

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

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

Електричної інженерії та кіберфізичних систем

(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

другий (магістерський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему «Підвищення енергетичної ефективності котельного агрегату
підприємства металургійної галузі»

Виконала: студентка 2 курсу, групи 8.1442-з-дн
спеціальності 144 Теплоенергетика

(код і назва спеціальності)

спеціалізації _____

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми Теплоенергетика

(назва освітньої програми)

Гришина Г.В.

(ініціали та прізвище)

Керівник д.т.н., проф. Пазюк М.Ю.

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

Рецензент ст.викл. Таратута В.О.

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

Запоріжжя

2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні

Кафедра Електричної інженерії та кіберфізичних систем

Рівень вищої освіти другий (магістерський) рівень

Спеціальність 144 Теплоенергетика

Спеціалізація _____

(код та назва)

Освітня програма Теплоенергетика

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

д.т.н., доц.

В.Л. Коваленко

« _____ »

2024 року

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

Гришина Ганна Валеріївна

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи «Підвищення енергетичної ефективності котельного агрегату підприємства металургійної галузі»

керівник роботи Пазюк М.Ю., д.т.н., професор

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ЗНУ від « 01 » травня 2022 року № 638 - с



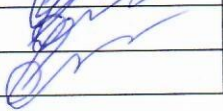
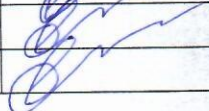


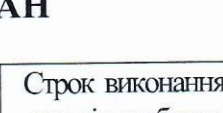
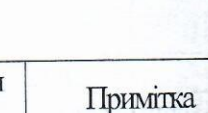
2 Строк подання студентом роботи 19 лютого 2024 р.

3 Вихідні дані до роботи : витрата природного газу при $Q_{\text{н}}^{\text{p}} = 8000$ ккал/м³ на один котел – 1589 м³/год; річна витрата газу на котельню складає 11700 тис.м³/рік ;на вводі в котельню тиск природного газу 0,1-0,4 МПа; температура живильної води 130 °С.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Характеристика об'єкта дослідження. 2) Підвищення енергетичної ефективності котельного агрегату підприємства. 3) Автоматизація технологічних процесів реконструйованої котельні. 4) Охорона праці на котельні.

5 Перелік графічного матеріалу: 1) Діаграма прогнозу збільшення частки ВДЕ в структурі загального споживання енергоресурсів 2) Динаміка зростання біогазових потужностей в Україні 3) План котельні. 4) Переріз котельні. 5) Теплова схема котельні. 6) Переріз котельного агрегата 7) Креслення запропонованих палиникових пристроїв. 8) Вузли регулювання природного газу та біогазу 9) Автоматизація технологічних процесів реконструйованої котельні. 10) Висновки.

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Пазюк М.Ю.. д.т.н., професор		
Розділ 2	Пазюк М.Ю. д.т.н., професор		
Розділ 3	Пазюк М.Ю. д.т.н., професор		
Розділ 4	Пазюк М.Ю. д.т.н., професор		

7 Дата видачі завдання 11.09.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Характеристика об'єкта дослідження	09.10.2023	
2	Підвищення енергетичної ефективності котельного агрегату підприємства	06.11.2023	
3	Автоматизація технологічних процесів реконструйованої котельні	25.12.2023	
4	Охорона праці на котельні	19.02.2024	

Студент  Гришина Г.В.
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи  Пазюк М.Ю.
(підпис) (ініціали та прізвище)

Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер  С.В. Башлій
(підпис) (ініціали та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Г.В.Гришина. Підвищення енергетичної ефективності котельного агрегату підприємства металургійної галузі.

Кваліфікаційна випускна робота на здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 144 – Теплоенергетика, науковий керівник М.Ю Пазюк. Запорізький національний університет. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2024.

Кваліфікаційна робота магістра присвячена підвищенню енергетичної ефективності котельного агрегату підприємства за рахунок використання біогазу.

Розглядається біогаз, як альтернативне паливо для спалювання на котельній. Проведений розрахунок суміші палива (природний газ та біогаз), в ході якого була отримана його теплотворна здатність, яка склала 35537 кДж/м³. Для спалювання суміші палива проведено розрахунок пальника парового котла. Для забезпечення необхідного режиму теплообміну в економайзері і для запобігання кислотної корозії був проведений розрахунок пластинчатого теплообмінника, в результаті якого була знайдена його теплова продуктивність – 560,4 кВт.

Складена схема автоматизації технологічних процесів реконструйованої котельні для умов функціонування двох комбінованих пальників для спалювання природного газу та біогазу.

Ключові слова: біогаз, відновлювані джерела енергії, енергоефективність, очисна споруда, теплотворна здатність, суміш палива, пальниковий пристрій, паровий котел, теплообмін, економайзер.

ABSTRACT

H.V. Grishina. Improving the energy efficiency of the boiler unit of the enterprise of the metallurgical industry.

Qualifying final work for the degree of master's degree in specialty 144 - Heat and Power Engineering, scientific supervisor M.Yu Pazyuk. Zaporizhzhia National University. Engineering Educational and Research Institute named after Y.M. Potebnya. Department of Electrical Engineering and Cyberphysical Systems, 2024.

The master's thesis is devoted to improving the energy efficiency of the company's boiler unit through the use of biogas.

Biogas is considered as an alternative fuel for combustion at the boiler house. The calculation of the fuel mixture (natural gas and biogas) was carried out, during which its calorific value was obtained, which amounted to 35537 kJ/m³. To combust the fuel mixture, a steam boiler burner was calculated. To ensure the required heat exchange regime in the economizer and to prevent acid corrosion, a calculation of the plate heat exchanger was performed, which resulted in its heat output of 560.4 kW.

A scheme of automation of technological processes of the reconstructed boiler house was drawn up for the operation of two combined burners for burning natural gas and biogas.

Key words: biogas, renewable energy sources, energy efficiency, wastewater treatment plant, calorific value, fuel mixture, burner device, steam boiler, heat exchange, economizer.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ	10
1.1 Біогаз, як альтернативне паливо	12
1.2 Одержання біогазу на підприємстві.....	17
1.2.1 Процес очищення біогазу.....	18
1.2.2 Анаеробне очищення.....	19
1.3 Теплова схема, компоновка та характеристика устаткування котельні....	20
1.4 Газопостачання.....	23
1.5 Опалення та вентиляція.....	26
1.6 Розрахунок палива.....	28
1.6.1 Розрахунок об'єму природного газу.....	28
1.6.2 Розрахунок об'єму біогазу.....	29
1.6.3. Об'ємний склад суміші газів.....	29
1.6.4 Теплотворна здатність суміші палива.....	30
1.6.5 Розрахунок об'ємів продуктів згорання та повітря.....	31
2 ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТУ ПІДПРИЄМСТВА.....	36
2.1 Заходи з енергозбереження.....	36
2.2 Розрахунок пального.....	38
2.3 Розрахунок пластинчастого теплообмінника.....	43
3 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ РЕКОНСТРУЙОВАНОЇ КОТЕЛЬНІ.....	47
3.1 Загальні положення про автоматизацію.....	47

3.2 Автоматизація реконструйованої котельні.....	49
4 ОХОРОНА ПРАЦІ НА КОТЕЛЬНІ.....	54
4.1 Характеристика потенційно небезпечних та шкідливих виробничих факторів.....	54
4.2 Заходи з поліпшення умов праці.....	56
4.3 Виробнича санітарія.....	58
4.4 Електробезпека.....	60
4.5 Пожежна безпека.....	61
4.6 Засоби індивідуального захисту.....	63
4.7 Охорона навколишнього середовища.....	63
4.7.1 Перелік і характеристика потенційних джерел впливу на навколишнє середовище.....	64
4.7.2 Оцінка впливів планованої діяльності на навколишнє природне середовище.....	65
4.8 Розрахунок викидів забруднюючих речовин від котельні.....	67
4.8.1 Розрахунок потужності джерела викидів.....	68
4.8.2 Розрахунок річних валових викидів.....	68
ВИСНОВКИ	71
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ	72

ВСТУП

Актуальність роботи. Головна стратегія розвитку народного господарства провідних країн ЄС це - забезпечення стабільного і ефективного економічного зростання за рахунок зменшення енергетичного споживання на одиницю вироблюваної продукції. Цього можна досягти при застосуванні нових енергоефективних технологій і раціонального управління енергогенерувальними об'єктами.

На теперішній час найважливішим питанням залишається вартість природного газу як основного джерела палива. Ступінь підвищення вартості природного газу і електричної енергії свідчить про більш жваву тенденцію зростання вартості газу, ніж електричної енергії. Ця тенденція призводить до зниження економічної доцільності впровадження електрогенерувальних установок із використанням природного газу як палива. Із огляду на це, підвищення енергоефективності економіки України є важливим народно-господарським завданням, вирішення якого дасть змогу не тільки забезпечити стійке зростання економіки, а й підвищити енергетичну безпеку країни.

Об'єкт дослідження - пальники парового котельного агрегату.

Мета дослідження - підвищення енергетичної ефективності парового котельного агрегату за рахунок використання біогазу.

Задачі дослідження. Для досягнення зазначеної мети дослідження в магістерській роботі вирішуються такі задачі:

- аналіз об'єкта дослідження;
- розрахунок палива (розрахунок об'єму природного газу, розрахунок об'єму біогазу, об'ємний склад суміші газів, теплотворна здатність суміші палива, розрахунок об'ємів продуктів згорання та повітря);
- розрахунок комбінованих пальників спалювання природного газу та біогазу;

- розробка автоматизації технологічних процесів реконструйованої котельні;

- розрахунок викидів забруднюючих речовин від котельні.

Підвищення ефективності використання та економії енергоресурсів є однією з найважливіших задач кожної розвиненої держави. Україна щорічно витрачає на закупівлю, виробництво та добування основних видів енергоресурсів значні кошти, тому на сьогоднішній день питання щодо раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР), обліку та управління їх споживанням стоять як ніколи гостро.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ

Існуюча котельня промислового підприємства обладнана двома паровими котлами фірми «LOOS» International, типу UL-S-IE 16000x16 (№1 та №2) одиничною паропродуктивністю – 16 т/год та одним паровим двотопочним котлом типа ZFR-IE 22000x10 (№3) фірми «LOOS» одиничною паропродуктивністю – 23 т/год. Встановлена паропродуктивність пари складає 55 т/год. Згідно режимних карт тиск пари, що виробляється котлами – 0,8 МПа.

Основним паливом для котельної служить природний газ. Витрата природного газу при $Q_H^p = 8000$ ккал/м³ на один котел – 1589 м³/год. Річна витрата газу на котельню згідно проекту існуючої котельної складає 11700 тис. м³/рік. Аварійним паливом для котельної служить дизельне паливо.

Технічним виробництвом підприємства для очищення промислових скидів передбачено очисні споруди з анаеробним методом очистки. При цьому методі виділяються два побічних продукти – це активний мул та біогаз. Мул вивозиться на полігон для захоронення, біогаз спалюється в факелі модернізованої котельної установки. З метою економії природного газу у цій роботі пропонується спалювання біогазу, який виробляється на технологічних відходах підприємства не в факелі, а в котельній в одному з котлів, а саме в котлі – ZFR-IE 22000x10 фірми «LOOS».

Для забезпечення процесу спалювання біогазу в роботі передбачається модернізація існуючої котельної, яка полягає у встановленні нового пальникового пристрою для одночасного комбінованого спалювання природного газу та біогазу на котлі №3, та у будівництві газопроводу від мережі проектування до вводу в котельню.

Існуючий пальник в комплекті з газообладнанням та вентилятором підлягає демонтажу.

Для забезпечення необхідного режиму теплообміну в економайзері і для запобігання кислотної корозії в економайзері передбачається встановлення допоміжного теплообмінного обладнання (пластинчатого підігрівача живильної води перед економайзером) з приєднанням його до трубопроводів в умовах діючої котельної.

Реконструкція котельні передбачає наступний обсяг робіт:

1) Встановлення двох пальників типу GT-12S фірми Oilon (Фінляндія) на паровому котлі Ст. №3 в комплекті з вентиляторами та газовими рампами на біогазі та природному газі відповідно до кожного з пальників.

2) Прокладання трубопроводів природного газу в межах котла і трубопроводу біогазу від межі проєктування зовні до вводу в котельню та надалі до рамп пальників із встановленням на них сучасної запірної арматури і арматур безпеки.

3) Встановлення пароводяного пластинчатого підігрівача води, що живить котел №3.

4) Встановлення автоматики безпеки на вводі біогазу в котельню та автоматизація роботи пальників в межах котла із застосуванням автоматики котлоагрегату. Автоматика регулювання і безпеки відповідає сучасним вимогам енергозберігаючих технологій.

При виконанні роботи модернізації котельної враховані вимоги діючих нормативних документів, зокрема:

- ДБН В.2.5-77:2014 Котельні, зі зміною № 1.
- ДБН В.2.5-20:2018 Газопостачання.
- НПАОП 0.00-1.81-18. Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском.
- Інші нормативні документи.

1.1 Біогаз, як альтернативне паливо

Біогаз - газ, одержуваний водневим або метановим бродінням біомаси. Метанове розкладання біомаси відбувається під впливом трьох видів бактерій. У ланцюжку живлення подальші бактерії харчуються продуктами життєдіяльності попередніх. Перший вид - бактерії гідролізні, другий - кислотоутворюючі, третій - метанообразуючі. У виробництві біогазу беруть участь не тільки бактерії класу метаногенів, а всі три види. Одним з різновидів біогазу є біоводень, де кінцевим продуктом життєдіяльності бактерій є не метан, а водень.

На рисунку 1 наведено діаграму прогнозу збільшення частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в структурі загального споживання енергоресурсів в Україні [1].

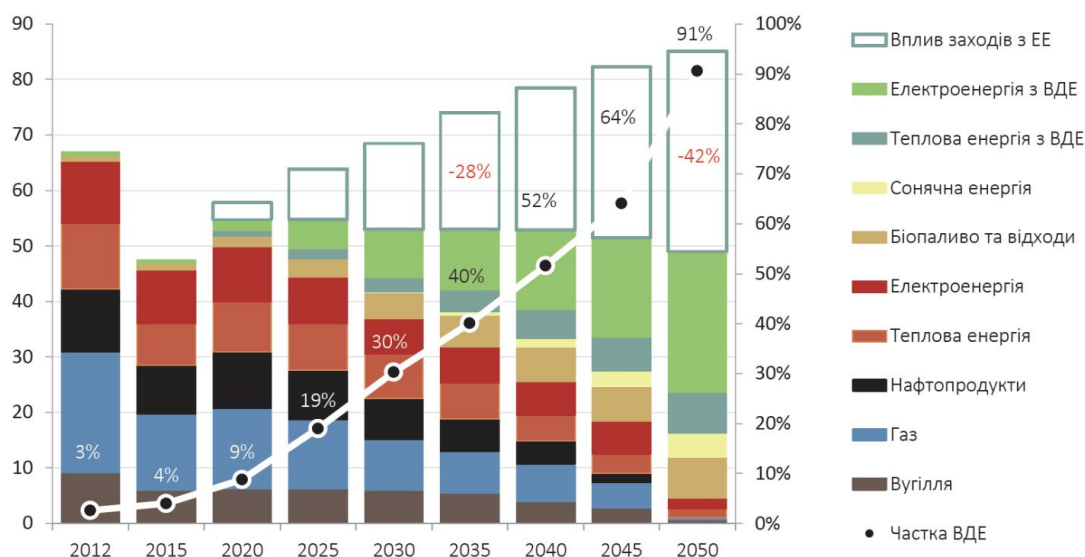


Рисунок 1.1 – Діаграма прогнозу збільшення частки ВДЕ в структурі загального споживання енергоресурсів

Згідно Революційного сценарію (рис. 1), що передбачає наявність послідовних державних заходів з підтримки ВДЕ та енергоефективності, до 2050 року частка ВДЕ у загальному кінцевому споживанні енергетичних ресурсів може зрости до 91% [1].

Динаміка зростання біогазових потужностей в Україні показана на рисунку 1.2 [2].

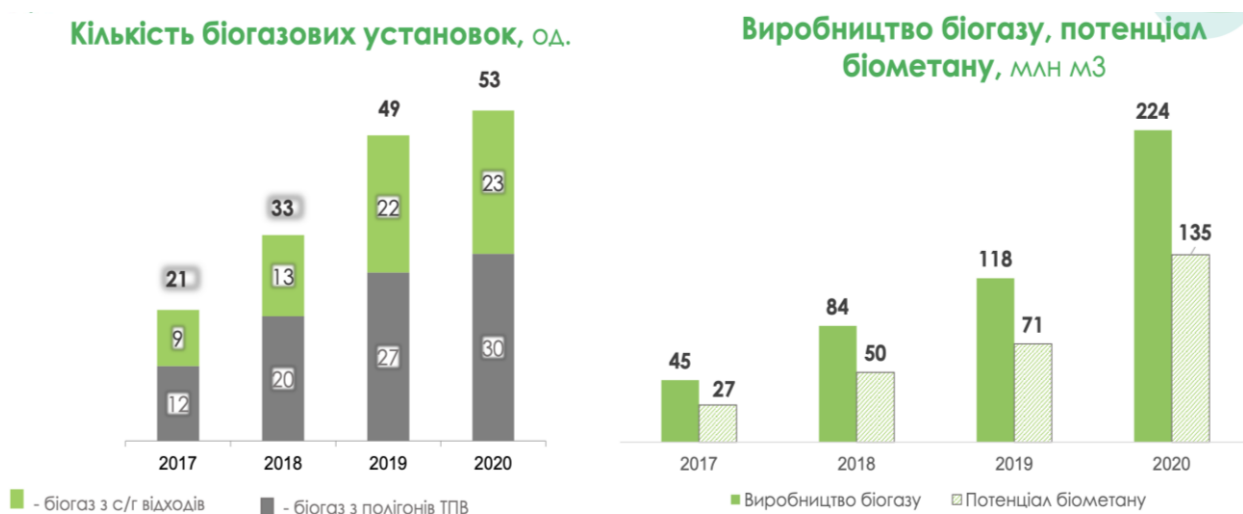


Рисунок 1.2 – Діаграма прогнозу збільшення частки ВДЕ в структурі загального споживання енергоресурсів

Біогаз складається з: метану 50-87 %, вуглекислого газу CO_2 13-50% та незначних домішків H_2 і H_2S . Після очищення біогазу від CO_2 виходить біометан. Біометан - повний аналог природного газу, відмінність лише в походженні.

Оскільки тільки метан постачає енергію з біогазу, доцільно, для опису якості газу, виходу газу та кількості газу все відносити до метану, з його нормованими показниками. Обсяг газів залежить від температури і тиску. Високі температури призводять до розширення газу і до зменшеного разом з обсягом рівню калорійності і навпаки. Крім того при зростанні вологості калорійність газу також знижується. Щоб виходи газу можна було порівняти між собою, необхідно їх співвідносити з нормальним станом (температура 0°

C, атмосферний тиск 1,01325 bar, відносна вологість газу 0 %). У цілому дані про виробництво газу виражають у літрах (л) або м³ метану на кг органічного сухої речовини, це набагато точніше і красномовніше, ніж дані в м³ біогазу в м³ свіжого субстрату.

Перелік органічних відходів, придатних для виробництва біогазу: гній, пташиний послід, зернова і меласна післяспиртова барда, пивна дробина, буряковий жом, фекальні опади, відходи рибного і забійного цеху (кров, жир, кишки), трава, побутові відходи, відходи молокозаводів - солонина і солодка молочна сироватка, відходи виробництва біодизеля - технічний гліцерин від виробництва біодизеля з ріпаку, відходи від виробництва соків - жом фруктовий, ягідний, овочевий, виноградна вичавка, водорості, відходи виробництва крохмалю і патоки - мезга і сироп, відходи переробки картоплі, виробництва чіпсів - очищення, шкурки, гнилі бульби, кавова пульпа.

Крім відходів біогаз можна виробляти із спеціально вирощених енергетичних культур, наприклад, з силосної кукурудзи або сільфія, а також водоростей. Вихід газу може досягати до 300 м³ з 1 тонни.

Вихід біогазу залежить від вмісту сухої речовини і виду використовуваної сировини. З тонни гною великої рогатої худоби виходить 50-65 м³ біогазу з вмістом метану 60 %, 150-500 м³ біогазу з різних видів рослин з вмістом метану до 70 %. Максимальна кількість біогазу - це 1300 м³ з вмістом метану до 87 % - можна отримати з жиру.

Розрізняють теоретичний (фізично можливий) і технічно-реалізований вихід газу. У 1950-70-х роках технічно можливий вихід газу становив лише 20-30 % від теоретичного. Сьогодні застосування ензимів, бустерів для штучної деградації сировини (наприклад, ультразвукових або рідинних кавітаторів) та інших пристосувань дозволяє збільшувати вихід біогазу на самій зазвичай установці з 60 % до 95 %.

В біогазових розрахунках використовується поняття сухої речовини або сухого залишку. Вода, що міститься в біомасі, не дає газу. На практиці з 1 кг сухої речовини отримують від 300 до 500 літрів біогазу.

Щоб порахувати вихід біогазу з конкретної сировини, необхідно провести лабораторні випробування або подивитися довідкові дані і визначити вміст жирів, білків і вуглеводів. При визначенні останніх важливо дізнатися процентний вміст речовин що швидко розкладаються (фруктоза, цукор, сахароза, крохмаль) і вміст речовин що важко розкладаються (целюлоза, геміцелюлоза, лігнін). Визначивши вміст речовин, можна обчислити вихід газу для кожної речовини окремо і потім скласти.

Раніше, коли не було науки про біогаз, останній асоціювався з гноєм, застосовували поняття «тваринної одиниці». Сьогодні, коли біогаз навчилися отримувати з довільного органічної сировини, це поняття відійшло і перестало використовуватися.

Звалищний газ - одна з різновидів біогазу. Виходить на звалищах з муніципальних побутових відходів.

Існують промислові та кустарні установки. Промислові установки відрізняються від кустарних наявністю механізації, систем підігріву, гомогенізації, автоматики. Найбільш поширений промисловий метод - анаеробне зброджування в метантенках.

Хороша біогазова установка повинна мати необхідні частини: ємність гомогенізації; завантажувач твердої (рідкої) сировини; реактор; мішалки; газгольдер; система змішування води та опалення; газова система; насосна станція; сепаратор; прилади контролю; КВП з візуалізацією; система безпеки.

Біомаса (відходи або зелена маса) періодично подаються за допомогою насосної станції або завантажувача в реактор. Реактор являє собою підігріваний і утеплений резервуар, обладнаний міксерами. Будматеріалом для промислового резервуара найчастіше служить залізобетон або сталь з покриттям. У малих установках іноді використовуються композиційні матеріали. В реакторі живуть корисні бактерії, що харчуються біомасою. Продуктом життєдіяльності бактерій є біогаз. Для підтримки життя бактерій потрібно подача корму, підігрів до 35-38 °С і періодичне перемішування. Утворений біогаз скупчується в сховищі (газгольдері), потім проходить

систему очищення і подається до споживачів (котел або електрогенератор). Реактор працює без доступу повітря, герметичний і безпечний.

Для зброджування деяких видів сировини в чистому вигляді потрібна особлива двостадійна технологія. Наприклад, пташиний послід, спиртова барда не переробляються в біогаз в звичайному реакторі. Для переробки такої сировини необхідний додатково реактор гідролізу. Такий реактор дозволяє контролювати рівень кислотності, таким чином бактерії не гинуть через підвищення вмісту кислот або лугів. Можлива переробка цих же субстратів по одностадійній технології, але при коферментації (змішуванні) з іншими видами сировини, наприклад, з гноєм або силосом.

Фактори, що впливають на процес бродіння: температура; вологість середовища; рівень рН; співвідношення С: N: P; площа поверхні частинок сировини; частота подачі субстрату; уповільнюють речовини; стимулюючі добавки.

Метанові бактерії проявляють свою життєдіяльність в межах температури 0-70 °С. Якщо температура вище вони починають гинути, за винятком кількох штамів, які можуть жити при температурі середовища до 90 °С. При мінусовій температурі вони виживають, але припиняють свою життєдіяльність. В літературі як нижню межу температури вказують 3-4 °С.

Принциповим є, що чим менше частинки субстрату, тим краще. Чим більше площа взаємодії для бактерій і чим більше волокнистий субстрат, тим легше і швидше бактеріям розкласти субстрат. Крім того, його простіше перемішувати, змішувати і підігрівати без плаваючої кірки або осаду. Подрібнення сировини має вплив на кількість виробленого газу через тривалість періоду бродіння. Чим коротше період бродіння, тим краще повинен бути подрібнений матеріал.

При досить тривалому періоді бродіння кількість виробленого газу знову збільшиться. При використанні подрібненого зерна цього вже вдалося досягти через 15 днів.

Біогаз використовують як паливо для виробництва: електроенергії, тепла або пари, або в якості автомобільного палива.

Біогазові установки можуть встановлюватися як очисні споруди на фермах, птахофабриках, спиртових заводах, цукрових заводах, м'ясокомбінатах. Біогазова установка може замінити ветеринарно-санітарний завод, падаць може утилізуватися в біогаз замість виробництва м'ясо-кісткового борошна.

Серед промислово розвинених країн провідне місце у виробництві і використанні біогазу за відносними показниками належить Данії - біогаз займає до 18 % у її загальному енергобалансі. За абсолютними показниками за кількістю середніх і великих установок провідне місце займає Німеччина - 8000 тис. од.. У Західній Європі не менше половини всіх птахоферм опалюються біогазом.

1.2 Одержання біогазу на підприємстві

Завдяки наявності в метанреакторі анаеробних бактерій і мікроорганізмів органічні забруднення, які присутні в стічній воді, розкладаються і перетворюються на метан та вуглекислий газ.

Завдяки спеціальній конструкції системи поділу трьох фаз відбувається відділення біогазу та анаеробного мулу від стічної води. Попередньо очищена стічна вода із системи поділу трьох фаз надходить прямо в ємність додаткової аерації.

Утворений в метанреакторі біогаз піднімається у верхню частину газових куполів і направляється за допомогою компресорів в котельню. В якості другої опції утворений біогаз може спалюватися на спеціальній факельній установці для спалювання біогазу, керованої тиском. Обсяг спалюваного біогазу заміряється витратоміром.

Контроль тиску реактора здійснюється за допомогою спеціального контролера. Реактори розраховані на максимальний надлишковий тиск, що дорівнює 50 мбар. З метою підтримки тиску в допустимих межах в газопроводі факельної установки вбудовано пристрій захисту від надмірного тиску. При досягненні надлишкового тиску від 40 мбар запобіжних клапан починає відкриватися. Те ж саме відбувається при виникненні тиску близько 10 мбар.

Для відділення конденсату з біогазу встановлюється конденсатовідвідник. Додатково до цього в осушувачі біогаз за допомогою хладагента охолоджується і звільняється від залишків вологи (точка роси). Утворювана при цьому волога відводиться через вбудовану засувку.

1.2.1 Процес очищення біогазу

Неочищені продуктивні стічні води надходять самопливом через фільтр грубого очищення в насосний приямок.

Стічні води перекачуються на дві автоматичні барабанні грати, а потім - в ємність попереднього осадження, обладнану освітлювачем. За допомогою барабанних решіток видаляються такі види сміття як папір та фольга, які збираються в контейнері. Первинний мул за допомогою насосів перекачується в ємність для первинного мулу. Попередньо очищені стічні води надходять самопливом в змішувач-усереднювач.

Змішувач-усереднювач володіє достатнім обсягом для усереднення стічної води, що утворюється в процесі виробництва. В ньому безперервно вимірюється значення рН та температура. Хоча, незважаючи на усереднення, іноді значення рН може збільшитися до дуже високого рівня. В цьому випадку шляхом дозування лугу натрію або соляної кислоти з транспортних

емностей встановлюється необхідний рівень рН. Також, у разі необхідності на даному етапі очищення може проводитися дозування живильних речовин.

Наступною важливою функцією змішувача-усереднювача є попереднє біологічне закислення (утворення органічних кислот). На цьому етапі відбувається гідролізація органічних речовин, які містяться в стічних водах, що покращує і прискорює їх подальше розкладання в метанреакторі. Для прискорення процесу закислення можна додавати їдкий натр. Збільшення значення рН в спорудах використовується для посилення природного процесу закислення.

Освічена вода перекачується в розподільну систему метанреактора.

У разі відсутності етапу 2 розширення стічні води скидаються в систему каналізації.

1.2.2 Анаеробне очищення

В метанреакторі відбувається, власне, основна анаеробна очистка, завдяки ацетогенним і метаногенним бактеріям, загальна назва для яких - активний мул. Оптимальний тип реактора для даної стічної води - метанреактори Biomar ASB. Мікрофлора анаеробного реактора добре розвивається у вигляді гранульованих форм, таким чином, вони оптимальним чином утримуються в метанреакторі Biomar ASB. Даний анаеробний активний мул досягає дуже високої концентрації і має високу біологічну активність, що дозволяє швидко розкласти основну частину органічних речовин, таких як фруктові кислоти, цукор, білки і т.д.

Через розподільну систему на дні реактора вода подається насосом безпосередньо в метанреактор. Під час проходження стічної води в напрямку знизу вгору утворюється шар біомаси, який перетворює органічні

забруднення, які містяться в стічній воді, в біогаз, в результаті чого знижується ГПК.

У верхній частині реактора розташована спеціальна 3х-фазна система. Дана система дозволяє відокремлювати біогаз з води і затримує в метанреакторі активний мул. Очищена вода збирається і передається на підсумкову аераційну станцію анаеробної системи Biomar OSB.

Метанреактор обладнаний системою контролю Biomar EC, за допомогою якої можна отримати зображення бактерій з різних зон реактора в режимі ін-лайн. Дана інформація може використовуватися для попередження перевантажень або несправностей.

1.3 Теплова схема, компоновка та характеристика устаткування котельні

Тепловою схемою котельної у зв'язку з модернізацією передбачається робота котла в нових умовах зі зміненими параметрами живильної води та димових газів.

В характеристиці складу біогазу наведено дані, щодо наявності H_2S , концентрація якого складає від 0 до 1 %. В димових газах котла при згорянні суміші палива з природного газу (85 %) та біогазу (15 %) з наявністю H_2 утворюється діоксид сірки SO_2 , концентрація якого згідно розрахунку горіння палива складає 0,148 %.

Для запобігання кислотної корозії на поверхнях нагріву економайзера температура живильної води на вході в економайзер котла повинна бути 120 °C (рекомендацій заводу виробника – фірми «LOOS» - щодо температури живильної води в залежності від концентрації SO_2 в димових газах).

Деаерована вода для живлення котлів після деаератору має температуру $100\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для підігріву деаерованої води перед входом в економайзер до температури $130\text{ }^{\circ}\text{C}$ проектом передбачається встановлення пароводяного підігрівача.

Збільшення температури відхідних димових газів до $145\text{ }^{\circ}\text{C}$ запобігає створенню умов для кислотної корозії в існуючих газоходах та металевій димовій трубі. Річна витрата палива: природний газ – 11120 тис. $\text{m}^3/\text{рік}$; біогаз – 802,5 тис. $\text{m}^3/\text{рік}$.

Димові гази відводяться від кожного котла індивідуальними димовими трубами. Діаметр димових труб котлів №1,2 – 640 мм, що об'єднані в одному загальному кожусі; еквівалентний діаметр становить 900 мм.

Діаметр димової труби котла №3 – 1200 мм. Висота димових труб – 30м.

Живильна вода підігрівается паром з тиском $8\text{ кгс}/\text{см}^2$. Паропровід до проєктованого підігрівача підключається до існуючого колектору пари з тиском $8\text{ кгс}/\text{см}^2$, з якого пара роздається на існуючі підігрівачі мережної води системи опалення. Конденсат від парового підігрівача подається в деаератор.

Технічні характеристики пароводяного підігрівача живильної води приведені в таблиці 1.1.

В комплект установки підігрівача входить запірна та регулююча арматура. Для забезпечення постійної температури живильної води ($130\text{ }^{\circ}\text{C}$) передбачається встановлення на паропроводі регулятора температури прямої дії, який забезпечує регулювання витрати пари на підігрівальну установку в залежності від температури нагрітої живильної води. Тип регулятора – M1FB.

Таблиця 1.1 – Технічні характеристики пароводяного підігрівача живильної води BLX50/1P-SC-S

№ п/п	Найменування	Один. виміру	Кількість
1	Потужність, що передається	кВт	552
2	Поверхня нагріву	м ²	8,55
3	Максимальний допустимий робочий тиск гріючого середовища	бар	31
4	Максимальний робочий тиск середовища, що нагрівається	бар	27
5	Температура пари на вході в теплообмінник	°С	164
6	Температура води на вході в теплообмінник	°С	104
7	Температура конденсату на виході з теплообмінника	°С	163,5
8	Температура води на виході з теплообмінника	°С	129
9	Витрата пари на теплообмінник	кг/с	0,256
10	Витрата води на теплообмінник	кг/с	6,38
11	Вага теплообмінника без води	кг	35,3
12	Вага теплообмінника з водою	кг	46

Димові гази відводяться від кожного котла індивідуальними димовими трубами. Діаметр димових труб котлів №1,2 – 640 мм, що об'єднані в одному загальному кожусі; еквівалентний діаметр становить 900 мм. Діаметр димової труби котла №3 – 1200 мм. Висота димових труб – 30м.

Технічна характеристика котла ZFR-IE 23000x10 23000x10 фірми «LOOS» та комбінованими пальниками типу GT-12S наведено в таблиці 1.2

Таблиця 1.2 – Технічна характеристика котла ZFR-IE 23000x10 фірми «LOOS» з комбінованими пальниками типу GT-12S

№	Найменування			
1	Номінальна паропроductивність котла	т/год	23	
2	Номінальна теплопродуктивність котла	Гкал/год	12,42	
3	Тиск пари на виході з котла	МПа	0,8	
4	ККД котла	%	94	
5	Розрахункова температура води на вході в економайзер котла	°C	125	
6	Коефіцієнт надлишку повітря	-	1,15	
7	Витрата повітря на горіння палива	м³/год	21026	
8	Тиск повітря перед пальником	мбар	75	
9	Розрахункова температура димових газів на виході з економайзера	°C	140-145	
10	Вміст шкідливих речовин в продуктах згорання при роботі на суміші природного та біогазу, приведений до нормальних умов ($\alpha = 1$)	мг/м³		
	- оксидів азоту			80
	- оксид вуглецю			10
	- діоксин сірки			12
11	Тиск палива перед пальником котла	мбар	180	
12	Теплота спалювання природного газу	ккал/м³	8000	
13	Теплота спалювання суміші палива	ккал/м³	7415	
14	Максимальна витрата природного газу на котел (без використання біогазу)	м³/год	1589	
15	Максимальна витрата біогазу на котел	м³/год	300	
16	Розрахункова максимальна витрата природного газу на котел при комбінованому спалюванні з урахуванням максимальної витрати біогазу на котел у розмірі 300 м³/год	м³/год	1482	
17	Максимальна витрата суміші природного газу на котел	м³/год	1782	
18	Розрахункова економія витрат природного газу на котел при комбінованому спалюванні	м³/год	107	
19	Максимальна витрата пари на підігрівач живильної води	т/год	0,92	

1.4 Газопостачання

Становище до модернізації. Паливом для котельної є природний газ $Q_H^p = 8000$ ккал/м³. Газове обладнання котельної передбачено з урахуванням роботи на газі середнього тиску. На ввіді в котельну тиск природного газу складає 0,1-0,4 МПа.

Від існуючого вводу природного газу в котельну (за напрямком руху газу) встановлено клапан-відсікач миттєвої дії, блок фільтрів, вузол з редуційними клапанами для зниження тиску газу до 0,03 МПа, вузол комерційного обліку витрат природного газу обладнаний двома газовими лічильниками, газовий колектор з послідовним підключенням двох котлів «LOOS» типу UL-S-IE 16000x16 станційний номер 1 та номер 2, та газопровід з підключенням одного котла «LOOS» типу ZFR-IE 22000x10 номер 3. До кожного з котлів встановлено газообладнання (газова рампа). Котел №3, конструкція якого двотопочна, оснащено двома пальниками та двома газовими рампами.

Модернізація котельної полягає у забезпеченні комбінованого спалювання природного газу та біогазу. Біогаз із теплотворною здатністю $Q_H^p = 5160$ ккал/м³ подається від технологічної установки в котельну по зовнішньому газопроводу до межі проєктування. Межею проєктування є газопровід Ду 200, відведений від підземної прокладки назовні на висоту 700 мм з прив'язками в плані до осей будівлі котельної.

Тиск біогазу на ввіді в котельну – 0,03-0,038 МПа.

У роботі пропонується обладнання котла ZFR-IE 23000x10 фірми «LOOS» (№3) двома новими пальниками, кожний в комплекті з вентилятором та газовими рампами для комбінованого (одночасного) спалювання природного та біологічного газів. За технічними

характеристиками тиск газу перед газообладнанням пальника становить 0,1-0,4 МПа.

Для забезпечення котла №3 газом з тиском 0,1-0,4 МПа у роботі передбачається реконструкція існуючих газопроводів в межах редукування газу та вузла обліку газу.

Реконструкція полягає у встановленні існуючих газових лічильників на газопроводі тиском 0,1-0,4 МПа на ввіді газопроводу в котельню (за напрямком руху газу – після фільтру). Існуючі лічильники комерційного обліку витрат газу при роботі на газі з тиском 0,1-0,4 МПа підлягають перевірці розрахунком на можливість їх застосування за таких умов.

Після комерційного вузла обліку газу передбачається підключення газопроводу тиском 0,1-0,4 МПа Ду 150 на котел №3 та підключення вузла редукування газу до 0,03 МПа з наступним приєднанням до існуючого газопроводу Ду 200 на котли №1 та №2.

Існуюче газове обладнання котлів №1 та №2 зберігається без змін. Існуючі два пальники з вентиляторами та газовими рампами котла №3 демонтуються .

Передбачається будівництво газопроводів біогазу та часткова реконструкція існуючих газопроводів природного газу в межах котла №3.

Газопровід біогазу від зовнішньої межі проектування прокладається вздовж стіни будівлі котельної на опорних металевих конструкціях. Зовні перед вводом в котельню на газопроводі встановлюється запірний шаровий клапан.

На ввіді біогазів в котельню встановлюється клапан-відсікач з датчиками загазованості CH_4 , CO та контролю підвищення температури в котельному залі, запірний клапан та технологічний газовий лічильник витрат біогазу.

Для видалення вологи з біогазу проектом передбачається встановлення підсушувача біогазу.

Проектом передбачаються газопроводи безпеки та продувальні газопроводи.

В кожний комплект газової рампи для біогазу входить: запірний клапан, фільтр газу, пристрій з датчиком для вимірювання витрат газу, подвійний клапан-відсікач з продувальним газопроводом, регулююча заслінка, контрольно-вимірювальні прилади. В кожний комплект рампи для природного газу входить: запірний клапан, фільтр газу, пристрій з датчиком для вимірювання витрат газу, подвійний клапан-відсікач з продувальним газопроводом, газопровід та пристрій для розпалювання котла, клапан, регулюючий навантаження (регулююча заслінка) та контрольно-вимірювальні прилади.

Конструкція пальника передбачає одночасне спалювання природного газу та біогазу з регулюванням навантаження котла переважно на природному газі (при необхідності – на біогазі), та з пуском котла тільки на природному газі.

Конструкцією та приладами автоматичного керування пальником з вбудованим вентилятором (блок електронного регулювання – «менеджер горіння») передбачено автоматичне дотримування співвідношення газ-повітря за сигналом датчика, що вимірює величину залишкового кисню у відхідних газах на виході з котла.

При роботі котла тільки на природному газі максимальна годинна витрата газу на котел при розрахунковій максимальній паропродуктивності 23 т/год пари становитиме 1652 м³/год, при максимальній паропродуктивності 22 т/год (за даними заводу-виготовлювача) відповідно становитиме 1589 м³/год. Річна витрата палива: природний газ – 11120 тис. м³/рік; біогаз – 802,5 тис. м³/рік.

Згідно технічного завдання розрахункові максимальні витрати біогазу на котел прийнято у розмірі – 300 м³/год.

При одночасному спалюванні двох видів палива та при постійній витраті біогазу 300 м³/год на котел розрахункова витрата природного газу складає 145 м³/год.

Частка потужності котла за рахунок застосування біогазу складає $300 \times 5160 \times 0,94 = 1455120$ ккал/год, або 1,692 МВт.

Частка потужності котла, яка забезпечується за рахунок застосування природного газу – $14,44 - 1,692 = 12,748$ МВт.

Пальники зазначеного типу відрізняються високою екологічною характеристикою, сертифіковані Держстандартом України і дозволені до застосування на території держави.

Відвід димових газів від кожного з встановлених котлів здійснюється існуючими індивідуальними трубами. Котел №3 підключено до димової труби Н = 30 м, діаметр виходу Д = 1200 мм. Згідно проєкту внутрішня поверхня труби оброблена вогнезахисним та кислотостійким покриттям.

Існуючі газоходи оснащені вибуховими клапанами.

Для скиду з димової труби котла №3 конденсату димових газів з можливим підвищенням кислотності передбачається направляти їх на очисні спорудження для нейтралізації.

Забезпечується блискавкозахист газопроводів безпеки та продувальних газопроводів існуючих та передбачених у цій роботі.

Для блискавкозахисту використовується існуючі металеві димові труби висотою 30 м, які створюють необхідну безпечну зону захисту.

1.5 Опалення та вентиляція

Існуюча система опалення та вентиляції виконана згідно проєкту котельної і відповідає всім нормам і правилам ДБН В.2.5-67:2013 «Опалення, вентиляція та кондиціонування».

Вентиляція припливно-витяжна природна і частково механічна. В котельному залі в зимовий період здійснюється природний приплив повітря, необхідного для горіння в котлах через жалюзійні решітки в зовнішній стіні. Нагрів припливного повітря забезпечується за рахунок надлишку тепловиділень і додаткового нагріву в опалювальних агрегатах. В літній період асиміляція тепловиділень забезпечується дефлекторами, які облаштовані клапанами для регулювання в зимовий період.

Існуюче обладнання вентиляції забезпечує триразовий повітрообмін без урахування повітря, яке подається на горіння в котлах. Розрахункові параметри зовнішнього повітря наведені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Параметри зовнішнього повітря

Період року	Параметри зовнішнього повітря	
	Температура, °С	Ентальпія, кДж/кг
Теплий	27,1	55,7
Холодний	-22	-21,2

Тривалість опалювального періоду – 174 діб.

Швидкість вітру – 7,1 м/с.

Теплоносій – вода з розрахунковими параметрами 95-70 °С.

Підтримання заданої температури + 12 °С в котельному залі передбачено за рахунок тепловиділень працюючого технологічного обладнання.

1.6 Розрахунок палива

Паливом для котельної служить суміш природного газу та біогазу. Біогаз є побічним продуктом, який виробляється на очисній споруді підприємства. Розрахунок ведеться по методиці наведеній в [2] та [3].

Склад природного газу та біогазу в об'ємних відсотках представлений в таблиці 1.4.

Відсоткове співвідношення об'єму комбінованого спалювання природного газу та біогазу становить 85 % – 15 % на 1 м³:

$$V_{\text{сум}} = V_1 + V_2 = 0,85V_1 + 0,15V_2 \quad (1.1)$$

Вміст вологи в газі, $d_r = 10 \text{ г/м}^3$

Вміст пилу в газі, $a_r = 0 \text{ г/м}^3$

Для розрахунку об'ємного складу суміші палива необхідно знати об'єм кожного з компонентів на його відсоткову долю в суміші. Розрахунок ведеться на 1 м³ кожного виду палива.

1.6.1 Розрахунок об'єму природного газу

Розрахунок об'єму природного газу, який становить 85% від об'єму суміші, можна визначити за формулою:

$$\begin{aligned} 0,85 \text{ м}^3 &= \frac{92,8 \times 0,85}{100} \text{ м}^3 \text{CH}_4 + \frac{3,9 \times 0,85}{100} \text{ м}^3 \text{C}_2\text{H}_6 + \frac{1 \times 0,85}{100} \text{ м}^3 \text{C}_3\text{H}_8 + \\ &\frac{0,4 \times 0,85}{100} \text{ м}^3 \text{C}_4\text{H}_{10} + \frac{0,3 \times 0,85}{100} \text{ м}^3 \text{C}_5\text{H}_{12} + \frac{1,5 \times 0,85}{100} \text{ м}^3 \text{N}_2 + \frac{0,1 \times 0,85}{100} \text{ м}^3 \text{CO}_2 = \\ &0,7888 \text{ м}^3 \text{CH}_4 + 0,03315 \text{ м}^3 \text{C}_2\text{H}_6 + 0,0085 \text{ м}^3 \text{C}_3\text{H}_8 + 0,0034 \text{ м}^3 \text{C}_4\text{H}_{10} + \\ &0,00225 \text{ м}^3 \text{C}_5\text{H}_{12} + 0,01275 \text{ м}^3 \text{N}_2 + 0,0085 \text{ м}^3 \text{CO}_2 . \end{aligned} \quad (1.2)$$

1.6.2 Розрахунок об'єму біогазу

Розрахунок об'єму біогазу, який становить 15 % від об'єму суміші, можна визначити за формулою:

$$\begin{aligned}
 0,15 \text{ м}^3 &= \frac{67 \times 0,15}{100} \text{ м}^3 \text{CH}_4 + \frac{25 \times 0,15}{100} \text{ м}^3 \text{CO}_2 + \frac{2,5 \times 0,15}{100} \text{ м}^3 \text{H}_2\text{O} + \frac{2,5 \times 0,15}{100} \text{ м}^3 \text{N}_2 + \\
 &+ \frac{1,5 \times 0,15}{100} \text{ м}^3 \text{O}_2 + \frac{0,5 \times 0,15}{100} \text{ м}^3 \text{H}_2 + \frac{0,5 \times 0,15}{100} \text{ м}^3 \text{NH}_3 + \frac{0,5 \times 0,15}{100} \text{ м}^3 \text{H}_2\text{S} = 0,1005 \text{ м}^3 \text{CH}_4 + \\
 &+ 0,0375 \text{ м}^3 \text{CO}_2 + 0,00375 \text{ м}^3 \text{H}_2\text{O} + 0,00375 \text{ м}^3 \text{N}_2 + 0,00225 \text{ м}^3 \text{O}_2 + \\
 &+ 0,00075 \text{ м}^3 \text{H}_2 + 0,00075 \text{ м}^3 \text{NH}_3 + 0,00075 \text{ м}^3 \text{H}_2\text{S}
 \end{aligned} \tag{1.3}$$

1.6.3. Об'ємний склад суміші газів

Розрахунок об'ємного складу суміші газів проводимо на 1 м³ палива, від якого 85 % становить природний газ, та 15 % біогаз. Визначити об'ємний склад суміші газів можна за формулою:

$$1 \text{ м}^3 = V_{\text{сум}} = 0,85V_1 + 0,15V_2 \tag{1.4}$$

$$\begin{aligned}
 V_{\text{сум}} &= (0,7888 + 0,1005) \text{ м}^3 \text{CH}_4 + 0,03315 \text{ м}^3 \text{C}_2\text{H}_6 + 0,0085 \text{ м}^3 \text{C}_3\text{H}_8 + \\
 &+ 0,0034 \text{ м}^3 \text{C}_4\text{H}_{10} + 0,00225 \text{ м}^3 \text{C}_5\text{H}_{12} + (0,01275 + 0,00375) \text{ м}^3 \text{N}_2 + \\
 &+ (0,0085 + 0,0375) \text{ м}^3 \text{CO}_2 + 0,00375 \text{ м}^3 \text{H}_2\text{O} + 0,00225 \text{ м}^3 \text{O}_2 + 0,00075 \text{ м}^3 \text{H}_2 + \\
 &+ 0,00075 \text{ м}^3 \text{NH}_3 + 0,00075 \text{ м}^3 \text{H}_2\text{S} = \\
 &= 88,93\% \text{CH}_4 + 3,315\% \text{C}_2\text{H}_6 + 0,85\% \text{C}_3\text{H}_8 + 0,34\% \text{C}_4\text{H}_{10} + 0,225\% \text{C}_5\text{H}_{12} + \\
 &+ 1,65\% \text{N}_2 + 3,835\% \text{CO}_2 + 0,375\% \text{H}_2\text{O} + 0,225\% \text{O}_2 + 0,075\% \text{H}_2 + \\
 &+ 0,075\% \text{NH}_3 + 0,075\% \text{H}_2\text{S} = 100\%
 \end{aligned}$$

Результати розрахунку об'ємного складу суміші природного газу та біогазу представлений в таблиці 1.5.

1.6.4 Теплотворна здатність суміші палива

Теплота згорання газоподібного палива приймається за даними калориметричних визначень. При відсутності таких даних теплота згорання 1 м³ газу при нормальних умовах підраховується за формулою змішування:

$$\begin{aligned}
 Q_H^c &= 0,01 \times [Q_{CH_4} \times \% + Q_{C_2H_6} \times \% + Q_{C_3H_8} \times \% + Q_{C_4H_{10}} \times \% + Q_{C_5H_{12}} \times \\
 &\% + Q_{N_2} \times \% + Q_{CO_2} \times \% + Q_{H_2O} \times \% + Q_{O_2} \times \% + Q_{H_2} \times \% + Q_{NH_3} \times \% + \\
 &Q_{H_2S} \times \%] = 0,01 \times [8558 \times 88,93 + 15226 \times 3,315 + 21795 \times 0,85 + \\
 &28338 \times 0,34 + 34890 \times 0,225 + (-) + (-) + (-) + 2579 \times 0,075 + 5585 \times \\
 &0,075] = 8481,6035 \text{ ккал/м}^3 \quad (1.5)
 \end{aligned}$$

$$Q_H^c = 8481,6035 \times 4,19 = 35537 \text{ кДж/м}^3,$$

де Q_{CH_4} , Q_{CO_2} і т.д. – теплота згорання окремих газів, що входять до складу газоподібного палива, ккал/м³.

Таблиця 1.4 – Склад газів в об'ємних відсотках

Паливо	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	H ₂ O	O ₂	H ₂	NO ₃	H ₂ S
Природний газ, %	92,8	3,9	1	0,4	0,3	1,5	0,1	-	-	-	-	-
Біогаз, %	67	-	-	-	-	2,5	25	2,5	1,5	0,5	0,5	0,5

Таблиця 1.5 – Об'ємний склад суміші природного газу та біогазу

Паливо	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	H ₂ O	O ₂	H ₂	NO ₃	H ₂ S
Суміш, %	88,93	3,315	0,85	0,34	0,225	1,65	3,835	0,375	0,225	0,075	0,075	0,075

1.6.5 Розрахунок об'ємів продуктів згорання та повітря

Теоретично необхідна витрата повітря для повного згорання палива, м³/м³

$$V_{\text{п}}^{\circ} = 0,0476 \times \left[0,5 \times \left(0 + 0,5\text{H}_2 + 1,2\text{H}_2\text{S} + \Sigma \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m\text{H}_n - \text{O}_2 \right) \right] =$$

$$0,0476 \times \left[0 + 0,5 \times 0,075 + 1,2 \times 0,075 + \left(1 + \frac{4}{4} \right) \times 88,93 + \left(2 + \frac{6}{4} \right) \times \right.$$

$$\left. 3,315 + \left(3 + \frac{8}{4} \right) \times 0,85 + \left(4 + \frac{10}{4} \right) \times 0,34 + \left(5 + \frac{12}{4} \right) \times 0,225 \right] = 9,41 \quad (1.6)$$

Теоретичний об'єм продуктів згорання, м³/м³

- теоретичний об'єм азоту, м³/м³

$$V_{\text{N}_2}^{\circ} = 0,79 \times V_{\text{п}}^{\circ} + \frac{\text{N}_2}{100} = 0,79 \times 9,41 + 0,01 \times 1,65 = 7,45 \quad (1.7)$$

- об'єм трьохатомних газів, м³/м³

$$V_{\text{RO}_2} = 0,01 \times [\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + \Sigma(m \times C_m\text{H}_n)] = 0,01 \times (3,835 + 0 +$$

$$0,075 + 1 \times 88,93 + 2 \times 3,315 + 3 \times 0,85 + 4 \times 0,34 + 5 \times 0,225) = 1,045 \quad (1.8)$$

- теоретичний об'єм водяної пари, м³/м³

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^{\circ} = 0,01 \left[\text{H}_2\text{S} + \text{H}_2 + \Sigma \left(\frac{n}{2} \times C_m\text{H}_n \right) + 0,124 \times d_{\text{г.тл}} \right] + 0,0161 V_{\text{п}}^{\circ} =$$

$$0,01 \left(0,075 + 0,075 + \frac{4}{2} \times 88,93 + \frac{6}{2} \times 3,315 + \frac{8}{2} \times 0,85 + \frac{10}{2} \times 0,34 + \frac{12}{2} \times \right.$$

$$\left. 0,225 + 0,124 \times 10 \right) + 0,0161 \times 9,41 = 2,107, \quad (1.9)$$

де $d_{\text{г.тл}} = 10$ г/м³ – прийнята вологість газу.

Розрахунок дійсних об'ємів повітря і продуктів згорання виконується з урахуванням середнього коефіцієнта надлишку повітря в розглянутому газоході.

Коефіцієнт надлишку повітря в топці котла прийнятий:

$$\alpha_T'' = 1,12.$$

Дійсна витрата повітря, $\text{м}^3/\text{м}^3$

$$V_{\Pi} = (\alpha_T'' - \Delta\alpha_T) \times V_B^0 = (1,12 - 0,08) \times 9,41 = 9,59 . \quad (1.10)$$

Коефіцієнт надлишку повітря на вході в топку:

$$\alpha_T' = (\alpha_T'' - \Delta\alpha_T) = 1,12 - 0,08 = 1,04. \quad (1.11)$$

Середній коефіцієнт надлишку повітря :

$$\alpha_{T, \text{cp}} = 0,5 \times (\alpha_T' + \alpha_T'') = 0,5 \times (1,04 + 1,1) = 1,07 . \quad (1.12)$$

Усереднений об'єм водяної пари, $\text{м}^3/\text{м}^3$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161 \times (\alpha_{T, \text{cp}} - 1) \times V_{\Pi}^0 = 2,107 + 0,0161(1,07 - 1) \times 9,4 = 2,116 . \quad (1.13)$$

Усереднений об'єм продуктів згорання, $\text{м}^3/\text{м}^3$

$$V_{\Gamma} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}} + (\alpha_{T, \text{cp}} - 1) \times V_{\Pi}^0 = 1,045 + 7,45 + 2,116 + (1,07 - 1) \times 9,41 = 11,17 . \quad (1.14)$$

Доля водяної пари:

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{\Gamma}} = \frac{2,116}{11,17} = 0,189 . \quad (1.15)$$

Доля трьохатомних газів:

$$\gamma_{\text{RO}_2} = \frac{V_{\text{RO}_2}}{V_{\text{r}}} = \frac{1,045}{11,17} = 0,093. \quad (1.16)$$

Сумарна доля водяної пари та трьохатомних газів:

$$\gamma_{\text{п}} = \gamma_{\text{H}_2\text{O}} + \gamma_{\text{RO}_2} = 0,189 + 0,093 = 0,282. \quad (1.17)$$

Розрахунок середніх характеристик продуктів згорання на інших поверхнях котла виконується аналогічно приведену для топки. Результати цих розрахунків зведені в таблицю 1.6.

Таблиця 1.6 – Середні характеристики продуктів згорання на поверхнях нагріву котельної установки, при $V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 2,107 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $V_{\text{RO}_2} = 1,045 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $V_{\text{N}_2}^0 = 7,45 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $V_{\text{п}}^0 = 9,41 \text{ м}^3/\text{м}^3$

№ п/п	Найменування величини і розрахункова формула	Розмірність	Найменування газоходу		
			Топка	Котельний пучок	Економайзер
1	2	3	4	5	6
1	Присос повітря	-	0,08	0,08	0,08
2	Коефіцієнт надлишку повітря за газоходом	-	1,12	1,2	1,38
	$\alpha'' = \alpha' + \Delta\alpha$				

Продовження таблиці 1.6

1	2	3	4	5	6
3	Середній коефіцієнт надлишку повітря в газоході	-	1,07	1,15	1,33
	$\alpha_{cp} = 0,5 \times (\alpha' + \alpha'')$				
4	Усереднений об'єм водяної пари	m^3/m^3	2,116	2,128	2,413
	$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \times (\alpha_{cp} - 1) \times V_{\Pi}^0$				
5	Усереднений об'єм продуктів згорання	m^3/m^3	11,17	11,94	12,76
	$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha_{т.ср} - 1) \times V_{\Pi}^0$				
6	Об'ємна доля водяної пари	-	0,189	0,178	0,171
	$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}}$				
7	Об'ємна доля трьохатомних газів	-	0,093	0,087	0,082
	$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}}$				
8	Сумарна доля водяної пари та трьохатомних газів	-	0,282	0,265	0,253
	$r_{\Pi} = r_{H_2O} + r_{RO_2}$				

2 ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТУ ПІДПРИЄМСТВА

2.1 Заходи з енергозбереження

З метою економії природного газу у роботі передбачається спалювання біогазу, який виробляється на технологічних відходах підприємства не в факелі, а в котельній в одному котлів (№3). На цей час основним паливом для котельної є природний газ.

Від існуючого вводу природного газу в котельню встановлено клапан-відсікач миттєвої дії, блок фільтрів, вузли комерційного обліку витрат природного газу (в тому числі на котел №3), газовий колектор з послідовним підключенням двох котлів (№1, №2) та котла №3. До кожного з котлів встановлено газообладнання (газові рампи). Котел №3, конструкція якого двотопочна, оснащено двома пальниками фірми Hamworthy.

В обсяг робіт, пов'язаних з модернізацією котельної, входить заміна існуючих пальників на котлі №3, які працюють на природному газі, на два нових пальника типу GT-12S фірми Oilon, кожний в комплекті з вентилятором та газовими рампами, для одночасного комбінованого спалювання природного газу та біогазу.

Для забезпечення необхідного режиму теплообміну в економайзері і для запобігання кислотної корозії в економайзері при спалюванні суміші природного та біогазу у роботі пропонується встановити теплообмінне обладнання – пластинчатий пароводяний підігрівач живильної води котла Ст.3 перед економайзером.

Зважаючи на те, що теплові навантаження на існуючу котельню не змінюються, у кваліфікаційній роботі не передбачається зміна типу котлоагрегатів та їх кількості. Загальна встановлена теплова потужність двох котлів типу UL-S-IE 16000x16 та одного котла ZFR-IE 23000x10 фірми

«LOOS» - 55 т/год пари, 34, 55 МВт – забезпечує існуюче теплове навантаження на котельню – 38 т/год, 24,3 МВт. ККД котлів 1,2,3 згідно проєкту та режимних карт існуючих котлів становить 94 % - 95 %.

У роботі передбачаються наступні заходи з підвищення енергоефективності:

1. Модернізація котельної із заміною пальника забезпечує економію природного газу у розмірі 107 м³ за годину, та 0,58 млн. м³/рік.
2. Встановлення лічильника витрати пари, яка використовується для нагрівання живильної води перед економайзером парового котла №3 в підігрівачі живильної води.
3. Регулювання температури підігріву живильної води за допомогою регулятора температури прямої дії, який встановлюється на паропроводі до підігрівача.
4. В котельній встановлено існуючий комерційний вузол обліку витрат газу з двома газовими лічильниками типу TZ-FLUXI Ду 150.
5. Для технологічного обліку витрат природного газу на котел №3 використовується існуючий газовий лічильник типу TZ-FLUXI Ду 150 з діапазоном вимірювання 1600 – 57 м³/год. Максимальна витрата газу на котел – 1589 м³/год, мінімальна – 397 м³/год.
6. Для встановлення лічильника витрат біогазу на котел №3 цим проєктом передбачається пряма ділянка трубопроводу біогазу Ду 150.
7. Існуюча котельня обладнана приладами обліку виробництва пари від кожного з трьох котлів, обліку відпуску пари на технологічне споживання та обліку відпуску теплоти на опалення, вентиляцію та гаряче водопостачання споживачів комбінату; приладами обліку конденсату, який повертається від технологічних споживачів. Існуюча котельня обладнана комерційним лічильником витрат сиріої води на котельню та лічильником сиріої води на хімводопідготовку, які встановлено в котельному залі.

8. Автоматичне регулювання процесу спалення газу та біогазу, та заходи, щодо безпеки і захисту котла забезпечуються з щита контролю і автоматизації котла та відповідними приладами.
9. Автоматичне підтримання тиску в системі опалення існуючим обладнанням підживлення тепломережі.
10. Утилізація відхідних димових газів в економайзерах парових котлів з доведенням температури газів на виході з димової труби до 145 °С.
11. Проектом передбачена теплова ізоляція трубопроводів пари та гарячої води з температурою вище 40 °С.

Управління, технологічний контроль, сигналізація і регулювання технологічних параметрів існуючого котла забезпечено комплектом арматури котла, системою контролю і обмеження рівня води в котлі, автоматикою керування пальником і регулювання знесолення води, а також системою послідовного керування для двох парових котлів.

При встановленні пальників типу GT-12S фірми Oilon на котлі №3 для комбінованого спалювання природного та біогазів існуючі засоби автоматизації забезпечують: регулювання рівня води в котлі; регулювання навантаження (потужності) котла ;регулювання співвідношення газ-повітря в пальнику ;регулювання знесолення (провідності) котлової води; послідовне (каскадне) керування для двох парових котлів.

2.2 Розрахунок пальника

На котлі №3 встановлюється пальник типу GT-12S для спалювання суміші газів, природного та біогазу (рисунок 2.1) . Розрахунок пальника ведеться по методиці наведеній в [5].

Вихідні данні для розрахунку пальника беруться з його технічного паспорту, у якому представлені всі технічні та конструктивні параметри.

Витрата палива по розрахунках, м³/год:

$$B_{\text{см}} = 875.$$

Кількість пальників в топці, од.:

$$n = 2.$$

Температура повітря, яке надходить в пальник, °С:

$$t_{\text{п}} = 25.$$

Температура суміші газів, °С:

$$t_{\text{г}} = 22.$$

Продуктивність пальника по паливу, м³/год:

$$B = \frac{B_{\text{см}}}{n} = \frac{875}{2} = 437,5,$$

де $B_{\text{см}}$ – витрата природного газу та біогазу, м³/год.

Питома вага повітря, кг/м³:

$$\gamma_{\text{п}} = \gamma_0 \times \frac{273}{273+t_{\text{п}}} = 1,29 \times \frac{273}{273+25} = 1,181. \quad (2.1)$$

Питома вага газу, кг/м³:

$$\gamma_{\text{г}} = \gamma_0 \times \frac{273}{273+t_{\text{г}}} = 1,29 \times \frac{273}{273+22} = 0,681. \quad (2.2)$$

Швидкість повітря, м/сек:

$$w_{\Pi} = 40.$$

Діаметр більшої окружності при $h_1 = 51$ мм:

$$D_1 = 98 + 2 \times 51 = 200 \text{ мм.}$$

Діаметр меншої окружності при $h_2 = 17$ мм:

$$D_2 = 98 + 2 \times 17 = 132 \text{ мм.}$$

Приймаємо швидкість газу на виході з отворів, м/сек:

$$w_{\Gamma} = 120.$$

Діаметр отворів більшого розміру, мм:

$$d_1 = \frac{h_1 + w_{\Gamma}}{k_{S_1} + w_{\Gamma}} \times \sqrt{\frac{\gamma_{\Pi}}{\gamma_{\Gamma}}} = \frac{0,051 + 40}{1,7 + 120} \times \sqrt{\frac{1,181}{0,681}} = 0,018 \approx 18. \quad (2.3)$$

Діаметр отворів меншого розміру, мм:

$$d_2 = \frac{h_2 + w_{\Gamma}}{k_{S_2} + w_{\Gamma}} \times \sqrt{\frac{\gamma_{\Pi}}{\gamma_{\Gamma}}} = \frac{0,017 + 40}{1,6 + 120} \times \sqrt{\frac{1,181}{0,681}} = 0,0043 \approx 5. \quad (2.4)$$

Загальна площа перерізу отворів при продуктивності пальника $B = 437,5 \text{ м}^3/\text{с}$, мм^2 :

$$F = \frac{B}{3600 \times w_{\Gamma}} \times \frac{273 + t_{\Gamma}}{273} = \frac{437,5}{3600 \times 120} \times \frac{273 + 22}{273} = 1094. \quad (2.5)$$

Площа отворів струменів F_1 та F_2 відносяться між собою, як квадрати відносин діаметрів кіл, на яких розташовані ці струмені:

$$\frac{F_1}{F_2} = (200/132)^2 = 2,29. \quad (2.6)$$

Площа перерізу більших отворів, мм^2 :

$$F_1 = \frac{F \times 2,29}{1+2,29} = \frac{1094 \times 2,29}{1+2,29} = 761,47. \quad (2.7)$$

Площа перерізу менших отворів, мм^2 :

$$F_2 = \frac{F}{1+2,29} = \frac{1094}{1+2,29} = 332,52. \quad (2..8)$$

Число отворів для струменів більшого розміру:

$$n_1 = \frac{F_1}{f_1} = \frac{761,47}{0,785 \times 18^2} \approx 3. \quad (2.9)$$

Число отворів для струменів меншого розміру:

$$n_2 = \frac{F_2}{f_2} = \frac{332,52}{0,785 \times 5^2} \approx 17. \quad (2.10)$$

Відносні кроки між більшими отворами:

$$\frac{S_1}{n_1 d_1} = \frac{\pi \times 98}{3 \times 18} = 5,69. \quad (2.11)$$

Відносні кроки між меншими отворами:

$$\frac{S_2}{n_2 d_2} = \frac{\pi \times 98}{17 \times 5} = 3,62. \quad (2.12)$$

Перевірка k_s .

Для отворів більшого діаметра при

$$\frac{S_1}{n_1 d_1} = 5,69 \quad k_s \approx 1,7. \quad (2.13)$$

Для отворів меншого діаметра при

$$\frac{S_2}{n_2 d_2} = 3,62 \quad k_s \approx 1,6. \quad (2.14)$$

Ці результати збігаються з раніше прийнятими.

Крок між великими струменями по колу діаметром $D_1 = 200$ мм, мм:

$$t_1 = \frac{\pi \times D_1}{n_1} = \frac{3,14 \times 200}{3} = 209,33. \quad (2.15)$$

Крок між меншими струменями по колу діаметром $D_2 = 132$ мм, мм:

$$t_2 = \frac{\pi \times D_2}{n_2} = \frac{3,14 \times 132}{17} = 24,38. \quad (2.16)$$

Площа газового кільця пальника, m^2 :

$$F = 0,785 \times (D_i^2 - D_{ii}^2) = 0,785 \times (0,1^2 - 0,065^2) = 0,00453. \quad (2.17)$$

Знаючи витрату газу на пальник, знаходимо швидкість газу в газовому кільці пальника, м/с:

$$W_\Gamma = \frac{B_1 \times (273 + t_r)}{273 \times 3 \times 600 \times F} = \frac{437,5 \times (273 + 22)}{273 \times 3 \times 600 \times 0,00453} = 57,97. \quad (2.18)$$

Розрахунки показали правильність вибору пального типу GT-12S для спалювання суміші газів.

2.3 Розрахунок пластинчастого теплообмінника

Для забезпечення необхідного режиму теплообміну в економайзері і для запобігання кислотної корозії в економайзері при спалюванні суміші природного та біогазу за проектом встановлюється теплообмінне обладнання – пластинчатий пароводяний підігрівач живильної води котла перед економайзером. Розрахунок ведеться за методикою наведеною в [6].

Температури гріючого теплоносія на вході і на виході, °С:

$$t_1 = 164 \quad t_2 = 149.$$

Температури на вході і виході теплоносія, що нагрівається, °С:

$$t_{01} = 104 \quad t_{02} = 135.$$

Теплове навантаження пластинчастого теплообмінника визначається за формулою, кВт:

$$Q = \nabla \times W_6 \times \varepsilon = 60 \times 7,4 \times 1,243 = 552, \quad (2.19)$$

де ∇ – різниця температур теплоносіїв на вході в апарат; W_6 – більше значення еквівалентної витрати води; ε – безрозмірне питоме теплове навантаження теплообмінника.

Різниця температур теплоносіїв на вході в апарат, °С:

$$\nabla = t_1 - t_{01} = 164 - 104 = 60. \quad (2.20)$$

Для протиточних паро-водяних теплообмінників:

$$\varepsilon = \frac{1}{0,35 \times \frac{W_M}{W_6} + 0,65 + \frac{1}{\Phi} \times \sqrt{\frac{W_M}{W_6}}} \geq 1, \quad (2.21)$$

$$\varepsilon = \frac{1}{0,35 \times \frac{0,256}{7,4} + 0,65 + \frac{1}{1,42} \times \sqrt{\frac{0,256}{7,4}}} = 1,243,$$

де W_M – менше значення еквівалента теплоносія; Φ – параметр теплообмінника.

За цією формулою була розрахована величина безрозмірної питомої величини теплового навантаження теплообмінника в залежності від співвідношення витрат, кількості ходів теплообмінника і середньої температури теплоносіїв.

Параметр теплообмінника визначається за формулою:

$$\Phi = \frac{k \times F}{\sqrt{W_M \times W_G}} = \frac{0,21 \times 8,55}{\sqrt{0,256 \times 7,4}} = 1,304, \quad (2.22)$$

де k – коефіцієнт теплопередачі; F – площа поверхні теплообміну.

Параметр теплоносія – безрозмірна величина, яка приймається у першому наближенні постійно.

Параметр пластинчастого теплообмінника не залежить від розміру поверхні теплообмінника - він пропорційний числу ходів x . Тому можна ввести поняття питомої параметра Φ_y , віднесеному до двох ходів:

$$\Phi_y = \frac{\Phi}{x} = \frac{1,304}{2} = 0,652. \quad (2.23)$$

Значення Φ_y зберігається досить стабільним в широкому діапазоні зміни витрат обох теплоносіїв, поверхні апарату, числа ходів.

$$\Phi_y = 0,75 + 0,005 \times t_{cp} = 0,75 + 0,005 \times 134 = 1,42, \quad (2.24)$$

де t_{cp} – середня температура обох теплоносіїв на вході в апарат, °C

$$t_{cp} = \frac{(164+104)}{2} = 134.$$

Питоме теплове навантаження одного каналу протиточного теплообмінника, тобто теплове навантаження, віднесене до одного градуса максимальної різниці температур обох теплоносіїв:

$$q' = \frac{Q}{V} = W'_6 \times \varepsilon = \frac{W'_6}{0,35 \times \frac{W'_M}{W'_6} + 0,65 + \frac{1}{\Phi_{y \times x}} \times \sqrt{\frac{W'_M}{W'_6}}}, \quad (2.25)$$

$$q' = \frac{3,7}{0,35 \times \frac{0,128}{3,7} + 0,65 + \frac{1}{1,42 \times 2} \times \sqrt{\frac{0,128}{3,7}}} = 4,67.$$

Штрихом позначені величини, які відносяться до одного каналу. У цій формулі представлена залежність питомої теплової продуктивності q' від витрати в одному каналі теплоносія з великим еквівалентом витрати W'_6 и величини ε .

Визначаємо залежність втрат напору в каналі від витрати теплоносія через канал при різній кількості ходів теплоносія (числі послідовно включених каналів) при середній температурі теплоносіїв рівної 40 °С.

Якщо середня температура теплоносія відрізняється від 40 °С, втрати напору, повинні бути помножені на коефіцієнт А, який наведений нижче в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Залежність значення коефіцієнта А від значення середньої температури t_{cp}

t_{cp} , °С	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140
А	1	0,96	0,929	0,9	0,876	0,855	0,839	0,827	0,816	0,805	0,794

Залежність втрат напору від витрати теплоносія через один канал і числа ходів, розрахована за наступною формулою:

$$\Delta H' = 0,249 \times A \times (V')^{1,75} \times x = 0,249 \times 0,8 \times (3,7)^{1,75} \times 2 = 3,925 \text{ м}, (2.26)$$

де V' – витрата теплоносія через один канал, м³/ч.

Втрати напору в штуцерах розраховуються за наступною формулою:

$$\Delta H_{шт} = 1,167 \times 10^{-5} \times V^2 = 1,167 \times 10^{-5} \times 3,7^2 = 1,59 \times 10^{-4} \quad (2.27)$$

Визначаємо розрахункову кількість каналів, розділивши витрату теплоносія в теплообміннику на витрату в одному каналі:

$$m = \frac{W_M}{W'_M} = \frac{7,4}{3,7} = 2. \quad (2.28)$$

Знаючи розрахункову кількість каналів m , теплопродуктивність одного каналу, а також різницю температур теплоносіїв на вході в теплообмінний апарат, визначаємо фактичну теплову продуктивність обраного по конструкції і кількості ходів теплообмінника, кВт.

$$Q_{\phi} = q' \times m \times \nabla = 4,67 \times 2 \times 60 = 560,4. \quad (2.29)$$

Порівнюючи фактичну і задану теплопродуктивності, отримуємо відсоток похибки, який дорівнює 1,4 %.

Такий відсоток похибки показує на правильність проведеного розрахунку.

3 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ РЕКОНСТРУЙОВАНОЇ КОТЕЛЬНОЇ

3.1 Загальні положення про автоматизацію

Технічна експлуатація котелень пов'язана з трудомісткими процесами. Для її вдосконалення потрібні автоматизація і механізація основних технологічних процесів. Найважливішим завданням автоматизації та механізації є забезпечення енергетичного та матеріального балансу установки при оптимальному ККД, мінімальних споживанні паливно-енергетичних ресурсів, забруднення навколишнього середовища, при економічній і безпечній роботі на будь-яких навантаженнях. Загальні положення про автоматизацію наведені в [7].

Історія автоматизації почалася саме з регулювання парових котлів. Її сучасний стан дозволяє, збільшивши економічність котлоагрегатів, підвищити безпеку, надійність і точність роботи обладнання, забезпечити зниження чисельності обслуговуючого персоналу, полегшення його праці.

Найбільша ефективність автоматичної експлуатації котелень передбачається при повній і комплексній автоматизації пристроїв основного і допоміжного обладнання. Як відомо, до першого відноситься сам котлоагрегат, димососи і вентилятори, до другого - насосно-деаераторна установка, хімоводоочистка, теплофікаційна установка, станція перекачки конденсату, ГРС, склад мазуту (вугілля) і топливоподача.

Рівень автоматизації котелень залежить від наступних основних технічних факторів:

- призначення котла. По виду і параметрам енергоносія котли діляться на парові, водогрійні, з високотемпературним органічним теплоносієм (ВОТ). Як ВОТ застосовуються дифенільна суміш (ДФС), дітолілметан (ДТН) і

дікулілметан (ДКМ) з температурою не більше 310 ... 380 ° С. Сюди входять стаціонарні та пересувні котли, котли-бойлери і котли-утилізатори;

- конструкції котла і його обладнання (барабанний, прямоточний, чавунний секційний з наддувом, мікрокотел), виду тяги і т.п.;

- виду палива (тверде, рідке, газоподібне, пиловидне, комбіноване (газوماзутні)) і типу паливоспалювальних пристроїв (ТПШ);

- виду споживача (виробничий, опалювальний, індивідуальний і т.п.);

- числа котлів в котельні.

При складанні схеми автоматизації передбачають основні підсистеми автоматичного регулювання, технологічного захисту, дистанційного управління, теплотехнічного контролю, технологічного блокування та сигналізації.

Автоматичне регулювання забезпечує нормальний режим роботи котла (матеріальний і енергетичний баланс) незалежно від навантаження. Дистанційно керують допоміжними механізмами, а також розпалюванням котла (іноді на відстані до 20 км і більше). Технологічний захист запобігає виникненню аварійних режимів котлоагрегату і допоміжного обладнання. За допомогою приладів теплотехнічного контролю ведуть безперервне спостереження за процесами, що протікають в котельні. Технологічні блокування забезпечують задану послідовність операцій управління, виключаючи можливість неправильних операцій, взаємодіють з технологічним захистом. Звукова та світлова сигналізація інформує обслуговуючий персонал про стан устаткування, попереджає про виникнення аварійної ситуації. Обсяг автоматизації залежить від виду котлоагрегату, схеми котельні.

Автоматизація котельних установок широко використовується при будівництві автономних котелень, дозволяє проводити облік тепла і газу, збільшує економію енергії. Дана система дозволяє проводити автоматичне управління пристроями вентиляції та димовідведення.

Автоматизація котельних установок застосовується в котельних житлово-комунальних господарств, для виробничих потреб, управляє системами парових та водогрійних котлів. Автоматизація котельних установок підтримує певний тиск газу і регулює подачу газу в котел, визначає зовнішню температуру навколишнього середовища і підлаштовує під неї температуру в опалювальній системі.

Багато промислових підприємств підвищують ККД своїх котлів за рахунок впровадження систем автоматизації котельних установок. Завдяки автоматичному регулюванню котелень можна не тільки домогтися значного підвищення ККД, але і скоротити витрати енергії, зменшити обсяги ремонтних робіт. Вони дозволяють забезпечити роботу котельні і скорочують витрати на обслуговування операторів і диспетчерів.

Стандартний набір автоматизації може виконувати наступні функції: регулювати подачу палива, підтримувати процес горіння, постачати воду в котел, регулювати подачу повітря в залежності від витрати палива, управляти насосами мережі, регулювати температуру води в мережі та ГВП, попереджатиме про виникнення витоків CO і CH₄.

3.2 Автоматизація реконструйованої котельні

У роботі передбачається переобладнання існуючого котла (№3) двома новими комбінованими газовими пальниками. Котел працює одночасно на природному газі (85 %) та біогазі (не більше 15 %).

Комплектно з пальником поставляються вентилятори, газові рампи природного газу, газові рампи біогазу, комплект засобів автоматизації та контрольно-вимірювальних приладів.

З щита контролю і автоматизації котла (№3) реалізуються процеси автоматизації спалювання природного газу, та заходи, щодо безпеки і захисту котла.

Розпалювання пальника та регулювання навантаження котла передбачається на природному газі.

Управління, технологічний контроль, сигналізація і регулювання технологічних параметрів існуючого котла забезпечено комплектом арматури автоматики котла, системою контролю і обмеження рівня води в котлі, автоматикою керування пальником і регулювання котлів, які поставлені фірмою «LOOS» і встановлені в котельній.

При встановленні пальників на котлі №3 для комбінованого спалювання природного та біогазів існуючі засоби автоматизації забезпечують:

- регулювання рівня води в котлі;
- регулювання навантаження (потужності) котла;
- регулювання співвідношення газ-повітря в пальнику;
- регулювання знесолювання (провідності) котлової води;
- послідовне (каскадне) керування для двох парових котлів.

Автоматика захисту котла виконує автоматичне відключення пальника при:

- низькому або високому рівні води в барабані котла;
- підвищенні тиску пари в котлі;
- зниженні (або підвищенні) тиску газу перед пальником;
- зниженні тиску повітря на горіння;
- несправності пальника;
- зменшення розрідження в топці;
- розгерметизації в газопроводі котла (контроль герметичності подвійного клапана-відсікача);
- погасанні факела пальника;
- при аварійному підвищенні концентрації солей в котловій воді;
- несправності в котлах захисту і зникненні напруги живлення.

При виникненні вищенаведених аварійних ситуацій в котлі паливник виключається, блокується колом безпеки та включається аварійна сигналізація.

Передбачається контроль за параметрами в межах установки пароводяного підігрівача живильної води та автоматичне регулювання температури нагрітої води на живлення парового котла №3. Для регулювання температури води передбачається встановлення на паропроводі регулятора температури прямої дії.

Схема автоматизації технологічних процесів реконструйованої котельні представлена на рисунку 3.1

Всі дані щодо специфікації схеми автоматизації котельної установки та двох паливників представлені в таблиці 3.1.

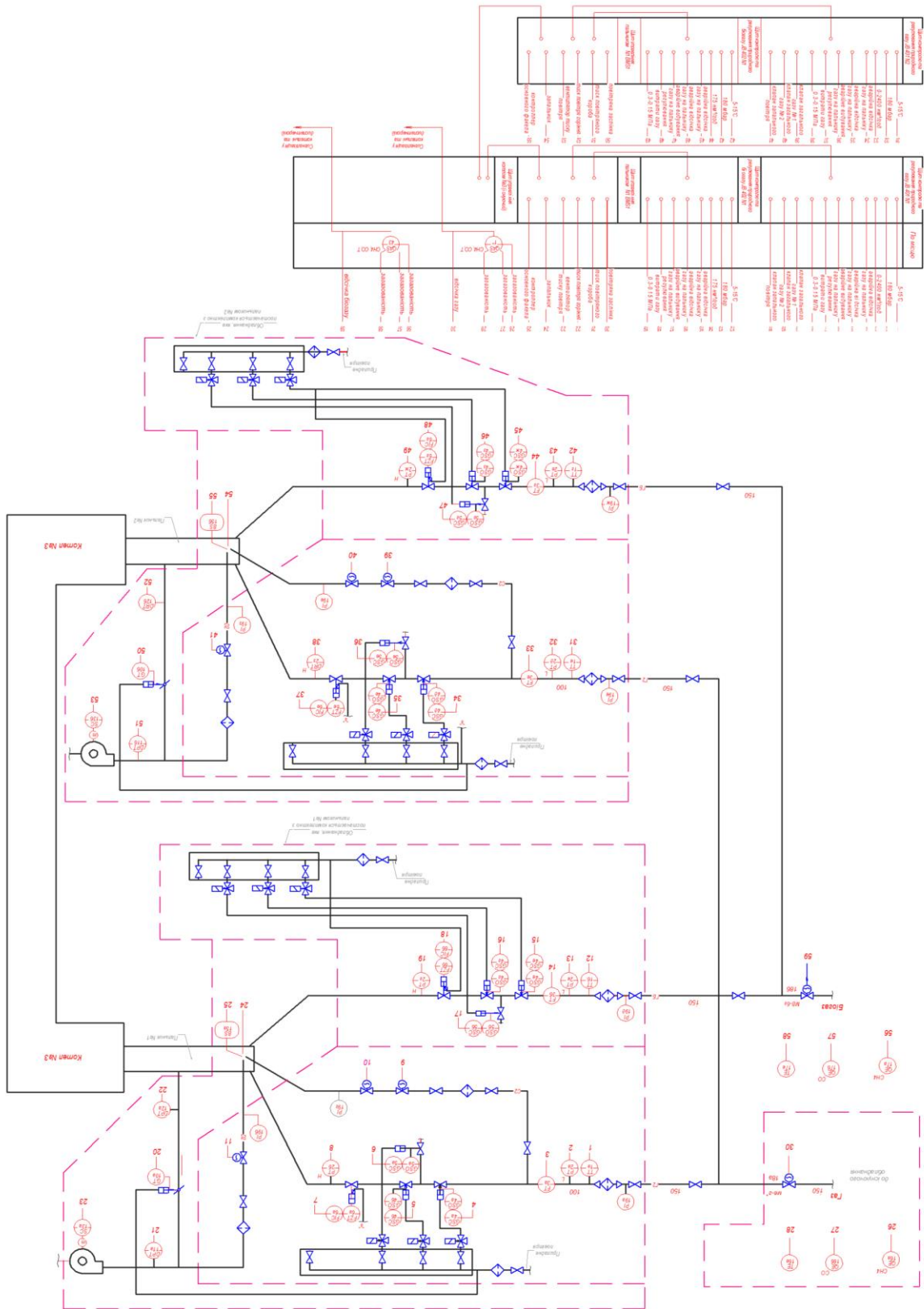


Рисунок 3.1 - Автоматизація технологічних процесів реконструйованої котельні

Таблиця 3.1 – Комплектація системи регулювання

№	Позиція	Найменування	Тип		Кількість	Примітка
			Газ	Біогаз		
1	1,12,31,42	Прилад вимірювання температури	IW04	IW05	4	
2	2,8,13,19,32,38,43,49	Прилад вимірювання тиску	IW04	IW05	8	
3	3,14,33,44	Прилад вимірювання витрати газу	IW04	IW05	4	
4	4,5,15,16,34,35,45,46	Аварійна відсічка газу на пальнику (клапан-відсікач)	DI07	DI07	8	
5	6,17,36,47	Аварійне видування газу на пальнику	DI07	DI07	4	
6	7,18,37,48	Прилад регулюючий витрати газу	IW04	IW05	4	
7	9,39	Клапан загального газу №1	DQ08	DQ08	2	
8	10,40	Клапан загального газу №2	DQ08	DQ08	2	
9	11,41	Клапан загального повітря	DQ08		2	
10	20,50	Повітряна заслінка	IW04		2	
11	21,51	Прилад вимірювання тиску повітряного короба	IW04		2	
12	22,52	Прилад вимірювання тиску повітря горіння	IW04		2	
13	23,53	Запальник	DI07		2	
14	24,54	Вентилятор тиску повітря	DQ08		2	
15	25,55	Контролер основного факела	DI07		2	
16	26,27,28	Прилад вимірювання загазованості	DI07		3	
17	56,57,58	Сигналізація у котельні та диспетчерській	QW06		3	
18	30,59	Відсічка газу	IW04	IW05	2	
19	-	Технічний манометр	IW04	IW05	6	

4 ОХОРОНА ПРАЦІ НА КОТЕЛЬНІ

4.1 Характеристика потенційно небезпечних та шкідливих виробничих факторів

Котельне виробництво за санітарними нормами відноситься до шкідливого. На котельні функціонує розгалужене газове господарство, яке представляє мережу газопроводів з запірною арматурою, з відводами до кожного котла і пальників, тобто існує ймовірність вибуху і пожежі при аварії газового господарства і витоку газу, а також отруєння газом обслуговуючого персоналу.

Робота котлоагрегатів пов'язана з викидом в атмосферу шкідливих речовин. Гранично допустима концентрація (ГДК) шкідливих речовин в атмосфері в робочій зоні встановлюється наступна:

Оксиди азоту NO_x - 5 мг/м³.

Оксиди сірки SO_2 - 10 мг/м³.

Окис вуглецю CO - 20 мг/м³.

Існуюча система газопостачання включає в себе швидкодіючий відсічний клапан газопроводу в котельню, який спрацьовує та перекриває подачу газу при досягненні в повітрі котельної до вибухонебезпечної концентрації CH_4 , заданої концентрації CO та при підвищенні температури в котельному залі вище заданої.

Оцінка чинників виробничого і трудового процесу наведена у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Оцінка чинників виробничого і трудового процесу

№	Чинники виробничого середовища і трудового процесу	Нормативне значення	Фактичне значення	III клас: шкідливі і небезпечні умови праці			Тривалість фактора за зміну, %
				I ступінь	II ступінь	III ступінь	
1	Шкідливі хімічні речовини, мг/м ³						90
	- оксиди азоту NO _x	5	0,723				
	- оксиди сірки SO ₂	10	0,0543				
	- окис вуглецю CO	20	0,114				
2	Шум, дБА	80	65				
3	Мікроклімат у приміщенні:						
	- Температура повітря, °С	16-27	30	3			
	- Швидкість руху повітря, м/с	0,2-0,5	0,4				
	- Відносна вологість повітря, %	55	70	15			
	- Інфрачервоне випромінювання, Вт/м ²	100	85				
4	Важкість і напруженість праці	II б – помірно напружена					

4.2 Заходи з поліпшення умов праці

У зв'язку з влаштуванням другого вводу біогазу в котельню передбачається встановлення відсічного швидкодіючого клапану GP-65 та газоаналізатору системи «ВАРТА». Датчики концентрації газу, оксиду вуглецю та підвищення температури повітря в котельному залі встановлюються додатково. Сигнал загазованості та пожежі (світло-звуковий) передається в приміщення з постійним перебуванням диспетчера-оператора.

Для безпечної експлуатації котла, на якому встановлюється пальник комбінованого спалення, передбачається автоматика безпеки горіння, автоматика спалювання палива, автоматика регулювання теплових процесів.

Для контролю процесу спалювання газу в котлі використовується переносний ручний газоаналізатор Delta-65.

Проектом передбачається продувальні газопроводи та газопроводи безпеки. Для вентиляції топки непрацюючого котла в шибері виконано отвір $D = 50$ мм.

Котельня працює повністю в автоматичному режимі – автоматичне розпалювання, автоматичне регулювання співвідношення газ/повітря, автоматика безпеки, автоматичне регулювання солемісту котлової води, автоматичне регулювання потужності котельної.

Контроль режиму роботи обладнання проводиться періодично обходами обслуговуючого персоналу.

Автоматика захисту котла виконує автоматичне відключення пальників котла №3 при:

- низькому рівні води чи підвищеному в барабані котла;
- досягнення граничного тиску пари на виході із парогенератора;
- перевищення тиску газу або падіння тиску газу перед пальниками;

- знищення або збільшення тиску повітря, що подається вентилятором на горіння;
- зменшення розрідження в топці;
- відключення вентилятора;
- несправності ланцюгів захисту;
- перевищення температури димових газів;
- припинення подачі електроенергії або зникнення напруги на пристроях дистанційного автоматичного управління на засобах вимірювання;
- виходу з ладу запобіжних та блокувальних пристроїв;
- несправності КВП, засобів автоматизації і сигналізації;
- зниженні (або підвищенні) тиску газу перед пальником;
- несправності пальника (в тому числі при зупинці вентилятора);
- розгерметизації в газопроводі котла (контроль герметичності подвійного клапана-відсікача);
- погасання полум'я пальника;
- при аварійному перевищенні концентрації солей в котловій воді;
- несправності в котлах захисту і зникненні напруги живлення.

При виникненні вищенаведених аварійних ситуацій в котлі пальник виключається, блокується колом безпеки та включається аварійна сигналізація.

Для забезпечення нормованого рівня шуму та вібрації від роботи технологічного обладнання та інженерних систем передбачається:

- застосування малошумних моделей обладнання;
- влаштування гнучких вставок на приєднанні трубопроводів;
- швидкість теплоносія в трубопроводах та повітря в повітропроводах і глушниках прийняті з умови нормативного рівня шуму в приміщеннях, які обслуговуються;
- установка обладнання у відгородженнях приміщень з захисними конструкціями зі звукоізоляцією;

- стаціонарні насоси встановлюються на віброізолюючі фундаменти з підвищеною звукоізоляцією, на входних патрубках насосів встановлюються гнучкі вставки;
- кріплення натрубних насосів, трубопроводів і повітроводів до огорожуючих конструкцій передбачається через пружні прокладки.

З урахуванням вказаних заходів, еквівалентний рівень шуму, який впливає на персонал на протязі робочої зміни, не буде перевищувати допустимого – 80 дБА, що відповідає вимогам ДБН 3.3.6.037-99 «Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку».

4.3 Виробнича санітарія

Роботи, що проводяться обслуговуючим персоналом в залі котельні по енерговитратах можна віднести до II-а категорії робіт, тобто фізична робота середньої тяжкості - пов'язана з ходьбою не вимагає перенесення ваги, або перенесенням невеликих вантажів (до 10 кг). Оптимальні параметри навколишнього середовища приведені в таблиці 4.2 . [12].

Таблиця 4.2 – Параметри навколишнього середовища

Період року	Ступінь тяжкості роботи	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
Теплий	Середня II-а	21-23	40-60	не більше 0,3

Допустимі норми для даної категорії робіт на робочих місцях:

Температура повітря - 21-25 °С влітку,

- 17-19 °С взимку.

Відносна вологість не більше - 75%.

Швидкість повітря не більше - 0,3 м/с.

У приміщеннях з надлишками явного тепла температура повітря допускається не більше 28 °С.

Відносна вологість при 28 °С - не більше 60 %.

Швидкість руху повітря 0,2 м/с - 0,5 м/с

Теплонадлишки - до 23 Дж/м³с.

За допомогою вентиляції усувається шкідливий вплив надлишкового тепла на організм людини. Вентиляція припливно-витяжна природна і частково механічна. В котельному залі в зимовий період здійснюється природний приплив повітря, необхідного для горіння в котлах через жалюзійні решітки в зовнішній стіні.

Нагрів припливного повітря забезпечується за рахунок надлишку тепловиділень і додаткового нагріву в опалювальних агрегатах. В літній період асиміляція тепловиділень забезпечується дефлекторами, які облаштовані клапанами для регулювання в зимовий період.

Підтримання заданої температури + 12 °С в котельному залі передбачено за рахунок тепловиділень працюючого технологічного обладнання.

Дані по освітленості приміщень котельного цеху наведені в таблиці 4.3. Норми освітлення приведені в [10].

Таблиця 4.3 – Освітленість ділянок теплоенергетичних установок

Приміщення, виробнича діляниця	Площина нормування освітленості та її висота від підлоги, м	Освітленість, лк, при освітленні	
		Комбіноване	Загальне
1	2	3	4
Майданчики обслуговування котлів	Вертикальна, на топках, затворах	100	100

Продовження таблиці 4.3

1	2	3	4
Площадки і сходи котлів і економайзерів, проходи за котлами	Підлога	-	10
Приміщення димососів, вентиляторів, бункерное відділення	Горизонтальна, 0,8	-	100
Конденсаційна, хімводоочистки, деаераторна, бойлерна	Підлога	-	100
Приміщення паливоподачі	Горизонтальна, 0,8	-	100
Приміщення для вентиляційного обладнання (крім кондиціонерів)	Горизонтальна, 0,8	-	20
Приміщення кондиціонерів і насосів, теплові пункти	Горизонтальна, 0,8	-	75
Шкали вимірювальних приладів	Вертикальна, на приладах	300-750	150-300

4.4 Електробезпека

Компоновка і технологічне забезпечення тепломеханічного, електротехнічного обладнання виконані відповідно до вимог ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (у редакції наказу від 21.06.2019 № 271, НПАОП 40.1-1.32-01 (ДНАОП 0.00-1.32-01) Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок, НПАОП 0.00-1.69-13. Правила охорони праці під час експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій, теплових мереж і

тепловикористовувальних установок», інструкцій і вимог заводів-виготовлювачів обладнання та інших діючих нормативних документів.

Допоміжне обладнання котельні являє собою велику кількість електродвигунів різної потужності: димососи, вентилятори, живильні і фосфатні насоси, електричні механізми в системі автоматизації. Живлення цих машин здійснюється напругою 220 і 380 В, що є небезпечною для життя напругою.

З урахуванням навколишнього середовища і обстановки «Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ)» за ступенем небезпеки ураження людей електричним струмом приміщення котельні відноситься до приміщень з підвищеною небезпекою, оскільки воно характеризується наявністю залізобетонних струмопровідних підлог. По характеру навколишнього середовища дане приміщення відноситься до жаркого, що також підвищує небезпеку ураження електричним струмом.

Електротехнічне обладнання має закриті виконання струмоведучих частин. Все електротехнічне обладнання заземлюється підключенням до загальної системи заземлення.

Забезпечується блискавкозахист газопроводів безпеки та продувальних газопроводів існуючих та запропонованих.

Для блискавкозахисту використовуються існуючі металеві димові труби висотою 30 м, які створюють необхідну безпечну зону захисту. Норми блискавкозахисту взяті з [11].

4.5 Пожежна безпека

Котельний зал по вибухопожежній безпеці відноситься до категорії «Г», умови середовища згідно ПБЕ – нормальні. Норми протипожежної безпеки наведені в [12].

В існуючій котельні обладнання встановлене із забезпеченням нормативних експлуатаційних та евакуаційних проходів з приміщень, передбачено два евакуаційні виходи, двері відкриваються за напрямком руху людей назовні.

Для даної категорії виробництва потрібна II ступінь вогнестійкості будівлі. Категорії виробництв і вогнестійкість будівель і споруд котельної вказані в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Категорії виробничих приміщень по вибуховий, вибухопожежної та пожежної небезпеки і ступінь вогнестійкості будівель і споруд котельні

№	Будинки і споруди	Категорія	Ступінь вогнестійкості
1	Котельний зал, приміщення димососів і деаераторів	Г	II
2	Приміщення водопідготовки	Д	III
3	Приміщення щитів управління	Д	II

Площа легко скидного покриття (вікна з товщиною 4 мм) складає більше 5 % від загального об'єму котельного залу, а саме:

- об'єм залу – 2600 м³;
- площа вікон – 136 м², що перевищує нормативні 5 %, які становлять 130 м².

Приміщення котельної оснащено пожежною сигналізацією з подачею сигналу на пульт централізованого пожежного зв'язку комбінату.

Приміщення обладнано протипожежним водопроводом та засобами пожежогасіння, в тому числі двома пожежними кранами, $D = 50$ мм, діаметр спірису наконечника пожежного ствола 16 мм в двох пожежних кранах. Кожна пожежна шафа обладнана двома ручними вогнегасниками ОП-9Б, має отвори для провітрювання, пристосована для опломбування та візуального

огляду без відкриття згідно за ДБН В.2.5-64-2012. В приміщенні котельної встановлено заперечуючі та вказівні знаки безпеки .

4.6 Засоби індивідуального захисту

Засоби захисту для інженерно-технічного персоналу і робітників, що займаються експлуатацією та ремонтом тепловикористовуючих установок, наступні:

- а) захисні окуляри типу ЗП (закриті захисні окуляри з прямою вентиляцією), брезентові рукавиці типу Мі, Мп, Тп100, протигази промислові фільтруючі, запобіжні пояси, які страхують канати;
- б) тимчасові огорожі, попереджувальні плакати;
- в) гумові діелектричні рукавички, боти, калоші, килимки, ізолюючі підставки.

Захисні засоби, що знаходяться в експлуатації і в запасі зберігаються на умовах, що забезпечують їх справність і придатність до вживання без попереднього відновного ремонту, тому захисні засоби повинні бути захищені від зволоження, забруднення і механічних пошкоджень.

4.7 Охорона навколишнього середовища

При розробці заходів по охороні навколишнього середовища виконані вимоги діючого в Україні природоохоронного законодавства, а також технологічних норм і правил в частині розробки природоохоронних заходів при проектуванні котелень.

Існуюча котельня підприємства обладнана двома паровими котлами фірми «LOOS» International, типу UL-S-IE 16000x16 одиничною

паропродуктивністю – 16 т/год (№1,2) та одним паровим двотопочним котлом типа ZFR-IE 22000x10 фірми «LOOS» одиничною паропродуктивністю – 23 т/год (№3). Встановлена продуктивність пари складає 55 т/год. Основним паливом для котельної служить природний газ.

З метою економії природного газу і зниження енергетичної залежності передбачено комбіноване спалювання природного газу та біогазу, який виробляється на технологічних відходах підприємства для наступного спалювання. Проєктом передбачається обладнання одного з котлів №3 (номер 3) двома новими пальниками типу GT-12S фірми «Oilon», кожний в комплекті з вентилятором та газовими рампами для комбінованого спалювання природного та біогазу.

4.7.1 Перелік і характеристика потенційних джерел впливу на навколишнє середовище

Повітряне середовище . В процесі роботи котлів в атмосферне повітря через димові труби викидаються з димовими газами наступні забруднюючі речовини: оксид вуглецю, оксид азоту, діоксид азоту, діоксид сірки.

Назначений шум від роботи насосного і котлового устаткування в межах нормативного рівня шуму.

Водне середовище. Порушення гідротехнічних та гідрогеологічних параметрів відсутні. Вплив на поверхневі води відсутній. Діяльність, яка буде проводитися на об'єкті, не супроводжується виділенням забруднюючих речовин у відкриті водоймища. Об'єкт обладнаний водомірним вузлом, витрати води завдяки сучасному сантехнічному обладнанню будуть мінімальними.

Передбачається організований прийом та відведення забруднених стічних вод від виробничого обладнання та сантехнічних приладів, що встановлені в котельні.

Інші природні ресурси. Негативного впливу немає.

Відходи виробництва. Госпфекальні, побутові та виробничі стоки.

Побутові відходи – по мірі утворення вивозяться на знешкодження (згідно з лімітами, отриманими у встановленому порядку).

Тверді побутові відходи підлягають утилізації на полігоні ТПВ. Питання видалення сміття вирішується за рахунок вузла збирання сміття, вивіз сміття виконується регулярно спеціалізованим транспортом.

Процес виробництва тепла безвідходний і сміття, яке з'являється при експлуатації, носить побутовий характер.

Використані люмінесцентні лампи тимчасово зберігаються у картонних коробках на стелажах, звідки ці лампи вивозять на підприємство, що здійснює збирання та демеркуризацію люмінесцентних ламп. Пакувальні матеріали (картон, полімер) передаються на бази «Вторсировини».

4.7.2 Оцінка впливів планованої діяльності на навколишнє природне середовище

Клімат і мікроклімат. При здійсненні проєктованої діяльності впливу на клімат та мікроклімат не передбачається. Кліматичні умови не погіршують умови розсіювання забруднюючих речовин в атмосферному повітрі. Об'єкт, що розміщується, не вплине на зміну клімату та мікроклімату в зв'язку з відсутністю виділення в атмосферу інертних газів, теплових виділень, вологи. Також не виникає сприятливих факторів для розповсюдження шкідливих видів флори і фауни.

Повітряне середовище. Два котли №1 та №2 працюють тільки на природному газі.

Третій котел працюватиме на суміші палива, природний газ (близько 85%) та біогаз (15 %).

Підігрівання живильної води перед економайзером приведе до збільшення температури димових газів за котлом Ст.3 до 145 °С.

Температура відхідних газів за котлами Ст.№1,2 – 132 °С.

Природний газ з теплотворною здатністю $Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 8000$ ккал/м³.

Біогаз із теплотворною здатністю $Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 5160$ ккал/м³.

Теплота спалювання суміші палива $Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 7415$ ккал/м³.

ККД котлів Ст.№1,2 – 95,3 %.

ККД котла Ст.№3 – 95 %.

Коефіцієнт надлишку повітря – 1,15.

При використанні природного газу, як палива, в порівнянні з іншими видами палива (тверде, рідке) в продуктах його згорання, що викидаються в атмосферу, немає твердих часток (попелу, диму, сажі, сірчаних сполук). При спалюванні природного газу утворюються такі викиди забруднюючих речовин: NO_x – оксиди азоту; СО – оксиди вуглецю. Кількість викидів залежить від конструктивних властивостей котлів і пальникових пристроїв, а також режиму спалювання палива. Якість спалювання палива в сучасних високоефективних котлах фірми «LOOS» забезпечує високу економічність і зниження витрат палива.

Річна витрата палива: природний газ – 11120 тис. м³/рік; біогаз – 802,5 тис. м³/рік.

Димові гази відводяться від кожного котла індивідуальними димовими трубами. Діаметр димових труб котлів №1,2 – 640 мм, що об'єднані в одному загальному кожусі; еквівалентний діаметр становить 900 мм.

Діаметр димової труби котла №3 – 1200 мм.

Висота димових труб – 30м.

Шкідливими викидами від котельної являються димові гази від котлів Ст.№1,2: оксиди азоту і оксид вуглецю та від котла Ст.№3: оксиди азоту, оксид вуглецю та діоксин сірки.

Концентрація:

-NO_x = 80 мг/кВт. год.

- CO = 10 мг/кВт. год.

- SO₂ = 12 мг/кВт. год.

Вимірювання концентрацій шкідливості в викидах із димових труб повинно здійснюватися періодично 2-3 рази на рік та після виводу котлів на проектну потужність. Контроль необхідно здійснювати на підставі договору з організацією, яка має відповідну ліцензію і спеціальне обладнання.

4.8 Розрахунок викидів забруднюючих речовин від котельні

Вихідні дані:

Тип котельні – «LOOS» ZFR-IE 23000x10

Одинична продуктивність – Q_к = 13,956 МВт, або 12 Гкал/год

Кількість – 1 од.

ККД котла – 95 %

Питомі викиди шкідливих викидів в продуктах згорання, мг/кВтгод:

(при α = 1,17 або O₂ = 3%)

- Оксиди азоту NO_x = 80 мг/кВт·год.

- Оксиди вуглецю CO = 10 мг/ кВт·год.

- Діоксид сірки SO₂ = 12 мг/ кВт·год.

Річна витрата палива на один котел - 5350000 м³/рік.

Об'єм сухих нерозбавлених продуктів згорання V = 8,46 м³/м³.

Теплотворна здатність палива Q_{рн} = 7415 ккал/м³ = 31,05 МДж/м³.

Коефіцієнт надлишку повітря α = 1,15.

Температура димових газів на виході з котла $t_{др} = 145$ °С.

4.8.1 Розрахунок потужності джерела викидів

Питомі викиди в продуктах згорання при $O_2 = 0\%$:

$$v = (3,4 * C * V * (100 - q_4)) / (Q_{рн} * ККД) \quad (4.1)$$

$$v(NO_x) = 93,33 \text{ мг/кВт}\cdot\text{год} = 108,54 \text{ г/Гкал};$$

$$v(CO) = 11,67 \text{ мг/кВт}\cdot\text{год} = 13,57 \text{ г/Гкал};$$

$$v(SO_2) = 14,00 \text{ мг/кВт}\cdot\text{год} = 16,28 \text{ г/Гкал}.$$

Потужність викидів, г/с :

$$M = v * Q_k / 3600 \quad (4.2)$$

$$M(NO_x) = 0,3618 \text{ г/с}; M(NO_2) = 0,2894 \text{ г/с}; M(NO) = 0,047 \text{ г/с} .$$

$$M(CO) = 0,0452 \text{ г/с} \quad \Sigma = 0,4613 \text{ г/с};$$

$$M(SO_2) = 0,0543 \text{ г/с}.$$

4.8.2 Розрахунок річних валових викидів

Масова нижча теплота згорання палива, МДж/кг:

$$Q_{рн} = \frac{Q_{рн}}{p}, \quad (4.3)$$

$$Q_{\text{рн}} = \frac{31,05}{0,708} = 43,86,$$

при густині $\rho = 0,708 \text{ кг/м}^3$, де $Q_{\text{рн}} = 31,05 \text{ МДж/м}^3$.

Масова річна витрата природного газу на котел:

$$B = V_{\text{рн}} * \rho = (5350000/1000) * 0,708 = 3787,8 \text{ т/рн}, \quad (4.4)$$

де $V_{\text{рн}} = 5350000 \text{ м}^3/\text{рн}$.

Шкідливі викиди від котельної не перевищують норм, щодо охорони навколишнього середовища, які виконані за вимогами діючого в Україні природоохоронного законодавства. Також на котельні буде періодично проводитися вимірювання концентрації шкідливих викидів із димових труб. Періодичність цих вимірювань приблизно складає 2-3 рази на рік. Контроль за процесом вимірювання здійснюється на підставі договору організацією, яка має відповідну ліцензію і спеціальне обладнання.

Параметри джерел викидів забруднюючих речовин наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Параметри джерел викидів забруднюючих речовин

№	Найменування джерела	Параметри		Характеристика пилоповітряної суміші			Забруднюючі речовини Найменування	Потужність викиду	
		Висота, м	Діаметр, м	об'єм	швидкість	температура		г/с	т/рік
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Димова труба котлів №№1,2	30	0,9	12,065		132	NO ₂	0,43408	4,5664
							NO	0,07054	0,742
							CO	0,0678	0,7132
2	Димова труба котла №3	30	1,2	8,472		145	NO ₂	0,28944	3,4464
							NO	0,04703	0,56
							CO	0,0452	0,5383
							SO ₂	0,0543	0,646

ВИСНОВКИ

Кваліфікаційна робота присвячена підвищенню енергетичної ефективності котельного агрегату підприємства з метою економії природнього газу.

Розглядається біогаз, як альтернативне паливо для спалювання на котельній. Сам біогаз являється побічним продуктом очисної споруди на підприємстві. Проведений розрахунок суміші палива (природний газ та біогаз), в ході якого була отримана його теплотворна здатність, склала 35537 кДж/м³.

Для спалювання суміші палива проведено розрахунок пальника GT-12S парового котла ZFR-IE 22000x10. Площа газового кільця пальника склала 4,5 мм², а швидкість вприскування газу – 57,97 м/с. Також в ході розрахунку пальника була отримана його продуктивність, яка склала 437,5 м³ умовного палива на годину.

Для забезпечення необхідного режиму теплообміну в економайзері і для запобігання кислотної корозії був проведений розрахунок пластинчатого теплообмінника, в результаті якого була знайдена його тепла продуктивність – 560,4 кВт.

Складена схема автоматизації технологічних процесів реконструйованої котельні для умов функціонування двох комбінованих пальників для спалювання природнього газу та біогазу.

У розділі охорона праці розглянуті шкідливості і небезпеки котельного виробництва, зроблено розрахунок викидів забруднюючих речовин від котельні.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. «Енергетичний Перехід» - найбільший виклик часу для України: веб сайт. URL: <https://ua.boell.org/uk/2017/11/15/energetichniy-perehid-naybilshiy-viklik-chasu-dlya-ukrayini>.
2. Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України : веб сайт. URL: <http://www.sae.gov.ua/uk/news/2270>
3. Єпіфанов, О. А. Тепловий розрахунок реконструкції парового котла : метод. вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Топки та котельні установки, ядерні реактори та парогенератори» для студентів спеціальності 144 «Теплоенергетика» / О. А. Єпіфанов, Б. В. Димо, П. А. Пацурковський. Миколаїв : НУК, 2022. 76 с.
4. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг : веб сайт. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=189>
5. Гелетуша Г. Г., Кучерук П. П., Матвєєв Ю. Б. Перспективи виробництва та використання біогазу в Україні : Аналітична записка. № 11. Київ, Біоенергетична асоціація України, 2014. 42 с.
6. Біогазові проекти в Україні: перспективи, наслідки та регуляторна політика / Г. С. Трипольська. Екон. prognozuvannâ. 2018. № 2. Р. 111–134. DOI: <https://doi.org/10.15407/eip2018.02.111>
7. Eder B., Schultz H. Biogas plants. A practical guide edited by IA Reddich, Zorg Biogas, 2011. P. 175.
8. Куріс Ю. В., Червоний І. Ф. Біогазові технології. Енергетичні та екологічні аспекти : монографія. Запоріжжя : РВВ ЗДІА, 2010. 488 с.
9. Ю. І. Сидоров Сучасні біогазові технології. Biotechnologia АСТ. 2013. V. 6, № 1. Р. 46 – 61.

10. Коляденко С.В., Коляденко Д.Л. Проблеми та перспективи розвитку ринку біопалива в Україні та світі. *Наукові праці Інституту біоенергетичних культур і цукрових буряків* : зб. наук. праць. Ін-т біоенергет. культур і цукр. буряків, Нац. акад. аграр. наук України. Київ: ФОП Корзун Д.Ю., 2013. Вип. 19. С. 195-198.

11. Виробництво теплової енергії із біомаси. Аналіз законодавства, регуляторних аспектів і податкової політики та рекомендації щодо необхідних змін у чинному законодавстві. Звіт, підготовлений ВБО «Інститут місцевого розвитку» у рамках виконання Проекту «Місцеві альтернативні джерела енергії: м. Миргород». Київ, 2014. 100 с.

12. Хиля Б.О., Ружинська Л.І. Обладнання для виготовлення біопалива з надлишкового активного мулу. Біотехнологія XXI століття: матеріали Всеукр. наук.-практ. конф., 19 квіт. 2019 р. Київ: НТУУ “КПІ ім. Ігоря Сікорського”, 2019. С.159.

13. Калетнік Г.М., Пришляк В. М. Біопаливо: ефективність його виробництва та споживання в АПК України : навч. посіб. Київ : «Хай-Тек Прес», 2010. 312 с.

14. ДСТУ EN 14588:2013 Біопаливо тверде. Терміни та визначення понять (EN 14588:2010, IDT).

15. Алабовський О. М., Боженко М. Ф., Хоренженко Ю. В. Проектування котелень промислових підприємств: Курсове проектування з елементами САПР: Навч. посіб. – К.: Вища шк., 1992. 207 с.

16. ГКД 34.02.305–2002. Викиди забруднювальних речовин в атмосферу від енергетичних установок. К.: ОЕП «ГРІФРЕ», 2002. 43 с.

17. Шевцов А.І., Бараннік В.О., Земляний М.Г., Рязова Т.В. Стан та перспективи реформування системи теплозабезпечення в Україні. Аналітична доповідь. Дніпропетровськ: Регіональний філіал Національного інституту стратегічних досліджень, 2010. 66 с.

18. Geletukha G, Kucheruk P, Matveev Y. Prospects of biomethane production and use in Ukraine. UABio Position Paper. 2014. № 11. URL: <https://uabio.org/wp-content/uploads/2020/04/position-paper-uabio-11-en.pdf> (дата звернення 20.09. 2016).

19. Рейнхард Ш. Виробництво і використання біогазу в Україні . Київ. 2012 р. 74 с. URL: http://svb.ua/sites/default/files/biogas_ukr.pdf (дата звернення 30. 11. 2016).

20. Crovetto R. Evaluation of Solubility Data for the System biogas and baimetan. Journal of Physical and Chemical Reference. 2014. № 20. P. 575 – 589.