрата робочого палива на котел

$$B_{\text{p}} = \frac{Q_{\text{BK}}}{\eta_{\text{к}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}}}, \quad (2.24)$$

де  $Q_{\text{H}}^{\text{p}}$  — нижча теплота горіння робочого палива (природній газ),  $\frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$ ;

$$B_{\text{p}} = \frac{0,049}{0,92 \cdot 34,7} = 0,00153 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

ККД-брутто котельні

$$\eta^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{BK}}}{B_{\text{p}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}}}, \quad (2.25)$$

$$\eta^{\text{бр}} = \frac{0,049}{0,00153 \cdot 34,7} = 0,92.$$

2.5 Розрахунок основного та допоміжного обладнання.

За результатами розрахунків теплової схеми вибираємо допоміжне обладнання.

Подача димососів

$$Q_{\text{д}} = \kappa_3 \cdot 3,6 \cdot V \cdot [V_{\Gamma} + (\alpha_{\text{вг}} - 1) \cdot V^0] \cdot [(J_{\text{вг}} + 273) / 273], \quad (2.26)$$

де  $\alpha_{\text{вг}} = 1,35$  - коефіцієнт надлишку повітря у вихідних газах;

$v_{\text{вг}} = 140$  °С – температура відхідних газів.

$$Q_{\text{д}}^{\text{мз}} = 1,1 \cdot 3,6 \cdot 0,0125 \cdot [10,6 + (1,35 - 1) \cdot 9,5] \cdot [(140 + 273) / 273] = 1,042 \text{ (тис. м}^3\text{/год);}$$

Чотири димососи ВДН – 8 з подачею по 2,4 тис. м<sup>3</sup>/ год, напором 0,64 кПа і ККД 0,79.

- в опалювальний період роботи котельні,

$$Q_{\text{д}}^{\text{сo}} = 1,1 \cdot 3,6 \cdot 0,0111 \cdot [10,6 + (1,35 - 1) \cdot 9,48] \cdot [(140 + 273) / 273] = 0,93 \text{ (тис. м}^3\text{/год);}$$

- в неопалювальний період роботи котельні,

$$Q_{\text{д}}^{\text{л}} = 1,1 \cdot 3,6 \cdot 0,00168 \cdot [10,6 + (1,35 - 1) \cdot 9,48] \cdot [(140 + 273) / 273] = 0,15 \text{ (тис. м}^3\text{/год);}$$

Потужність електроприводів димососів,

$$N_{\text{д}} = 1,1 \cdot Q_{\text{д}} \cdot H_{\text{д}} / \eta_{\text{д}} / 3600, \quad (2.27)$$

- в максимальноопалювальний період роботи котельні,

$$N_{\text{д}}^{\text{мз}} = 1,1 \cdot 1,042 \cdot 0,64 / 0,79 / 3600 = 0,25 \text{ (кВт);}$$

- в опалювальний період роботи котельні,

$$N_{\text{д}}^{\text{сo}} = 1,1 \cdot 0,930 \cdot 0,64 / 0,79 / 3600 = 0,23 \text{ (кВт);}$$

- в неопалювальний період роботи котельні,

$$N_{\text{д}}^{\text{л}} = 1,1 \cdot 0,150 \cdot 0,64 / 0,79 / 3600 = 0,037 \text{ (кВт).}$$

Витрата мережної води  $G_{me} = 2,47$  кг/с або  $8,9$  м<sup>3</sup>/год. Тоді у нас працює чотири насоси КМ8\18 з подачею  $6,5$  м<sup>3</sup>/год, напором  $0,250$  МПа, ККД -  $0,89$ , чотири робочих, два – резервних.

Потужність електродвигуна мережного насоса [ 6 ],

$$N_{MH}^{оп} = G_{MH}^{оп} \cdot H_{MH} / (3600 \cdot \eta_n \cdot \eta_{ем}), \quad (2.28)$$

$$N_{MH}^{оп} = 8,9 \cdot 250 / (3600 \cdot 0,89 \cdot 0,96) = 0,72 \text{ (кВт)}.$$

В опалувальний період витрата мережної води  $0,603$  кг/с або  $2,17$  м<sup>3</sup>/год. Отже працює чотири насоси КМ8\18 з подачею  $6,5$  м<sup>3</sup>/год, напором  $0,250$  кПа, два робочих, два – резервних.

Потужність електродвигуна мережного насоса,

$$N_{MH}^{л} = G_{MH}^{л} \cdot H_{MH} / (3600 \cdot \eta_n \cdot \eta_{ем}), \quad (2.29)$$

$$N_{MH}^{л} = 2,17 \cdot 250 / (3600 \cdot 0,89 \cdot 0,96) = 0,18 \text{ (кВт)}.$$

В опалувальний період працює два циркуляційні насоси LPS50\150 з подачею  $15$  м<sup>3</sup>/год, напором  $0,250$  МПа, ККД  $0,83$ .

Потужність циркуляційного насоса,

$$N_{рец}^{оп} = G_{рец}^{оп} \cdot H_{рец} / (3600 \cdot \eta_n \cdot \eta_{ем}), \quad (2.30)$$

$$N_{рец}^{оп} = 3,56 \cdot 250 / (3600 \cdot 0,83 \cdot 0,96) = 0,31 \text{ (кВт)}.$$

В неопалувальний період працює 2 циркуляційні насоси LPS50\150 з подачею  $15$  м<sup>3</sup>/год, напором  $0,250$  МПа, ККД  $0,83$ .

Потужність рециркуляційного насоса,

$$N_{рец}^{л} = G_{рец}^{л} \cdot H_{рец} / (3600 \cdot \eta_n \cdot \eta_{ем}), \quad (2.31)$$

$$N_{рец}^{л} = 0,466 \cdot 250 / (3600 \cdot 0,83 \cdot 0,96) = 0,041 \text{ (кВт)}.$$



Для подачі сирі води працює чотири насоси ЗКМ – 6 з подачею  $6,5 \text{ м}^3/\text{год}$ , напором  $0,180 \text{ МПа}$ , ККД  $0,70$

Потужність насоса сирі води,

- в опалювальний період

$$N_{\text{НСВ}}^{\text{оп}} = G_{\text{ДВ}}^{\text{оп}} \cdot H_{\text{НСВ}} / (3600 \cdot \eta_{\text{Н}} \cdot \eta_{\text{ЕМ}}), \quad (2.32)$$

$$N_{\text{НСВ}}^{\text{оп}} = 1,4 \cdot 180 / (3600 \cdot 0,70 \cdot 0,96) = 0,104 \text{ (кВт)}.$$

- в не опалювальний період

$$N_{\text{НСВ}}^{\text{л}} = G_{\text{ДВ}}^{\text{л}} \cdot H_{\text{НСВ}} / (3600 \cdot \eta_{\text{Н}} \cdot \eta_{\text{ЕМ}}), \quad (2.33)$$

$$N_{\text{НСВ}}^{\text{л}} = 0,86 \cdot 180 / (3600 \cdot 0,70 \cdot 0,96) = 0,064 \text{ (кВт)}.$$

Сумарна потужність електроприводів насосів,

- в максимально опалювальний період

$$N_{\text{Н}}^{\text{МЗ}} = N_{\text{НСВ}}^{\text{МЗ}} + N_{\text{рец}}^{\text{МЗ}} + N_{\text{МН}}^{\text{МЗ}}, \quad (2.34)$$

$$N_{\text{Н}}^{\text{МЗ}} = 0,012 + 0 + 0,069 = 0,081 \text{ (кВт)}.$$

- в опалювальний період

$$N_{\text{Н}}^{\text{СО}} = N_{\text{НСВ}}^{\text{оп}} + N_{\text{рец}}^{\text{оп}} + N_{\text{МН}}^{\text{оп}}, \quad (2.35)$$

$$N_{\text{Н}}^{\text{СО}} = 0,12 + 0,31 + 0,104 = 0,534 \text{ (кВт)}$$

- в не опалювальний період

$$N_{\text{Н}}^{\text{л}} = N_{\text{МН}}^{\text{л}} + N_{\text{НСВ}}^{\text{л}} + N_{\text{рец}}^{\text{л}}, \quad (2.36)$$

$$N_{\text{Н}}^{\text{л}} = 0,18 + 0,064 + 0,041 = 0,285 \text{ (кВт)}$$

Загальна потужність власних потреб котельні,

- в неопалювальний період [ 2 ]

$$N_{\text{вп}}^{\text{л}} = N_{\text{тд}}^{\text{л}} + N_{\text{н}}^{\text{л}}, \quad (2.37)$$

$$N_{\text{вп}}^{\text{л}} = 0,144 + 0,285 = 0,429 \text{ (кВт)}.$$

- в опалювальний період

$$N_{\text{вп}}^{\text{со}} = N_{\text{тд}}^{\text{со}} + N_{\text{н}}^{\text{со}}, \quad (2.38)$$

$$N_{\text{вп}}^{\text{оп}} = 0,96 + 0,534 = 1,494 \text{ (кВт)}.$$

- максимально опалюваний період

$$N_{\text{вп}}^{\text{мз}} = N_{\text{тд}}^{\text{мз}} + N_{\text{н}}^{\text{мз}}, \quad (2.39)$$

$$N_{\text{вп}}^{\text{мз}} = 1,08 + 0,081 = 1,161 \text{ (кВт)}.$$

урахуванням втрат електроенергії на освітлення та інше потужності власних потреб можуть складати,

- в не опалювальний період [ 2 ]

$$N_{\text{вп}}^{\text{л}} = 1,01 \cdot 0,429 = 0,43 \text{ (кВт)};$$

- в опалювальний період

$$N_{\text{вп}}^{\text{со}} = 1,03 \cdot 1,494 = 1,54 \text{ (кВт)};$$

- максимально опалювальний період

$$N_{\text{вп}}^{\text{мз}} = 1,02 \cdot 1,161 = 1,18 \text{ (кВт)}.$$

## 2.6 Розрахунок техніко-економічних показників котельні

Тривалість роботи котельні в трьох режимах :

- максимально опалювальний  $\tau_{\text{мз}} = 144$  [год/рік]
- середньо опалювальний  $\tau_{\text{со}} = 4102$  [год/рік]
- літній режим  $\tau_{\text{л}} = 4148$  [год/рік]

- річна тривалість роботи  $\tau_p = 8396$  [год/рік]

Річна витрата робочого палива

$$B_p^{\text{річ}} = (B_{\text{рзаг}}^{\text{мз}} \cdot \tau_{\text{мз}} + B_{\text{рзаг}}^{\text{со}} \cdot \tau_{\text{мз}} + B_{\text{рзаг}}^{\text{л}} \cdot \tau_{\text{мз}}) \cdot 3,6, \quad (2.40)$$

$$B_p^{\text{річ}} = (0,0125 \cdot 144 + 0,0064 \cdot 4102 + 0,00162 \cdot 4148) \cdot 3,6 = 125,17 \text{ (тис.м}^3\text{/рік)}.$$

Річна витрата умовного палива

$$B_y^{\text{річ}} = \frac{B_p^{\text{річ}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{Q_{\text{ну}}^{\text{р}}}, \quad (2.41)$$

$$B_y^{\text{річ}} = \frac{125,17 \cdot 34,7}{29,3} = 148,5 \text{ (т/рік)}.$$

Річний відпуск теплоти

$$Q_{\text{річ}} = (Q_{\text{оп}}^{\text{мз}} \cdot \tau_{\text{мз}} + Q_{\text{оп}}^{\text{со}} \cdot \tau_{\text{со}} + Q_{\text{ГВП}} \cdot \tau_p) \cdot 3,6, \quad (2.42)$$

$$Q_{\text{річ}} = (0,35 \cdot 144 + 0,17 \cdot 4102 + 0,048 \cdot 8396) \cdot 3,6 = 4150,08 \text{ (ГДж/рік)}.$$

Питомі витрати робочого та умовного палива

$$b_p = \frac{B_p^{\text{річ}}}{Q_{\text{річ}}}, \quad (2.43)$$

$$b_p = \frac{125,17 \cdot 10^3}{4150,08} = 30 \text{ (м}^3\text{/ГДж)}.$$

$$b_y = \frac{B_y^{\text{річ}}}{Q_{\text{річ}}}, \quad (2.44)$$

$$b_p = \frac{148,5 \cdot 10^3}{4150,08} = 35,78 \text{ (м}^3\text{/ГДж)}.$$

## Витрати електроенергії

$$N_{\text{ВП}}^{\text{річ}} = N_{\text{ВП}}^{\text{МЗ}} \cdot \tau_{\text{МЗ}} + N_{\text{ВП}}^{\text{СО}} \cdot \tau_{\text{МЗ}} + N_{\text{ВП}}^{\text{Л}} \cdot \tau_{\text{МЗ}}, \quad (2.45)$$

$$N_{\text{ВП}}^{\text{річ}} = 1,18 \cdot 144 + 1,54 \cdot 4102 + 0,43 \cdot 4148 = 8502,36 \text{ (кВт·год/рік)}.$$

## Витрати на електроенергію

$$C_{\text{ел}} = N_{\text{ВП}}^{\text{річ}} \cdot C_{\text{е}}, \quad (2.46)$$

де  $C_{\text{е}}$  — ціна електроенергії,  $C_{\text{е}} = 1,68$  грн/(кВт·год)

$$C_{\text{ел}} = 1,68 \cdot 8502,36 = 14284 \text{ (грн/рік)}.$$

## Затрати на заробітну плату

$$C_{\text{з.п}} = Q_{\text{к}} \cdot K_{\text{шт}} \cdot \Phi_{\text{з.п}} \cdot k_{\text{дод}}, \quad (2.47)$$

де  $\Phi_{\text{з.п}} = 4500$  [грн./місяць] - заробітна плата працівника

$$C_{\text{з.п}} = 4 \cdot 4500 \cdot 12 \cdot 1,33 = 287280 \text{ (грн./рік)}.$$

## Витрати на паливо

$$C_{\text{п}} = V_{\text{річна}} \cdot C_{\text{пал}}, \quad (2.48)$$

де  $V_{\text{річна}}$  — річна витрата палива,  $\text{м}^3/\text{рік}$

$C_{\text{пал}}$  — ціна палива, 6,9576 грн/ $\text{м}^3$

$$C_{\text{п}} = 125,17 \cdot 10^3 \cdot 6,9576 = 870882,8 \text{ (грн./рік)}.$$

## Витрати на воду

$$C_{\text{в}} = G_{\text{річ}} \cdot C_{\text{в}}, \quad (2.49)$$

де  $G_{\text{річ}}$  — річна витрата води,  $\text{м}^3/\text{рік}$

$C_{\text{в}}$  — ціна води, 9,62 грн/ $\text{м}^3$ .

$$G_{\text{річ}} = (G_{\text{підж}}^{\text{МЗ}} \cdot \tau_{\text{МЗ}} + G_{\text{підж}}^{\text{СО}} \cdot \tau_{\text{СО}} + G_{\text{підж}}^{\text{Л}} \cdot \tau_{\text{Л}}) \cdot 3600, \quad (2.50)$$

$$G_{\text{річ}} = (0,000948 \cdot 144 + 0,00045 \cdot 4102 + 0,000121 \cdot 4148) \cdot 3600 = 8931 \text{ (м}^3\text{/рік)}.$$

$$C_{\text{в}} = 8931 \cdot 9,62 = 85906 \text{ (грн./рік)}.$$

Інші витрати

$$C_{\text{інші}} = 0,06 \cdot (C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{в}} + C_{\text{з.п}}), \quad (2.51)$$

$$C_{\text{інші}} = 0,06 \cdot (870882,8 + 14284 + 85906 + 287280) = 75501,16 \text{ (грн./рік)}.$$

Експлуатаційні витрати

$$C_{\text{е}} = C_{\text{інші}} + C_{\text{п}} + C_{\text{в}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{з.п}}, \quad (2.52)$$

$$C_{\text{е}} = 75501,16 + 870882,8 + 85906 + 14284 + 287280 = 1333854 \text{ (грн./рік)}.$$

Собівартість відпущеної теплоти,

$$CB = \frac{C_{\text{е}}}{Q_{\text{річне}}}, \quad (2.53)$$

$$CB = \frac{1333854}{4150,08} = 321 \text{ (грн./ГДж)}.$$

## 2.7 Висновки до розділу

В наведених вище розрахунках видно, що основне, допоміжне обладнання та трубопроводи котельні підбрані правильно. Але техніко-економічні розрахунки показали, що собівартість виробництва теплоти досить висока. Це пояснюється використанням відносно дорогого палива – природного газу і недостатнім ККД котлів. Дана котельня потребує проведення заходів щодо модернізації її енергоефективності.

### 3 БАГАТОВАРІАНТНИЙ АНАЛІЗ МОДЕРНІЗАЦІЇ КОТЕЛЬНІ

#### 3.1 Результати розрахунків теплової схеми за варіантами та вибір найбільш доцільного

Заходи щодо підвищення енергоефективності водогрійної котельні, як наведено вище, повинні бути пов'язані із підвищенням ККД спалювання палива та із його заміною на рахунок інших видів палива.

Для підвищення ККД котла який працює на дровах вологістю 20% можна розглянути такі варіанти [18]:

- заміна існуючого котла на котел із більш високим ККД;
- встановлення економайзерів або утилізаторів теплоти відхідних газів
- використання конденсаційних технологій для утилізації теплоти відхідних газів із найвищим ККД.

Варіант із оребреними утилізаторами забезпечує високий ККД.

Показниками для вибору доцільного варіанту є: доступність палива; ціна палива та ціна котла; зручність у використанні даного виду палива.

Вугілля є відносно доступним паливом та має достатньо високу теплоту горіння, але відрізняється значними викидами золи та інших шкідливих речовин та є не поновлювальним джерелом.

Електричні котли мають високу вартість або неможливість під'єднання необхідної потужності також мають найвищу вартість енергії і адміністративні ускладнення для оформлення систем обліку електроенергії.

Недоліками спалювання в котлах мазуту, насамперед, є вміст шкідливих речовин в димових газах, які під час взаємодії з водою чи повітрям утворюють небезпечні для здоров'я та експлуатації шкідливі викиди. Щоб зменшити концентрацію шкідливих викидів, на підприємствах необхідно встановлювати високоякісне і недешеве очисне обладнання, яке збільшує термін окупності. Та потрібно взяти до уваги що обслуговування мазутних систем складне та високовартісне.

Сільськогосподарські відходи або відходи деревини є дешевим, або навіть майже безкоштовним видом паливом. Це – відновлювальне джерело енергії. Новітні системи автоматизації дозволяють експлуатувати дані котли з мінімальною кількістю обслуговуючого персоналу. Зола з котла може використовуватися як добриво для сільськогосподарських цілей.

Ціна палива залежить від місця розташування підприємства, наявність поряд магістральних та залізничних доріг, лісових господарств тощо. Вартість деревини в межах від 0,8-1,6 грн/кг. Вартість газу для промислових підприємств становить 8-11 грн/м<sup>3</sup>. Вартість кам'яного вугілля коливається від 2-3 тис.грн/т. Ціна на відходи деревини (щепа)є найвища 0,5-1 тис. грн./т.

В таблиці 3.1 наведені результати орієнтовних розрахунків техніко-економічних показників котельні на різних паливах.

Таблиця 3.1 – Орієнтовні техніко-економічні показники котла потужністю 800 кВт на різних паливах.

Найменування величини	Природний газ	Кам'яне вугілля	Деревина	Відходи деревини
Найвища теплота палива	35,9 МДж/м <sup>3</sup>	19,61 МДж/кг	14,82 МДж/кг	12 МДж/кг
ККД котла	92%	89%	89%	90%
Розрахункова витрата палива	0,0225 м <sup>3</sup> /с	0,0352 кг/с	0,0550 кг/с	0,0586 кг/с
Ціна палива	9 грн/ м <sup>3</sup>	2,50 грн/кг	1,2 грн/кг	0,75 грн/кг
Річні витрати на паливо	1556988 грн	989 тис. грн	789 тис. грн	585 тис. грн

Як видно з таблиці 3.1, найбільш вигідною частковою заміною імпортованому природному газу є відходи деревини та сільськогосподарські відходи. Таке джерело має низьку собівартість виробництва теплоти, є відновлюваним енергоресурсом але не є екологічно чистим серед розглянутих варіантів, покращує ситуацію із утилізацією відходів, покращує культуру виробництва та рентабельність деревообробних та с/г підприємств.

В роботі буде розглянуто варіант встановлення на котельні твердопаливного котла на відходах деревини.

Тенденція до дорожчання традиційних видів енергії змушує до пошуку альтернативних видів енергії. Тому все більше людей переконується в ефективності котлів на твердому паливі. Використання в опалюванні таких регенераційних видів палива є безпечним для довкілля. А оскільки вид енергії є умовно поновлюваним, то не спостерігається тенденції до його дорожчання, твердопаливні котли можуть бути орієнтовані на широкий спектр споживання: від побутового до промислового використання, особливо цікавою буде пропозиція для підприємств, що займаються деревообробною промисловістю, адже окрім основних видів палива можна спалювати деревообробні відходи. Спалювання відходів допомагає не лише в утилізації, але і істотно дозволяє заощадити на опалюванні приміщень.

Твердопаливні котли для опалювання приміщень будуть мало не єдиним ефективним рішенням в місцях де газ недоступний або підведення газу до об'єкту вкрай неможливе, котли на твердому паливі мають ряд переваг, в порівнянні з іншими видами котлів. До них відносяться: доступність, автономність і дешевизна палива, а також те, що вибір палива

залежить від самого власника. Завдяки саме цим перевагам твердопаливні котли користуються популярністю в районах, де є труднощі з постачаннями електрики або газу.

У традиційних твердопаливних котлах за підтримку температури відповідає датчик температури, що управляє повітряною заслінкою. Якщо температура води занадто висока - датчик закриває заслінку, а якщо температура низька, то датчик відкриває заслінку. Тривалість горіння таких твердопаливних котлів від 2 до 6 годин на одному завантаженні.

В екологічному відношенні природний газ є найчистішим видом органічного палива. При його згорянні утворюється значно меншу кількість шкідливих речовин в порівнянні з іншими видами палива. Однак спалювання людством величезної кількості різних видів палива, в тому числі природного газу, за останні півстоліття привело до збільшення вмісту вуглекислого газу в атмосфері, який є парниковим газом. Деякі вчені на цій підставі роблять висновок про небезпеку виникнення парникового ефекту і як наслідок - потепління клімату.

### 3.2 Висновки до розділу

За даними багатоваріантного аналізу, було визначено що найдоцільніше буде встановлення на котельні твердопаливного котла паливо (відходи деревини). Дивлячись на виведені в таблиці обрахунки ціна на паливо становитиме від 0,5-1 тис. грн/т а річна витрата на паливо буде складати 585 тис. грн



## 4 РОЗРАХУНОК ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З ТВЕРДОПАЛИВНИМ КОТЛОМ

### 4.1 Основні вихідні дані

Основні вихідні дані наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Основні вихідні дані

Назва	Формула	Розрахункові режими		
		Максимально зимній	Середньо-опалювальний	В точці перелом. темп. графіка
Температура навколишнього повітря, $t_n, ^\circ C$	По кліматичним таблицям	-20	-1,3	+8
Відпуск теплоти на опалення, $Q_{оп}, МВт$	$Q_{оп}^p \cdot \frac{t_{вн}^p - t_n}{t_{вн}^p - t_n^p}$	0,75	0,35	---
Відпуск теплоти на ГВП, $Q_{гвп}, МВт$	Задано	0,048	0,048	0,048
Загальна тепловидатність котельні, $Q_k, МВт$	$Q_{оп} + Q_{гвп}$	0,798	0,398	0,048
Температура прямої мережної води на виході із котельні, $t_{мв}^I, ^\circ C$	По графіку	90	70	61
Температура зворотної мережної води, $t_{мв}^{II}, ^\circ C$	По графіку	70	49	42

## 4.2 Розрахункова потужність теплових споживачів

$$Q_{TC} = Q_{оп} + Q_{ГВП}, \quad (4.1)$$

де  $Q_{оп}$  — необхідна теплова потужність для потреб опалення, МВт [4].

$Q_{ГВП}$  — необхідна теплова потужність для потреб гарячого водопостачання,

$$Q_{TC} = 0,75 + 0,048 = 0,798 \text{ (МВт)}.$$

Розрахунок витрати мережної води для потреб теплових споживачів [1]

$$G_{MB} = \frac{Q_{TC}}{Cp(t_{MB}^I - t_{MB}^II)}, \quad (4.2)$$

де  $Cp$  — теплоємність води, [кДж/(кг·К)];

$t_{MB}^II, t_{MB}^I$  - температури теплового графіка мережної води, [ $^{\circ}\text{C}$ ];

$$G_{MB} = \frac{0,798 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (90 - 70)} = 9,52 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата додаткової води на підживлення при витратах 0,2% в теплових мережах

$$G_{доб} = G_{підж} = \alpha_{втр} \cdot G_{MB}, \quad (4.3)$$

$$G_{доб} = 0,0002 \cdot 9,52 = 0,0001904 \text{ (кг/с)}.$$

Температура води на вході і виході з котла

$$t_K^I = 70 \text{ (}^{\circ}\text{C)},$$

$$t_K^{II} = 90 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Витрата зворотної мережної води

$$G_{зМВ} = G_{MB} - G_{доб}, \quad (4.4)$$

$$G_{зМВ} = 9,52 - 0,00190 = 9,518 \text{ (кг/с)}.$$

Температура додаткової (сирої) води

$$t_{\text{дв}} = 8 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Температура добавочної води після підігрівника сирі води (передХВО),

$$t_{\text{ХВО}}^{\text{I}} = t_{\text{ХВО}}^{\text{II}} = 8 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Витрата води перед мережним насосом (МН)

$$G_{\text{МН}} = G_{\text{МВ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{втр}}),$$

$$G_{\text{МН}} = 9,52 \cdot (1 - 0,0002) = 9,518 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата мережної води в котлах

$$G_{\text{к}} = G_{\text{МН}}, \quad (4.5)$$

$$G_{\text{к}} = 9,518 \text{ (кг/с)}.$$

Визначимо потужність водогрійного котла

$$Q_{\text{вк}} = G_{\text{к}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{к}}^{\text{II}} - t_{\text{к}}^{\text{I}}), \quad (4.6)$$

$$Q_{\text{вк}} = 9,518 \cdot 4,19 \cdot (90 - 70) = 800 \text{ (кВт)} = 0,800 \text{ (МВт)}.$$

Витрата робочого палива на котел

$$B_p = \frac{Q_{\text{вк}}}{\eta_{\text{к}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}}}, \quad (4.7)$$

де  $Q_{\text{н}}^{\text{p}}$ —нижча теплота згорання палива (відходи деревини),  $\frac{\text{МДж}}{\text{кг}}$ ;

$$B_p = \frac{0,800}{0,92 \cdot 12} = 0,0586 \text{ (кг/с)}.$$

ККД брутто котельні

$$\eta^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{оп}} + Q_{\text{гвп}}}{B_p \cdot Q_H^p}, \quad (4.8)$$

$$\eta^{\text{бр}} = \frac{0,75 + 0,048}{0,0586 \cdot 12} = 0,85.$$

#### 4.3 Розрахунок теплової схеми котельної в опалювальному режимі

Розрахункова потужність теплових споживачів

$$Q_{\text{тс}} = Q_{\text{оп}} + Q_{\text{гвп}}, \quad (4.9)$$

де  $Q_{\text{оп}}$  — необхідна теплова потужність для потреб опалення, МВт;

$Q_{\text{гвп}}$  — необхідна теплова потужність для потреб гарячого водопостачання, МВт.

$$Q_{\text{тс}} = 0,35 + 0,048 = 0,398 \text{ (МВт)}.$$

Розрахунок витрати мережної води для потреб теплових споживачів [4]

$$G_{\text{мв}} = \frac{Q_{\text{тс}}}{C_p(t_{\text{мв}}^I - t_{\text{мв}}^{II})}, \quad (4.10)$$

де  $C_p$  — теплоємність води, кДж/(кг · К);

$t_{\text{мв}}^{II}, t_{\text{мв}}^I$  — температури теплового графіка мережної води, °С;

$$G_{\text{мв}} = \frac{0,398 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (70 - 49)} = 4,52 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата добавочної води на підживлення при витратах 0,2% в теплових мережах

$$G_{\text{доб}} = G_{\text{підж}} = 0,0002 \cdot G_{\text{мв}}, \quad (4.11)$$

$$G_{\text{доб}} = 0,0002 \cdot 4,52 = 0,000904 \text{ (кг/с)}.$$

Температура води на вході і виході із котла

$$t_{\text{к}}^{\text{I}} = 65 \text{ (}^{\circ}\text{C)},$$

$$t_{\text{к}}^{\text{II}} = 85 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Витрата зворотної мережної води

$$G_{\text{зМВ}} = G_{\text{МВ}} - G_{\text{доб}}, \quad (4.12)$$

$$G_{\text{зМВ}} = 4,52 - 0,000904 = 4,519 \text{ (кг/с)}.$$

Температура додаткової (сирої) води

$$t_{\text{дв}} = 5 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Температура добавочної води після підігрівника сирої води (перед ХВО)

$$t_{\text{ХВО}}^{\text{I}} = t_{\text{ХВО}}^{\text{II}} = (8)^{\circ}\text{C}.$$

Визначимо витрату води перед мережним насосом

$$G_{\text{МН}} = G_{\text{МВ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{втр}}) \quad (4.13)$$

$$G_{\text{МН}} = 4,519 \cdot (1 - 0,0002) = 4,518 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата мережної води в котлах

$$G_{\text{к}} = G_{\text{МН}}, \quad (4.14)$$

$$G_{\text{вк}} = 4,518 \text{ (кг/с)}.$$

Визначимо потужність водогрійного котла

$$Q_{\text{вк}} = G_{\text{вк}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{к}}^{\text{II}} - t_{\text{к}}^{\text{I}}), \quad (4.15)$$

$$Q_{\text{BK}} = 4,518 \cdot 4,19 \cdot (85-65) = 379 \text{ (кВт)} = 0,379 \text{ (МВт)}.$$

Витрата робочого палива на котел

$$B_p = \frac{Q_{\text{BK}}}{\eta_k \cdot Q_H^p}, \quad (4.16)$$

де  $Q_H^p$  — нижча теплота горіння палива (відходи деревини),  $\frac{\text{МДж}}{\text{кг}}$ ;

$$B_p = \frac{0,379}{0,92 \cdot 12} = 0,0277 \text{ (кг/с)}.$$

ККД-брутто котельні

$$\eta^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{BK}}}{B_p \cdot Q_H^p}, \quad (4.17)$$

$$\eta^{\text{бр}} = \frac{0,379}{0,0277 \cdot 12} = 0,922.$$

#### 4.4 Розрахунок теплової схеми котельної в неопалювальний період

Розрахунок витрати мережної води для потреб теплових споживачів[4]

$$G_{\text{MB}} = \frac{Q_{\text{ГВП}}}{C_p(t_{\text{MB}}^I - t_{\text{MB}}^II)}, \quad (4.18)$$

де  $C_p$  — теплоємність води,  $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ ;

$t_{\text{MB}}^I, t_{\text{MB}}^II$  - температури теплового графіка мережної води на  $^{\circ}\text{C}$ ;

$$G_{\text{MB}} = \frac{0,048 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (61-42)} = 0,603 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата добавочної води на підживлення при витратах 0,2% в теплових мережах

$$G_{\text{доб}} = G_{\text{підж}} = 0,0002 \cdot G_{\text{МВ}}, \quad (4.19)$$

$$G_{\text{доб}} = 0,0002 \cdot 0,603 = 0,000121 \text{ (кг/с)}.$$

Температура води на вході і виході із котла

$$t_{\text{к}}^{\text{I}} = 70 \text{ (}^{\circ}\text{C)};$$

$$t_{\text{к}}^{\text{II}} = 85 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Витрата зворотної мережної води

$$G_{\text{зсв}} = G_{\text{МВ}} - G_{\text{підж}}, \quad (4.20)$$

$$G_{\text{зсв}} = 0,603 - 0,000121 = 0,601 \text{ (кг/с)}.$$

Температура додаткової (сирої) води

$$t_{\text{дв}} = 8 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Температура добавочної води після підігрівника сирої води (перед ХВО)

$$t_{\text{ХВО}}^{\text{I}} = t_{\text{ХВО}}^{\text{II}} = 8 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Визначимо витрату води перед мережним насосом

$$G_{\text{МН}} = G_{\text{МВ}} \cdot (1 - \alpha_{\text{втр}}), \quad (4.21)$$

$$G_{\text{МН}} = 0,603 \cdot (1 - 0,0002) = 0,603 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата мережної води в котлах

$$G_{\text{к}} = G_{\text{МН}}, \quad (4.22)$$

$$G_{\text{вк}} = 0,578 \text{ (кг/с)}.$$

Визначимо потужність водогрійного котла

$$Q_{\text{BK}} = G_{\text{BK}} \cdot C_p \cdot (t_{\text{K}}^{\text{II}} - t_{\text{K}}^{\text{I}}), \quad (4.23)$$

$$Q_{\text{BK}} = 0,578 \cdot 4,19 \cdot (85 - 65) = 49 \text{ (кВт)} = 0,049 \text{ (МВт)}.$$

Витрата робочого палива на котел

$$B_p = \frac{Q_{\text{BK}}}{\eta_{\text{K}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}}}, \quad (4.24)$$

де  $Q_{\text{H}}^{\text{p}}$  — нижча теплота горіння робочого палива (відходи деревни),  $\frac{\text{МДж}}{\text{кг}}$ ;

$$B_p = \frac{0,049}{0,92 \cdot 12} = 0,00359 \text{ (кг/с)}.$$

ККД-брутто котельні

$$\eta^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{BK}}}{B_p \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}}}, \quad (4.25)$$

$$\eta^{\text{бр}} = \frac{0,049}{0,00359 \cdot 12} = 0,92.$$

#### 4.5 Перевірка основного та допоміжного обладнання

За результатами розрахунків теплової схеми вибираємо допоміжне обладнання.

Подача димососів,

$$Q_{\text{д}} = \kappa_{\text{з}} \cdot 3,6 \cdot B_p \cdot [V_{\text{Г}} + (\alpha_{\text{вг}} - 1) \cdot V^0] \cdot [(J_{\text{вг}} + 273) / 273], \quad (4.26)$$

де  $\alpha_{\text{вг}} = 1,35$  - коефіцієнт надлишку повітря у вихідних газах;

$v_{\text{вг}} = 140$  [ $^{\circ}\text{C}$ ] – температура відхідних газів.

- в максимально опалювальний період роботи котельні,



$$Q_{\text{д}}^{\text{мз}} = 1,1 \cdot 3,6 \cdot 0,0586 \cdot [4,77 + (1,35 - 1) \cdot 3,9] \cdot \left[ \frac{155 + 273}{273} \right] = 2,231 \text{ (тис. м}^3\text{/год)}.$$

Чотири димососи ВДН – 8 з подачею по 2,4 тис. м<sup>3</sup>/ год, напором 0,64 кПа і ККД 0,79.

- в опалювальний період роботи котельні,

$$Q_{\text{д}}^{\text{сo}} = 1,1 \cdot 3,6 \cdot 0,0277 \cdot [4,77 + (1,35 - 1) \cdot 3,9] \cdot \left[ \frac{155 + 273}{273} \right] = 1,055 \text{ (тис. м}^3\text{/год)};$$

- в неопалювальний період роботи котельні,

$$Q_{\text{д}}^{\text{л}} = 1,1 \cdot 3,6 \cdot 0,00359 \cdot [4,77 + (1,35 - 1) \cdot 4] \cdot \left[ \frac{155 + 273}{273} \right] = 0,109 \text{ (тис. м}^3\text{/год)}.$$

Потужність електроприводів димососів,

$$N_{\text{д}} = 1,1 \cdot Q_{\text{д}} \cdot H_{\text{д}} / \eta_{\text{д}} / 3600, \quad (4.27)$$

- в максимальноопалювальний період роботи котельні,

$$N_{\text{д}}^{\text{мз}} = 1,1 \cdot 2,231 \cdot 0,64 / 0,79 / 3600 = 0,55 \text{ (кВт)};$$

- в опалювальний період роботи котельні,

$$N_{\text{д}}^{\text{сo}} = 1,1 \cdot 1,055 \cdot 0,64 / 0,79 / 3600 = 0,63 \text{ (кВт)};$$

- в неопалювальний період роботи котельні,

$$N_{\text{д}}^{\text{л}} = 1,1 \cdot 0,109 \cdot 0,64 / 0,79 / 3600 = 0,027 \text{ (кВт)}.$$

Витрата мережної води  $G_{\text{мс}} = 9,52$  кг/с або 34,2 м<sup>3</sup>/год. Тоді у нас працює два насос Wilo 8\18 з подачею 38,5 м<sup>3</sup>/год, напором 0,250 МПа, ККД - 0,89, один робочий, один – резервний [2].

Потужність електродвигуна мережного насоса,

$$N_{\text{мн}}^{\text{оп}} = G_{\text{мн}}^{\text{оп}} \cdot H_{\text{мн}} / (3600 \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{ем}}), \quad (4.28)$$

$$N_{\text{мн}}^{\text{оп}} = 34,2 \cdot 250 / (3600 \cdot 0,89 \cdot 0,96) = 2,77 \text{ (кВт)}.$$

В опалювальний період витрата мережної води 4,52 кг/с або 16,27 м<sup>3</sup>/год. Отже працює один насос Wilo8\18 з подачею 38,5 м<sup>3</sup>/год, напором 0,250 кПа, один робочий, один – резервний.

Потужність електродвигуна мережного насоса,

$$N_{\text{мн}}^{\text{л}} = G_{\text{мн}}^{\text{л}} \cdot H_{\text{мн}} / (3600 \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{ем}}), \quad (4.29)$$

$$N_{\text{мн}}^{\text{л}} = 16,27 \cdot 250 / (3600 \cdot 0,89 \cdot 0,96) = 1,32 \text{ (кВт)}.$$

В опалювальний період працює один циркуляційний насос Wilo50\150 з подачею 15 м<sup>3</sup>/год, напором 0,250 МПа, ККД 0,83.

Потужність циркуляційного насоса,

$$N_{\text{рец}}^{\text{оп}} = G_{\text{рец}}^{\text{оп}} \cdot H_{\text{рец}} / (3600 \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{ем}}), \quad (4.30)$$

$$N_{\text{рец}}^{\text{оп}} = 3,56 \cdot 250 / (3600 \cdot 0,83 \cdot 0,96) = 0,31 \text{ (кВт)}.$$

В неопалювальний період працює один циркуляційний насос Wilo50\150 з подачею 15 м<sup>3</sup>/год, напором 0,250 МПа, ККД -0,83.

Потужність циркуляційного насоса,

$$N_{\text{рец}}^{\text{л}} = G_{\text{рец}}^{\text{л}} \cdot H_{\text{рец}} / (3600 \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{ем}}), \quad (4.31)$$

$$N_{\text{рец}}^{\text{л}} = 0,466 \cdot 250 / (3600 \cdot 0,83 \cdot 0,96) = 0,041 \text{ (кВт)}.$$

Для подачі сирі води працює один насос ЗКМ – 6 з подачею 38,5 м<sup>3</sup>/год, напором 0,180 МПа, ККД -0,70

Потужність насоса сирі води,  
- в опалювальний період

$$N_{\text{нсв}}^{\text{оп}} = G_{\text{дв}}^{\text{оп}} \cdot H_{\text{нсв}} / (3600 \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{ем}}), \quad (4.32)$$

$$N_{\text{НСВ}}^{\text{оп}} = 2,8 \cdot 180 / (3600 \cdot 0,70 \cdot 0,96) = 0,208 \text{ (кВт)};$$

- в не опалювальний період

$$N_{\text{НСВ}}^{\text{л}} = G_{\text{дв}}^{\text{л}} \cdot H_{\text{НСВ}} / (3600 \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{ем}}), \quad (4.33)$$

$$N_{\text{НСВ}}^{\text{л}} = 1,72 \cdot 180 / (3600 \cdot 0,70 \cdot 0,96) = 0,128 \text{ (кВт)}.$$

Сумарна потужність електроприводів насосів,

- в максимально опалювальний період

$$N_{\text{н}}^{\text{МЗ}} = N_{\text{НСВ}}^{\text{МЗ}} + N_{\text{реци}}^{\text{МЗ}} + N_{\text{МН}}^{\text{МЗ}}, \quad (4.34)$$

$$N_{\text{н}}^{\text{МЗ}} = 0,208 + 0,31 + 2,77 = 3,288 \text{ (кВт)}.$$

- в опалювальний період

$$N_{\text{н}}^{\text{со}} = N_{\text{НСВ}}^{\text{оп}} + N_{\text{реци}}^{\text{оп}} + N_{\text{МН}}^{\text{оп}}, \quad (4.35)$$

$$N_{\text{н}}^{\text{со}} = 0,128 + 0,41 + 1,32 = 1,49 \text{ (кВт)}.$$

- в не опалювальний період

$$N_{\text{н}}^{\text{л}} = N_{\text{МН}}^{\text{л}} + N_{\text{НСВ}}^{\text{л}} + N_{\text{реци}}^{\text{л}},$$

$$N_{\text{н}}^{\text{л}} = 0,18 + 0,064 + 0,041 = 0,285 \text{ (кВт)}.$$

Загальна потужність власних потреб котельні,

- в неопалювальний період [93]

$$N_{\text{ВП}}^{\text{л}} = N_{\text{ТД}}^{\text{л}} + N_{\text{н}}^{\text{л}}, \quad (4.36)$$

$$N_{\text{ВП}}^{\text{л}} = 0,285 + 0,027 = 0,312 \text{ (кВт)}.$$

- в опалювальний період

$$N_{\text{ВП}}^{\text{CO}} = N_{\text{ТД}}^{\text{CO}} + N_{\text{Н}}^{\text{CO}}, \quad (4.37)$$

$$N_{\text{ВП}}^{\text{оп}} = 0,63 + 1,49 = 2,12 \text{ (кВт)}.$$

- максимально опалюваний період

$$N_{\text{ВП}}^{\text{M3}} = N_{\text{ТД}}^{\text{M3}} + N_{\text{Н}}^{\text{M3}}, \quad (4.38)$$

$$N_{\text{ВП}}^{\text{M3}} = 3,288 + 0,055 = 3,838 \text{ (кВт)}.$$

З урахуванням втрат електроенергії на освітлення та інше потужності власних потреб можуть складати.

- в не опалювальний період

$$N_{\text{ВП}}^{\text{л}} = 1,01 \cdot 0,312 = 0,315 \text{ (кВт)};$$

- в опалювальний період

$$N_{\text{ВП}}^{\text{CO}} = 1,03 \cdot 2,12 = 2,18 \text{ (кВт)};$$

- максимально опалювальний період

$$N_{\text{ВП}}^{\text{M3}} = 1,02 \cdot 3,838 = 3,91 \text{ (кВт)}.$$

#### 4.6 Техніко-економічні показники котельні з твердопаливним котлом

Тривалість роботи котельні в трьох режимах:

- |                            |                                     |
|----------------------------|-------------------------------------|
| - максимально опалювальний | $\tau_{\text{M3}} = 144$ [год/рік]  |
| - середньо опалювальний    | $\tau_{\text{CO}} = 4102$ [год/рік] |
| - літній режим             | $\tau_{\text{л}} = 4148$ [год/рік]  |
| - річна тривалість роботи  | $\tau_{\text{р}} = 8396$ [год/рік]  |

Річна витрата робочого палива

$$B_p^{\text{річ}} = (B_{\text{рзг}}^{\text{мз}} \cdot \tau_{\text{мз}} + B_{\text{рзг}}^{\text{со}} \cdot \tau_{\text{мз}} + B_{\text{рзг}}^{\text{л}} \cdot \tau_{\text{мз}}) \cdot 3,6 \quad (4.39)$$

$$B_p^{\text{річ}} = (0,0586 \cdot 144 + 0,0277 \cdot 4102 + 0,00359 \cdot 4148) \cdot 3,6 = 487,69 \text{ (тис.кг/рік)}.$$

Річна витрата умовного палива

$$B_y^{\text{річ}} = \frac{B_p^{\text{річ}} \cdot Q_H^p}{Q_{\text{чу}}^p}, \quad (4.40)$$

$$B_y^{\text{річ}} = \frac{387,69 \cdot 12}{29,3} = 246,67 \text{ (т/рік)}.$$

Річний відпуск теплоти [84].

$$Q_{\text{річ}} = (Q_{\text{оп}}^{\text{мз}} \cdot \tau_{\text{мз}} + Q_{\text{оп}}^{\text{со}} \cdot \tau_{\text{со}} + Q_{\text{ГВП}} \cdot \tau_p) \cdot 3,6, \quad (4.41)$$

$$Q_{\text{річ}} = (0,75 \cdot 144 + 0,35 \cdot 4102 + 0,048 \cdot 8396) \cdot 3,6 = 6944,68 \text{ (ГДж/рік)}.$$

Питомі витрати робочого та умовного палива

$$b_p = \frac{B_p^{\text{річ}}}{Q_{\text{річ}}}, \quad (4.42)$$

$$b_p = \frac{487,69 \cdot 10^3}{6944,68} = 70,2 \text{ (кг/ГДж)}.$$

$$b_y = \frac{B_y^{\text{річ}}}{Q_{\text{річ}}}, \quad (4.43)$$

$$b_y = \frac{246,67 \cdot 10^3}{6944,68} = 35,52 \text{ (кг/ГДж)}.$$

Витрати електроенергії

$$N_{\text{ВП}}^{\text{річ}} = N_{\text{ВП}}^{\text{МЗ}} \cdot \tau_{\text{МЗ}} + N_{\text{ВП}}^{\text{СО}} \cdot \tau_{\text{МЗ}} + N_{\text{ВП}}^{\text{Л}} \cdot \tau_{\text{МЗ}}, \quad (4.44)$$

$$N_{\text{ВП}}^{\text{річ}} = 3,92 \cdot 144 + 2,18 \cdot 4102 + 0,315 \cdot 4148 = 10786,34 \text{ (кВт·год/рік)}$$

Витрати на електроенергію

$$C_{\text{ел}} = N_{\text{ВП}}^{\text{річ}} \cdot C_{\text{е}}, \quad (4.45)$$

де  $C_{\text{е}}$  — ціна електроенергії,  $C_{\text{е}} = 1,68$  грн/(кВт·год)

$$C_{\text{ел}} = 1,68 \cdot 10786,34 = 18121 \text{ (грн/рік)}.$$

Затрати на заробітну плату

$$C_{\text{з.п}} = Q_{\text{к}} \cdot K_{\text{шт}} \cdot \Phi_{\text{з.п}} \cdot k_{\text{дод}}, \quad (3.46)$$

де  $\Phi_{\text{з.п}} = 4500$  [грн./місяць] - заробітна плата працівника

$$C_{\text{з.п}} = 4 \cdot 4500 \cdot 12 \cdot 1,33 = 287280 \text{ (грн./рік)}.$$

Витрати на паливо [17].

$$C_{\text{п}} = V_{\text{річна}} \cdot C_{\text{пал}}, \quad (4.47)$$

де  $V_{\text{річна}}$  — річна витрата палива, кг/рік

$C_{\text{пал}}$  - ціна палива, 0,75 грн/кг

$$C_{\text{п}} = 487,69 \cdot 10^3 \cdot 0,75 = 585228 \text{ (грн./рік)}.$$

Витрати на воду

$$C_{\text{в}} = G_{\text{річ}} \cdot C_{\text{в}}, \quad (4.48)$$

де  $G_{\text{річ}}$  — річна витрата води, [м<sup>3</sup>/рік]

$C_B$  - ціна води, 9,62 [грн/м<sup>3</sup>].

$$G_{\text{річ}} = (G_{\text{підж}}^{\text{МЗ}} \cdot \tau_{\text{МЗ}} + G_{\text{підж}}^{\text{СО}} \cdot \tau_{\text{СО}} + G_{\text{підж}}^{\text{Л}} \cdot \tau_{\text{Л}}) \cdot 3600, \quad (4.49)$$

$$G_{\text{річ}} = (0,0001904 \cdot 144 + 0,000904 \cdot 4102 + 0,000121 \cdot 4148) \cdot 3600 = 15792 \text{ (м}^3\text{/рік)}.$$

$$C_B = 15792 \cdot 9,62 = 151918 \text{ (грн./рік)}.$$

Інші витрати

$$C_{\text{інші}} = 0,06 \cdot (C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_B + C_{\text{з.п}}), \quad (4.50)$$

$$C_{\text{інші}} = 0,06 \cdot (585228 + 18121 + 151918 + 287280) = 62553 \text{ (грн./рік)}.$$

Експлуатаційні витрати [15]

$$C_e = C_{\text{інші}} + C_{\text{п}} + C_B + C_{\text{ел}} + C_{\text{з.п}}, \quad (4.51)$$

$$C_e = 62553 + 585228 + 18121 + 151918 + 287280 = 1105100 \text{ (грн./рік)}.$$

Собівартість відпущеної теплоти,

$$CB = \frac{C_e}{Q_{\text{річне}}}, \quad (4.52)$$

$$CB = \frac{1105100}{6944,68} = 159,13 \text{ (грн./ГДж)}.$$

Таблиця 4.2 – Порівняння техніко-економічних показників роботи котельні на природному газі та на відходах деревини (щепа)

Показники	Розмірність	Природний газ	Паливо (щепа)
Теплова потужність котельні	кВт	400	800
ККД бруто котельні	%	90	90
Витрата умовного палива	кг/с	0,0165	0,0592
Витрата робочого палива	м <sup>3</sup> /с, кг/с	0,0125	0,0586
Річна витрата палива	тис.м <sup>3</sup> /рік	125,17	487,69
Річні витрати на паливо	грн./рік	870882,8	585228
Річна витрата електроенергії	кВт/рік	8502,36	18121
Річні витрати на електроенергію	грн./рік	14284	29852
Собівартість відпущеної теплоти	грн/ГДж	321	159,13
Термін окупності капіталовкладень	рік	-	4

#### 4.7 Висновки до розділу

Отже, модернізація теплової схеми котельні шляхом заміни котла Типу Gefest-profi-U є рентабельною, оскільки термін окупності впроваджених заходів з енергоефективності становить 4 роки.



## 5 УТИЛІЗАЦІЯ ТЕПЛОТИ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ КОТЛІВ

Зі складністю постачання природного газу та підвищенням його вартості основною задачею є економія використання даного виду палива. Одним із основних засобів економії природного газу є використання низькотемпературної скидної теплоти продуктів згорання в даних установках, зокрема в парових і водогрійних котлах.

Енергетичні рівні теплових відходів від муніципальних і опалювальних котелень за експертними оцінками складають майже 45% від загального обсягу паливно-енергетичних ресурсів [21-24]. У багатьох містах України працює велика кількість промислових та водогрійних котелень, які обладнані котлами невеликої потужності, працюють вони на природному газі. Дані котли, як правило, не мають розвинутку у плані хвостових поверхонь нагріву і характеризуються високою температурою відхідних газів ( $t_{вг} > 130 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

Продукти згорання природного газу містять дуже високу концентрацію водяної пари, на яку витрачена певна частина теплоти згорання палива. За допомогою утилізаторів теплоти температуру відхідних газів із котлів можна зменшити до температури, яка менше температури точки роси  $t_R$ , тобто  $t_y < t_R$ . Це надає змогу використовувати як фізичну (суху), так і конденсаційну (вологісну) складову відхідних газів.

Утилізована теплота відхідних газів, зазвичай, використовується зовні котла у деяких елементах теплової схеми котельні, наприклад, для нагріву сирової або хімоочищеної води. Завдяки утилізованій теплоті, в утилізаторі відхідних газів, зменшується витрата теплоти на власні потреби котла, відповідно до цього зменшується теплова потужність котла, що зумовлює зменшення витрати даного палива в котлі. Завдяки цьому досягається певна економія палива. Зменшення витрати палива веде до зменшення шкідливих викидів в атмосферу, а також зменшення витрат електроенергії на приводи тягодутєвих установок.

На основі вищевикладеного було поставлено: визначити загальні закономірності утилізаційних складових утилізації теплоти відхідних газів; провести оцінку ефективності використання утилізованої теплоти в котлах різного типу, які працюють на муніципальних та промислових котельнях.

## 5.1 Основні результати розрахунків

Котли в номінальних режимах характеризуються майже незмінними значеннями коефіцієнтів надлишку повітря в топці та у вихідних газах, температура вихідних газів і холодного (в приміщенні) повітря, а також тепловими втратами від неповноти згорання палива  $q_3$  і в навколишнє середовище  $q_5$ . Найбільша втрата теплоти з вихідними газами  $q_2$ , як відомо [56 – 62] залежить від температур вихідних газів і холодного повітря та коефіцієнта надлишку повітря у вихідних газах. Замість об'ємних обчислень продуктів згорання палива та їх ентальпій, необхідних для визначення  $q_2$  за нормативним методом, [119] використовують спрощені формули [46,55]. На основі даних про склад і властивості палива з теплотою згорання на суху масу 12-16,5 МДж/кг [111-115] отримали узагальнену формулу для обчислення  $q_2$  %, яка з точністю  $\pm 0,14\%$  узгоджується зі значеннями  $q_2$ , обчисленими за нормативним методом [118]:

$$q_2 = (a \cdot \alpha_{\text{вг}} + b) \cdot \left[ \frac{v_{\text{вг}} - (\alpha_{\text{вг}} \cdot t_{\text{хп}})}{\alpha_{\text{вг}} + c} \right] \cdot \frac{1 - q_4}{100}, \quad (5.1)$$

де  $\alpha_{\text{вг}}$  – коефіцієнт надлишку повітря у вихідних газах;  
 $t_{\text{хп}}$  – температура холодного повітря.

Для спрощення розрахунків на рисунку 5.1 наведені залежності  $q_2 = f(\alpha_{\text{вг}}, t_{\text{вг}})$

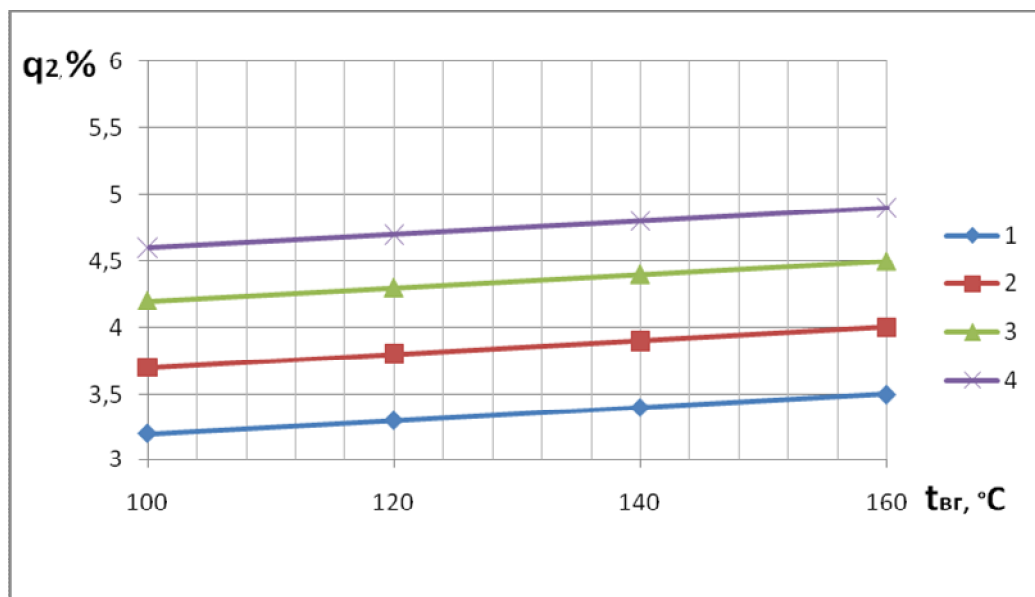


Рисунок 5.1 Значення  $q_2$ : 1- $\alpha_{\text{вг}}=1,4$ ; 2-1,5; 3-1,6; 4-1,7;

Для заданої теплової потужності котла  $Q_k$  витрата робочого палива дорівнює, кг/с

$$B_p = Q_k / (Q_n^c \cdot \eta_k), \quad (5.2)$$

де  $Q_n^c$  – теплота згорання відходів деревини (щепи) на суху масу, кДж/кг;  $\eta_k$  – коефіцієнт корисної дії (ККД) котла.

Теплова потужність, яка утилізується в утилізаторі за рахунок "сухого" теплообміну обчислюється за формулою, МВт [119].

$$Q_c = Q_{\text{пал}}(1 - \eta_k)\psi_c, \quad (5.3)$$

де  $Q_{\text{пал}} = B_p \cdot Q_n^c$  – теплова потужність спаленого палива;  $\psi_c = (t_{\text{вг}} - t_y) / t_{\text{вг}}$  – коефіцієнт утилізації теплоти за рахунок "сухого" теплообміну;  $t_y$  – температура димових газів на виході з утилізатора.

Закономірності зміни коефіцієнта утилізації  $\psi_c$  показані на рисунку 5.2

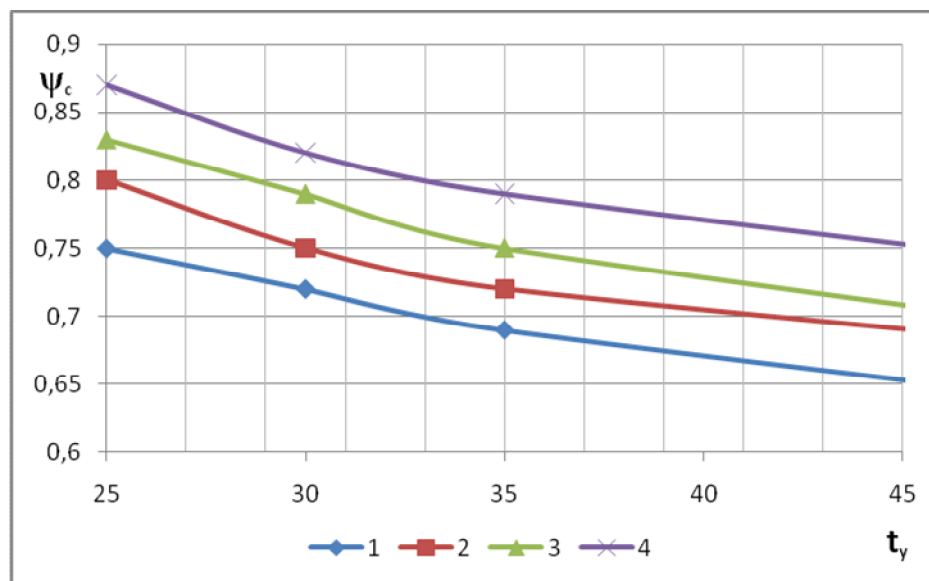


Рисунок 5.2 Значення коефіцієнта утилізації теплоти за рахунок "сухого" теплообміну: 1- $t_{\text{вг}}=120$  °C; 2-130; 3-140; 4-150.

Із рисунка 5.2 видно, що інтенсивність "сухого" теплообміну лінійно зменшується зі зменшенням температури відхідних газів і температури газів за утилізатором (зі зменшенням ступеня охолодження газів) у даному утилізаторі.

Залежності, які наведені на рисунку 5.2, апроксимуються формулою

$$\psi_c = 1 - (0,0152 - 5,75 \cdot 10^{-5} \cdot t_{вг}) \cdot t_y, \quad (5.4)$$

На рисунку 5.3 наведені розрахункові значення питомої ( $Q_{пал}=1$  МВт) утилізаційної потужності  $q_c$  за рахунок "сухого" теплообміну в утилізаторі.

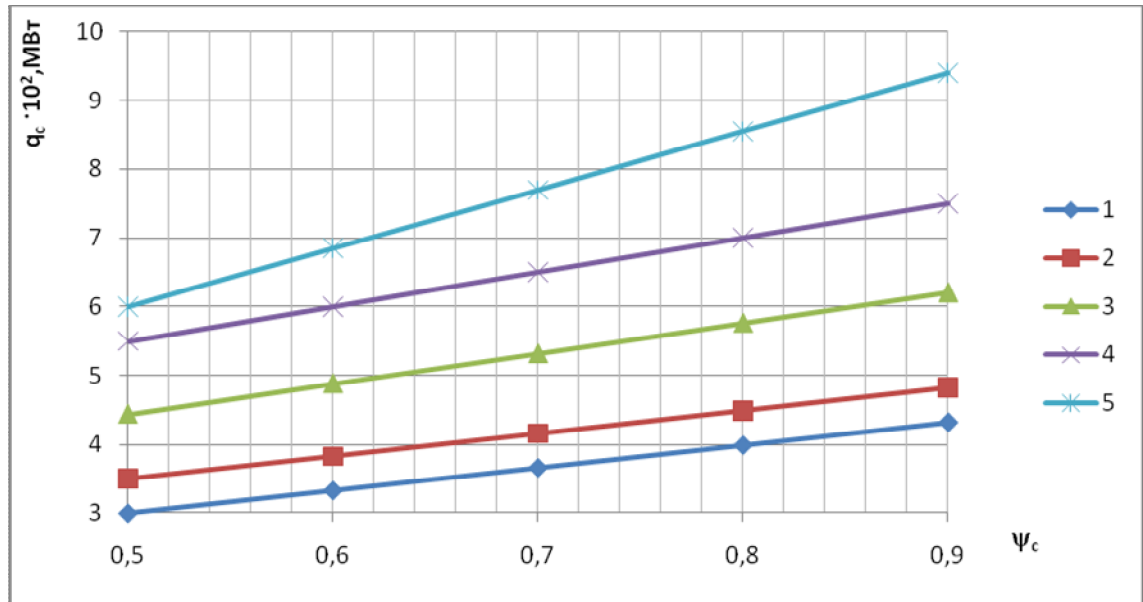


Рисунок 5.3 Залежності  $q_c = \varphi(\psi_c, \eta_k)$  для "сухого" теплообміну:  
 $\eta_k$  1-0,88; 2-0,9; 3-0,92; 4-0,94; 5-0,96

Утилізаційна потужність за даними "сухого" теплообміну лінійно зростає зі збільшенням коефіцієнта утилізації  $\psi_c$  і зменшенням ККД котла.

Теплова потужність, яка утилізується в оребреному утилізаторі за рахунок конденсації водяної пари із продуктів згорання палива складає

$$Q_{кн} = B_p(Q_v^c - Q_n^c) \psi_{кн} = B_p \cdot Q_n^c (Q_v^c / Q_n^c - 1) \psi_{кн} = Q_{пал}(Q^* - 1) \psi_{кн}, \quad (5.5)$$

де  $Q_v^c$  – вища теплота згорання робочого палива, яка перевищує нижчу теплоту згорання на теплоту конденсації водяної пари;  $\psi_{кн} = (t_R - t_{кy}) / t_R$  – конденсаційний коефіцієнт утилізації теплоти;  $Q^* = Q_v^c / Q_n^c$ .

Температура точки роси  $t_k$  може бути визначена за [70,72].

$$t_R = 117,5 \cdot \alpha_{ог}^{-0,155} - 57,09, \quad (5.6)$$

Відношення  $Q^*$  для твердого палива за даними [75,90] складає 1,111-1,1124. В оребренних утилізаторах температура точки роси зростає за рахунок збільшення об'ємної частки водяної пари у відхідних газах. А також, підвищення вологовмісту дозволяє отримати додатковий ефект у вигляді зменшення викидів оксидів азоту в навколишнє середовище [73,74].

Розрахункові значення коефіцієнтів утилізації теплоти за рахунок конденсації водяної пари наведені на рисунку 5.4.

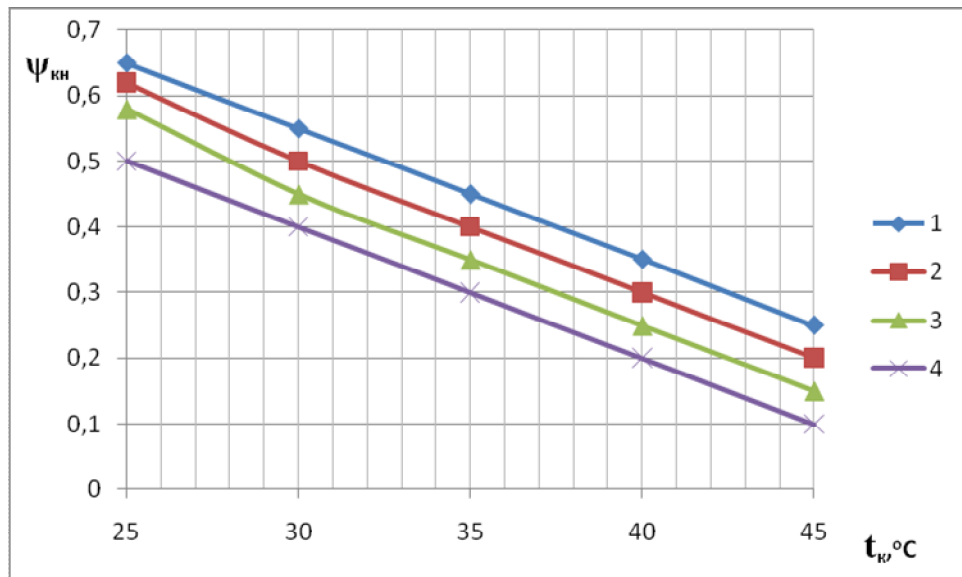


Рисунок 5.4. Закономірності зміни коефіцієнтів конденсаційної складової утилізації теплоти у відхідних газах:

1-  $t_k$ -55°C; 2-60 °C; 3-65 °C;4-70 °C.

На рисунку 5.4 видно, що зміна коефіцієнтів  $\Psi_{\text{кн}}$  аналогічна характеру змін коефіцієнтів  $\Psi_c$ , зображених на рисунку 5.2. Вплив на інтенсивність теплообміну за рахунок конденсації водяної пари, так само як зображено на рисунку 5.2, справляє температура газів за утилізатором, зі зростанням якої значення  $\Psi_{\text{кн}}$  зменшується, а зі зростанням температури точки роси інтенсивність конденсаційної складової теплообміну збільшується.

Утилізаційна потужність відхідних газів за рахунок конденсаційного теплообміну зростає у міру підвищення коефіцієнтів утилізації  $\Psi_{\text{кн}}$  і  $Q^*$ . Більш суттєве розтарування значень  $q_{\text{кн}}$  спостерігається при зменшенні  $\Psi_{\text{кн}} > 0,25$ . За абсолютними величинами значення  $q_{\text{кн}}$  менше значень  $q_c$ . Дані значення  $q_{\text{кн}}$  як правило, складають (0,35-0,45)  $q_c$ , що узгоджуються з [72,76,106].

Сумарна величина потужності, яка утилізується в утилізаторі, дорівнюватиме

$$Q_y = B_p \cdot Q_n^c (q_c + q_{\text{кн}}) = Q_{\text{пал}} (q_c + q_{\text{кн}}) \quad (5.7)$$

Потужність утилізації, яка використовується в певному теплообмінному апараті теплової схеми котельні, складатиме

$$Q_{\text{ут}} = Q_{\text{у}} \cdot \eta_{\text{то}} \quad (5.8)$$

де  $\eta_{\text{то}}$  – ККД даного теплообмінника.

В разі використання теплової потужності  $Q_{\text{ут}}$ , тепла потужність котла має зменшитись на цю величину і буде дорівнювати

$$Q'_{\text{к}} = Q_{\text{к}} - Q_{\text{ут}} \quad (5.9)$$

Нехтуючи незначною зміною втрати теплоти в навколишнє середовище в котлі, економія робочого палива складатиме:

$$\Delta B_{\text{р}} = Q_{\text{ут}} / (Q_{\text{н}}^{\text{с}} \cdot \eta_{\text{к}}) \quad (5.10)$$

Як було відзначено раніше, зменшення витрати палива в котлі зумовлює зменшення електричної потужності на приводи тягодутьових обладнання (вентилятора і димососа), а також зменшення шкідливих викидів у навколишнє середовище.

Отже, знайдено прості та зручні для інженерної практики формули для обрахунку повної потужності утилізації та економії палива в разі застосування утилізації теплоти відхідних газів в оребрених утилізаторах.

В розрахунках температура точки роси і температура газів за оребреним утилізатором складає 56 і 40 °С, відповідно. Коефіцієнт надлишку повітря у відхідних газах в усіх котлах вибраний 1,38. Паливо-деревина, теплота згорання якого на суху масу 12,8 МДж/кг. Відношення вищої теплоти згорання до нижчої вибрано рівним 1,112. Для визначення температури відхідних газів і теплових втрат  $q_3$  і  $q_5$  використовувались літературні джерела [116,117,120], а також режимні карти котлів, які працюють на муніципальних і опалювальних котельнях Напір і ККД тягодутьових установок складає: 3,2 кПа і 0,7 для вентилятора і 2,5; 0,65 для димососа, ККД теплообмінника дорівнює 0,98. Річний термін роботи складає 7800 год. Розрахунки теплових схем котельень викладені в [13]. Викиди шкідливих речовин в атмосферу визначались за ГДК 34.02.305.-2002 "Викиди забруднюючих речовин в атмосферу від енергетичних установок". Тип котлів і показники їх роботи зведені в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 – Показники роботи котлів з утилізацією теплоти відхідних газів

Показники	Тип котла		
	КОЛВІ 10000	ПТВМ-30	Gefest Profi-U
Теплова потужність котла, МВт	10	34,86	0,8
Температура відхідних газів, °С	145	155	150
Втрати теплоти з відхідними газами, %	6,71	7,27	6,55
Втрати теплоти в навколишнє середовище, %	1,55	0,95	0,9
Втрати теплоти від хімічного недопалу, %	0,025	0,02	0,023
Коефіцієнт корисної дії	0,9171	0,9176	0,90
Витрата робочого палива, кг/с	0,3264	1,1374	0,0586
Теплова потужність спаленого палива, МВт	10,9017	37,9891	1,3
Коефіцієнт утилізації для "сухого" теплообміну	0,724	0,7419	0,65
Питома потужність "сухого" теплообміну, МВт	0,0600	0,06113	0,0354
Коефіцієнт утилізації конденсаційного теплообміну	0,3103	0,3103	0,3103
Питома потужність конденсаційного теплообміну, МВт	0,0372	0,0372	0,0198
Економія робочого палива: м <sup>3</sup> /с, кг/с %			
	0,0339	0,1194	0,00456
	10,386	13,01	7,1
Річна економія робочого палива	951,91	3352,75	1832.91
Зменшення потужностей приводу тягодутьових установок, кВт	4,48	12,25	3,52
Річна економія електроенергії, МВт·год	34,944	95,55	19,568

Результати які наведені в таблиці свідчать про доцільність застосування утилізації відхідних газів від парових і водогрійних котлів, які працюють на твердому паливі. В результаті утилізації досягається економія робочого палива, витрата електроенергії на власні потреби котельної установки значно зменшується, та зменшення забруднюючих викидів в навколишнє середовище. Ефективність утилізації буде підвищене за рахунок збільшення температури точки роси. Якщо в котельні працює два або більше котлів, то витрати на паливо, електроенергію та шкідливі викиди будуть суттєво зменшені. Залежно від потужності котли можуть працювати на єдину утилізаційну установку, що значно скорочує термін її окупності [85,127,129,130].

Отримані результати є необхідні для вибору оптимального утилізатора та експрес-оцінки ефективності застосування утилізації відхідних газів із котлів.

## 5.2 Висновки до розділу

Отримані зручні для інженерної практики формули для визначення втрат теплоти з відхідними газами в котлах, коефіцієнтів, що характеризують інтенсивність утилізації теплоти за рахунок "сухого" і конденсаційного теплообміну.

З'ясовано, що основними чинниками інтенсивності утилізації теплоти відхідних газів є: температура відхідних газів, температура газів за контактним економайзером і температура точки роси. Установлено, що в процесі утилізації теплоти відхідних газів від котлів може досягатись економія робочого палива в межах 9-13%, що узгоджується з експериментальними даними [70,85,104] а також зменшення витрат електроенергії на власні потреби, та зменшення шкідливих викидів в атмосферу. Результати досліджень можуть бути використані для вибору типу контактного утилізатора, та оцінки ефективності застосування утилізації теплоти відхідних газів.



## 6 КОНСТРУКТИВНИЙ РОЗРАХУНОК ОРЕБРЕНОГО ТЕПЛООБМІННИКА-УТИЛІЗАТОРА

### 6.1 Розрахунок теоретичних об'ємів повітря та продуктів згорання .

Теплота згорання палива

$$Q_H^p = 338 \cdot C^p + 1025 \cdot H^p - 108,5(O^p - S^p) - 25 \cdot W^p, \quad (6.1)$$

$$Q_H^p = 338 \cdot 38,7 + 1025 \cdot 5,37 - 108,5 \cdot (29,47 - 0,6) - 25 \cdot 25 = 12876 \text{ (МДж / кг)}.$$

Теоретичний об'єм повітря

$$V^0 = 0,089 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S^p) + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p, \quad (6.2)$$

$$V^0 = 0,889 \cdot (38,7 + 0,375 \cdot 0,6) + 0,265 \cdot 5,37 - 0,0333 \cdot 29,47 = 3,9 \text{ (м}^3\text{/кг)}.$$

Теоретичний об'єм триатомних газів

$$V_{RO_2} = 0,01866 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S), \quad (6.3)$$

$$V_{RO_2} = 0,0866 \cdot (38,7 + 0,375 \cdot 0,6) = 0,72 \text{ (м}^3\text{/кг)}.$$

Теоретичний об'єм азоту

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,008 \cdot N^p, \quad (6.4)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 3,9 + 0,008 \cdot 0,069 = 3,08 \text{ (м}^3\text{/кг)}.$$

Теоретичний об'єм водяної пари

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V^0 \quad (6.5)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 5,37 + 0,0124 \cdot 25 + 0,0161 \cdot 3,9 = 0,968 \text{ (м}^3\text{/кг)}$$

## 6.2 Коефіцієнт надлишку повітря на виході з газоходів

Значення коефіцієнта надлишку повітря на виході з газоходів наведені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Значення коефіцієнта надлишку повітря на виході з газоходів

Ділянки газового тракту	$\alpha''$
Топка	1,4
Конвективний пучок	1,4

## 6.3 Розрахунок дійсних об'ємів продуктів згорання в газоходах

Результати розрахунків дійсних об'ємів продуктів згорання та об'ємних часток в газоходах наведені в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Характеристики продуктів згорання в газоходах котла

Найменування величини	Розмірність	Найменування газоходів	
		топка $\alpha_T'' = 1,4$	один конв. пучок $\alpha'' = 1,4$
Об'єм водяної пари, $V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha'' - 1) \cdot V^0$	м <sup>3</sup> /кг	2,148	2,148
Об'єм триатомних газів, $V_{RO_2}$	м <sup>3</sup> /кг	0,994	0,994
Об'єм двоатомного газу, $V_{N_2}$	м <sup>3</sup> /кг	8,4	8,4
Об'єм газів, $V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{H_2} + V_{H_2O}$	м <sup>3</sup> /кг	11,542	11,542

Об'ємна частка водяної пари, $r_{H_2O} = V_{H_2O} / V_{\Gamma}$	–	0,186	0,186
Об'ємна частка триатомних газів, $r_{RO_2} = V_{RO_2} / V_{\Gamma}$	–	0,086	0,086
Сумарна частка триатомних газів, $r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O}$	–	0,272	0,272

Витрата палива

$$B_p = \frac{Q_k}{Q_H^p \cdot \eta_k}, \quad (6.5)$$

$$B_p = \frac{Q_k}{Q_H^p \cdot \eta_k} = \frac{800}{12876 \cdot 0,92} = 0,0678 \text{ (кг/с)}$$

Витрата газів

$$G_{\Gamma} = V_c \cdot \rho_{\Gamma}, \quad (6.6)$$

$$G_{\Gamma} = V_c \cdot \rho_{\Gamma} = 0,75 \cdot 1,05 = 0,79 \text{ (кг/с)}$$

Витрата гарячої води

$$G_B = \frac{Q}{c_{p_r} \cdot (t''_b - t'_b)}, \quad (6.7)$$

$$G_B = \frac{Q}{c_{p_r} \cdot (t''_b - t'_b)} = \frac{50}{4,19 \cdot (90 - 70)} = 0,519 \text{ (кг/с)}$$

#### 6.4 Розрахунок оребреного утилізатора

Для того, щоб в димовій трубі не утворився конденсат водяної пари потрібно щоб температура “гарячого” теплоносія на виході не була нижчою за температуру точки роси [97]. Отже, об'ємну частку водяної пари потрібно домножити на атмосферний тиск  $P = r_{H_2O} \cdot P_a = 0,186 \cdot 0,1 = 0,0186$  МПа, потім по тиску визначаємо температуру за посібником, що становить  $t = 57,82$  °С.

Витрата газів  $G_2=0,79$  кг/с.

Витрата сирі води  $G_1=0,519$  кг/с.

Температура “гарячого” теплоносія на вході  $t'_2=145$  °С.

Температура “гарячого” теплоносія на виході  $t''_2=80$  °С.

Температура “холодного” теплоносія на вході  $t'_1=90$  °С.

Температура “холодного” теплоносія на виході  $t''_1=70$  °С.

Характеристика поверхні теплообміну:

- діаметр труб  $\frac{d_3}{d_{\text{вн}}} = \frac{24}{22}$  мм
- діаметр ребер  $D=55$  мм;
- товщина ребра  $\delta_p=0,3$  мм;
- крок ребер  $s_p=5$  мм;
- теплопровідність латуні  $\lambda_p=105$  Вт/(м·К);
- поперечний крок труб  $s_1=55$  мм;
- поздовжній крок труб  $s_2=50$  мм.

Теплова потужність газоохолоджувача

$$Q = G_r \cdot c_{pr} \cdot (t'_r - t''_r), \quad (6.8)$$

$$Q = G_r \cdot c_{pr} \cdot (t'_r - t''_r) = 0,79 \cdot 1,06 \cdot (145 - 80) = 54,43 \text{ (кВт)}$$

Теплофізичні властивості “гарячого” теплоносія для середньої температури :

$$\bar{t}'_2 = 0,5(t'_2 + t''_2), \quad (6.9)$$

$$\bar{t}'_2 = 0,5(145 + 80) = 112,5 \text{ (}^\circ\text{C)}$$

- густина  $\rho_2=0,945$  кг/м<sup>3</sup>;
- коефіцієнт теплопровідності  $\lambda_2=0,0315$  Вт/м·К;
- кінематична в'язкість  $\nu_2=21,55 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с;
- теплоємність  $C_{p2}=1,070$  кДж/(кг·К);

- критерій Прандтля  $Pr_2=0,69$ .

З рівняння теплового балансу знаходимо температуру “холодного” теплоносія на виході

$$Q=G_1 \cdot C_{p1} \cdot (t_1''-t_1') \Rightarrow t_1''=t_1' + \frac{Q}{G_1 \cdot C_{p1}}, \quad (6.10)$$

$$t_1''=90 + \frac{50 \cdot 10^3}{0,519 \cdot 4,181} = 25 (^\circ\text{C}).$$

Теплофізичні властивості “холодного” теплоносія для середньої температури [78]:

$$\bar{t}_1 = 0,5(t_1' + t_1''), \quad (6.11)$$

$$\bar{t}_1 = 0,5(90 + 70) = 80 (^\circ\text{C}).$$

- густина  $\rho_1 = 970 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ;
- коефіцієнт теплопровідності  $\lambda_1 = 0,675 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$ ;
- кінематична в'язкість  $\nu_1 = 0,36 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$ ;
- теплоємність  $C_{p2} = 4,196 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ ;
- критерій Прандтля  $Pr = 2,20$

### 6.5 Конструктивний розрахунок

Площа живого перерізу одного міжреберного каналу в поперечному ряді пучка

$$f_{2i} = (s_1 - d_n) \cdot s_p - (D - d_n) \cdot \delta_p, \quad (6.12)$$

$$f_{2i} = (55 - 24) \cdot 5 - (55 - 24) \cdot 0,3 = 145,7 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Число ребер на 1м довжини труби

$$n = 1000/s_p, \quad (6.13)$$

$$n = 1000/5 = 200.$$

$$F_p = 2 \cdot \pi \cdot n (D^2 - d_3^2) / 4, \quad (6.14)$$

$$F_p = 2 \cdot 3,14 \cdot 200 \cdot (0,055^2 - 0,024^2) / 4 = 0,769 \text{ (м}^2\text{/м)}.$$

Площа поверхні 1 м довжини труби вільної від ребер

$$F_n = \pi \cdot d_3 - n \cdot \pi \cdot d_3 \cdot \delta_p, \quad (6.15)$$

$$F_n = 3,14 \cdot 0,024 - 200 \cdot 3,14 \cdot 0,024 \cdot 0,0003 = 0,071 \text{ (м}^2\text{/м)}.$$

Повна зовнішня оребрена поверхня

$$F_{p.c} = F_p + F_n, \quad (6.16)$$

$$F_{p.c} = 0,769 + 0,071 = 0,84 \text{ (м}^2\text{/м)}.$$

Внутрішня площа труби

$$F_c = \pi \cdot d_b, \quad (6.17)$$

$$F_c = 3,14 \cdot 0,022 = 0,0691 \text{ (м}^2\text{/м)}.$$

Коефіцієнт збільшення поверхні

$$\gamma = \frac{F_{p.c}}{F_c}, \quad (6.18)$$

$$\gamma = \frac{0,84}{0,0691} = 12,16.$$

Отже, приймаємо швидкість води в трубах  $w_1 = 0,5$  м/с; швидкість газів  $w_2 = 12$  м/с; кількість труб в поперечному ряді  $z_1 = 3$ ; коефіцієнт теплових втрат  $\eta = 0,97$ .

Площа живого перерізу пучка оребрених труб для проходу газів

$$f_2 = \frac{G_2}{\rho_2 \cdot w_2}, \quad (6.19)$$

$$f_2 = \frac{0,79}{0,945 \cdot 12} = 0,069 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Довжина труби

$$L = f_2 \cdot s_p / (f_{2i} \cdot z_1), \quad (6.20)$$

$$L = 0,069 \cdot 0,005 / (145,7 \cdot 10^{-6} \cdot 3) = 0,78 \text{ (м)}.$$

Приймаємо довжину труби  $L^* = 1 \text{ м}$ .

Уточнюємо швидкість подачі газів

$$w_2 = w_2 \cdot L / L^*, \quad (6.21)$$

$$w_2 = 12 \cdot 0,78 / 1 = 9,36 \text{ (м/с)}.$$

Площа живого перерізу для проходу води

$$f_1 = G_1 / (\rho_1 \cdot w_1), \quad (6.22)$$

$$f_1 = 0,519 / (970 \cdot 0,5) = 0,00107 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Кількість труб в одному ході

$$n_1 = 4 \cdot f_1 / \pi \cdot d_B^2, \quad (6.23)$$

$$n_1 = 4 \cdot 0,00107 / 3,14 \cdot 0,022^2 = 2,8 \text{ (шт)}.$$

Приймаємо  $n_1^* = 3$ .

Уточнюємо швидкість води в трубах

$$w_1^* = (w_1 \cdot n_1) / n_1^*, \quad (6.24)$$

$$w_1^* = (0,5 \cdot 2,8) / 3 = 0,46 \text{ м/с.}$$

Кількість рядів труб в поздовжньому напрямку по ходу газів (визначаємо після визначення площі поверхні теплообміну)

$$F = \frac{Q}{k \cdot \Delta t_{\text{лог}}}, \quad (6.25)$$

$$F_{\text{розр}} = \frac{54,43 \cdot 10^3}{68,06 \cdot 55,9} = 14,5 \text{ (м}^2\text{)}.$$

$$n_2 = \frac{F}{z_1 \cdot L_{\text{тр}} \cdot F_{\text{р.с}}}, \quad (6.26)$$

$$n_2 = 14,5 / (3 \cdot 1 \cdot 0,84) = 6,9.$$

Приймаємо  $n_2^* = 8$

## 6.6 Тепловий розрахунок

Коефіцієнт тепловіддачі від стінки до води [25]

$$\alpha_1 = \frac{\lambda_1}{d_B} \cdot 0,023 \cdot \left( \frac{w_1 \cdot d_B}{\nu_1} \right)^{0,8} \cdot \text{Pr}^{0,4}, \quad (6.27)$$

$$\alpha_1 = \frac{0,675}{0,022} \cdot 0,023 \cdot \left( \frac{0,5 \cdot 0,022}{0,36 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,8} \cdot 8^{0,4} = 6279,38 \left( \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \right).$$

Коефіцієнт тепловіддачі від газів до зовнішньої стінки труби вільної від ребер [25]



$$\alpha_2 = \frac{\lambda_2}{s_p} \cdot 0,104 \cdot \left( \frac{w_2 \cdot s_p}{v_2} \right)^{0,72} \cdot \left( \frac{d_3}{s_p} \right)^{-0,54} \cdot \left( \frac{h_p}{s_p} \right)^{-0,14}, \quad (6.28)$$

$$\begin{aligned} \alpha_2 &= \frac{0,0315}{0,005} \cdot 0,104 \cdot \left( \frac{9,36 \cdot 0,005}{21,55 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,72} \cdot \left( \frac{0,024}{0,005} \right)^{-0,54} \cdot \left( \frac{15,5}{0,005} \right)^{-0,14} = \\ &= 70,2 \left( \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \right). \end{aligned}$$

Параметри

$$m = \left( \frac{2 \cdot \alpha_2}{\lambda_p \cdot \delta_p} \right)^{0,5} = \left( \frac{2 \cdot 70,2}{105 \cdot 0,0003} \right)^{0,5} = 38,23 \left( \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \right), \quad (6.29)$$

$$m \cdot r = 38,23 \cdot 0,024 / 2 = 0,46$$

$$m \cdot (R - r) = 38,23 \cdot \left( \frac{0,055}{2} - \frac{0,024}{2} \right) = 0,59.$$

По цим значенням знаходимо, що  $\varphi = 1,1$ .

Поправочний коефіцієнт

$$\theta_0 / \theta_1 = 4 \cdot \varphi \cdot d_3 / \left( m \cdot (D^2 - d_3^2) \right), \quad (6.30)$$

$$\theta_0 / \theta_1 = 4 \cdot 1,1 \cdot 0,024 / \left( 38,23 \cdot (0,055^2 - 0,024^2) \right) = 1,128.$$

Приведений коефіцієнт тепловіддачі

$$\alpha_{2p} = \alpha_2 \cdot \left( \frac{F_p}{F_{p.c}} \cdot \frac{\theta_0}{\theta_1} + \frac{F_n}{F_{p.c}} \right), \quad (6.31)$$

$$\alpha_{2p} = 70,2 \cdot \left( \frac{0,769}{0,84} \cdot 1,128 + \frac{0,071}{0,84} \right) = 78,4 \left( \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \right).$$

Коефіцієнт теплопередачі ребристої стінки [4]

$$k_{p.c} = \left( \frac{1}{\alpha_1 + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}}} \cdot \gamma + \frac{1}{\alpha_2} \right)^{-1}, \quad (6.32)$$

$$k_{p.c} = \left( \frac{1}{6279,38 + \frac{0,001}{105}} \cdot 12,16 + \frac{1}{78,4} \right)^{-1} = 68 \left( \frac{Вт}{(м^2 \cdot К)} \right).$$

Середньологармічний напір

$$\Delta t_{лог} = \frac{(t'_2 - t''_1) - (t''_2 - t'_1)}{\ln \left( \frac{t'_2 - t''_1}{t''_2 - t'_1} \right)}, \quad (6.33)$$

$$\Delta t_{лог} = \frac{(145 - 70) - (80 - 90)}{\ln \left( \frac{145 - 70}{80 - 90} \right)} = 55 (°C).$$

Поверхня теплообміну розрахункова

$$F_{розр} = \frac{Q}{k_{p.c} \cdot \Delta t_{лог}}, \quad (6.34)$$

$$F_{розр} = \frac{54,43 \cdot 10^3}{68 \cdot 55} = 14,5 (м^2).$$

Поверхня теплообміну

$$F = F_{p.c} \cdot L \cdot z \cdot n_2, \quad (6.35)$$

$$F=0,84 \cdot 0,78 \cdot 3 \cdot 8 = 15 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Запас площі поверхні в порівнянні з розрахунковим значенням

$$\Delta F = (F - F_{\text{розр}} / F_{\text{розр}}) \cdot 100, \quad (6.36)$$

$$\Delta F = (15 - 14,5 / 14,5) \cdot 100 = 3,4 (\%).$$

### 6.7 Гідравлічний розрахунок

Коефіцієнт Рейнольдса для течії в трубах

$$Re_1 = \frac{w_1 \cdot d_{\text{вн}}}{\nu_1}, \quad (6.37)$$

$$Re_1 = \frac{0,46 \cdot 0,022}{0,36 \cdot 10^{-6}} = 28111.$$

Коефіцієнт гідравлічного тертя для течії води в трубах

$$\xi = 0,11 \cdot (\Delta / d_{\text{в}} + 68 / Re)^{0,25}, \quad (6.38)$$

де  $\Delta$  – шорсткуватість труби (для сталі  $\Delta = 0,0003$  м)

$$\xi = 0,11 \cdot (0,0003 / 0,022 + 68 / 28111)^{0,25} = 0,03915.$$

Втрати напору по довжині труб

$$\Delta P_L = \xi \cdot F / F_{\text{р.с}} / d_{\text{в}} \cdot (\rho_1 \cdot w_1^2) / 2, \quad (6.39)$$

$$\Delta P_L = 0,03915 \cdot 15 / 0,84 \cdot (970 \cdot 0,5^2) / 2 = 84,7 \text{ (Па)}.$$

Таблиця 6.3 - Коефіцієнти місцевих опорів

Вхідна і вихідна камери	$\xi_k = 1,5$
Вхід в трубний простір і вихід з нього	$\xi_b = 1$
Поворот на $180^\circ$ в міжтрубному просторі	$\xi_{\pi} = 1,5$
Засувки	$\xi_3 = 0,125$

Втрати напору в місцевих опорах

$$\Delta P_m = (z_k \cdot \xi_k + z_b \cdot \xi_b + z_{\pi} \cdot \xi_{\pi} + z_3 \cdot \xi_3) \cdot (\rho_1 \cdot w_1^2) / 2, \quad (6.40)$$

$$\Delta P_m = (2 \cdot 1,5 + 2 \cdot 1 + 2 \cdot 1,5 + 2 \cdot 0,125) \cdot (970 \cdot 0,5^2) / 2 = 1000 \text{ (Па)}.$$

Втрати на прискорення внаслідок зміни густини під час нагрівання

$$\Delta P_{\text{пр}} = (\rho_1 - \rho_2) \cdot w^2, \quad (6.41)$$

де  $\rho_1$  і  $\rho_2$  – густина води при  $t'_1$  і  $t''_1$  відповідно (з додатка [5] визначаємо

$$\rho_1 = 999 \text{ кг/м}^3, \rho_2 = 970 \text{ кг/м}^3).$$

$$\Delta P_{\text{пр}} = (998 - 970) \cdot 0,5^2 = 7,2 \text{ (Па)}.$$

Сумарні гідравлічні втрати

$$\Delta P_c = (\Delta P_L + \Delta P_m + \Delta P_{\text{пр}}) \cdot 10^{-3}, \quad (6.42)$$

$$\Delta P_c = (84,7 + 1000 + 7,2) \cdot 10^{-3} = 1,09 \text{ (кПа)}.$$

6.8 Висновки до розділу:

Утилізація тепла є одним із прийомів з енергозбереження, що сприяє оптимізації енерговитрат і значного підвищення енергоефективності в сфері житлово-комунального господарства. Завдяки утилізатора тепла димових газів стало можливим використання теплової енергії, яка зазвичай випаровується в атмосферу разом з димовими газами. Застосування подібних утилізаторів дозволяє знизити загальні витрати на отримання теплової або

електричної енергії, а також підвищити коефіцієнт використання первинного палива. Їх використання доцільне і ефективно на будь-якому джерелі теплової та електричної енергії.

Було розраховано оребрений утилізатор теплоти відхідних газів його потужність, що дорівнює 54,43 кВт; теоретичний об'єм повітря складає 9,43 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>; теплота згорання палива 14,8 кДж/кг; поверхня теплообміну складає 23,58 м<sup>2</sup>; запас площі поверхні з розрахунковим значенням 2,25%.

## 7 ТЕХНОЛОГІЯ МОНТАЖУ СИСТЕМИ УТИЛІЗАЦІЇ ТЕПЛОТИ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ

### 7.1 Загальні вимоги

Даний проект системи утилізації теплоти відхідних газів, розроблений з врахуванням забезпечення обслуговуючого персоналу нормативними умовами з охорони праці згідно вимог НГ1АОП 0.00-1.26-96 «Правила будови і безпечної експлуатації парових котлів з тиском пари не більше 0,07МПа (0,7кгс/см<sup>2</sup>), водогрійних котлів і водопідігрівачів з температурою нагріву води не вище 115 °С» та «Гранична норма підймання і переміщення важких речей жінками» (7кг). Гранична норма переміщення вантажів чоловіками складає 20кг (п. 3.3.2. п. 3.33 ГОСТ 12.3.020 - 80 «Процеси переміщення вантажів на підприємствах. Загальні вимоги безпеки»).

Для безпечної експлуатації котлів робочим проектом передбачено:

- злив води з систем тепlopостачання на період аварійних або ремонтних робіт, з опалювального пункту передбачено вручну за допомогою ручного насосу БКФ-2;
- ізольоване обладнання і трубопроводи, які мають високу температуру;
- наявність розпізнавального фарбування трубопроводів у відповідності з вимогами ГОСТ 14202-69.

З метою дотримання вимог охорони праці та промислової безпеки, монтаж зовнішніх і внутрішніх систем і обладнання потрібно виконувати у відповідності з вимогами діючих нормативно-правових актів з охорони праці та інструкцій заводів-виготовлювачів обладнання та промислової безпеки.

Перелік робіт, для яких необхідно складання актів огляду прихованих робіт:

- підготовка поверхні труб і зварних з'єднань під антикорозійне покриття;
- випробування на міцність та щільність, очищення, продування трубопроводів;
- наявність протикорозійного захисту труб до виконання теплової ізоляції трубопроводів.

### 7.2 Розрахунок та комплектування основних і допоміжних матеріалів та виробів, складання відомостей

Розрахунок та комплектування основних та допоміжних матеріалів та виробів наведенні у таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Відомість витрат матеріалів

№ п.п	Найменування матеріалу	Одиниці вимірювання	Кількість	Маса одиниці, кг	Маса, кг
1	2	3	4	5	6
Потреба в основних матеріалах					
1	Труби сталеві водогазопровідні ГОСТ 3262-75, Ду 32.	м	6,93	3,09	21,4
2	Газохід прямокутного перерізу, профіль 450мм	м	1,01	8,24	9,06
3	Кран кульовий Ду 32, 12Х18Н10Т, різьбове з'єднання	шт	2	5,51	11,02
4	Теплоізоляція трубопроводів К-FLEX 62x057-2 ST, діаметром 45 мм, товщиною 60 мм	м.пог	6,93	0,3	2,08
5	Насос циркуляційний GPD15-12A-195	шт	2	7	14
6	Зворотний клапан кульовий муфтовий чавунний, Ду 32 / куля-сталь + NBR / PN16, Ду32, Ру1 МПа	шт	2	6,2	12,4
7	Теплообмінник-утилізатор, 55 кВт, 14,5 м <sup>2</sup>	шт	1	440	440
8	Улаштування бетонних фундаментів під обладнання	м <sup>3</sup>	1,2	500	600
					1103
Потреба у допоміжних матеріалах [7-11]					
Монтаж трубопроводів [7]					
	Електроди, діаметр 4 мм, марка Э55	т	0,000097		0,097
	Оліфа натуральна	кг	0,004		0,004
	Очіс льняний	т	4,2·10 <sup>-6</sup>		0,042

Білила густотерте цинкові МА-011-1	т	$8,3 \cdot 10^{-6}$		0,083
------------------------------------	---	---------------------	--	-------

Продовження таблиці 7.1 – Відомість витрат матеріалів

Ізоляційні роботи (група 1) [9]				
Гвинти самонарізаючі оцинковані	т	0,00014		0,14
Листи оцинковані 0,8 мм для теплоізоляції	кг	0,93		0,93
Лист алюмінієвий, марка АД1Н, товщина 1 мм	кг	0,4		0,4
Монтаж насосів (група 218) [10]				
Електроди, діаметр 4 мм, марка Э55	т	0,0035		3,5
Поковки з квадратних заготовок, маса 1,8 кг	т	0,0152		15,2
Круги армовані абразивні відрізні, діаметр 180x3 мм	шт	1,738	0,274	0,476
Круги армовані абразивні зачисні, діаметр 180x6 мм	шт	0,5161	0,374	0,193
Монтаж теплообмінника (група 81) [11]				
Азбестовий картон загального призначення, товщиною 2 мм	т	0,004		4
Електроди, діаметр 5 мм, марка Е42А	т	0,0063		6,3
Оліфа натуральна	кг	0,02		0,02
Прокладка гумова	кг	0,36		0,36
Болти з гайками та шайбами, діаметр 16 мм	т	0,00254		2,54
Болти з гайками та шайбами, діаметр 22 мм	т	0,0052		5,2
Пароніт	т	0,00041		0,41
Сурик свинцевий	т	0,00008		0,08
Сума				35,98

Маса всіх вантажів визначається як сума мас основного та допоміжного обладнання, всіх інструментів та приладів.

Загальна маса становить:

$$\Sigma_{\text{заг.}} = \Sigma_{\text{осн.обл.}} + \Sigma_{\text{доп.обл.}} = 1103 + 35,98 = 1139 \text{ (кг)}.$$



7.3 Визначення складу і об'єму робіт. Вибір типів механізмів, машин, конструкцій і пристосувань та визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

#### 7.3.1 Визначення складу і об'ємів робіт

Склад робіт:

1. Доставка деталей до місця монтажу.
2. Розмітка місць прокладання трубопроводу.
3. Монтаж утилізатора відхідних газів.
4. Прокладання трубопроводів Ду 32 мм.
5. Встановлення запірно-регулюючої арматури.
6. Монтаж циркуляційного насосу.
7. Випробування трубопроводів.
8. Ізоляція трубопроводів.

Об'єми робіт

1. Доставка до місця монтажу деталей. Одиниці вимірювання в тонах. Вага усіх деталей 1139 кг. Приймаємо об'єм  $V=1,139$  т.
2. Розмітка місць прокладання трубопроводу. Одиниці вимірювання 100 м. Довжина всієї мережі трубопроводу складає  $L=6,93$  м. Приймаємо  $V=0,069$ .
3. Монтаж оребреного утилізатора відхідних газів. Одиниці вимірювання в шт. Отже, приймаємо  $V=1$  шт.
4. Прокладання трубопроводів прямошовних водопровідних Ду 32 мм. Одиниці вимірювання в 100м. Довжина труб складає 6,93 м, вага труб 21,4 кг, отже, приймаємо  $V=0,0693$  м.
5. Встановлення запірно-регулюючої арматури. Одиниці вимірювання 10 шт. Кількість 4 шт. Отже, об'єм становить  $V=0,4$ .
6. Монтаж підживлювального насосу GPD15-12A-195. Одиниці вимірювання в штуках. Отже, приймаємо  $V=2$  шт.
7. Випробування трубопроводів. Одиниці вимірювання 100 м. Об'єм приймається як загальна довжина зворотних та подавальних трубопроводів і становить  $V=0,0693$ .
8. Ізоляція трубопроводів. Одиниця виміру 100 м. Загальна довжина трубопроводів, які ізолюють 6,93 м.  $V=0,0693$ .

#### 7.4 Підбір машин, механізмів, пристосувань

Деталі, труби, обладнання та конструкції для систем теплофікації завозяться вантажним автомобілем Mercedes-Benz AXOR 1829. Оскільки загальна вага усіх деталей становитиме 1,139 т, отже деталі та обладнання до

місця монтажу доставка проводитиметься за один раз. Технічні характеристики вантажного автомобіля наведені в таблиці 7.2

Таблиця 7.2 – Технічні характеристики Mercedes-Benz AXOR1829 [12]

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Довжина платформи	м	8,45
Вантажопідйомність	кг	9800
Габарити: Довжина Ширина Висота	м	8,45 2,45 2,3
Маса	кг	19000

Для даного обладнання будемо використовувати автокран КАМАЗ КС-5572 технічна характеристика якого наведена в таблиці 7.3.

Таблиця 7.3– Технічна характеристика автокрана КАМАЗ КС-5572

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Вантажопідйомність	т	32
Виліт стріли	м	27
Колія коліс: передніх задніх	м	2,5 1,95
Маса	т	20
Потужність	к.с.	298

Для зварювання швів трубопроводу використовується електродугове зварювання постійним струмом. Використовуємо апарат MMA 307 PROFI, характеристики якого наведено в таблиці 7.4

Таблиця 7.4 – Характеристики зварювального апарату MMA 307 PROFI [14]

Величина	Одиниця виміру	Значення
Напруга	В	160-230
Діаметр електрода	мм	1,6-5,0
Потужність	кВт	4,3
Напруга холостого ходу	В	65
Маса	кг	3,8

Для монтажу кріплень трубопроводів та кронштейнів використовують перфоратор BOSH-GBH 2-18 RE з технічними характеристиками [63-65]:

- енергія удару – 0 v 1.7 Дж;
- число ударів при номінал. числі обертів – 0 v 3,960 1/хв ;
- потужність – 550 Вт;
- вага – 3,9 кг.

Трубні заготовки комплектуються по гілкам. Труби подавальних та зворотних магістралей, які мають відповідне маркування, що не допускає помилок на ділянках.

В зв'язку з тим, що ми отримуємо фасонні частини трубопроводів в готовому вигляді, то ми маємо потребу тільки в монтажних інструментах та шліфувальних кругів для болгарки.

Таблиця 7.5 – Набір інструментів та пристосувань для монтажників системи трубопроводів

Найменування	ГОСТ, марка	Кількість, шт.	Загальна маса, кг
1	2	3	4
Ключ гайковий двохсторонній М17х19мм, М19х22 мм	ГОСТ2839-80	6	0,9
Плоскогубці комбіновані	ГОСТ 5547-75	6	1,6
Викрутки	ГОСТ 5423 - 79	6	0,31
Зубило слюсарне довжиною 200 мм	ГОСТ 7211-72	6	2,1

Молоток слюсарний	ГОСТ 2310-77	6	1,8
Стрічка вимірювальна, 20 м	ГОСТ 7502 - 61	6	0,12
Молоток гумовий		6	1,9
Рівень металевий	ГОСТ 7948-80	2	0,22
Висок	ГОСТ 7948-80	2	0,2
Ящик переносний для інструменту		12	3,2
Круги армовані абразивні зачисні, діаметр 180х6 мм		1,66	0,62
Всього:			12,37

Загальна маса всіх інструментів і пристосувань складає:

$$\Sigma_{\text{інст.}}=5,8+3,9+12,37+6,05=28,12 \text{ (кг).}$$

### 7.5 Витрата паливних та енергетичних ресурсів

Витрата пального для доставки матеріалів та виробів на котельню:

- відстань 80 (км);
- кількість ходок  $n=1$ ;
- витрата пального  $Q=26$  (л/100км).

Необхідна кількість пального для доставки труб визначається за формулою

$$Q_{\text{п}}=Q \cdot 2 \cdot n \cdot l=0,26 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 80=41,6 \text{ л.} \quad (7.1)$$

Труби, деталі та конструкції завозяться вантажним автомобілем Mercedes-Benz AXOR1829. Технічні характеристики автомашини наведені в табл. 7.2.

Витрата маш-год на роботу автокрана;

1. Монтаж орбреного утилізатора – 2,48.
2. Прокладання трубопроводів Ду 32 мм – 0,18.
3. Встановлення запірно-регулюючої арматури – 0,12.
4. Монтаж циркуляційног насосу – 0,12.

Загальна тривалість роботи автокрана 2,9 маш-год.

Витрата палива

$$Q = N \cdot q / (1000 \cdot R \cdot k_1) . \quad (7.2)$$

де  $q$  – це питома витрата палива;  
 $N$  – потужність двигуна, к.с. (Вт),  
 $R$  – щільність дизпалива ( $0,85 \text{ кг / дм}^3$ ),  
 $k_1$  – співвідношення часу роботи при частоті обертання, виражене у відсотках.

$$Q = 298 \cdot 265 / (1000 \cdot 0,85 \cdot 2,3) = 40,4 \text{ (л/маш-год)}.$$

Витрата палива буде становити  $2,9 \cdot 40,4 = 117,2$  л.

Витрати енергії на шліфувальну машину, електрозварювання та свердлильні машини.

Витрата маш-год для установок електричного зварювання становить 12,6 маш-год, для шліфувальних машин 2,2 маш-год.

Отже, для виконання всіх зварних з'єднань необхідно затратити  $4,3 \cdot 0,33 \cdot 12,6 = 17,9$  кВт·год електричної енергії. Під час зачистки матеріалів шліфувальна машинка витрачає  $1,25 \cdot 2,2 \cdot 0,65 = 1,8$  кВт·год.

#### 7.6 Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

Трудомісткість монтажних робіт визначається за формулою:

$$Q = \frac{V \cdot N_q}{B}, \quad (7.3)$$

де  $V$  – об'єм робіт,

$N_q$  – норма часу на одиницю виміру, люд/год;

$B$  – кількість годин в зміні, год.

Тривалість монтажних робіт визначається за формулою :

$$T = \frac{Q}{n}, \quad (7.4)$$

де  $Q$  – трудомісткість монтажних робіт, люд/дні

$n$  – кількість робітників, люд.

Результати розрахунку наведені в таблиці 7.6.

Таблиця 7.6 – Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

Найменування робіт	Од. виміру	Об'єм робіт	Норма часу, люд/год	Трудомісткість люд/дні	Виконавці		Тривалість, дні
					кількість	Склад бригади	
1	2	3	4	5	6	7	8
Доставка деталей до місць монтажу та їх складування	т	1,139	1	0,142	6	4 робітників Монтаж водія	0,024
Розмітка місць прокладання трубопроводу	100 м	0,0693	1,3	0,011	4	Слюсар 4 розряду	0,003
Монтаж теплообмінника-утилізатора [11]	шт	1	43,76	5,47	6	Слюсар 4,2 розряду	0,91
Прокладання [7] трубопроводів діаметром 32 мм.	100	0,0693	48,71	0,42	4	Слюсар 4 розряду газозварник 5, 6 розряду	0,105
Встановлення запірно-регулюючої арматури Ду32 [7]	10 шт	0,4	48	2,4	4	Слюсар-сантехнік 3,8 розряду	0,6
Монтаж циркуляційног	шт	2	37,8	9,45	5	Слюсар 4	1,89

о насоса [10]						розряду	
---------------	--	--	--	--	--	---------	--

Продовження таблиці 7.6 – Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

1	2	3	4	5	6	7	8
Перше робоче випробування окремих частин	100м	0,0693	5,4	0,047	6	Слюсар-сантехнік 5 розряду	0,008
Ізоляція [9] трубопроводів циліндрами з мінвати, $\phi$ 45 мм, товщ.60 мм	10м	0,693	11,36	0,98	6	Слюсар 4,2 розряду	0,16
Робоча перевірка системи в цілому	100м	0,0693	2,9	0,025	4	Слюсар-сантехнік 5 розряду	0,0063
Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію.	100м	0,0693	2,4	0,0208	4	Слюсар-сантехнік 5 розряду	0,0052

### 7.7 Гідравлічні випробування

Після виконання робіт проводиться випробування системи на герметичність при тиску, що більший за робочий в 1,5 рази, але не менше 6 бар, при постійній температурі води.

Перед випробуванням необхідно зняти запобіжну арматуру (клапана, редуктори), налаштування функції яких менше 6 бар. Замість знятої арматури встановлюються заглушки або трубні вставки ("котушки").

Підключаємо до системи манометр з точністю вимірювання не більше 0,1 бар. Поступово заповнюємо систему водою, при відкритих повітроспускних пристроях щоб уникнути утворення повітряних пробок.

Проводяться гідравлічні випробування за постійної температури в два етапи: Перший етап – протягом 30 хв двічі піднімати тиск до розрахункової величини через кожні 10 хв.

У наступні 30 хв падіння тиску в системі не повинно перевищувати 0,6 бар; Другий етап – в наступні 2 год падіння тиску (від тиску, досягнутого на першому етапі) не повинно бути більше, ніж на 0,2 бар.

Гідравлічне випробування системи підлогового опалення необхідно проводити до заливки трубопроводів бетоном (розчином).

Якщо в ході випробування виявлена течя в обтискному з'єднанні, допускається підтягування накидної гайки не більше, ніж на 0,5 обороту. Якщо і в цьому випадку текти не припиниться, необхідно виконати нове з'єднання, обрізавши кінець труби [16].

### 7.8 Теплові випробування

Теплове випробування оребреного утилізатора при позитивній температурі зовнішнього повітря повинно проводитися при температурі води в подавальних магістралях системах не менше 60 ° С. При цьому всі опалювальні прилади повинні прогріватися рівномірно.

Теплове випробування оребреного утилізатора при негативній температурі зовнішнього повітря має проводитися при температурі теплоносія в подаючому трубопроводі, що вдорівнює температурі зовнішнього повітря під час опалювального випробування при температурному графіку, але не менше 50 °С, і величиною циркуляційного тиску в системі згідно з документацією.

Теплове випробування оребреного утилізатора слід робити протягом 7 год, при цьому перевіряється рівномірність прогріву опалювальних приладів (на дотик).

### 7.9 Організація робочих місць та побутових приміщень

До початку монтажних робіт встановлюється готовність будівлі до монтажу трубопроводів, обладнання та приладів.

Приймання об'єкту під монтаж відбувається актом встановленої форми, який підписує генпідрядник, який виконує будівельні роботи (майстер або виконроб).

Перед початком монтажних робіт на об'єкті, виконати наступні роботи, які фіксуються актом:

– пробити отвори в стінах і в перекриттях підготувати канали і



борозди для прокладки трубопроводів;

- оштукатурити інші ділянки стін в місцях окладки трубопроводів;
- підготувати монтажні пройми для переміщення габаритного обладнання, що підлягає монтажу;
- нанести на стінах фарбою відмітки чистої підлоги;
- підвести електросилові лінії для підключення інструментів і механізмів;
- забезпечити освітленість роботи місць доступ до них робітників і можливість доставки матеріалів і виробів монтажного обладнання;
- виділити місце для складування матеріалів і обладнання.

#### 7.10 Висновки до розділу:

Так, загальна маса всіх вантажів становить  $\Sigma M_{\text{заг}} = 1,139$  (т), загальна маса теплообмінників і насосів, що буде встановлюватися на котельні, становить відповідно 1103 і 36 кг. Після проведення необхідних розрахунків розроблені план для виконання монтажних робіт. Загальна тривалість монтажних робіт 3,71 діб. Загальна трудомісткість монтажних робіт становить 18,97 люд·діб.

## 8 АВТОМАТИЗАЦІЯ ВОДОГРІЙНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

### 8.1 Опис технологічного процесу.

Як правило водогрійні котельні, є опалювальними і проектується виходячи з кількості теплоти, що відпускається на вентиляцію, опалення та гаряче водопостачання з використанням як теплоносія гарячої води. Здійснюється нагрівання мережної води безпосередньо у водогрійних котлах.

У нашому випадку розглядається схема водогрійної опалювальної котельні при закритій системі теплопостачання. Дана котельня призначена для теплопостачання системи опалення університету. На котельні встановлені водогрійний котел Gefest-profі-U, який працює на відходах деревини (щепі). Котельня окремо розташована і є віддаленою на нормативну відстань від інших будівельних споруд [25].

Котельня забезпечує відпуск води з температурою 90°C для потреб системи опалення ( $Q_{оп}=750$  кВт) та з температурою 70°C для гарячого водопостачання ( $Q_{гвп}= 50$  кВт). Нагріта мережна вода прямує по трубопроводу мережної води та подається споживачу.

Для видалення повітря із системи на трубопроводі знаходяться повітровипускні вентиля. На виході із котла встановлений запобіжний клапан. Запобіжного клапана від напірного трубопроводу виведений окремою лінією.

Гаряче водопостачання здійснюється за закритою системою постачання води. Вода на гаряче водопостачання нагрівається від мережної води в пластинчастому теплообміннику.

Для зливу води із котлів передбачений дренажний трубопровід. Для запобігання протитоку теплоносія на лінії рециркуляції, підживлювальному трубопроводі і після мережних насосів передбачено встановлення зворотних клапанів.

### 8.2 Характеристика технологічного обладнання.

Спостереження за якими необхідне при експлуатації котельні, передбачають показуючі прилади; для контролю параметрів, зміна яких може призвести до аварійного стану обладнання [25].

Передбачається виконання автоматизації таких елементів котельні, як теплообмінник та сталевий твердопаливний котел. Номінальна теплова потужність котла складатиме 800 кВт; Теплообмінник гарячого водопостачання потужністю 50 кВт; температура води на вході в теплообмінник 5°C; температура води на виході з теплообмінника 55°C; Подача палива (щепи) виконується за допомогою шнека, який обертаючись навколо своєї осі подає щепу в камеру горіння. максимальна температура мережної води в подавальному трубопроводі складає 90°C; мінімальна температура мережної води в зворотному трубопроводі не менше 70°C; температура відхідних газів не менше 145°C; Обертання шнека здійснюється від електричного двигуна, який живиться від мережі 220 В. Між шнеком та електродвигуном знаходиться редуктор для перетворення кількості обертів за хвилину на валу двигуна в необхідну кількість обертів шнека. При цьому регулюванні має виконуватися правильна подачі палива з температурою навколишнього середовища. Так як при різній температурі навколишнього середовища питомий тепловий потік буде різним, що допоможе отримати економічний ефект.

Значення, що потребують автоматичного регулювання є тиск та температура води на вході в котел та виході з нього, витрата води через котел в теплообміннику для гарячого водопостачання температура води на виході з нього. Потрібно забезпечити надійну роботу насосів мережної води та насосу рециркуляції. Температура навколишнього середовища, витрата палива.

У проектах котелень необхідно передбачити захист обладнання (автоматику безпеки), контроль, сигналізацію, автоматичне регулювання, і керування технологічними процесами котелень [1].

У будівлях і спорудах котелень допускається передбачати центральні, групові або місцеві щити керування. Щити керування забороняється розміщувати під приміщеннями з мокрими технологічними процесами, під санітарними вузлами, душовими, вентиляційними камерами з підігріванням

повітря гарячою водою, а також під трубопроводами агресивних речовин (кислот, лугів тощо) [26].

8.3 Система автоматичного регулювання (САР) температури води на вході в котел.

З датчика температури води (поз. 1-1), що встановлений на виході з котлоагрегата, сигнал надходить на контролери (поз. 1-2), який порівнює значення температур, що надійшло, із заданим, після чого надсилає сигнал на виконавчий механізм (поз. 1-3), що приводить в дію регулюючий орган у вигляді триходового клапану (поз. 1-4). Перерозподіл потоків працює для забезпечення температури на вході в котел.

Теплообмінна частина котла спроектована таким чином, що нагрів води у будь-якому випадку буде здійснюватися до заданого значення або нижче. За умови, коли дана температура води на виході з котла нижче встановленого значення з датчика температури (поз. 1-1) йде посилення на контролер (поз. 1-2), який в свою чергу надсилає сигнал на регулюючий орган (поз. 1-3), що приводить в дію клапан надсилаючи певну кількість гарячої води в зворотну лінію мережної води котла і догріваючи воду до заданої температури 70 °С, щоб уникнути конденсації зворотного трубопроводу мережної води. Схема автоматичного регулювання температури води на вході в котел зображена на рис. 8.1.

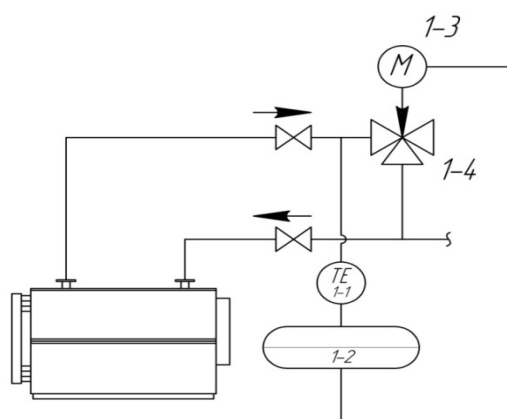


Рис. 8.1 – Система автоматичного регулювання (САР) температури води на вході в котел

1-1 – датчик температури MBU 153 з діапазоном сприймання  $-40\dots 200^{\circ}\text{C}$ ;  
 1-2 – контролер SIEMENS Simatic ET200 CPU 1214; 1-3 – виконавчий механізм; 1-4 – регулюючий орган.

Температура теплоносія повинна зберігатися у заданому діапазоні, так як це безпечно впливає на режим даної роботи, і не буде проблеми утворення конденсату на зворотному трубопроводі.

У циркуляційних трубопроводах перед мережними насосами потрібно передбачити автоматичне підтримування тиску [1].

#### 8.4 САР температури води для гарячого водопостачання.

З датчика температури холодної води (поз. 2-1) сигнал прямує на контролер (поз. 2-2), який обробляє сигнал, порівнюючи його зі значенням заданої температури і генеруючи відхідні сигнали, що спрямовуються на виконавчі механізми (поз. 2-3), який згодом приводить в дію регулюючий орган (поз. 2-4). У випадку коли температура теплоносія на ГВП в підігрівнику, нижче зазначеної, це фіксує датчик температури і передає сигнал на контролер, що керує приводом на триходовому клапані і відкриває подачу води (яка рухається на гаряче водопостачання) в трубопровід з холодною водою, змішуючи її. Схема регулювання температури води на гаряче водопостачання наведена на рис. 8.2.

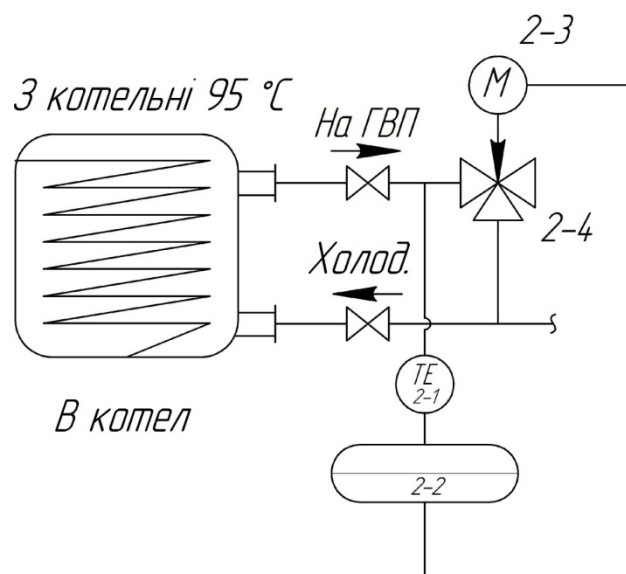


Рис. 8.2 – САР температури води для гарячого водопостачання

2-1 – датчик температури MBT 153 з діапазоном сприймання  $-40 \dots 200^{\circ}\text{C}$ ;  
2-2 – контролер SIEMENS Simatic ET200 CPU 1214; 2-3 – виконавчий механізм; 2-4 – регулюючий орган.

### 8.5 Технологічний контроль фізичних величин

Приміщення котельні потрібно обладнати системою контролю та сигналізації загазованості оксидом вуглецю. Сигналізатори шкідливих речовин повинні спрацьовувати при досягненні об'ємною часткою оксиду вуглецю в повітрі рівня 0,005% [1].

Контролю підлягають усі параметри, що регулюються:

- температура в приміщенні котельні;
- тиск відхідних газів після котла.
- температура в води на виході з теплообмінника ГВП;
- тиск в подавальному трубопроводі;
- витрата палива;
- температура навколишнього середовища;
- температура в подавальному трубопроводі;
- температура в зворотному трубопроводі;
- тиск в зворотному трубопроводі;
- температура в води на вході в теплообмінник ГВП;
- температури відхідних газів після котла;
- температура палива;

Контроль витрати палива та витрати води необхідний для розрахунку техніко-економічних показників.

### 8.6 Підбір регулюючого триходового клапана

Робочий механізм повинен відповідати вимогам, виявленим при аналізі прийнятого закону управління або регулювання системами, а також

вимогам, які визначають сумісну роботу з даними регулюючими органами, тобто повинен задовольняти вимогам основних статичних та динамічних характеристик виконавчого пристрою. Вибір робочого механізму здійснюється на стадії проектування системи регулювання у відповідності з конкретними умовами його роботи. При цьому виконавчий механізм повинен:

- 1) забезпечити лінійну ходову характеристику (статичну), тобто сталість коефіцієнта передачі по потужності у всьому діапазоні зміни регульованої величини;
- 2) забезпечити необхідну швидкість регулювання, обумовлену динамікою системи;
- 3) зберігати рівність між переміщеннями вихідного елемента і робочим ходом затвора регулюючого органу. Якщо ця рівність не спрацьовує, необхідно підібрати механічний зв'язок між виконавчим механізмом і регулюючим органом. При цьому коефіцієнт передачі зв'язку повинен бути врахований (як і будь-якої ланки, що входить в систему автоматичного регулювання).

При виборі механізмів, крім вимог, що пропонуються системою регулювання, необхідно враховувати наступне:

- 1) клапани повинні застосовуватися з урахуванням умов, у яких вони будуть працювати і мати відповідне виконання (пило -, бризко -, вибухозахищене);
- 2) бажано, щоб види енергії, що перестановочне зусилля, і енергії командного сигналу від регулюючого блоку системи були ідентичні; в іншому випадку варто передбачити наявність відповідних перетворювачів;
- 3) клапани повинні відповідати вимогам щодо, експлуатаційних, енергетичних і економічних показників, а також вимогам надійності, що пред'являються в залежності від ступеня відповідальності регульованої величини;
- 4) найменш важливим чинником при виборі клапана є його маса і габаритні розміри, проте в деяких випадках ці показники також слід враховувати, якщо цього вимагає специфіка його застосування;

5) у триходових клапанах найголовнішою вимогою безпомилкового функціонування є дотримання мінімальної різниці тисків на штуцерах;

Підберемо триходовий клапан на розділення потоків для контуру автоматичного регулювання температури води на вході в котел.

Вхідні дані для розрахунку клапана М1:

- робоче середовище – вода;
- об'ємна витрата  $V_v = 0.65 \text{ м}^3/\text{год}$ ;
- втрати тиску в системі, що регулюється  $\Delta P_{\text{сист}} = 50 \text{ кПа}$ ;
- температура води за умови нормальної роботи системи:
  - = на вході в теплообмінник  $t_1' = 90 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
  - = на виході з теплообмінника  $t_1'' = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Перепад тисків на клапані обирається таким чином, щоб його авторитет по відношенню до сумарної втрати тиску на системі і клапані склав не менше ніж 0,5 тобто

$$a = \frac{\Delta P_{\text{кл}}}{\Delta P_{\text{кл}} - \Delta P_{\text{сист}}} = 0,5, \quad (8.1)$$

Або ж  $\Delta P_{\text{кл}} \geq \Delta P_{\text{сист}}$ .

При авторитеті  $a = 0,5$  згідно вхідних даних приймається, що  $\Delta P_{\text{кл}} = \Delta P_{\text{сист}} = 50 \text{ кПа}$  (0,5 бар). За номограмою [6] на основі заданої витрати і прийнятого перепаду тисків на клапані може бути вибраний клапан  $K_{\text{зм}} = 0,63$  або  $1 \text{ м}^3/\text{год}$ .

Для першого варіанту тиску в повністю відкритому складають  $101 \text{ кПа}$  і авторитет

$$a = \frac{101}{101 + 50} = 0,66. \quad (8.2)$$

Для другого варіанту втрати тиску в повністю відкритому клапані складають  $42 \text{ кПа}$  і авторитет при цьому рівний

$$a = \frac{42}{42 + 50} = 0,456. \quad (8.3)$$



Оскільки у другому прикладі авторитет клапана складає менше 0,5, то для встановлення приймається клапан по першому прикладу з  $K_{3M}=0,66$  м<sup>3</sup>/год з авторитетом 0,66 Dunfoss VRG3 умовний діаметр якого складатиме 15 мм призначений для роботи в середовищах температура, яких вище 130 °С.

Вхідні дані для розрахунку клапана M2 на розділення потоків:

- температура води за умови нормальної роботи системи:
  - = на вході в теплообмінник  $t_1' = 55$  °С;
  - = на виході з теплообмінника  $t_1'' = 5$  °С.
- об'ємна витрата  $V_B = 0.82$  м<sup>3</sup>/год;
- робоче середовище – вода;
- втрати тиску в системі, що регулюється  $\Delta P_{\text{сист}} = 50$  кПа;

При авторитеті  $a=0,5$  згідно вхідних даних визначається, що  $\Delta P_{\text{кл}} = \Delta P_{\text{сист}} = 50$  кПа (0,5 бар). За номограмою [6] на основі заданої витрати і прийнятого перепаду тисків на клапані може бути вибраний клапан  $K_{3M}=1$  або 1,6 м<sup>3</sup>/год.

Для першого прикладу втрати тиску в повністю відкритому клапані складають 62 кПа і авторитет

$$a = \frac{62}{62 + 50} = 0,553. \quad (8.4)$$

Для другого прикладу втрати тиску в повністю відкритому клапані складають 29 кПа і авторитет при цьому рівний.

$$a = \frac{29}{29 + 50} = 0,36. \quad (8.5)$$

Оскільки у другому варіанті авторитет клапана складає менше 0,5 то для встановлення приймається клапан по першому варіанті з  $K_{3M}=1$  м<sup>3</sup>/год з авторитетом 0,553 Dunfoss VRG3 умовний діаметр якого 15 мм. Клапан призначений для роботи в середовищах з температурою 130 °С.

## 8.7 Висновки до розділу

Розроблено функціональну схему автоматизації водогрійної котельної на твердому паливі, що побудована на базі контролера SIEMENS ET200 CPU 1214. Також було описано установку й основні технічні рішення щодо системи автоматизації гарячого водопостачання

Проведено розрахунки та підбір регулюючого триходового клапана для регулювання води на вході в котел. Для першого варіанту тиску в повністю відкритому складають 101 кПа і авторитет  $a=0,66$ . Для другого варіанту втрати тиску в повністю відкритому клапані складають 42кПа і авторитет при цьому рівний  $a=0,456$ . Оскільки у другому варіанті авторитет клапана складає менше 0,5, то для встановлення приймається клапан по першому варіанту з  $K_{зм}=0,66$  м<sup>3</sup>/год з авторитетом 0,66 Dunfoss VRG3 умовний діаметр якого 15 мм з електричним приводом, що встановлений в контурі автоматичного регулювання температури води на вході в котел, призначений для роботи в середовищах температура, яких вище 130 °С.

## 9 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ РОБОТИ КОТЕЛЬНІ З СИСТЕМОЮ УТИЛІЗАЦІЇ

### 9.1 Визначення капітальних вкладень на влаштування обладнання

Для розрахунку вартості модернізації котельні дотримувалися вимог ДСТУ Б Д 1.1.1 – 2013 „Правила визначення вартості будівництва” і використовували програму “АВК”.

Розділ складається з локального кошторису (таблиця 3.1) і техніко-економічних показників проекту (таблиця 3.2).

Локальний кошторис на влаштування обладнання розрахований в цінах 2019 року на основі (таблиця 3.1):

- ресурсні елементні кошторисні норми України;
  - вказівки для застосування ресурсних елементних кошторисних норм;
  - ресурсні кошторисні норми експлуатації будівельних машин та механізмів;
  - поточні ціни на матеріали та витрати;
  - поточні ціни машино-годин;
  - поточна вартість людино-годин відповідного розряду робіт;
  - поточні ціни на перевезення вантажу для будівництва;
  - правила визначення загальновиборничих і адміністративних витрат.
- Кошторисна вартість дорівнює  $K = 619,146$  тис. грн.  
 Кошторисна заробітна плата ЗП = 21,571 тис. грн.  
 Кошторисна трудомісткість  $T = 1,037$  тис. люд -год  
 Вартість матеріалів, конструкцій, обладнання –  $K_{обл} = 583,822$  тис.

грн.

Техніко-економічні показники проекту

Таблиця 3.2 – Техніко-економічні показники проекту

Вихідні дані	Позначення	Одиниці вимірювання	Формула	Значення
1	2	3	4	5
Капіталовкладення	$K_{тну}$	тис. грн		619,146
Річний відпуск теплоти	$Q_{річ}$	Гдж/рік		6944,68

Витрати на паливо	$C_{\text{п}}$	тис. грн /рік	585,228
-------------------	----------------	---------------	---------

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5
Витрати на електроенергію	$C_{\text{річ}}^e$	тис. грн./рік	$C_{\text{річ}}^e$	18,121
Амортизаційне відрахування	$C_{\text{ам}}$	тис. грн/рік	$C_{\text{ам}} = K_{\text{обл}} \cdot H_{\Delta}$	40,86
Витрати на поточний ремонт	$C_{\text{пр}}$	тис. грн/рік	$C_{\text{пр}} = C_{\text{ам}} \cdot 0,2$	26,68
Річна витрата води	$G_{\text{води}}$	тис. грн /рік		151,918
Витрати на заробітну плату	$C_{\text{зп}}$	тис. грн /рік	$C_{\text{зп}} = O_{\text{р}} \cdot \epsilon_{\text{СВ}} \cdot n \cdot \tau_{\text{р}}$	287,280
Інші витрати	$C_{\text{ін}}$	тис. грн /рік	$C_{\text{ін}} = 0,06 \cdot (C_{\text{ам}} + C_{\text{пр}} + C_{\text{зп}})$	62,553
Експлуатаційні витрати	$C_{\text{річ}}$	тис. грн/рік	$C_{\text{е}}^{\text{м}} = C_{\text{п}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{в}} + C_{\text{з.п}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{пр}} + C_{\text{інші}}$	1105,1
Собівартість відпущеної теплоти	$СВ_{\text{мод}}$	грн/ГДж	$СВ_{\text{мод}} = \frac{C_{\text{е}}^{\text{м}}}{Q_{\text{річне}}}$	159,13
Термін окупності капіталовкладень	$T$	рік	$T = K/E_{\text{ф}}$	1

## 9.2 Висновки до розділу:

Визначено основні техніко-економічні показники. Термін окупності становить 1 рік.

## 10 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У випускній кваліфікаційній роботі здійснена розробка системи утилізації теплоти водогрійної котельні. На сьогодні із зростанням темпів розвитку сучасного виробництва значно зростає роль і значення охорони праці на підприємстві. Для дотримання нормального режиму праці робітників роботодавець зобов'язаний створити безпечні та сприятливі умови роботи, зокрема, такі, щоб забезпечити досягнення високих та ефективних результатів. Про це йдеться, зокрема в Законі України «Про охорону праці». Законодавством України установлені соціальні гарантії у сфері охорони праці найманих працівників, які потрібно виконувати в обов'язковому порядку.

Охорона праці – це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних, лікувально-профілактичних заходів спрямованих на збереження здоров'я і працездатності людини в процесі праці.

Основна мета охорони праці – зведення до мінімуму імовірності травматизму та захворювань працівників. Це здійснюється за рахунок забезпечення нормальних умов праці.

При експлуатації обладнання водогрійної котельні, необхідно використовувати нормативно-технічну документацію. Для постійного обслуговування обладнання водогрійної котельні працівники повинні бути забезпечені усіма необхідними інструментами. Крім того, необхідно створити сприятливі умови праці.

На оператора установки (котла), згідно ГОСТ 12.0.003-74, діють такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

1). фізичні:

- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищена температура повітря робочої зони;
- підвищена температура поверхонь обладнання;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- недостатнє природне освітлення;
- підвищений рівень вібрації;
- знижена вологість повітря;
- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може пройти через тіло людини;
- незахищені рухомі елементи виробничого обладнання .

## 2). хімічні:

- загальнотоксичні речовини, які діють на нервову систему (окис вуглецю);
- подразнюючі речовини, що діють на очі, ніс, тіло людини (окис азоту).

## 3). психофізіологічні:

- фізичні перевантаження (статичні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

## 10.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

### 10.1.1 Електробезпека

Живлення силового обладнання та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220В (фазна напруга (фаза – "0") – 220В, а міжфазна лінійна (фаза – фаза) – 380В).

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю у приміщенні струмопровідної підлоги.

Все обладнання у приміщенні, де знаходяться прилади під тиском, заземлене та занулене. Здійснюється навмисне електричне з'єднання з нульовим проводом металевих не струмоведучих частин, що можуть опинитись під напругою.

В якості захисту від ураження електричним струмом застосовується:

1. ізоляція струмовідних елементів електроустаткування відповідно з вимогами нормативів, опір ізоляції нового устаткування не менше 1 кОм на 1 В напруги; використання засобів орієнтації в електроустаткуванні, що запобігає помилковим діям при обслуговуванні та експлуатації електроустаткування - написи, таблички, попереджувальні знаки, сигналізація, різнокольорова ізоляція провідників окремих елементів електричних схем, використання пониженої напруги 12 В у стаціонарній мережі розеток для переносного електричного освітлення на котельні і 42 В у системі місцевого освітлення; підвод кабелів до електроспоживачів у трубах, розведення до електромережі в приміщеннях у каналах стін, підлоги.

2. захисне занулення - навмисне електричне з'єднання нормально неструмовідних елементів устаткування із заземленим нульовим проводом.

3. використання електрозахисних засобів: ізолювальні кліщі, заземлення, інструменти з ізолювальними ручками, діелектричні рукавиці, підставки для ніг на ізоляторах, покажчики відсутності напруги, плакати безпеки, огороження.

### 10.1.2 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

Котел відноситься до класу посудин, що працюють під надлишковим тиском. Дане обладнання розміщується таким чином, що за ним можна здійснити нагляд та виконати ремонтні роботи. Згідно законодавства України, всі котли підлягають постійному огляду відповідальною за експлуатацію особою. Якщо в приміщенні, де розташований котел буде знайдено порушення в роботі котла або не задовільний стан котлоагрегату, то його використання припиняється, до моменту здійснення ремонту.

Обслуговуванням приміщення, де розташований котел займається оператор котла. Експлуатація, обслуговування та ремонт здійснюється згідно інструкцій, які містять вимоги з промислової безпеки.

Персонал котельні повинен:

1. не залишати без нагляду обладнання, яке працює на газу;
2. не допускати до такого обладнання сторонніх осіб;
3. сповіщати майстру про аварійні ситуації, які виникають при роботі газового обладнання.

В котельні встановлений автоматичний блок керування насосами та компресорами, який використовується тоді, коли виникає загазованість повітря та зниження його температури нижче допустимої.

Для забезпечення безпечних умов праці персоналу здійснюються такі заходи: автоматична зупинка обладнання при виникненні аварійної ситуації; ізоляція трубопроводів та обладнання, що має температуру стінок  $> 45^{\circ}\text{C}$ ; розміщення арматури таким чином, щоб вона була доступна для обслуговування; заземлення та занулення обладнання; герметичність обладнання; раціональне виконання кольорової обробки приміщень; створення температурного та вологого режиму, згідно норм технологічного режиму.



## 10.2 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

### 10.2.1 Мікроклімат

З метою підвищення працездатності та збереження здоров'я важливим є створення працівникові (оператору котельні) стабільних метрологічних умов

- мікроклімат повітряного середовища. Він складається з:
- температури;
- відносної вологості;
- швидкості руху повітря;
- інтенсивності теплового випромінювання.

Робота виконується на постійних робочих місцях, сидячи, тому її можна віднести до категорії робіт легка, 1а.

В залежності від періоду року існують нормовані значення параметрів температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Допустимі норми температури відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничого приміщення приводяться в таблиці 16.1

Таблиця 16.1 – Допустимі норми параметрів повітря

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху повітря, м/с
		Допустима на робочих місцях	Доп. на пост і непост. роб. місцях	Доп. на пост і непост. роб. місцях

Холодний	Легка Іа	21-25	75	не більше 0,1
Теплий	Легка Іа	22-28	55 при 28°C	0,1-0,2

Виміри приладами показників мікроклімату необхідно проводити на початку, в середині та в кінці кожного періоду року не менше 3-х разів за зміну. Температура повітря в робочій зоні, заміряна на різній висоті в приміщенні не повинна виходити протягом зміни за межі оптимальних величин при забезпеченні оптимальних показників мікроклімату, а для допустимих показників мікроклімату перепад температури повітря по висоті в робочій зоні дозволяється до 3°C. Інтенсивність теплового опромінювання на робочих місцях не повинна перевищувати нормованих величин.

#### 10.2.2 Склад повітря робочої зони

Згідно ГОСТ 12.1.005-88, концентрація шкідливих речовин у повітрі робочої зони приміщення котельні не повинно перевищувати гранично допустиму концентрацію (ГДК). Повітря у приміщенні повинно бути чистим.

Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в атмосферному повітрі населених пунктів наведено в таблиці 16.2.

Таблиця 16.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в атмосферному повітрі населених пунктів

Речовина	Гранично допустима концентрація, мг/м <sup>2</sup>		Клас безпеки
	Максимально разова, ГДК <sub>МАХ</sub>	Середньодобова, ГДК <sub>СЕР</sub>	

Двоокис азоту (NO <sub>2</sub> )	0,085	0,04	2
Вуглець (CO)	3,0	1,0	3

Для нормалізації повітря робочої зони котельня містить дві системи вентиляції: приточну та витяжну. Перша призначена для постачання чистого повітря, а друга – видаляє забруднене пилом та іншими речовинами повітря із приміщення котельні. Повітря в котельні повинно бути очищене від пилу, шкідливих домішок, крім того мати необхідну температуру і вологість для створення сприятливого мікроклімату.

### 10.2.3 Освітлення робочої зони

При поганому освітленні зростає потенційна небезпека помилкових дій і нещасних випадків. 5% травм можна пояснити недостатнім освітленням, а у 20% випадків воно сприяло їх появі. Погане освітлення може призвести до професійних захворювань: погіршують загальне самопочуття, зменшують фізичну і розумову працездатність.

Природне освітлення нормується коефіцієнтом природного освітлення – КПО або  $e$ :

$$e = E_{\text{вн}} / E_{\text{зов}} \cdot 100\%, \quad (16.1)$$

де  $E_{\text{вн}}$  – внутрішня природна освітленість у приміщенні в місці, що розглядається, лк;

$E_{\text{зов}}$  – зовнішня природна освітленість дифузним світлом всього небосхилу, виміряна одночасно з  $E_{\text{вн}}$ , лк.

Нормоване значення коефіцієнта природної освітленості визначається за формулою:

$$e_N = e_H \cdot m_N \quad (16.2)$$

де  $e_N$  – значення КПО;

$m_N$  – коефіцієнт теплового клімату;

$N$  – номер групи забезпеченості природним світлом.

$$e_N = 2 \cdot 0,9 = 1,8\%$$

Оператори котельні ведуть постійний нагляд за ходом технологічного процесу, слідкують за показаннями приладів. Характеристика зорової роботи персоналу – середньої точності. Контраст об'єкту розпізнавання з фоном – середній, фон – світлий. Відповідно до ДБН В.2.5-28-2006, розряд зорової роботи VI, підрозряд «г». При штучному загальному освітленні освітленість – 150 лк, при комбінованому освітленні – освітленість – 300 лк.

В котельній застосовується природне бокове освітлення. Штучне освітлення машинного залу загальне і здійснюється за допомогою світлодіодних ламп.

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, люмінесцентні лампи, що обумовлюється наступними перевагами: високою світловою віддачею (до 75 лм/Вт і більше); довгим часом використання (до 10000 годин); малою яскравістю поверхні, що світиться; спектральним складом випромінюючого світла (для деяких видів ламп цей склад є близьким до природного світла, що забезпечує гарну передачу кольорів). Разом з тим необхідно врахувати і недоліки цих ламп: висока пульсація світлого потоку та пов'язана з цим можливість стробоскопічного ефекту; для запалювання та горіння лампи необхідно включення послідовно з ним пускорегулюючих апаратів; працездатність ламп залежить від температури оточуючого середовища, до кінця часу

роботи світловий потік зменшується більш ніж на половину від номінального.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

#### 10.2.4 Виробничий шум

Під поняттям шуму розуміють звук (або сукупність звуків різної інтенсивності та частоти) незалежно від його характеру та походження, який несприятливо впливає на здоров'я і працездатність людини та заважає сприйняттю корисної інформації. Зростання рівнів виробничих шумів, які суттєво перевищують нормативні значення. Шкідливо впливають на людський організм, знижує продуктивність праці та стає фактором ризику і виробничого травматизму. У замкненому просторі ( виробниче приміщення ) звукові хвилі багато разів відбиваються від огорожуючих поверхонь, якими є стіни, стеля, підлога при цьому рівень шуму зростає, оскільки за умов утворення дифузійного звукового поля має місце накладання відбитої звукової хвилі на пряму.

Димососи, вентилятори, насоси, пальники котлів – це основні джерела шуму котельні. Дія шуму на людину шкідлива. Нормування шуму проводиться за граничним спектром шуму і за рівнем звуку. За характером спектру шум – широкосмуговий з безперервним спектром шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням – гідродинамічний. Допустимі рівні звукового тиску представлені в таблиці 16.3.

Таблиця 16.3 – Допустимі рівні звукового тиску

Вид трудової	Рівні звукового тиску
--------------	-----------------------

діяльності, робоче місце	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000

Найбільш раціональними способами є пониження шуму в джерелі, або зміна напрямку його випромінювання. Однак вони потребують конструкторської переробки джерела, яке випромінює шум, або механізми в цілому, що є несприятливими. Але можна рекомендувати застосування менш шумного обладнання. Пониження рівнів шуму, який проникає зовні, може бути отримано збільшенням звукоізоляції огорожуючих конструкцій. Звукопоглинання є найбільш простим і в той же час найбільш достатньо ефективним способом зменшення шуму в виробничих приміщеннях. Звукопоглинаюче облицювання слід розміщувати на стелі та на верхній частині стін.

Найбільше поглинання шуму досягається при облицюванні 60% та більше загальної поверхні приміщення. Ефект пониження шуму збільшується із зниженням висоти приміщення.

#### 10.2.5 Виробничі вібрації

Вібрація – процес розповсюдження механічних коливань різних видів у твердому тілі з частотою від 3 до 100 Гц . Параметри, які нормуються згідно ГОСТ 12.1.012-90 є: середньоквадратичне значення віброшвидкості  $V$  (та їх логарифмічних рівнів  $L_v$ ) або віброприскорення  $A$  (та їх логарифмічні прискорення  $L_a$ ).

У приміщенні котельні розміщуються прилади, що є джерелом вібрації. Дії вібрації на людину класифікуються по способу передачі вібрації на

загальну і локальну (місцеву). В котельні на людину діє загальна і місцева вібрація. Загальна вібрація у котельні по джерелу виникнення відноситься до 3 категорії, тип «а» - технологічна, критерій оцінка – межа зниження продуктивності праці.

Таблиця 16.4 – Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні полоси з середньо геометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Загальна вібрація на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1.3}{108}$	$\frac{0.45}{99}$	$\frac{0.22}{93}$	$\frac{0.2}{92}$	$\frac{0.2}{92}$	$\frac{0.2}{92}$	-	-	-	-
Локальна вібрація	-	-	$\frac{2.8}{115}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$	$\frac{1.4}{109}$

Основними засобами колективного захисту є: зниження вібрації впливає на джерело збудження, динамічне гасіння коливань та заміна конструктивних елементів пристроїв та будівельних конструкцій.

#### 10.2.6 Психофізіологічні фактори

Психофізіологічні фактори вибираються відповідно з Гігієнічною класифікацією праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу, затвердженої Наказом Міністерства охорони здоров'я № 528 від 27 грудня 2001 року.

а) Класи умов праці за показниками важкості праці:

Загальні енергозатрати організму (кґ/м):

Зовнішнє фізичне динамічне навантаження, виражене в одиницях механічної роботи за зміну, кг/(Вт);

При регіональному навантаженні (для чоловіків) - 12 000(40);

При загальному навантаженні (за участю м'язів рук, тулуба, ніг) - 40 000(80);

Маса вантажу. Що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи:

При локальному навантаженні (участь м'язів кистей та пальців рук)- до 60 000;

При регіональному навантаженні (участь рук та плечового суглоба) – до 30 000;

Статичне навантаження (кг/с):

Двома руками (чоловіки) – до 70 000;

За участю м'язів тулуба та ніг – до 200 000.

Робоча поза:

Періодичне перебування в незручній позі (робота з поворотом тулуба, незручним розташуванням кінцівок) до 25% часу зміни

Нахил тулуба:

Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів;

Переміщення у просторі (переходи задля технологічного процесу) – більше 12

б) Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження:



Зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом;

Сприймання інформації та їх оцінка - сприймання інформації з наступною корекцією дій та операцій;

Розподіл функцій за ступенем складності завдання - обробка, контроль, перевірка завдання.

Сенсорні навантаження:

Зосередження (%за зміну) - до 50;

Щільність сигналів (звукові за 1 год) - до 150;

Навантаження на слуховий аналізатор (%) – розбірливість слів та сигналів від 50 до 80;

Навантаження на голосовий апарат ( протягом тижня) – від 20 до 25.

Емоційне навантаження:

Ступінь відповідальності за результат своєї діяльності – є відповідальним за функціональну якість основної роботи; Ступінь ризику для власного життя – вірогідний;

Ступінь відповідальності за безпеку інших осіб – є відповідальним за безпеку інших.

Режим праці:

Тривалість робочого дня - більше 8 год;

Змінність роботи – тризмінна (цілодобова).

## ВИСНОВКИ

В Україні недостатньо використовують заходи з енергозбереження. В разі встановлення утилізатора теплоти відхідних газів відкривається можливість: підвищити ККД котлів на 1.9.....2%, зекономити витрату робочого палива, зменшити витрати на електроенергію та зменшити викиди шкідливих речовин в атмосферу.

Проаналізовано роботу існуючої теплової схеми котельні, визначено загальні витрати палива, які складають 0,0125 м<sup>3</sup>/с в опалювальний та 0,0064 м<sup>3</sup>/с у літній період, відповідно. Собівартість виробництва теплової енергії становить 321 грн/ГДж, що вказує на невисоку ефективність роботи котельні.

За результатами багатоваріантного аналізу, визначено, що найдоцільніше встановлення на котельні твердопаливного котла на відходах деревини. При цьому річні витрати на паливо будуть складати 585 тис. грн., а собівартість виробництва теплової енергії 159 грн/ГДж.

Розрахунок техніко-економічних показників роботи котельні показав, що підвищення енергоефективності системи теплопостачання університету шляхом заміни котлів на природному газі на твердопаливний котел у комплексі з системою утилізації теплоти відхідних газів котельні є рентабельним, оскільки термін окупності даного проекту менше 5 років.

Виведені зручні для інженерної практики формули для розрахунків повної потужності утилізації та економії палива в разі застосування утилізації теплоти відхідних газів котлів. Встановлено, що в процесі утилізації теплоти відхідних газів котла може досягатися економія робочого палива в межах 7...10%, що узгоджується з експериментальними даними, а також зменшення витрат електроенергії на власні потреби та зменшення шкідливих викидів в атмосферу. В комплексі з заміною котла на твердопаливний економія палива в котельні становить 15,5%.

Виконано конструктивний розрахунок орєбреного утилізатора теплоти відхідних газів, встановлено, що його потужність дорівнює 54,43 кВт, теоретичний об'єм повітря складає 9,43 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, поверхня теплообміну складає 23,58 м<sup>2</sup>, запас площі поверхні з розрахунковим значенням 2,25%.

Під час розробки технології монтажу системи утилізації теплоти відхідних газів встановлено, що загальна маса всіх вантажів становить 1,139 т, загальна маса теплообмінників і насосів, що буде встановлюватися на котельні, становить відповідно 1103 і 36 кг. Після проведення необхідних розрахунків розроблені план для виконання монтажних робіт. Загальна

тривалість монтажних робіт 3,71 діб. Загальна трудомісткість монтажних робіт становить 18,97 люд·діб.

Розроблено функціональну схему автоматизації водогрійної котельної на твердому паливі, що побудована на базі контролера SIEMENS ET200 CPU 1214. Проведено розрахунки та підбір регулюючого триходового клапана для регулювання води на вході в котел. Для першого варіанту тиску в повністю відкритому складають 101 кПа і авторитет  $a=0,66$ . Для другого варіанту втрати тиску в повністю відкритому клапані складають 42кПа і авторитет при цьому рівний  $a=0,456$ . Оскільки у другому варіанті авторитет клапана складає менше 0,5, то для встановлення приймається клапан по першому варіанту з  $K_{зм}=0,66$  м<sup>3</sup>/год з авторитетом 0,66 Dunfoss VRG3 умовний діаметр якого 15 мм з електричним приводом, що встановлений в контурі автоматичного регулювання температури води на вході в котел, призначений для роботи в середовищах температура, яких вище 130 °С.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Стратегія розвитку паливно – енергетичного комплексу України до 2030 року. – Київ: Вид – во Міністерства палива та енергетики України, 2012 – 118 с.
2. Постанова Кабінету Міністрів України. «Про визначення пріоритетних напрямків енергозбереження» від 04.07.2006. – №3: сайт МАТЕК . – Київ: Орг. М.ТЕК. Режим доступу: <http://www.matek.org.ua/ru/txt>.
3. Комплексна державна програма енергозбереження України. Режим доступу:[http://ska.at.ua/load/ekologija/energozberezhennja v suchasniy ukraini.Referat/18\\_1-0566](http://ska.at.ua/load/ekologija/energozberezhennja_v_suchasniy_ukraini.Referat/18_1-0566).
4. Державна програма реконструкції котелень України // ДНД ПВТУ «Енергоперспектива». – Київ, 2011 – 116с.
5. ДСТУ 4090 – 2001. Енергозбереження. Ресурси енергетичні, вторинні. Методика визначення показників виходу та використання.
6. Дикий Н. А. Комбинированное производство энергии для преодоления кризиса в энергетике / Н.А. Дикий // Экотехнология и ресурсосбережение, 2000. – №1. – с13 – 17
7. Промышленность Украины: путь к энергетической эффективности: ЕС – Energy Centre. – Киев; 1995 – 197с.
8. Андриющенко А. И. Муниципальные системы энергоснабжения / А. И. Андриющенко // Теплоэнергетика, 1997. - №5. – с. 42 – 47.
9. Чепурний М. М. Енергозбережні технології в теплоенергетиці / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко. – Вінниця: ВНТУ, 2009 – 114с.
10. Григорьев С. А. Энергоустановка с когенерацией электричества и теплоты на основе возобновляемых источников энергии. / С. А. Григорьев, А. С. Григорьев, Н. В. Кулешов // Теплоэнергетика, 2015. – №2 – с. 64 – 68
11. Андриющенко А. И. О показателях совершенства проектируемых и эффективности эксплуатации действующих ТЭЦ / Андриющенко // Изв. Вузов и объединений СНГ. Энергетика. – Минск, 2001 – №4 – с. 78
12. Грицина В. П. Энергетика за рубежом. Стратегический план развития малых локальных энергоустановок в США / В. П. Грицина // Пром. Энергетика, 2001, – №12. – с. 50 – 53.
13. Праховник А. В. Распределенная генерация: состояние и перспективы / А. В. Проховник, В. А. Попов, В. В. Ткаченко // Новини енергетики, 2003 – №3 – с. 54 – 58.
14. Праховник А. В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах энергоснабжения – Киев: Освіта України, 2007 – 464с.

15. Киушкина В. Р. Тенденция децентрализации энергетики и пути совершенствования малой энергетики / В. Р. Киушкина, А. Р. Шарипова // Пром. Энергетика, 2014, – №5. – с. 21 – 26.
16. Гавриш В. И. Эффективная выработка электроэнергии в условиях рыночной экономики / В. И. Гавриш, В. В. Бурых // Экотехнология и ресурсосбережение, 2001. – №1 – с. 3 – 5.
17. Кудинов А. А. Энергосбережение в теплогенерирующих установках / А. А. Кудинов. – Ульяновск: УГТУ, 2000. – 139с.
18. Чепурний М. М. Доцільність застосування парогазових установок в муніципальній енергетиці / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко, В. В. Бужинський // Енергозбереження Поділля, 2004. – №2. – с.45 – 47.
19. Чепурной М. Н. Показатели работы энергоустановок на базе промышленных котельных / М. Н. Чепурной, В. В. Бужинский, С. И. Ткаченко // Пром.теплотехника, 2005. – Т.27–№4–с.86–90.
20. Чепурний М. М. Сучасні проблеми теплофікації / М.М.Чепурний, Н. В. Пішеніна // Вісник Вінницького політехнічного інституту, 2010, – №5–с.68–71.
21. Чепурний М. М. Оцінка ефективності енергопостачання від промислових теплоелектроцентралей / М. М. Чепурний, Н. В. Резидент // Наукові праці ВНТУ, 2012–№4. Режим доступу: <http://www.nbu.gov.ua/e-journals/htn>.
22. Левин Л. И. О тепловой эффективности малой ТЭЦ на низких параметрах пара / Л. И. Левин // Промэнергетика, 2008. –№4.– с21–24.
23. Николаев Ю. Н. Развитие энергоснабжения в схемах теплоснабжения малых городов / Ю.Н. Николаев, А. Б. Дубинин, В. А. Вдовенко // Промэнергетика, 2013. –№7. –с. 26–28.
24. Хараим А. А. Методика расчета экономического эффекта переключения тепловой загрузки от котельных / А. А. Хараим, А.Н. Ильин // Новости теплоснабжения, 2014–№1–с. 9–18.
25. Бутузов В. А. Модернизация муниципальных котельных путем установки на них оборудования для комбинированной выработки теплоты и электроэнергии / В. А. Бутузов, Г. В. Томаров, В. Х. Шестов // Теплоэнергетика, 2008, – №12. – с. 54 – 59.
26. Тумановский А. Г. Резервы Энерго –и ресурсосбережения на малых котельных и системах теплоснабжения / А. Г. Тумановский, О. В. Морозов. – ОАО «ВТИ» – М.: «Альянс Медиа», 2009. Режим доступа: <http://www.cpmboz.zu/content/dokument>.
27. Кудря С. О. Атлас енергетичного потенціалу відновлювальних і нетрадиційних джерел енергії України / С. О. Кудря, Л. В. Ященко, Г. П.

- Душина // Київ: Інститут електродинаміки НАМ України, Державний комітет України з енергозбереження, 2011. – 56 с. Режим доступу: [http://www.ive.org.ua/atlas\\_11htm](http://www.ive.org.ua/atlas_11htm).
28. Чепурний М. М. Виробництво екологічно чистої електроенергії на газоперекачувальних станціях / М. М. Чепурний, І. В. Бертмак // Вісник Хмельницького національного технічного університету, 2006. – № 5 – с. 87 – 90.
  29. Чепурной М. Н. Использование технологического перепада давлений природного газа для выработки электроэнергии в котельных / М. Н. Чепурной, С. И. Ткаченко, Е. С. Корженко // Энергосбережение,
  30. Чепурний М. М. Використання перепадів тиску в технологічних лініях газів і пари для екологічно чистого виробництва енергії / М. М. Чепурний, К. В. Нікіфорова // Вісник Вінницького політехнічного
  31. Номенклатурный каталог. Энергетическое оборудование для тепловых электростанций и промышленной энергетики. ЧЗ ЦНИИТИ тянмали, 1997.–154с.
  32. Теплотехнический справочник / Под ред. В. Н. Юрьева, П. Д. Лебедева. – М.: Энергоатомиздат, 1976. – Т1. – 744 с.
  33. Степанов В. С. Определение термомеханической энергии газообразного топлива и потенциала энергосбережения / В. С. Степанов, Т. Б. Степанова // Пром. энергетика 2013. – №11. – С38 – 42.
  34. Безлюдный П. П. Определение температуры точки росы продуктов сгорания природного газа / П. П. Безлюдный, Л. Г. Семенюк, В. Н. Николаев // Изд.вузов СССР, Энергетика, 1986. – №2. – С.89 – 91.
  35. Семенюк Л. Г. Получение конденсата при глубоком охлаждении продуктов сгорания // Пром. энергетика, 1987. – №8. – С. 47 – 50.
  36. Басин Г. Л. Конденсационная отопительная техника в странах Западной Европы / Г. Л. Басин // Пром. энергетика, 1990. – №7. – С. 24
  37. Аронов И. З. нагрев воды продуктами сгорания природного газа / И. З. Аронов. – М. : Недрa, 1990. – 280 С.
  38. Recover heat from flue gas / shook jamesr // chem. Eng. Progr., 1991. – Т. 87. – № 6. – Р. 49 – 54
  39. Семенюк Л. Г. Методика определения тепловой мощности теплоутилизаторов / Л. Г. Семенюк // Пром. энергетика, 1992. – № 4. – С. 28 – 31.
  40. Семенюк Л. Г. Схемы теплоутилизационных установок ребристого типа / Л. Г. Семенюк, А. А. Михайлов // Пром. энергетика, 1993. – N2. – С.35 – 39.

41. Аронов И. З. О методике расчета теплового баланса котлов при установке конденсационных теплообменников / И. З. Аронов // Пром. энергетика, 1994. – С. 30 – 34.
42. Бужинский В. В. Регулярная насадка для контактных экономайзеров / В. В. Бужинский // Теплоэнергетика. 1995. – N1. – С.62 – 67.
43. Гершуни А. М. Разработка и внедрение эффективных утилизаторов на основе теплопередающих элементов испарительно-конденсационного типа / А. М. Гершуни, В. П. Нищик // Пром. теплотехника, 1997. – Т.19. – N3. – С.69 – 73.
44. Кудинов А. А. Анализ эффективности применения теплоутилизатора за котлом ДЕ – 10 – 14 ГМ / А. А. Кудинов, В. А. Антонов, Ю. Н. Алексеев // Пром. энергетика, 1997. – N3. – С.8 – 10.
45. Кудинов А. А. Повышение эффективности работы теплоутилизаторов / А. А. Кудинов // Пром. энергетика, 1999. – N7. – С.32 – 35.
46. Канишников А. П. Принципы развития экономайзеров / А. П. Канишников // Пром. энергетика, 1999. – N3. – С.29 – 33.
47. Кудинов. А. А. Повышение эффективности работы теплоутилизаторов / А. А. Кудинов, М. В. Калныков // Пром. энергетика, 2002. – N6. – С.49 – 52.
48. Фиалко Н. М. Эффективность применения утилизаторов в системах теплоснабжения / Н. М. Фиалко, И. З. Аронов, Р. А. Навродская // Пром. теплотехника, 2003. – Т.25 – N3. – С.36 – 41.
49. Галустов В. С. Утилизация теплоты дымовых газов / В С. Галустов // Энергия и менеджмент. – Минск: Республика Беларусь, 2004. – N6. – С.44 – 48.
50. Баскаков А. П. Основные факторы, определяющие эффективности глубокого охлаждения продуктов сгорания в газифицированных котельных / А. П. Баскаков, В. Е. Ильина // Пром. энергетика, 2004. – N4. – С.46 – 49.
51. Чепурний М. М. Розрахунки тепломасообмінних апаратів / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко. – Вінниця: ВНТУ, 2006. – 121С.
52. Слесаренко В. В. Утилизация теплоты уходящих газов в схемах промышленно-отопительных котельных // В. В. Слесаренко, В. В. Милуш, А. А. Белоусов // Пром. энергетика, 2008. – N9. – С.16 – 20.
53. Жовмір М. М. Утилізація низькотемпературної теплоти продуктів згорання палива / М М. Жовмір // Пром. теплотехніка, 2008. – Т.30 – N2. – С.90 – 97.
54. Фиалко Н. М. Эффективность систем утилизации теплоты отходящих газов энергетических установок различного типа / Н. М. Фиалко, Ю. В.

- Шеренковский, А. И. Степанова // Пром. теплотехника, 2008. – Т.30 – N3. – С.69 – 73.
55. Утилизация теплоты снижения выбросов оксидов азота котлами путем использования контактной комбинированной теплоутилизационной установки. – Киев: Институт промышленной экологии, 2009. Режим доступа: <http://www.eng.ecologia.com//html>.
56. Фиалко Н. М. Эффективность систем утилизации теплоты отходящих газов стекловаренных печей / Н. М. Фиалко, А. И. Степанова, А. Р. Навродская // Пром. теплотехника, 2009. – Т. –31 – N4. – С.78 – 85.
57. Чепурний М. М. Ефективність утилізації теплоти відхідних газів / М. М. Чепурний, І. М. Димніч, О. В. Куцак // Вісник Вінницького політехнічного інституту, 2011. – N3. – С.37 – 40.
58. Фіалко Н. М. Термодинамическая оптимизация и анализ эффективности теплоутилизационной системы котельных агрегатов / Н. М. Фіалко, А. И. Степанова, Ю. В. Шеренковский // Пром. теплотехника, 2012. – Т.34 – N2. – С.59 – 66.
59. Ефимов А. В. Система глубокой утилизации теплоты газов, уходящих из котельных агрегатов / А. В. Ефимов, А. Л. Гончаренко, Л. В. Гончаренко // Вісник НТУ "ХПІ" 2013. – N13. – С.73 – 80.
60. Фиалко Н. М. Эффективность теплоутилизационной установки для котельных, оптимизированной различными методами / Н. М. Фиалко, Р. А. Навродская, В. Г. Прокопов // Пром. теплотехника, 2014. – Т.36 – N1. – С.41 – 48.
61. Фиалко Н. М. Эффективность агрегатированных теплоутилизационных систем для котельных с когенерационными теплоутилизаторами / Н. М. Фиалко, А. И. Степанова, Р. А. Навродская // Пром. теплотехника, 2014. – Т.36 – N3. – С.61 – 71.
62. Долинский А. А. Основные принципы создания теплоутилизационных технологий для котельных малой энергетики / А. А. Долинский, Н. М. Фиалко, Р. А. Навродская // Пром. теплотехника, 2014. – Т.36 – N4. – С.27 – 34.
63. Воронин А. А. Оценка экономической и экологической эффективности установок для очистки и утилизации газовых выбросов теплогенераторов, работающих на природном газе / А. А. Воронин, П. В. Терентьев // Пром. энергетика, 2014. – N5. – С.42 – 47.
64. Зиганшина С. К. Повышение эффективности котла БКЗ – 420 – ГМ путем охлаждения дымовых газов ниже точки росы / С. К. Зиганшина, А. А. Кузнецов // Пром. энергетика, 2014.– N6. – С.19 – 24.
65. Ведрученко В. Р. Исследование работы конденсационного охладителя



- дымовых газов блочной отопительной котельной / В. Р. Ведрученко, Н. В. Жданов, Е. В. Жданов, Е. С. Лазарев // Пром. Энергетика, 2014. – N3. – С.32 – 36.
66. Павловский С. В. Система утилизации теплоты уходящих газов котельных агрегатов / С. В. Павловский // Энергосбережение, Энергоаудит, 2014.– N10. – С.27 – 34.
67. Патент N71670 України. МПК F01K 23/00. Теплоутилізаційна енергетична установка / Nu 2011 15016.; опубл. 25. 07. 12. Бюл. N14.
68. Чепурний М. М. Утилізація теплоти відхідних газів із котлів в утилізаторах / М. М. Чепурний, Н. В. Резидент, Т. М. Олексина, Ю. К. Возіян // Наукові праці ВНТУ, 2015. – N3. Режим доступу: [http://www.nbu.gov.ua/e\\_journals/htn](http://www.nbu.gov.ua/e_journals/htn).
69. Долинский А. А. Опыт создания водогрейных котлов для нужд централизованных и автономных систем теплоснабжения / А. А. Долинский, В. Г. Демченко // Пром. теплотехника, 2014. – Т.36 – N3. – С.56 – 62.
70. Демченко В. Г. Водогрійний котел. / В. Г. Демченко, О. І. Сигал // Деклараційний патент на винахід N81487, МПК 2006, F24H, 1/28, F23C 9/00 від 110.01.2008, бюл. N1.
71. Демченко В. Г. Водогрійний жаротрубний котел. Патент на винахід N95495. Бюл., N15, 110.08.2011.
72. Основы проектирования промышленных і опалювальних котельнь / Під руд. М. Ф. Боженко. – Київ: Вища школа. 1992 – 208с.
73. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. – СПб:Изд-во НПО ЦКТИ. 1998. – 256с.
74. Бузников Е. Ф. Производственные и отопительные котельные / Е. Ф. Бузников, К. Ф. Бузников, К. Ф. Роддатис, Э. Я. Берзиин. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 248 с.
75. Правила устройства и безопасности эксплуатации паровых и водогрейных котлов. ДМА ОПО. 001.08.2000. // Харьков: ФОРТ, 2004. – 186с.
76. Осипов Я. И. Сборник задач по промышленным тепломасообменным процессам и установкам / Я. И. Осипов, О. В. Данилов. – М.: МЭП, 1987. – 68с.
77. Гиршольд В. Я. Расчет стационарных теплообменных / В. Я. Гиршольд, А. М. Князев, В. Е. Куликов. – М.:МЭП, 1984. – 107с.
78. Бакластов А. М. Проектирование, монтаж и эксплуатация тепломасообменных установок / А. М. Бакластов, В. А. Горбенко, П. Г. Удыма. – М.: Энергоиздат, 1981. – 336с.

79. Чепурний М. М. Розрахунки теплових схем когенераційних установок / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко, В. В. Бужинський. – Вінниця: ВНТУ, 2003. – 103с.
80. Ткаченко С. Й. Розрахунки теплових схем і основи проектування джерел теплопостачання / С. Й. Ткаченко, М. М. Чепурний, Д. В. Степанов. – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 137с.
81. Ефимов А. В. Система глубокой утилизации теплоты газов, уходящих из котельных агрегатов / А. В. Ефимов; А. Л. Гончаренко, Л. В. Гончаренко // Вісник НТУ "ХПІ", 2013. – №13. – С. 73 – 80.
82. Равич М. В. Эффективность использования топлива / М. Б. Равич. – М.: Наука, 1977. – 344с.
83. Данилов Е. А. Контроль сжигания топлива в промышленных котельных установках / Е. А. Данилов, В. Н. Клочков. – К.: Техніка, 1988. – 166с.
84. Тепловой расчет котлов (нормативный метод). – СПб : Изд-во НПО ЦКТИ, 1998. – 256с.
85. Чепурний М. М. Теплові розрахунки парогенераторів / М. М. Чепурний, Д. В. Степанов, Є. С. Корженко. – Вінниця : ВНТУ, 2005. – 154с.
86. Теплотехнический справочник / Под ред. В. Н. Юренина и П. Д. Лебедева. – Т. 1. – М.: Энергия, 1975. – 744с.
87. Чепурний М. М. Розрахунки тепломасообмінних апаратів / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко. – Вінниця : ВНТУ, 2006. – 130с.
88. Гольстрем В. А. Справочник энергетика промышленных предприятий / В. А. Гольстрем, А. С. Иваненко. – К. : Техніка, 1982. – 561с.
89. Таубман Е. И. теплообменники / Е. И. Таубман, В. А. Корнев, В. А. Мельтцев. – М.: Химия, 1987. – 256с.
90. Гершуни А. Н. Разработка и внедрение эффективных утилизаторов на основе теплопередающих элементов испарительно-конденсационного типа / А. Н. Гершуни, В. П. Нищик // Пром. теплотехника, 1977. – т. 19. – №3. – С. 69 – 73.
91. Козловський В. О. Техніко – економічні обґрунтування та економічні розрахунки в дипломних проектах та роботах / Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2003. – 75с.
92. Автоматизація технологічних процесів. Зображення умовні приладів і засобів автоматизації в схемах: ДСТУ Б А.2.4-16:2008. - [Чинний від 2008 -06-27 № 271]. – К.: Мінрегіонбуд України, 2009. – 14 с.
93. Липатников Г. А. Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики: Учебное пособие / Г. А. Липатников, М. С. Гузеев. – Владивосток: 2007. – 137 с.

94. Автоматизація котельні. [Електронний ресурс]: [http:// ua.automation.com](http://ua.automation.com)– Назва з екрану.
95. Бужинський В. В. Методичні вказівки до виконання курсового і дипломного проектування з дисципліни “Автоматизація теплоенергетичних та теплотехнологічних установок” для студентів напряму підготовки 0905 – енергетика / В. В. Бужинський, М. М. Чепурний – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 26 с.
96. Котельні : ДБН В.2.5-75:2014. – [Чинний від 2015-01-01].– К. : Мінрегіон України, 2014. – 61 с.
97. Оборудование для автоматизации. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: – <http://www.autonics.ru/> Назва з екрану
98. Ривкин С. А. Термодинамические свойства воды и водного пара / С. А. Ривкин, А. А. Александров – М.: Энергия. – 1980. – 142 с.
99. ДСТУ Б.Е.2.4–8–95 (ГОСТ 21.205–93) “Умовні позначення елементів санітарно–технічних систем”. – Зі скасуванням ГОСТ 21.205–93; чинний від 6.4.1995.
100. Автоматизація технологічних процесів. Зображення умовні приладів і засобів автоматизації в схемах: ДСТУ Б А.2.4-16:2008. - [Чинний від 2008 -06-27 № 271]. – К.: Мінрегіонбуд України, 2009. – 14 с.
101. Липатников Г. А. Автоматическое регулирование объектов тепло-энергетики: Учебное пособие / Г. А. Липатников, М. С. Гузеев. – Владивосток: 2007. – 137 с.
102. Автоматизація котельні. <http://ua.automation.com>– Назва з екрану.
103. Бужинський В. В. Методичні вказівки до виконання курсового і дипломного проектування з дисципліни “Автоматизація теплоенергетичних та теплотехнологічних установок” для студентів напряму підготовки 0905 – енергетика / В. В. Бужинський, М. М. Чепурний – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 26 с.
104. Котельні : ДБН В.2.5-75:2014. – [Чинний від 2015-01-01]. – К. : Мінрегіон України, 2014. – 61 с.
105. Оборудование для автоматизации. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: – <http://www.autonics.ru/> Назва з екрану
106. Ривкин С. А. Термодинамические свойства воды и водного пара / С. А. Ривкин, А. А. Александров – М.: Энергия. – 1980. – 142 с.
107. ДСТУ Б.Е.2.4–8–95 (ГОСТ 21.205–93) “Умовні позначення елементів санітарно–технічних систем”. – Зі скасуванням ГОСТ 21.205–93; чинний від 6.4.1995.

108. Кінаш Роман Іванович Технологія заготівельних та спеціальних монтажних робіт / Кінаш Р.І., Жуковський С.С. – Львів: Видавництво науково-технічної літератури, 1999. – 448 с.
109. Парсион А. А. Монтаж трубопроводов/ А. А. Парсион, К. А. Гарус, – Киев: Будівельник, 1987, – 206с.
110. Березнев В. А. Монтаж отопительно – производственных котельных установок / В. А. Березнев, В. В. Бондаренко, В. Е. Грузинов. – М.:Стройиздат, 1980, – 520с.
111. Бакластов А. М. Проектирование, монтаж и эксплуатация теплоиспользующих установок/ А. М. Бакластов – М.:Энергия, 1970, – 568с.
112. Каталог грузових автомобілів Mercedes [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: <http://avtomarket.ru/catalog/Mercedes/Sprinter>.
113. Каталог зварювальних апаратів KIND [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: <http://domsvarki.lg.ua>
114. Перфораторы. [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу:
115. <http://mirinstrumenta.ua/category/perforatori.html/>.
116. Шлифмашина угловая Makita GA9050.[Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: [http://inprof.com.ua/tovar\\_Shlifmashina-uglovaya-Makita-GA9050/](http://inprof.com.ua/tovar_Shlifmashina-uglovaya-Makita-GA9050/).
117. Прес гідравлічний REMS Push [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: <http://imestplus.com.ua/Press-instrument/Elektricheskiie>– Каталог будівельних машин і інструментів [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://powertools.co.nz>
118. Ратушняк Георгій Сергійович Навчальний посібник для студентів спеціальності 7.092108 – «Експлуатація систем тепlopостачання та вентиляції» / Ратушняк Г.С., Попова Г.С. – Вінниця: ВДТУ, 2003–122 с.
119. Отопление – внутренние устройства: ДБН Д.2.2–18-99. – [Чинний від 2000–01–01]. – К. : Госстрой Украины, 2000. – 70 с.
120. Технологические трубопроводы: ДБН Д.2.3–12–99. – [Чинний від 2000–01–01]. – К. : Госстрой Украины, 2000. – 28 с.
121. Теплоизоляционные работы ДБН Д.2.2–26–99: [Чинний від 2000–10–01]. – К. : Госстрой Украины, 2000. – 51 с.
122. Клименко В. Н. К вопросу окупаемости затрат на сооружение когенерационных установок / В. Н. Клименко, П. П. Сабашук, А. В. Мазур // Пром. теплотехника, 1997.– №6. – С.91 – 97.
123. Златопольский А. М. Многокритериальная оценка экономической эффективности устройств энергосбережения / А. М. Златопольский, Е. И. Калинина // Пром. энергетика, 1992.– №12. – С.9 – 12.

ДОДАТОК А  
(Обов'язковий)

ПОГОДЖЕНО

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТЕ  
д.т.н., проф.

\_\_\_\_\_ С.Й.Ткаченко  
(підпис)

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2019 р.

**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на магістерську кваліфікаційну роботу на тему:

Енергоефективна система теплопостачання університету

08-11.МКР.004.00.000 ТЗ

Керівник роботи:

к. т. н. доц., Резидент Н. В. \_\_\_\_\_

Виконавець:

Студент гр. ТЕ -18м

Громик О. О. \_\_\_\_\_

Вінниця ВНТУ 2019

## 1 Найменування і область використання продукції

Використання утилізатора теплоти в котельнях призводить до зменшення питомої витрати палива. Доцільне застосування утилізаторів у муніципальних котельнях. Досягнення енергоефективної роботи котельні досягається шляхом заміни газових котлів на твердопаливні.

## 2 Основа для виконання робіт

Основою для виконання робіт є індивідуальне завдання на магістерську кваліфікаційну роботу, вхідні дані з підприємства, наказ ректора ВНТУ про затвердження теми МКР №254 від 02. 10. 2019 р.

## 3 Мета та призначення розробки

Підвищення енергоефективності системи теплопостачання університету шляхом встановлення твердопаливного котла та утилізатора теплоти відхідних газів.

## 4 Джерела розробки

Основою для розробки є індивідуальне завдання на магістерську кваліфікаційну роботу, дані багатьох літературних джерел та інші технічні матеріали про ефективність застосування утилізатора теплоти відхідних газів.

ДБН В.2.5-77:2014– "КОТЕЛЬНІ УСТАНОВКИ".

ДБН А.2.2.-1-95 - "Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд".

СНиП 2.04.14 – 88 – Теплова ізоляція обладнання трубопроводів

1. Чепурний М. М. Ефективність утилізації теплоти відхідних газів / М. М. Чепурний, І. М. Димніч, О. В. Кушак // Вісник Вінницького політехнічного інституту, 2011. – №3. – С.37 – 40.

2. Чепурний М. М. Доцільність застосування утилізаційних установок в муніципальній енергетиці / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко, В. В. Бужинський // Енергозбереження Поділля, 2004. – №2. – с. 45 – 47.

3. Чепурной М. Н. Энергетическая эффективность утилизации продуктов сгорания газообразных топлив/ М. Н. Чепурной, Н. В. Резидент // Энергетическая стратегия. – 2015. – № 4. – С. 50 – 52.

4. Чепурний М. М. Утилізація теплоти газів із котлів в утилізаторах контактного типу / М. М. Чепурний, Н. В. Резидент, Ю. К. Возіян. // Наукові

праці Вінницького національного технічного університету. – 2015. – № 4. –  
Режим доступу: <http://trudy.vntu.edu.ua/index.php/trudy/article/view/480>.

## 5 Технічні вимоги

5.1 Головною метою є енергоефективна система тепlopостачання університету.

5.1.1 Теплопродуктивність.....  
Q=800кВт

5.1.2 Коефіцієнт надлишку повітря у відхідних газів ..... $\alpha_{\text{вг}} = 1,4$

5.1.3 Температура відхідних газів котла..... $\vartheta_{\text{вг}} = 155^{\circ}\text{C}$

5.1.4 Температура води на вході .....  
t'=60

5.2 Забезпечення зменшення витрати палива:

5.2.1 Економія робочого палива.

6. Створення об'єкту повинно вестись з малими витратами праці та з мінімальними затратами виробництва. Здійснити економічне обґрунтування доцільності застосування утилізатора теплоти, визначивши річні витрати палива, визначити економію палива, зменшення шкідливих викидів в атмосферу, та визначити термін окупності капіталовкладень на будівництво станції.

## 7 Стадії та етапи розробки

7.1 Аналіз інформаційних джерел з ефективних заходів енергозбереження систем тепlopостачання;

7.2. Характеристика теплової схеми котельні.

7.3 Багатоваріантний аналіз модернізації котельні.

7.4 Розрахунок теплової схеми котельні за умов встановлення твердопаливного котла.

7.5 Утилізація теплоти відхідних газів із котлів.

7.6 Розрахунок орєбреного утилізатора теплоти відхідних газів.

7.7 Технологія монтажних робіт.

7.8 Функціональна схема автоматизації котельні.

7.9 Економічна частина.

7.10 Охорона праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях.

7.11 Розробка графічної документації.

Дата видачі завдання «\_\_»\_\_\_\_\_2019 р.

Крайні терміни виконання «\_\_»\_\_\_\_\_2019 р.

## 8 Порядок контролю та прийняття

Виконання етапів графічної та розрахункової документації МКР контролюється керівником МКР згідно з графіком виконання. Прийняття МКР здійснюється ЕК, затвердженою наказом ректора ВНТУ, згідно з графіком захисту.

9 Корегування технічного завдання допускається з дозволу керівника МКР.



**ДОДАТОК Б**  
**(Обов'язковий)**

**Форма № 1**

**Таблиця Б.1 - Локальний кошторис на будівельні роботи № 1**

Основа:  
креслення (специфікації) №

Кошторисна вартість  
Кошторисна трудомісткість  
Кошторисна заробітна плата  
Середній розряд робіт

619,146 тис. грн.  
1,037 тис.люд.-год.  
21,571 тис. грн.  
3,5 розряд

Складений в поточних цінах станом на "20 10" 2019 р.

№ п/п	Обґрунтування (шифр норми)	Найменування робіт і витрат	Одиниця виміру	Кількість	Вартість одиниці, грн.		Загальна вартість, грн.			Витрати труда робітників, люд.-год.	
					Всього	експлуатації машин	Всього	заробітної плати	експлуатації машин	не зайнятих обслуговуванням машин	
										заробітної плати	в тому числі заробітної плати
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	E18-2-1	Установлення Котла Gefest profi u 800 кВт	шт	1	<u>398294,17</u>	<u>398,67</u>	398294	1537	<u>399</u>	<u>75,44</u>	<u>75,44</u>
					<u>1537,47</u>	<u>118,32</u>			<u>118</u>	<u>6,9236</u>	<u>6,92</u>
2	E18-13-1	Установлення циркуляційних насосів Willo	шт	2	<u>9184,26</u>	<u>33,37</u>	18369	859	<u>67</u>	<u>21,32</u>	<u>42,64</u>
					<u>429,38</u>	<u>8,71</u>			<u>17</u>	<u>0,5002</u>	<u>1</u>
3	E18-13-2	Установлення насосів живильних	шт	2	<u>8415,51</u>	<u>58,91</u>	16831	1077	<u>118</u>	<u>26,73</u>	<u>53,46</u>
					<u>538,34</u>	<u>16,14</u>			<u>32</u>	<u>0,9228</u>	<u>1,85</u>
4	E18-10-1	Установлення баків мембранних	шт	1	<u>8622,64</u>	<u>16,26</u>	8623	120	<u>16</u>	<u>5,95</u>	<u>5,95</u>
					<u>119,83</u>	<u>4,96</u>			<u>5</u>	<u>0,2836</u>	<u>0,28</u>
5	M18-152-1	Монтаж оребреного утилізатора теплоти	шт	1	<u>38574,12</u>	<u>11908,58</u>	38574	10663	<u>11909</u>	<u>548,8</u>	<u>548,8</u>
					<u>10663,18</u>	<u>3676,67</u>			<u>3677</u>	<u>174,8522</u>	<u>174,85</u>

126 Програмний комплекс АВК-5 (3.0.0)

6	E20-34-1	Установлення теплообмінника пластинчастого	шт	1	<u>317,37</u> 241,74	<u>56,43</u> 16,74	317	242	<u>56</u> 17	<u>12,75</u> 0,9723	<u>12,75</u> 0,97
7	& C132-1-Н варіант 11	теплообмінник	шт	1	<u>5087,06</u> -	-	5087	-	-	-	-
8	M15-1-1	Установлення хімоводоочистки	шт	2	<u>642145,20</u> 5473,66	<u>5361,67</u> 1218,25	128429	613	<u>601</u> 136	<u>262,4</u> 59,0712	<u>29,39</u> 6,62

	3	4	5	6	7	8	9	10
Разом прямі витрати по кошторису						612099	15111	<u>13166</u> 4002
Разом будівельні роботи, грн.						612099		
в тому числі:								
вартість матеріалів, виробів та конструкцій, грн.						583822		
всього заробітна плата, грн.						19113		
Загальновиробничі витрати, грн.						13051		
трудоємність в загальновиробничих витратах, люд.год.						76,07		
заробітна плата в загальновиробничих витратах, грн.						2458		
<b>Всього будівельні роботи, грн.</b>						619146		
-----								
—								
<b>Всього по кошторису</b>						619146		
<b>Кошторисна трудоємність, люд.год.</b>						<b>1037</b>		
<b>Кошторисна заробітна плата, грн.</b>						<b>21571</b>		

Склав

\_\_\_\_\_

*[посада, підпис ( ініціали, прізвище )]*

Перевірив

\_\_\_\_\_

*[посада, підпис ( ініціали, прізвище )]*

## Додаток В

## Результати розрахунків теплообмінника-утилізатора

(довідковий)

Витрата газів	0,79	0,79	0,79	0,79
Витрата сирової води	0,519	0,519	0,519	0,519
Температура “гарячого” теплоносія на вході	145	145	145	145
Температура “гарячого” теплоносія на виході	80	80	80	80
Температура “холодного” теплоносія на вході	95	95	95	95
Температура “холодного” теплоносія на виході	70	70	70	70

**Характеристика поверхні теплообміну**

діаметр труб зовнішній	0,024	0,024	0,024	0,024
діаметр труб внутрішній	0,022	0,022	0,022	0,022
діаметр ребер	0,055	0,055	0,055	0,055
товщина ребра	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003
крок ребер	5	5	5	5
теплопровідність латуні	105	105	105	105
поперечний крок труб	0,055	0,055	0,055	0,055
поздовжній крок труб	0,005	0,005	0,005	0,005
середня температура газів	112,5	112,5	112,5	112,5
середня температура води	82,5	82,5	82,5	82,5

**Теплофізичні властивості газів**

густина	0,945	0,945	0,945	0,945
коефіцієнт теплопровідності	0,0315	0,0315	0,0315	0,0315
кінематична в'язкість	0,00002155	2,16E-05	2,16E-05	2,16E-05
теплоємність	1,06	1,06	1,06	1,06
критерій Прандтля	0,69	0,69	0,69	0,69

**Теплофізичні властивості води**

густина	999	999	999	999
густина	970	970	970	970
коефіцієнт теплопровідності	0,675	0,675	0,675	0,675
кінематична в'язкість	0,00000036	3,6E-07	3,6E-07	3,6E-07
теплоємність	4,181	4,181	4,181	4,181
критерій Прандтля	8	8	8	8
температура холодного теплоносія на виході	25	25	25	25
Теплова потужність газоохолоджувача	54,431	54,431	54,431	54,431

**Конструктивний розрахунок**

Площа живого перерізу одного міжреберного каналу в поперечному ряді пучка	154,9907	154,9907	154,9907	154,9907
Число ребер на 1м довжини труби	200	200	200	200
Площа ребер	0,768986	0,768986	0,768986	0,768986
Площа поверхні 1 м довжини труби вільної від ребер	0,0708384	0,070838	0,070838	0,070838
Повна зовнішня оребрена поверхня	0,8398244	0,839824	0,839824	0,839824
Внутрішня площа труби	0,06908	0,06908	0,06908	0,06908
Коефіцієнт збільшення поверхні	12,15727273	12,15727	12,15727	12,15727

<b>Прийняті дані</b>				
швидкість води в трубах	0,47	0,35	0,28	0,25
швидкість газів	9	4,5	3	2,24
кількість труб в поперечному ряді	3	3	3	3
коефіцієнт теплових втрат	0,97	0,97	0,97	0,97
Площа живого перерізу пучка оребрених труб для проходу газів	0,092886537	0,185773	0,27866	0,373205
Довжина труби	0,998839902	1,99768	2,99652	4,013196
Приймаємо довжину труби	1	2	3	4
Уточнюємо швидкість подачі газів	8,989559115	4,49478	2,99652	2,24739
Площа живого перерізу для проходу води	0,001138408	0,001529	0,001911	0,00214
Кількість труб в одному ході	2,996282428	4,023579	5,029474	5,633011
Приймаємо кількість труб в одному ході	3	4	5	6
Уточнюємо швидкість води в трубах	0,46941758	0,352063	0,281651	0,234709
Площа поверхні теплообміну	14,3068018	14,3068	14,3068	14,3068
Кількість рядів труб в поздовжньому напрямку по ходу газів	5,678489375	2,129434	1,135698	0,709811
Приймаємо кількість труб в поздовжньому напрямку по ходу газів	8	8	8	8
<b>Тепловий розрахунок</b>				
Коефіцієнт тепловіддачі від стінки до води	5976,120602	4720,582	3948,821	3606,559
Коефіцієнт тепловіддачі від газів до зовнішньої стінки труби вільної від ребер	22,36562257	13,57811	10,14037	8,243237
Параметри	469,9947209	366,2032	316,4677	285,3326
$m \cdot r$	5,639936651	4,394439	3,797612	3,423991
$m \cdot (R-r)$	7,284918174	5,67615	4,905249	4,422655
Поправочний коефіцієнт	1,334471954	1,712696	1,981861	2,198118
Приведений коефіцієнт тепловіддачі	37,38402494	56,4621	72,56132	87,28192
Коефіцієнт теплопередачі ребристої стінки	34,7418826	49,29418	59,31143	67,43996
Середньологармічний напір	55	55	55	55
Поверхня теплообміну розрахункова	14,5	14,5	14,5	14,5
Поверхня теплообміну	20,13240291	53,68641	100,662	161,7782
Запас площі поверхні в порівнянні з розрахунковим значенням	38,84415798	270,2511	594,2208	1015,712
<b>Гідравлічний розрахунок</b>				
Коефіцієнт Рейнольдса для течії в трубах	28686,62991	21514,97	17211,98	14343,31
Шорсткуватість тертя на течії води в трубах	0,0003	1,0003	2,0003	3,0003
Коефіцієнт гідравлічного тертя для течії води в трубах	0,039126307	0,285645	0,339677	0,375908
Втрати напору по довжині труб	100,4878222	1084,878	1548,105	2195,004
<b>Коефіцієнти місцевих опорів</b>				
Вхідна і вихідна камери	1,5	1,6	1,7	1,8
Вхід в трубний простір і вихід з нього	1	2	3	4
Поворот на 180° в міжтрубному просторі	1,5	1,6	1,7	1,8

Засувки	0,125	0,126	0,127	0,128
Втрати напору в місцевих опорах	1000	1001	1002	1003
Втрати на прискорення внаслідок зміни густини під час нагрівання	6,4061	3,5525	2,2736	1,8125
<b>Аеродинамічний розрахунок</b>				
Критерій Ейлера	1,71	1,8	1,9	2
Втрати напору на тертя	0,142	0,15	0,17	0,18
Сумарне значення коефіцієнтів місцевих опорів	8	9	10	11
Втрати напору в місцевих опорах	0,332	0,4	0,5	0,6
Загальні гідравлічні втрати	0,474	0,5	0,7	0,8
Маса	167,1098228	245,6262	355,5491	498,5611
ціна	13034,56618	19158,84	27732,83	38887,76
потужність на прокачку води	0,507228866	0,535052	0,749072	0,856082
потужність на прокачку газів	15,1996152	12,15969	9,119769	7,599808
сумарна витрата на прокачку	2476,655172	2001,707	1556,119	1333,325
	15511,22135	21160,55	29288,95	40221,09