

Вінницький національний технічний університет

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання

(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра теплоенергетики

(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «Система енергопостачання комбінату хлібопродуктів
на альтернативних видах палива»

Виконав: студент 2 курсу, групи ТЕ-20 м
спеціальності 144 – теплоенергетика
(шифр і назва спеціальності)

Кучер Н.А.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к. т. н., доцент каф. ТЕ

Резидент Н.В.

(прізвище та ініціали)

« _____ » _____ 2021 р.

Опонент: д.т.н., професор каф. БМГА

Сердюк В.Р.

(прізвище та ініціали)

« _____ » _____ 2021 р.

Допущено до захисту

В.о. завідувача кафедри ТЕ

к.т.н., доц. Степанов Д. В.

(прізвище та ініціали)

« _____ » _____ 2021 р.

Вінницький національний технічний університет
Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання
Кафедра теплоенергетики
Рівень вищої освіти II (магістерський)
Галузь знань 14 – Електрична інженерія
Спеціальність 144 – Теплоенергетика
Освітньо-професійна програма Теплоенергетика

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТЕ

Степанов Д.В.

« » 2021 року

З А В Д А Н Н Я НА МАГІСТЕРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Кучер Наталі Анатоліївни

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Система енергопостачання комбінату хлібопродуктів
на альтернативних видах палива

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 24.09.2021 року № 277

2. Строк подання студентом роботи 10.12.2021

3. Вхідні дані до роботи: встановлена теплова потужність котлів – 3,222 МВт;
витрата пари на промислові сожівачі $D_{сп} = 2,2$ т/год; тиск насиченої водяної
пари $P_n = 0,8$ МПа; температурний графік мережі теплопостачання 80/60°C;
паливо – природний газ, пелети, ін.види палива; тривалість опалювального
періоду 189 діб; існуюча теплова схема котельні.

4. Зміст текстової частини (перелік питань, які потрібно розробити) аналіз
сучасного стану заходів економії та заміщення природного газу в промислових
та опалювальних котельнях; аналіз показників роботи промислово-
опалювальної котельні на різних видах палива; утилізація теплоти відхідних
газів в тепловій схемі котельні; організаційно-технологічне забезпечення
реалізації проектних рішень; охорона праці та безпека в надзвичайних
ситуаціях; економічна частина.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):
план існуючої котельні на відм. 0.000; схема котельні модернізована теплова,
водогрійна частина; розріз на відм. 0.000 після модернізації; схема котельні
модернізована теплова, парова частина; план котельні на відм. 0.000 після
модернізації; схема монтажна аксонометрична; календарний план,
функціональна схема автоматизації водогрійної частини котельні; коефіцієнти
утилізації теплоти за рахунок «сухого» та «конденсаційного» теплообміну
залежно від температури газів на виході з утилізатора; потужності за рахунок
«конденсаційного» і «сухого» теплообміну та загальна потужність,
теплообмінника-утилізатора залежно від температури газів на виході з
утилізатора; коефіцієнт тепловіддачі від газів достінки залежно від швидкості
та коефіцієнта зрощування; площа поверхні теплообміну та кількість пластин
теплообмінника залежно від температури газів на виході з утилізатора.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1–4	Резидент Н. В., к.т.н, доц. кафедри ТЕ		
5	Кобилянська І.М. к.п.н., доц. кафедри БЖДПБ		
6	Лялюк О.Г., к.т.н, доц. кафедри БМГА		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз сучасного стану заходів економії та заміщення природного газу в промислових та опалювальних котельнях	28.09.21...10.10.21	
2	Аналіз показників роботи промислово–опалювальної котельні на різних видах палива	11.10.21...21.10.21	
3	Утилізація теплоти відхідних газів в тепловій схемі котельні	22.10.21...05.11.21	
4	Організаційно–технологічне забезпечення реалізації проектних рішень	06.11.21...22.11.21	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	23.11.21...29.11.21	
6	Економічна частина	30.11.21...05.12.21	
7	Оформлення МКР	06.12.21...10.12.21	

Студент _____

(підпис)

Кучер Н. А.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____

(підпис)

Резидент Н. В.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

УДК 621.1

Кучер Н. А. Система енергопостачання комбінату хлібопродуктів на альтернативних видах палива. Магістерська кваліфікаційна робота зі спеціальності 144 – теплоенергетика, освітня програма – теплоенергетика. Вінниця: ВНТУ, 2021. 130 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 83 назв; рис.: 18; табл. 26.

У магістерській кваліфікаційній роботі розроблено теплову схему пароводогрійної котельні на альтернативних видах палива, як джерело системи енергопостачання промислового підприємства. Запропоновані рішення спрямовані на заміщення природного газу в промислових та опалювальних котельнях, зменшення собівартості виробництва теплової енергії, зменшення техногенного навантаження на навколишнє середовище. У загальній частині проаналізовано ефективність заходів в напрямку економії природного газу, заміщення його іншими видами палива, зокрема відновлюваними, ефективність від використання вторинних енергетичних ресурсів, обґрунтована доцільність розробки. Підібрано пластинчастий теплообмінник для утилізації теплоти відхідних газів парового котла, який працюватиме в конденсаційному режимі, досліджено режими його роботи. У технологічній частині розроблено технологію монтажу системи видалення димових газів твердопаливного котла та очищення їх від домішок. Виконано компоновку обладнання, розроблені схеми прокладання трубопроводів, враховані відомості на виконання робіт. Розроблено функціональну схему автоматизації водогрійної частини котельні, підібрані засоби автоматизації. Графічна частина складається з 11 плакатів. У розділі з охорони праці розроблено рекомендації щодо поліпшення умов праці, а також розглянуто заходи з дотримання електробезпеки.

Ключові слова: котельня, біомаса, альтернативні види палива, вторинні енергетичні ресурси, теплообмінник-утилізатор.

ABSTRACT

Kucher N. A. Power supply system of the bakery plant on alternative fuels. Master's degree in specialty 144 – heat power engineering, educational program – heat power engineering. Vinnytsia: VNTU, 2021. 130 p.

In Ukrainian language. Bibliogr .: 83 titles; fig .: 18; table 26.

In the master's qualification work the thermal scheme of a steam-heating boiler house on alternative fuels as a source of energy supply system of an industrial enterprise is developed. The proposed solutions are aimed at replacing natural gas in industrial and heating boilers, reducing the cost of heat production, reducing the man-made load on the environment. In the general part the efficiency of measures in the direction of economy of natural gas, its replacement by other types of fuel, in particular renewable, efficiency from use of secondary energy resources, the expediency of development is proved. A plate heat exchanger has been selected to utilize the heat of the steam boiler exhaust gases, which will operate in the condensing mode, and the modes of its operation have been investigated. In the technological part, the technology of installation of the flue gas removal system of the solid fuel boiler and their purification from impurities has been developed. The layout of the equipment was performed, the schemes of laying pipelines were developed, the information on the performance of works was taken into account. The functional scheme of automation of a water-heating part of a boiler room is developed, partially selected means of automation. The graphic part consists of 11 posters. The section on labor protection develops recommendations for improving working conditions, as well as measures to comply with electrical safety.

Key words: boiler house, biomass, alternative fuels, secondary energy resources, heat exchanger-utilizer.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЗАХОДІВ ЕКОНОМІЇ ТА ЗАМІЩЕННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ПРОМИСЛОВИХ ТА ОПАЛЮВАЛЬНИХ КОТЕЛЬНЯХ	6
1.1 Сучасний стан використання альтернативних видів палива у промислових та опалювальних котельнях	6
1.2 Технології утилізації теплоти відхідних газів у промислових та опалювальних котельнях	8
1.3 Висновки до розділу	11
2 АНАЛІЗ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ПРОМИСЛОВО- ОПАЛЮВАЛЬНОЇ КОТЕЛЬНІ НА РІЗНИХ ВИДАХ ПАЛИВА	12
2.1 Загальна характеристика об'єкту	12
2.2 Розрахунки існуючої теплової схеми котельні	15
2.3 Техніко-економічні показники роботи котельні за існуючою тепловою схемою	27
2.4 Варіантний аналіз заходів для економії та заміщення природного газу в котельні	31
2.5 Висновки до розділу	44
3 УТИЛІЗАЦІЯ ТЕПЛОТИ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНІ	46
3.1 Утилізація теплоти відхідних газів за рахунок «сухого» і конденсаційного теплообміну	46
3.2 Математична модель конструктивного розрахунку теплообмінника-утилізатора	48
3.3 Результати розрахунків за розробленою математичною моделлю	57
3.4 Висновки до розділу	64
4 ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЕКТНИХ РІШЕНЬ	65
4.1 Технологія монтажу системи очищення відхідних газів твердопаливних котлів	65
4.2 Принципові рішення з автоматизації водогрійної частини котельні	81

4.3 Висновки до розділу	96
5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	98
5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	99
5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	103
5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Оцінка можливих наслідків вибуху природного газу в разі виходу з ладу парового котла	109
5.4 Висновки до розділу	114
6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	115
6.1 Локальний кошторис	115
6.2 Загальні витрати інноваційного проекту та термін окупності	117
6.3 Висновки до розділу	120
ВИСНОВКИ	121
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	124
Додаток А (обовязковий). Технічне завдання	131
Додаток Б (обовязковий). Ілюстративна частина	135

ВСТУП

Актуальність теми. Впровадження енергоефективних технологій, використання відновлюваних джерел енергії та вторинних енергетичних ресурсів є необхідною передумовою для економічної та політичної незалежності держави. У зв'язку із підвищенням вартості природного газу та нестабільністю у постачанні стратегічною задачею є економія та заміщення цього виду палива.

Заміна викопних палив, неефективних мереж, підвищення енергоефективності, використання енергії із відновлюваних та альтернативних джерел, зниження енергоємності ВВП та декарбонізація енергетики закріплені в Енергетичній стратегії країни до 2035 року.

Тому розробка ефективних систем енергопостачання на альтернативних видах палива, які забезпечують виробництво теплової енергії на базі існуючих промислових підприємств, для вирішення проблем енергоефективності і поліпшення екологічної обстановки у світі нових тенденцій розвитку енергетики є актуальною.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами. Робота виконана відповідно до законів України: «Про енергетичну ефективність» (2021); «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки» (2021) – Енергетика та енергоефективність, а також підрозділу кафедральної науково-дослідної роботи: «Аналіз та синтез комбінованих теплоенергетичних установок, теплотехнологічних систем та устаткування».

Мета роботи – підвищити ефективність виробництва теплоти та зменшити шкідливий вплив на довкілля промислово–опалювальної котельні хлібокомбінату шляхом заміщення природного газу альтернативними видами палива та використання вторинних енергоресурсів.

Завдання роботи:

- проаналізувати джерела інформації про сучасний стан впровадження альтернативних видів палива в промислових та опалювальних котельнях;
- проаналізувати джерела інформації про заходи з економії палива в промислових та опалювальних котельнях;
- проаналізувати роботу котельні за існуючою тепловою схемою;
- варіантними розрахунками визначити альтернативні види палива для зменшення собівартості виробленої теплової енергії;

- числовим експериментом визначити найбільш ефективні режими роботи та розміри конденсаційного теплообмінника утилізатора;
- виконати розрахунки теплової схеми промислово-опалювальної котельні з утилізатором теплоти на вибраних альтернативних видах палива;
- розробити функціональну схему автоматизації водогрійної частини котельні;
- розробити технологію монтажу системи очищення відхідних газів котлів;
- розробити заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях;
- визначити економічні показники роботи котельні за запропонованим варіантом.

Об'єкт дослідження. Процеси виробництва теплової енергії в промислово-опалювальній котельні комбінату хлібопродуктів у м. Вінниця.

Предмет дослідження. Підвищення ефективності виробництва теплової енергії в промислово-опалювальній котельні.

Новизна одержаних результатів. Дістали подальшого розвитку методи оцінки ефективності застосування утилізації теплоти відхідних газів в котельнях, в результаті чого досягається економія палива.

Апробація результатів магістерської кваліфікаційної роботи.

Основні результати роботи доповідались і обговорювались на Міжнародній науково-технічній конференції «Інноваційні технології в будівництві – 2020».

Публікації результатів магістерської кваліфікаційної роботи.

Результати роботи опубліковані в матеріалах конференції «Інноваційні технології в будівництві – 2020» Резидент Н. В., Кучер Н.А. Енергопостачання комбінату хлібопродуктів з використанням альтернативних видів палива із відходів виробничого циклу. Режим доступу:

<https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/itb/itb2020/paper/view/10928>

1 АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ЗАХОДІВ ЕКОНОМІЇ ТА ЗАМІЩЕННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ПРОМИСЛОВИХ ТА ОПАЛЮВАЛЬНИХ КОТЕЛЬНЯХ

1.1 Сучасний стан використання альтернативних видів палива у промислових та опалювальних котельнях

В промислових парових котельнях, опалювальних відпуск теплоти відбувається виробленою насиченою або перегрітою парою. Парові котельні в основному є суто виробничими котельнями, в яких передбачається використання пари для виробничих потреб. Але існують і промислово–опалювальні парові котельні, в яких крім виробничого навантаження присутнє опалювальне навантаження. Промислові і промислово–опалювальні котельні споживають велику кількість дорогого природного газу і електричної енергії, які становлять 60% собівартості продукції.

Протягом останнього часу сталися значні зміни в енергетичній галузі України, включаючи сфери використання відновлюваних джерел енергії. Все більшого значення набувають питання енергетичної безпеки країни, зменшення залежності від імпортованих енергоносіїв, перш за все – природного газу. Крім загального зростання цін на енергоносії, зумовленого об'єктивними причинами, Урядом країни здійснюється поступове вирівнювання ціни на природний газ та скорочення її субсидування для окремих категорій споживачів. Прийнято ряд документів, що підсилюють законодавче поле для впровадження відновлюваних джерел енергії, зокрема використання біомаси, а також стимулювання заміщення природного газу іншими енергоносіями [1].

У свою чергу, Енергетична стратегія України на період до 2035 року [2] передбачає до 25% енергії, виробленої з відновлювальних джерел, в т.ч. з біогазу.

Відновлювана енергетика здатна демонструвати приріст щорічно на 1% і в перспективі зайняти більшу частину ринку. Крім впливу на навколишнє середовище у вигляді зменшення викидів вуглекислого газу та утилізації відходів тваринництва і рослинництва, розвиток ринку біогазових технологій дозволить:

- зменшити залежність від викопних природних ресурсів;
- створювати нові робочі місця;
- розвивати біотехнології та машинобудування;

- згладжувати пікові навантаження в електромережах шляхом підключення додаткових когенераційних потужностей.

З огляду на те, що вартість викопних ресурсів зростає, а їх кількість в природі обмежена, розвиток альтернативної енергетики неминучий. До цього підштовхує не тільки екологічна обстановка, що постійно погіршується, а й економічна доцільність. Кожен новий біогазовий комплекс знижує залежність від покупного палива і, в кінцевому підсумку, опосередковано впливає на економіку країни [3].

Потенціал України в розвитку виробництва біогазу величезний [4, 5].

Наша держава має добре розвинене сільське господарство, відходи від діяльності якого дають відмінну сировинну базу. За даними Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження, використання тільки 37% відходів від роботи тваринницьких і рослинницьких господарств дозволить отримати понад 10 млрд куб.м. газу. Особливо потрібно відзначити важливість створення біогазових станцій на базі тваринницьких комплексів.

Одним з потужних альтернативних відновлюваних джерел енергії є біомаса, зокрема деревне паливо. Використання деревних та інших органічних відходів не тільки зменшує енергетичну залежність України, але й зменшує кількість шкідливих викидів в навколишнє середовище, оскільки деревина є CO₂-збалансованим паливом.

Використання деревини замість природного газу для генерування теплової енергії невідворотне. Серед пріоритетних завдань державної ваги – зробити процес запровадження біопалива системним, керованим та ефективним. З цією метою варто запровадити програму, в якій передбачити 1) протягом десяти років досягти рівня використання близько 12 млн м³ деревної біомаси для енергетичних потреб і вийти на обсяги заміщення деревиною 3,0 млрд м³ природного газу щороку; 2) деревне паливо поставляти із трьох джерел: а) 4,0–5,0 млн м³ – раціональне використання заготовленої деревини; б) близько 4,0 млн м³ – енергетичні плантації; в) до 4,0 млн м³ – підвищення рівня використання щорічного приросту деревини в Україні до рівня країн ЄС [6].

Існує кілька основних способів спалювання деревних відходів: піроліз, газифікація, спалювання, пеллетування. Розглянемо дані методи більш докладно.

Спалювання деревних відходів базується на кількох методах спалювання, в тому числі: пряме спалювання, спалювання в киплячому(циркулюючому шарі),

газифікація (спалювання газів у вторинній камері згоряння), спалювання пилоподібного палива.

Пряме спалювання відбувається в топках з горизонтальною, конусоподібною, похилою або рухомою ґраткою. Даний метод використовується в водогрійних котлах і печах малої потужності (менше 20 МВт) для спалювання деревного палива, в тому числі з високою вологістю: кускових і довгомірних відходів, тріски, кори, тирси, паливних брикетів і гранул тощо.

Для автоматизованого спалювання подрібнених відходів також використовуються трубчасті пальники зі шнекової подачею. Звичайне використання теплоти – для сушіння деревини в сушильних камерах, в водогрійних котлах для обігріву виробничих або житлових приміщень.

Для опалювальної котелень найбільш раціональним є використання твердопаливного котла на деревних відходах з автоматичним подаванням палива.

Природний газ у промислових і опалювальних котельнях можна замінити мазутом або вугіллям. Це несе за собою витрати на заміну основного і допоміжного обладнання котельні. Сьогодні такі види палива як вугілля, мазут, дизельне паливо є дорогими і не завжди є доступними, тому підбирають паливо, яке є поширеним, легко транспортувати і має доступну ціну, зокрема місцеві види палива.

У пошуках альтернативного палива багато підприємств вже давно відмовилися від природного газу, встановили твердопаливні котли або вибрали інші альтернативні види палива. Але природний газ є незамінним для промислових печей, сушарок і котлів великої теплової потужності. Газ потрібен там, де технологічно неможливо або економічно недоцільно встановлювати котли працюють на біомасі. Для таких підприємств альтернативою є скраплений газ пропан–бутан. Зріджений пропан–бутан за експлуатаційними характеристиками схожий на природний газ і вирішує проблему великої і стабільної теплової потужності. Єдиний недолік цього енергоресурсу – це ціна[7].

1.2 Технології утилізації теплоти відхідних газів у промислових та опалювальних котельнях

Комплексне вирішення проблеми підвищення ефективності виробництва і постачання теплової енергії передбачає зниження питомих витрат палива і електричної енергії на вироблення одиниці продукції, в зв'язку з чим зменшуються

шкідливі викиди у навколишнє середовище. Таке рішення вимагає застосування сучасного, економного устаткування, технологій, що неможливо без значних фінансових капіталовкладень. Потреба в тепловій енергії задовольняється за рахунок використання парових і водогрійних котлів, що експлуатуються на промислових підприємствах та електростанціях. Велика кількість працюючих сьогодні котлів в якості палива використовують природний газ.

Підвищення енергоефективності газових котелень можна досягти двома шляхами: перший – повна заміна основного і допоміжного обладнання; другий – встановлення додаткового обладнання для підвищення ефективності використання палива. Відомі наступні заходи для економії палива в котельнях:

- зниження присмоктувань повітря по газоходах котла на 10%, що дає економію палива + 0,5%;
- встановлення вакуумного деаератора (+1%);
- встановлення поверхневого економайзера за котлом (+5 – 6%);
- підвищення температури живильної води на вході в барабан котла на 10°C (+2%);
- підігрівання живильної води у водяному економайзері (ВЕ) на 6°C (+1%);
- зниження температури живильної води на вході у ВЕ на 10°C (+0,23%);
- зниження коефіцієнта витрати повітря за котлом на 0,1 (+0,7%);
- зниження температури відхідних газів за котлом на 10С (+0,6%);
- зниження продувки котла порівняно з нормативними значеннями на 1% (+0,3%);
- зменшення накипу на внутрішніх поверхнях нагріву на 1 мм (+2%);
- обдування зовнішніх поверхонь нагріву котла (+2%);
- заміна однієї тони хімічно очищеної води повернутим в теплову схему конденсатом;
- забір повітря з верхньої зони котельні;
- застосування за котлами теплообмінників для глибокої утилізації теплоти відхідних газів (+15%) [8].

З наведеного вище переліку видно, що застосування технології утилізації теплоти відхідних газів котлів є одним із вагомих заходів підвищення ефективності використання палива. Втрати теплоти з відхідними газами q_2 – це основна втрата теплоти в котельних установках. Величина цих втрат в сучасних вітчизняних газоспоживаючих котлах в номінальному режимі досягає 17 – 18 %. З них 7 – 8 % становить явна теплота, що виноситься в димову трубу з продуктами згоряння, а решта, приблизно 10 % – прихована теплота пароутворення водяної пари, що міститься у відхідних газах. Даний рівень втрат відповідає температурі відхідних

газів не нижче 140 – 160°C. Такий діапазон температур протягом багатьох десятиріч було прийнято вважати оптимальним.

Тенденція зростання вартості палива в останні роки зумовила необхідність подальшого зниження температури відхідних газів котлів (до 20...40 °C) шляхом впровадження технологій глибокої утилізації теплоти. Глибока утилізація теплоти відхідних газів здійснюється в конденсаційних утилізаторах контактного або поверхневого типу. В таких утилізаторах газ охолоджується до температури t_{yt} , яка нижча температури точки роси t_R , тобто за умови $t_{yt} < t_R$. Досліджено [9, 10, 11, 12], що значення температури точки роси залежить від вологовмісту відхідних газів, який залежить від значення коефіцієнта надлишку повітря у відхідних газах $\alpha_{вт}$. Утилізаційним технологіям, системам і конструкціям різного типу утилізаторів присвячена велика кількість робіт [11-32]. Основні принципи та напрямки створення утилізаційних технологій розглянуто в [24, 27], визначені шляхи вдосконалення систем утилізації теплоти. Конструкції теплоутилізаторів викладені в [19]. Економічна та енергетична ефективність застосування утилізації теплоти відхідних газів досліджувалась в роботах [11, 12, 19, 20, 22, 25, 26, 28, 29]. В усіх роботах отримано позитивні енергетичні та економічні ефекти від впровадження теплоутилізаційних технологій. Вагомий внесок у дослідження належить вітчизняним науковцям і фахівцям [12, 14, 17-25, 30-32].

Незважаючи на значну кількість досліджень в напрямку створення високоефективних конденсаційних теплоутилізаторів їх впровадження здійснюється дуже повільно [30], оскільки немає універсальних достовірних методик розрахунку і проектування теплоутилізаторів конденсаційного типу, недостають пророблені питання вибору раціональної глибини утилізації, відсутні типові конструкторські розробки конденсаційних теплоутилізаторів пластинчастого типу.

Застосування теплоутилізаційних технологій дозволить одержати значний економічний, екологічний та соціальний ефекти.

Економічний ефект визначається такими основними чинниками:

– підвищенням ефективності використання теплоти палива в котельних установках на 3 – 10%; організацією виробництва теплоутилізаційного устаткування на вітчизняних підприємствах машинобудівного комплексу.

Соціальне значення при застосуванні теплоутилізаційних технологій полягає в: підвищенні рівня комфортності тепlopостачання; збільшенні завантаження вітчизняних підприємств машинобудування, а також проектних і науково–дослідних установ.

Екологічна ефективність теплоутилізації при глибокому охолодженні димових газів полягає в зменшенні шкідливих викидів в атмосферу SO_2 , CO_2 , NO_x та ін. як за рахунок зменшення кількості спалюваного газу, так і завдяки частковому розчиненню в утворюваному конденсаті вказаних шкідливих речовин [10]. Але проблемою під час глибокого охолодження газів є нейтралізація утвореного конденсату, випадіння вологи в газохідному тракті, що зумовлює скорочення терміну експлуатації останнього та ін.

1.3 Висновки до розділу

В умовах дефіциту та постійного здорожчання викопних видів палива, з огляду на необхідність зменшення шкідливих викидів та декарбонізації енергетики України, використання альтернативних видів палива в промислових та опалювальних котельнях є актуальним.

Є значна кількість досліджень в напрямку економії природного газу в котельнях і створення високоефективних конденсаційних теплоутилізаторів, але їх впровадження здійснюється досить повільно, зокрема через недостатність та складність методик їх теплового розрахунку.

Отже, підвищення ефективності виробництва теплоти і зменшення шкідливого впливу на довкілля промислових та опалювальних котелень шляхом заміщення природного газу альтернативними видами палива та використання вторинних енергоресурсів обумовлює мету роботи і наступні завдання:

- проаналізувати роботу котельні за існуючою тепловою схемою;
- варіантними розрахунками визначити альтернативні види палива для зменшення собівартості виробництва теплоти;
- числовим експериментом визначити найбільш ефективні режими роботи та розміри теплообмінника-утилізатора для глибокого охолодження газів;
- виконати розрахунки теплової схеми промислово-опалювальної котельні з утилізатором теплоти на вибраних альтернативних видах палива;
- розробити функціональну схему автоматизації водогрійної частини котельні;
- розробити технологію монтажу системи очищення відхідних газів котлів;
- розробити заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях;
- визначити економічні показники роботи котельні за запропонованим варіантом.

2 АНАЛІЗ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ПРОМИСЛОВО– ОПАЛЮВАЛЬНОЇ КОТЕЛЬНОЇ НА РІЗНИХ ВИДАХ ПАЛИВА

2.1 Загальна характеристика об'єкта

Промислово-опалювальна котельня ТОВ «Вінницький комбінат хлібопродуктів №2», вул. Гагаріна 6, смт. Десна Вінницького району призначена для виробництва насиченої пари робочим тиском 0,8 МПа на технологічні потреби комбінату та приготування гарячої води на опалення і гаряче водопостачання. В котельні встановлений паровий котел фірми VISSMANN типу Vitomax 200 HSM237 продуктивністю 3,8 т/год та два конденсаційних котли VISSMANN типу Vitocrossal 200 CM2 потужністю 311 кВт кожний. Крім парового та водогрійних котлів у приміщенні котельні встановлено і інше технологічне обладнання. Котельня працює на природному газі.

Відпуск теплоти з котельні передбачено:

- на технологію – насичена пара тиском 0,8 МПа;
- на опалення та вентиляцію – гаряча вода з температурою 80/60 °С;
- на побутово–виробниче гаряче водопостачання – гаряча вода з $t = 45$ °С.

Загальна встановлена теплова потужність котельного обладнання – 3222 кВт.

З техніко–економічних міркувань теплові навантаження на приготування гарячої води не входять в загальні навантаження котельні, оскільки приготування гарячої води відбувається за пріоритетною схемою.

Для забезпечення заданих параметрів теплоносія на потреби опалення та гарячого водопостачання в піки теплових навантажень встановлено трубчастий пароводяний теплообмінник Vitotrans 200 WTD.

Водогрійна частина котельної містить наступне основне обладнання:

- котел газовий конденсаційний VISSMANN Vitocrossal 200 CT2, потужність 311 кВт, $t_2/t_1=80/60$ °С;
- бойлер гарячого водопостачання фірми REFLEX SF 1000, об'єм 1000 л, максимальна потужність 110 кВт;
- пароводяний теплообмінник Vitotrans 200 WTD, потужність 635кВт;
- компенсатор об'єму води системи опалення REFLEX N1000/6, об'єм $V = 1000$ л максимальний робочий тиск 0,6 МПа;

- мембранний розширювальний бак REFLEX NG200/6, об'єм $V = 200$ л, максимальний робочий тиск 0,6 МПа, максимальна робоча температура $+ 120$ °С;
 - компенсатор об'єму води системи водопостачання REFLEX DE 100, об'єм $V = 100$ л, максимальний робочий тиск 1,0 МПа, максимальна робоча температура $+ 70$ °С;
 - насос контуру теплообмінника WILO TOP-S 80/7, максимальна електрична потужність 0,73 кВт;
 - насос контуру ОВ №1-2 WILO Stratos 30/1-8, максимальна електрична потужність 0,13 кВт;
 - насос контуру ОВ №3 WILO Stratos 50/1-12, максимальна електрична потужність 0,59 кВт;
 - насос контуру ОВ №4 WILO Stratos 80/1-12, максимальна електрична потужність 1,55 кВт.
 - насос контуру ГВП WILO TOP-S 30/10, максимальна електрична потужність 0,16 кВт;
 - насос циркуляційний контуру ГВП WILO STAR-Z 25/2 A, максимальна електрична потужність 0,072 кВт;
 - клапан трьохходовий поворотний з електроприводом DN 32 PN6, робоча температура $5...110$ °С;
 - клапан автоматичного підживлення Ду15.
- Парова частина котельні містить наступне обладнання:
- парогенератор високого тиску VIESSMANN Vitomax 200 HSM237 паропродуктивність 3,8 т/год, потужність 2600 кВт, тиск 10 бар;
 - теплообмінник відхідних газів – економайзер, тип ЕСО;
 - шафа управління котла;
 - живильні насоси;
 - автоматична безперервна продувка;
 - запобіжна запірні арматура;
 - газовий пальник ELCO, потужність 350 – 2600 кВт;
 - деаератор ДАСП.Б-4.2 з автоматикою керування без обслуговуючого персоналу 72 год;
 - хімводоочистка GRUNBECK GENO-matduoWE150 продуктивність – 3 м³/год.

Тепловою схемою передбачено виробництво насиченої пари тиском 0,8 МПа для технологічних потреб комбінату, а також для покриття теплових навантажень на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання. Недостатня потужність водогрійних конденсаційних котлів в піки теплових навантажень перебивається теплотою парового котла. За відсутності потреб в перебиванні навантажень або технологічній парі паровий котел консервується. Повернення конденсату від технологічного споживача не передбачається. Пара від котла поступає в паровий колектор, з якого розподіляється на модуль термічної деаерації та редуційну установку для технологічного постачання паром і живлення пароводяних підігрівників.

Конструкцією котла передбачено періодичну та безперервну продувки для підтримання солемісту котлової води. Періодична продувка проводиться автоматично через розширювач, в якому розбавляється холодною водою до температури не вище 40° С, після чого скидається в каналізацію. Процес охолодження води періодичної продувки відбувається за допомогою автоматичного клапана–регулятора температури прямої дії, що встановлюється на трубопроводі сирої води.

Продувальна вода безперервної продувки надходить в сепаратор, після якого вторинна пара повертається в деаератор, а продувальна вода через охолоджувач зливається в каналізацію.

Повна термічна деаерація відбувається в деаераторі ДАСП.Б–4.2. Технічні характеристики деаератора: продуктивність 4 м³/год; максимальна температура деаерованої води – 104°С; тиск пари перед регулятором – 0,8 МПа.

Хімочищена вода з температурою від 5 до 15°С подається в деаератор, де відбувається її розбризкування і одночасне багаторазове збільшення швидкості потоку, що деаерується і догрівання до температури 102–104°С. Далі потік, що піддається деаерації, подається на циліндричну робочу поверхню деаератора, де за рахунок гравітаційно–динамічних сил відбувається поділ парогазової і водяної фаз. Деаерована вода потрапляє на живильний (підживлюючий) насос, а парогазова суміш відводиться з деаератора через патрубок випару деаератора в атмосферу.

Сервісний модуль води забезпечує паровий котел підготовленою живильною водою і виводить зливну та продувочну воду. Модуль має заводську обв'язку труб, теплоізоляцію і електричну проводку. Всі функції виконуються через комп'ютерне управління з текстовим дисплеєм і має автоматичне регулювання.

Система підживлення і водопідготовка.

Для пом'якшення живильної води парового котла і поповнення втрат пари та конденсату, встановлено малогабаритну, повністю автоматизовану установку хімводоочистки фірми GRUNBEC GENO–matduo WE 150 (3м³/год). Згідно рекомендацій заводу–виробника для живильної води має бути забезпечено рівень РН > 9. Пом'якшення води здійснюється методом Na–катіонування при фільтрації вихідної води крізь шар катіоніту. Регенерація катіоніту здійснюється розчином солі.

Теплові навантаження будівель хлібокомбінату показані в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Теплові навантаження будівель «ВКХП №2»

Тепловий контур	Найменування приміщення	Загальне теплове навантаження, кВт	На технологію, т/год
№1	Котельня	49,7	
	Допоміжні приміщення	15	
	Контрольно пропускний пункт	3	
	Вагова	10,5	
	Пожежний пост	16	
№2	Майстерня	114	
№3	Адміністративна будівля	168	
	Тепловозне депо	50	
	Млинцех. Дільниця фасування	430	
	Комбіцех	200	
	Адмін. приміщення комбіцеху	9	
Паровий контур	Комбіцех		2,2
Всього:		1065	2,2

2.2 Розрахунки існуючої теплової схеми котельні

Розподіл теплоносія в систему тепlopостачання будівель комбінату відбувається через загальний колектор, де встановлені мережні насоси. Кожен контур тепlopостачання обслуговується окремим насосом, при чому на найбільш навантажених і найбільш протяжних вітках передбачені резервні насоси:

Контур №1 – 1 насос WILO Stratos 30/1–8: напір $H = 32,0$ кПа.

Контур №2 – 1 насос WILO Stratos 30/1–8: напір $H = 38,5$ кПа.

Температурний графік пароводогрійної котельні $t_{\text{пр}}/t_{\text{зв}} = 80/60$ °С. Тиск насиченої пари $P_{\text{н}} = 0,8$ МПа. Загальна потужність встановленого котельного обладнання $Q_{\text{к}} = 3222$ кВт. Загальне теплове навантаження на опалення 1065 кВт, відпуск пари на технологію 2,2 т/год. Котельня працює на природному газі з теплотою згорання $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 33,7$ МДж/м³. Інші вхідні дані для розрахунку теплової схеми котельні показані в таблицях 2.2 та 2.3.

Таблиця 2.2 – Температури для розрахунку котельні

Найменування розрахункових параметрів	Позначення	Одиниця вимірювання	Величина
Розрахункова температура внутрішнього повітря	$t_{\text{в}}$	°С	+16
Розрахункова температура зовнішнього повітря	$t_{\text{з}}$	°С	-21
Середня температура зовнішнього повітря за опалювального періоду	t	°С	-1,1
Розрахункова кількість градусо-днів опалювального періоду	$D_{\text{д}}$	°С днів	361,0
Тривалість опалювального періоду	$Z_{\text{оп}}$	днів	189

Таблиця 2.3 – Вхідні дані до розрахункових режимів котельні

Назва	Розрахункові режими		
	Максимально-зимовий	Середнь-опалювальний	Міжопалювальний
1	2	3	4
Загальний відпуск теплоти на опалення $Q_{\text{оп}}$, МВт	1,065	0,199	—
Теплова отужність теплообмінника $Q_{\text{то}}$, МВт	0,635	0,635	—
Відпуск пари на технологію, т/год	2,2	2,2	—
Температура навколишнього повітря $t_{\text{н}}$, °С	-21	-1,1	—
Температура води на вході в котел Vitocrossal 200 CM2 $t'_{\text{к}}$, °С	60	60	—
Температура води на виході із котла Vitocrossal 200 CM2 $t''_{\text{к}}$, °С	80	80	—
Температура сирі води $t_{\text{св}}$, °С	10	10	—
Температура прямої мережної води на виході із котельні $t'_{\text{пр}}$, °С	80	80	—
Температура зворотної мережної води $t''_{\text{зв}}$, °С	60	60	—
Нижча теплота згорання палива $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$, МДж/м ³	33,7	33,7	—
ККД котла Vitocrossal 200 CM2 $\eta_{\text{к1}}$, %	0,98	0,98	—
ККД котла Vitocrossal 200 CM2 $\eta_{\text{к2}}$, %	0,98	0,98	—
ККД котла Vitomax 200 HS M237 $\eta_{\text{з}}$, %	0,91	0,91	—
ККД теплообмінника $\eta_{\text{то}}$, %	0,98	0,98	—
Частка втрат мережної води $\alpha_{\text{втр}}$, %	0,02	0,02	—
Частка продувальної води $\alpha_{\text{втр}}$, %	0,02	0,02	—

Середнє теплове навантаження на опалення

$$Q_{\text{оп}} = (Q'_{\text{омак}}) \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{оп}}}{t_{\text{в}} - t'_{\text{o}}} = (1,065) \cdot \frac{16 - (-1,1)}{16 - (-21)} = 0,492 \text{ (МВт)}. \quad (2.1)$$

Враховуючи те, що на опалення витрачається теплота парового котла через теплофікаційний теплообмінник потужністю 0,635 кВт, то від загального навантаження на опалення віднімаємо потужність теплообмінника. Тоді середнє теплове навантаження в середньоопалювальний період складає

$$Q_{\text{оп}} = (Q'_{\text{омак}} - Q_{\text{то}}) \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{оп}}}{t_{\text{в}} - t'_{\text{o}}} = (1,065 - 0,635) \cdot \frac{16 - (-1,1)}{16 - (-21)} = 0,199 \text{ (МВт)},$$

де $Q'_{\text{омак}}$ – максимальне теплове навантаження на опалення;

$Q_{\text{то}}$ – потужність теплообмінника;

$t_{\text{в}}$ – середня температура внутрішнього повітря будівлі, для виробничих приміщень приймається 16°C;

$t_{\text{оп}}$ – середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період;

t'_{o} – розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування опалення.

Вхідні дані для різних режимів роботи котельні показані в табл. 2.1 та 2.2. Розрахунки теплової схеми виконано згідно методик [33-35].

Розрахункова потужність споживачів на опалення і ГВП в опалювальний період

$$Q_{\text{тс}} = Q_{\text{оп}}, \quad (2.2)$$

$$Q_{\text{тс}} = 1,065 \text{ (МВт)}.$$

З техніко-економічних міркувань витрати на ГВП не включені в загальні витрати котельні.

Розрахунки парової частини котельні.

З таблиць теплофізичних властивостей води і водяної пари [36] визначаємо ентальпії потоків пари, конденсату і води, кДж/кг:

$$\begin{aligned}
 h_0 = h_{\text{пс}} = h_{\text{то}} &= 2769; & h'_{\text{хв}} &= 21; \text{ тиск в РБП } 0,4 \text{ МПа, тоді} \\
 h'_{\text{к1}}{}^{\text{то}} &= 720,9; & h'_{\text{рбп}} &= 615; \\
 h'_{\text{к1}}{}^{\text{пс}} &= 720,9; & h''_{\text{рбп}} &= 2738,5; \\
 h'_{\text{жв}} &= 323; & h'_{\text{зл}} &= 280. \\
 h'_{\text{дв}} &= 42; \\
 h'_{\text{кв}} &= 780;
 \end{aligned}$$

Витрата пари на теплофікаційний теплообмінник

$$D_{\text{то}} = \frac{Q_{\text{то}}}{[(h_{\text{то}} - h'_{\text{к1}}{}^{\text{то}}) + (1 - \alpha_{\text{к}}{}^{\text{то}}) \cdot (h'_{\text{к1}}{}^{\text{то}} - h'_{\text{хв}})]}, \quad (2.3)$$

$$D_{\text{то}} = \frac{0,635 \cdot 10^3}{[(2769 - 720,9) + (1 - 1) \cdot (720,9 - 21)]} = 0,31 \text{ (кг/с)}.$$

Потужність промислового споживача

$$Q_{\text{пс}} = D_{\text{пс}} \cdot (h_{\text{пс}} - h'_{\text{к1}}{}^{\text{пс}}) \cdot 10^{-3}, \quad (2.4)$$

$$Q_{\text{пс}} = 0,61 \cdot (2769 - 720,9) \cdot 10^{-3} = 1,25 \text{ (МВт)}.$$

Витрати конденсатів, що надходять в деаератор

$$G_{\text{к2}}{}^{\text{то}} = D_{\text{то}} \cdot \beta_{\text{к}}{}^{\text{то}}, \quad (2.5)$$

$$G_{\text{к2}}{}^{\text{то}} = 0,31 \cdot 1 = 0,31 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата мережної води

$$G_{\text{мв}} = \frac{Q_{\text{то}} \cdot \eta_{\text{то}}}{C_{\text{р}} \cdot (t_{\text{пр}} - t_{\text{зв}})}, \quad (2.6)$$

$$G_{\text{МВ}} = \frac{0,635 \cdot 10^3 \cdot 0,98}{4,19 \cdot (80 - 60)} = 7,46 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата води на підживлення мережі

$$G_{\text{ПМ}} = G_{\text{МВ}} \cdot \alpha_{\text{ВТР}}, \quad (2.7)$$

$$G_{\text{ПМ}} = 7,46 \cdot 0,02 = 0,149 \text{ (кг/с)}.$$

Паровидатність котельні

$$D_0 = D_{\text{ПС}} + D_{\text{ТО}} + D_{\text{Д}}, \quad (2.8)$$

$$D_0 = 0,61 + 0,31 + D_{\text{Д}} = 0,92 + D_{\text{Д}} \text{ (кг/с)}.$$

Витрата живильної води

$$G_{\text{ЖВ}} = D_0 + \alpha_{\text{ВТР}} \cdot D_0 + p \cdot D_0, \quad (2.9)$$

$$G_{\text{ЖВ}} = D_0 \cdot (1 + 0,02 + 0,02) = 0,9568 + 1,04 \cdot D_{\text{Д}}.$$

Кількість продувальної води

$$G_{\text{ПР}} = 0,02 \cdot D_0, \quad (2.10)$$

$$G_{\text{ПР}} = 0,0184 + 0,02 \cdot D_{\text{Д}}.$$

Витрата насиченої пари вторинного скипання з РБП

$$D_{\text{РБП}} = G_{\text{ПР}} \cdot \frac{(h'_{\text{КВ}} - h'_{\text{РБП}})}{(h''_{\text{РБП}} - h'_{\text{РБП}})}, \quad (2.11)$$

$$D_{\text{рбп}} = (0,0184 + 0,02 \cdot D_{\text{д}}) \cdot \frac{(720,9 - 604,7)}{(2738,5 - 604,7)} = 0,001 + 0,001088 \cdot D_{\text{д}}.$$

Витрата насиченої води з РБП

$$G_{\text{рбп}} = G_{\text{пр}} - D_{\text{рбп}}, \quad (2.12)$$

$$\begin{aligned} G_{\text{рбп}} &= (0,0184 + 0,02 \cdot D_{\text{д}}) - (0,001 + 0,001088 \cdot D_{\text{д}}) = \\ &= 0,0174 + 0,0189 \cdot D_{\text{д}}. \end{aligned}$$

Матеріальний баланс деаератора

$$D_{\text{д}} + G_{\text{к2}}^{\text{тo}} + G_{\text{дв}} + D_{\text{рбп}} = G_{\text{жв}} + G_{\text{пм}}, \quad (2.13)$$

або

$$D_{\text{д}} + 0,31 + G_{\text{дв}} + 0,001 + 0,001088 \cdot D_{\text{д}} = 0,9568 + 1,04 \cdot D_{\text{д}} + 0,149$$

звідки

$$G_{\text{дв}} = 0,7948 + 0,039 \cdot D_{\text{д}}.$$

Тепловий баланс деаератора

$$D_{\text{д}} \cdot h_{\text{д}} + G_{\text{к2}}^{\text{тo}} \cdot h_{\text{к2}}^{\text{тo}} + G_{\text{дв}} \cdot h'_{\text{дв}} + D_{\text{рбп}} \cdot h''_{\text{рбп}} = (G_{\text{жв}} + G_{\text{пм}}) \cdot h'_{\text{жв}}, \quad (2.14)$$

тоді

$$\begin{aligned} D_{\text{д}} \cdot 2769 + 0,31 \cdot 720,9 + (0,7948 + 0,039 \cdot D_{\text{д}}) \cdot 42 + (0,001 + 0,001088 \cdot D_{\text{д}}) \cdot 2738,5 = \\ = (0,9568 + 1,04 \cdot D_{\text{д}} + 0,149) \cdot 323 \end{aligned}$$

звідки

$$D_{\text{д}} = 0,04 \text{ (кг/с)}.$$

Витрати теплоносіїв:

$$D_0 = 0,61 + 0,31 + 0,04 = 0,96 \text{ (кг/с)},$$

$$G_{\text{жв}} = 0,9568 + 1,04 \cdot 0,04 = 0,9984 \text{ (кг/с)},$$

$$G_{\text{дв}} = 0,7948 + 0,039 \cdot 0,04 = 0,7964 \text{ (кг/с)},$$

$$G_{\text{пр}} = 0,0184 + 0,02 \cdot 0,04 = 0,0192 \text{ (кг/с)},$$

$$D_{\text{рбп}} = 0,001 + 0,001088 \cdot 0,04 = 0,001 \text{ (кг/с)},$$

$$G_{\text{рбп}} = 0,0174 + 0,0189 \cdot 0,04 = 0,0181 \text{ (кг/с)}.$$

Теплова потужність парової частини існуючої котельні

$$Q_{\text{пк}} = [(D_0 + D_0 \cdot \alpha_{\text{втр}}) \cdot (h_0 - h'_{\text{жв}}) + D_0 \cdot p \cdot (h'_{\text{кв}} - h'_{\text{жв}})] \cdot 10^{-3}, \quad (2.15)$$

$$Q_{\text{пк}} = [0,96 \cdot (1 + 0,02) \cdot (2769 - 323) + 0,96 \cdot 0,02 \cdot (780 - 323)] \cdot 10^{-3} = \\ = 2,404 \text{ (МВт)}.$$

Витрата робочого палива парового котла в максимально зимовий і середньоопалювальний періоди

$$V_{\text{р пк}} = \frac{Q_{\text{пк}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{пк}}}, \quad (2.16)$$

$$V_{\text{р пк}} = \frac{2,404}{33,7 \cdot 0,91} = 0,0784 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

Розрахунки водогрійної частини котельні.

Враховуючи те, що на опалення витрачається теплота парового котла через теплофікаційний теплообмінник потужністю 0,635 кВт, то від загального навантаження на опалення віднімаємо потужність теплообмінника. Тоді теплове навантаження для водогрійної частини котельні складає

$$Q_{\text{оп}} = Q'_{\text{омах}} - Q_{\text{то}} = 1,065 - 0,635 = 0,430 \text{ (кВт)}.$$

Витрата мережної води на опалення:

$$G_{\text{ТМ}} = \frac{Q_{\text{оп}} \cdot \eta_{\text{к}}}{C_{\text{р}} \cdot (t_{\text{гр}} - t_{\text{зв}})}, \quad (2.17)$$

в максимально зимовий період

$$G_{\text{ТМ}} = \frac{0,430 \cdot 10^3 \cdot 0,98}{4,19 \cdot (80 - 60)} = 5,03 \text{ (кг/с)},$$

в середньоопалювальний період

$$G_{\text{ТМ}} = \frac{0,199 \cdot 10^3 \cdot 0,98}{4,19 \cdot (80 - 60)} = 2,33 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата води на підживлення мережі:

$$G_{\text{ПМ}} = G_{\text{ТМ}} \cdot \alpha_{\text{втр}}, \quad (2.18)$$

в максимально зимовий період

$$G_{\text{ПМ}} = 5,03 \cdot 0,02 = 0,101 \text{ (кг/с)},$$

в середньо опалювальний період

$$G_{\text{ПМ}} = 2,33 \cdot 0,02 = 0,0466 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата мережної води в котлі:

$$G_{\text{к}} = G_{\text{ТМ}} + G_{\text{ПМ}}, \quad (2.19)$$

в максимально зимовий період

$$G_{\text{к}} = 5,03 + 0,101 = 5,131 \text{ (кг/с)},$$

в середньо опалювальний період

$$G_k = 2,33 + 0,0466 = 2,38 \text{ (кг/с)}.$$

Теплова потужність водогрійної частини котельні:

$$Q_{\text{BK}} = G_k \cdot C_v \cdot (h_k'' - h_k') \cdot 10^{-3}, \quad (2.20)$$

в максимально зимовий період

$$Q_{\text{BK}} = 5,13 \cdot 4,19 \cdot (80 - 60) \cdot 10^{-3} = 0,430 \text{ (МВт)},$$

в середньоопалювальний період

$$Q_{\text{BK}} = 2,38 \cdot 4,19 \cdot (80 - 60) \cdot 10^{-3} = 0,199 \text{ (МВт)}.$$

Витрата умовного і робочого палива:

$$V_{y_k} = \frac{Q_k}{Q_{\text{H y}}^p \cdot \eta_{\text{п}}}, \quad (2.21)$$

умовного палива парового котла в максимально зимовий і середньоопалювальний періоди

$$V_{y_{\text{ПК}}} = \frac{2,404}{29,3 \cdot 0,91} = 0,09 \text{ (кг/с)},$$

умовного палива водогрійного котла в максимально зимовий період

$$V_{y_{\text{BK}}} = \frac{0,430}{29,3 \cdot 0,98} = 0,015 \text{ (м}^3\text{/с)},$$

умовного палива водогрійного котла в середньоопалювальний період

$$V_{у\text{ вк}} = \frac{0,199}{29,3 \cdot 0,98} = 0,007 \text{ (м}^3\text{/с)},$$

робочого палива парового котла в максимально зимовий і середньоопалювальний періоди

$$V_{р\text{ пк}} = \frac{2,404}{33,7 \cdot 0,91} = 0,0784 \text{ (м}^3\text{/с)},$$

робочого палива водогрійного котла в максимально зимовий період

$$V_{р\text{ вк}} = \frac{0,430}{33,7 \cdot 0,98} = 0,013 \text{ (м}^3\text{/с)},$$

робочого палива водогрійного котла в середньоопалювальний період

$$V_{р\text{ вк}} = \frac{0,199}{33,7 \cdot 0,98} = 0,006 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

ККД існуючої котельні:

$$\eta^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{пс}} + Q_{\text{оп}}}{\sum V_p \cdot Q_H^p}, \quad (2.22)$$

в максимально зимовий період

$$\eta_{\text{кот}} = \frac{2,404 + 0,43}{(0,0784 + 0,013) \cdot 33,7} = 0,92,$$

в середньоопалювальний період

$$\eta_{\text{кот}} = \frac{2,404 + 0,199}{(0,0784 + 0,006) \cdot 33,7} = 0,915.$$

ККД котельні після встановлення ПСВ:

в максимально зимовий період

$$\eta_{\text{кот}} = \frac{2,396 + 0,43}{(0,0781 + 0,013) \cdot 33,7} = 0,92,$$

в середньоопалювальний період

$$\eta_{\text{кот}} = \frac{2,396 + 0,199}{(0,0781 + 0,006) \cdot 33,7} = 0,915.$$

Результати розрахунків показані в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати розрахунку існуючої теплової схеми у максимальноопалювальний та середньоопалювальний періоди

Параметр	Одиниці	Розрахункові режими	
		максимально– опалювальний 5 діб	середньо– опалювальний 184 доби
1	2	3	4
Розрахунок парової частини котельні			
Витрата пари на теплофікаційний теплообмінник	кг/с	0,31	0,31
Потужність промислового споживача	МВт	1,25	1,25
Витрата конденсату з теплофікаційного теплообмінника, що надходить в деаератор	кг/с	0,31	0,31
Витрата мережної води	кг/с	7,46	7,46
Витрата води на підживлення мережі	кг/с	0,149	0,149
Паровидатність котельні	кг/с	0,96	0,96
Витрата живильної води	кг/с	0,9984	0,9984
Витрата продувальної води	кг/с	0,0192	0,0192
Витрата насиченої пари вторинного скипання з РБП	кг/с	0,001	0,001
Витрата води з РБП	кг/с	0,0181	0,0181
Ентальпія додаткової води	кДж/кг	42	42
Витрата додаткової води	кг/с	0,7964	0,7964
Витрата пари на деаератор	кг/с	0,04	0,04

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4
Розрахунок водогрійної частини котельні			
Витрата мережної води на опалення	кг/с	5,03	2,33
Витрата води на підживлення мережі	кг/с	0,101	0,012
Витрата мережної води в котлі,	кг/с	5,13	2,38
Теплова потужність водогрійної частини котельні	МВт	0,430	0,199
Теплова потужність парової частини котельні	МВт	2,404	2,404
Витрата умовного палива водогрійного котла	кг/с	0,015	0,007
Витрата робочого палива водогрійного котла	м ³ /с	0,013	0,006
Витрата умовного палива парового котла	кг/с	0,09	0,09
Витрата робочого палива парового котла	м ³ /с	0,0784	0,0784
Загальна витрата природного газу	м ³ /с	0,0914	0,0844
ККД існуючої котельні	–	0,92	0,915

Виконані розрахунки теплової схеми пароводогрійної котельні, яка призначена для виробництва насиченої пари на технологічні потреби комбінату та приготування гарячої води на опалення і гаряче водопостачання. Для найбільш холодної п'ятиденки та середньоопалювального режиму визначені витрати пари, конденсату та робочого палива – природного газу, яка складає 0,0914 та 0,0844 м³/с відповідно.

2.3 Техніко–економічні показники роботи котельні за існуючою тепловою схемою

Визначимо техніко–економічні показники роботи котельні [37, 38].

Річне виробництво теплоти

$$Q_{\text{вир}} = \left[(Q_{\text{моп}}^{\text{ПК}} + Q_{\text{моп}}^{\text{ВК}}) \cdot n_{\text{оп}} + (Q_{\text{соп}}^{\text{ПК}} + Q_{\text{соп}}^{\text{ВК}}) \cdot \eta_{\text{вир}}^{\text{соп}} \cdot n_{\text{оп}} \right] \cdot 3,6 \cdot 24, \quad (2.23)$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{вир}} &= [(2,404 + 0,430) \cdot 5 + (2,404 + 0,199) \cdot 183] \cdot 3,6 \cdot 24 = \\ &= 42380,84 \text{ (ГДж)}. \end{aligned}$$

Загальна витрата електричної енергії за рік

$$E^{\text{оп}} = ((N_{\text{об.к}}^{\text{ел}} + N_{\text{інш}}^{\text{осв}}) \cdot 24 \cdot 189), \quad (2.24)$$

З технічної документації пароводогрійної котельні відомо, що:

$N_{\text{об.к}}^{\text{ел}} = 9,78$ кВт загальна потужність електрообладнання;

$N_{\text{інш}}^{\text{осв}} = 6,22$ кВт потужність освітлювальних приладів;

$$E^{\text{оп}}_{\text{річ}} = ((9,78 + 6,22) \cdot 24 \cdot 189) = 72\,576 \text{ (кВт рік)}.$$

Річні витрати на електроенергію

$$C_{\text{еє}} = E_{\text{річ}} \cdot \Pi_{\text{еє}}, \quad (2.25)$$

де $\Pi_{\text{еє}} = 6,06$ (грн./кВт·год) – тариф на електроенергію для промислових підприємств [39]

$$C_{\text{еє}} = 72\,576 \cdot 6,06 = 439\,810,56 \text{ (грн)}.$$

Річна витрата води

$$G_{\text{заг}} = G_{\text{дв}}^{\text{оп}} \cdot 189 \cdot 24 \cdot 3,6, \quad (2.26)$$

$$G_{\text{заг}} = 0,81 \cdot 189 \cdot 24 \cdot 3,6 = 13227 \text{ (м}^3\text{/рік)}.$$

Річні витрати коштів на воду

$$C_{\text{в}} = G_{\text{заг}} \cdot \Pi_{\text{в}}, \quad (2.27)$$

де $\Pi_{\text{в}} = 15,09$ (грн./м³) – тариф на воду для промислових підприємств [40]

$$C_{\text{в}} = 13\,227 \cdot 15,09 = 199\,595,43 \text{ (грн)}.$$

Секундна витрата робочого палива в максимальноопалювальний період

$$V_p^{\text{моп}} = 0,0914 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

Секундна витрата робочого палива у середньоопалювальний період

$$V_p^{\text{соп}} = 0,0844 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

Річна витрата робочого палива

$$V_{\text{річ. рп}} = ((V_{\text{річ}}^{\text{моп}} \cdot 5) + (V_{\text{річ}}^{\text{соп}} \cdot 184)) \cdot 3600 \cdot 24, \quad (2.28)$$

$$V_{\text{річ. рп}} = ((0,0914 \cdot 5) + (0,0844 \cdot 184)) \cdot 3600 \cdot 24 = 1\,381\,242,24 \text{ (м}^3\text{/рік)}.$$

Річна витрата коштів на паливо

$$C_{\text{п}} = V'_{\text{річ}} \cdot C_{\text{п}} \cdot k_{\text{вп}}, \quad (2.29)$$

де $C_{\text{п}} = 37,5$ (грн./ м³) – тариф на газ для промислових підприємств [41];
 $k_{\text{вп}} = 1,006$ коефіцієнт втрати палива;

$$C_{\text{п}} = 1\,381\,242,24 \cdot 37,5 \cdot 1,006 = 521\,073\,63,50 \text{ (грн)}.$$

Річні витрати коштів на амортизацію.

$$C_a = K \cdot H_a, \quad (2.30)$$

де $K = (986\,629 \cdot 20) + 1\,650\,000 = 3\,623\,259$ грн – вартість котла Vitocrossal 200 SM2 – 2 шт та Vitomax 200 HS M237 – 1 шт, системи газопостачання котельні та вузла обліку газу з врахуванням монтажних робіт;
 $H_a = 0,06$ – норма амортизаційних відрахувань, що включає витрати на реновацію і капітальний ремонт котельного агрегату;

$$C_a = 3\,623\,259 \cdot 0,06 = 217\,395,53 \text{ (грн)}.$$

Витрати коштів на поточний ремонт

$$C_{\text{пр}} = C_a \cdot k_{\text{пр}} , \quad (2.31)$$

де $k_{\text{пр}} = 20\%$ – відсоток для котелень закритого типу

$$C_{\text{пр}} = 217395,53 \cdot 0,2 = 43\,479,11 \text{ (грн)} , \quad (2.32)$$

Витрати коштів на заробітну плату

$$C_{\text{зп}} = k_{\text{шт}} \cdot k_{\text{дод}} \cdot \Phi_{\text{зп}} , \quad (2.33)$$

де $k_{\text{шт}} = 5$ – штатний коефіцієнт;

$k_{\text{дод}} = 1,33$ – коефіцієнт, що враховує додаткові нарахування;

$\Phi_{\text{зп}} = 160000$ грн./рік – фонд заробітної плати;

$$C_{\text{зп}} = 5 \cdot 1,33 \cdot 160000 = 1064000,00 \text{ (грн)}.$$

Сума витрат

$$\Sigma C = C_{\text{п}} + C_{\text{се}} + C_{\text{в}} + C_a + C_{\text{пр}} + C_{\text{зп}} , \quad (2.34)$$

$$\Sigma C = 52107363,50 + 439\,810,56 + 199595,43 + 217\,395,53 + 43\,479,11 + 1064000 = 54071644,13 \text{ (грн)}.$$

Інші витрати

$$C_{\text{ін.}} = \Sigma C \cdot 0,06 , \quad (2.35)$$

$$C_{\text{ін.}} = 54071644,13 \cdot 0,06 = 3244298,65 \text{ (грн)}.$$

Загальні експлуатаційні витрати

$$C_{\text{річн.}} = \Sigma C + C_{\text{ін.}} , \quad (2.36)$$

$$C_{\text{річн.існ.}} = 54071644,13 + 3244298,65 = 57315942,78 \text{ (грн)}.$$

Собівартість вироблення теплової енергії

$$CB_{\text{в}} = \frac{C_{\text{річн.}}}{Q_{\text{вир}}}, \quad (2.37)$$

$$CB_{\text{в}} = \frac{57315942,78}{42380,84} = 1352,4 \text{ (грн/ГДж)}.$$

Собівартість виробництва теплової енергії визначають основні складові – ціна природного газу та електричної енергії, які на сьогодні є високими для промислових підприємств. Тому необхідно розробити заходи для зниження собівартості виробництва теплової енергії котельнею хлібокомбінату шляхом заміщення природного газу та використання вторинних енергоресурсів.

2.4 Варіантний аналіз заходів для економії та заміщення природного газу в котельні

Виконаємо оцінку техніко–економічних показників роботи котельні для варіантів встановлення в її тепловій схемі наступного обладнання:

- 1) теплообмінника–утилізатора теплоти відхідних газів після парового котла для підігрівання сирої води;
- 2) котла водогрійного на пелетах Marten Industrial T потужністю 400 кВт [42] на заміну котла водогрійного на природному газі;
- 3) двох котлів водогрійних на пелетах Marten Industrial T потужністю 400 кВт на заміну котлів водогрійних на природному газі;
- 4) системи для подачі пелет для спалювання їх в паровому котлі та двох водогрійних котлів на пелетах на заміну котлів водогрійних на природному газі;
- 5) системи для спалювання пропан–бутану а двох водогрійних котлів на пелетах на заміну котлів водогрійних на природному газі.

Для зменшення собівартості виробництва теплової енергії розглянемо доцільність використання в промислово–опалювальній котельні комбінату хлібопродуктів вторинних енергетичних ресурсів. Вторинний енергетичний ресурс

– енергетичний потенціал продукції, відходів, побічних і проміжних продуктів, який утворюється в технологічних агрегатах (установках, процесах) і не використовується в самому агрегаті, але може бути частково чи повністю використаний для енергопостачання інших апаратів (процесів) [43].

Встановлення в тепловій схемі котельні підігрівника сирі води.

В даній котельні теплоту продувальної води можна використати для нагрівання хімоочищеної води, що подається в деаератор (рис. 2.2), встановивши пластинчастий теплообмінник «вода–вода».

Розрахунки теплової схеми котельні після встановлення підігрівника сирі води виконаємо за методикою, яка показана в підрозділі 2.2.

Ентальпія додаткової води в разі встановлення теплообмінника для підігрівання додаткової води

$$h'_{дв2} = h'_{дв} + \frac{G_{рбп} \cdot (h'_{рбп} - h'_{зл})}{G_{дв}}, \quad (2.38)$$

$$h'_{дв2} = 42 + \frac{0,0174 + 0,0189 \cdot D_d \cdot (615 - 280)}{G_{дв}} = 42 + \frac{(5,829 + 6,33 \cdot D_d)}{G_{дв}}$$

Теплота, що вноситься в деаератор з додатковою водою після підігрівника додаткової води визначиться наступним чином:

$$\begin{aligned} G_{дв} \cdot h'_{дв2} &= G_{дв} \cdot \left(42 + \frac{(5,829 + 6,33 \cdot D_d)}{G_{дв}} \right) = \\ &= 42 \cdot G_{дв} + (5,829 + 6,33 \cdot D_d). \end{aligned}$$

Після підстановки останнього рівняння в баланс деаератора отримаємо

$$\begin{aligned} D_d \cdot 2769 + 0,31 \cdot 720,9 + 42 \cdot (0,7948 + 0,039 \cdot D_d) + 5,829 + 6,33 \cdot D_d + \\ + (0,001 + 0,001088 \cdot D_d) 2738,5 = (0,9568 + 1,04 \cdot D_d + 0,149) \cdot 323 \end{aligned}$$

звідки

$$D_d = 0,037 \text{ (кг/с)}.$$

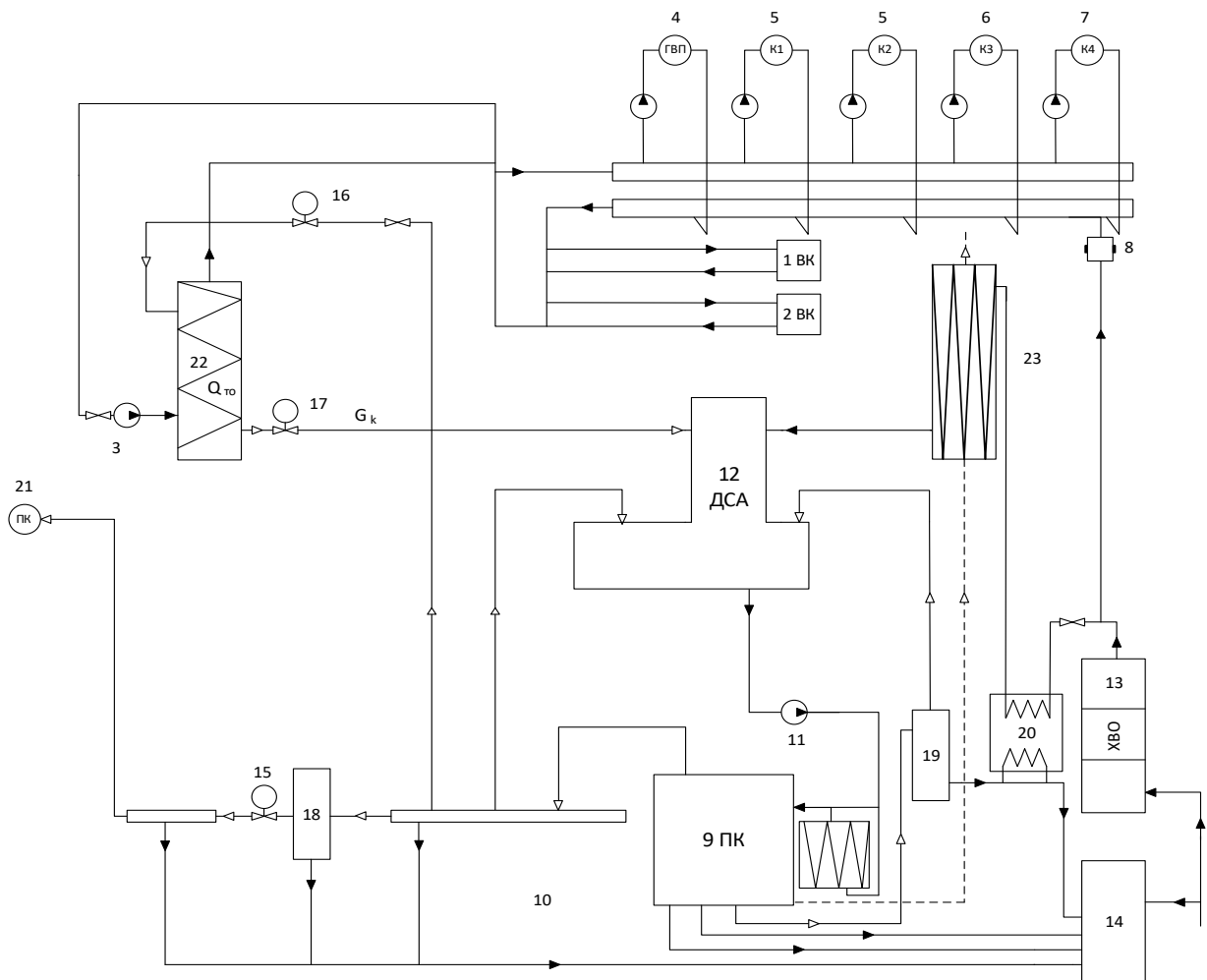


Рисунок 2.2 – Принципова тепла схема пароводогрійної котельні з підігрівником сирої води та утилізатором теплоти відхідних газів

1, 2 – котел водогрійний конденсаційний газовий; 3 – насос контуру теплообмінника; 4 – насос контуру ГВП; 5 – насос контуру ОВ; 6 – насос контуру ОВ №3; 7 – насос контуру ОВ №4; 8 – клапан автоматичного підживлення; 9 – парогенератор високого тиску; 10 – теплообмінник вихідних газів економайзер; 11 – живильний насос; 12 – деаератор ДАСП.б–4.2; 13 – хімводоочистка; 14 – охолоджувач; 15 – редукційний клапан; 16 – редукційний клапан; 17 – редукційний клапан; 18 – сепаратор пари; 19 – сепаратор безперервної продувки; 20 – підігрівник сирої води (ПСВ); 21 – паровий контур; 22 – пароводяний теплообмінник, 23 – теплообмінник–утилізатор.

Тоді витрати:

$$D_0 = 0,61 + 0,31 + 0,037 = 0,957 \text{ (кг/с)},$$

$$G_{\text{жв}} = 0,9568 + 1,04 \cdot 0,037 = 0,9953 \text{ (кг/с)},$$

$$G_{\text{дв}} = 0,7948 + 0,039 \cdot 0,037 = 0,7962 \text{ (кг/с)},$$

$$G_{\text{пр}} = 0,0184 + 0,02 \cdot 0,037 = 0,0191 \text{ (кг/с)},$$

$$D_{\text{рбп}} = 0,001 + 0,001088 \cdot 0,037 = 0,001 \text{ (кг/с)},$$

$$G_{\text{рбп}} = 0,0174 + 0,0189 \cdot 0,037 = 0,0181 \text{ (кг/с)}.$$

$$h'_{\text{дв2}} = 42 + \frac{(5,829 + 6,33 \cdot 0,037)}{0,7962} = 49,6 \text{ (кДж/кг)}.$$

Теплова потужність парової частини існуючої котельні з ПСВ

$$Q_{\text{пк}} = [(D_0 + D_0 \cdot \alpha_{\text{втр}}) \cdot (h_0 - h'_{\text{жв}}) + D_0 \cdot p \cdot (h'_{\text{кв}} - h'_{\text{жв}})] \cdot 10^{-3},$$

$$Q_{\text{пк}} = [0,957 \cdot (1 + 0,02) \cdot (2769 - 323) + 0,957 \cdot 0,02 \cdot (780 - 323)] \cdot 10^{-3} = 2,396 \text{ (МВт)}.$$

Витрата робочого палива парового котла в максимально зимовий і середньоопалювальний періоди для схеми з ПСВ

$$B_{\text{рпк}} = \frac{Q_{\text{пк}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{пк}}}, \quad (2.39)$$

$$B_{\text{рпк}} = \frac{2,396}{33,7 \cdot 0,91} = 0,0781 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

Результати розрахунків показані в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Результати розрахунку теплової схеми з ПСВ у максимально зимовий та середньоопалювальний періоди

Параметр	Одиниці	Розрахункові режими	
		максимально– опалювальний 5 діб	середньо– опалювальний 184 доби
1	2	3	4
Розрахунок парової частини котельні			
Витрата пари на теплофікаційний теплообмінник	кг/с	0,31	0,31
Потужність промислового споживача	МВт	1,25	1,25
Витрата конденсату з теплофікаційного теплообмінника, що надходить в деаератор	кг/с	0,31	0,31
Витрата мережної води	кг/с	7,46	7,46
Витрата води на підживлення мережі	кг/с	0,149	0,149
Паровидатність котельні	кг/с	0,957	0,957
Витрата живильної води	кг/с	0,9953	0,9953
Витрата продувальної води	кг/с	0,0191	0,0191
Витрата насиченої пари вторинного скипання з РБП	кг/с	0,001	0,001
Витрата води з РБП	кг/с	0,0181	0,0181
Ентальпія додаткової води після підігрівання в ПСВ	кДж /кг	50	50
Витрата додаткової води	кг/с	0,7962	0,7962
Витрата пари на деаератор	кг/с	0,037	0,037
Теплова потужність ПСВ	кВт	6,2	6,2
Розрахунок водогрійної частини котельні			
Витрата мережної води на опалення	кг/с	5,03	2,33
Витрата води на підживлення мережі	кг/с	0,101	0,012
Витрата мережної води в котлі,	кг/с	5,13	2,38
Теплова потужність водогрійної частини котельні	МВт	0,430	0,199
Теплова потужність парової частини котельні	МВт	2,404	2,404
Витрата умовного палива водогрійного котла	кг/с	0,015	0,007
Витрата робочого палива водогрійного котла	м ³ /с	0,013	0,006
Витрата умовного палива парового котла	кг/с	0,09	0,09
Витрата робочого палива парового котла	м ³ /с	0,0784	0,0784
Загальна витрата природного газу	м ³ /с	0,0914	0,0844
Витрата робочого палива на паровий котел в разі встановлення ПСВ	м ³ /с	0,0781	0,0781
Витрата природного газу на котельню в разі встановлення ПСВ	м ³ /с	0,0911	0,0841
ККД існуючої котельні	–	0,92	0,915
ККД котельні з ПСВ	–	0,92	0,915

Витрата природного газу після встановлення утилізатора теплоти відхідних газів для максимально-зимового режиму $V_{p,ty} = 0,088 \text{ м}^3/\text{с}$, а для середньоопалювального $V_{p,ty} = 0,081 \text{ м}^3/\text{с}$.

Секундна витрата робочого палива для максимально зимового режиму

$$V_p^{\text{моп}} = 0,0911 \text{ (м}^3/\text{с)}.$$

Секундна витрата робочого палива для середньоопалювального режиму

$$V_p^{\text{соп}} = 0,0841 \text{ (м}^3/\text{с)}.$$

Річна економія природного газу

$$\Delta V_{\text{річ. пг}} = ((\Delta V^{\text{моп}} \cdot 5) + (\Delta V^{\text{соп}} \cdot 184)) \cdot 3600 \cdot 24, \quad (2.40)$$

$$\begin{aligned} \Delta V_{\text{річ. пг}} &= ((0,0914 - 0,0911) \cdot 5 + (0,0844 - 0,0841) \cdot 184) \cdot 3600 \cdot 24 = \\ &= 4769,28 \text{ (м}^3/\text{рік)}. \end{aligned}$$

Річна економія коштів

$$\Delta C_{\text{п}} = \Delta V_{\text{річ.пг}} \cdot C_{\text{п}} \cdot k_{\text{вп}}, \quad (2.41)$$

де $C_{\text{п}} = 37,5 \text{ (грн./ м}^3\text{)}$ – тариф на газ для промислових підприємств;
 $k_{\text{вп}} = 1,006$ коефіцієнт втрати палива;

$$\Delta C_{\text{п}} = 4769,28 \cdot 37,5 \cdot 1,006 = 179921,1 \text{ (грн)}.$$

Для встановлення виберемо протитечійний пластинчастий теплообмінник потужністю 6,2 кВт, який призначений для роботи в складі установок опалення, водопостачання, холодопостачання, вентиляції, кондиціонування і в технологічних процесах промислових підприємств, тип теплообмінника «вода-вода».

Виконані розрахунки теплової схеми пароводогрійної котельні, після встановлення підігрівника сирієї води. Для максимально зимового та середньоопалювального режимів визначені витрати пари, конденсату та робочого

палива – природного газу, яка складає 0,0911 та 0,0841 м³/с відповідно. Виявлено, що в разі встановлення пластинчастого теплообмінника для підігрівання сирої води продувальною водою температура додаткової води підвищиться на 2 °С, витрата природного газу зменшиться на 0,0003 м³/с, а ККД котельні не зміниться. Річна економія природного газу і коштів становитиме 4769,28 м³/рік та 180 тис.грн відповідно.

Встановлення ПСВ та утилізатора теплоти відхідних газів парового котла

Розрахунки теплової схеми котельні після встановлення теплообмінника-утилізатора теплоти відхідних газів (рис. 2.2) виконаємо за методикою, яка показана в підрозділі 2.2. Результати розрахунків в табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Результати розрахунку теплової схеми котельні після встановлення теплообмінника-утилізатора

Параметр	Одиниці	Розрахункові режими	
		Максимально опалювальний 5 діб	Середньо-опалювальний 184 доби
1	2	3	4
Розрахунок парової частини котельні			
Витрата пари на теплофікаційний теплообмінник	кг/с	0,31	0,31
Потужність промислового споживача	МВт	1,25	1,25
Витрата конденсату з теплофікаційного теплообмінника, що надходить в деаератор	кг/с	0,31	0,31
Витрата мережної води	кг/с	7,46	7,46
Витрата води на підживлення мережі	кг/с	0,149	0,149
Паровидатність котельні	кг/с	0,922	0,922
Витрата живильної води	кг/с	0,9589	0,9589
Витрата продувальної води	кг/с	0,0184	0,0184
Витрата насиченої пари вторинного скипання з РБП	кг/с	0,001	0,001
Витрата води з РБП	кг/с	0,0174	0,0174
Ентальпія додаткової води після підігріву в ПСВ	кДж/кг	50	50
Ентальпія додаткової води після теплообмінника-утилізатора	кДж/кг	159	159
Витрата додаткової води	кг/с	0,7949	0,7949
Витрата пари на деаератор	кг/с	0,002	0,002

Продовження таблиці 2.6

1	2	3	4
Розрахунок водогрійної частини котельні			
Витрата мережної води на опалення	кг/с	5,03	2,33
Витрата води на підживлення мережі	кг/с	0,101	0,012
Витрата мережної води в котлі,	кг/с	5,13	2,38
Теплова потужність водогрійної частини котельні	МВт	0,430	0,199
Теплова потужність парової частини котельні	МВт	2,309	2,309
Витрата умовного палива водогрійного котла	кг/с	0,015	0,007
Витрата робочого палива водогрійного котла	м ³ /с	0,013	0,006
Витрата умовного палива парового котла	кг/с	0,086	0,086
Витрата робочого палива парового котла	м ³ /с	0,075	0,075
Загальна витрата природного газу на котли	м ³ /с	0,088	0,081
ККД котельні	–	0,92	0,915

Витрата природного газу після встановлення утилізатора теплоти відхідних газів для максимально зимового режиму $V_{p,ty} = 0,088 \text{ м}^3/\text{с}$, а для середньоопалювального $V_{p,ty} = 0,081 \text{ м}^3/\text{с}$.

Секундна витрата робочого палива для максимально зимового режиму

$$V_p^{\text{моп}} = 0,088 \text{ (м}^3/\text{с)}.$$

Секундна витрата робочого палива для середньоопалювального режиму

$$V_p^{\text{соп}} = 0,081 \text{ (м}^3/\text{с)}.$$

Річна економія природного газу

$$\Delta V_{\text{річ. пг}} = ((\Delta V^{\text{моп}} \cdot 5) + (\Delta V^{\text{соп}} \cdot 184)) \cdot 3600 \cdot 24, \quad (2.42)$$

$$\begin{aligned} \Delta V_{\text{річ. пг}} &= ((0,0911 - 0,088) \cdot 5 + (0,0841 - 0,081) \cdot 184) \cdot 3600 \cdot 24 = \\ &= 49282,57 \text{ (м}^3/\text{рік)}. \end{aligned}$$

Річна економія коштів

$$\Delta C_{\Pi} = \Delta V_{\text{річ.пг}} \cdot C_{\Pi} \cdot k_{\text{вп}}, \quad (2.43)$$

де $C_{\Pi} = 37,5$ (грн./ м³) – тариф на газ для промислових підприємств;
 $k_{\text{вп}} = 1,006$ коефіцієнт втрати палива;

$$\Delta C_{\Pi} = 49282,57 \cdot 37,5 \cdot 1,006 = 1859184,95 \text{ (грн.)}$$

Термін окупності капіталовкладень

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{ут.сист}}}{\Delta C_{\Pi}}, \quad (2.44)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{260285}{1859184,95} = 0,14 \text{ (року)}.$$

Заміна водогрійних котлів, які працюють на природному газі пелетними котлами.

ТОВ «Вінницький комбінат хлібопродуктів №2» в своїй діяльності займається:

- виробництвом готових кормів для тварин, що утримуються на фермах;
- виробництвом інших дерев'яних будівельних конструкцій і столярних виробів;
- оптовою торгівлею зерном, необробленим тютюном, насінням і кормами для тварин.

Під час виробничої діяльності на підприємстві утворюються значна кількість відходів лушпиння зернових та пиломатеріалів, а для виготовлення кормів застосовується устаткування для гранулювання. Тому у підприємства є можливість самостійно виготовляти пелети. Собівартість виготовлення пелет є відносно низькою і становить 1,25 грн/кг [44]. Варто зауважити, що кількість відходів є достатньою лише для забезпечення паливом двох водогрійних котлів сумарною потужністю 800 кВт.

Проаналізувавши діяльність підприємства, зваживши на можливість виготовлення пелет з відходів лушпиння та деревини шляхом переробки відходів, що в свою чергу забезпечує утилізацію відходів у економічно доцільний спосіб, в роботі пропонується два варіанти:

- заміна одного газового водогрійних котла потужністю 311 кВт на пелетний котел Marten Industrial T– 400 кВт;
- заміна двох водогрійних котлів потужністю 311 кВт кожен на пелетні котли Marten Industrial T– 400 кВт.

Для обох варіантів в тепловій схемі котельні передбачено встановлення ПСВ та теплообмінника–утилізатора для парового котла. В разі встановлення одного пелетного котла витрати пари, конденсату та гарячої води залишаться незмінними (табл. 3.2). В разі встановлення двох пелетних котлів сумарною потужністю 800 кВт відключається пароводяний теплообмінник Vitotrans 200 WTD потужністю 635кВт, а витрата пари з парогенератора і відповідно його потужність зменшуються, а в результаті зменшується витрата природного газу на паровий котел.

Для розрахунків прийнято, що нижча теплота згорання пелет $Q_{p_n} = 17,17$ МДж/кг, ККД котла Marten Industrial T–400 кВт – 0,88. Оскільки у підприємства немає можливості забезпечити котельню достатньою кількістю пелет, то розглянуто варіанти роботи парового котла на пелетах, які закуплені за ринковою ціною 7 грн/кг та на зрідженому вугледновому газі – пропан-бутані, який є на сьогодні дешевшим порівняно з природним газом. Результати зведені в табл. 3.1.

Початкові дані для розрахунку котельні з водогрійними та паровим котлом на твердому паливі наведені в таблиці 2.1 та 2.2. Техніко-економічні показники визначені за методикою, яка показана в підрозділі 2.3, а результати розрахунків показані в табл. 3.1.

Визначимо техніко-економічні показники роботи котельні з двома пелетними котлами

Теплова потужність парової частини котельні в разі відключення теплофікаційного теплообмінника

$$Q_{пк} = [(D_0 + D_0 \cdot \alpha_{втр}) \cdot (h_0 - h'_{жв}) + D_0 \cdot p \cdot (h'_{кв} - h'_{жв})] \cdot 10^{-3}, \quad (2.45)$$

$$Q_{пк} = [0,612 \cdot (1 + 0,02) \cdot (2769 - 323) + 0,612 \cdot 0,02 \cdot (780 - 323)] \cdot 10^{-3} = 1,532 \text{ (МВт)}.$$

Секундна витрата природного газу на паровий котел

$$V_{p\text{ пк}} = \frac{1,939}{33,7 \cdot 0,91} = 0,063 \text{ (м}^3\text{/с),}$$

$$V_{p\text{ пк}} = \frac{1,532}{33,7 \cdot 0,91} = 0,05 \text{ (м}^3\text{/с).}$$

Витрата робочого палива (пелет) на водогрійні котли у максимально зимовий період

$$V_{p\text{ вк}} = \frac{0,800}{17,71 \cdot 0,88} = 0,0513 \text{ (кг/с),}$$

Витрата робочого палива (пелет) для водогрійних котлів у середньоопалювальний період

$$V_{p\text{ вк}} = \frac{0,492}{17,71 \cdot 0,88} = 0,032 \text{ (кг/с).}$$

Річна витрата пелет на водогрійні котли

$$V_{p\text{ річ. рп}} = ((V_{p\text{ річ}}^{\text{моп}} \cdot 5) + (V_{p\text{ річ}}^{\text{коп}} \cdot 184)) \cdot 3600 \cdot 24, \quad (2.46)$$

$$V_{p\text{ річ. рп}} = ((0,0513 \cdot 5) + (0,032 \cdot 184)) \cdot 3600 \cdot 24 = 530884,8 \text{ (кг/рік).}$$

Річні витрати природного газу на паровий котел

$$V_{p\text{ річ. рп}} = ((V_{p\text{ річ}}^{\text{моп}} \cdot 5) + (V_{p\text{ річ}}^{\text{коп}} \cdot 184)) \cdot 3600 \cdot 24, \quad (2.47)$$

$$V_{p\text{ річ. рп}} = ((0,063 \cdot 5) + (0,05 \cdot 184)) \cdot 3600 \cdot 24 = 822096 \text{ (м}^3\text{/рік).}$$

Річні витрати коштів на пелети

$$C_{п.вк} = 530884,8 \cdot 1,25 \cdot 1,006 = 667587,64 \text{ (грн/рік).}$$

Річні витрати коштів на природний газ

$$C_{\Pi} = V'_{\text{річ}} \cdot C_{\Pi} \cdot k_{\text{вп}}, \quad (2.48)$$

де $C_{\Pi} = 37,5$ (грн/ м³) – тариф на газ для промислових підприємств;
 $k_{\text{вп}} = 1,006$ коефіцієнт втрати палива;

$$C_{\text{п.пк}} = 822096 \cdot 37,5 \cdot 1,006 = 31013571,60 \text{ (грн/рік)}.$$

Річні витрати коштів на паливо

$$C_{\Pi} = C_{\text{п.вк}} + C_{\text{п.пк}}, \quad (2.49)$$

$$C_{\Pi} = 667587,64 + 31013571,60 = 31681159,24 \text{ (грн)}.$$

Результати розрахунків інших річних витрат та собівартості виробництва теплової енергії показані в табл. 2.6.

Заміна водогрійних котлів, які працюють на природному газі пелетними котлами, робота парового котла на пропан-бутані

Дослідивши ринок України за 2021 рік, можна дійти висновку, що ціни на паливо по всій території країни різні. Це залежить від місця розташування підприємства, наявності поряд магістральних та залізничних доріг, лісових господарств, автомобільного транспорту та багато іншого. Вартість деревини коливається від 4 до 9,5 грн/кг. Вартість газу для комунально-побутових підприємств, бюджетних установ і організацій становить 16000...16600 за 1000 м³ з урахуванням ПДВ, для промислових підприємств – 37000...38000 грн за 1000 м³ з урахуванням ПДВ. Вартість кам'яного вугілля коливається від 6500 грн/т до 7800 грн/т [45] Вартість пропан-бутану 32...33 грн/кг [7]. Для розрахунків використані середні ціни на паливо. Вартість транспортування природного газу в розрахунках не враховувалася.

Таблиця 2.7 – Техніко-економічні показники роботи котельні в разі заміни та встановлення нового обладнання

Вид витрат	Варіанти					
	Існуюча схема на природному газі	Схема з теплообмінниками - утилізаторами природного газі	Заміна одного водогрійного котла на пелетний	Заміна двох водогрійних котлів на пелетах	Паровий котел і водогійні на пелетах	Паровий котел на ЗВГ + водогійні на пелетах
Ціна на природний газ, грн/м ³	37,5	37,5	37,5	37,5	–	
Ціна на пелети, грн/кг	–	–	1,25	1,25	1,25 7,00	
Ціна на пропан–бутан, грн/кг	–	–	–	–	–	32
Ціна на електроенергію, грн/кВт год	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06	6,06
Річна витрата природного газу, млн.м ³	1,38	1,33	1,22	0,82	–	
Річні витрати коштів на паливо, млн.грн	52,11	50,01	46,47	31,68	17,29	17,73
Річна витрата електроенергії	72576	72599	72626	72741	79430	72741
Річні витрати коштів на електроенергію, млн.грн	0,439	0,439	0,44	0,44	0,48	0,44
Річні витрати коштів на воду, млн.грн	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199
Річні витрати коштів на амортизацію, млн.грн	0,217	0,236	0,26	0,293	1,02	1,02
Річні витрати коштів на поточний ремонт, млн.грн	0,043	0,047	0,053	0,059	0,2	0,2
Річні витрати коштів на заробітну плату, млн.грн	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
Сума витрат, млн.грн	54,07	51,99	48,49	33,74	20,3	19,78
Інші витрати, млн.грн	3,24	3,11	2,909	2,024	1,21	1,19
Загальні експлуатаційні витрати, млн.грн	57,32	55,11	51,40	35,76	21,47	20,97
Річне виробництво теплоти, ГДж/рік	42380	40838	40838	40838	40838	40838
Собівартість вироблення теплової енергії, грн/ГДж	1352,4	1349,7	1258,7	875,7	525,9	513
Капіталовкладення, млн. грн	–	0,2	0,781	1,25	8,76	8,76
Простий термін окупності, рік	–	0,14	0,1	0,1	0,3	0,3

З таблиці 2.7 видно, що найменша вартість виробництва 1 ГДж теплової енергії буде в разі переведення водогрійних котлів та парового котла на спалювання пелет, які вироблені з відходів хлібокомбінату. Однак потрібно враховувати, що комбінат не має достатньої кількості пелет щоб повністю забезпечити паливом паровий і водогрійні котли, тому потрібно їх закуповувати за ринковою ціною 7 грн/кг [46]. У зв'язку з суттєвим подорожчанням енергоносіїв у

підприємства немає вільних коштів для будівництва нової котельні поруч з існуючою, вартість будівництва нової пароводогрійної котельні буде в 3 – 4 рази дорожче газової, а площа, яку займатиме така котельня в 4 рази більше.

Для подальшої розробки прийнято варіант заміни двох водогрійних котлів Vitocrossal 200 SM2 потужністю 311 кВт кожен, які працюють на природному газі на два твердопаливних пелетних котли Marten Industrial T потужністю 400 кВт із системою очищення відхідних газів. Паровий котел Vitomax 200 HS M237 залишити на природному газі, а в якості резервного палива використовувати зріджені вуглеводнені гази, наприклад, пропан-бутан. За паровим котлом встановити теплообмінник-утилізатор теплоти відхідних газів для нагрівання додаткової води.

Для розрахунків теплової схеми котельні потрібно визначити температуру додаткової води на вході в деаератор після нагрівання в теплообміннику-утилізаторі. Для цього виконаємо конструктивний розрахунок теплообмінника та виконаємо дослідження раціональних режимів його роботи.

2.5 Висновки до розділу

Виконані розрахунки теплової схеми пароводогрійної котельні, яка призначена для виробництва насиченої пари на технологічні потреби комбінату та приготування гарячої води на опалення і гаряче водопостачання. Для найбільш холодної п'ятиденки та середньоопалювального режиму визначені витрати пари, конденсату та робочого палива – природного газу, які складають 0,0914 та 0,0844 м³/с відповідно. Собівартість виробництва теплової енергії становить 1352,4 грн/ГДж.

Виконані розрахунки теплової схеми пароводогрійної котельні в разі встановлення підігрівника сирієї води продувальною водою котла. Для максимально зимового та середньоопалювального режимів визначені витрати пари, конденсату та робочого палива – природного газу, яка складає 0,0911 та 0,0841 м³/с відповідно. Виявлено, що в разі встановлення пластинчастого теплообмінника для підігрівання сирієї води продувальною водою температура додаткової води підвищиться на 2 °С, витрата природного газу зменшиться на 0,0003 м³/с, собівартість виробництва теплової енергії зменшиться на 2,7 грн/ГДж, а річна економія коштів становитиме 180 тис. грн.

Встановлення підігрівника сирії води та теплообмінника-утилізатора теплоти відхідних газів для парового котла Vitomax 200 HSM237 при навантаженні 3,32 т/год ($0,87D_{\text{ном}}$), який працюватиме в конденсаційному режимі, зменшить витрату природного газу на 4 %, що дає річну економію коштів в сумі 1 млн. 860 тис. грн.

Для подальшої розробки прийнято варіант заміни двох водогрійних котлів Vitocrossal 200 SM2 потужністю 311 кВт кожен, які працюють на природному газі на два твердопаливних пелетних котли Marten Industrial T потужністю 400 кВт із системою очищення відхідних газів. Паровий котел Vitomax 200 HS M237 залишити на природному газі з використанням в якості резервного палива зріджених вуглеводневих газів, наприклад, пропан-бутану. За паровим котлом встановити теплообмінник-утилізатор теплоти відхідних газів для нагрівання додаткової води.

3 УТИЛІЗАЦІЯ ТЕПЛОТИ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ В ТЕПЛОВІЙ СХЕМІ КОТЕЛЬНОЇ

3.1 Утилізація теплоти відхідних газів за рахунок «сухого» і конденсаційного теплообміну

Продукти згорання газу містять високу концентрацію водяної пари, на утворення якої витрачена певна частка теплоти згорання палива. В теплообмінниках–утилізаторах температуру відхідних газів із котлів можна зменшити до температури, яка менше температури точки роси t_R , тобто $t_{ky} < t_R$. Це дає змогу використовувати як фізичну (суху), так і конденсаційну (вологісну) складові теплоти відхідних газів.

Сучасні конструкції теплоутилізаторів розроблені з можливістю експлуатації їх в конденсаційному режимі, тобто при глибокому охолодженні газів (нижче температури точки роси водяної пари, що міститься в газах), та використанні теплоти конденсації водяної пари. Конденсаційний режим роботи теплоутилізатора реалізується в разі знижених навантажень котла та низьких температур води, що нагрівається, на вході в утилізатор ($t < 50$ °C).

Теплова ефективність водогрійного теплоутилізаційного устаткування при роботі в конденсаційному режимі визначається, в основному, такими режимними характеристиками котла: температурою нагрітої води, навантаженням котла та коефіцієнтом надлишку повітря в димових газах.

Робота котла в номінальних режимах характеризується майже незмінними значеннями коефіцієнтів надлишку повітря в топці та у відхідних газах, температурами відхідних газів і холодного (в приміщенні) повітря. Під час спалювання природного газу в котлах відсутні втрати теплоти від механічного недопалу q_4 , практично близькі до нуля втрати теплоти від хімічної неповноти згорання q_3 і невеликі втрати теплоти в навколишнє середовище q_5 . Найбільшими є теплові втрати теплоти з відхідними газами (5 – 6%), які залежать, як відомо [47], від температури відхідних газів і холодного повітря, коефіцієнта надлишку повітря у відхідних газах. Замість громіздких обчислень питомих об'ємів продуктів згорання палива та їх ентальпій, необхідних для визначення q_2 за нормативним методом, [48] використовують більш спрощені формули [10, 49].

Закономірності зміни коефіцієнта утилізації ψ_c показані на рис.3.1.

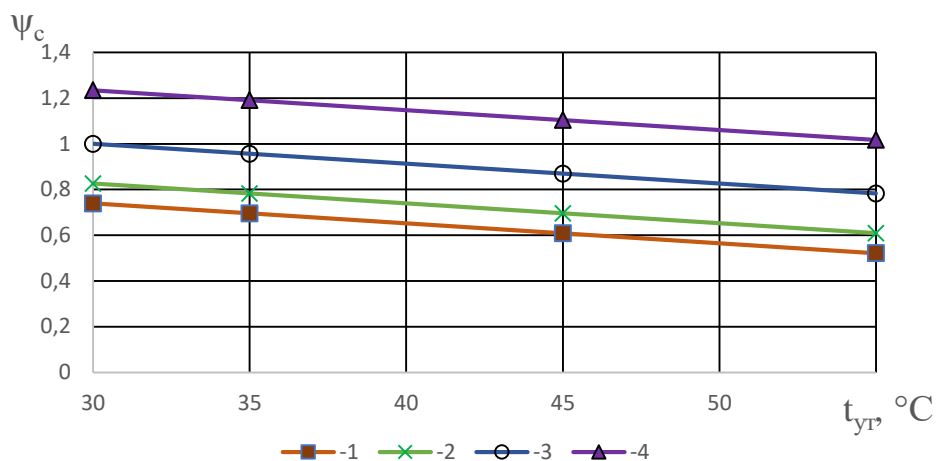


Рисунок 3.1 – Коефіцієнт утилізації теплоти за рахунок «сухого» теплообміну залежно від температури газів на виході з утилізатора:

1 – $t_{br} = 115$ °C; 2 – 125; 3 – 145; 4 – 150; 5 – 172.

Із рис. 3.1 видно, що інтенсивність «сухого» теплообміну зменшується за лінійним законом зі зменшенням температури відхідних газів і температури газів за утилізатором (зі зменшенням ступеня охолодження газів) в утилізаторі.

Залежності показані на рис. 3.1 з достатньою точністю можна узагальнити залежністю

$$\psi_c = 1 - (0,0264 - 1,64 \cdot 10^{-4} \cdot t_{br}) \cdot t_{ty}. \quad (3.1)$$

Закономірності зміни коефіцієнтів утилізації теплоти за рахунок конденсаційного теплообміну показані на рис. 3.2.

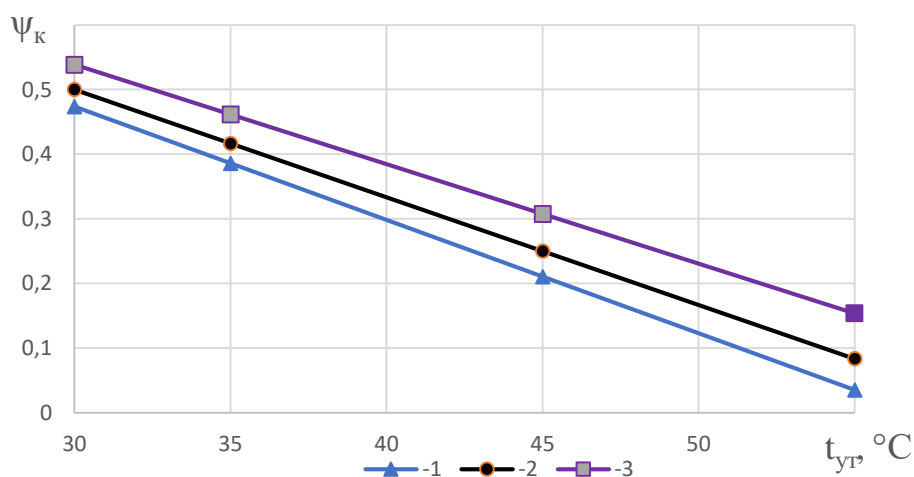


Рисунок 3.2 – Коефіцієнт утилізації теплоти за рахунок «конденсаційного» теплообміну залежно від температури точки роси:

1 – $t_R = 57$ °C; 2 – 60; 3 – 65.

Із рис. 3.2 видно, що характер зміни коефіцієнтів ψ_k аналогічний до характеру зміни коефіцієнтів ψ_c . Основний вплив на інтенсивність теплообміну за рахунок конденсації водяної пари здійснює температура газів за утилізатором. Зі збільшенням температури газів за утилізатором значення ψ_k зменшується, а зі збільшенням температури точки роси інтенсивність конденсаційної складової теплообміну зростає.

Залежності на рис. 3.2 апроксимуються співвідношенням

$$\psi_k = 1 - (0,02656 - 1,554 \cdot 10^{-4} \cdot t_{\text{вг}}) \cdot t_{\text{тy}}. \quad (3.2)$$

Із рис. 3.1 та 3.2 можна зробити висновок, що для однакового інтервалу зміни температур газів за утилізатором значення коефіцієнтів ψ_c перевищують значення ψ_k .

3.2 Математична модель конструктивного розрахунку теплообмінника-утилізатора

В теплообмінниках-утилізаторах контактного типу, які набули поширення в промисловості та енергетиці (скрубери, градирні), температура відхідних газів знижується до 30...40 °С. Теплообмінники-утилізатори контактного типу мають суттєвий недолік: забруднення води, яка нагрівається через контакт її з продуктами згорання – відхідними газами. Тому більш раціонально застосовувати поверхневі теплоутилізатори, в яких немає безпосереднього контакту продуктів згорання і рідини, що нагрівається. Поверхневі утилізатори пластинчастого типу мають більш просту конструкцію і меншу вартість у порівнянні з орбренними біметалевими трубами. Недоліком поверхневих теплотуутилізаторів є те, що температура, до якої можна нагріти рідину, дорівнює температурі мокрого термометра 50...60 °С.

Зважаючи на викладене вище для утилізації теплоти відхідних газів вибраний пластинчастий теплообмінник типу відхідні гази – вода. В якості гарячого теплоносія виступають високотемпературні відхідні гази парового котла, який працює на газоподібному паливі, а рідина, що нагрівається за рахунок отриманої теплоти – сира вода з температурою 12 °С. Схема руху теплоносіїв – перехресна течія (рис. 3.3). Тип теплообмінника С – Н01 [50].

Теплообмінник є напіврозбірним апаратом, який складається із теплообмінного пакету пластин, які розміщені в корпусі прямокутної форми зі штуцерами для підведення і відведення робочих середовищ. Теплообмінний пакет складається з групи секцій попарно зварених тонких штампованих пластин з гофрованою поверхнею (тип «ялинка») і колекторними отворами для проходження робочих середовищ. В разі необхідності очищення апарату передбачено, що корпус теплообмінника можна розібрати.

Секції збираються в пакет так, щоб гофри двох суміжних пластин мали протилежний напрямок. Секції зварені між собою, що дозволяє зберігати міцність в разі одностороннього тиску одного із робочих середовищ.

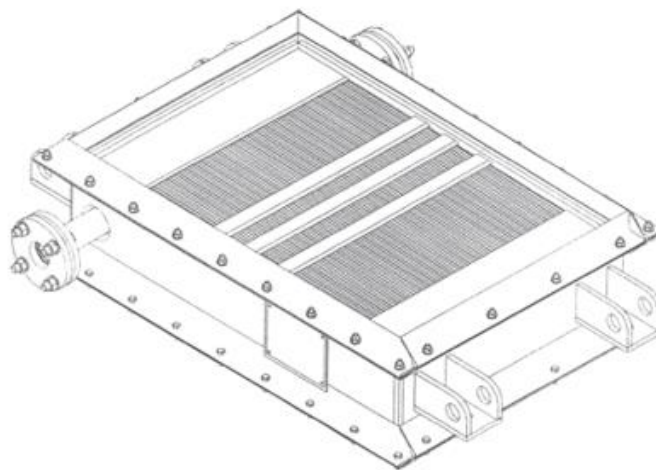


Рисунок 3.3 – Загальний вигляд пластинчастого теплообмінника -утилизатора

Відсутність ущільнювачів є головною особливістю конструкції зварних теплообмінних апаратів. Гофровані пластини зварені в один блок у якому вода рухається у внутрішніх каналах, а газу – у зовнішніх.

Розрахункова витрата палива на котел V_p визначається з розрахунків теплової схеми котельні. В розрахунках потрібно враховувати, що 70% відхідних газів котла надходять в утилізатор, а 30% в обхід утилізатора. На вході в димову трубу потоки зміщуються для запобігання конденсації на стінках димової труби. Температура відхідних газів після економайзера для парового котла Vitomax–200–HS

змінюється залежно від навантаження в діапазоні 114...128 °С. Причому в разі зменшення навантаження температура відхідних газів зменшується [51].

Задача теплового розрахунку пластинчастого теплообмінника полягає в тому, щоб визначити площу поверхні теплопередачі F шляхом сумісного розв'язання рівнянь теплопередачі і теплового балансу для заданих витрат G , температурних графіків і допустимих втрат напору в теплообміннику ΔP . Важливою умовою є виконання обмежень по заданих втратах тиску під час проходження теплоносіїв через пакет пластин, оскільки вони визначають швидкість теплоносіїв, яка впливає на інтенсивність теплообміну та відкладення забруднень. Математичний опис теплового розрахунку пластинчастого теплообмінного апарата є відомим, але за простотою приховані різні величини, неврахування яких призводить до вибору теплообмінника з поверхнею теплопередачі, яка далека від раціональної. Такі величини важко або неможливо передбачити кількісно оскільки вони змінюються в процесі експлуатації, наприклад, відкладення забруднень або конденсація пари з парогазової суміші. На сьогодні є поодинокі результати досліджень, які дозволяють оцінити вплив цих факторів на інтенсивність теплопередачі і визначити площу теплообмінника і вони використані в запропонованій методиці розрахунку. Нижче наведено математичну модель теплового розрахунку пластинчастого теплообмінника, яка враховує конденсацію пари з парогазової суміші для теплообмінника, що працює в конденсаційному режимі.

Вхідні дані:

- «гарячий» теплоносій – відхідні гази котла;
- «холодний» теплоносій – вода;
- температура води на вході в ТУ t'_2 , °С;
- температура газів на вході в ТУ t'_1 , °С;
- температура газів на виході з ТУ t''_1 , °С;
- коефіцієнт надлишку повітря в топці $\alpha_{вг}$;
- відношення вищої теплоти згорання палива до нижчої змінюється в діапазоні Q_b^p / Q_n^p ;
- розрахункова витрата палива на котел (з розрахунків теплової схеми котельні) V_p , м³/с;
- об'ємна витрата газів V_1 , (м³/с);

- масова витрата води (з розрахунків теплової схеми котельні) G_2 , кг/с;
- допустимі втрати тиску зі сторони газів $[\Delta P_{1\text{доп}}]$, кПа;
- допустимі втрати тиску зі сторони води $[\Delta P_{2\text{доп}}]$, кПа;
- площа поверхні теплообміну однієї пластини f_1 , м²;
- площа поперечного перерізу одного каналу для проходження води $f_{\text{кл}}^B$, м²;
- товщина пластини $\delta_{\text{ст}}$, м;
- товщина міжпластинного каналу $\delta_{\text{к}}$, м;
- ширина пластини b , м;
- довжина пластини L , м;

Температура точки роси [10]

$$t_p = 117,5 \cdot \alpha_{\text{вг}}^{-0,155} - 57,09. \quad (3.3)$$

Коефіцієнт утилізації теплоти за рахунок сухого теплообміну за

$$\psi_c = 1 - (0,0264 - 1,64 \cdot 10^{-4} \cdot t_1') \cdot t_1''. \quad (3.4)$$

Теплова потужність спаленого палива

$$Q_{\text{пал}} = V_p \cdot Q_H^p. \quad (3.5)$$

Теплова потужність, яка утилізується за рахунок сухого теплообміну

$$Q_c = Q_{\text{пал}} (1 - \eta_k) \psi_c. \quad (3.6)$$

Коефіцієнт утилізації теплоти за рахунок конденсаційного теплообміну

$$\psi_k = 1 - (0,02656 - 1,554 \cdot 10^{-4} \cdot t_{\text{вг}}) \cdot t_{\text{ту}}. \quad (3.7)$$

Теплова потужність, яка утилізується за рахунок конденсаційного теплообміну

$$Q_k = Q_{\text{пал}} \left(\frac{Q_B^p}{Q_H^p} - 1 \right) \psi_k. \quad (3.8)$$

Загальна утилізована потужність

$$Q_{\text{ту}} = Q_c + Q_k. \quad (3.9)$$

Середня температура газів

$$t_1 = \frac{t'_1 + t''_1}{2}, \quad (3.10)$$

Теплофізичні характеристики газів для середньої температури [36]:

- густина газів ρ_1 , кг/м³;
- коефіцієнт теплопровідності λ_1 , Вт/(м·К);
- коефіцієнт кінематичної в'язкості ν_1 , (м²/с);
- критерій Прандтля Pr_1 ;

Температура «холодного» теплоносія на виході з ТУ

$$t_2'' = t_2' + Q_{\text{ТУ}} / (C_{p2} \cdot G_2), \quad (3.11)$$

Середня температура «холодного» теплоносія

$$t_2 = \frac{t_2' + t_2''}{2}, \quad (3.12)$$

де t_2' t_2'' – температура води на вході та виході з теплообмінника відповідно °С.

Теплофізичні властивості води для середньої температури в теплообміннику [36]:

- густина води, ρ_2 , кг/м³;
- коефіцієнт теплопровідності, λ_2 , Вт/(м·К);
- критерій Прандтля для води, Pr_2 ;
- коефіцієнт кінематичної в'язкості, ν_2 , (м²/с);
- теплоємність води C_{p2} , кДж/(кг·К).

Більша різниця температур між теплоносіями

$$\Delta t_6 = t_1' - t_2''. \quad (3.13)$$

Менша різниця температур між теплоносіями

$$\Delta t_m = t_1'' - t_2'. \quad (3.14)$$

Середньологарифмічний температурний напір для протитечії

$$\bar{\Delta t} = \frac{(\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\text{м}})}{\ln\left(\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}\right)}. \quad (3.15)$$

В теплообміннику реалізується перехресна течія, тому за номограмами [52] визначимо поправку $\varepsilon_{\Delta t} = f(P, R)$, де P і R – умовні параметри

$$P = \frac{t_2'' - t_2'}{t_1' - t_2'}, \quad (3.16)$$

$$R = \frac{t_1' - t_2''}{t_2'' - t_2'}. \quad (3.17)$$

За номограмою визначаємо $\varepsilon_{\Delta t}$.

Середньологарифмічний температурний напір для перехресної течії

$$\bar{\Delta t}_{\varepsilon} = \bar{\Delta t} \cdot \varepsilon_{\Delta t}. \quad (3.18)$$

Еквівалентний діаметр міжпластинного каналу [53] визначається як подвоєна товщина зазору між пластинами, тобто $d_e = 2 \cdot \delta_k$.

Приведена довжина каналу [53] зі сторони газів $L_{\text{пр}}^{\Gamma} \approx b$, зі сторони води $L_{\text{пр}}^{\text{В}} \approx L$.

Швидкість газів в каналах з умови допустимих втрат тиску

$$w_{\text{доп}} = \left(\frac{[\Delta P_1]}{A \left(\frac{d_{\text{екв}}}{v_1} \right)^{-m} \cdot \frac{\rho_1 \cdot L_{\text{пр}}^{\Gamma}}{2 \cdot d_{\text{екв}}}} \right)^{\frac{1}{2-m}}, \quad (3.19)$$

де A , m – константи в рівнянні для визначення коефіцієнта гідравлічного тертя ξ , які залежать від типу пластини. Для пластини типу «ялинка» $A = 5,8$, $m = 0,25$.

Задаємо швидкість газів в теплообміннику $w_1 < w_{1\text{доп}}$, м/с.

Площа перерізу одного каналу для проходження газів

$$f_{k1}^r = L \cdot \delta_k. \quad (3.20)$$

Необхідна кількість каналів для проходження газів

$$m_1 = \frac{V_1}{w_1 \cdot f_{k1}^r}. \quad (3.21)$$

Округлюється отримане значення m_1 в більшу сторону, і визначається потрібна кількість каналів для проходження газів m_1 .

Площа перерізу каналів для проходження газів

$$f_k^r = m_1 \cdot f_{k1}^r. \quad (3.22)$$

Площа перерізу каналів для проходження води

$$f_k^B = m_1 \cdot f_{k1}^B. \quad (3.23)$$

Швидкість води в каналі

$$w_2 = \frac{G_2}{\rho_2 \cdot f_k^B}. \quad (3.24)$$

Якщо кількість ходів по воді X_2 , тоді швидкість води

$$w_2 = \frac{G_2 \cdot X_2}{\rho_2 \cdot f_k^B}. \quad (3.25)$$

Число Рейнольдса для «холодного» теплоносія

$$Re_2 = \frac{w_2 \cdot d_e}{\nu_2}, \quad (3.26)$$

Заданою температурою стінки $t_{ст2}$ і визначаємо $Pr_{ст}$.

Критерій Нуссельта для води

$$Nu_2 = 0,135 \cdot Re_2^{0,73} \cdot Pr_2^{0,43} \cdot (Pr_2/Pr_{ст})^{0,25}. \quad (3.27)$$

Коефіцієнт тепловіддачі від стінки до холодного теплоносія

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \cdot \lambda_2}{d_e}. \quad (3.28)$$

Число Рейнольдса для гарячого теплоносія

$$Re_1 = \frac{w_1 \cdot d_e}{\nu_1}. \quad (3.29)$$

Оскільки в теплобміннику відбуватиметься конденсація водяної пари з газів, то критерій Нуссельта для гарячого теплоносія визначимо за рівнянням [54].

$$Nu_1 = 5,4 \cdot Re_1^{0,34} \cdot Pr_1^{2/3} \cdot K_{зр}^{1,14}, \quad (3.30)$$

де $K_{зр}$ – критерій зрошування, який змінюється в діапазоні 0,8...2,7 і залежить від густини зрошування поверхні теплообміну конденсатом водяної пари, еквівалентного діаметра каналу та динамічної в'язкості пароводяної суміші.

Коефіцієнт тепловіддачі від гарячого теплоносія до стінки

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \cdot \lambda_1}{d_e}. \quad (3.31)$$

Коефіцієнт теплопередачі теплообмінника

$$K = \frac{\Psi}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (3.32)$$

де $\delta_{ст}$ – товщина стінки пластини, м;

$\lambda_{ст}$ – теплопровідність нержавіючої сталі, $\lambda_{ст}$ Вт / (м · К).

Питомий тепловий потік

$$q = K \cdot \bar{\Delta t}_\epsilon \text{ [Вт/м}^2\text{]}, \quad (3.33)$$

Розрахункова температура стінки зі сторони води

$$t_{\text{ст}2} = t_2 + \frac{q}{\alpha_2} \quad t_{\text{ст}1} = t_1 - \frac{q}{\alpha_1} \text{ [}^\circ\text{C]}, \quad (3.34)$$

Оскільки різниця між раніше прийнятими та розрахунковими температурами стінки складає менше 3%, то уточнювати розрахунки не потрібно.

Необхідна площа поверхні теплообміну

$$F = \frac{Q}{K \cdot \Delta t_{\text{cp}}}, \quad (3.35)$$

Кількість пластин в теплообміннику по ходу газів

$$n = 2 \cdot m_1, \quad (3.36)$$

Кількість пластин в теплообміннику по ходу води

$$n = 2 \cdot m_2 + 1, \quad (3.37)$$

Площа теплообміну пакета

$$F_n = n \cdot f_1, \quad (3.38)$$

Кількість ходів в теплообміннику

$$X = F / F_n, \quad (3.39)$$

Запас поверхні нагріву

$$\varepsilon = \frac{F_{\text{н}} - F}{F_{\text{н}}} \cdot 100\% , \quad (3.40)$$

Гідравлічний розрахунок теплообмінника.

Коефіцієнти загального гідравлічного опору одиниці відносної довжини каналу

$$\xi_1 = \frac{5,8}{\text{Re}_1^{0,25}} , \quad (3.41)$$

$$\xi_2 = \frac{5,8}{\text{Re}_2^{0,25}} , \quad (3.42)$$

Гідравлічний опір пакетів пластин

$$\Delta P_{\text{п1}} = \xi_1 \cdot \frac{L_{\text{мп}}^{\text{r}}}{d_e} \cdot \rho_1 \cdot \frac{w_1^2}{2} \cdot X_1 , \quad (3.43)$$

$$\Delta P_{\text{п2}} = \xi_2 \cdot \frac{L_{\text{мп}}^{\text{b}}}{d_e} \cdot \rho_2 \cdot \frac{w_2^2}{2} \cdot X_2 , \quad (3.44)$$

3.3 Результати розрахунків за розробленою математичною моделлю

Для прикладу розглянемо розрахунок пластинчастого теплообмінника-утилізатора в якому відхідні гази парового котла нагрівають додаткову воду після ХВО. Температурний графік: температура газів на вході 128 °С, а на виході змінюється від 55 до 30 °С; температура води, яка нагрівається на вході 12 °С. Допустимі втрати тиску зі сторони газів 0,5 кПа, а зі сторони води не більше 5 кПа. Характеристики пластини теплообмінника СН01 виробництва АнкорТеплоенерго приймалися наступними: площа поверхні теплообміну однієї пластини $f_1 = 0,1 \text{ м}^2$; площа поперечного перерізу одного каналу для проходження води $f_{\text{к1}}^{\text{b}} = 6,6 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$; площа поперечного перерізу одного каналу для проходження газів $f_{\text{к1}}^{\text{r}} = 3,04 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$; товщина пластини $\delta_{\text{ст}} = 0,001 \text{ м}$; товщина міжпластинного каналу $\delta_{\text{к}} = 0,003 \text{ м}$; ширина пластини $b = 0,165 \text{ м}$; довжина пластини $L = 0,76 \text{ м}$. Об'ємна витрата газів $V_1 = 0,48 \text{ м}^3/\text{с}$, масова витрата води $G_2 = 0,79 \text{ кг/с}$.

Продовження таблиці 3.1

Розрахунок						
Середня температура газів	91,5	90	89	86,5	84	79
– густина газів ρ_1 , (кг/м ³)	0,918	0,922	0,925	0,9317	0,938	0,951
– коефіцієнт теплопровідності λ_1 , Вт/(м·К)	0,0287	0,0286	0,0284	0,0284	0,0282	0,02786
– коефіцієнт кінематичної в'язкості ν_1 , (м ² /с)	0,000020 234	0,000020 209	0,000020 1917	0,000020 002	0,000020 107	0,000020 024
– критерій Прандтля Pr_1 ;	0,728	0,728	0,728	0,728	0,729	0,7289
– теплоємність газів C_{p1} , кДж/(кг·К)	1,11	1,109	1,109	1,109	1,108	1,107
– теплоємність води C_{p2} , кДж/(кг·К)	4,174	4,174	4,174	4,174	4,174	4,174
Температура «холодного» теплоносія на виході з ТО, °С	33,45	36,53	38,59	43,74	48,89	59,18
Середня температура води	22,72	24,27	25,30	27,87	30,44	35,59
– густина води, ρ_2 (кг/м ³);	997,6	997,2	996,9	996,2	995,5	993,8
– коефіцієнт теплопровідності, λ_2 , Вт/(м·К);	0,6025	0,6049	0,6064	0,6103	0,614	0,6216
– критерій Прандтля для води, Pr_2 ;	6,52	6,271	6,098	5,717	5,385	4,782
– коефіцієнт кінематичної в'язкості, ν_2 (м ² /с);	9,419E -07	9,078E -07	8,8875 E-07	8,379E -07	7,946E -07	7,155E -07
Більша різниця температур між теплоносіями, °С	94,6	91,5	89,4	84,3	79,1	68,8
Менша різниця температур між теплоносіями, °С	43	40	38	33	28	18
Середньологарифмічний температурний напір для протитечії, °С	65,4	62,2	60,1	54,7	49,2	37,9
Умовний параметр P	0,185	0,212	0,229	0,274	0,318	0,407
Умовний параметр R	4,4	3,7	3,4	2,7	2,1	1,5
Поправка на перехресну течію $\epsilon_{\Delta T} = f(P, R)$	0,95	0,94	0,92	0,85	0,89	0,82
Середньологарифмічний температурний напір для перехресної течії, °С	62,15	58,49	55,28	46,48	43,80	31,07
Еквівалентний діаметр міжпластинного каналу, м	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Приведена довжина каналу зі сторони газів, м	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165
Приведена довжина каналу зі сторони води, м	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
Швидкість газів в каналах з умови допустимих втрат тиску, м/с	6	6	6	6	6	6
Швидкість газів в теплообміннику, м/с	3	2,6	2,4	1,6	1,2	1
Площа перерізу одного каналу для проходження газів, м ²	0,00304	0,00304	0,00304	0,00304	0,00304	0,00304
Необхідна кількість каналів для проходження газів, шт	53	61	66	99	132	158
Площа перерізу каналів для проходження газів, м ²	0,1600	0,1846	0,2000	0,3000	0,4000	0,4800

Продовження таблиці 3.1

Площа перерізу каналів для проходження води, м ²	0,0347	0,0401	0,0434	0,0651	0,0868	0,1042
Швидкість води в каналі, м/с	0,023	0,020	0,018	0,012	0,009	0,008
Швидкість води, якщо двоходовий теплообмінник по ходу води, м/с	0,046	0,040	0,037	0,024	0,018	0,015
Число Рейнольдса для води	387	348	329	232	184	171
Критерій Нуссельта для «холодного» теплоносія	23,4	21,3	20,2	15,3	12,5	11,3
Коефіцієнт тепловіддачі від стінки до води, Вт/(м ² ·К)	1764	1612	1530	1164	961,9	875,6
Число Рейнольдса для газів	1074	942	876	639	456	395
Коефіцієнт зрошення	0,8	0,87	0,91	0,92	1	1,5
Критерій Нуссельта для газів	36,4	38,3	39,3	35,7	35,1	53,0
Коефіцієнт тепловіддачі від газів до стінки, Вт/(м ² ·К)	130	137	139	127	124	185
Коефіцієнт теплопередачі від газів до води, Вт/(м ² ·К)	120	125	127	114	109	152
Коефіцієнт забруднень	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Коефіцієнт теплопередачі з врахуванням забруднень, Вт/(м ² ·К)	109	113	114	102	98	136
Площа поверхні теплообміну, м ²	9,96	11,55	12,79	18,72	25,25	30,20
Кількість пластин в теплообміннику по ходу газів, шт	105	121	132	197	263	316
Кількість пластин в теплообміннику по ходу води, шт	105	121	132	197	263	316
Площа теплообміну пакета, м ²	10,53	12,15	13,16	19,74	26,32	31,58
Запас поверхні нагріву, %	5,3	4,9	2,8	5,1	4,1	4,4
Коефіцієнт загального гідравлічного опору одиниці відносної довжини каналу зі сторони газів	1,01	1,05	1,07	1,15	1,26	1,30
Коефіцієнт загального гідравлічного опору одиниці відносної довжини каналу зі сторони води	1,31	1,34	1,36	1,49	1,57	1,60
Гідравлічний опір пакетів пластин зі сторони газів, Па	86	67	59	28	17	13
Гідравлічний опір пакетів пластин зі сторони води, Па	129	99	86	42	25	18

Графічна інтерпретація за даними таблиці 3.1 наведена на рисунках 3.4 – 3.6.

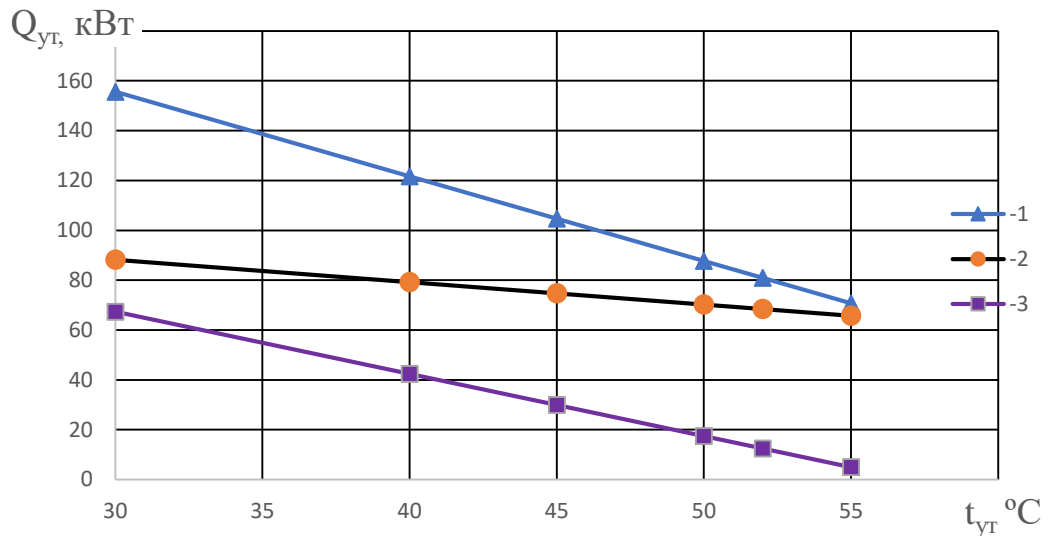


Рисунок 3.4 – Залежність потужності за рахунок «конденсаційного» теплообміну (3), «сухого» теплообміну (2) і загальної потужності (1) теплообмінника-утилізатора від температури газів на виході з утилізатора

Із рис. 3.4 видно, що під час глибокого охолодження димових газів до температур 30 °C сумарний потік відведеної в теплоутилізаторі збільшується у 2,5 рази порівняно з його роботою у «сухому» режимі.

Для визначення площі поверхні теплообмінників-утилізаторів, які працюють в режимі глибокого охолодження газів потрібно визначати інтенсивності теплообміну від парогазової суміші до пластини. Для визначення інтенсивності теплообміну від середовищ до стінки для найбільш поширеного типу пластин «ялинка» відомі рівняння [53, 54]:

$$Nu_2 = 0,135 \cdot Re_2^{0,73} \cdot Pr_2^{0,43} \cdot (Pr_2 / Pr_{ст})^{0,25}, \quad (3.27)$$

$$Nu_1 = 5,4 \cdot Re_1^{0,34} \cdot Pr_1^{2/3} \cdot K_{зп}^{1,14}, \quad (3.30)$$

Результати розрахунків за рівняннями для вибраного типу теплообмінника показані на рис. 3.5.

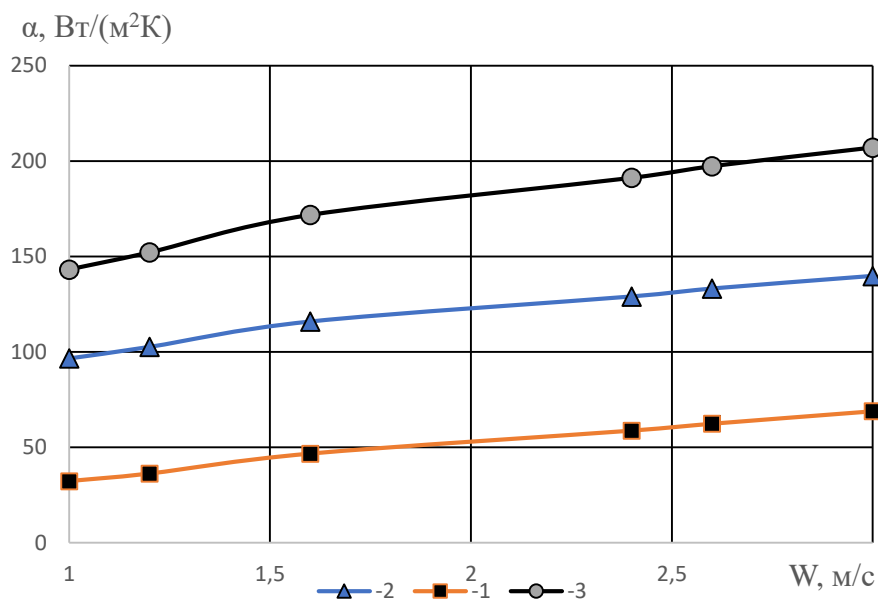


Рисунок 3.5 – Залежність коефіцієнта тепловіддачі до газів від швидкості газів та коефіцієнта зрошення в пластинчастому теплообміннику: 1 – рівняння для «сухого» теплообміну; 2, 3 – рівняння для «конденсаційного» теплообміну для коефіцієнта зрошення $K = 0,85$ і $1,2$ відповідно

Із рис. 3.5 видно, що коефіцієнт тепловіддачі залежить більш суттєво від коефіцієнта зрошення, тобто від початкового вологовмісту парогазової суміші і відповідно кількості утвореного конденсату, ніж від швидкості. Процес конденсації водяної пари з газів збільшує коефіцієнт тепловіддачі від суміші до поверхні теплообміну в 1,5...4,5 рази. Відповідно це призводить збільшення коефіцієнта теплопередачі, зменшення площі поверхні теплообміну та вартості теплообмінника.

Результати розрахунків площі поверхні теплообміну конденсаційного теплообмінника та кількості пластин залежно від температури газів на виході з теплообмінника показані на рис. 3.6 і рис. 3.7.

Для запобігання суттєвого збільшення аеродинамічного опору утилізатора середня швидкість газів не повинна перевищувати 7 м/с. Із таблиці 3.1 видно що раціональна температура газів на виході з ТУ має бути 45...55°C. В разі збільшення температури газів на виході зменшується загальна утилізаційна потужність $Q_{ут}$ (рис. 3.4), а також зменшується загальна площа поверхні теплообміну (рис. 3.6) та кількість пластин (рис. 3.7).

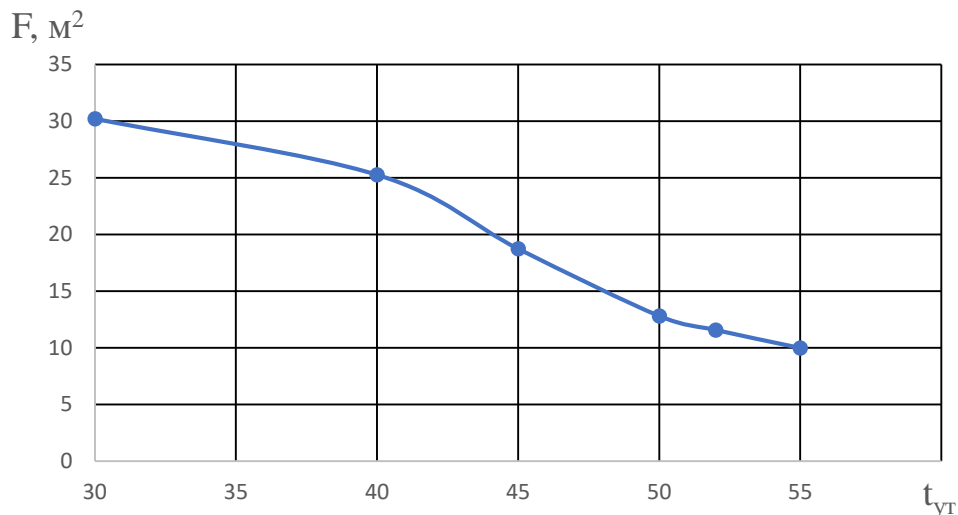


Рисунок 3.6 – Залежність загальної площі поверхні ТУ від температури газів на виході з утилізатора

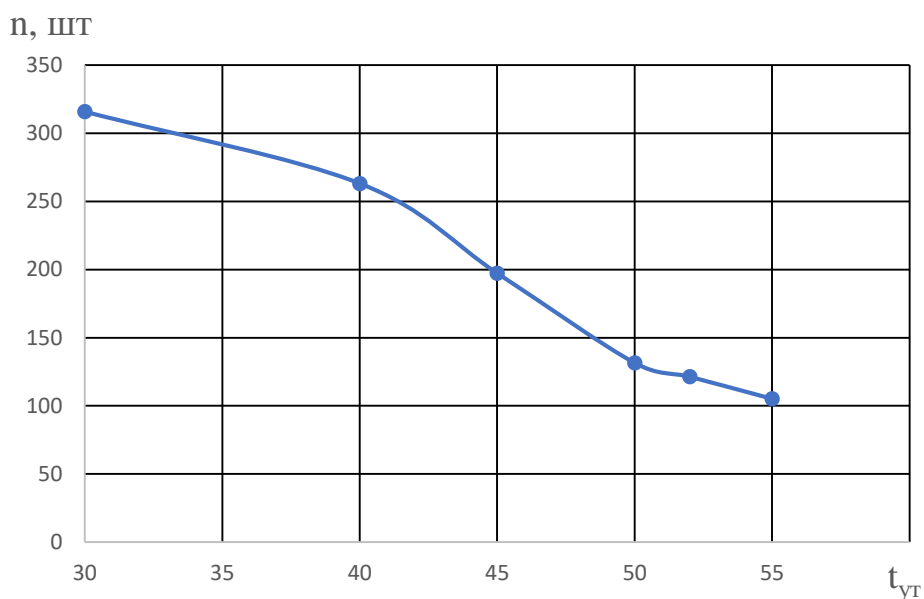


Рисунок 3.7 – Залежність кількості пластин ТУ від температури газів на виході з утилізатора

Отже, раціональну розрахункову температуру газів на виході з пластинчастого ТУ слід вибирати в діапазоні температур 45...55 °C. Відповідно площа теплообміну становитиме 10...19,7 m^2 залежно від швидкості газів та коефіцієнта зрошення, кількість пластин площею теплообміну 0,1 m^2 і розмірами 0,165 м x 0,76 м – 105...132 шт. В разі збільшення площі поверхні теплообміну і відповідно кількості пластин суттєво зростає вартість теплообмінника.

Температура додаткової води на виході з теплообмінника становитиме 33,4...43,7 °С. Для більш глибокої утилізації теплоти відхідних газів доцільно їх направити в повітропідігрівник.

3.4 Висновки до розділу

Підібрано пластинчастий теплообмінник типу С–Н01 фірми Анкор–Теплоенерго для утилізації теплоти відхідних газів парового котла, який працюватиме в конденсаційному режимі. В разі глибокої утилізації теплоти відхідних газів потрібно запобігати конденсації водяної пари на стінках димової труби. Для цього 30% відхідних газів котла слід направляти в обхід утилізатора, а потоки змішувати перед димовою трубою.

Основний вплив на інтенсивність теплообміну за рахунок конденсації водяної пари здійснює температура газів за утилізатором. Зі збільшенням температури газів за утилізатором значення частка конденсаційного теплообміну зменшується, а зі збільшенням температури точки роси інтенсивність конденсаційної складової теплообміну зростає.

Під час глибокого охолодження відхідних газів до температур 30 °С сумарний потік відведеної теплоти в теплоутилізаторі збільшується у 2,5 рази порівняно з його роботою у «сухому» режимі.

Процес конденсації водяної пари з парогазової суміші збільшує коефіцієнт тепловіддачі від суміші до поверхні теплообміну в 1,5...4,5 рази порівняно із «сухим» теплообміном. Коефіцієнт зрошення поверхні пластини впливає більш суттєво на інтенсивність теплообміну ніж швидкість.

Доцільний діапазон температури газів на виході з теплообмінника утилізатора 45...55 °С, оскільки в разі більш глибокого охолодження продуктів згорання площа поверхні теплообмінника збільшується в 1,5...3 рази. Якщо температура відхідних газів після парового котла становитиме 128 °С, то температура сирої води на виході з теплообмінника змінюватиметься в діапазоні 33,4...43,7 °С. Для подальшого зниження температури відхідних газів доцільно їх направити в повітропідігрівник.

4 ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЕКТНИХ РІШЕНЬ

4.1 Технологія монтажу системи очищення відхідних газів твердопаливних котлів

4.1.1 Характеристика об'єкту монтажу

Технологічні рішення для виробництва теплової енергії з біомаси залежать від розміру та призначення джерел тепlopостачання, а також від типу біомаси, що використовується як паливо. Технології спалювання біомаси поділяються на три основні типи: спалення в шарі, спалювання пилу, псевдозріджене згорання та комбіноване спалювання біомаси з іншими видами палива. Але для всіх перерахованих вище технологій характерними є викиди твердих частинок та золи з димовими газами, що зумовлює необхідність їх очищення перед входом в димову трубу.

Циклонні батареї призначені для очищення повітря або газу від завислих твердих частинок. Циклон – це пиловловлювач, в якому тверда фаза відділяється від газу під впливом відцентрових сил, які виникають при тангенціальній подачі вихідного газу під тиском і осьовому розвантажуванні продуктів розділення. Циклони застосовують також для очищення повітря в різних галузях промисловості. При використанні циклонів для очищення газу або повітря, що містить абразивний пил, рекомендується передбачати в місцях, що піддаються зносу приварення сталевих додаткових аркушів із зовнішнього боку.

Батарейні циклони являють собою пиловловлюючі апарати, складені з певної кількості паралельно встановлених циклонних елементів, об'єднаних в одному корпусі і мають спільний підвід і відвід димових газів та спільний бункер збирання пилу. Циклони встановлюють як на всмоктуючому, так і на нагнітальному боці димососа. При наявності абразивного пилу циклонирекомендується ставити перед димососом.

Коефіцієнт гідравлічного опору для батарейного циклону, віднесений до швидкості руху газу в горизонтальному його перетині з урахуванням поправки на запиленість, становить 90. Допустиму запиленість очищеного газу, г/м^3 ,

Робоча температура газу приймається не більше $400\text{ }^\circ\text{C}$, а максимальний тиск не більше 5 кПа [55].

4.1.2 Розробка схеми трубопроводів системи очищення відхідних газів

4.1.2.1 Визначення габаритних розмірів трубопроводів відхідних газів

Даними розрахунками передбачено розробку технології монтажу системи відведення і очищення димових газів для одного котла. План котельні після модернізації виконано в разі встановлення двох пелетних котлів.

Розміри короба визначаються, виходячи з розрахункових максимальних витрат, а також допустимих швидкостей димових газів. Швидкість газів повинна бути в межах 10 м/с щоб не створювати шум.

Вибираємо стандартні короба перерізом 400 x 400мм.

Еквівалентний діаметр

$$d_{ек} = \frac{4 \cdot f}{\Pi}, \quad (4.1)$$

де f – площа поперечного перерізу,

Π – повний переріз труби

$$d_{ек} = \frac{4 \cdot 0,16}{1,6} = 0,4 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Швидкість димових газів

$$W = \frac{V_r \cdot B_p}{f}, \quad (4.2)$$

де V_r – витрати газів

B_p – витрати робочого палива

$$W = \frac{6,3 \cdot 0,096}{0,16} = 3,97 \text{ (кг/с)},$$

Розрахунок системи золовиловлення.

Тип циклону ЦН–15

Приймаємо швидкість газів в циклоні близьку до оптимальної згідно [55], яка рівна $v_{опт} = 3,5$ м/с, $\lg \sigma_{ч}^T = 0,352$; $d_{50}^T = 4,5$ мкм.

Для розрахунку приймаємо наступні вхідні дані:

- кількість газу, що очищається (при робочих умовах) $V_r = 6630 \text{ м}^3/\text{с}$;
- діаметр циклона $D = 0,6 \text{ м}$;
- густина частинок пилу $\rho_{\text{ч}} = 1930 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- динамічна в'язкість газу $\mu = 22,2 \cdot 10^{-6} \text{ Па}\cdot\text{с}$;
- запиленість газу на вході в апарат, $C_{\text{вх}} = 6,277 \text{ г}/\text{м}^3$;
- густина газу (н.у.) $\rho_{\text{г}} = 1,31 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- дисперсний склад пилу $d_m = 20 - 100 \text{ мкм}$.

Для даної системи встановлений одиночний циклон. Напір димососа, ДН-5, який встановлено для даного кола – 350 Па. Виконаємо перевірку роботи циклона в умовах змінного навантаження. Даний циклон має оптимальний аеродинамічний опір та досить високу ступінь очистки димових газів (80–90% для фракцій більше 30 мкм).

1. Визначаємо необхідно площу перерізу циклона

$$F = \frac{V_r}{v_{\text{опт}}}, \quad (4.3)$$

$$F = \frac{6630}{(3600 \cdot 3,5)} = 0,526 \text{ м}^2,$$

де V_r – кількість газу, що очищається (при робочих умовах);

$v_{\text{опт}}$ – оптимальна швидкість газів.

2. Приймаємо до установки один циклон. Визначаємо діаметр циклона

$$D_{\text{ц}} = 1,13 \cdot F^{\frac{1}{2}}, \quad (4.4)$$

$$D_{\text{ц}} = 1,13 \cdot 0,526^{\frac{1}{2}} = 0,819 \text{ (м)}.$$

Вибираємо циклон з діаметром 0,8 м.

3. Визначаємо дійсну швидкість газів в циклоні

$$v'_0 = 1,27 \cdot \frac{V_\Gamma}{D^2}, \quad (4.5)$$

$$v'_0 = 1,27 \cdot \frac{6630}{(3600 \cdot 0,8^2)} = 3,65 \text{ (м/с)}.$$

4. Дійсна швидкість газу відхиляється від оптимальної

$$\frac{3,5 - 3,65}{3,5} \cdot 100\% = 4\%.$$

5. Гідравлічний опір циклона

Коефіцієнт місцевого опору дорівнює

$$\zeta_{\text{ц}} = K_1 \cdot K_2 \cdot \zeta_{0\text{табл}} \cdot K_3, \quad (4.6)$$

$$\zeta_{\text{ц}} = 1 \cdot 0,94 \cdot 160 = 150,4.$$

Визначаємо коефіцієнт гідравлічного опору

$$H_{\text{ц}} = \zeta_{\text{ц}} \cdot \frac{v_0'^2 \cdot \rho_\Gamma}{2}, \quad (4.7)$$

$$H_{\text{ц}} = 150,4 \cdot \frac{3,65^2 \cdot 1,31}{2} = 1312 \text{ (Па)}.$$

Отже, гідравлічний опір циклону знаходиться в допустимих межах і прохід газів через нього можна забезпечити наявним димососом.

За довідковими таблицями визначаємо d_{50cy} і $lg\sigma_{cy}$ (діаметр частинок, осідаючих з ефективністю 50% і стандартне відхилення у функції розподілу парціальних коефіцієнтів очистки) для стандартних умов.

Визначаємо d_{50} для робочих параметрів:

$$d_{50} = d_{50}^m \cdot \left(\left(\frac{D}{D_m} \right) \cdot \left(\frac{\rho_{чм}}{\rho_ч} \right) \cdot \left(\frac{\mu}{\mu_m} \right) \cdot \left(\frac{v_m}{v} \right) \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (4.8)$$

$$d_{50} = 4,5 \cdot \left(\left(\frac{800}{600} \right) \cdot \left(\frac{1930}{2240} \right) \cdot \left(\frac{6,55 \cdot 10^{-6}}{22,2 \cdot 10^{-6}} \right) \cdot \left(\frac{3,5}{3,65} \right) \right)^{\frac{1}{2}} = 2,56.$$

Параметр X

$$x = \frac{\lg\left(\frac{d_m}{d_{50}}\right)}{\sqrt{\lg^2 \cdot \sigma_\eta + \lg^2 \cdot \sigma_\chi}}, \quad (4.9)$$

$$x = \frac{\lg\left(\frac{20}{2,56}\right)}{\sqrt{0,352^2 + \lg^2 3}} = 2,58.$$

Визначаємо за таблицею значення $\Phi(X)$, що представляє собою повний коефіцієнт очищення газу, виражений у частках:

$$\Phi(x) = 0,995.$$

Фактична ступінь очищення, %:

$$\eta = 1/2 [0,995 + 1] = 99\%. \quad (4.10)$$

Використання циклону діаметром 800 мм забезпечить швидкість газів у циклонному елементі 3,65 м/с, що близька до оптимальної.

Для монтажу прийнято циклон ЦН–15–800 який призначений для очищення відхідних газів та димосос Д–3,5М 2,2 кВт 1500 об/хв

В результаті аналізу конструктивних особливостей об'єкту складено перелік основних та допоміжних виробів та матеріалів таблиця 4.1.

4.1.3 Організація монтажних робіт

4.3.1 Розрахунок і комплектування основних та допоміжних матеріалів й виробів, складання відомостей

Таблиця 4.1 – Відомість витрат матеріалів

Найменування	ГОСТ, марка	Од.	Кіль- кість, об'єм	Маса одиниці, кг	Загальна маса, кг
1	2	3	4	5	6
Обладнання					
Димосос	Д–3,5М [56]	шт	1	65	65
Циклон	ЦН–15–800 [57]	шт	1	288	288
Трубопроводи					
Димова труба	d 400мм, 20м [58]	шт	1	990	990
Газохід прямокутного та круглого перерізу з фасонними деталями, $\delta = 1,5$ мм	800x500 мм, $\varnothing 472$ мм, 245x245 мм [59]	м/м ²	15 /19,5	11,7	228,15 38,2
Запірна арматура					
Шибер	ASV–М [60]	шт.	1	5,51	5,51
Загальна маса основного обладнання та матеріалів				Σ =кг	1575,16

Продовження табл. 4.1

1	2	3	4	5	6
Болгарка	Makita GA9050[61]	шт.	1	4,5	4,5
Перфоратор	BOSH-GBH 2-18 RE [62]	шт	1	1,9	1,9
Лебідка з електроприводом	ЛЭЦ-1[63]	шт.	1	300	300
Зварювальний апарат	Dnipro-M SAB-258N[64]	шт	1	5.5	5,5
Загальна маса по допоміжному обладнанню				Σ =кг	321,4
1. Монтаж димососа ДБН.Д 2.3-7-99 ст.45 група 186[16]					
Поковки з квадратних заготовок, маса 1,8 кг	<u>Група 186 шифр 7-186-1</u>	т	0,02		20
Електроди, діаметр 4 мм, марка E50A	<u>Група 117 шифр 7-186-1</u>	т	0,00011		0,11
Порошок графітовий	<u>Група 81 шифр 15-81-2</u>	кг	0,8		0,80
2. Монтаж газоходів ДБН 2.2-20-99.20 [65]					
Вироби гумові морозостійкі	<u>Група 8 шифр 20-8-2</u>	кг	5,29	0,195	1,03
Болти будівельні з гайками та шайбами	<u>Група 8 шифр 20-8-2</u>	т	0,0089		1,74
Електроди 2 мм Θ 42	<u>Група 8 шифр 20-8-2</u>	т	0,00039		0,08
Емульсія мильна	<u>Група 8 шифр 20-8-2</u>	т	0,0014		0,27
Азбестовий шнур загального призначення, діаметр 8,0-10,0 мм	<u>Група 8 шифр 20-8-2</u>	т	0,0103		2,01

Продовження табл. 4.1

1	2	3	4	5	6
3. Монтаж циклона ДБН.Д. 2.3–15–99 гр 80 [66]					
Канати прядив'яні просочені	<u>Група 80 шифр 15–80–1</u>	т	0,000005		0,005
Мило тверде господарське 72%	<u>Група 80 шифр 15–80–1</u>	шт	0,01	0,25	0,025
Електроди, діаметр 4 мм, марка 342	<u>Група 80 шифр 15–80–1</u>	т	0,0456		8,2
Ганчір'я	<u>Група 80 шифр 15–80–1</u>	кг	0,05		0,05
Швелер N16–24 із сталі марки 18сп	<u>Група 80 шифр 15–80–1</u>	т	0,0206		20,6
Лісоматеріали круглі хвойних порід для будівництва, довжина 3–6,5 м, діаметр 14–24 см	<u>Група 80 шифр 15–80–1</u>	м ³	0,806	861	5,2
Канат спіральний, тип ТК, без покриття, з дроту марки В, маркувальна	<u>Група 80 шифр 15–80–1</u>	10м	0,004	105	0,42
4. Монтаж димової труби ДБН.Д 2.2–9–99 [67]					
Грунтовка ГФ–021 коричнева	<u>Група 62 шифр 9–62–1</u>	т	0,00031		0,31
Канати прядив'яні просочені	<u>Група 62 шифр 9–62–1</u>	кг	0,0001		0,1
Розчинник	<u>Група 62 шифр 9–62–1</u>	т	0,00006		0,06
Болти будівельні з гайками та шайбами	<u>Група 62 шифр 9–62–1</u>	т	0,00253		2,53
Електроди 8 мм Э 40	<u>Група 62 шифр 9–62–1</u>	т	0,0207		20,7
Грунтовка ГФ–021 коричнева	<u>Група 62 шифр 9–62–1</u>	т	0,00031		0,31

Продовження табл. 4.1

1	2	3	4	5	6
Канати прядив'яні просочені	<u>Група 62 шифр 9-62-1</u>	кг	0,0001		0,1
5. Монтаж ізоляції [20]					
Мати мінераловатні з обкладкою з склотканини	<u>с. 6 Таблица 3</u>	м ³	1,95	75,00	146,25
Загальна маса по допоміжним матеріалам				Σ =кг	230,9
Загальна маса всього Σ =кг					2127,46

4.1.4 Визначення складу робіт

4.1.4.1 Визначення складу робіт

1) доставка до місця монтажу обладнання в упакованому виді (згідно креслень заводу – виробника). Перевірити комплектність обладнання. Стан обладнання і його комплектність фіксується двостороннім актом і затверджується головним інженером заводу – виробника. Виконати розконсервацію обладнання згідно вимогам ГОСТ 9.014–78. Перед монтажем ознайомитись з конструкцією обладнання, схемами стропування його частин і вимог до монтажу;

- 2) розмітка місць прокладання газоходів;
- 3) монтаж димососа;
- 4) монтаж циклона;
- 5) монтаж димової труби;
- 6) прокладання газоходів;
- 7) встановлення запірної арматури;
- 8) ізоляція газоходів та фасонних елементів товщиною 100 мм;
- 9) перше робоче випробування окремих частин;
- 10) робоча перевірка системи в цілому;
- 11) кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію;
- 12) повернення допоміжного обладнання на склад.

При монтажі методом нарощування знизу деталі доставляються до нижньої точки їх монтажу, встановлюють лебідки, блоки, і кріплення. Потім верхню деталь стропують спеціальним захватом, піднімають на висоті наступної деталі і приєднують її [68].

До основних матеріалів відносять нагрівальні прилади, труби, арматуру, фітинги санітарно–технічних систем; вентиляційне устаткування, загальну потребу в листовому в (м²) і сортовому в (т) металі. Потреба в основних матеріалах визначається згідно робочих креслень і відомостей комплектацій і зводиться в таблицю 4.1.

4.1.4.2 Визначення об'ємів робіт

1. Доставка деталей до місць монтажу та їх складування. Одиниці вимірювання в тонах. Загальна маса усіх деталей 2127,46 кг. Приймаємо об'єм $V=2,127$ т.
2. Розмітка місць прокладання газоходів. Одиниці вимірювання 100 м. Прокладається 15 м газоходів із фасонними частинами. Отже приймаємо $V= 0,15$.
3. Монтаж димососа. Одиниці вимірювання в штуках . Отже, приймаємо $V= 1$.
4. Монтаж циклона. Одиниці виміру 1 т. Всього циклонів 0,288 т. Отже приймаємо $V= 0,288$.
5. Монтаж димової труби; Одиниці виміру 1 шт. Всього труб 1 шт. Отже приймаємо $V= 1$.
6. Прокладання газоходів та фасонних елементів. Одиниці вимірювання в 100 м². Площа усіх газоходів з фасонними елементами складає 19,5 м², отже, приймаємо $V = 0,195$.
7. Встановлення запірної арматури. Одиниці вимірювання в 100 шт. Всього запірної арматури 1 шт. Отже приймаємо $V = 0,01$.
8. Ізоляція газоходів та фасонних елементів товщиною 100 мм. Одиниці вимірювання в 10 м². Загальна площа газоходів і фасонних елементів 19,5 м². Отже, приймаємо $V= 1,95$.
9. Перше робоче випробування окремих частин. Одиниці вимірювання 100 м. Загальна довжина газопроводів становить: 15 м. Отже, $V = 0,15$.
10. Робоча перевірка системи в цілому. Одиниці вимірювання 100 м. Загальна газопроводів становить: 15 м. Отже, $V = 0,15$.
11. Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію. Одиниці вимірювання 100м. Загальна довжина газопроводів становить: 15 м. Отже, $V = 0,15$.
12. Повернення допоміжного обладнання на склад. Одиниці вимірювання в кілограмах . Загальна вага усіх деталей 335 кг. Приймаємо об'єм $V = 0,335$ кг.

4.1.5.1 Підбір машин, механізмів, пристосувань

Труби, деталі, конструкції та обладнання завозяться централізовано автомашиною "Mercedes-Benz" [69]. Технічні характеристики автомашини наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 4.2 – Технічні характеристики автомашини "Mercedes-Benz" AXOR 1829

Найменування	Одиниця виміру	Значення
1	2	3
Вантажопідйомність	кг	до 10000
Кількість осей:		
всього	шт	2
ведучих	шт	1
Вантажна висота	мм	970
Найбільша швидкість	км/год	160
Радіус повороту	м	8
Колія колес:		
Передні	мм	1800
задні	мм	1650
Витрата палива	л/100 км	12
Габарити:		
Довжина		8250
Ширина		2650
Висота		2500
Маса	кг	19000

Для встановлення обладнання використовуємо автокран КАМАЗ КС– 5572 [70] технічна характеристика якого наведена в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Технічні характеристики автокрана " КАМАЗ КС– 5572"

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Вантажопідйомність	т	32
Кількість осей:		
всього	шт	2
ведучих	шт	1
Найбільша швидкість	км/год	100
Виліт стріли	м	27
Колія колес:		
Передні	мм	1800
задні	мм	1650
Витрата палива	л/100 км	15
Маса	кг	20000
Потужність	к.с	298

Для шліфування та відрізання труб використовуємо болгарку Makita GA9050. Її характеристики вказані в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Технічна характеристика болгарки «Makita GA9050»

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Швидкість холостого ходу	об/хв	6600
Діаметр диска	мм	230
Потужність	кВт	2
Різьба шпинделя		M14×2
Маса	кг	5,5

Для влаштування кріплень трубопроводів та кронштейнів використовують перфоратор BOSH–GBH 2–18 RE, технічні характеристики якого наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Технічна характеристика перфоратора BOSH–GBH 2–18 RE

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Енергія удару	Дж	0 v 1.7
Число ударів при номінальному числі обертів	1/хв	0 v 3,960
Потужність	Вт	550
Маса	кг	1,9

Для підйому вантажу використовуємо лебідку з електроприводом ЛЭЦ–1. Характеристики лебідки вказані в таблиці 4.6

Таблиця 4.6 – Технічна характеристика лебідку з електроприводом ЛЭЦ–1

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Тягове зусилля в канаті	кН	10
Швидкість навивки каната	м/с	0,25
Діаметр барабана	мм	190
Канатоемність	м	20
Потужність двигуна	кВт	3,4
Довжина	мм	1550
Ширина	мм	800
Висота	мм	540
Маса	кг	300

Для зварювання стиків використовується зварювальний апарат типу Dnipro–M SAB–258N . Його характеристики вказані в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Технічні характеристики зварювального апарату типу Dnipro–M SAB–258N

Величина	Одиниця виміру	Значення
Номинальна напруга мережі	В	380
Номинальний зварювальний струм	А	250
Діаметр зварювальної проволочки	мм	0,8–1,4
Споживана потужність	кВт	6,4
Діаметр касети з проволочкою	мм	300
Габарити	мм	590*280*650
Маса	кг	25

Для виконання робіт необхідно використати інструмент та пристосування, вибрані інструменти занесено таблицю 4.8.

Таблиця 4.8 – Набір інструментів та пристосувань для монтажників системи

Найменування	ГОСТ, марка	Кільк., шт.	Заг.маса, кг
1	2	3	4
Ключ гайковий двохсторонній	ГОСТ2839–80	6	0,9
М17х19 мм			
М19х22 мм		6	1,2
Плоскогубці комбіновані	ГОСТ 5547–75	6	1,6
Викрутки	ГОСТ 5423 – 79	6	0,31
Молоток слюсарний	ГОСТ 2310–77	6	1,8
Зубило слюсарне довжиною 200 мм	ГОСТ 7211–72	6	2,1
Молоток гумовий		6	1,9
Стрічка вимірювальна, 20 м	ГОСТ 7502 – 61	6	0,12
Рівень металевий	ГОСТ 7948–80	2	0,22
Ящик переносний для інструменту		12	3,2
Всього:			13,35

Витрати паливних та енергетичних ресурсів

Витрати електроенергії на роботи електроприладів визначаються за формулою [71]

$$E = P \times \tau \times k, \quad (4.11)$$

де: P – потужність приладу чи механізму, кВт;

τ – термін роботи приладу, год;

k – коефіцієнт, що враховує періодичність дії електричного обладнання.

Витрати електроенергії на роботу перфоратора Makita GA9050

$$K=0,1 \quad \tau=8 \text{ год}, \quad P= 2 \text{ (кВт)};$$

$$E_1 = 2 \cdot 8 \cdot 0,1 = 1,6 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

Витрати електроенергії на роботу болгарки BOSH–GBH 2–18 RE

$$K=0,1 \quad \tau=16 \text{ год}, \quad p=0,55 \text{ (кВт)};$$

$$E_2 = 0,55 \cdot 16 \cdot 0,1 = 0,88 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

Витрати електроенергії на роботу лебідки з електроприводом ЛЕЦ–1

$$k = 0,1; \quad \tau = 24 \text{ год}; \quad P = 3,4 \text{ кВт};$$

$$E_{\text{за}} = 3,4 \cdot 24 \cdot 0,1 = 8,16 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}.$$

Витрати електроенергії на роботу зварювального напівавтомату інверторного типу Dnipro–M SAB–258N

$$k = 0,1; \quad \tau = 50,09 \text{ год}; \quad P = 6,4 \text{ кВт};$$

$$E_{\text{за}} = 6,4 \cdot 50,09 \cdot 0,1 = 32,05 \text{ (кВт}\cdot\text{год)}.$$

Витрата пального для доставки матеріалів та виробів

- відстань 68 (км);
- кількість ходок $n = 2$;
- витрата пального $Q=12$ (л/100км).

Необхідна кількість пального для обладнання труб визначається за формулою

$$Q_{\text{п}}=Q \cdot 2 \cdot n \cdot l, \quad (4.12)$$

$$Q_{\text{п}}= 0,12 \cdot 2 \cdot 2 \cdot 68 = 32,64.$$

Труби, деталі та конструкції завозяться централізовано автомашиною "Mercedes-Benz" AXOR 1829. Технічні характеристики автомашини наведені в табл. 4.2.

4.1.6 Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

Трудомісткість монтажних робіт визначається за формулою

$$Q = V \cdot N_{\text{ч}} / B \text{ [люд-дні]}, \quad (4.13)$$

де V – об'єм робіт;

$N_{\text{ч}}$ – норма часу на одиницю виміру, люд-год [72];

B – кількість годин в зміні, год.

Тривалість монтажних робіт визначається за формулою [67]:

$$T = Q / n \text{ [дні]}, \quad (4.14)$$

де, Q – трудомісткість монтажних робіт, люд-дні,

n – кількість робітників, люд.

Результати розрахунку наведені в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

Найменування робіт	Од. виміру	Об'є м робі т	Нор ма часу, люд- год	Трудо – місткі сть дюд- дні	Виконавці		Три- валість дні
					кіль- кість	Склад бригади	
1	2	3	4	5	6	7	8
Доставка деталей до місць монтажу та їх складування	т	2,127	4,4	1,17	3	2 робітники 1 водій	0,39
Монтаж димососа	шт	1	35	4,38	5р-1 3р-2	Слюсар 4	1,46
Монтаж циклона	т	0,288	252,8	9,10	4р – 2	Монтажник 4	4,55
Монтаж димової труби	шт	1	83,52	10,44	5р-1 3 р-2	Слюсар 4,3	3,48
Прокладання газоходів та фасонних елементів товщина 2 мм	100м ²	0,195	232,9	5,68	5р – 1 4р – 1 3р – 1 2р – 1	Монтажник 3,2	1,42
Встановлення запірної арматури	шт	1	1,82	0,23	4р – 1 3р – 2	Монтажник 4,1	0,08
Ізоляція коробів	10м ²	1,95	9,44	2,3	3р – 1 2р – 1	Ізольовальник 2,1	1,15
Перше робоче випробування окремих частин.	100 м	0,1	5,4	0,07	5р-1 4 р-3	Монтажник 4,3	0,02
Робоча перевірка системи в цілому	100 м	0,1	2,9	0,04	5р-2	Слюсар 5	0,02
Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію	100 м	0,1	2,4	0,03	5р-2	Слюсар 5	0,02
Повернення допоміжного обладнання на склад	т	0,335	4,4	0,18	2	1 робітник 1 водій	0,093

4.1.6. Організація робочих місць та виробничих приміщень

До початку монтажних робіт встановлюється готовність будівлі до монтажу трубопроводів, приладів та обладнання. Приймання об'єктів для встановлення обладнання відбувається актом встановленої форми, який підписує представник генерального підрядника, що виконує будівельні роботи.

Перед початком монтажних робіт на об'єкті необхідно виконати наступні роботи з фіксацією їх у акті встановленої форми:

- підготувати монтажні отвори для переміщення великогабаритного обладнання, яке буде встановлено;
- підвести лінії електропередач для підключення механізмів та інструментів;
- забезпечити освітлення робочих місць, доступ до них для робітників та можливість доставки матеріалів та виробів монтажного обладнання;
- виділити місце для зберігання матеріалів та обладнання.

Для зберігання малогабаритного інструменту та інвентарю необхідний склад.

На будівельних майданчиках, не прийнятих до монтажу, не дозволяється проводити монтажні роботи [73].

4.2 Принципові рішення з автоматизації водогрійної частини котельні

4.2.1 Обґрунтування вибору величин, які регулюються та каналів регулюючого впливу.

Вибрати параметри процесу ті, які слід регулювати і зміною яких доцільно вносити регулюючий вплив, можна тільки в разі знання процесу. При цьому визначають: цільове призначення процесу; взаємозв'язок його з іншими процесами виробництва; показник ефективності і значення, на якому він повинен підтримуватися; статичні і динамічні характеристики об'єкта. Потім аналізують вірогідність надходження в об'єкт збурюючих впливів і можливості усунення їх до надходження. Особливу увагу необхідно звернути на стабілізацію ввідних параметрів, оскільки з їх зміною в об'єкт надходять найбільш сильні збурення [74].

Як правило, всі впливи не вдається ліквідувати до надходження їх в об'єкт управління: не всі вхідні і вихідні параметри піддаються стабілізації, оскільки багато з них визначаються технологічним режимом попереднього або наступного процесів; дуже важко передбачити і усунути внутрішні впливи.

Впливи, що не піддаються ліквідації до надходження в об'єкт, призводять до

зміни показника ефективності. Щоб забезпечити, наприклад, задане постійне значення показника ефективності, в цих випадках необхідно в якості регульованої величини взяти сам показник ефективності, а регулюючий вплив вносити зміною одного з параметрів, що найбільш ефективно впливає на показник ефективності. Раніше намічені вузли стабілізації вхідних, режимних (внутрішніх) і вихідних параметрів залишаються в схемі; вони підвищують якість регулювання показника ефективності.

Вибір ефективних каналів внесення регулюючих впливів заснований на аналізі статичних і динамічних характеристик об'єктів.

4.2.2 Система автоматичного регулювання водогрійного котла

У даному технологічному процесі найголовнішим параметром є температура води на виході з котла та на вході в котел. Температура води на виході з котла регулюється за рахунок зміни витрати газу, що підводиться в топку. Регулюється співвідношення витрат повітря і газу, регулюється тиск води, що надходить в котел, контролюється рівень води в котлі, регулюється тиск газу. Тиск газу регулюється за рахунок зміни його витрати, регулюючий орган встановлений на трубопроводі подачі газу. Співвідношення витрат повітря і газу регулюється частотним регулятором за рахунок зміни витрати повітря [75].

Значення, що потребують автоматичного регулювання є тиск та температура води на вході в котел та виході з нього.

Керування контуром котла виконується за допомогою Vitotronic 100.

Vitotronic 100 – це пристрій цифрового програмного керування котлового контуру для роботи одного котла (з двоступеневим або модульованим пальником) з постійною температурою теплоносія.

На рисунку 4.1 наведені функціональна схема керування котлом контролером Vitotronic 100.

На контролер поступають сигнали з датчиків температури прямої і зворотної мережної води та температури котлової води і здійснюється частотне регулювання насосом рециркуляції і регулювання регулюючим клапаном на лінії перепускання.

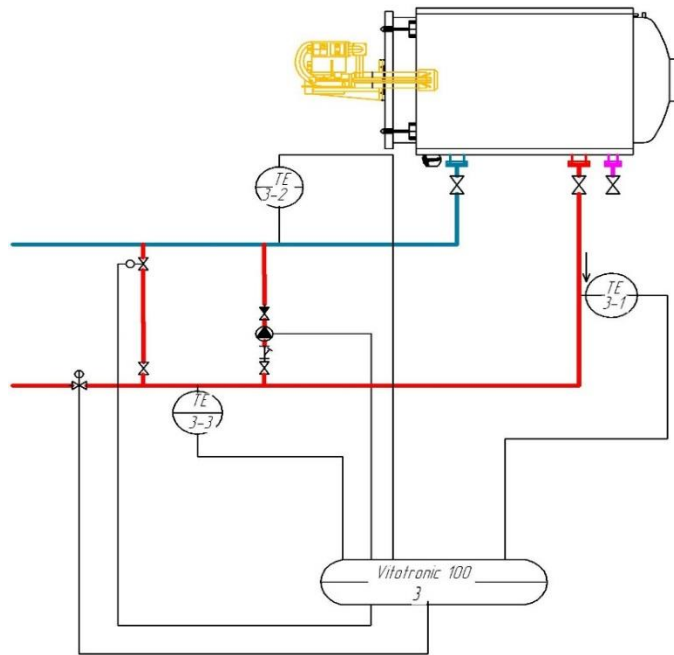


Рисунок 4.1. – Регулювання контура котла контролером Vitotronic 100

У будівлях і спорудах котельні 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) [76].

4.2.3 Регулювання системи опалення та водопостачання

Для регулювання системами опалення і гарячого водопостачання використовується контролер Vitotronic 300–k.

Контролер Vitotronic 100 з'єднаний з каскадним контролером Vitotronic 333, контролером більш високого рівня, для систем опалення з опалювальними контурами, керованими контролерами опалювальних контурів, автоматичним режимом приготування гарячої води і інтегрованою системою діагностики.

Він отримує сигнали від датчиків температури контурів опалення і гарячого водопостачання та передає дані на виконавчий механізм.

Схема регулювання показана на рисунку 4.2 [77].

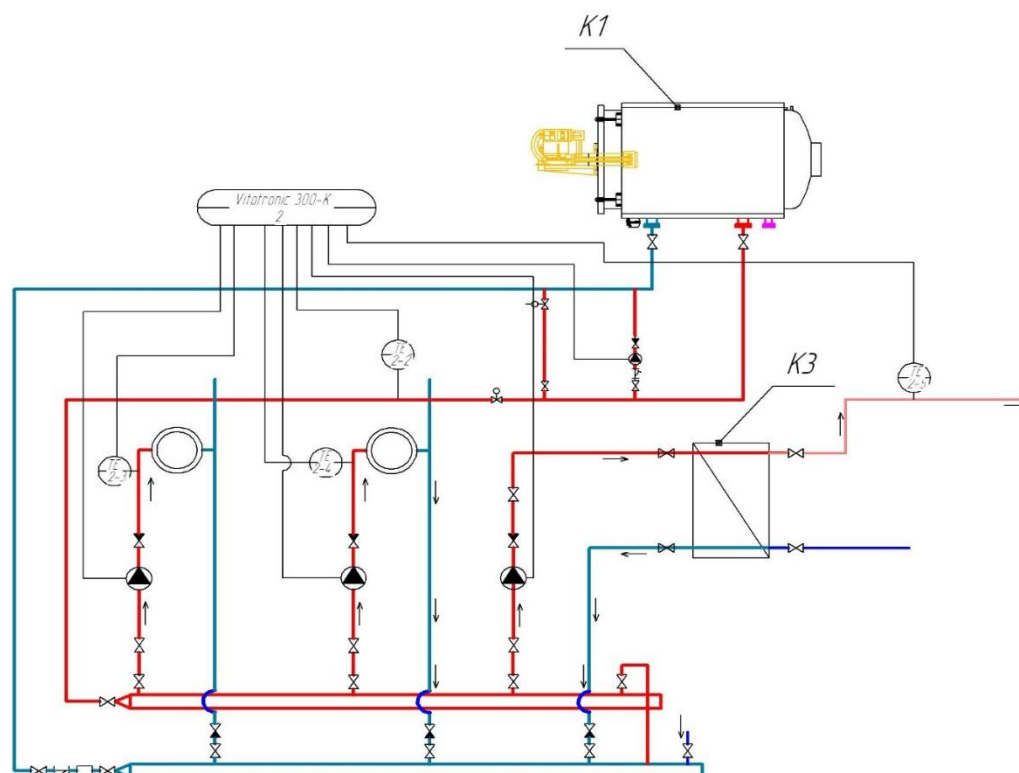


Рисунок 4.2. – Регулювання системи опалення і гарячого водопостачання

4.2.4 Регулювання рівня води в ємкості додаткової води

Регулювання рівня води в ємкості додаткової води показано на рисунку 4.3. Датчик рівня води подає сигнал, на регулятор. Регулятор керує виконавчим механізмом живильного клапана, який відповідає рівню води в ємкості додаткової води подається на датчик, де перетворюється в електричний сигнал і потрапляє на регулятор, далі передається на виконавчий пристрій [78].

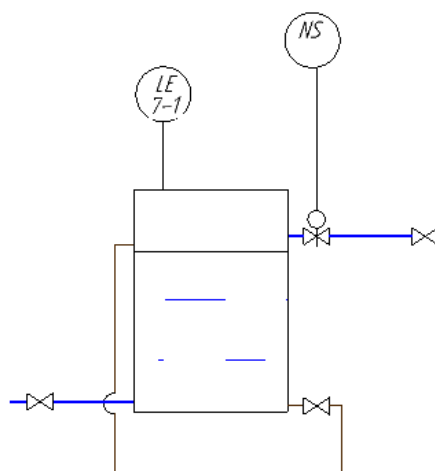


Рисунок 4.3. – Регулювання рівня в ємкості додаткової води

4.2.5 Вибір засобів автоматизації.

4.2.5.1 Вибір контролерів.

Для управління роботою котла вибираємо пристрій цифрового програмного керування Vitotronic 100.

Для регулювання системами опалення і гарячого водопостачання вибираємо контролер Vitotronic 333. З його допомогою можлива робота котла з постійною температурою магістралі подачі або програмована і погодозалежна теплогенерація зі змінною температури теплоносія разом з Vitotronic 333 типу MW1 або MW1S (каскадним контролером фірми Viessmann) або з контролером більш високого рівня.

Vitotronic 100 підходить для двоступеневого або модульованого пальника. Виконує функції регулювання температури ємкісного водонагрівача або регулювання системи підживлення ємкісного водонагрівача зі змішувальною групою. Для усунення несправностей передбачена інтегрована система діагностики.

Переваги Vitotronic 100 – це уніфіковане і просте управління:

- різні рівні управління для користувача установки і спеціалізованої фірми зопалювальної техніки;
- підсвічування кнопок вибору програм управління;
- функція "підключи і працюй" для автоматичного визначення та адаптації датчиків і комплектуючих системи.

Швидкість монтажу, введення в експлуатацію та технічного обслуговування за допомогою швидкорознімним з'єднанням Rast 5, вставним, модульним функціональним блокам, зручному доступу і інтегрованій системі діагностики.

Інтерфейс Optolink портативної ЕОМ для опитування та параметризації за допомогою ПЕОМ. Стандартизована телекомунікаційна шина LON–BUS дозволяє повністю інтегрувати Vitotronic в будинкові системи диспетчерського управління. Дистанційний контроль в поєднанні з Vitocom 300. Індикація періодичності необхідного технічного обслуговування.

Функції захисту котла: покладенні на систему Therm–Control. Вона замінює підмішувальний насос або комплект підмішувального пристрою (тільки якщо не підключена система підживлення ємкісного водонагрівача).

Інформаційний обмін відбувається через телекомунікаційну шину LON–BUS або телекомунікаційний модуль LON з інтегрованою системою діагностики.

Комплект поставки: Vitotronic 100 типу GC1; датчик температури котла; телекомунікаційний модуль LON і з'єднуючий кабель для інформаційного обміну між контролерами – штатні; для інформаційного обміну (наприклад, з Vitotronic 050) необхідний телекомунікаційний модуль LON.

Модульна конструкція контролера. Контролер складається з базового пристрою, електронних модулів і блоку управління. Компоненти контролера: вимикач установки, електронний індикатор температури котла, електронний обмежувач максимальної температури, регулятор мінімальної температури, термостатний регулятор температури mpa TR 55.18029.020 фірми EGO, DIN TR 110302 або типу EM-1- TK 60002846 фірми Juchheim, DIN TR 77798, обмежувача температури типу STW56.10529.570 фірми EGO, DIN STB 10602000 або EM-80-V-TK / D7-1 60002843 фірми Juchheim, DIN STB 82699, контрольна клавіша TUV, випробувальна кнопка для сажотруса, інтерфейс Optolink для портативної EOM, клавіші для вибору програми регулювання температури котла і контуру водорозбору ГВП, антиблокувальний захист насоса, інтегрована система діагностики і пристрій контролю температури газів, що відходять, в поєднанні з датчиком температури відхідних газів і індикатором необхідності в технічному обслуговуванні. Можливе підключення зовнішнього пристрою сигналізації несправностей в поєднанні з адаптером зовнішніх запобіжних пристроїв .

Функції: Vitotronic 100 регулює температуру котлової води, встановлюючи її на задане значення. Тільки для однокотельних установок контролер оснащений функцією адаптивного регулювання температури ємкісного водонагрівача з пріоритетним включенням. Можливе налаштування додаткової функції приготування гарячої води (нагрів до більш високої температури). Можливо також регулювання системи підживлення ємкісного водонагрівача зі змішувальної групою.

Жорстко встановлена на заводі пускова схема Therm-Control впливає на контролер опалювальних контурів або циркуляційні насоси і повинна дроселювати в пусковій фазі (наприклад, при введенні в експлуатацію або після відключення на ніч або на вихідні дні) не менше 50% всієї об'ємної витрати котельної води. Контури опалення повинні вибиратися з урахуванням цієї вимоги.

Регульовальна характеристика. ПІ – регулювання з двохпозиційним виходом, термостатний регулятор для обмеження максимальної температури котла до 95°C, можливе переналаштування на 100 або 1°C, налаштування захисного обмежувача

температури: 120°C, можливе переналаштування на 110 або 100 ° C, діапазон налаштування заданої температури котельної води: 20 –110°C (нижня уставка залежить від кодуєчого штекера котла), діапазон налаштування заданої температури води в контурі водорозбору ГВП 10–60°C; можливе переналаштування на 10–95°C.

Технічні дані: номінальна напруга 230 В змінного струму, номінальна частота 50 Гц, номінальний струм: 2 x 6 А, споживана потужність: 10 Вт.

Клас захисту: I. Ступінь захисту IP 20 D згідно EN 60 529.

Блок керування: виведення температур і повідомлень про несправності, кодування за допомогою індикації блока керування

Установка програм управління. У всіх програмах управління забезпечується контроль захисту від замерзання водогрійного котла і ємкісного водонагрівача.

Клавішами вибору програм можуть налаштовуватися наступні програми управління: опалення та нагрівання води, тільки нагрівання води, черговий режим для багатокотельних установок, опалення та нагрівання води, черговий режим, літній режим (тільки для однокотельних установок; тільки для приготування гарячої води, встановлюється клавішею вибору програм).

Пальник задіюється лише в тому випадку, якщо необхідно нагріти ємкісний водонагрівач. Підтримується нижня межа температури котельної води, необхідна для відповідного водогрійного котла.

4.2.5.2 Вибір датчиків температури

Для вимірювання температури котлової води та температури води в ємкісному водонагрівачі вибираємо датчик (рис. 4.4).

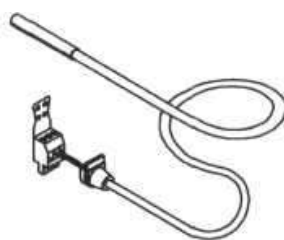


Рисунок 4.4 – Датчик температури котлової води

Довжина кабелю 3,7 м, в зборі.

Ступінь захисту: IP 32 згідно EN 60 529.

Допустима температура навколишнього середовища: при роботі: від 0 до 130°C, при зберіганні і транспортуванні: від -20 до +70°C.

Накладний датчик температури (рис. 4.5)

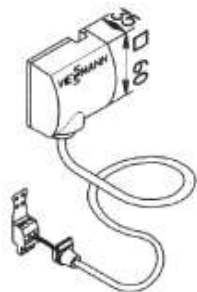


Рисунок 4.5 – Накладний датчик температури

Вимірювання температури лінії або зворотної магістралі.

Закріплюється стягуючою стрічкою.

Довжина кабелю 5,8 м, в зборі.

Ступінь захисту: IP 32 згідно EN 60 529.

Допустима температура навколишнього середовища: при роботі: від 0 до 130°C, при зберіганні і транспортуванні: від -20 до +70°C.

Телекомунікаційний модуль LON (штатний тільки для багатокотельних установок).

Електронна плата для інформаційного обміну з Vitotronic 333 типу MW1, MW1S або Vitocom 300 і для підключення до систем збору даних ієрархічно вищого рівня. Вбудовується в Vitotronic 100 типу GC1.

Занурювальний датчик температури із занурювальним гільзою (рис. 4.6)

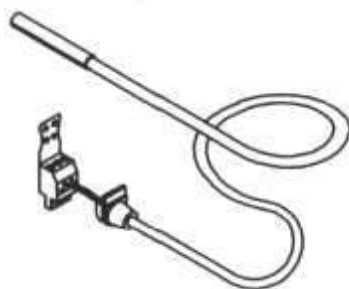


Рисунок 4.6 – Занурювальний датчик температури із занурювальною гільзою

Вимірювання температури лінії або зворотної магістралі.

Довжина кабелю 3,8 м, в зборі.

Занурювальна гільза, R V4 x 100 мм.

Ступінь захисту: IP 32 згідно EN 60 529.

Допустима температура навколишнього середовища: при роботі: від 0 до 90°C, при зберіганні і транспортуванні: від -20 до +70°C.

Для інформаційного обміну між контролерами вибираємо кабель LON. Довжина кабелю 7 м, в зборі.

Датчик температури відхідних газів.

Датчик температури відхідних газів призначений для контролю температури відхідних газів і індикації необхідності техобслуговування в разі перевищення певної налаштованої температури (рис. 4.7).

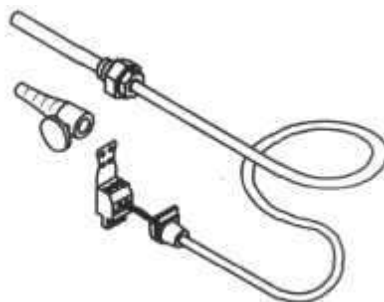


Рисунок 4.7 – Датчик температури відхідних газів

Довжина кабелю 3,8 м, в зборі. Різьбовий конус. Датчик температури відхідних газів повинен встановлюватися на трубі газоходу. Відстань від заднього краю котла в напрямку димової труби повинна становити приблизно 1,5 діаметра труби газохода.

У разі конденсатних котлів з газоходом, що придбаний окремо: отвір, необхідний для установки датчика температури відхідних газів в газохід, має бути передбачений виготовлювачем і перевірений. Датчик температури відхідних газів повинен встановлюватися в занурювальну гільзу з нержавіючої сталі. Ступінь захисту: IP 60 згідно EN 60 529.

Допустима температура навколишнього середовища: при роботі: від 0 до

600°C, при зберіганні і транспортуванні: від –20 до +70°C.

Для управління групою котлів. В каскадному режимі, а також для погодозалежного регулювання температури прямої мережної води за кількома контурами подачі теплоносія до споживача вибираємо погодозалежний цифровий каскадний контролер Vitotronic 333.

4.2.6 Система керування

Стандартна комплектація: телекомунікаційний модуль LON; силовий модуль; модуль управління приводом змішувача; блок управління з текстовим меню для установки в передні дверцята шафи управління; датчик зовнішньої температури; датчик температури подачі; датчик температури ємкісного водонагрівача.

Для кожного опалювального контуру зі змішувачем потрібні електропривід змішувача і датчик температури подачі. У разі конденсатних котлів через низьку температуру зворотної магістралі повинні монтуватися тільки 3–ходові змішувачі.

Для інформаційного обміну в контролер вбудований телекомунікаційний модуль LON і передбачені кінцеві опори шини BUS.

Для обліку відпущеної теплоти використовується тепло обчислювач Sonocal 2000. З даним приладом використовуються: датчик вимірювання температури DIN 43 733, датчик тиску SITRANS Z, та витратомір SITRANS F.

Для обліку витрати газу використовується коректор об'єму газу ZEVC – D в комплекті з датчиками тиску і температури.

Регулювання тиску газу після ГРП виконується допомогою контролера Siemens logo 230rcl, який в разі підвищення тиску перекриває постачання газу. В комплекті датчики тиску SITRANS Z і температури DIN 43 733 [79].

Контроль і сигналізація концентрації метану в приміщенні котельні здійснюється за допомогою Siemens logo 230rcl на який поступає сигнал від детектора витоку газу ООО MASMETER.

Функція захисту від замерзання опалювальних контурів зі змішувачем: включається при падінні температури зовнішнього повітря нижче прибл. +1°C, тобто включаються циркуляційні насоси, і температура подачі утримується на нижньому рівні близько 10°C; вимикається при підйомі температури зовнішнього повітря вище прибл. +3°C, тобто вимикаються циркуляційні насоси системи опалення.

Датчик зовнішньої температури (4.8). Місце для монтажу: північна або північно–західна стіна будівлі; на висоті 2 – 2,5 м над рівнем землі, для багатоповерхових будівель приблизно у верхній частині другого поверху.

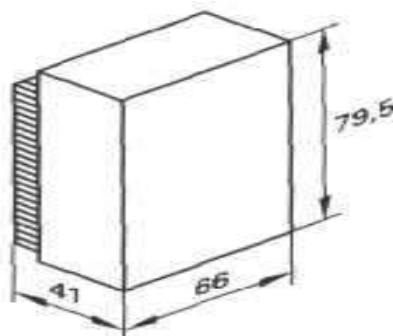


Рисунок 4.8 – Датчик зовнішньої температури

Підключення: 2–жильним мідним кабелем довжиною до 35 м з поперечним перерізом 1,5 мм². Кабель не можна прокладати разом з лініями на 230/400 В.

Ступінь захисту: IP 43 згідно EN 60 529.

Допустима температура навколишнього середовища при роботі, зберіганні і транспортуванні: від –40 до +70°C.

Накладний датчик температури (рис. 4.9).



Рисунок 4.9 Накладний датчик температури

Реєстрація загальної температури подачі котельні.

Закріплюється стягуючою стрічкою.

Ступінь захисту: IP 32 згідно EN 60 529.

Допустима температура довкілля: при роботі: від 0 до + 130°C, при зберіганні і транспортуванні: від –20 до +70°C.

Телекомунікаційний модуль LON.

Вбудована електронна плата для інформаційного обміну з Vitotronic 100 тип GC1, Vitotronic 050, Vitocom 300 і для підключення до систем збору даних ієрархічно вищого рівня. 2 прикінцевих опори. Підключення кінцевого навантаження шини LON до першого і останнього контролерів.

4.2.6.1 Величини, які підлягають контролю та сигналізації

З метою оперативного контролю технологічних параметрів котла Viessmann Vitocrossal 200 система включає пристрій реєстрації і контролю оперативної інформації, що забезпечує показання параметрів, контроль яких необхідний при пуску й експлуатації теплотехнічного устаткування, сигналізацію відхилень параметрів, що призводять до аварійного стану, реєстрацію і підсумовування параметрів, облік яких необхідний для аналізу економічності роботи котла і господарчих розрахунків.

Всі аварійні і попереджувальні сигнали розшифровуються відповідними світловими сигналами пристроїв відображення оперативної інформації.

У разі погасання факела в топці подача палива на котел повинна бути автоматично припинена, оскільки його скупчення може привести до утворення вибухонебезпечної суміші, одночасно відключаються тягодуттєві вентилятори.

Спрацьовування аварійної та попереджувальної світлової сигналізації дублюється звуковою сигналізацією різної тональності.

Спрацьовування сигналізації супроводжується запам'ятовуванням першопричини.

Забезпечується знімання звукової і світлової сигналізації, а також можливість її випробування. Засоби світлозвукової сигналізації розташовані на щитах управління допоміжним обладнанням котельні. Щит допоміжного обладнання котельні знаходиться в операторській.

Технологічний контроль здійснюється за наступними параметрами:

- тиск мережної води в подаючому трубопроводі;
- температура мережної води в подаючому трубопроводі на виході з котла;
- температура мережної води в зворотному трубопроводі перед входом в котел;
- температура мережної води в подаючому трубопроводі після лінії перепускання;

- температура відхідних газів;
- тиск повітря після дуттєвого вентилятора;
- тиск газу перед котлом;
- попереджувальна сигналізація – про відхилення режимів роботи:
- зменшення розрідження в топці;
- Аварійна сигналізація – про аварійне відключення:
- погасання факела;
- відмова тягодуттєвих машин;
- відмова живлення.

Контроль витрати газу та витрати води необхідний для розрахунку техніко–економічних показників.

Контроль тиску води необхідний для того, щоб визначити, чи є витрата води через котел. При зменшенні витрати тиск знижується. Контроль тиску повітря після дуттєвого вентилятора необхідний для визначення роботи вентилятора. Зниження тиску повітря відбувається в разі відключення вентилятора або закриття його направляючого апарату при несправності регулятора повітря. При зниженні тиску повітря може статися відрив факела або його погасання. Оскільки в момент відключення вентилятора повітря в топку не надходить, то розрідження збільшується, відбувається відрив факела [80].

Зниження тиску газу нижче допустимого призводить до погасанням факела. Тому тиск палива необхідно контролювати.

Метан в суміші з повітрям створюють вибухонебезпечну газоповітряну суміш, яка вибухає від джерела відкритого вогню. Вона діє на людину задушливо, тому необхідно контролювати вміст метану CH_4 в приміщенні.

При згасанні факела, топка котла і приміщення заповнюються газом, і може статися вибух.

Для запобігання цього передбачений контроль за наявністю полум'я в топці котла.

Сигналізації підлягають усі параметри, зміни яких можуть призвести до аварії, нещасних випадків або серйозного порушення технологічного режиму. До них відносяться:

- підвищення температури води за котлом;
- зниження і підвищення тиску газу;
- зниження тиску води у зворотному трубопроводі;

- наявність полум'я;
- підвищення концентрації метану CH_4 в приміщенні, контролюється детектором ООО MASMETR;
- зниження тиску повітря;
- підвищення розрідження димових газів;
- зниження витрати газу;
- підвищення концентрації кисню в димових газах.

Оперативний технологічний персонал при оповіщенні його пристроями сигналізації про небажані явища повинен вжити відповідних заходів щодо їх ліквідації. Якщо ці заходи виявляться неефективними і параметр, що характеризує стан об'єкту досягне аварійного значення, повинні спрацювати системи протиаварійного захисту, які автоматично за заданою програмою перерозподіляють матеріальні та енергетичні потоки, включають і відключають апарати об'єкта з метою запобігання вибуху, аварії, нещасного випадку, випуску великої кількості браку.

Котел підлягає автоматичному захисту при відхиленні наступних параметрів:

- підвищення температури води за котлом;
- підвищення або зниження тиску води за котлом;
- зниження тиску повітря;
- підвищення або зниження тиску газу;
- підвищення тиску зворотної води;
- погасання факела в топці котла.

Захист полягає в автоматичному припиненні подачі палива при відхиленні будь-якого з перерахованих вище параметрів.

4.2.6.2 Підбір регулюючого клапана

Автоматичне регулювання підживлення котельного агрегату водою проводиться регулюючим клапаном підживлення. Регулюючі клапани є елементом системи автоматичного регулювання й одночасно елементом гідравлічної системи тепло- або холодопостачання. Гідравлічний розрахунок сучасних автоматизованих систем передбачає також підбір регулюючих клапанів з необхідними оптимальними характеристиками.

Автоматичним регулятором називають пристрій, що забезпечує підтримку регульованого параметра в об'єкті регулювання на заданому рівні, або його зміни

що задається відносно іншого параметра. Автоматичний регулятор включає в себе безпосередньо регулятор та виконавчий пристрій.

Завданням автоматичного регулювання є підтримання в певних межах або на постійному рівні того чи іншого параметра (температури, тиску, витрати та ін.) технологічного процесу.

Під дією впливу зовнішнього збурення відбувається відхилення регульованого параметра від заданого значення. До регулятора на вході підключаються датчик вимірювального параметра, на виході виконавчий пристрій, який в свою чергу складається з виконавчого механізму і регулюючого органу.

Виконаємо розрахунок регулюючого клапана на лінії перепуску поз. 1г.

Вхідні дані:

речовина – вода;

температура – 80 °С;

внутрішній діаметр труби $d_{тр} = 50$ мм;

максимальна об'ємна витрата $Q_{0max} = 20$ м³/год;

перепад тиску на регулюючому клапані $\Delta P = 0,5$ бар.

Розрахунок.

Визначаємо необхідну пропускну здатність K_{Vs}

$$K_{Vs} = \frac{Q}{\sqrt{\Delta P \cdot \frac{1000}{\rho}}}, \quad (4.15)$$

$$K_{Vs} = \frac{20}{\sqrt{0,5 \cdot \frac{1000}{1000}}} = 28,28 \text{ м}^3/\text{год.}$$

де $\rho = 1000$ кг/м³ – густина рідини.

Визначимо мінімальний діаметр d_y , мм для якого буде допустимий рівень шуму на данному клапані

$$d_y = 18,8 \cdot \sqrt{\frac{Q}{\omega}}, \quad (4.16)$$

$$d_y = 18,8 \cdot \sqrt{\frac{20}{3}} = 48 \text{ мм.}$$

де $w = 3 \text{ м/с}$ – рекомендована швидкість для рідини.

За найближчим d_y , K_{Vs} з каталога вибираємо двоходовий регулюючий клапан.

Отже, вибираємо клапан ГЕРЦ КОМБІ тип F 4006 80 $d_y = 48 \text{ мм}$;
 $K_{Vs} = 32,0 \text{ м}^3/\text{год}$, $P_y = 1,6 \text{ МПа}$.

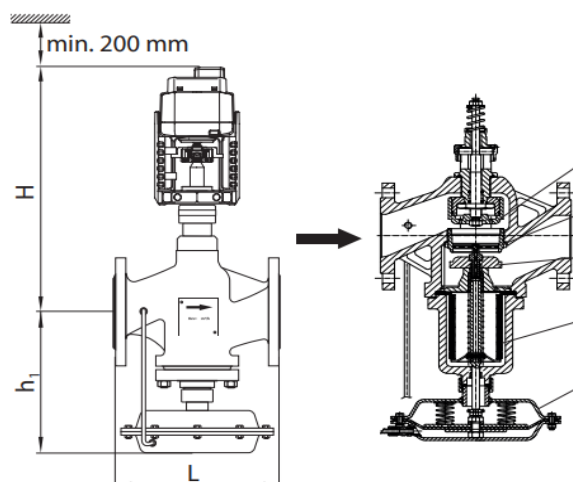


Рисунок 4.10 – Регулюючий клапан та регулятор витрати

4.3 Висновки до розділу

В розділі розроблено документацію на монтаж системи видалення димових газів твердопаливного котла та очищення їх від домішок.

Виконано компоновку обладнання, розроблені схеми прокладання трубопроводів, враховані відомості на виконання робіт. Визначено необхідну кількість виробів та матеріалів для монтажу системи, потребу в допоміжних матеріалах, підібрані машин, механізми та пристосування для виконання монтажних робіт.

Загальна маса всіх вантажів становить $M_{\text{заг}} = 2,127 \text{ т}$, загальна маса основних матеріалів 1575 кг . Загальна трудомісткість виконання монтажних робіт – $33,71 \text{ люд.-дні}$, а загальна тривалість $12,71 \text{ доби}$.

Після проведення необхідних розрахунків розроблені план та розріз для виконання монтажних робіт, аксонометричну схему трубопроводів.

Розроблено функціональну схему автоматизації водогрійної частини котельні, описана робота системи автоматичного регулювання, контролю та автоматичного технологічного захисту водогрійного котла Vitocrossal 200. Виконано розрахунок регулюючого клапана. За результатами розрахунків вибрано клапан ГЕРЦ КОМВІ тип F 4006 80; $d_y=50$ мм; $K_{Vs} = 32,0$ м³/год. В роботі використані методи і засоби автоматики для перетворення неавтоматичних процесів в автоматичні.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

У кваліфікаційній роботі розробляється система енергопостачання комбінату хлібопродуктів на альтернативних видах палива.

Охорона праці – це система заходів і засобів, спрямованих на збереження здоров'я людини в процесі праці. Отже, для ефективного керування безпекою життєдіяльності необхідно мати науково–обґрунтований метод оперативного визначення таких систем й оцінок рівня ризику й безпеки, що існують на конкретних виробничих об'єктах.

Завдання системи управління охороною праці – звести до мінімального рівня ймовірність ураження або захворювання працюючого з одночасним забезпеченням комфортних умов праці при максимальній продуктивності праці.

В приміщенні котельні комбінату хлібопродуктів встановлено водогрійні котли, що призначені для відпуску теплової енергії. На оперативно-ремонтний персонал котельні, згідно ГОСТ 12.0.003–74, діють такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

фізичні:

- рухомі машини і механізми;
- рухомі частини виробничого обладнання;
- вироби, заготовки, матеріали, що пересуваються;
- підвищена та понижена температура поверхонь обладнання, матеріалів;
- підвищена та понижена вологість повітря;
- підвищена та понижена рухливість повітря;
- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
- недостатнє освітлення робочої зони;
- недостатність природного освітлення;
- небезпечний рівень напруги електричного кола, замикання якої може відбутися через тіло людини;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;
- підвищений рівень вібрації;
- гострі кромки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів та обладнання;
- розташування робочого місця на значній висоті відносно поверхні землі (підлоги);

хімічні:

- загальнотоксичні речовини, які діють на нервову систему (окис вуглецю);
- подразнюючі речовини, що діють на очі, ніс, тіло людини (окис азоту, ангідрид сірчаний);
- психофізіологічні:
- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово–психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

5.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

5.1.1 Технічні рішення з безпечної організації робочого місця

В будівлях котельної розміщуються побутові та службові приміщення для обслуговуючого персоналу відповідно до санітарних норм. Розміщення будь–яких інших приміщень, а також майстерні, які не призначені для ремонту котельного устаткування, забороняється.

На кожному поверсі приміщення котельної має бути зроблено не менше двох виходів, розміщених в протилежних боках приміщення. Допускається один вихід, якщо площа поверху є меншою 200 м та має бути другий евакуаційний вихід на зовнішні стаціонарні сходи, а в одноповерхових котельних – при довжині приміщення по фронту котлів не більше 22 м.

Виходом із приміщення котельні вважається як безпосередній вихід назовні, так і вихід через сходову клітку чи тамбур. Вихідні двері з приміщення котельної повинні відкриватися назовні від натиску руки, не мати заборів із котельної та під час роботи котлів, не замикатися. Вихідні двері з котельної в службові, побутові, а також допоміжно–виробничі приміщення повинні забезпечуватися пружинами та відкриватися в бік котельної.

На кожних вхідних дверях приміщення котельної з зовнішнього боку повинен бути напис «Стороннім вхід заборонено». Приміщення котельної повинні бути забезпечені достатнім природним світлом, а в нічний час – електричним освітленням.

Підлягають обов'язковому обладнанню аварійним освітленням наступні місця: фронт котлів, а також проходи між котлами, позаду котлів та над котлами; щити та пульти управління; водовказівні та вимірювальні пристрої; зольні

приміщення; вентиляторні площадки; устаткування водопідготовки; площадки та драбини котлів; насосні приміщення. У приміщеннях котельної при висоті встановлення світильників загального освітлення над підлогою або площадками обслуговування менше 2,5 м повинні влаштовуватися світильники закритого виконання. При роботі в котлах і газоходах застосовувати ручні світильники з напругою не більше 22 В, або переносні електричні ліхтарі.

Робоче та аварійне освітлення, електричне устаткування і його заземлення повинні відповідати вимогам Правил улаштування електроустановок (ПУЕ).

Ширина проходів між котлами, між котлом і стіною приміщення повинна бути не менше 2 м, ширина проходу між окремими виступаючими частинами котлів та виступаючими частинами споруди, сходами, робочими майданчиками та іншими виступаючими конструкціями – не менше 0,7 м.

Прямки і заглиблення, що не закриваються, повинні огорожуватися перилами висотою не менше 0,9 м.

Котельна повинна бути обладнана засобами пожежогасіння відповідно до норм на протипожежне устаткування і реманент, установлених Правилами пожежної безпеки в Україні ДНАОП 0.02–2.02–95.

Приміщення, де розміщені котли, а також всі допоміжні та побутові приміщення повинні бути обладнані природною та штучною вентиляцією, а також, при необхідності, опаленням. Вентиляція котельної повинна забезпечувати видалення шкідливих газів, пилу, подачу припливного повітря та підтримку температурних умов відповідно до вимог санітарних норм.

Приміщення котельної, котли та все обладнання треба тримати в справному стані і чистоті. Проходи в котельному приміщенні і виходи з нього повинні бути завжди вільними.

За наявності зазначених у вступі шкідливих і небезпечних виробничих факторів безпека працюючих повинна забезпечуватися відповідно до проектно-технологічної документації (ПОБ та ПВР), а також такими заходами:

- раціональною організацією робочих місць мулярів із використанням засобів підмоцнування, контейнеризації, оптимального розташування матеріалів, тари, вантажозахоплювальних пристроїв;
- визначенням безпечної послідовності виконання робіт;
- визначенням місць установаження і типів засобів захисту людей і предметів від падіння з висоти.

Зведення стін (цегляна кладка) кожного вищого поверху багатоповерхового будинку необхідно здійснювати після монтажу конструкцій міжповерхового перекриття, площадок і маршів у сходових клітках.

За необхідності зведення цегляних стін без укладання перекриттів або покриттів необхідно застосовувати тимчасові кріплення цих стін.

Під час зведення стін висотою більше ніж 7 м необхідно застосовувати захисні козирки або сітчасту огорожу по периметру будинків, що повинні задовольняти таким вимогам:

- ширина захисних козирків або сітчастих огорож повинна бути не менше ніж 1,5 м з ухилом до стіни так, щоб кут, утворений між нижньою частиною стіни будинку і поверхнею козирка, був 110° , а зазор між стіною будинку і площиною козирка не перевищував 50 мм;

- захисні козирки та сітчасті огорожі повинні витримувати снігове навантаження, визначене для даного кліматичного району, і зосереджене навантаження не менше 1600 Н (160 кгс), прикладене в середині прогону;

- перший ряд захисних козирків повинен бути встановлений на висоті до 6 м від землі, мати суцільний настил і зберігатися до закінчення зведення стін на всю висоту.

Другий ряд захисних козирків необхідно встановлювати на висоті 6 м – 7 м над першим рядом і в процесі подальшого зведення стіни він повинен переставлятися через кожних 6 м – 7 м та мати суцільний або сітчастий настил з розміром отворів (чарунок) не більше ніж (50 x 50) мм.

Працівники, які зайняті на встановленні, очищенні або зніманні захисних козирків, повинні працювати в запобіжних поясах. Ходити по козирках, використовувати їх в якості риштувань, а також складати на них матеріали забороняється. Зведення стін висотою до 7 м допускається виконувати без улаштування захисних козирків з визначенням небезпечної зони по периметру будинку.

5.1.2 Електробезпека

Для живлення обладнання котельні використовується чотирипровідна трифазна електромережа з глухозаземленим нульовим проводом напругою 380 x 220В.

Категорія умов по небезпеці електротравматизму – підвищеної небезпеки, у зв'язку з наявністю у цехах підвищеної вологості. Технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) для запобігання електротравм від контакту з нормально–струмовідними елементами електроустаткування, необхідно:

- розміщувати неізольовані струмовідні елементи в окремих приміщеннях з обмеженим доступом, у металевих шафах;
- використовувати засоби орієнтації в електроустаткуванні – написи, таблички, попереджувальні знаки;
- підвід кабелів до споживачів здійснювати у закритих конструкціях підлоги;

2) при живленні однофазних споживачів струму від трипровідної мережі при напрузі до 1000 В використовується нульовий захисний провідник. При його використанні пробій на корпус призводить до КЗ. Спрацьовує захист від КЗ і пошкоджений споживач відключається від мережі.

Згідно з вимогами нормативів, повинна бути забезпечена необхідна кратність струму К.З. залежно від типу запобіжного пристрою, повинна бути забезпечена цілісність нульового захисного провідника.

3) електрозахисні засоби захисту.

Персонал, який обслуговує електроустановки, повинен бути забезпечений випробуваними засобами захисту. Перед застосуванням засобів захисту персонал зобов'язаний перевірити їх справність, відсутність зовнішніх пошкоджень, очистити і протерти від пилу, перевірити за штампом дату наступної перевірки. Користуватися засобами захисту, термін придатності яких вийшов, забороняється.

Використовуються основні та допоміжні електрозахисні засоби. Основними електрозахисними засобами називаються засоби, ізоляція яких тривалий час витримує робочу напругу, що дозволяє дотикатися до струмопровідних частин, які знаходяться під напругою. До них відносяться (до 1000В): ізолювальні штанги; ізолювальні та струмовимірювальні кліщі; покажчики напруги; діелектричні рукавиці; слюсарно-монтажний інструмент з ізольованими ручками.

Додатковими електрозахисними засобами називаються засоби, які захищають персонал від напруги дотику, напруги кроку та попереджають персонал про можливість помилкових дій. До них відносяться (до 1000 В): діелектричні

калоші; діелектричні килимки; переносні заземлення; ізолювальні накладки і підставки; захисні пристрої; плакати і знаки безпеки.

5.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

5.2.1 Мікроклімат

Відповідно до [81] параметри мікроклімату, що нормуються: температура (t_0C) і відносна вологість повітря ($W, \%$), швидкість його переміщення (м/с), потужність теплових випромінювань ($Вт/м^2$).

Допустимі параметри мікроклімату для умов, що розглядаються (категорія робіт Пб) відповідно до [81] наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Параметри мікроклімату визначаються відповідно до [81]

Період року	Категорія робіт	Допустима температура на робочих місцях, $^{\circ}C$		Допустима відносна вологість на постійних та непостійних робочих місцях	Допустима швидкість руху кисню на постійних та непостійних робочих місцях, м/с
		Постійних	Непостійних		
Холодний	Середньої важкості Пб	15–21	13–23	75	не більш 0,4
Теплий	Середньої важкості Пб	16–27	15–29	70 при $25^{\circ}C$	0,2–0,5

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату у приміщенні влаштовується припливно-витяжна вентиляція.

Склад повітря робочої зони

Котельня працює на альтернативних видах палива. При згоранні г палива виділяються такі шкідливі речовини, як оксиди вуглецю, оксиди азоту, сірчистий ангідрид та інші.

Інтенсивність теплового опромінювання працюючих від нагрівних поверхонь технологічного обладнання не повинна перевищувати 100 Вт/м^2 – при випромінюванні не більше 25 % поверхні тіла.

З метою профілактики теплових травм температура зовнішніх поверхонь технологічного обладнання не повинна перевищувати 45 °С [82].

Концентрація шкідливих речовин у повітрі робочої зони ТЕЦ не повинна перевищувати ГДК, згідно із ГОСТ 12.1.005–88[81]. В таблиці 5.2 наведено ГДК шкідливих речовин, що є забруднювачами повітря робочої зони котельні.

Таблиця 5.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин для повітря атмосфери (ГДК)

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Азоту двоокис NO ₂	0,085	0,085	2
Ангідрид сірчаний SO ₂	0,5	0,05	3
Вуглець (окис CO)	3	1	4

Для забезпечення складу повітря робочої зони у приміщенні влаштовується припливно-витяжна вентиляція.

2.3 Освітлення робочої зони

Приміщення котельні повинно бути забезпечене природнім освітленням, а в нічний час – електричним освітленням.

Природне освітлення

Система природного освітлення відноситься до односторонньої бокової. а освітлення здійснюється через вікна.

Штучне освітлення

Правильна експлуатація установок природного і штучного освітлення відіграє важливу роль для створення високого рівня освітленості в приміщеннях і економії електроенергії, що витрачається на штучне електричне освітлення.

Відповідно до ДБН В.2.5–28–2018 розряд зорової роботи IV, підрозряд «в». Основні нормативні параметри виробничого освітлення наведені в таблиці 5.3.

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітленням, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 SG. Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5м.

Таблиця 5.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Характеристика зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Середньої точності	Від 0,5 до 1,0 включно	IV	в	малий середній великий	світлий середній темний	400	200	4	2,4

Для загального освітлення приміщень рекомендується використовувати головним чином, світлодіодні 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.

При експлуатації здійснюється контроль за рівнем напруги освітлювальної мережі, своєчасна заміна перегорілих ламп, забезпечується чистота повітря у приміщенні.

Очистку світильників рекомендується проводити не рідше двох разів на місяць. Ця робота може бути доручена тільки електромонтерам і повинна провадитися при відключеній напрузі в електромережі.

Виробничі вібрації

Джерелом вібрації в першу чергу є насоси, вентиляційні установки, котли для спалювання газу, ГПД. Від працюючого устаткування, системи вентиляції на працюючих може діяти негативний виробничий фактор – вібрація.

Систематичний вплив вібрації призводить до різноманітних порушень здоров'я і може стати причиною погіршення здоров'я. Вона впливає на нервову систему, серце, вестибулярний апарат, може порушити обмін речовин, сон людини і т.д.

Загальна вібрація на виробничій ділянці по джерелу виникнення відноситься до категорії третього типу «а» – технологічна, критерій оцінки – межа зниження продуктивності праці. Ця вібрація діє на операторів стаціонарних машин і обладнання або передається на робочі місця, де немає джерела вібрації.

Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях приведені в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні полоси з середньгеометричними 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	–	–	$\frac{2,8}{115}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$	$\frac{1,4}{109}$

* В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації, $\text{м/с} \cdot 10^{-2}$, в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Основними методами боротьби з вібрацією устаткування є зниження вібрації впливом на джерело збудження, відхилення від режиму резонансу, динамічне гасіння коливань. Для зменшення вібрації обладнання встановлюється на гумові віброізолятори.

Існують наступні методи боротьби з вібрацією[82]:

- віброізоляційний захист (зменшення передачі вібрації від джерела збудження за допомогою віброізоляторів);
- віброгасіння (зменшення рівня вібрації від джерела збудження за допомогою введення в систему додаткових реактивних опорів);

– вібропоглинання (застосовується для зменшення вібрації кожухів, коливання яких виникає в резонансовому режимі).

Вентилятори з електроприводом установлені поза будівлями на масивні фундаменти.

Психофізіологічні фактори

а) Класи умов праці за показниками важкості праці:

Загальні енергозатрати організму (кг/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 60000;

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 – однозмінна (без нічної зміни).

5.3 Безпека в надзвичайних ситуаціях. Оцінка можливих наслідків вибуху природного газу в разі виходу з ладу парового котла

5.3.1 Розрахунок надмірного тиску вибуху газоповітряної суміші

Густина газу при розрахунковій температурі (за завданням $t_p = 22^\circ \text{C}$) визначається за формулою:

$$\rho_{r,n} = \frac{M}{V_0 \cdot (1 + 0,00367 \cdot t_p)}, \quad (5.1)$$

$$\rho_{r,n} = \frac{16}{22,413(1 + 0,0036 \cdot 22)} = 0,66 \text{ (кг} \cdot \text{м}^{-3}\text{)},$$

де M – молярна маса речовини ($M(C_xO_yH_z) = x \cdot M_C + y \cdot M_O + z \cdot M_H$), $\text{кг} \cdot \text{кмоль}^{-1}$ (для CH_4 – $M(\text{CH}_4) = 12 + 4 \cdot 1 = 16$); V_0 – мольний об'єм, що дорівнює $22,413 \text{ м}^3 \cdot \text{кмоль}^{-1}$.

Стехіометрична концентрація ГГ або парів ЛЗР та ГР, % (об.), що визначається за формулою:

$$C_{cr} = \frac{100}{1 + 4,84 \cdot \beta} = \frac{100}{1 + 4,84 \cdot 2} = 9,36, \quad (5.2)$$

де $\beta = n_c + \frac{n_H - n_x}{4} - \frac{n_o}{2} = 1 + \frac{4}{4} = 2$ – стехіометричний коефіцієнт кисню в реакції згоряння (при розрахунку β атоми азоту не враховуються); $n_c=1$, $n_H=4$, $n_o=0$, $n_x=0$ – число атомів С, Н, О та галогенів у молекулі ГГ або парів ГР (робоче паливо – газ метан).

Об'єм газу, що вийшов з апарата

$$V_a = \frac{P_1}{P_0} \cdot V = 0,01 \cdot P_1 \cdot V, \quad (5.3)$$

$$V_a = 0,01 \cdot 200 \cdot 0,0152 = 0,0304 \text{ (м}^3\text{)},$$

де P_1 – тиск в апараті, кПа (згідно завдання $P_1 = 200$ кПа); $V = 0,0152$ – об'єм апарата, м³ (згідно завдання $V = 0,02$ м³); P_0 – атмосферний тиск, що дорівнює 101,3 кПа.

Об'єм газу, що вийшов з трубопроводів

$$V_T = V_{1T} + V_{2T}, \quad (5.4)$$

$$V_T = 2,91 + 0,025 = 2,935 \text{ (м}^3\text{)},$$

де V_{1T} – об'єм газу, що вийшов з трубопроводу до його перекидання, м³; V_{2T} – об'єм газу, що вийшов з трубопроводу після його перекидання, м³.

$$V_{1T} = q \cdot \tau, \quad (5.5)$$

$$V_{1T} = 0,0097 \cdot 300 = 2,91 \text{ (м}^3\text{)},$$

де q – витрата газу, м³·с⁻¹ (згідно завдання $q=0,0097$ м³·с⁻¹), яку визначають згідно з технологічним регламентом залежно від тиску у трубопроводі, його діаметру, температури газового середовища тощо; $\tau = 300$ с – час перекидання у ручному режимі

$$V_{2T} = 0,01\pi \cdot P_2(r_1^2 L_1 + r_2^2 L_2 + \dots + r_n^2 L_n),$$

$$V_{2T} = 0,01 \cdot 3,14 \cdot 3 \cdot (0,032 \cdot 5,5 + 0,025 \cdot 4) = 0,025 \text{ (м}^3\text{)}, \quad (5.6)$$

де P_2 – максимальний тиск у трубопроводі за технологічним регламентом, кПа (за завданням $P_2 = 3$ кПа); r_1, r_2 – внутрішні радіуси трубопроводів, м (за завданням $r_1 = 0,032$ м, $r_2 = 0,025$ м); L_1, L_2 – загальна довжина трубопроводів від аварійного апарата до засувок, м (за завданням $L_1 = 5,5$ м, $L_2 = 4$ м).

Масу газу, що потрапив до приміщення під час розрахункової аварії, визначаємо за формулою:

$$m = (V_a + V_T) \cdot \rho_r, \quad (5.7)$$

$$m = (0,0304 + 2,935) \cdot 0,66 = 1,96 \text{ (кг)},$$

Надлишковий тиск вибуху ΔP для індивідуальних горючих речовин, які складаються з атомів С, Н, О, N, Cl, Br, I, F визначається за формулою:

$$\Delta P = (P_{max} - P_o) \cdot \frac{m \cdot Z}{V_{вільн} \cdot \rho_{r,п}} \cdot \frac{100}{C_{ст}} \cdot \frac{1}{K_n}, \quad (5.8)$$

$$\Delta P = (900 - 101) \cdot \frac{1,96 \cdot 0,5 \cdot 100}{400 \cdot 0,66 \cdot 9,36 \cdot 3} = 10,57 \text{ (кПа)},$$

де P_{max} – максимальний тиск вибуху стехіометричної газоповітряної або пароповітряної суміші у замкнутому об'ємі (приймається 900 кПа); P_o – початковий тиск, кПа (приймається 101 кПа); $Z = 0,5$ – коефіцієнт участі ГГ або парів у вибуху, який може бути розрахований на підставі характеру розподілення газів і парів в об'ємі приміщення; V – вільний об'єм приміщення, м³ (за завданням $V_{вільн} = 400$ м³); K_n – коефіцієнт, що враховує негерметичність приміщення й неадіабатичність процесу горіння (приймається $K_n = 3$).

5.3.2 Визначення розмірів зони поширення полум'я

Горизонтальні розміри зони, м, які обмежують область концентрацій, що перевищують нижню концентраційну межу поширення полум'я ($C_{нкмп}$), обчислюють за формулами:

для горючих газів (ГГ):

$$R_{\text{НКМП}} = 14,5632 \cdot \left(\frac{m}{\rho_{\text{Г}} \cdot C_{\text{НКМП}}} \right)^{0,333}, \quad (5.9)$$

$$R_{\text{НКМП}} = 14,5632 \cdot \left(\frac{1,96}{0,66 \cdot 14} \right)^{0,333} = 8,69 \text{ (м)},$$

де m – маса ГГ, що надійшли до відкритого простору під час аварійної ситуації, кг; $\rho_{\text{Г}}$ – густина ГГ при розрахунковій температурі й атмосферному тиску, $\text{кг} \cdot \text{м}^{-3}$; $C_{\text{НКМП}}$ – нижня концентраційна межа поширення полум'я ГГ 14 % (об.).

За початок відліку горизонтального розміру зони приймають зовнішні габаритні розміри апаратів, установок, трубопроводів тощо. У всіх випадках значення $R_{\text{НКМП}}$ повинно бути не менше 0,3 м для ГГ і ЛЗР.

5.3.3 Розрахунок інтенсивності теплового випромінювання внаслідок вибуху

Інтенсивність теплового випромінювання розраховуємо для пожежі «вогненна куля».

Ефективний діаметр «вогняної кулі» D_s , м, визначаємо за формулою:

$$D_s = 5,33m^{0,327}, \quad (5.10)$$

$$D_s = 5,33 \cdot 1,96^{0,327} = 6,64 \text{ (м)}.$$

Висоту центра «вогняної кулі» визначаємо

$$H = D_s/2, \quad (5.11)$$

$$H = 6,64/2 = 3,32 \text{ (м)}.$$

Час існування «вогняної кулі» t_s , с, визначаємо за формулою

$$t_s = 0,92m^{0,303}, \quad (5.12)$$

$$t_s = 0,92 \cdot 1,96^{0,303} = 1,13 \text{ (с)}.$$

Відстань від зовнішніх меж кулі до точки на поверхні землі безпосередньо під центром «вогняної кулі»

$$r = \sqrt{D_s^2 + H^2}, \quad (5.13)$$

$$r = \sqrt{6,64^2 + 3,32^2} = 7,42 \text{ (м)}.$$

Коефіцієнт пропускання теплового випромінювання крізь атмосферу ψ розраховуємо за формулою:

$$\psi = \exp\left[-7 \cdot 10^{-4} \cdot (\sqrt{r^2 + H^2} - D_s/2)\right], \quad (5.14)$$

$$\psi = \exp\left[-7 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\sqrt{(7,42^2 + 3,32^2)} - 6,64/2\right)\right] = 0,97.$$

Кутовий коефіцієнт опромінення

$$F_q = \frac{H/D_s + 0,5}{4 \cdot \left[(H/D_s + 0,5)^2 + (r/D_s)^2\right]^{1,5}}, \quad (5.15)$$

$$F_q = \frac{3,32 / 6,64 + 0,5}{4 \cdot \left[(3,32 / 6,64 + 0,5)^2 + (7,42 / 6,64)^2\right]^{1,5}} = 0,075.$$

Інтенсивність теплового випромінювання обчислюємо за формулою:

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \psi, \quad (5.16)$$

$$q = 450 \cdot 0,075 \cdot 0,97 = 32,73 \text{ (кВт} \cdot \text{м}^{-2}\text{)}.$$

де E_f – середньоповерхнева густина теплового потоку випромінювання полум'я, $\text{кВт}\cdot\text{м}^{-2}$, величину E_f приймаємо рівною $450 \text{ кВт}\cdot\text{м}^{-2}$.

Внаслідок прогнозованого вибуху газоповітряної суміші у випадку аварії надмірний тиск ударної хвилі буде достатнім для руйнування вікон, дверей та легких будівельних конструкцій. Для запобігання виникнення подібних ситуацій та мінімізації можливих наслідків необхідно:

- забезпечити дотримання норм та інструкцій експлуатації обладнання;
- забезпечити дотримання всіх норм та інструкцій пожежної безпеки;
- встановити додаткові системи запобігання витоку газу з трубопроводів;
- в межах зони поширення полум'я не розміщувати горючі матеріали;
- спроектувати конструкцію будівлі так щоб надмірний тиск ударної хвилі компенсувався за рахунок руйнування даху та віконних прорізів.

5.4 Висновки до розділу

Розроблено заходи спрямовані на збереження здоров'я людини в процесі праці, за для зведення до мінімального рівня ймовірність ураження або захворювання працюючого з одночасним забезпеченням комфортних умов праці при максимальній продуктивності праці.

Було проаналізовано та розроблено:

- небезпечні та шкідливі виробничі фактори;
- технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта;
- електробезпека;
- технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії;
- безпека в надзвичайних ситуаціях, оцінка можливих наслідків вибуху.

6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

В даному розділі необхідно обґрунтувати зменшення собівартості виробництва теплової енергії котельнею хлібокомбінату за рахунок встановлення системи утилізації теплоти відхідних газів та котлів на біомасі.

6.1 Локальний кошторис

Для розрахунку кошторисної вартості влаштування обладнання дотримувалися вимог ДСТУ Б Д 1.1.1 – 2013 «Правила визначення вартості будівництва» і використовували кошторисну програму «АВК».

Для визначення кошторисної вартості влаштування обладнання розробляємо локальний кошторисний документ за допомогою програмного комплексу АВК (табл.6.1) на основі: ресурсних елементних кошторисних норм на будівельні роботи (РЕКН, ДБН Д.2.2 – 2000); збірника єдиних середніх кошторисних цін на матеріали, вироби та конструкції загально виробничі витрати розраховані відповідно до усереднених показників додатка 3 до ДСТУ Б Д.1.1 – 1 – 2013.

Кошторисна вартість влаштування конструкцій враховує трудовитрати та заробітна плата будівельників та машиністів, кількість та вартість матеріальних ресурсів, експлуатації будівельних машин та механізмів. Кошторисна вартість влаштування конструкцій визначається як сума прямих та загальновиробничих витрат.

Прямі витрати (ПВ) враховують в своєму складі заробітну плату робочих, вартість експлуатації будівельних машин та механізмів, вартість матеріалів, виробів та конструкцій.

Загальновиробничі витрати (ЗВВ) – це витрати будівельно–монтажної організації, які входять у виробничу собівартість будівельно–монтажних робіт. Усі затрати, які відносяться до ЗВВ, згруповані в три групи.

Таблиця 6.1 – Локальний кошторис на монтаж обладнання

Основа:
креслення (специфікації) №

Кошторисна вартість 1248,434 тис. грн.
Кошторисна трудомісткість 1,217 тис.люд.-год.
Кошторисна заробітна плата 25,212 тис. грн.
Середній розряд робіт 3,5 розряд

Складений в поточних цінах станом на “2 грудня” 2021 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	
										тих, що обслуговують машини	
										на одиницю	всього
заробітної плати	в тому числі заробітної плати			в тому числі заробітної плати							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	E20-39-3	Установлення циклонів ЦН-15-800	10шт	0,1	<u>356660,24</u>	<u>9212,75</u>	35666	783	<u>921</u>	<u>384,2</u>	<u>38,42</u>
					7830,00	2301,87			230	109,4103	10,94
2	E18-2-10	Установлення пелетного котла Marten Industrial T-400	шт	2	<u>495212,94</u>	<u>1026,17</u>	990426	5838	<u>2052</u>	<u>146,62</u>	<u>293,24</u>
					2919,20	310,57			621	18,2031	36,41

3	E18-17-3	Установлення теплообмінника пластинчастого	шт	1	<u>2740,05</u> 37,55	<u>8,65</u> 2,73	2740	38	<u>9</u> 3	<u>1,82</u> 0,1602	<u>1,82</u> 0,16
4	M18-152-1	Монтаж теплообмінника –утилізатора	шт	1	<u>37503,76</u> 10663,18	<u>11908,58</u> 3676,67	37504	10663	<u>11909</u> 3677	<u>548,8</u> 174,8522	<u>548,8</u> 174,85
5	C1630-1053 варіант 4	Теплообмінник–утилізатор	шт	1	<u>156617,51</u> –	–	156618	–	–	–	–
6	E18-13-1	Установлення димососів Д-3,5-М	шт	1	<u>10138,90</u> 429,38	<u>33,37</u> 8,71	10139	429	<u>33</u> 9	<u>21,32</u> 0,5002	<u>21,32</u> 0,5
Разом прямі витрати по кошторису							1233093	17751	<u>14924</u> 4540		<u>903,6</u> 222,86
Разом будівельні роботи, грн.							1233093				
в тому числі:											
вартість матеріалів, виробів та конструкцій, грн.							1200418				
всього заробітна плата, грн.							22291				
Загальновиробничі витрати, грн.							15341				
трудоємність в загальновиробничих витратах, люд.год.							90,32				
заробітна плата в загальновиробничих витратах, грн.							2921				
Всього будівельні роботи, грн.							1248434				

Всього по кошторису							1248434				
Кошторисна трудоємність, люд.год.							1217				
Кошторисна заробітна плата, грн.							25212				

Склав

[посада, підпис (ініціали, прізвище)]

Перевірив

[посада, підпис (ініціали, прізвище)]

6.2 Загальні витрати інноваційного проекту та термін окупності

Загальні витрати інноваційного проекту представлені в таблиці 6.2, розраховуються у відсотках від кошторисної вартості будівельно–монтажних робіт (значення приймається з локального кошторису таблиці 6.1).

Таблиця 6.2 – Перелік інноваційних витрат

Орієновна робота	Питома вага вартості роботи, %	Термін виконання роботи, міс.	Загальна вартість виконання роботи, тис. грн.
Формування інноваційної ідеї проекту	1	1	12,48
Вивчення інформаційних джерел, патентний пошук	0,2	1	2,50
Техніко–економічне обґрунтування	1,5	3	18,73
Проектування	2,5	4	31,21
Експертиза інноваційного рішення	1	1	12,48
Витрати на придбання патентів, ліцензій, ноу–хау, технологій	2	2	24,97
Виготовлення нового виробу	100	6	1248,43
Витрати на пусконаладжувальні роботи, комплексне освоєння проектних потужностей і досягнення техніко–економічних показників	3	1	37,45
Витрати на підготовку кадрів	5	2	62,42
Всього		21	1450,68

Показники комерційної ефективності проекту (таблиця 6.3).

Таблиця 6.3 – Показники комерційної ефективності проекту, тис. грн.

№	Показники	Рік						
		-1	0	1	2	3	4	5
1	Потік реальних грошей	– 102,37	– 1479,31	48,80	212,83	362,41	508,88	700,07
2	Сальдо реальних грошей	– 102,37	– 1010,29	48,80	170,60	320,18	470,77	666,08
3	Сальдо накопичених реальних грошей за п.2	– 102,37	– 1112,66	– 1063,86	– -893,26	– -573,08	– 102,31	– 563,77
4	Коефіцієнт дисконтування при нормі дисконту 16%	1,16	1,00	0,86	0,74	0,64	0,55	0,48
5	Чиста поточна вартість	– 118,75	– 1479,31	42,07	158,17	232,18	281,05	333,31
6	Інтегральний економічний ефект(накопичена чиста вартість) за п .5 ((t)+(t-1))	– 118,75	– 1598,06	– 1555,99	– 1397,82	– 1165,64	– 884,59	– 551,28

З таблиці 6.3 видно від’ємне сальдо накопичених реальних грошей на протязі п’яти років реалізації проекту.

Оцінювання економічної ефективності інноваційного проекту.

Чистими грошовими надходженнями визначаються за формулою:

$$NV = \sum_{t=0}^{T_p} NCF_t = \sum_{t=0}^{T_p} R_t - Z_t - N_t - K_t, \quad (6.1)$$

де NCF_t – чистий грошовий потік на t -ому році; R_t – результат виручки у t -й рік; Z_t – витрати у t -й рік; N_t – податки у t -й рік; K_t – інвестиції у t -й рік; T_p – розрахунковий період.

$NV = 251,31$ тис. грн.

Чиста поточна вартість

$$NPV = \sum_{t=0}^{Tp} NCF_t \cdot \eta_t = \sum_{t=0}^{Tp} (R_t - Z_t - N_t - K_t) \cdot \eta_t, \quad (6.2)$$

де η_t – коефіцієнт дисконтування.

$NPV = -551,28$ тис. грн.

Якщо $NPV > 0$, то проект можна рекомендувати до реалізації;

якщо $NPV < 0$, то проект необхідно відхилити;

$NPV = 0$, то в разі прийняття рішення про реалізацію проекту інвестори не отримують доходів на вкладений капітал.

Оскільки NV є додатними, тобто за розрахунковий період грошові надходження перевищують суму капітальних вкладень, що призведе до зростання доходів інвестора, то проект вважається ефективним. NPV є від'ємним за п'ять років.

Термін окупності інвестицій

$$\sum_{t=0}^{Tp} (P_t - B_t) \cdot \eta_t = \sum_{t=0}^{Tp} K_t \cdot \eta_t, \quad (6.3)$$

Розрахунок терміну окупності кумулятивним методом.

Кумулятивний метод передбачає знаходження періоду окупності за формулою:

$$T = t + \frac{COF_t}{CIF_{t+1}}, \quad (6.4)$$

де COF_t – залишок інвестиційних витрат, не забезпечених доходами на початок t – го періоду, грн., CIF_t – чисті грошові надходження $(t + 1)$ -го періоду, грн.

Розрахунок представлений в таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Розрахунок простого терміну окупності кумулятивним методом, тис. грн.

Показник	Номер кроку розрахункового періоду						
	-1	0	1	2	3	4	5
Потік реальних грошей	-	-	-	-	-	-	-
	102,3716	1479,31	48,80	212,83	362,41	508,88	700,07
Кумулятивна	-	-	-	-	-	-	-
	102,3716	1581,68	1532,88	1320,05	-957,64	-448,76	251,31

Як видно з таблиці 6.4 за показником залишку інвестиційних витрат, строк окупності даного проекту знаходиться між 4 та 5 роком (перехід від від'ємного до додатного залишку). Відповідно, за формулою (6.4) термін окупності буде дорівнювати:

$$T=4+448,76/700,07=4,64 \text{ років.}$$

6.3 Висновки до розділу

Склали кошторисний документ – локальний кошторис. В локальному кошторисі визначені наступні величини:

- кошторисна вартість $K_v = 1248,434$ тис. грн.
- кошторисна заробітна плата ЗП = 25,212 тис. грн.
- кошторисна трудомісткість $T = 1,217$ тис. люд – год
- вартість матеріалів – 1200,418 тис. грн.

Розраховували основні показники ефективності інвестицій в інноваційний проект:

- чисті грошові надходження – 251,31 тис. грн.;
- чиста поточна вартість – -551,28 тис. грн.;
- термін окупності, розрахований кумулятивним методом та методом усереднених параметрів – 4,64 роки.

ВИСНОВКИ

В магістерській кваліфікаційній роботі розроблені рішення для використання вторинних енергетичних ресурсів в промислово-опалювальній котельні ТОВ «Вінницький комбінат хлібопродуктів №2» та переведення її на альтернативні види палива.

Проаналізована існуюча теплова схема котельні з двома газовими конденсаційними котлами Vitocrossal 200 CM2 та парогенератором VISSMANN типу Vitomax 200 HSM237. Визначено показники роботи котельні для максимально зимового та середньоопалювальних режимів роботи. Для максимально зимового а середньоопалювального режимів визначені витрати пари, конденсату та робочого палива – природного газу, яка складає 0,0914 та 0,0844 м³/с відповідно.

Визначено техніко-економічні показники роботи котельні за існуючою тепловою схемою, виявлено що при річному виробництві теплоти 42380,84 ГДж/рік, загальні експлуатаційні витрати складають 57 млн. 316 тис.грн/рік, а собівартість виробництва теплової енергії – 1352,4 грн/ГДж, що призводить до збиткової роботи підприємства.

Виконано варіантний аналіз заходів для економії та заміщення природного газу в котельні. Розрахунками виявлено, що встановлення підігрівника сирої води та теплообмінника-утилізатора теплоти відхідних газів для парового котла Vitomax 200 HSM237 для навантаження 3,32 т/год (0,87D_{ном}), який працюватиме в конденсаційному режимі, зменшить витрату природного газу на 4 %, що дає річну економію коштів в сумі 1 млн. 860 тис. грн.

Зважаючи на те, що під час виробничої діяльності на підприємстві утворюються значна кількість відходів лушпиння зернових та пиломатеріалів, з яких можна виготовляти пелети для подальшої розробки прийнято варіант заміни двох водогрійних котлів Vitocrossal 200 CM2 потужністю 311 кВт кожен, які працюють на природному газі на два пелетні котли Marten Industrial T потужністю 400 кВт кожен із системою очищення відхідних газів. Паровий котел Vitomax 200 HS M237 залишити на природному газі, а в якості резервного палива використовувати зріджені вуглеводневі газу, зокрема пропан-бутан. За паровим котлом встановити теплообмінник-утилізатор теплоти відхідних газів для нагрівання сирої води.

Підібрано пластинчастий теплообмінник типу С–Н01 фірми Анкор–Теплоенерго для утилізації теплоти відхідних газів парового котла, який працюватиме в конденсаційному режимі та визначені доцільні режими його роботи. В разі глибокої утилізації теплоти відхідних газів потрібно запобігати конденсації водяної пари на стінках димової труби. Для цього 30% відхідних газів котла слід направляти в обхід утилізатора, а потоки змішувати перед димовою трубою. Під час глибокого охолодження відхідних газів до температур 30 °С сумарний потік відведеної теплоти в теплоутилізаторі збільшується у 2,5 рази порівняно з його роботою у «сухому» режимі.

Доцільний діапазон температури газів на виході з ТУ – 45...55 °С, оскільки в разі більш глибокого охолодження продуктів згорання площа поверхні теплообмінника збільшується в 1,5...3 рази. Якщо температура відхідних газів після парового котла становитиме 128 °С, то температура додаткової води на виході з теплообмінника змінюватиметься в діапазоні 33,4...43,6 °С.

Встановлено, що основний вплив на інтенсивність теплообміну за рахунок конденсації водяної пари здійснює температура газів за утилізатором. Зі збільшенням температури газів за утилізатором значення частки конденсаційного теплообміну зменшується, а зі збільшенням температури точки роси інтенсивність конденсаційної складової теплообміну зростає.

Коефіцієнт тепловіддачі під час конденсації пари з парогазової суміші залежить більш суттєво від коефіцієнта зрошення, тобто від початкового вологовмісту парогазової суміші і відповідно кількості утвореного конденсату, ніж від швидкості. Процес конденсації водяної пари з газів збільшує коефіцієнт тепловіддачі від суміші до поверхні теплообміну в 1,5...4,5 рази.

В роботі виконано розробку документації на монтаж системи видалення димових газів твердопаливних котлів та очищення їх від домішок. Виконано компоновку обладнання, схеми прокладання трубопроводів, складені відомості для виконання робіт. Визначено необхідну кількість виробів та матеріалів для монтажу системи, потребу в допоміжних матеріалах, підібрані машини, механізми та пристосування для виконання монтажних робіт. Загальна маса всіх вантажів становить 2,127 т, загальна маса основних матеріалів 1575 кг. Загальна трудомісткість виконання монтажних робіт склала 33,71 люд.-дні, а загальна тривалість 13 діб. Після проведення необхідних розрахунків розроблено план та розріз для виконання монтажних

робіт, аксонометричну схему трубопроводів.

Розроблено функціональну схему автоматизації водогрійної частини котельні, описана робота системи автоматичного керування, контролю та автоматичного технологічного захисту водогрійного котла Vitocrossal 200. Виконано підбір обладнання, зокрема регулюючого клапана. В результаті розрахунків вибрано клапан ГЕРЦ КОМБІ тип F 4006 80; $d_y=50$ мм; $K_{Vs} = 32,0$ м³/год.

Визначено техніко-економічні показники роботи котельні за запропонованим варіантом. Для орієнтовних капіталовкладень в котел на пелетах, теплообмінники та допоміжне обладнання 1 млн. 248 тис грн, загальні експлуатаційні витрати складають 35 млн. 761 тис грн/рік, собівартість виробництва теплоти в разі роботи парового котла на природному газі становить 875,55 грн/ГДж, а на зріджених вуглеводневих газах – 513 грн/ГДж. Простий термін окупності додаткових капіталовкладень 0,3 року, дисконтний – 4,64 року.

В розділі «Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях» проаналізовано та розроблено: небезпечні та шкідливі виробничі фактори; технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта; електробезпека; технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії; безпека в надзвичайних ситуаціях, оцінка можливих наслідків вибуху.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Практичний посібник підготовка та впровадження проектів заміщення природного газу біомасою при виробництві теплової енергії в Україні. [Електронний ресурс]. URL: <https://saee.gov.ua/sites/default/files/secbiomass-booklet-heat-production%20%281%29.pdf>
2. Енергетична стратегія України на період до 2035 року. [Електронний ресурс]. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245239564&cat_id=245239555
3. Ecodevelop. [Електронний ресурс]. URL: <https://ecodevelop.ua/potentsial-virobnitstva-biogazu-v-ukrayini/>
4. Гелетуха Г. Г., Железна Т. А., Матвеев Ю. Б., Жовмір М. М. Використання місцевих видів палива для виробництва енергії в Україні. Промышленная теплотехника, 2006. № 2 85–93.
5. Біогазові проекти в Україні: перспективи, наслідки та регуляторна політика. [Електронний ресурс]. URL: http://eip.org.ua/docs/EP_18_2_111_uk.pdf
6. Максимів Л. І, Климович В. П., Загвойська Л. Д. Використання енергетичного потенціалу деревини: еколого-економічний вимір. Наукові праці Лісівничої академії наук України. Збірник наукових праць, 2016. Випуск 14. С. 244–251.
7. Офіційна web-сторінка фірми УКРАВТОНОМГАЗ. [Електронний ресурс]. URL: <https://ukravtonomgaz.ua/news/7-prichin-vidmovitisya-vid-prirodnogo-gazu-0>
8. Энергоаудит и показатели энергетической эффективности прикладных систем паливовикористовоюю обладательницы. [Електронний ресурс]. URL: https://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PA00MD7Z.pdf
9. Басин Г. Л. Конденсационная отопительная техника в странах Западной Европы. Промышленная энергетика, 1990. №7. С. 24 –27.
10. Аронов И. З. Контактный нагрев воды продуктами сгорания природного газа. М.: Недра, 1990. 280 с.
11. Слесаренко В. В., Милуш В. В., Белоусов А. А. Утилизация теплоты уходящих газов в схемах деаэрации промышленно-отопительных котельных. Промышленная энергетика, 2008. №9. С. 16 – 20 с.

12. Проблемы экологии и эксплуатации объектов энергетики : Сборник трудов / Институт промышленной экологии. К. : ИПЦ АЛКОН НАН Украины, 2020. 192 с.

13. Кудинов. А. А., Калныков М. В. Повышение эффективности работы конденсационных теплоутилизаторов. Промышленная энергетика, 2002. №6. С. 49 – 52 с.

14. Фиалко Н. М., Аронов И. З., Навродская Р. А. Эффективность применения конденсационных утилизаторов в системах теплоснабжения. Промышленная теплотехника, 2003. Т.25. №3. С. 36 – 41.

15. Галустов В. С. Утилизация теплоты дымовых газов. Энергия и менеджмент. М.: Республика Беларусь, 2004. №6. С. 44 – 48.

16. Баскаков А. П., Ильина В. Е. Основные факторы, определяющие эффективности глубокого охлаждения продуктов сгорания в газифицированных котельных. Промышленная энергетика, 2004. №4. С. 46 – 49.

17. Жовмір М. М. Утилізація низькотемпературної теплоти продуктів згорання палива. Промышленная теплотехніка, 2008. Т.30 №2. С. 90 – 97.

18. Фиалко Н. М., Шеренковский Ю. В., Степанова А. И. Эффективность систем утилизации теплоты отходящих газов энергетических установок различного типа. Промышленную теплотехника, 2008. Т.30 №3. С. 69 – 73.

19. Фиалко Н. М., Степанова А. И., Навродская А. Р. Эффективность систем утилизации теплоты отходящих газов стекловаренных печей. Промышленная теплотехника, 2009. Т. 31 №4. С. 78 – 85.

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

21. Фіалко Н. М., Степанова А. И., Шеренковский Ю. В. Термодинамическая оптимизация и анализ эффективности теплоутилизационной системы котельных агрегатов. Промышленная теплотехника, 2012. Т.34 №2. С. 59 – 66.

22. Ефимов А. В., Гончаренко А. Л., Гончаренко Л. В. Система глубокой утилизации теплоты газов, уходящих из котельных агрегатов. Вісник НТУ «ХП», 2013. №13. С. 73 – 80.

23. Фиалко Н. М., Навродская Р. А., Прокопов В. Г. Эффективность теплоутилизационной установки для котельных, оптимизированной различными методами. Промышленная теплотехника, 2014. Т.36. №1. С. 41 – 48.

24. Фиалко Н. М., Степанова А. И., Навродская Р. А. Эффективность агрегатированных теплоутилизационных систем для котельных с когенерационными теплоутилизаторами. Промышленная теплотехника, 2014. Т.36. №3. С. 61 – 71.

25. Долинский А. А., Фиалко Н. М., Навродская Р. А. Основные принципы создания теплоутилизационных технологий для котельных малой энергетики. Промышленная теплотехника, 2014. Т.36. №4. С. 27 – 34.

26. Воронин А. А., Терентьев П. В. Оценка экономической и экологической эффективности установок для очистки и утилизации газовых выбросов теплогенераторов, работающих на природном газе. Промышленная энергетика, 2014. №5. С. 42 – 47.

27. Зиганшина С. К., Кузнецов А. А. Повышение эффективности котла БКЗ–420–ГМ путем охлаждения дымовых газов ниже точки росы. Промышленная энергетика, 2014. №6. С. 19 – 24.

28. Ведрученко В. Р., Жданов Н. В., Жданов Е. В., Лазарев Е. С. Исследование работы конденсационного охладителя дымовых газов блочной отопительной котельной. Промышленная энергетика, 2014. №3. С. 32 – 36.

29. Павловский С. В. Система утилизации теплоты уходящих газов котельных агрегатов. Энергосбережение. Энергоаудит, 2014. №10. С. 27 – 34.

30. Чепурний М. М., Резидент Н. В., Олексина Т. М., Возіян Ю. К. Утилізація теплоти відхідних газів із котлів в утилізаторах контактного типу. Наукові праці ВНТУЮ, 2015. №3. [Електронний ресурс]. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/455?articlesBySameAuthorPage=3>

31. Долинский А. А., Демченко В. Г. Опыт создания водогрейных котлов для нужд централизованных и автономных систем теплоснабжения. Промышленная теплотехника. 2014. Т.36. №3. С. 56 – 62.

32. Ефимов А.В., Гончаренко А. Л., Гончаренко Л. В., Есипенко Т. А. Современные технологии глубокого охлаждения продуктов сгорания топлива в котельных установках, их проблемы и пути решения. Х.: НТУ «ХПИ», 2017. 233 с.

33. Боженко М. Ф. Основи проектування промислових та опалювальних котелень. Курсове проектування. К.: Вища школа, 1992. 280 с.

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

35. Степанова Н. Д., Степанов Д. В. Теплові мережі. Вінниця : ВНТУ, 2009. 135 с.
36. Чепурний М. М., Резидент Н. В. Тепломасообмін в прикладах і задачах. [Електронний ресурс]. URL: <http://posibnyky.vntu.edu.ua/ch/index.htm>.
37. Лялюк О. Г. Економіка енергетики. Вінниця : ВНТУ, 2009. 118 с.
38. Денисов В. І. Техничко-экономические расчеты в энергетике. М.: Энергоиздат, 1985. 312 с.
39. Офіційна web-сторінка фірми Торгова електрична компанія. Ціни. [Електронний ресурс]. URL: <https://tek.energy/electricity/prices>
40. Офіційна web-сторінка фірми Вінниця облводоканал. Тарифи. [Електронний ресурс]. URL: <https://vinvk.com.ua/tarif-posluga>
41. Офіційна web-сторінка фірми Українська енергетична біржа. Природний газ. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.ueex.com.ua/exchange-quotations/>
42. Котел Marten Industrial T. [Електронний ресурс]. URL: <https://rastopi.com.ua/p1023626433-pelletnyj-kotel-marten.html>
43. Семеніхіна Л. В., Мартиненко А. П. Використання прихованої теплоти конденсації водяної пари з продуктів згорання природного газу. Наукові записки, випуск 13, 2013. С. 85-91.
44. Інформаційна-аналітична система «Аграрії разом». [Електронний ресурс]. URL: <https://agrarii-razom.com.ua/news-agro/sobivartist-pelet-z-topinambura-vdvichi-nijcha-nij-z-dereva>
45. Baza-drov. [Електронний ресурс]. URL: <https://baza-drov.com.ua/uk>
46. Gi-pellets. [Електронний ресурс]. URL: <https://gi-pellets.com.ua/produkcija/na-palletakh>
47. Степанов Д. В., Корженко Є. С., Боднар Л. А. Котельні установки промислових підприємств. Навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2011. 117 с.
48. Тепловой расчетный котлов (нормативный метод). Издание 3-е переработаное и дополнено. СПб.: НПО ЦКТИ, 1998. 256 с.
49. Чепурний М.М., Ткаченко С.Й., Корженко Є.С. Експлуатація промислових парогенераторів. Вінниця: ВДТУ, 2002. 136 с.
50. Теплообменник для тепловой обработки газов и воздуха. [Електронний ресурс]. URL: <https://ankort.com/galereya/zhkh/#images-20>

51. Технічний паспорт котла Vitomax–200–HS [Електронний ресурс]. URL: http://teplo.com/goods/pdf/viessmann_viessmann-vitomax-200-hs-m237-teh-pass.pdf
52. Співак О. Ю., Резидент Н. В. Тепломасообмін. Частина І. Вінниця : ВНТУ, 2021. 113 с.
53. Коваленко Л. М., Глушков А. Ф. Теплообменники с интенсификацией теплоотдачи. Энергоатомиздат, 1986. 240 с.
54. Беспалов В. В. Повышение эффективности глубокой утилизации тепла дымовых газов ТЭС на природном газе : автореф. дис... канд. техн. наук. Томск, 2017. 24 с.
55. Ветошкин А.Г. Процессы и аппараты пылеочистки. Пенза: Изд-во Пенз. гос. ун-та, 2005. 210 с.
56. Димосос. [Електронний ресурс]. URL: https://www.vent.com.ua/ru/promyshlennye-ventilyatory/dymosos_y/dymososy-dn/?utm_source=ads&gclid=CjwKCAjwkN6EBhBNEiwADVfya3XkPRzsUoYSE03MDWXd9qSltx-Xc3cdP4L8yUSLmOCiYxkZDFvkmhoC_K0QAvD_BwE
57. Циклон. [Електронний ресурс]. URL: https://www.ventus.kiev.ua/c655_%D1%86%D0%BD-15/.
58. Димова труба. [Електронний ресурс]. URL: <https://prom.ua/ua/Truba-400.html>
59. Газохід профіль. [Електронний ресурс]. URL: <https://sbk.ltd.ua/uk/sortament-vaga-metaloprokatu/183-profilnye-truby-kvadratnaja-prjamougolnaja-truba-ves-1-metra.html>
60. Шибер. [Електронний ресурс]. URL: <http://www.ktto.com.ua/water/kzm/18>
61. Шлифмашина угловая Makita GA7020. [Електронний ресурс]. URL: http://inprof.com.ua/tovar_Shlifmashina-uglovaya-Makita-GA7020/.
62. Перфоратор BOSH-GBH 2-18 RE. [Електронний ресурс]. URL: https://hotline.ua/tools-perforatory/bosch_gbh_2-18_re/
63. Лебедка электрическая ЛЭЦ–2,0–50. [Електронний ресурс]. URL: http://reduktorntck.com.ua/produkt/lebedki/lebedki_electro/LEC-20-50.shtm
64. Зварювальний апарат Dnipro-M SAB-258N. [Електронний ресурс]. URL: <https://www.motoblok.biz/ru/catalog/11217/svarochnye-inventory-dnipro-m/22193/svarochnyu-inventor-dnipro-m-sab-258n-kragi-elektrody.html>
65. ДБН Д.2.3-7-99 Збірник 7. Компресорні установки, насоси, вентилятори. [Чинний від 2000-01.01] К.: Держстандарт України, 1999. 47 с.

66. Каталог будівельних машин і інструментів. [Електронний ресурс]. URL: <http://powertools.com.nz>
67. ДБН Д.2.2-20-99. Вентиляция и кондиционирование воздуха. [Чинний від 2000-01.01]. К.: Госстрой Украины, 2000. 200 с.
68. СН 153-61. Технические условия на монтаж паротурбинных установок, турбогенераторов и турбовоздухоуводов. М.: Государственный комитет Совета Министров СССР по делам строительства, 1961. 55 с.
69. Вантажні автомобілі. Каталог. [Електронний ресурс]. URL: https://gruzovoy.ru/catalog/technic/mercedes-benz_axor_1829.
70. Каталог кранів КС на спеціальному шасі. [Електронний ресурс]. URL: <https://kama72.ru/cat/avtokran-palfinger-sany-ks-5572a-241-na-sh-kamaz-43118>.
71. Ратушняк Г. С., Попова Г.С. Експлуатація систем теплопостачання та вентиляції. Вінниця : ВДТУ, 2003. 122 с.
72. ДБН Д.2.2-20-99. Вентиляция и кондиционирование воздуха. [Чинний від 2000-01.01]. К.: Госстрой Украины, 2000. 200 с.
73. СН 153-61. Технические условия на монтаж паротурбинных установок, турбогенераторов и турбовоздухоуводов. М.: Государственный комитет Совета Министров СССР по делам строительства, 1961. 55 с.
74. Ельперін І. В., Пупена О. М., Сідлецький В. М. Автоматизація виробничих процесів. К.: Ліра-К, 2015. 378 с.
75. Принципы построения схем автоматизации. [Електронний ресурс]. URL: www.comodity.ru/equipment/86.shtml/
76. НПАОП 0.00-1.26-96. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см²), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 115°С. [Чинний від 1996-05-11]. К.: Держнаглядоборонпраці України, 1996. 58 с.
77. ДСТУ Б.А.2.4-3-95. Правила виконання робочої документації автоматизації технологічних процесів. [Чинний від 1995-04-06] К.: Держкоммістобудування України, 1995. 42 с.
78. Офіційний сайт Viessmann. [Електронний ресурс]. URL: <https://ftenergo.com/catalog/viessmann/>.
79. Резидент Н. В. Методичні вказівки до виконання курсової роботи з дисципліни «Технологічні основи автоматизації теплотехнічних установок». Вінниця : ВНТУ, 2018. 38 с.

80. Автоматизація. [Електронний ресурс]. URL: https://herz.ua/uploaded/imgtehdoc/4006_SMART.pdf.
81. ДБН В.2.1–10:2018. Основи і фундаменти будівель та споруд. [Чинний від 2019-01-01] К.: Мінрегіон України, 2018. 36 с.
82. ДБН А.3.2–2–2009. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення. [Чинний від 2012-04-01] К.: Мінрегіонбуд України, 2012. 116 с.
83. ДБН В.2.5–67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. [Чинний від 2014-01-01] К.: Мінрегіон України, 2013. 149 с.

Додаток А
(обов'язковий)

УЗГОДЖЕНО

ЗАТВЕРДЖЕНО

Керівник або заступник

Назва підприємства або установи

В.о. завідувача кафедри ТЕ

Підпис

Ініціали та прізвище

_____ Д. В. Степанов

“ _____ ” _____ 20 р.

“ _____ ” _____ 20 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на тему:

**«Система енергопостачання комбінату хлібопродуктів
на альтернативних видах палива»**

Керівник роботи:

к. т. н. доц.. Резидент Н. В.

Виконавець:

студент гр. ТЕ-20 м

Кучер Н. В

1 Найменування та область застосування

Розробка стосується промислової теплоенергетики і модернізації котельні ТОВ «Вінницький комбінат хлібопродуктів №2», яка дозволить підвищити її економічність, зменшити шкідливі викиди котельні в навколишнє середовище.

2 Основа для проведення розробки

Основою для виконання роботи є індивідуальне завдання на магістерську кваліфікаційну роботу, вхідні дані з підприємства, наказ ректора ВНТУ про затвердження теми МКР № 277 від «24» вересня 2021 року.

3 Мета та призначення розробки

Заміщення природного газу альтернативними джерелами енергії зокрема відновлюваними, зменшення собівартості виробництва теплової енергії, зменшення техногенного навантаження на навколишнє середовище шляхом встановлення котлів на біомасі та використання вторинних енергетичних ресурсів.

4 Джерела розробки

Основою для розробки є індивідуальне завдання на магістерську кваліфікаційну роботу, дані літературних та інтернет джерел, інші технічні матеріали щодо застосування альтернативних джерел енергії та використання вторинних енергетичних ресурсів в промислових та опалювальних котельнях.

1. ДБН Котельні ДБН В.2.5.-77: 2014 [Чинний від 01-01-2015 р. №252]. – К.: Мінрегіон України, 2014. – 61 с.

2. Ткаченко С. Й., Чепурний М. М., Степанов Д. В. Розрахунки теплових схем і основи проектування джерел тепlopостачання. Вінниця : ВНТУ, 2005. 137 с.

3. Коваленко Л.М., Глушков А.Ф. Теплообменники с интенсификацией теплоотдачи. М. : Энергоатомиздат, 1986. 240 с.

4. Чепурний М. М., Резидент Н. В., Олексина Т. М., Возіян Ю. К. Утилізація теплоти відхідних газів із котлів в утилізаторах контактного типу. Наукові праці ВНТУ. 2015. №3. [Електронний ресурс]. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/455?articlesBySameAuthorPage=3>

5 Технічні вимоги

5.1 Забезпечення споживачів теплотою з визначеними параметрами: потужністю, витратою, температурою, тиском.

5.1.1 Теплова потужність системи опалення.....1065 кВт

5.1.2 Витрата пари на промислові споживачі.....2,2 т/год

5.1.3 Температурний графік80/60 °С

5.2 Використання для джерела енергопостачання відновлюваного місцевого виду палива.

Паливо:

- природний газ, наявна теплота 33,7 МДж/м³;

- тріска, пелети, інші види палива.

5.3 Забезпечення зменшення витрати палива.

5.4 Економія природного газу.

6 Економічні показники

Створення об'єкту повинно вестись з мінімальними витратами праці та з мінімальними затратами виробництва. Здійснити економічне обґрунтування доцільності переведення котельні на альтернативні природному газу види палива, визначивши річні витрати палива, економію палива, зменшення шкідливих викидів в атмосферу, та термін окупності капіталовкладень на будівництво.

7 Вимоги до стандартизації та уніфікації

Деталі та вузли обладнання котельні повинні бути по можливості стандартними та уніфікованими, щоб забезпечити можливість швидкого монтажу та можливість їх ремонту чи заміни.

8 Вимоги з надійності

На ефективність роботи обладнання котельні впливають якість проекту та якість монтажу. Параметри показників надійності встановлюються у відповідних державних стандартах.

9 Стадії та етапи розробки

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз сучасного стану заходів економії та заміщення природного газу в промислових та опалювальних котельнях	28.09.21...10.10.21	
2	Аналіз показників роботи промислово–опалювальної котельні на різних видах палива	11.10.21...21.10.21	
3	Утилізація теплоти відхідних газів в тепловій схемі котельні	22.10.21...05.11.21	
4	Організаційно–технологічне забезпечення реалізації проектних рішень	06.11.21...22.11.21	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	23.11.21...29.11.21	
6	Економічна частина	30.11.21...05.12.21	
7	Оформлення МКР	06.12.21...10.12.21	

Дата видачі завдання «__»_____ 2021 р.

Крайні терміни виконання «__»_____ 2021 р.

10 Порядок контролю та приймання

Виконання етапів графічної та розрахункової документації МКР контролюється керівником МКР згідно з графіком виконання. Захист МКР здійснюється ЕК затвердженою наказом ректора ВНТУ згідно з графіком захисту.

11 Корегування технічного завдання допускається з дозволу керівника МКР.

Додаток Б
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

**СИСТЕМА ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ
КОМБІНАТУ ХЛІБОПРОДУКТІВ
НА АЛЬТЕРНАТИВНИХ ВИДАХ ПАЛИВА»**