

Вінницький національний технічний університет

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання

(повне найменування інституту, назва факультету)

Кафедра теплоенергетики

(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка

до магістерської кваліфікаційної роботи

магістра

(освітній ступінь)

на тему Система утилізації теплоти водогрійної котельні

08-11.МКР.011.00.000 ПЗ

Виконав: студент 2 курсу групи ТЕ-18м
спеціальності

144 - теплоенергетика

(шифр і назва спеціальності)

Шкурак С.М.

(прізвище та ініціали)

Керівник Резидент Н.В.

(прізвище та ініціали)

Рецензент _____

(прізвище та ініціали)

Вінниця - 2019 року

ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет будівництва, теплоенергетики та газопостачання

Кафедра теплоенергетики

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 144 – теплоенергетика

(шифр і назва)

Освітня програма «Теплоенергетика»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри теплоенергетики

С.Й.Ткаченко

“ _____ ” _____ 2019 року

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

Шкураку Сергію Миколайовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Система утилізації теплоти водогрійної котельні
керівник роботи Резидент Наталія Володимирівна, к.т.н., доц.каф. ТЕ,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від «2» жовтня 2019 року №
254. Строк подання студентом роботи 26.11.2019 р.

3. Вхідні дані до роботи: теплова потужність опалення $Q_{оп} = 11,4$ МВт; теплова потужність гарячого водопостачання $Q_{звп} = 3,4$ МВт, температурні графіки режимів роботи: $t_{пмв}/t_{зmv} = 100/60, 80/50; 70/40$ °С; температура відхідних газів котлів $t_{вz} = 180$ °С; ККД котлів $\eta_k = 90$ %; тривалість режимів роботи котельні: максимально-зимового періоду 15 діб, найбільш холодного місяця – 191 доба, літнього – 120 діб; паливо – природний газ з $Q^h_p = 34600$ кДж/м³;

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) аналітичний огляд джерел інформації; загальна характеристика об'єкта, техніко-економічне обґрунтування доцільності розробки; багатоваріантний аналіз методів та засобів утилізації теплоти відхідних газів котельні; розрахунки теплової схеми котельні з утилізатором теплоти відхідних газів; конструктивний розрахунок пластинчастого теплообмінника-утилізатора; технологія монтажу системи утилізації теплоти відхідних газів; функціональна схема автоматизації котельні; техніко – економічні показники роботи котельні з системою утилізації; охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): план котельні після модернізації; схема котельні модернізована теплова; пластинчастий теплообмінник-утилізатор (складальне креслення); аксонометрична схема трубопроводів; календарний план монтажних робіт; функціональна схема автоматизації котельні; графічні залежності за результатами виконаних в роботі досліджень.

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент _____ **Шкурак С.М.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник МКР _____ **Резидент Н.В.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

Анотація

Проведено модернізацію водогрійної котельні шляхом встановлення системи утилізації теплоти відхідних газів. Було проаналізовано теплову схему котельні. Виконано багатоваріантний аналіз шляхів підвищення ефективності котельні, проаналізовано варіанти реалізації системи утилізації теплоти відхідних газів.

Проведено тепловий розрахунок теплообмінника-утилізатора, визначено температуру відхідних газів і підігрів води, підібрано оптимальні геометричні та теплові параметри. Виконано аеродинамічний розрахунок.

Розроблено технологію монтажу системи утилізації надлишкової теплоти. Виконано компоновку обладнання, схеми прокладення трубопроводів, визначена трудомісткість монтажних робіт.

Проведено розробку схеми автоматизації схеми водогрійної котельні для якої була розроблена САР управління комплексом котлів; САР потужності котла; САР співвідношення палива і повітря; САР розрідження; САР підігрівника II ступеня; САР підігрівника I ступеня.

Розроблено кошторис впровадження системи утилізації. Розроблено заходи з техніки безпеки та охорони праці.

Annotation

The boiler house was modernized by installing a waste gas heat recovery system. The thermal scheme of the boiler house was analyzed. The multivariate analysis of the ways of increasing the efficiency of the boiler room is performed, the options for implementing the system of waste gas heat recovery are analyzed.

The thermal calculation of the heat exchanger-heat exchanger is carried out, the temperature of the exhaust gases and water heating is determined, the optimal geometric and thermal parameters are selected. The aerodynamic calculation was performed.

The technology of installation of the system of utilization of excess heat has been developed. The layout of the equipment, the scheme of laying the pipelines, the complexity of the installation work.

The scheme of automation of the scheme of hot-water boiler house was developed for which the control system of boiler complex was developed; SAR of boiler power; SAR ratio of fuel and air; Dilution SAR; Grade II SAR heater; SAR heater I degree.

An estimate of the implementation of the disposal system has been developed. Safety and health measures have been developed.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ	11
1.1 Аналіз розвитку енергетики України	11
1.2 Огляд методів впровадження енергозберігаючих технологій	13
1.3 Енергозберігаючі технології на котельнях	16
2 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА	21
3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ РОЗРОБКИ	24
3.1 Опис наявних варіантів реалізації схеми	24
3.2 Математична модель багатоваріантного аналізу	25
3.3 Розрахунок варіантів реалізації схеми утилізації теплоти відхідних газів	29
4 БАГАТОВАРІАНТНИЙ АНАЛІЗ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ УТИЛІЗАЦІЇ ТЕПЛОТИ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ КОТЕЛЬНІ	32
4.1 Вибір та обґрунтування варіантів реалізації утилізації теплоти відхідних газів	32
4.2 Проектний розрахунок теплообмінного апарата	34
4.3 Компонувальний розрахунок	37
4.4 Гідравлічний розрахунок	38
4.5 Аналіз вибраних варіантів встановлення утилізатора	41
5 РОЗРАХУНКИ ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНІ З УТИЛІЗАТОРОМ ТЕПЛОТИ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ	56
5.1 Розрахунок модернізованої теплової схеми котельні в опалювальний період	56
5.2 Розрахунок теплової схеми водогрійної котельні в середньо опалювальному режимі	61
5.3 Розрахунок теплової схеми водогрійної котельні в міжопалювальний період року	65
5.4. Компоновка обладнання котельні	67
6 ТЕХНОЛОГІЯ МОНТАЖУ СИСТЕМИ УТИЛІЗАЦІЇ ТЕПЛОТИ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ	70
6.1 Аналіз об'єкту, що підлягає монтажу	70
6.2 Технологія монтажних робіт	71
6.3 Розрахунок та комплектування основних і допоміжних матеріалів та виробів, складання відомостей	74

6.4	Визначення складу і об'єму робіт. Вибір типів машин, механізмів, пристосувань і конструкцій та визначення трудомісткості виконання монтажних робіт.....	76
6.5	Техніка безпеки під час монтажу котельні	83
6.6	Монтажне випробування та здача системи в експлуатацію	86
6.7	Визначення складу бригад і підбір монтажних інструментів	90
6.8	Організація робочих місць та побутових приміщень	91
7	ФУНКЦІОНАЛЬНА СХЕМА АВТОМАТИЗАЦІЇ КОТЕЛЬНОЇ	93
7.1	Опис технологічного процесу.....	93
7.2	Характеристика технологічного обладнання	94
7.3.	Характеристика теплоносіїв, які застосовуються в процесі	95
7.4	Вибір величин, які регулюються	96
7.5	Засоби автоматизації	105
7.6	Величини, які підлягають контролю та сигналізації.....	108
7.7	Розрахунок звужуючого пристрою витратоміра живильної води	109
8	ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ РОБОТИ КОТЕЛЬНОЇ З СИСТЕМОЮ УТИЛІЗАЦІЇ.....	115
9	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	119
9.1	Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта	120
9.2	Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць.....	121
9.3	Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії	121
9.4	Оцінка можливих наслідків вибуху газу в разі виникнення аварійної ситуації на котлі ТВГ-8МВ.....	128
	ВИСНОВКИ	134
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	135
	ДОДАТКИ	140

ВСТУП

Актуальність теми.

Зважаючи на світову тенденцію до значного подорожчання енергоносіїв, ефективне застосування власних та імпортованих енергоресурсів є вкрай необхідним. Промисловість і житлово-комунальне господарство (ЖКГ) в Україні щороку споживає 10 млрд. кВт·год електроенергії і майже 8 млрд. м³ природного газу. В собівартості таких послуг, як тепло-, водопостачання та водовідведення собівартість енергоресурсів становить 60—70 %. В Україні працюють 10,5 тис. теплових котлів, ККД яких не перевищує 50—70 %. Сучасний стандарт ККД для теплового котла сягає 90—95 %. Заміна старих котлів дасть змогу скоротити витрати природного газу в ЖКГ на 15—30% [1-3].

Аналогічна ситуація склалась і на промислових та комунальних підприємствах. Більшість обладнання застаріле та під час роботи призводить до значної перевитрати коштів. Пошуки шляхів до підвищення енергетичної ефективності теплоенергетичної галузі є першочерговим завданням даної роботи.

Можна виділити такі шляхи підвищення енергетичної ефективності промислових та опалювальних котелень: технічне переоснащення, що дасть змогу суттєво підвищити ККД обладнання і призведе до ряду позитивних наслідків, серед яких зменшення витрати на енергетичні ресурси та покращення умов праці; як зазначалось вище, можливий варіант з переходом підприємства на часткове або повне заміщення викопних ресурсів відновлювальними джерелами енергії. Увагу слід звернути на результатами впровадження нетрадиційних джерел енергії на підприємстві, таких як тверда органічна маса, сонячна енергія, біогаз та ін. Наступним варіантом може бути встановлення утилізаторів теплоти відходів самого підприємства та відхідних газів паливоспалювального обладнання (утилізатори теплоти відхідних газів, тощо) [4-9].

Правильний вибір теплообмінного утилізаційного обладнання одне з найважливіших задач при підвищенні енергетичної ефективності будь-якого підприємства. Тому тема даного дослідження є **актуальною**.

Метою роботи є зменшення витрати природного газу водогрійної котельні шляхом влаштування системи утилізації теплоти відхідних газів котлів.

Для досягнення поставленої мети необхідно розв'язати наступні завдання:

- виконати аналітичний огляд джерел інформації з впровадження енергозберігаючих технологій;
- виконати техніко-економічне обґрунтування доцільності розробки;
- виконати багатоваріантний аналіз методів та засобів утилізації теплоти відхідних газів котельні;
- розробити конструкцію теплообмінника-утилізатора відхідних газів;
- провести розрахунок теплової схеми котельні з системою утилізації теплоти відхідних газів котельні;
- розробити технологію монтажу системи утилізації теплоти відхідних газів;
- розробити функціональну схему автоматизації котельні;
- розробити заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях;
- визначити техніко-економічні показники роботи котельні з системою утилізації теплоти.

Об'єкт роботи. Теплові і гідродинамічні процеси в теплогенеруючому обладнанні котельні.

Предмет роботи. Процеси в системі утилізації теплоти водогрійної котельні.

Методи дослідження.

Для виконання розробки використовуються методи математичного моделювання, системного аналізу та синтезу системи, методи економічної оцінки.

Наукова новизна отриманих результатів.

- Набули подальшого розвитку дослідження ефективності теплових схем з теплообмінниками-утилізаторами теплоти відхідних газів.

Практичне значення роботи.

– Розроблена методика комплексної оцінки ефективності роботи системи утилізації теплоти відхідних газів котельні.

Особистий внесок магістранта полягає в розробці методики розрахунку теплової схеми, виконанні числових розрахунків ефективності роботи системи утилізації теплоти, підборі обладнання.

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

Публікації.

За матеріалами роботи опубліковані тези доповіді.

1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

1.1 Аналіз розвитку енергетики України

Для будь-якої розвиненої країни паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) є основоположним фундаментом її економіки. Загалом ПЕК являє собою складну міжгалузеву систему яка включає етапи видобутку, переробки, використання та транспортування енергії. Рівень розвитку паливно-енергетичного комплексу України визначає рівень розвитку економіки країни в цілому, а також статус держави на міжнародній арені, привабливість країни як торгового партнера.

Для розвинених країн світу Європейський Союз, США, Китай, характерними рисами енергетичного комплексу є майже незмінні показники споживання первинної енергії а також значна увага розвитку відновлювальної енергетики та використання вторинних енергетичних ресурсів [1]. Україна асоціює себе як європейська держава також прагне до збільшення частки ВДЕ та альтернативних джерел енергії. Українській державі стались досить погані показники індексів енергоспоживання та енергоефективності. На 2001 рік рівень енергоспоживання був на 51 % вищий ніж на 1980 рік, а рівень енергетичної ефективності становив всього 0,428 [2]. За даними міжнародного банку на період з 2000 до 2010 року рівень енергоспоживання Україна залишався практично незмінним і починаючи з 2011-12 років спостерігаються незначні позитивні тенденції до зменшення енергоспоживання і поступової заміни традиційних енергетичних ресурсів і методів їх переробки на нові альтернативні [3]. За даними державної служби статистики України споживання природного газу зменшилось на 10% в період з 2010 по 2017 рік. Одночасно зростає частка використання біопалива та відходів (1,3 до 3,8%) [4].

За Енергетичною стратегією України на період до 2030 р. розвиток відновлюваних джерел енергії країни у довгостроковій перспективі повинен відбуватися на основі економічної конкуренції з традиційними джерелами, а також з урахуванням потенційних вигід від розвитку ВДЕ. Сьогодні нормована вартість генерації електроенергії (LCOE) на базі ВДЕ значно вища, ніж вартість традиційної генерації. Тому освоєння і розвиток ВДЕ передбачає необхідність використання механізмів підтримки та стимулювання («зелений тариф»). Разом з тим очікується, що витрати на

будівництво об'єктів для генерації з ВДЕ будуть знижуватися, а їхній КВВП підвищуватись. Таким чином за умови якісного стрибка в розвитку технологій повна собівартість генерації з ВДЕ (з урахуванням амортизації та повернення на інвестований капітал) може зрівнятись із собівартістю традиційної генерації або досягти нижчого рівня [3, 5].

За [5] адаптація енергетичного законодавства України до енергетичного законодавства ЄС з питань енергозбереження та енергоефективності спрямована на :

- підвищення ефективності споживання паливно-енергетичних ресурсів;
- зниження енергоємності ВВП;
- прискорення здійснення структурної перебудови економіки України;
- мінімізацію залежності економіки України від імпорту енергоносіїв;
- підвищення конкурентоспроможності вітчизняної продукції на світових ринках;
- забезпечення формування привабливого інвестиційного клімату;
- зменшення техногенного навантаження на довкілля.

Держава має стимулювати розвиток ВДЕ для зниження використання викопних паливних ресурсів і негативного впливу на навколишнє середовище. Разом із тим, розвиток ВДЕ в довгостроковій перспективі має відбуватися на основі економічної конкуренції із традиційними джерелами енергії без державного дотування сектору ВДЕ або суміжних галузей. Зниження коефіцієнтів «зеленого тарифу» зумовлене зниженням собівартості будівництва об'єктів, призначених для генерації з ВДЕ, і відповідно, дозволить зберегти природний темп розвитку ВДЕ. Держава має забезпечувати відповідність темпу зростання потужності ВДЕ темпам розвитку маневрових потужностей і технологічних характеристик енергосистеми України для збереження її надійної роботи. Для цього потрібно розробити і впровадити механізм участі власників електростанцій з ВДЕ у фінансуванні будівництва маневрових потужностей, магістральних і розподільних мереж, необхідних для функціонування цих електростанцій.

1.2 Огляд методів впровадження енергозберігаючих технологій

Логічним продовженням попереднього пункту є аналіз можливих заходів по впровадженню енерго- і ресурсозберіжних технологій на підприємствах ПЕК України. Основні стратегічні напрями ресурсозбереження можуть бути зведені до таких: комплексне використання мінерально-сировинних і паливних ресурсів; впровадження ресурсозберігаючої техніки і технології; широке використання в галузях переробної промисловості вторинної сировини; стабілізація земельного фонду, відновлення родючості землі, рекультивация відпрацьованих кар'єрів тощо; ефективне регулювання лісокористування, підтримання продуктивності лісів, активне лісовідновлення; збереження рекреаційних ресурсів при розміщенні нових промислових об'єктів [3, 5].

В Україні діє Закон України «Про енергозбереження» – Закон, що визначає правові, економічні, соціальні та екологічні основи енергозбереження для всіх підприємств, об'єднань та організацій, розташованих на території України, а також для громадян.

На даний час ще залишаються проблеми по впровадженню енергозберіжних технологій в Україні як в правовому секторі, кадровому забезпеченні так і в науково-технічному розвитку [5]. Енергетична безпека як одна із найважливіших складових економічної безпеки проявляється, по-перше, як стан забезпечення держави паливно-енергетичними ресурсами, що гарантують її повноцінну життєдіяльність і, по-друге, як стан безпеки енергетичного комплексу та здатність енергетики забезпечити нормальне функціонування економіки, енергетичну незалежність країни. Політична й енергетична незалежність є взаємообумовленими.

Прикладом успішного застосування енергоефективних технологій є країни ЄС. Так, зокрема, в Європейському Союзі вдало поєднуються принципи сталого економічного розвитку зі збереженням екологічної безпеки довкілля. Для цього складено Програму зменшення на 20 % викидів парникових газів та питомих витрат енергоресурсів на одиницю продукції ВВП. Передбачено також збільшити частку відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) на 20 % в енергетичному балансі кожної країни.

З питань біотехнологій безперечно перше місце посідає Німеччина де з 1999 по 2011 рік кількість біогазових установок (БГУ) збільшилась в 10 разів. Від Німеччини не відстають Франція, Чехія, Італія, загалом в ЄС встановлено більше 14 тис. БГУ. У Швеції налагоджено чітку систему контролю за

використанням енергоресурсів. Активно застосовуються економічні стимули для популяризації використання нетрадиційних і альтернативних джерел енергії, а саме: звільнення строком на 5 років від енергетичного податку, субсидії держави на реконструкцію старих будівель, спрощене одержання дозволів на будівництво вітрових електростанцій тощо [3].

Проблема України у високій енергоемності ВВП – енергозатратності. Споживання енергії в нашій державі на одиницю ВВП одне з найвищих у Європі. Хоча за останні десять років в Україні спостерігається позитивна динаміка зниження ЕВВП, вона продовжує залишатися достатньо високою і в 2,1–3,7 рази перевищує енергоемність економічно розвинутих країн. І якщо в індустріальному секторі поступово впроваджуються енергоефективні технології, то у житловому цей процес залишається майже без змін.

Виділяють основні види енергозберігаючих заходів[6, 7]:

1) організаційні заходи – заходи швидкої віддачі – внутрішній енергоаудит, складання енергетичного паспорта підприємства, розробка заходів енергозбереження та підвищення ефективності технологічних процесів, моніторинг виконання прийнятих заходів стимулювання і мотивація енергозберігаючої поведінки, введення права розпоряджатися коштами від економії енергоресурсів, встановлення правил закупівлі обладнання для енергоефективних технологій. Заходи швидкої віддачі можна розробити і реалізувати в межах року і вони дають суттєвий ефект при незначних витратах;

2) технологічні заходи – базові заходи – є більш радикальними та сприяють швидкому здійсненню економічно ефективних і фінансово привабливих інвестицій. Передбачають введення стандартів енергоефективності в сфері використання виробничих будівель, промислове обладнання, впровадження систем оборотного водопостачання, очищення вікон, фарбування стін приміщень світлою фарбою, використання відпрацьованого тепла холодильників і кондиціонерів для підігріву води, впровадження систем частотного регулювання та інших пристроїв, що забезпечують підвищення ККД електродвигунів в системах вентиляції, на насосних станціях та інших об'єктах зі змінним навантаженням. Але для реалізації енергоефективних проектів може бути потрібна фінансова підтримка з боку банків і лізингових компаній;

3) інвестиційні заходи – високовартісні та високоефективні заходи сприяють усуненню основних причин низької енергоефективності, в більшості випадків гарантують більш суттєву економію енергоресурсів, але

вимагають більш високих початкових витрат. Це перш за все перехід до альтернативних джерел енергопостачання та використання сучасних енергозберігаючих технологій виробництва продукції. Крім того, величезного значення для реалізації даної групи заходів мають організаційні зміни на рівні країни та регіону, такі як реформа ціноутворення, вдосконалення ринків електроенергії та газу, перехід на інтегроване планування роботи різних джерел енергопостачання.

Промислові підприємства в процесі модернізації повинні впроваджувати такі типи технологій, які дають значний енергозберігаючий ефект:

- загальні технології для багатьох підприємств, пов'язані з використанням енергії (двигуни зі змінною частотою обертання, теплообмінники, стиснене повітря, освітлення, пар, охолодження, сушка, тощо);

- більш ефективне виробництво енергії, включаючи сучасні котельні, когенерацію (тепло та електрику), а також трігенерація (тепло, холод, електрика);

- заміна старого промислового обладнання на нове, яке споживає значно менше енергії;

- альтернативні джерела енергії.

На сьогодні існує багато цікавих і перспективних ідей по впровадженню енергозберігаючих заходів. В електронному виданні «Енергетична ефективність України» [6] представлено наступні перспективні рішення:

- Ефективний підхід до опалення будівель та приміщень черкаської області. Пропонується відмовитись від централізованого опалення та перейти на індивідуальне. Пооб'єктно оснастити приватні домогосподарства газовими міні- та мікро-ТЕЦ. Переоснастити центральні теплові пункти на міні-ТЕЦ для декількох багатоповерхівок або встановлювати міні-, мікро-ТЕЦ безпосередньо на дахах багатоповерхівок (рис. 2.3). Крім того, пропонується встановлювати сонячні колектори на дахах для підігрівання гарячої води в літній період.

- Будівництво біопаливної тец потужністю 20 мвт з виробництвом біопалива на базі таврійської котельні в місті херсоні. Для вирішення проблеми заміщення природного газу пропонується будівництво на площадці Таврійської котельні 0,4 га та суміжній вільній площадці 2,43 га біопаливної ТЕЦ електричною потужністю 6 МВт та тепловою потужністю 20 МВт (17,2 Гкал) у складі двох біопаливних парових котлів паропродуктивністю 15...20

т/год. кожен та конденсаційної парової турбіни з регульованим теплофікаційним відбором пари і електрогенератором.

– Використання біогазових установок у фермерських господарствах вінницької області. Актуальність запропонованого проекту для Вінницької області полягає в реалізації комплексного підходу до впровадження енергоефективних технологій утилізації біогазу і виробництва з нього теплової та електричної енергії на території Вінницької області. Статистичні дані вказують на достатню кількість поголів'я худоби (324,3 тис. гол.), свиней (366,5 тис. гол.), овець та кіз (43,7 тис. гол.), птиці (27 917 тис. гол.) на території області, а також функціонування понад 1240 селянських (фермерських) господарств. Теоретичний потенціал використання біогазових установок у сільському господарстві Вінниччини складає близько 213 млн.м³ біогазу.

– Будівництво ТЕЦ у селищі степногірську, запорізької області. Проектна ідея передбачає будівництво у смт. Степногірськ (Василівський район Запорізької області) когенераційної установки (ТЕЦ) з використанням альтернативних (зокрема, щепи та лушпиння соняшника) або традиційних (вугілля) видів палива. Прогнозна загальна тривалість проекту (проекування, постачання обладнання, будівництво та введення в експлуатацію) складає 2 роки. Термін експлуатації ТЕЦ не менше 15 років, з подальшим її переданням до комунальної власності селищної ради.

– Та інші.

1.3 Енергозберігаючі технології на котельнях

Однією з основних ланок ПЕК є котельня. Більшість котелень залишились в Україні ще з часів Радянського Союзу. Відповідно технічне оснащення, комунікації, логістична структура не відповідають сучасним реаліям та вимогам. Встановлені на котельнях котли вже відпрацювали як технічний ресурс так і моральний. Для подальшого їх функціонування на підвищення їхньої енергетичної ефективності необхідно виконати або повну їх заміну або капітальний ремонт з провадженням технологій ресурсо і енергозбереження.

Одним з надійних і відносно доступних засобів підвищення енергетичної ефективності котельні є встановлення утилізатор теплоти відхідних газів котельні. Даному методу присвячено як наукові статті, дипломні роботи так і кандидатські дисертації [5, 6, 7].

Одним із напрямів енергозбереження в децентралізованій енергетиці є підвищення ефективності використання палива в котлоагрегатах за рахунок утилізації теплоти відхідних газів. Втрати тепла з відхідними газами в сучасних вітчизняних газоспоживаючих котлах становлять в номінальному режимі 16-18% при розрахунках за вищою теплоотою згоряння палива і являють собою основну частину втрат теплоти в котельних агрегатах. Даний рівень втрат відповідає температурі відхідних газів $140\div 160^{\circ}\text{C}$, що протягом тривалого часу вважалось оптимальною межею. Однак, в останні 25-30 років спочатку за кордоном, а пізніше і в Україні спостерігається тенденція до зниження температури відхідних газів нижче точки роси. Тобто фактично йдеться вже про глибоку утилізацію теплоти відхідних газів, коли використовується не тільки явне тепло (близько 7-8%), але і прихована теплота (біля 10%) пароутворення водяних парів, що містяться в димових газах.

Вказана глибока утилізація теплоти може здійснюватись, як відомо, з застосуванням конденсаційних теплообмінних апаратів двох типів – контактних та поверхневих. З початку 90-х років в Україні все більш широке використання знаходять поверхневі апарати, що пов'язано з одного боку з цілим рядом їх переваг, а з другого – з удосконаленням техніки виробництва розвинутих компактних поверхонь нагрівання. З огляду на це актуальною є проблема дослідження процесів теплопереносу в умовах реалізації технології глибокого охолодження димових газів котлоагрегатів та створення на цій основі відповідного високоефективного обладнання з застосуванням поверхневих теплообмінних апаратів. Широке впровадження даної технології в Україні дозволить скоротити на 5-10% витрати природного газу та суттєво покращити екологічну обстановку [6].

У роботі [8] розроблено нові конструкції теплоутилізатора конденсаційного поверхневого (ТПК, який використовуються при реалізації технології глибокої теплоутилізації відхідних газів газоспоживаючих котельних агрегатів. Розроблений теплоутилізатор виконується у вигляді окремої приставки до котла (рис. 1.1), що встановлюється в його хвостовій частині, або розміщується у корпусі котла і є його додатковою конвективною поверхнею.

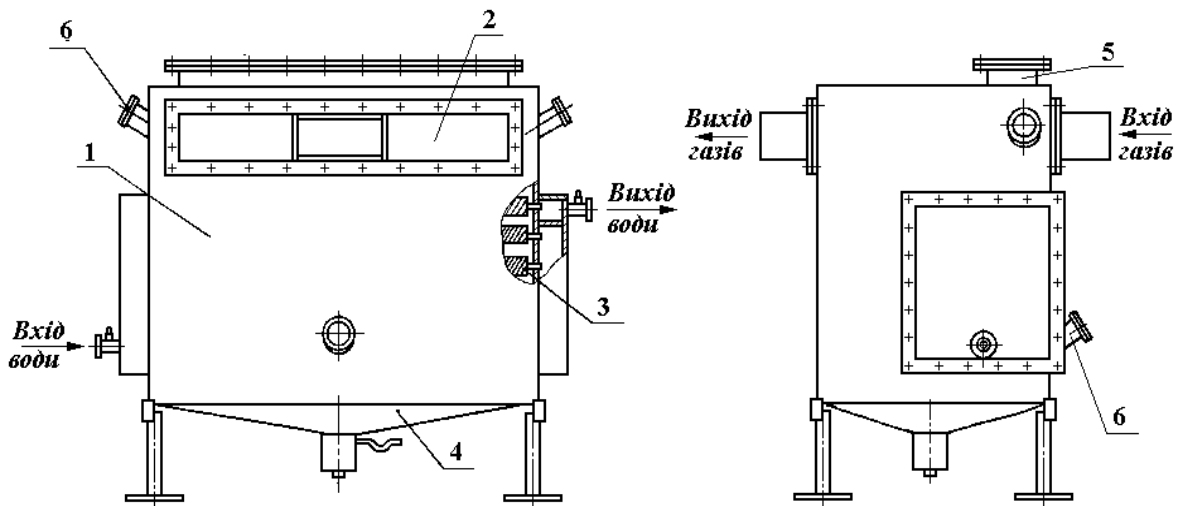


Рисунок 1.1. Схема поверхневого конденсаційного теплоутилізатора: 1- теплообмінник; 2- байпасний газохід; 3- оребрена труба; 4- конденсатозбірник; 5- вибуховий клапан; 6-оглядові вікна [11].

Наявність в запропонованій конструкції байпасного газоходу 2 дозволяє застосовувати теплоутилізатор в існуючих котельнях за умов обмеженого простору і наявності великої кількості комунікацій. В байпасі знаходиться шибер, за допомогою якого регулюється кількість газів, що надходять до трубного пучка, і завдяки цьому уможливується регулювання температури суміші газів на виході з теплообмінника.

В нижній частині теплообмінника 1 розміщено збірник утвореного конденсату 4 і штуцер для його відводу до нейтралізатора. Збірник конденсату виконується розбірним для можливості його заміни або ремонту. Для захисту від корозії поверхонь теплоутилізатора, що контактують з кислим конденсатом, запропоновано застосування газотермічних покриттів із алюмінію і сплавів, схильних до аморфізації.

З даним утилізатором рекомендують використовувати нейтралізатор, обладнання забезпечує нейтралізацію конденсату з кислотною реакцією ($\text{pH}=4-5$) до нормованих значень при відведенні в каналізацію ($\text{pH}=6,5-8,5$) або до необхідних значень.

В роботі [9] 1. Отримані зручні для інженерної практики формули для визначення втрат теплоти з відхідними газами в котлах, коефіцієнтів, що характеризують інтенсивність утилізації теплоти за рахунок «сухого» і конденсаційного теплообміну. Авторами встановлено, що основними чинниками інтенсивності утилізації теплоти відхідних газів є температура відхідних газів, температура газів за контактним економайзером і температура точки роси.

Практичним результатом розробки є те, що в процесі утилізації теплоти відхідних газів від котлів можна досягти економії робочого палива в межах 9,25 – 13%, а також зменшення витрат електроенергії на власні потреби та зменшення шкідливих викидів в атмосферу.

Авторами [5] науково обґрунтований метод теплового розрахунку поверхневих ребристих теплообмінників при спільному протіканні процесів тепло- і масообміну в процесі охолодження продуктів згоряння з конденсацією міститься в них водяної пари. Також аналітично розв'язано задачу про розподіл температури вздовж охолоджуваного стержня при спільному протіканні на його поверхні процесів тепло- і масообміну.

В роботі розроблено проект реконструкції газохідів парового котла ШБ-А7 з установкою теплообмінника для глибокого охолодження відхідних газів. Проект реалізується в котельні експериментально-виробничого комбінату УГТУ-УП. Запропоновано на рівні винаходу конструкція ребристого теплообмінника, що дозволяє виключити винесення капель вологи. Цей енергозберігаючий захід має призвести до підвищення ККД котлоагрегату на 6,8%. Термін окупності проекту 2,8 місяця.

Монографія [8] присвячена питанням енергозбереження в теплогенеруючих установках за рахунок глибокого охолодження відхідних газів в конденсаційних теплоутилізаторах - економайзерах. Представлені конструкції теплообмінних апаратів, результати експериментальних досліджень, математичні моделі тепло- і масообмінних процесів, методики розрахунків теплообмінних апаратів, що працюють в умовах конденсації водяної пари з продуктів згоряння, нові теплові схеми котельних установок підвищеної економічності.

Отже, дане питання є актуальним і по при значні дослідження всеж вимагає уваги. В даній роботі використаємо саме конденсаційний теплообмінник-утилізатор димових газів котла для підвищення ефективності його роботи, та зменшення ресурсозатратності котельні в цілому.

Враховуючи економіко-політичну ситуацію, що склалася навколо України, питання економічної безпеки в контексті енергозабезпечення та ефективного використання енергоресурсів набувають особливої актуальності. Україна сьогодні посідає одне з лідируючих місць у світі за рівнем споживання енергоресурсів. Значна їх частина – це імпортовані ресурси. У 2014 році гостро постало питання газової незалежності нашої держави. Посилена орієнтація на енергозбереження є чи не єдиним логічним

шляхом розвитку енергетики країни, яка щороку витрачає лише на закупівлю імпортного газу близько 7,5 млрд доларів. Тому питання ощадливого використання паливно-енергетичних ресурсів, заміщення газу альтернативними видами палива, використання енергозберігаючих технологій стали пріоритетними завданнями у забезпеченні економічної безпеки та потребують негайного вирішення.

Таким чином, основні особливості впровадження стратегії енергозбереження на промислових підприємств України:

- системність і чіткий алгоритм дій;
- контроль (моніторинг) і оцінка ефективності заходів з енергоефективності;
- адаптивність до змін всередині підприємства і в зовнішньому середовищі;
- узгодженість з раніше прийнятими стратегіями, цільовими програмами та управлінськими рішеннями;
- відповідність до основних положень нормативно-правових документів, а також енергетичну політику підприємства.

2 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА

Система опалення – це комплекс елементів, необхідних для нагрівання приміщень в холодний період року. До основних елементів систем опалення належать джерела тепла, теплопроводи, нагрівальні прилади. Теплоносіями можуть бути нагріта вода, пара чи повітря.

Системи опалення поділяють на місцеві та центральні.

До місцевого відноситься пічне та повітряне опалення, а також опалення місцевими газовими та електричними пристроями. Місцеве опалення застосовується, як правило, в житлових та побутових приміщеннях, а також в невеликих виробничих приміщеннях малих підприємств.

До систем центрального опалення відносяться: водяне, парове панельне, повітряне, комбіноване.

Водяна та парова системи опалення в залежності від тиску пари чи температури води можуть бути низького тиску (тиск пари до 70 кПа чи температура води до 100 °С) та високого тиску (тиск пари більше 70 кПа чи температура води понад 100 °С).

Водяне опалення низького тиску відповідає основним санітарно-гігієнічним вимогам і тому широко використовується на багатьох підприємствах різних галузей промисловості. Основні переваги цієї системи: рівномірне нагрівання приміщення; можливість централізованого регулювання температури теплоносія (води); відсутність запаху гару, пилу при осіданні його на радіатори; підтримання відносної вологості повітря на відповідному рівні (повітря не пересушується); виключення опіків від нагрівальних приладів; пожежна безпека.

Основний недолік системи водяного опалення — можливість її замерзання при відключенні в зимовий період, а також повільне нагрівання великих приміщень після тривалої перерви в опаленні [9-11].

Парове опалення має ряд санітарно-гігієнічних недоліків. Зокрема, внаслідок перегрівання повітря знижується його відносна вологість, а органічний пил, що осідає на нагрівальних приладах. Окрім того, існує небезпека пожеж та опіків. Враховуючи вищевказані недоліки не

допускається застосування парового опалення в пожежонебезпечних приміщеннях та приміщеннях зі значним виділенням органічного пилу.

З економічної точки зору систему парового опалення ефективно влаштовувати на великих підприємствах, де одна котельня забезпечує необхідний нагрівання приміщень усіх корпусів та будівель.

Панельне опалення доцільно застосовувати в адміністративно-побутових приміщеннях. Воно діє завдяки віддачі тепла від будівельних конструкцій, в яких вмонтовані спеціальні нагрівальні прилади (труби, по яких циркулює вода) або електронагрівальні елементи. До переваг цієї системи опалення належать: рівномірний нагрів та постійність температури і вологості повітря в приміщенні; економія виробничої площі за рахунок відсутності нагрівальних приладів; можливість використання в літній період для охолодження приміщень, пропускаючи холодну воду через систему. Основні недоліки — відносно високі початкові витрати при встановленні та важкість ремонту при експлуатації.

Повітряне опалення може бути центральним (з подачею нагрітого повітря від єдиного джерела тепла) та місцевим (з подачею теплого повітря від місцевих нагрівальних приладів). Основні переваги цієї системи опалення: швидкий тепловий ефект в приміщенні при включенні системи; відсутність в приміщенні нагрівальних приладів; можливість використання в літній період для охолодження та вентиляції приміщень; економічність, особливо, якщо це опалення суміщене із загальнообмінною вентиляцією.

При виборі системи опалення підприємств, що проектуються чи реконструюються необхідно враховувати санітарно-гігієнічні, виробничі, експлуатаційні та економічні чинники. Слід зазначити, що досить ефективною є комбінована система опалення (центральне повітряне опалення, суміщене із загальнообмінною вентиляцією та водяне низького тиску).

Для території Вінницької області розрахункова температура на опалення складає -21°C , середня температура опалювального періоду $-1,1^{\circ}\text{C}$. Тривалість опалювального періоду 206 діб, тривалість міжопалювального періоду 150 діб.

Котельня, що проектується постачає теплоносій для опалення та гарячого водопостачання житлових будинків. Система гарячого водопостачання (ГВП) закритого типу, теплообмінник для ГВП –

пластинчастий, температура сирі води 5°C, температура води на гаряче водопостачання 55°C. Вода для підживлення мережі подається із міської мережі водопостачання, проходить хімічну обробку та підмішується до зворотньої мережної води. Вода для гарячого водопостачання також береться із міських мереж, підігрівається в теплообміннику та подається до споживачів.

Паливом для котельні слугує природний газ з теплотою згорання 34,6 МДж/м³. На даний час на котельні становлено 3 водогрійних котла марки ТВГ-8М потужністю 9,65 МВт, кожухотрубні теплообмінники для нагріву сирі та додаткової води, насосне та тягодутєве обладнання. ХВО складається із Na-катіонітових фільтрів.

В таблиці 2.1 наведено основні показники роботи існуючої котельні.

Таблиця 2.1 – Основні показники роботи існуючої котельні

№ п/п	Назва показника	Значення
1	Теплова потужність котельні, МВт	14,8
2	ККД котельні	0,627
3	Витрата палива, м ³ /с	0,577
4	Річне споживання електричної енергії, МВт·год/рік	1152,2
5	Загальні річні експлуатаційні витрати, млн.грн./рік	93,06
6	Собівартість теплової енергії, грн./ГДж	361

Проведений раніше аналіз показав, що встановлення системи утилізації теплоти відхідних газів дасть змогу підвищити ККД котельні до 87,1%, а витрату робочого палива знизити до 0,497 м³/с.

В даній роботі проведемо поглиблене дослідження конструктивного виконання теплообмінника утилізатора та реалізації системи утилізації відхідних газів в цілому.

Для цього в роботі були поставлені наступні завдання:

- провести багатоваріантний аналіз по реалізації системи утилізації відхідних газів котельні;
- розробити конструкцію теплообмінника-утилізатора відхідних газів;
- провести розрахунок теплової схеми котельні з системою утилізації теплоти відхідних газів котельні;
- розробити технологію монтажу ТУ;
- розробити систему автоматизації теплової схеми котельні;
- розробити принципи техніки безпеки та охорони праці.

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ РОЗРОБКИ

3.1 Опис наявних варіантів реалізації схеми

Для вибору найбільш раціонального варіанту розглянемо наступні схеми (рис. 3.1-3.4). Розглянемо наступні варіанти системи утилізації теплоти відхідних газів.

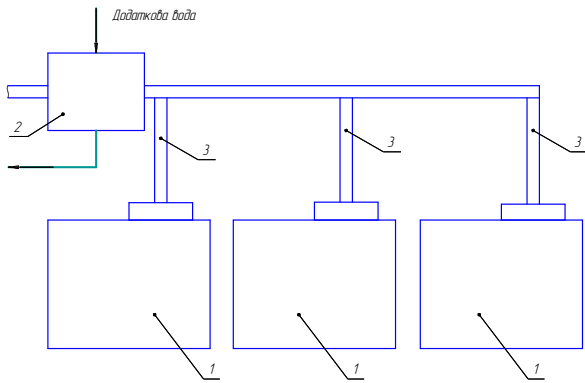


Рисунок 3.1 – Схема з одним теплообмінником

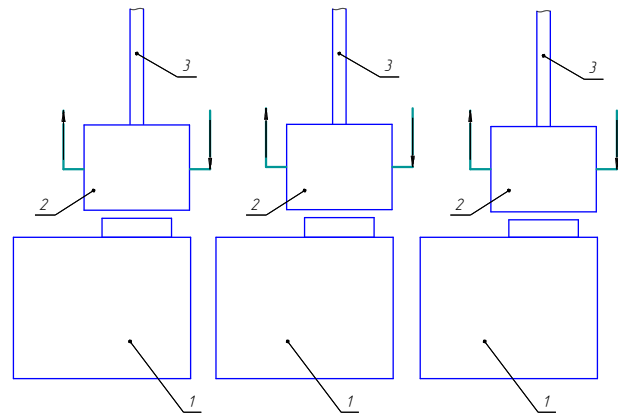


Рисунок 3.2 – Схема з трьома теплообмінниками

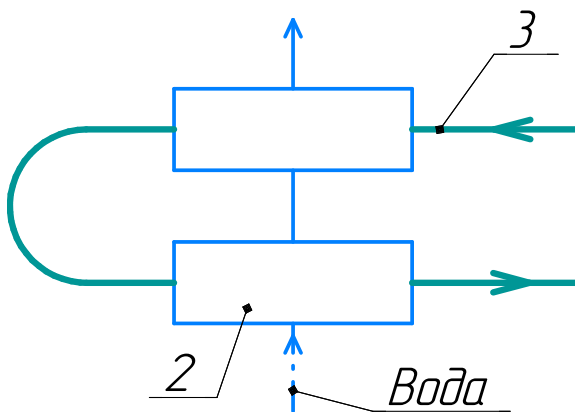


Рисунок 3.3 – Схема розділення теплообмінника на «суху» і «мокру» зони.

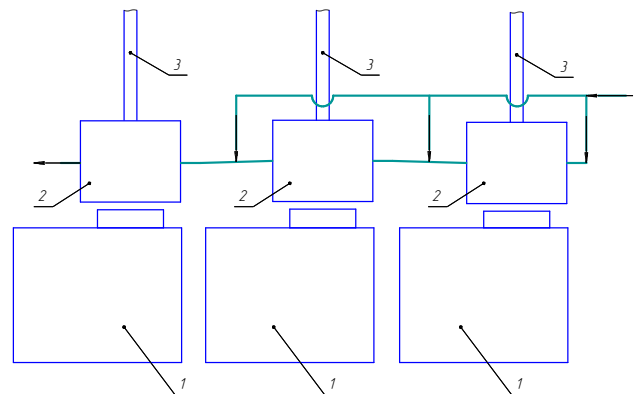


Рисунок 3.4 – Схема з трьома теплообмінниками і послідовним підключенням води

1 – котел, 2 – теплообмінник-утилізатор, 3 – газопровід.

Рис. 3.1. Встановлення пластинчастого теплообмінника-утилізатора великої потужності для утилізації надлишкової теплоти відхідних газів із 2-х котлів (1 резервний). Принципова схема потоків теплоносіїв представлена на рис. 2.1. Робота системи відбувається наступним чином: гарячі гази із 2-х котлів направляються у теплообмінник-утилізатор, охолоджуючись нагрівають додаткову воду і викидаються в атмосферу.

Рис. 3.2. Встановлення пластинчастого теплообмінника-утилізатора (ТУ) окремо для кожного котла, розділення потоку додаткової води на 2 (3) рівні частини і підігрівання останньої у ТУ. Після ТУ охолоджені гази викидаються у атмосферу, а підігріта вода повертається в технологічний цикл.

Рис. 3.3. Потік газів від котлів подають послідовно на «суху» і «мокру» зони теплообмінника. Подача води протитоком з «мокрої» зони.

Рис. 3.4. Встановлення пластинчастого теплообмінника-утилізатора після кожного котла, при цьому додаткову воду направляти послідовно через теплообмінники з можливістю відключення будь-якого з них і перепуск води на інші. В такому варіанті перший по ходу води теплообмінник є конденсаційним, а наступні без конденсації.

3.2 Математична модель багатоваріантного аналізу

Математичну модель розроблено за допомогою [9-12, 13, 14]

Середня температура води

$$\bar{t}_b = 0,5(t'_b + t''_b), \quad (3.1)$$

Теплофізичні властивості води для середньої температури ($\rho_b, C_b, \lambda_b, \nu_b, Pr_b$) вибираємо з [9-11].

Площа поперечного перерізу для проходження теплоносіїв

– води

$$f_b = a \cdot b, \quad (3.2)$$

– газів

$$f_r = a \cdot b, \quad (3.3)$$

Теплова потужність ТА

$$Q = G_B \cdot C_B (t'_B - t''_B), \quad (3.4)$$

Беремо орієнтовно температуру газів на виході із ТА рівною 135°C. Тоді середня температура газів дорівнюватиме

$$\bar{t}_r = 0,5(t'_r + t''_r), \quad (3.5)$$

Густина і теплоємність газів для середньої температури за [10-12].

Перевіряємо значення температури газів на виході з ТА із рівняння теплового балансу

$$t''_r = t'_r - Q / (G_r \cdot C_{pr}), \quad (3.6)$$

Різниці температур між теплоносіями, °C:

– більша:

$$\Delta t_{\delta} = t'_r - t''_п, \quad (3.7)$$

– менша:

$$\Delta t_M = t''_r - t'_п, \quad (3.8)$$

Оскільки $\Delta t_{\delta} / \Delta t_M < 1,6$, то середній температурний напір буде

$$\Delta t_{cp} = 0,5(\Delta t_{\delta} + \Delta t_M), \quad (3.9)$$

Еквівалентний діаметр каналу для води та газів

$$d_{ев} = 4f_B / \pi, \quad (3.10)$$

$$d_{ег} = 4f_r / \pi, \quad (3.11)$$

Критерій Рейнольдса для потоків води і газів

$$\text{Re}_B = w_B \cdot d_e / \nu_B, \quad (3.12)$$

$$\text{Re}_\Gamma = w_\Gamma \cdot d_e / \nu_\Gamma, \quad (3.13)$$

Середня температура стінки

$$t_{\text{ст}} = \frac{t'_\Gamma + t''_\Gamma + t'_B + t''_B}{4}, \quad (3.14)$$

Критерії Нуссельта для теплоносіїв

$$\text{Nu}_B = 0,135 \cdot \text{Re}_B^{0,6} \cdot \text{Pr}_B^{0,43} (\text{Pr}_B / \text{Pr}_c)^{0,25}, \quad (3.15)$$

$$\text{Nu}_\Gamma = 0,135 \cdot \text{Re}_\Gamma^{0,6} \cdot \text{Pr}_\Gamma^{0,43} \cdot \varepsilon_\Gamma, \quad (3.16)$$

Коефіцієнти тепловіддачі від газів і до води, Вт/(м²·К)

$$\alpha_B = \text{Nu}_B \cdot \lambda_B / d_B, \quad (3.17)$$

$$\alpha_\Gamma = \text{Nu}_\Gamma \cdot \lambda_\Gamma / d_B, \quad (3.18)$$

Коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м²·К)

$$K = 0,8 / [(1/\alpha_\Gamma + \delta_{\text{ст}}/\lambda_{\text{ст}} + 1/\alpha_B)], \quad (3.19)$$

Необхідна площа поверхні теплообміну, м²

$$F = Q / (K \cdot \Delta t_{\text{cp}}), \quad (3.20)$$

Кількість каналів для газів та води

$$n_\Gamma = \frac{G_\Gamma}{\rho_\Gamma \cdot f \cdot w_\Gamma}, \quad (3.21)$$

$$n_B = \frac{G_B}{\rho_B \cdot f \cdot w_B}, \quad (3.22)$$

Площа поверхні пластини

$$F_{\text{пл}} = H \cdot B, \quad (3.23)$$

Загальна кількість пластин

$$N = F / F_{\text{пл}}, \quad (3.24)$$

Теплообмінник компонуємо в пакети. Кількість ходів по газам в одному пакеті приймаємо 1, кількість ходів по воді визначаємо за формулою

$$X_{\text{в}} = n_{\text{г}} / n_{\text{в}}, \quad (3.25)$$

Площа поверхні теплообміну одного пакету

$$f_1 = B \cdot H \cdot (n_{\text{г}} - 1), \quad (3.26)$$

Необхідна кількість пакетів

$$\Pi = F / f_1, \quad (3.27)$$

Теплову потужність, яка утилізується в контактному утилізаторі за рахунок «сухого» теплообміну, обчислюють за формулою, МВт

$$Q_{\text{с}} = Q_{\text{пал}}(1 - \eta_{\text{к}})\psi_{\text{с}}, \quad (3.28)$$

Для заданої теплової потужності котла $Q_{\text{к}}$ витрата робочого палива дорівнює, м³/с

$$V_{\text{р}} = Q_{\text{к}} / (Q_{\text{н}}^{\text{с}} \cdot \eta_{\text{к}}), \quad (3.29)$$

де $Q_{\text{пал}} = V_{\text{р}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{с}}$ – теплова потужність спаленого палива; $\psi_{\text{с}} = (t_{\text{вг}} - t_{\text{кв}}) / t_{\text{вг}}$ – коефіцієнт утилізації теплоти за рахунок «сухого» теплообміну; $t_{\text{кв}}$ – температура димових газів на виході з контактного утилізатора.

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

$$Q_{\text{кн}} = B_p(Q_{\text{в}}^c - Q_{\text{н}}^c) \psi_{\text{кн}} = B_p \cdot Q_{\text{н}}^c (Q_{\text{в}}^c / Q_{\text{н}}^c - 1) \psi_{\text{кн}} = Q_{\text{пал}}(Q^* - 1) \psi_{\text{кн}}, \quad (3.30)$$

Температура точки роси t_R може бути визначена, °C

$$t_R = 117,5 \cdot \alpha_{\text{вг}}^{-0,155} - 57,09, \quad (3.31)$$

Сумарна величина потужності, яка утилізується в контактному утилізаторі, дорівнюватиме

$$Q_{\text{ку}} = B_p \cdot Q_{\text{н}}^c (q_c + q_{\text{кн}}) = Q_{\text{пал}}(q^c + q_{\text{кн}}), \quad (3.32)$$

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

$$Q_{\text{ут}} = Q_{\text{ку}} \cdot \eta_{\text{то}}, \quad (3.33)$$

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

У разі використання теплової потужності $Q_{\text{ут}}$, тепла потужність котла має зменшитись на цю величину й дорівнюватиме

$$Q'_k = Q_k - Q_{\text{ут}}, \quad (3.34)$$

Якщо знехтувати незначною зміною втрати теплоти в навколишнє середовище в котлі, економія робочого палива складе

$$\Delta B_p = Q_{\text{ут}} / (Q_{\text{н}}^c \cdot \eta_k), \quad (3.35)$$

3.3 Розрахунок варіантів реалізації схеми утилізації теплоти відхідних газів

За описаною математичною моделлю (ф-ли 3.1 – 3.35) проводимо розрахунок варіантів схем описаних на рисунках 3.1–3.4.

Результати розрахунків заносимо у таблицю 3.1

Таблиця 3.1 – Результати багатоваріантного аналізу

Показники	Од. вим.	Номер теплової схеми утилізатора (за рис. 3.1–3.4)			
		1	2	3	4
1	2	3	4	5	6
Теплова потужність котельні	МВт	17	8,5	17	8,5
Температура відхідних газів	°С	180	180	180	180
Температура відхідних газів на виході з ТА / виході з першого ступеня ТА	°С	45	45	90	90
Температура відхідних газів на виході з другого ступеня ТА	°С			45	45
Коефіцієнт надлишку повітря у відхідних газах		1,25	1,25	1,25	1,25
Втрати теплоти з відхідними газами	%	7,20	7,20	7,20	7,20
Втрати теплоти в навколишнє середовище	%	1,3	1,3	1,3	1,3
Втрати теплоти від хімічного недопалу	%	0,025	0,025	0,025	0,025
Коефіцієнт корисної дії		0,9	0,9	0,9	0,9
Нижча теплота згорання газу	МДж/м ³	33,72	33,72	33,72	33,72
Вища теплота згорання газу	МДж/м ³	37,42	37,42	37,42	37,42
Витрата робочого палива на кожен ступінь	м ³ /с	0,56	0,28	0,56	0,28
Теплова потужність спаленого палива	МВт	18,89	9,44	18,89	9,44
Коефіцієнт утилізації для «сухого» теплообміну					
І ступінь		0,75	0,75	0,5	0,75
ІІ ступінь				0,5	0,5
Потужність «сухого» теплообміну					
І ступінь	МВт	1,42	0,71	0,94	0,71
ІІ ступінь	МВт			0,94	0,47
Температура точки роси		56,42	56,42	56,42	56,42
Коефіцієнт утилізації конденсаційного теплообміну					
І ступінь		0,20	0,20	0	0,20
ІІ ступінь				0,20	0
Потужність конденсаційного теплообміну					

Продовження таблиці 3.1 – Результати багатоваріантного аналізу

1	2	3	4	5	6
I ступінь	МВт	0,42	0,21	0	0,21
II ступінь	МВт			0,42	0
Потужність, утилізована в контактному утилізаторі					
I ступінь	МВт	1,84	1,84	0,94	0,92
II ступінь	МВт			1,36	0,47
Загальна	МВт	1,84	1,84	2,31	1,39
Економія робочого палива:					
	м ³ /с	0,06	0,06	0,07	0,04
	%	10,58	10,58	13,31	8,01
Річна економія робочого палива	тис·м ³	1869,77	1869,77	2350,66	1415,78

Розрахунок показує відсутність різниці в економії природного газу за варіантом 1 і 2. Тому подальший аналіз необхідно проводити обравши критеріями наприклад масогабаритні показники, ергономічні, енергетичні.

Варіант з розділенням теплообмінного апарату на «суху» і «вологу» зони дає можливість збільшити зняту теплову потужність до 20% (підібрано оптимальні співвідношення по розподілу навантаження між зонами). Проте конструкція ускладнюється, збільшуються габарити та погіршуються аеродинамічні показники.

Послідовне заживлення теплообмінників водою і паралельне по газах дає найменшу економію природного газу. Також, оскільки є один резервний котел то неможливо виконати один конденсаційний теплообмінник а інші сухі. Це призводить до відчутного зростання вартості системи утилізації скидної теплоти.

Тому для подальшої розробки приймаємо схеми 1, 2 і 4. Проведемо більш детальний розрахунок кожного варіанту для вибору раціональної конструкції та схеми реалізації.

4 БАГАТОВАРІАНТНИЙ АНАЛІЗ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ УТИЛІЗАЦІЇ ТЕПЛОТИ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ КОТЕЛЬНОЇ

4.1 Вибір та обґрунтування варіантів реалізації утилізації теплоти відхідних газів

На даний час на опалювальній котельні по вулиці Матроса Кошки 12, м. Вінниця встановлено 3 котли, які працюють на природному газі. За результатами багатоваріантного аналізу модернізації котельні прийнято рішення по встановленню утилізатора теплоти відхідних газів для підігріву додаткової води. Встановлення утилізатора можливе і доцільне, оскільки під час спалювання природного газу утворюються відносно чисті відхідні гази, які не забруднюють поверхні теплообміну, а також температура відхідних газів становить 180 °С, тобто має потенціал по утилізаційному теплу.

Для пошуку оптимального варіанту реалізації процесу утилізації теплоти відхідних газів обрано за результатами багатоваріантного аналізу 3 концептуальні ідеї, які представлено нижче.

I. Встановлення пластинчастого теплообмінника-утилізатора великої потужності для утилізації надлишкової теплоти відхідних газів із 3-х котлів. Принципова схема потоків теплоносіїв представлена на рис. 2.1. Робота системи відбувається наступним чином: гарячі гази із 3-х котлів направляються у теплообмінник-утилізатор, охолоджуючись нагрівають додаткову воду і викидаються в атмосферу.

II. Встановлення пластинчастого теплообмінника-утилізатора (ТУ) окремо для кожного котла, розділення потоку додаткової води на 3 рівні частини і підігрівання останньої у ТУ. Після ТУ охолоджені гази викидаються у атмосферу, а підігріта вода повертається в технологічний цикл.

III. Встановлення пластинчастого теплообмінника-утилізатора після кожного котла, при цьому додаткову воду направляти послідовно через теплообмінники з можливістю відключення будь-якого з них і перепуск води на інші.

За попередніми прогнозами досить ефективною є схема III і II, оскільки вони дозволяють проводити більш тонке налаштування роботи котельні та підвищують маневреність установки. Можливість відключення будь-якого котла чи теплообмінника дає можливість проводити їх ремонти чи переоснащення.

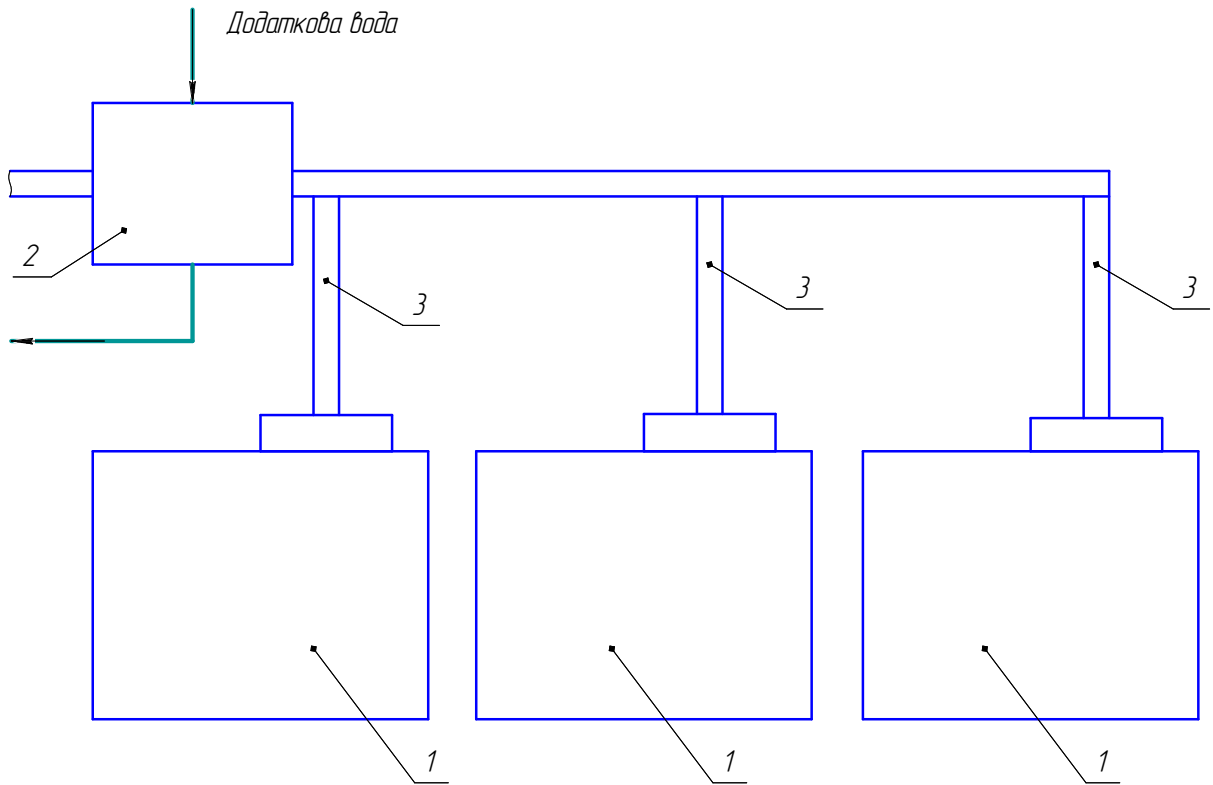


Рисунок 4.1 – Схема з одним теплообмінником
1 – котел, 2 – теплообмінник-утилізатор, 3 – газопровід.

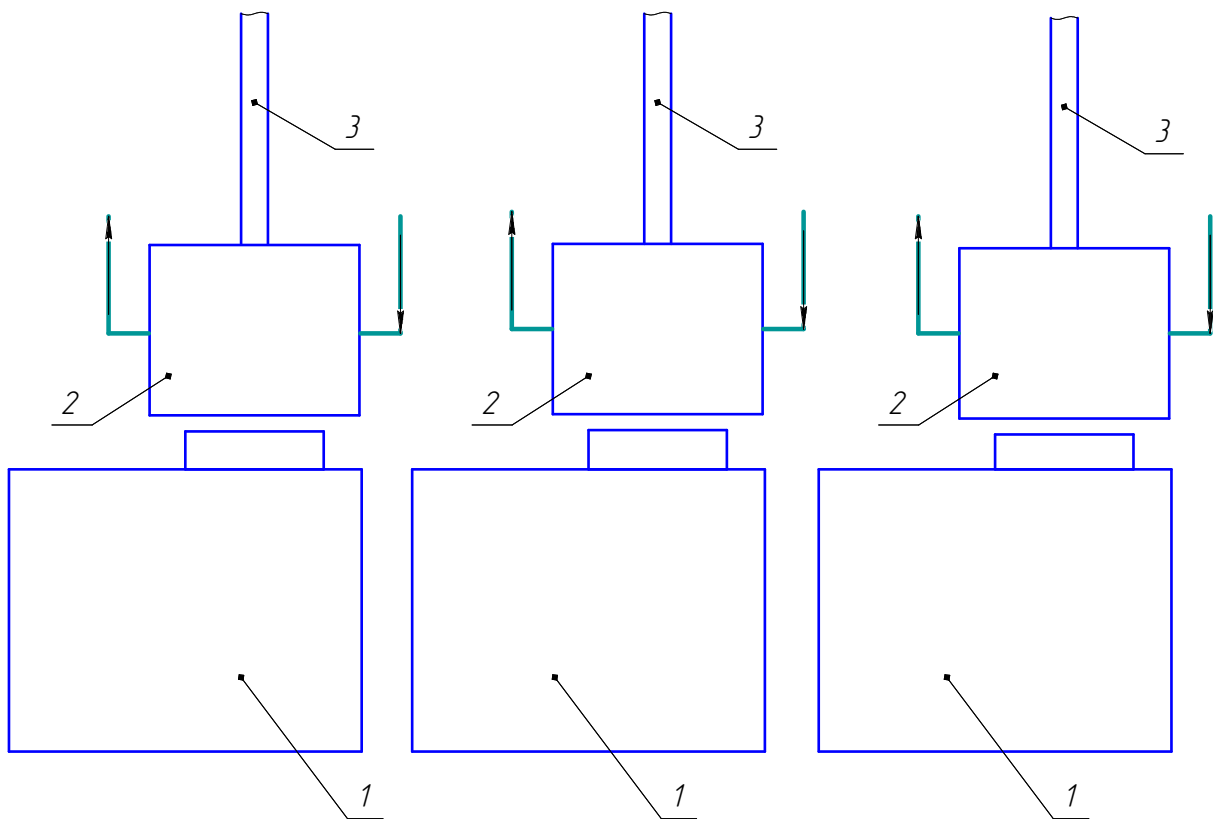


Рисунок 4.2 – Схема з трьома теплообмінниками
1 – котел, 2 – теплообмінник-утилізатор, 3 – газопровід.

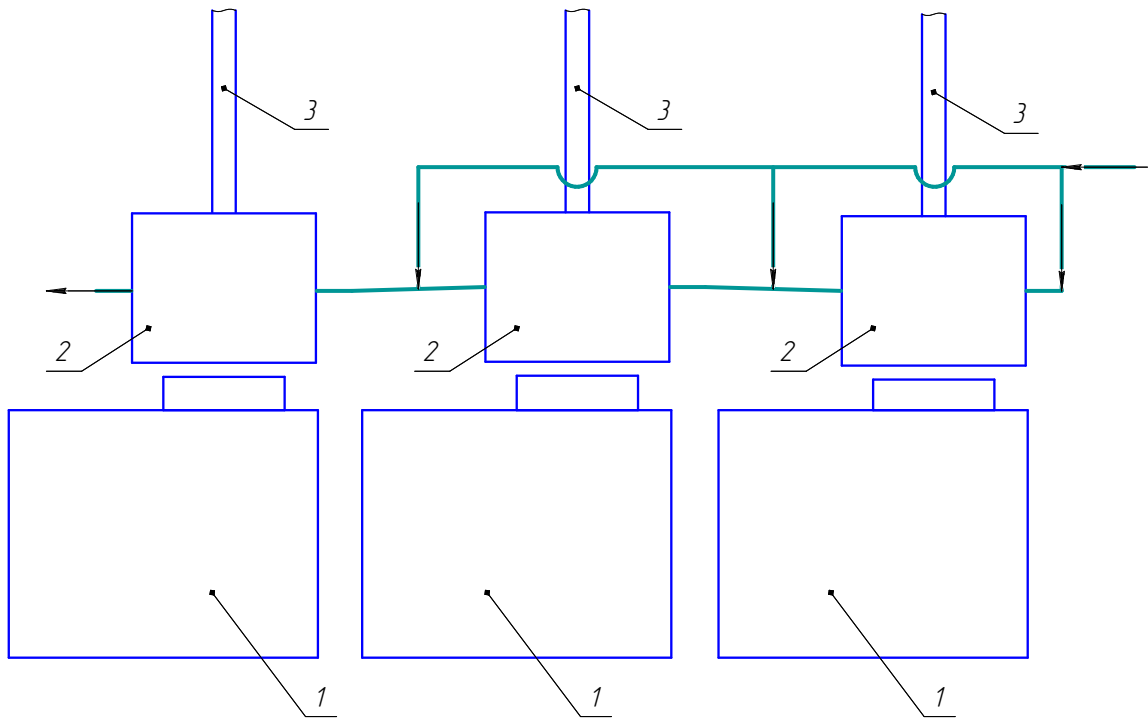


Рисунок 4.3 – Схема з трьома теплообмінниками і послідовним підключенням води

1 – котел, 2 – теплообмінник-утилізатор, 3 – газопровід.

Далі виконуємо розрахунок представлених варіантів.

4.2 Проектний розрахунок теплообмінного апарата

Вхідні дані для розрахунку

- сумарна масова витрата відхідних газів, $G_r = 10,45$ кг/с;
- сумарна масова витрата води, $G_b = 3$ кг/с;
- температура води, що гріється на вході, $t_b' = 20$ °С;
- температура води, що гріється на виході, $t_b'' = 60$ °С;
- температура відхідних газів на вході, $t_1' = 180$ °С;
- швидкість руху газів, $w_r = 15$ м/с;
- швидкість руху води, $w_b = 0,5$ м/с;
- висота пластини, $H = 1,3$ м;
- ширина пластини, $B = 0,15$ м;
- ширина каналу для проходження теплоносіїв, $a = 0,005$ м.

Як відзначалось вище, проводимо розрахунок теплообмінного обладнання для окремого встановлення за кожним котлом. Виконаємо розрахунок з варіантом швидкості руху води в каналах 0,1 м/с.

Масова витрата води становить для вибраного варіанту 1 кг/с; масова витрата газів 3,48 кг/с. Розрахунок проводимо за допомогою математичної моделі описаної в розділі 3.

Середня температура води

$$\bar{t}_B = 0,5(20 + 60) = 40 \text{ (}^\circ\text{C)}.$$

Теплофізичні властивості води для середньої температури [10-12]:
 $\rho_B = 992,5 \text{ кг/м}^3$; $C_B = 4,181 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$; $\lambda_B = 0,634 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}$; $\nu_B = 0,613 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; $Pr_B = 4,48$.

Площа поперечного перерізу для проходження теплоносіїв

– води

$$f_B = 0,005 \cdot 0,15 = 0,00075 \text{ (м}^2\text{)}.$$

– газів

$$f_G = 0,005 \cdot 1,3 = 0,0065 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Теплова потужність ТА

$$Q = 1 \cdot 4,181 \cdot (60 - 20) = 167,24 \text{ (кВт)}.$$

Беремо орієнтовно температуру газів на виході із ТА рівною 135 $^\circ$ C. Тоді середня температура газів дорівнюватиме

$$\bar{t}_G = 0,5(180 + 135) = 157,5 \text{ (}^\circ\text{C)}.$$

Густина і теплоємність газів для середньої температури [10-12]:
 $\rho_G = 0,801 \text{ кг/м}^3$; $C_{pG} = 1,088 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$.

Перевіряємо значення температури газів на виході з ТА із рівняння теплового балансу

$$t_r'' = 180 - 167,24 / (3,48 \cdot 1,088) = 135 \text{ (}^\circ\text{C)}.$$

Отже, уточнювати значення t_r'' не потрібно.

Інші теплофізичні константи для середньої температури газів [10-12]:
 $\lambda_r = 3,71 \cdot 10^{-2} \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$; $\nu_r = 23,75 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2\text{/с}$; $Pr_r = 0,68$.

Різниці температур між теплоносіями, $^\circ\text{C}$:

– більша:

$$\Delta t_6 = 180 - 60 = 120 \text{ (}^\circ\text{C)}.$$

– менша:

$$\Delta t_m = 135 - 20 = 115 \text{ (}^\circ\text{C)}.$$

Оскільки $\Delta t_6 / \Delta t_m < 1,6$, то середній температурний напір буде

$$\Delta t_{cp} = 0,5(120 + 115) = 118 \text{ (}^\circ\text{C)}.$$

Еквівалентний діаметр каналу для води та газів

$$d_{ев} = 4 \cdot 0,00075 / [2(0,005 + 0,15)] = 0,0097 \text{ (м)},$$

$$d_{ег} = 4 \cdot 0,0065 / [2(0,005 + 1,3)] = 0,0099 \text{ (м)}.$$

Критерій Рейнольдса для потоків води і газів

$$Re_v = 0,1 \cdot 0,0097 / (0,613 \cdot 10^{-6}) = 1579,$$

$$Re_r = 15 \cdot 0,0099 / (23,75 \cdot 10^{-6}) = 6292.$$

Середня температура стінки

$$t_{\text{ст}} = \frac{180 + 135 + 60 + 20}{4} = 98,75 \text{ (}^\circ\text{C)}.$$

Критерій Прандтля для води за температурою стінки рівний 1,32.

Критерій Нуссельта для теплоносіїв

$$Nu_{\text{в}} = 0,135 \cdot (1579)^{0,6} \cdot 4,48^{0,43} \cdot (4,48/1,32)^{0,25} = 29,$$

$$Nu_{\text{г}} = 0,135 \cdot (6292)^{0,6} \cdot 0,68^{0,43} \cdot 0,98 = 21.$$

Коефіцієнти тепловіддачі від газів і до води, Вт/(м²·К)

$$\alpha_{\text{в}} = 29 \cdot 6,35 \cdot 10^{-2} / 0,0097 = 1904,$$

$$\alpha_{\text{г}} = 21 \cdot 3,7 \cdot 10^{-2} / 0,0099 = 79,1.$$

Коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м²·К)

$$K = 0,8 / [(1/79,1 + 1,5 \cdot 10^{-3} / 45 + 1/1904)] = 61.$$

Необхідна площа поверхні теплообміну, м²

$$F = 167,24 \cdot 10^3 / (61 \cdot 118) = 23,48.$$

4.3 Компонувальний розрахунок

Кількість каналів для газів та води

$$n_{\text{г}} = \frac{3,48}{0,801 \cdot 0,0065 \cdot 15} = 45.$$

$$n_{\text{в}} = \frac{1}{992,5 \cdot 0,00075 \cdot 0,1} = 14.$$

Площа поверхні пластини

$$F_{\text{пл}} = 1,3 \cdot 0,15 = 0,195 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Загальна кількість пластин

$$N = 23,48 / 0,195 = 120,4 \text{ (шт.)}$$

Теплообмінник komponуємо в пакети. Кількість ходів по газам в одному пакеті приймаємо 1, кількість ходів по воді визначаємо за формулою

$$X_b = 45 / 14 = 4 \text{ (шт.)}$$

Площа поверхні теплообміну одного пакету

$$f_1 = 0,195 (45 - 1) = 8,5 \text{ (м}^2\text{)}$$

Необхідна кількість пакетів

$$\Pi = 23,48 / 8,5 = 3 \text{ (шт.)}$$

4.4 Гідравлічний розрахунок

Таким чином, для підігріву води необхідна конструкція із 4-х пакетів, які з'єднано послідовно по ходу газів. Виконуємо розрахунок для одного пакету пластинчастих каналів ТА.

Коефіцієнт гідравлічного тертя в каналах

$$\xi_b = 0,3164 / \text{Re}_b^{0,25}, \quad (4.1)$$

$$\xi_b = 0,3164 / 1579^{0,25} = 0,05,$$

$$\xi_\Gamma = 0,3164 / \text{Re}_\Gamma^{0,25}, \quad (4.2)$$

$$\xi_\Gamma = 0,3164 / 6292^{0,25} = 0,036.$$

Втрати напору по довжині каналу, Па

$$\Delta P_{\text{ТВ}} = \xi_b \cdot H / d_c (\rho_b \cdot w_b^2 / 2), \quad (4.3)$$

$$\Delta P_{\text{ТВ}} = 0,05 \cdot 1,3 / 0,0097 (992,5 \cdot 0,1^2 / 2) = 33,5 \text{ (Па)},$$

$$\Delta P_{\text{ТГ}} = \xi_{\text{Г}} \cdot H / d_e (\rho_{\text{Г}} \cdot w_{\text{Г}} / 2), \quad (4.4)$$

$$\Delta P_{\text{ТГ}} = 0,036 \cdot 1,3 / 0,0099 (0,8 \cdot 15^2 / 2) = 418 \text{ (Па)},$$

Коефіцієнти місцевих опорів визначаємо із [6]:

$$\text{вхід в камеру і вихід з неї} \quad \xi_{\text{ВХ}}^{\text{кам}} = \xi_{\text{ВИХ}}^{\text{кам}} = 1,5;$$

$$\text{вхід в канали і вихід із них} \quad \xi_{\text{ВХ}}^{\text{кан}} = \xi_{\text{ВИХ}}^{\text{кан}} = 1,0;$$

$$\text{поворот потоку на } 180^\circ \text{С} \quad \xi_{\text{ПОВ}} = 2,0.$$

Сума коефіцієнтів місцевих опорів

$$\sum \xi_{\text{М}} = \xi_{\text{ВХ}}^{\text{кам}} + \xi_{\text{ВИХ}}^{\text{кам}} + \xi_{\text{ВХ}}^{\text{кан}} + \xi_{\text{ВИХ}}^{\text{кан}} + Z_{\text{ПОВ}} \cdot \xi_{\text{ПОВ}}, \quad (4.5)$$

$$\sum \xi_{\text{М}} = 1,5 + 1,5 + 1 + 1 + 1 \cdot 2,0 = 7.$$

Втрати напору в місцевих опорах

$$\Delta P_{\text{М}}^{\text{В}} = \sum \xi_{\text{М}} \cdot \rho_{\text{В}} \cdot w_{\text{В}}^2 / 2, \quad (4.6)$$

$$\Delta P_{\text{М}}^{\text{В}} = 7 \cdot 992,5 \cdot 0,1^2 / 2 = 35 \text{ (Па)},$$

$$\Delta P_{\text{М}}^{\text{Г}} = \sum \xi_{\text{М}} \cdot \rho_{\text{Г}} \cdot w_{\text{Г}}^2 / 2, \quad (4.7)$$

$$\Delta P_{\text{М}}^{\text{Г}} = 7 \cdot 0,8 \cdot 15^2 / 2 = 631 \text{ (Па)}.$$

Втрати на самотягу під час руху газового потоку

$$\Delta P_{\text{СТ}} = g(\rho'_{\text{Г}} - \rho''_{\text{Г}})H, \quad (4.8)$$

$$\Delta P_{\text{СТ}} = 9,81(0,80 - 0,7087)1,3 = 1,74 \text{ (Па)}.$$

Сумарний гідравлічний опір теплоносіїв в одному пакеті

$$\Delta P_B = \Delta P_{TB} + \Delta P_M^B, \quad (4.9)$$

$$\Delta P_B = 33,5 + 35 = 68,5 \text{ (Па)},$$

$$\Delta P_T = \Delta P_{TT} + \Delta P_M^T + \Delta P_{CT}, \quad (4.10)$$

$$\Delta P_T = 418 + 631 + 1,74 = 1049 \text{ (Па)}.$$

Сумарний гідравлічний опір теплоносіїв в усіх пакетах, Па

$$\Sigma \Delta P_B = \Delta P_B \cdot П, \quad (4.11)$$

$$\Sigma \Delta P_B = 68,5 \cdot 3 = 205 \text{ (Па)},$$

$$\Sigma \Delta P_T = \Delta P_T \cdot П, \quad (4.12)$$

$$\Sigma \Delta P_T = 1049 \cdot 3 = 3147 \text{ (Па)}.$$

Проведено конструктивний розрахунок теплообмінника-утилізатора димових газів котла для підігріву додаткової води з умовами: швидкість води в каналах 0,1 м/с, швидкість газів 15 м/с. Необхідна площа теплообміну склала 23,48 м², коефіцієнт теплопередачі склав 61 Вт/(м²·К). Усі пластини скомпоновано у 3 пакети, які розміщено послідовно по ходу газів, кожен пакет 4 ходи по воді.

Далі проводимо розрахунок вибраних варіантів реалізації схеми. Дані заносимо в таблиці. У таблицях 2.1 – 2.3 шифрами VI, VII і VIII позначено варіанти реалізації схеми згідно пункту 2.1. Розрахунок вибраних варіантів проводимо за описаною вище математичною моделлю. Ціни на комплектацію теплообмінного апарата, насосне обладнання та електричну енергію вибрано згідно літератури [19-23].

4.5 Аналіз вибраних варіантів встановлення утилізатора

Таблиця 4.1 – Розрахунок варіанту реалізації схеми з одним теплообмінником та підбір швидкості перекачування води у ВІІ.

Назва величини	Од. вим.	Параметр розрахунку/ значення					
		В І	Аналіз швидкості перекачування води / В ІІ				
1	2	3	4				
Масова витрата відхідних газів	кг/с	10,45	3,48	3,48	3,48	3,48	3,48
Масова витрата додаткової води	кг/с	3	1	1	1	1	1
Температура води, що гріється на виході	°С	20	20	20	20	20	20
Температура води, що гріється на вході	°С	60	60	60	60	60	60
Температура газів на вході	°С	180	180	180	180	180	180
Висота пластини		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Ширина пластини		0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Ширина каналу для проходження теплоносіїв	м	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Середня температура води	°С	40	40	40	40	40	40
Теплофізичні властивості води							
$\rho_{\text{в}}$	кг/м ³	992,5	992,5	992,5	992,5	992,5	992,5
$c_{\text{в}}$	кДж/ /(кг·К)	4,181	4,18	4,18	4,18	4,18	4,18
$\lambda_{\text{в}}$	Вт/ /(м·К)	0,635	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
$\nu_{\text{в}}$	м ² /с	$6,13 \cdot 10^{-07}$	$6,13 \cdot 10^{-07}$	$6,13 \cdot 10^{-07}$	$6,13 \cdot 10^{-07}$	$6,13 \cdot 10^{-07}$	$6,13 \cdot 10^{-07}$
$Pr_{\text{в}}$		4,48	4,49	4,49	4,49	4,49	4,49
Площа поперечного перерізу для проходження теплоносіїв							
Води	мм ²	750	750	750	750	750	750
Газів	М ²	0,006	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Продовження таблиці 4.1 – Розрахунок варіанту реалізації схеми з одним

Продовження таблиці 4.1 – Розрахунок варіанту реалізації схеми з одним теплообмінником та підбір швидкості перекачування води у ВІІ

1	2	3	4				
Середня температура стінки	°C	98,75	98,75	98,75	98,75	98,75	98,75
Критерій Прандтля для води за температурою стінки	-	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
Критерії Нуссельта для теплоносіїв							
Води	-	56,1	29,02	43,99	56,10	66,67	76,22
Газів	-	21,3	21,26	21,26	21,26	21,26	21,26
Коефіцієнти тепловіддачі від газів і до води							
Води	Вт/ /(м ² ·К)	3680	1903	2885	3680	4373	5000
Газів	Вт/ /(м ² ·К)	79,1	79,11	79,11	79,11	79,11	79,11
Коефіцієнт теплопередачі	Вт/ /(м ² ·К)	77,2	60,61	61,44	61,80	62,00	62,14
Необхідна площа поверхні теплообміну	м ²	55,3	23,48	23,17	23,03	22,96	22,91
Компонувальний розрахунок							
Кількість каналів для газів та води							
Води	шт	13,4	13,43	6,72	4,48	3,36	2,69
Газів	шт	133,7	44,58	44,58	44,58	44,58	44,58
Площа поверхні пластини	м ²	0,2	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Загальна кількість пластин	шт	283,5	120,4	118,8	118,1	117,7	117,4
Кількість ходів по воді	шт	10,0	3,32	6,64	9,96	13,27	16,59
Площа поверхні теплообміну одного пакету	м ²	25,9	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50
Необхідна кількість пакетів	шт	3	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Гідравлічний розрахунок							
Коефіцієнт гідравлічного тертя в каналах							
Води	-	0,04	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03
Газів	-	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04

Продовження таблиці 4.1 – Розрахунок варіанту реалізації схеми з одним

теплообмінником та підбір швидкості перекачування води у ВП

1	2	3	4				
Втрати напору по довжині каналу							
Води	Па	228,8	33,46	112,5	228,8	378,52	559,35
Газів	Па	417,9	417,9	417,9	417,9	417,97	417,97
Сума коефіцієнтів місцевих опорів	-	7	7	7	7	7	7
Втрати напору в місцевих опорах							
Води	Па	312,6	35	139	313	556	868
Газів	Па	631,1	631	631	631	631	631
Сумарний гідравлічний опір теплоносіїв в одному пакеті							
Води	Па	541	68,19	251,4	541,4	934,32	1427,7
Газів	Па	1049	1049	1049	1049	1049	1049
Сумарний гідравлічний опір теплоносіїв в усіх пакетах							
Води	Па	1624	204	754	1624	2802	4283
Газів	Па	3147	3147	3147	3147	3147	3147
Витрата електроенергії на перекачування							
Води	Вт	2829	1187	4380	9429	16272	24867
Газів	Вт	15736	5245	5245	5245	5245	5245
Вартість перекачування	тис.грн /сез	848	123,9	185,5	282,8	414,7	580,3
Вартість теплообмінника	тис.грн	850	361,2	356,4	354,3	353,17	352,39
Оптимум	тис.грн	1699	485,2	541,9	637,1	767,87	932,72

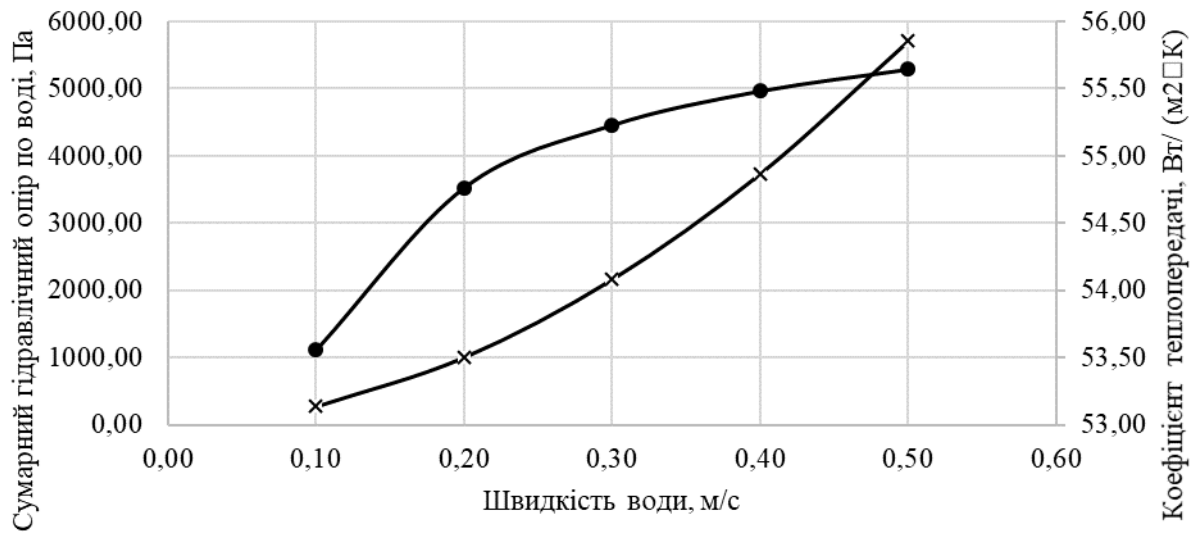


Рисунок 4.4 - До вибору швидкості перекачування води
 —x— Сумарний гідравлічний опір теплоносіїв в усіх пакетах
 —●— Коефіцієнт теплопередачі

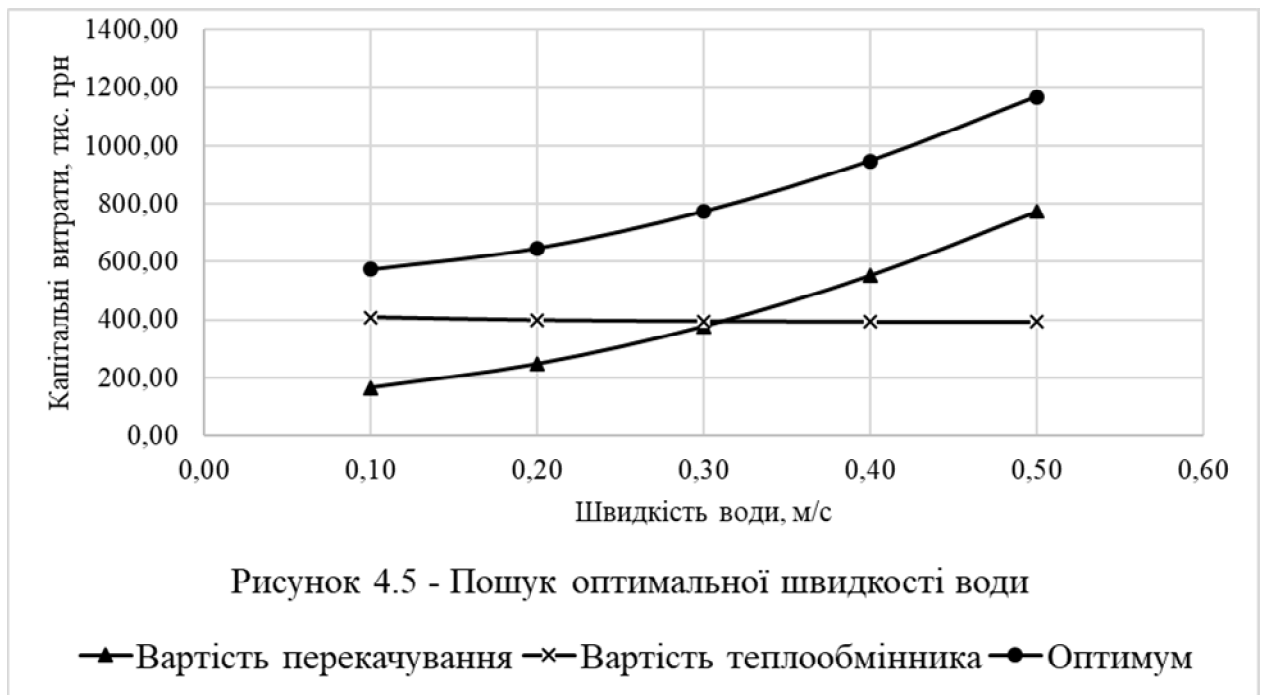


Рисунок 4.5 - Пошук оптимальної швидкості води

—▲— Вартість перекачування —x— Вартість теплообмінника —●— Оптимум

Аналіз показує, що із збільшенням швидкості перекачування води коефіцієнт теплопередачі зростає на 4%, тоді як сумарні гідравлічні втрати зростають у 21 раз, що свідчить про нераціональність забезпечення високих швидкостей води в ТА. Із рисунка 4.5 видно, що оптимум по швидкості перекачування теплоносія в залежності від капітальних витрат на теплообмінник знаходиться в межах 0,3 м/с.

Отже, для перекачування води приймаємо швидкість 0,3 м/с.

Таблиця 4.2 – Розрахунок варіанту реалізації схеми з підбором швидкості руху газів у ВІІ.

Назва величини	Од. вим.	Параметр розрахунку/ значення				
		Аналіз швидкості перекачування газу / В ІІ				
1	2	3				
Масова витрата відхідних газів	кг/с	3,48	3,48	3,48	3,48	3,48
Масова витрата додаткової води	кг/с	1	1	1	1	1
Температура води, що гріється на виході	°С	20	20	20	20	20
Температура води, що гріється на вході	°С	60	60	60	60	60
Температура відхідних газів на вході	°С	180	180	180	180	180
Висота пластини		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Ширина пластини		0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Ширина каналу для проходження теплоносіїв	м	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Середня температура води	°С	40	40	40	40	40
Теплофізичні властивості води						
$\rho_{\text{в}}$	кг/м ³	992,49	992,4	992,49	992,49	992,49
$c_{\text{в}}$	кДж/(кг·К)	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181
$\lambda_{\text{в}}$	Вт/(м·К)	0,635	0,63	0,635	0,635	0,635
$\nu_{\text{в}}$	м ² /с	$6,13 \cdot 10^{-07}$	$6,13 \cdot 10^{-07}$	$6,13 \cdot 10^{-07}$	$6,13 \cdot 10^{-07}$	$6,13 \cdot 10^{-07}$
$Pr_{\text{в}}$	-	4,485	4,485	4,485	4,485	4,485
Площа поперечного перерізу для проходження теплоносіїв						
Води	м ²	0,0007	0,0007	0,00075	0,00075	0,00075
Газів	м ³	0,0065	0,006	0,0065	0,0065	0,0065

Продовження таблиці 4.2 – Розрахунок варіанту реалізації схеми з підбором швидкості руху газів у ВП.

1	2	3				
Теплова потужність ТА	кВт	167,24	167,2	167,24	167,24	167,24
Теплова потужність передана газами	кВт	170,58	170,5	170,58	170,58	170,58
Орієнтовна температура газів	°С	135	135	135	135	135
Середня температура газів	°С	157,5	157,5	157,5	157,5	157,5
Теплоємність газів	кДж/ (кг·К)	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
Перевіряємо значення температури газів на виході з ТА	°С	135,9	135,9	135,9	135,9	135,9
Теплофізичні властивості газів						
ρ_3	кг/м ³	0,801	0,801	0,801	0,801	0,801
λ_3	Вт/ (м·К)	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
ν_3	м ² /с	$2,38 \cdot 10^{-05}$	$2,38 \cdot 10^{-05}$	$2,38 \cdot 10^{-05}$	$2,38 \cdot 10^{-05}$	$2,38 \cdot 10^{-05}$
Pr_r	-	0,675	0,675	0,675	0,675	0,675
Різниця температур між теплоносіями						
більша	°С	120	120	120	120	120
менша	°С	115	115	115	115	115
Середній температурний напір	°С	117,5	117,5	117,5	117,5	117,5
Еквівалентний діаметр каналу для води та газів						
Води	м ²	0,0096	0,0096	0,0096	0,0096	0,0096
Газів	м ²	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099
Швидкість теплоносіїв						

Продовження таблиці 4.2 – Розрахунок варіанту реалізації схеми з підбором швидкості руху газів у ВП.

1	2	3				
Води	м/с	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Газів	м/с	5	8	11	15	17
Критерій Рейнольдса для потоків води і газів						
Води	-	4738	4738	4738	4738	4738
Газів	-	2097	3355	4613	6291	7130
Середня температура стінки	°С	98,75	98,75	98,75	98,75	98,75
Критерій Прандтля для води за температурою стінки	-	1,317	1,317	1,317	1,317	1,317
Критерії Нуссельта для теплоносіїв						
Води	-	56,10	56,10	56,10	56,10	56,10
Газів	-	11,00	14,58	17,65	21,26	22,91
Коефіцієнти тепловіддачі від газів і до води						
Води	Вт/ /(м ² ·К)	3680,3	3680	3680,3	3680,3	3680,3
Газів	Вт/ /(м ² ·К)	40,92	54,25	65,68	79,11	85,28
Коефіцієнт теплопередачі	Вт/ /(м ² ·К)	32,33	42,70	51,51	61,80	66,49
Необхідна площа поверхні теплообміну	м ²	44,02	33,34	27,63	23,03	21,41
Компонувальний розрахунок						
Кількість каналів для газів та води						
Води	шт	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48
Газів	шт	133,74	83,59	60,79	44,58	39,34
Площа поверхні пластини	м ²	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Загальна кількість пластин	шт	225,74	170,9	141,71	118,12	109,77

Продовження таблиці 4.2 – Розрахунок варіанту реалізації схеми з підбором

швидкості руху газів у ВП.

1	2	3				
Кількість ходів по воді	шт	29,87	18,67	13,58	9,96	8,78
Площа поверхні теплообміну одного пакету	м ²	25,89	16,11	11,66	8,50	7,48
Необхідна кількість пакетів	шт	3	3	3	3	4
Гідравлічний розрахунок						
Коефіцієнт гідравлічного тертя в каналах						
Води	-	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038
Газів	-	0,047	0,042	0,038	0,036	0,034
Втрати напору по довжині каналу						
Води	Па	228,8	228,8	228,8	228,8	228,8
Газів	Па	61,1	139,1	242,9	418,0	520,3
Сума коефіцієнтів місцевих опорів	-	7	7	7	7	7
Втрати напору в місцевих опорах						
Води	Па	312,6	312,6	312,6	312,6	312,6
Газів	Па	70,1	179,5	339,4	631,1	810,6
Сумарний гідравлічний опір теплоносіїв в одному пакеті						
Води	Па	541,4	541,4	541,4	541,4	541,4
Газів	Па	131,2	318,6	582,3	1049,1	1330,9
Сумарний гідравлічний опір теплоносіїв в усіх пакетах						
Води	Па	1082,9	1624	1624,3	1624,3	1624,3
Газів	Па	262,5	955,9	1746,8	3147,2	3992,7
Сумарний гідравлічний опір	Па	1345,3	2580	3371,1	4771,5	5617,0
Витрата електроенергії на перекачування						
Води	Вт	6286,6	9430	9430,0	9430,0	9430,0
Газів	Вт	437,5	1593	2911,4	5245,3	6654,6
Вартість перекачування	тис.грн/ /сез.	129,6	212,4	237,8	282,8	310,0
Вартість теплообмінника	тис.грн	677,2	512,9	425,1	354,3	329,3
Оптимум	тис.грн	806,8	725,3	663,0	637,2	639,3

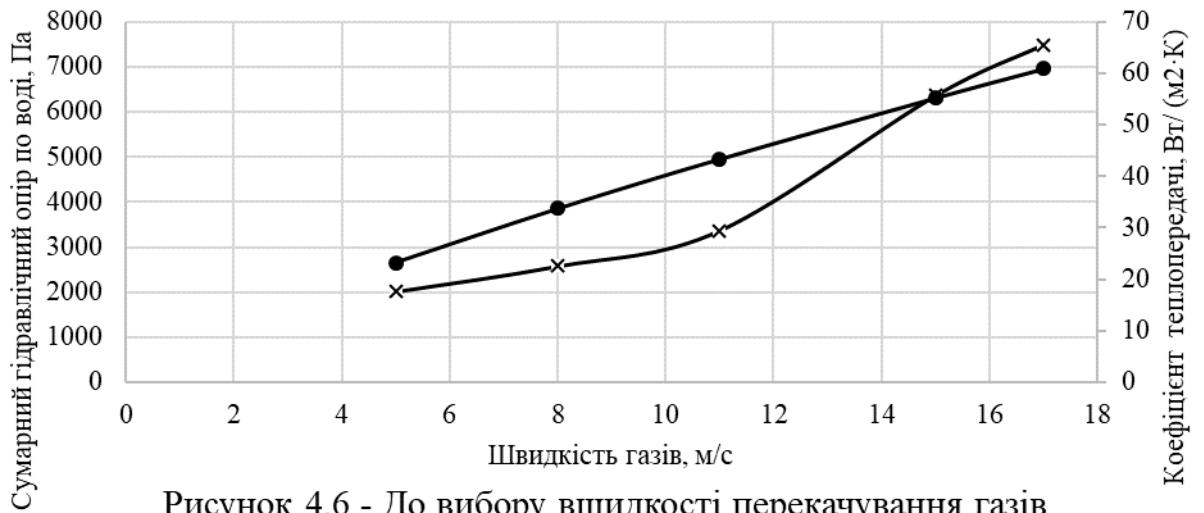


Рисунок 4.6 - До вибору швидкості перекачування газів
 —x— Сумарний гідравлічний опір теплоносіїв в усіх пакетах
 —●— Коефіцієнт теплопередачі



Рисунок 4.7 - Пошук оптимальності по швидкості газів
 —x— Вартість перекачування —▲— Вартість теплообмінника —●— Оптимум

Із графіків видно, що перекачування газу із швидкістю більше 10 м/с призводить до швидкого зростання коефіцієнту теплопередачі теплообмінного апарату, а після швидкості 16 м/с крива коефіцієнту теплопередачі знову приймає більш горизонтальне положення. Рисунок 4.7 також підтверджує отриманий вище результат і показує, що зона оптимальності знаходиться в діапазоні 14...16 м/с.

Отже, за результатами аналізу приймаємо швидкість руху газів через теплообмінник 15 м/с, швидкість руху води 0,3 м/с.

Таблиця 4.3 – Розрахунок системи за ВІІІ

Назва величини	Од. вим.	Параметр розрахунку/ значення		
		В ІІІ		
1	2	3	4	5
Масова витрата відхідних газів	кг/с	I ступінь	II ступінь	III ступінь
		3,48	3,48	3,48
Масова витрата додаткової води	кг/с	3	3	3
Температура води, що гріється на вході	°C	20	20	20
Температура відхідних газів на вході	°C	180	180	180
Швидкість руху газів	м/с	15	15	15
Швидкість руху води	м/с	0,5	0,5	0,5
Висота пластини	м	1,3	1,3	1,3
Ширина пластини	м	0,15	0,15	0,15
Ширина каналу для проходження теплоносіїв	м	0,005	0,005	0,005
Середня температура води	°C	26,6	39,9	53,3
Теплофізичні властивості води				
$\rho_{\text{в}}$	кг/м ³	997,99	992,49	985,53
$c_{\text{в}}$	кДж/ /(кг·К)	4,18	4,18	4,18
$\lambda_{\text{в}}$	Вт/ /(м·К)	0,613	0,634	0,65
$\nu_{\text{в}}$	м ² /с	$8,33 \cdot 10^{-07}$	$6,13 \cdot 10^{-07}$	$4,93 \cdot 10^{-07}$
$Pr_{\text{в}}$	-	5,9	4,48	3,478
Площа поперечного перерізу для проходження теплоносіїв				
Води	м ²	0,00075	0,00075	0,00075
Газів	м ³	0,0065	0,0065	0,0065
Теплова потужність ТА	кВт	167,24	167,13	167,17

Продовження таблиці 4.3 – Розрахунок системи за ВІІІ

1	2	3	4	5
Теплова потужність передана газами	кВт	167,17	167,17	167,17
Температура води на виході з ступеня	°С	33,3	46,6	59,96
Орієнтовна температура газів	°С	135	135	135
Середня температура газів	°С	157,5	157,5	157,5
Теплоємність газів	кДж/ /(кг·К)	1,088	1,088	1,088
Перевіряємо значення температури газів на виході з ТА	°С	135,88	135,9	135,89
Теплофізичні властивості газів				
ρ_3	кг/м ³	0,80	0,8	0,8
λ_3	Вт/(м×К)	0,037	0,037	0,037
ν_3	м ² /с	$2,38 \cdot 10^{-05}$	$2,38 \cdot 10^{-05}$	$2,38 \cdot 10^{-05}$
$R_{гг}$	-	0,675	0,675	0,675
Різниця температур між теплоносіями				
більша	°С	146,66	133,34	120,035
менша	°С	115	115	115
Середній температурний напір	°С	130,83	124,17	117,51
Еквівалентний діаметр каналу для води та газів				
Води	м	0,0096	0,0096	0,0096
Газів	м	0,0099	0,0099	0,0099
Критерій Рейнольдса для потоків води і газів				
Води	-	3485,9	4737,9	5889,4
Газів	-	6291,5	6291,5	6291,5
Середня температура стінки	°С	92,08	95,41	98,74
Критерій Прандтля для води за температурою стінки	-	1,56	1,43	1,31

Продовження таблиці 4.3 – Розрахунок системи за ВІІІ

1	2	3	4	5
Критерії Нуссельта для теплоносіїв				
Води	-	53,92	54,89	53,77
Газів	-	21,26	21,26	21,26
Коефіцієнти тепловіддачі від газів і до води				
Води	Вт/ /(м ² ·К)	3419,84	3600,74	3612,82
Газів	Вт/ /(м ² ·К)	79,11	79,11	79,11
Коефіцієнт теплопередачі	Вт/ /(м ² ·К)	61,70	61,77	61,77
Необхідна площа поверхні теплообміну	м ²	20,72	21,79	23,03
Компонувальний розрахунок				
Кількість каналів для газів та води				
Води	шт	13,36	13,43	13,53
Газів	шт	44,58	44,58	44,58
Площа поверхні пластини	м ²	0,20	0,20	0,20
Загальна кількість пластин	шт	106,25	111,75	118,10
Кількість ходів по воді	шт	3,34	3,32	3,30
Площа поверхні теплообміну одного пакету	м ²	8,50	8,50	8,50
Необхідна кількість пакетів	шт	3	3	3
Гідравлічний розрахунок				
Коефіцієнт гідравлічного тертя в каналах				
Води	-	0,041	0,038	0,036
Газів	-	0,036	0,036	0,036
Втрати напору по довжині каналу				
Води	Па	248,42	228,81	215,17
Газів	Па	417,97	417,97	417,97
Сума коефіцієнтів місцевих опорів	-	7	7	7
Втрати напору в місцевих опорах				
Води	Па	314,4	312,6	310,4

Продовження таблиці 4.1 – Розрахунок системи за ВІІІ

1	2	3	4	5
Газів	Па	631,1	631,1	631,1
Сумарний гідравлічний опір теплоносіїв в одному пакеті				
Води	Па	562,8	541,4	525,6
Газів	Па	1049,1	1049,1	1049,1
Сумарний гідравлічний опір теплоносіїв в усіх пакетах				
Води	Па	1688,351	1688,4	1624,3
Газів	Па	3147,163	3147,2	3147,2
Сумарний гідравлічний опір	Па	4835,513	4835,5	4771,5
Витрата електроенергії на перекачування				
Води	Вт	9801,8	9430,1	9154,5
Газів	Вт	15735,8	15735,8	15735,8
Вартість перекачування	тис.грн /сез	492,2	485,0	479,7
Вартість теплообмінника	тис.грн	318,8	335,3	354,3
Оптимум	тис.грн	810,9	820,3	834,0

Для проведення аналізу вибраних варіантів побудовано діаграму рис. 4.8. На діаграмі наведено сумарні характеристики вибраних варіантів модернізації.

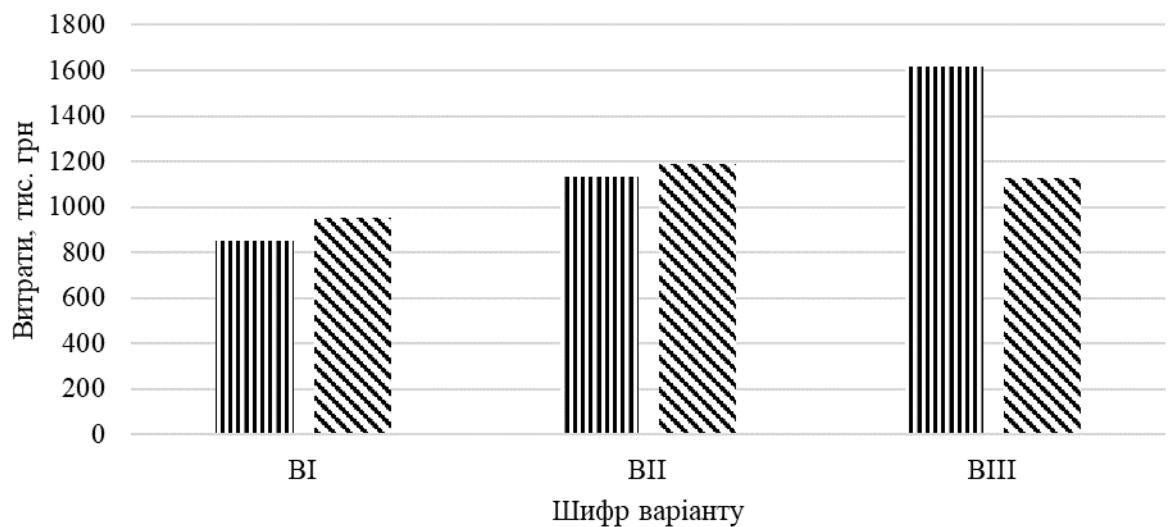


Рисунок 4.8 - сумарні капітальні витрати на варіанти
 ■ Витрати на ЕЕ ▨ Витрати на встановлення ТА

Як видно з рисунка витрати електроенергії зростають відповідно до порядкових номерів вибраних варіантів, при цьому для розділення потоку газів на 3 частини за ВІ збільшуються капітальні вкладення в ТА в порівнянні з ВІ.

Реалізація варіанту ВІ дає найменшу економію коштів як з точки зору перекачування теплоносіїв так і з точки зору встановлення теплообмінника, проте за такого варіанту неможливо проводити чистку та ремонт теплообмінника, оскільки необхідно повністю відключити теплообмінник.

Для реалізації приймаємо варіант ВІІ із розділенням потоків газу і води по окремим теплообмінникам. Такий варіант оптимальний як з точки зору капітальних витрат та і з точки зору надійності роботи установки.

5 РОЗРАХУНКИ ТЕПЛОВОЇ СХЕМИ КОТЕЛЬНОЇ З УТИЛІЗАТОРОМ ТЕПЛОТИ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ

5.1 Розрахунок модернізованої теплової схеми котельні в опалювальний період

Початкові дані:

- температура води в подавальному трубопроводі на виході з котельні $t_{\text{пр}} = 100^{\circ}\text{C}$;
- температура води в зворотному трубопроводі на вході в котельню $t_{\text{зв}} = 60^{\circ}\text{C}$;
- необхідна потужність опалення $Q_{\text{оп}} = 11,4 \text{ МВт}$;
- необхідна потужність гарячого водопостачання $Q_{\text{гвп}} = 3,4 \text{ МВт}$;
- теплота згорання палива $Q^{\text{H}}_{\text{р}} = 34600 \text{ кДж/м}^3$.

Розрахунок проводимо згідно [15-18, 25-29]

Температура води в подавальному трубопроводі теплової мережі на виході з котельні

$$t'_{\text{пр}} = t_{\text{пр}} - 2, \quad (5.1)$$

$$t'_{\text{пр}} = 100 - 2 = 98 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Температура води в зворотному трубопроводі на вході в котельню

$$t'_{\text{зв}} = t_{\text{зв}} + 2, \quad (5.2)$$

$$t'_{\text{зв}} = 60 + 2 = 62 \text{ (}^{\circ}\text{C)}.$$

Витрата мережної води через систему опалення

$$G_{\text{ТМ}}^{\text{оп}} = \frac{Q_{\text{оп}}}{c_{\text{в}} \cdot (t_{\text{пр}} - t_{\text{зв}}) \cdot \eta_{\text{р}}}, \quad (5.3)$$

де $c_{\text{в}}$ – теплоємність води, кДж/(кг·К);

$t'_{\text{пр}}$ – температура подавальної мережної води, $^{\circ}\text{C}$;

$t_{зв}$ – температура зворотної мережної води, °С;
 η_p – ККД радіаторів.

$$G_{TM}^{оп} = \frac{11400}{(4,19 \cdot (98 - 62) \cdot 0,98)} = 77,1 \text{ (кг / с)}.$$

Витрата мережної води в підігрівнику гарячого водопостачання

$$G_{TM}^{ГВП} = \frac{Q_{ГВП}}{c_B \cdot (t_{пр} - t_{зв}) \cdot \eta_{то}}, \quad (5.4)$$

$$G_{TM}^{ГВП} = \frac{3400}{(4,19 \cdot (98 - 62) \cdot 0,98)} = 23 \text{ (кг/с)}.$$

Загальна витрата мережної води для опалення і ГВП

$$G_{TM} = G_{TM}^{оп} + G_{TM}^{ГВП}, \quad (5.5)$$

$$G_{TM} = 77,1 + 23 = 100,1 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата додаткової води

$$G_{дв} = G_{TM} \cdot \alpha_{втр}, \quad (5.6)$$

де $\alpha_{втр}$ – частка втрат мережної води, пов'язаних з витіканням води в мережах, приймаємо 3% [15].

$$G_{дв} = 100,1 \cdot 0,03 = 3,003 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата сирієї води

$$G_{с.в.} = G_{дв} \cdot \alpha, \quad (5.7)$$

$$G_{с.в.} = 3,003 \cdot 1,2 = 3,6 \text{ (кг/с)}.$$

де α – частка витрат води на власні потреби цеху хімводоочистки (ХВО).

Приймаємо температуру води перед фільтрами ХВО $t_{XB}=20$ °С та температуру води перед мережним насосом 60 °С. Визначаємо потужність теплообмінників.

$$Q_{ПХВ} = Q_{ТУ} = G_{ДВ} \cdot c_B (t_{ПХВ} - t'_{ПХВ}), \quad (5.8)$$

$$Q_{ПХВ} = Q_{ТУ} = 3 \cdot 4,174 \cdot (60 - 20) = 500,5 \text{ (кВт)}.$$

$$Q_{ПСВ} = G_{С.В} \cdot c_B (t_{XB} - t_{СВ}), \quad (5.9)$$

$$Q_{ПСВ} = 3,6 \cdot 4,19 \cdot (20 - 5) = 227 \text{ (кВт)}.$$

Підігрів додаткової води у ПХВ здійснюємо за рахунок утилізації теплоти відхідних газів котла. В подальшому необхідно перевірити чи забезпечують відхідні гази необхідну потужність. Розраховуємо витрату води на теплообмінник ПСВ. Для розрахунку приймаємо перепад температур по грійній воді у ПСВ 40 °С, тобто $t_{під}' = 60$ °С. Витрата грійної води на ПСВ із теплового балансу

$$G_{ПВ} = \frac{G_{СВ} \cdot c_B (t_{XB} - t_{СВ})}{c_B (t_{пр} - t'_{пр})}, \quad (5.10)$$

$$G_{ПВ} = \frac{227}{4,19 \cdot (40)} = 1,35 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата мережної води перед мережним насосом МН

$$G_{МН} = G_{ТМ} \cdot (1 - \alpha_{ВТР}) + G_{ДВ} + G_{ПВ}, \quad (5.11)$$

$$G_{МН} = 100,1 \cdot (1 - 0,03) + 3,003 + 1,35 = 101,45 \text{ (кг/с)}.$$

Температура води перед мережним насосом

$$t_{\text{MH}} = \frac{G_{\text{TM}} \cdot (1 - \alpha_{\text{ВТР}}) \cdot t_{\text{ЗВ}} + G_{\text{ДВ}} \cdot t_{\text{ПМ}} + G_{\text{ПВ}} \cdot t_{\text{ПР}}''}{G_{\text{MH}}}, \quad (5.12)$$

$$t_{\text{MH}} = \frac{100,1 \cdot (1 - 0,03) \cdot 60 + 3,003 \cdot 60 + 1,35 \cdot 60}{101,45} = 60 \text{ (}^\circ\text{C)}.$$

Витрата мережної води в котлі

$$G_{\text{K}} = G_{\text{MH}}, \quad (5.13)$$

$$G_{\text{K}} = 101,45 \text{ (кг/с)}.$$

Теплова потужність котельні

$$Q_{\text{K}} = G_{\text{K}} \cdot c_{\text{В}} \cdot (t_{\text{K}}'' - t_{\text{K}}'), \quad (5.14)$$

$$Q_{\text{K}} = 101,45 \cdot 4,19 \cdot (100 - 60) = 17003 \text{ (кВт)}.$$

Витрата умовного та робочого палива в котлі

$$B_{\text{y}} = \frac{Q_{\text{K}}}{(Q_{\text{HY}}^{\text{p}} \cdot \eta)}, \quad (5.15)$$

$$B_{\text{y}} = \frac{17003}{(29300 \cdot 0,9)} = 0,645 \text{ (кг/с)},$$

$$B_{\text{p}} = \frac{Q_{\text{K}}}{(Q_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot \eta)}, \quad (5.16)$$

$$B_{\text{p}} = \frac{17003}{(34600 \cdot 0,9)} = 0,546 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

Економія природного газу в разі установки утилізатора

$$\Delta B_{\text{p}} = B_{\text{p}}' - B_{\text{p}}, \quad (5.17)$$

$$\Delta B_p = 0,577 - 0,546 = 0,031 \text{ (м}^3/\text{с)}.$$

Річна економія економія палива за максимально-опалювальний період

$$\Delta B_p^p = \Delta B_p \cdot \tau_{\text{оп}}^M, \quad (5.18)$$

$$\Delta B_p^p = 0,031 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 3600 = 80352 \text{ (м}^3/\text{сез)}.$$

ККД котельні

$$\eta_{\text{кот}} = \frac{(Q_{\text{оп}} + Q_{\text{ГВП}})}{(B_p \cdot Q_{\text{HP}}^p)}, \quad (5.19)$$

$$\eta_{\text{кот}} = \frac{(11,4 + 3,4)}{(0,546 \cdot 34,6)} = 0,783.$$

Перевіряємо потужність, яку можуть забезпечити димові гази після модернізації теплової схеми.

Масова витрата газів із котлів

$$Q_d = \beta_1 \cdot B_p \cdot V_{\Gamma} \frac{t_{\text{вг}} + 273}{273} \cdot \frac{P_0}{P_6} \cdot 3600, \quad (5.20)$$

де B_p – розрахункова витрата палива, м³/с;

V_{Γ} – дійсний об'єм газів, визначений під час теплового розрахунку котла, м³/м³;

$t_{\text{вг}}$ – температура відхідних газів, °С;

β_1 – коефіцієнт запасу, який приймають $\beta_1 = 1,05$.

$$Q_d = 1,1 \cdot 0,491 \cdot 12,2 \cdot \frac{180 + 273}{273} \cdot 3600 = 39361 \text{ (м}^3/\text{год)}.$$

Секундна масова витрата газів

$$G_{\Gamma} = Q_d \cdot \rho_{\Gamma} / 3600, \quad (5.21)$$

де ρ_r – густина газів при середній температурі, згідно [12] $\rho_r = 0,956 \text{ кг/м}^3$.

$$G_r = 39361 \cdot 0,956 / 3600 = 10,45 \text{ (кг/с)}.$$

Температура газів на виході із теплоутилізатора

$$g'' = g' - \frac{Q_{\text{ПХВ}}}{G_r \cdot C_{\text{пр}}}, \quad (5.22)$$

$$g'' = 180 - \frac{503}{10,45 \cdot 1,07} = 135 \text{ (}^\circ\text{C)}.$$

Отже, охолодження димових газів у теплообміннику-утилізаторі для підігріву додаткової води забезпечить необхідну потужність для ПХВ та температура газів на виході складе $135 \text{ }^\circ\text{C}$.

5.2 Розрахунок теплової схеми водогрійної котельні в середньо опалювальному режимі

Розрахунок теплової схеми для середньо-опалювального та міжопалювального режиму проводиться за аналогічними формулами, що й для максимальноопалювального режиму роботи котельні.

За весь опалювальний період часто змінюється температура навколишнього середовища, тобто зовнішня температура повітря піднімається та знижується. Тому, для покращення внутрішніх умов у приміщенні перераховують температури в прямому і зворотному трубопроводах. Це впливає на зміну потужності опалення, а також на витрату палива [16-18].

Початкові дані:

- теплова потужність опалення $Q_{\text{оп}} = 11400 \text{ кВт}$;
- теплова ГВП $Q_{\text{ГВП}} = 3400 \text{ кВт}$;
- теплота згорання палива $Q_p^H = 34600 \text{ кДж/кг}$;
- ККД котла $\eta_k = 90\%$.

Потужність середньо опалювального періоду

$$\frac{Q'_0}{Q_0} = \frac{t_{\text{ВН}} - t'}{t_{\text{ВН}} - t_{30}}, \quad (5.23)$$

$$\frac{Q'_0}{Q_0} = \frac{21+0,2}{21-(-21)} = 0,505.$$

Температурний графік котельні згідно режимної карти становить 90/50 °С. Для трубопроводів відповідно 88 та 52 °С. Витрата мережної води через радіатори опалення

$$G_{\text{TM}}^{\text{оп}} = \frac{Q_{\text{оп}} \cdot \left(\frac{Q'_0}{Q_0} \right)}{C_p \cdot (\tau_1 - \tau_2)}, \quad (5.24)$$

$$G_{\text{TM}}^{\text{оп}} = \frac{11400 \cdot 0,505}{4,19 \cdot (88 - 52)} = 38,17 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата мережної води в підігрівнику гарячого водопостачання

$$G_{\text{TM}}^{\text{ГВП}} = \frac{3400}{(4,19 \cdot (88 - 52) \cdot 0,98)} = 23 \text{ (кг/с)}.$$

Загальна витрата мережної води

$$G_{\text{TM}} = G_{\text{TM}}^{\text{оп}} + G_{\text{TM}}^{\text{ГВП}}, \quad (5.25)$$

$$G_{\text{TM}} = 38,17 + 23 = 61,17 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата додаткової води

$$G_{\text{дв}} = G_{\text{TM}} \cdot \alpha_{\text{втр}}, \quad (5.26)$$

де $\alpha_{\text{втр}}$ – частка втрат мережної води, пов'язаних з витіканням води в мережах.

$$G_{\text{дв}} = 61,17 \cdot 0,03 = 1,83 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата сирої води

$$G_{c.B} = 1,83 \cdot 1,2 = 2,2 \text{ (кг/с)}.$$

де α – частка витрат води на власні потреби цеху хімводоочистки (ХВО).

Приймаємо температуру води перед фільтрами ХВО $t_{x.B} = 20$ °С та температуру води перед мережним насосом 50 °С. Визначаємо потужність теплообмінників.

$$Q_{пхв} = Q_{ту} = 1,83 \cdot 4,19 \cdot (50 - 20) = 230 \text{ (кВт)}.$$

$$Q_{псв} = 2,2 \cdot 4,19 \cdot (20 - 5) = 138,3 \text{ (кВт)}.$$

Підігрів додаткової води у ПХВ здійснюємо за рахунок утилізації теплоти відхідних газів котла. Розраховуємо витрату води на теплообмінник ПСВ. Для розрахунку приймаємо перепад температур по грійній воді у ПСВ 40 °С, тобто $t_{під}' = 50$ °С. Витрата грійної води на ПСВ із теплового балансу

$$G_{пв} = \frac{138,3}{4,19 \cdot (40)} = 0,83 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата мережної води перед мережним насосом МН

$$G_{мн} = 61,17 \cdot (1 - 0,03) + 1,83 + 0,83 = 62 \text{ (кг/с)}.$$

Температура води перед мережним насосом

$$t_{мн} = \frac{61,17 \cdot (1 - 0,003) \cdot 50 + 1,83 \cdot 50 + 0,83 \cdot 50}{62} = 50 \text{ (°C)},$$

$$G_k = 62 \text{ (кг/с)}.$$

Теплова потужність котельні

$$Q_k = G_k \cdot c_B \cdot (t_k'' - t_k'), \quad (5.27)$$

$$Q_k = 62 \cdot 4,19 \cdot (90 - 50) = 10391,2 \text{ (кВт)}.$$

Витрата умовного та робочого палива в котлі

$$B_y = \frac{Q_k}{(Q_{\text{HY}}^p \cdot \eta)}, \quad (5.28)$$

$$B_y = \frac{10391,2}{(29300 \cdot 0,9)} = 0,394 \text{ (кг/с)},$$

$$B_p = \frac{Q_k}{(Q_H^p \cdot \eta)}, \quad (3.29)$$

$$B_p = \frac{10391,2}{(34600 \cdot 0,9)} = 0,334 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

ККД котельні

$$\eta_{\text{кот}} = \frac{(Q_{\text{оп}} + Q_{\text{ГВП}})}{(B_p \cdot Q_{\text{HP}}^p)}, \quad (5.30)$$

$$\eta_{\text{кот}} = \frac{5757 + 3400}{(0,334 \cdot 34600)} = 0,792.$$

Економія природного газу в разі установки утилізатора

$$\Delta B_p = B'_p - B_p,$$

$$\Delta B_p = 0,347 - 0,334 = 0,013 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

Річна економія економія палива за максимально-опалювальний період

$$\Delta B_p^p = \Delta B_p \cdot \tau_{\text{оп}}^M,$$

$$\Delta B_p^p = 0,013 \cdot 155 \cdot 24 \cdot 3600 = 174096 \text{ (м}^3\text{/сез)}.$$

5.3 Розрахунок теплової схеми водогрійної котельні в міжопалювальний період року

Початкові дані:

- теплова потужність опалення $Q_{оп} = 0$ кВт;
- теплова потужність ГВП $Q_{ГВП} = 3400$ кВт;
- теплота згорання палива $Q_p^H = 34600$ кДж/кг;
- ККД котла $\eta_k = 90\%$.

Температурний графік 70/40 (°C).

Витрата мережної води в підігрівнику гарячого водопостачання

$$G_{ТМ}^{ГВП} = \frac{3400}{(4,19 \cdot (68 - 42) \cdot 0,98)} = 31,85 \text{ (кг/с)}.$$

Загальна витрата мережної води

$$G_{ТМ} = G_{ТМ}^{оп} + G_{ТМ}^{ГВП}, \quad (5.31)$$

$$G_{ТМ} = 31,85 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата додаткової води

$$G_{дв} = 31,85 \cdot 0,03 = 0,96 \text{ (кг/с)}.$$

$$Q_{пхв} = Q_{ту} = 0,96 \cdot 4,19 \cdot (40 - 20) = 80,45 \text{ (кВт)}.$$

$$Q_{псв} = 0,96 \cdot 1,2 \cdot 4,19 \cdot (20 - 5) = 72,4 \text{ (кВт)}.$$

Підігрів додаткової води у ПХВ здійснюємо за рахунок утилізації теплоти відхідних газів котла. Розраховуємо витрату води на теплообмінник ПСВ. Для розрахунку приймаємо перепад температур по грійній воді у ПСВ 30 °C, тобто $t_{під} = 40$ °C. Витрата грійної води на ПСВ із теплового балансу

$$G_{\text{пв}} = \frac{72,4}{4,19 \cdot (30)} = 0,576 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата мережної води перед мережним насосом МН

$$G_{\text{мн}} = 31,85 \cdot (1-0,03) + 0,96 + 0,576 = 32,43 \text{ (кг/с)}.$$

Витрата мережної води в котлі

$$G_{\text{к}} = 32,43 \text{ (кг/с)}.$$

Теплова потужність котельні за (3.23)

$$Q_{\text{к}} = 32,43 \cdot 4,19 \cdot (70-40) = 4076,5 \text{ (кВт)}.$$

Витрата умовного та робочого палива в котлі

$$B_{\text{у}} = \frac{Q_{\text{к}}}{(Q_{\text{гв}}^{\text{п}} \cdot \eta)}, \quad (5.32)$$

$$B_{\text{у}} = \frac{4076,5}{(29300 \cdot 0,9)} = 0,155 \text{ (кг/с)},$$

$$B_{\text{р}} = \frac{Q_{\text{к}}}{(Q_{\text{г}}^{\text{р}} \cdot \eta)}, \quad (5.33)$$

$$B_{\text{р}} = \frac{4076,5}{(34600 \cdot 0,9)} = 0,131 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

ККД котельні

$$\eta_{\text{кот}} = \frac{3400}{(0,131 \cdot 34600)} = 0,75.$$

Економія природного газу в разі установки утилізатора

$$\Delta V_p = V'_p - V_p,$$

$$\Delta V_p = 0,143 - 0,131 = 0,012 \text{ (м}^3\text{/с)}.$$

Річна економія економія палива за максимально-опалювальний період

$$\Delta V_p^p = \Delta V_p \cdot \tau_{оп}^M,$$

$$\Delta V_p^p = 0,012 \cdot 150 \cdot 24 \cdot 3600 = 155520 \text{ (м}^3\text{/сез)}.$$

На основі багатоваріантного аналізу прийнято рішення про встановлення утилізатора теплоти відхідних газів для підігріву додаткової води перед котлом. Розроблено та проведено розрахунки модернізованої теплової схеми. Результати розрахунків в умовах технологічного навантаження в максимальний, середньо- опалювальний і міжопалювальний режими року наступні: потужності склали відповідно 17 МВт, 10,4 МВт і 4,08 МВт; витрати робочого палива для трьох періодів склали для максимального 0,546 м³/с, середньо опалювального 0,334 м³/с, міжопалювального 0,131 м³/с. Встановлено, що утилізація теплоти відхідних газів дасть змогу забезпечити тепловою енергією додаткову воду, а температура газів після теплообмінника утилізатора складе 135 °С.

За результатами розрахунку встановлено, що сумарна економія природного газу за рахунок встановлення утилізатора теплоти відхідних газів складає 80352+174096+155520=409968 м³/рік.

5.4. Компоновка обладнання котельні

За результатами розрахунку модернізованої теплової схеми необхідно виконати перевірку існуючого та підбір нового обладнання.

Розрахункова потужність даної котельні складає 17 МВт. Паливом для котельні є газ. На котельні встановлені котлоагрегати потужністю 9,65 МВт. Котли мають запас по продуктивності 26% від розрахункової потужності з загальною потужністю 19,3 МВт, 2 робочих 1 резервний

Характеристики котлоагрегату:

- потужність 9,65 кВт;

- температурний графік 100/60 °С;
- витрата палива 0,491 кг/с;
- витрата котлової води 101,45 кг/с;
- ККД 90%;
- коефіцієнт надлишку повітря 1,1.

В котельні встановлені такі насоси: мережний, підживлювальний насос, насос сирі води, рециркуляційний насос. Насоси вибирають за їх технічними характеристиками з урахуванням необхідної подачі та напору.

Для роботи котельні встановлюємо насос 1Д250-125 з подачею 250 м³/год, напором 373 кПа і ККД 77%, 2 робочих, 2 резервних.

Насос сирі води повинен забезпечувати двохкратне покриття втрат в мережі. Для роботи котельні в максимально-опалювальному режимі встановлено насос LEO AСm 110В2 з подачею 30 м³/год, напором 186 кПа і ККД 73%, один робочий, один резервний.

Для роботи котельні в максимально-опалювальному режимі встановлено насос UPSD 40-65F з подачею 15 м³/год, напором 127 кПа і ККД 81%, один робочий, один резервний.

Приймаємо сталеву трубу, діаметр димової труби 1,4 м. Для транспортування теплоносіїв обрано такі трубопроводи (табл. 3.1).

Таблиця 5.1 – Підбір трубопроводів [30]

	Витрата води, кг/с	Температура теплоносія, °С	Швидкість теп-я в трубі, м/с	Діаметр трубопровода, мм
Трубопровід зворотній та подавальний	101,45	70	0,95	Ø377×5
Трубопровід додаткової води (підживлення)	3	20	0,95	Ø89×4
Трубопровід сирі води	3,6	5	0,99	Ø89×4
Трубопровід води на опалення	77,1	88	0,69	Ø377×5
Трубопровід води на ГВП	51,75	88	1,12	Ø273×5,0

Реалізовано перевірку існуючого та підбір обладнання, проведено заміну трубопроводів. Потужність насосів для трьох періодів складає відповідно: 63,97; 52,6 та 20 кВт.

6 ТЕХНОЛОГІЯ МОНТАЖУ СИСТЕМИ УТИЛІЗАЦІЇ ТЕПЛОТИ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ

6.1 Аналіз об'єкту, що підлягає монтажу

Під час виробничих процесів з газами, у повітря викидаються значні об'єми теплоти, забрудників в газоподібному і твердому стані, водяна пара. Утилізація теплоти стає проблемою, вирішувати яку покликані спеціальні пристрої – утилізатори відхідних газів і їх тепла. Установка конструкції повинна передбачатися в теплоенергетичних агрегатах, що дозволяє понизити температуру газів, що йдуть, до 130-190°C. Димові гази на виході на сотні градусів гарячіше, температура може досягати від 300°C до 500°C. У таких випадках переробка теплоти з паралельним охолодженням газів обов'язкова, оскільки процедура дозволяє обмежити теплове забруднення навколишнього середовища.

Утилізатор тепла газів, є теплообмінником, який утилізує теплоту димових газів, що виробляються котлами, і теплоту, вироблювану установками, що спалюють паливо. Головне призначення утилізатора тепла димових газів – повернення виробленого тепла в цикл котельної або забезпечення побічного користувача тепловою енергією. При використанні пристроїв нарощується ефективність діяльності об'єктів разом з тепловими схемами. Різниця може досягати 20%, що веде до зниження паливної витрати на 10%. Особливість утилізаторів димових газів – вбудована обвідна лінія, що дозволяє підбирати необхідний робочий режим теплообмінника.

На сьогодні використовуються наступні утилізатори тепла відхідних газів [20, 28-31]:

- агрегати загального призначення;
- пристрої, що виробляють пару для запуску механізмів по виробленню електроенергії або механічного руху;
- конструкції, що утилізували побічні продукти при горінні дизпалива;
- котли, що комбінуються з мартенами, нагрівальним устаткуванням: тепло і гази що перетворюються пристроєм у корисну роботу або додаткову енергію;

- конструкції для охолодження попутних газів з подальшим використанням шляхом спалювання або конденсації, основна сфера застосування – металургія;

- інші утилізатори.

При виборі цього устаткування керуються типом теплообмінника, розрахунковою тепловою потужністю, поверхнею теплообміну.

Основні завдання, які вирішує установка утилізатора тепла димових газів:

- збільшення ступеня використання тепла на підприємстві;
- економія палива, що витрачається раніше на отримання тепла, марно викидається в атмосферу;
- зменшення теплового забруднення навколишнього середовища;
- створення більш комфортного перебування персоналу за рахунок опалення виробничих приміщень, наявності гарячої води для душових сіток;
- зниження собівартості вироблення продукції і збільшення конкурентної спроможності.

Котельня, що проектується постачає теплоносій для опалення та гарячого водопостачання житлових будинків. Система гарячого водопостачання (ГВП) закритого типу, теплообмінник для ГВП – пластинчастий, температура сирі води 5°C, температура води на гаряче водопостачання 55°C. Вода для підживлення мережі подається із міської мережі водопостачання, проходить хімічну обробку та підмішується до зворотньої мережної води. Вода для гарячого водопостачання також береться із міських мереж, підігрівається в теплообміннику та подається до споживачів.

Паливом для котельні слугує природний газ з теплотою згорання 34,6 МДж/м³. На даний час на котельні становлено 3 водогрійних котла марки ТВГ-8М потужністю 9,65 МВт, кожухотрубні теплообмінники для нагріву сирі та додаткової води, насосне та тягодутєве обладнання. ХВО складається із Na-катионітових фільтрів.

6.2 Технологія монтажних робіт

Загальні вимоги [31, 32, 33, 34]

Робочий проект системи утилізації теплоти відхідних газів, виконаний з врахуванням забезпечення обслуговуючого персоналу нормативними умовами з охорони праці згідно вимог НГ1АОП 0.00-1.26-96 «Правила будови і безпечної

експлуатації парових котлів з тиском пари не більше 0,07МПа (0,7кгс/см²), водогрійних котлів і водопідігрівачів з температурою нагріву води не вище 115°С» та «Граничних норм підймання і переміщення важких речей жінками» (7кг). Гранична норма переміщення вантажів чоловіками складає 20кг (п. 3.3.2. п. 3.33 ГОСТ 12.3.020 - 80 «Процеси переміщення вантажів на підприємствах. Загальні вимоги безпеки»).

Для забезпечення безпеки при експлуатації котлів робочим проектом передбачено:

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

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

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

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

Заготівельні роботи

1. Виготовлення вузлів і деталей трубопроводів із сталевих труб слід проводити у відповідності з технічними умовами і стандартами.

2. З'єднання сталевих труб, а також деталей і вузлів з них слід виконувати зварюванням, різьбові – накидних гайках та фланцях.

Оцинковані труби, вузли і деталі повинні з'єднуватися, як правило, на різьбі з застосуванням оцинкованих сталевих з'єднувальних частин або неоцинкованих з ковкого чавуну, на накидних гайках та фланцях (до арматури та обладнання).

Для різьбових з'єднань сталевих труб слід застосовувати циліндричну трубну різьбу, яка виконується за ГОСТ 6357-81 (клас точності В) накоченням на легких трубах і нарізкою на звичайних і посиленних.

При виготовленні різьби методом накатки на трубі допускається зменшення її внутрішнього діаметру до 10% по всій довжині різьблення.

3. Повороти трубопроводів у кутельні слід виконувати шляхом вигину труб або застосування безшовних приварних відводів з вуглецевої сталі за ГОСТ 17375-83.

Радіус вигину труб з умовним проходом до 40 мм включно повинен бути не менше 2,2 мм, $D_{зов}$, а з умовним проходом 50 мм і більше - не менше 3,5 $D_{зов}$ труби.

4. Фланці з'єднуються з трубою зварюванням.

Відхилення від перпендикулярності фланця, привареного до труби, по відношенню до осі труби допускається до 1% зовнішнього діаметра фланця, але не більше 2 мм.

Поверхня фланців повинна бути гладкою і без задирок. Головки болтів слід розташовувати з однієї сторони з'єднання.

На вертикальних ділянках трубопроводів гайки необхідно розташовувати знизу.

Кінці болтів, як правило, не повинні виступати з гайок більш ніж на 0,5 діаметра болта або 3 кроки різьблення.

Кінець труби, включаючи шов приварювання фланця до труби, не повинен виступати за дзеркало фланця.

Прокладки у фланцевих з'єднаннях не повинні перекривати болтових отворів.

Установка між фланцями декількох або скошених прокладок не допускається.

5. Відхилення лінійних розмірів зібраних вузлів не повинні перевищувати ± 3 м при довжині до 1 м і ± 1 мм на кожний наступний метр.

6. Вузли санітарно-технічних систем повинні бути випробувані на герметичність на місці їх виготовлення.

7. При гідростатичному методі випробувань на герметичність з вузлів повністю видаляють повітря, заповнюють водою з температурою не нижче 278 К (5 °С) і витримують під пробним надлишковим тиском $P_{пр}$, рівним 1,5 P_y , де P_y умовний надлишковий тиск, що можуть витримувати з'єднання при нормальній температурі робочого середовища в умовах експлуатації.

Якщо при випробуванні на трубопроводі з'явилася роса, то випробування слід продовжити після її висихання або витирання.

Витримані випробування вважаються вентиля, засувки і крани, якщо на поверхні і в місцях ущільнювальних пристроїв після дворазового повороту регулюючих пристроїв (перед випробуванням) не з'являється краплі води.

8. При бульбашкової методі випробування на герметичність вузли трубопроводу заповнюють повітрям з надлишковим тиском 0,15 МПа (1,5 кгс / см²) занурюють у ванну з водою і витримують не менше 30 с.

Витримали випробування, вважаються вузли, при випробуванні яких не з'являється бульбашки повітря у ванні з водою.

Обстукування сполук, поворот регулюючих пристроїв і усунення дефектів під час випробувань не допускаються.

9. Зовнішня поверхню вузлів і деталей з неоцинкованих труб, за винятком різьбових з'єднань і поверхні дзеркала фланця, на заводі-виробнику повинна бути покрита грунтовкою, а різьбова поверхню вузлів і деталей антикорозійного мастилом у відповідності до вимог ТУ 36-808-85.

6.3 Розрахунок та комплектування основних і допоміжних матеріалів та виробів, складання відомостей

Розрахунок та комплектування основних та допоміжних матеріалів та виробів наведенні у таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Відомість витрат матеріалів

№ п.п	Найменування матеріалу	Одиниці вимірювання	Кількість	Маса одиниці, кг	Маса, кг
1	2	3	4	5	6
Потреба в основних матеріалах					
1	Трубопроводи зі сталевих труб із зварними стиками на умовний тиск не більше 2,5 МПа, що монтуються з готових вузлів, діаметр 57 мм, ГОСТ 10704-91.	м	32,8	4,00	131,2
2	Кран шаровий Ду 50, 12Х18Н10Т, фланцеве з'єднання	шт	7	7,95	55,65

3	Теплоізоляція трубопроводів K-FLEX 62x057-2 ST, діаметром 50 мм, товщиною 60 мм	м.пог	32,8	0,33	10,8
---	---	-------	------	------	------

Продовження таблиці 6.1 – Відомість витрат матеріалів

1	2	3	4	5	6
4	Фланець для трубопроводів на тиск P _y 0,1 та 0,25 МПа, умовний діаметр 50, ГОСТ 12820-80	шт	26	1,04	30,2
5	Насос підживлювальний UPSD 65-180F	шт	3	66,5	199,5
6	Клапан зворотний фланцевий 16С13НЖ, Ду50, P _{y1} МПа	шт	3	12,2	36,6
7	Теплообмінник-утилізатор, 167 кВт, 27 м ²	шт	3	605	1815
8	Улаштування бетонних фундаментів під обладнання	м ³	1,2	500	600
					2879
Потреба у допоміжних матеріалах [37-41]					
Монтаж трубопроводів					
	Електроди, діаметр 4 мм, марка Э55	т	0,00079		0,786
	Круги армовані абразивні зачисні, діаметр 180x6 мм	шт	0,106	0,374	0,04
	Пароніт	т	0,0009		0,9
Монтаж кранів та зворотних клапанів					
	Болти з гайками та шайбами, діаметр 12 мм для фланцевих з'єднань	т	0,017		17
	Пластина гумова рулонна вулканізована	кг	0,8		0,8
Установка фланців					
	Електроди, діаметр 5 мм, марка E42A	т	0,0052		5,2
	Болти з гайками та шайбами, діаметр 16 мм для фланцевих з'єднань	т	0,018		18
	Прокладки з пароніту марка ПМБ, товщина 2 мм, діаметр 50 мм	1000 шт	0,026		0,624
Ізоляційні роботи					
	Стрічка сталева пакувальна, м'яка, нормальної точності 0,7x (20-50) мм	т	0,0056		5,6
	Листи оцинковані 0,8 мм для теплоізоляції	кг	0,62		0,62
	Лист алюмінієвий, марка АД1Н, товщина 1 мм	кг	0,16		0,16

Монтаж насосів					
	Електроди, діаметр 4 мм, марка Э55	т	0,0105		10,5
Продовження таблиці 6.1 – Відомість витрат матеріалів					
1	2	3	4	5	6
	Поковки з квадратних заготовок, маса 1,8 кг	т	0,0456		45,6
	Круги армовані абразивні відрізнi, діаметр 180x3 мм	шт	5,21	0,274	1,43
	Круги армовані абразивні зачисні, діаметр 180x6 мм	шт	1,55	0,374	0,58
Монтаж теплообмінника					
	Азбестовий картон загального призначення, товщиною 2 мм	т	0,015		15
	Електроди, діаметр 5 мм, марка E42A	т	0,022		22
	Оліфа натуральна	кг	0,06		60
	Прокладка гумова	кг	1,32		1,32
	Болти з гайками та шайбами, діаметр 16 мм	т	0,0076		7,6
	Болти з гайками та шайбами, діаметр 22 мм	т	0,0276		27,6
	Пароніт	т	0,0014		1,4
	Сурик свинцевий	т	0,00024		0,24
Сума					447,2

Загальна маса всіх вантажів визначається як сума мас основного та допоміжного обладнання, всіх пристроїв та інструментів.

Загальна маса становить:

$$\Sigma_{\text{заг.}} = \Sigma_{\text{осн.обл}} + \Sigma_{\text{доп.обл}} = 2879 + 447,2 = 3124 \text{ (кг)}.$$

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

Визначення складу і об'ємів робіт

Склад робіт

1. Доставка деталей до місця монтажу.
2. Розмітка місць прокладання трубопроводу.
3. Монтаж теплообмінника-утилізатора.
4. Прокладання трубопроводів діаметром 57 мм.
5. Встановлення запірно-регулюючої арматури.
6. Установка фланців приварних.
7. Установка клапанів зворотних фланцевих.
8. Монтаж підживлювального насосу.
9. Випробування трубопроводів.

Ізоляція трубопроводів.

Об'єми робіт

1. Доставка деталей до місця монтажу. Одиниці вимірювання в тонах. Загальна вага усіх деталей 3124 кг (3,124 т). Приймаємо об'єм $V=3,124$ т.
2. Розмітка місць прокладання трубопроводу. Одиниці вимірювання 100 м. Довжина всієї мережі трубопроводу складає $L=32,8$ м. Приймаємо $V=0,33$.
3. Монтаж теплообмінника-утилізатора. Одиниці вимірювання в шт. Отже, приймаємо $V=1$ шт.
4. Прокладання прямошовних трубопроводів діаметром 57 мм. Одиниці вимірювання в тонах. Довжина труб складає 32,8 м, вага труб 131 кг, отже, приймаємо $V=0,131$ т.
5. Встановлення запірно-регулюючої арматури. Одиниці вимірювання 10 шт. Кількість 7 шт. Отже, об'єм становить $V=0,7$.
6. Установка фланців приварних. Одиниці вимірювання в штуках. Отже, приймаємо $V=29$ шт.
7. Установка клапанів зворотних фланцевих. Одиниці вимірювання в 10 шт. Отже, приймаємо $V=0,3$ шт.
8. Монтаж підживлювального насосу UPSD 65-180F. Одиниці вимірювання в штуках. Отже, приймаємо $V=3$ шт.
9. Випробування трубопроводів. Одиниці вимірювання 100 м. Об'єм приймається як загальна довжина зворотних та подавальних трубопроводів і становить $V=0,328$.

10. Ізоляція трубопроводів. Одиниця виміру 100 м. Загальна довжина трубопроводів, які ізолюють 32,8 м. $V=0,328$.

Підбір машин, механізмів, пристосувань

Труби, деталі, конструкції та обладнання для систем теплофікації завозяться централізовано автомашиною «КАМАЗ 5320». Оскільки загальна вага усіх деталей становить 3,124 т, то доставка деталей та обладнання до місця монтажу проводиться за один раз. Технічні характеристики автомашини наведені в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Технічні характеристики КАМАЗ 5320 [42]

Найменування	Одиниця виміру	Значення
Довжина платформи	м	5,2
Вантажопідйомність	кг	8000
Габарити: Довжина Ширина Висота	м	7,4 2,5 3,35
Маса	кг	4708

Для встановлення обладнання використовуємо автокран КАМАЗ КС-5572 [43] технічна характеристика якого наведена в таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Технічна характеристика автокрана КАМАЗ КС-5572

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

Для зварювання стиків трубопроводу використовується електродугове зварювання постійним струмом. Використовуємо апарат MMA 307 PROFi, характеристики якого наведено в таблиці 6.4

Таблиця 6.4 – Характеристики зварювального апарату MMA 307 PROFi [44]

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

Для влаштування кріплень трубопроводів та кронштейнів використовують перфоратор BOSH-GBH 2-18 RE з такими технічними характеристиками [45]:

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

Трубні заготовки комплектуються по гілкам. Труби подавальних та зворотних магістралей зв'язують в пакети, які мають відповідне маркування, що не допускає помилок між ділянками.

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

Таблиця 6.5 – Набір інструментів та пристосувань для монтажників системи трубопроводів

Найменування	ГОСТ, марка	Кількість, шт.	Загальна маса, кг
1	2	3	4
Ключ гайковий двохсторонній М17х19мм,	ГОСТ2839-80	6	0,9

M19x22 мм			
Плоскогубці комбіновані	ГОСТ 5547-75	6	1,6
Викрутки	ГОСТ 5423 - 79	6	0,31

Продовження таблиці 6.5 – Набір інструментів та пристосувань для монтажників системи трубопроводів

1	2	3	4
Зубило слюсарне довжиною 200 мм	ГОСТ 7211-72	6	2,1
Молоток слюсарний	ГОСТ 2310-77	6	1,8
Стрічка вимірювальна, 20 м	ГОСТ 7502 - 61	6	0,12
Молоток гумовий		6	1,9
Рівень металевий	ГОСТ 7948-80	2	0,22
Висок	ГОСТ 7948-80	2	0,2
Ящик переносний для інструменту		12	3,2
Круги армовані абразивні зачисні, діаметр 180x6 мм		1,66	0,62
Всього:			12,37

Загальна маса всіх інструментів і пристосувань складає:

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

Витрата паливних та енергетичних ресурсів

Витрата пального для доставки матеріалів та виробів:

- відстань 200 (км);
- кількість ходок $n=1$;
- витрата пального $Q=26$ (л/100км).

Необхідна кількість пального для доставки труб визначається за формулою

$$Q_{\text{п}} = Q \cdot 2 \cdot n \cdot l = 0,26 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 200 = 104 \text{ л.} \quad (6.1)$$

Труби, деталі та конструкції завозяться централізовано автомашиною КАМАЗ 5320. Технічні характеристики автомашини наведені в табл. 6.2.

Витрата маш-год на роботу автокрана;

1. Монтаж теплообмінника-утилізатора – 1,23.
2. Прокладання трубопроводів діаметром 57 мм – 4,44.
3. Встановлення запірно-регулюючої арматури – 0,35.
4. Установка клапанів зворотних фланцевих – 0,15.
5. Монтаж підживлювального насосу – 0,33.

Загальна тривалість роботи автокрана 6,5 маш-год.

Витрата палива

$$Q = N \cdot q / (1000 \cdot R \cdot k_1) . \quad (6.2)$$

де q – це питома витрата палива;

N – потужність двигуна, к.с. (Вт),

R – щільність дизпалива ($0,85 \text{ кг / дм}^3$),

k_1 – співвідношення часу роботи при частоті обертання, виражене у відсотках.

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

Загальна витрата палива буде становити $6,5 \cdot 40,4 = 262,6$ л.

Витрати енергії на шліфувальну машину, електрозварювання та свердлильні машини.

Загальна витрата маш-год для установок електричного зварювання становить 36,6 маш-год, для шліфувальних машин 11,07 маш-год.

Отже, для виконання всіх зварних з'єднань необхідно затратити $4,3 \cdot 0,33 \cdot 36,6 = 51,9$ кВт·год електричної енергії. Під час зачистки матеріалів шліфувальна машинка витрачає $1,25 \cdot 11,07 \cdot 0,65 = 9$ кВт·год.

Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

Трудомісткість монтажних робіт визначається за формулою:

$$Q = \frac{V \cdot H_{\text{ч}}}{B}, \quad (6.3)$$

де V – об'єм робіт,

$H_{\text{ч}}$ – норма часу на одиницю виміру, люд/год;

B – кількість годин в зміні, год.

Тривалість монтажних робіт визначається за формулою :

$$T = \frac{Q}{n}, \quad (6.4)$$

де Q – трудомісткість монтажних робіт, люд/дні

n – кількість робітників, люд.

Результати розрахунку наведені в таблиці 6.6.

Таблиця 6.6 – Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

Найменування робіт	Од. виміру	Об'єм робіт	Норма часу, люд/год	Трудо-місткість люд/дні	Виконавці		Тривалість, дні
					кіль-кість	Склад бригади	
1	2	3	4	5	6	7	8
Доставка деталей до місць монтажу та їх складування	т	3,317	1	0,414	6	4 робітника Монтаж водія	0,069
Розмітка місць прокладання трубопроводу	100 м	0,328	1,3	0,053	4	Слюсар 4 розряду	0,013
Монтаж теплообмінника-утилізатора [11]	шт	3	50,16	18,81	6	Слюсар 4,2 розряду	3,14
Прокладання [7] трубопроводів діаметром 57 мм.	т	0,131	410,2	6,72	4	Слюсар 4 розряду газоварник 5, 6 розряду	1,68
Встановлення запірної арматури Ду50 [7]	10 шт	1	64	8	4	Слюсар-сантехнік 3,8 розряду	2
Встановлення фланців Ду50 [8]	шт	26	1,57	5,1	4	Слюсар-сантехнік 3,8 розряду	1,27
Монтаж циркуляційного насоса [10]	шт	3	37,8	14,2	5	Слюсар 4 розряду	2,84

Перше робоче випробування окремих частин	100 м	0,328	5,4	0,22	6	Слюсар-сантехнік 5 розряду	0,037
--	-------	-------	-----	------	---	----------------------------	-------

Продовження таблиці 6.6 – Визначення трудомісткості виконання монтажних робіт

1	2	3	4	5	6	7	8
Ізоляція [9] трубопроводів циліндрами з мінвати, ϕ 57 мм, товщ.60 мм	100 м	0,328	126,7	5,2	6	Слюсар 4,2 розряду	0,87
Робоча перевірка системи в цілому	100 м	0,328	2,9	0,12	4	Слюсар-сантехнік 5 розряду	0,03
Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію.	100 м	0,328	2,4	0,098	4	Слюсар-сантехнік 5 розряду	0,025

6.5 Техніка безпеки під час монтажу котельні

При проведенні монтажних робіт необхідно дотримуватись суворої техніки безпеки. Всі роботи виконуються при наявності наряду-допуску та згідно із графіком монтажних робіт [46, 48].

1. На ділянці, де ведуться монтажні роботи, не допускається виконання інших робіт і перебування сторонніх осіб.

2. Забороняється підйом збірних залізобетонних конструкцій, які не мають монтажних петель або міток, що забезпечують їх правильну строповку і монтаж.

3. Елементи конструкцій, що монтуються або обладнання під час переміщення повинні утримуватися від розгойдування і обертання гнучкими відтяжками.

4. Не допускається перебування людей на елементах конструкцій та обладнання під час їх підймання або переміщення.

5. У час перерв на роботі не допускається залишати підняті елементи конструкцій та обладнання на вазі.

6. Для переходу монтажників з одної конструкції на іншу слід застосовувати інвентарні драбини, перехідні містки та трапи, що мають огорожу.

7. Не допускається перехід монтажників за встановленими конструкцій і їх елементів (фермам, ригелів і т. п.), на яких неможливо встановити огорожу забезпечує ширину проходу відповідно до ДБН, без застосування спеціальних запобіжних пристроїв (надійно натягнутого вздовж ферми або ригеля каната для закріплення карабіна запобіжного пояса та ін.)

8. Встановлення в проектне положення елементи конструкцій або обладнання повинні бути закріплені так, щоб забезпечувалася їх стійкість і геометрична незмінність.

Розстропування елементів конструкцій та обладнання, встановлених в проектне положення, слід проводити після постійного або тимчасового надійного їх закріплення. Переміщати встановлені елементи конструкцій або обладнання після їх розстропування, за винятком випадків обґрунтованих ППР, не допускається.

9. Не допускається знаходження людей під демонтуватися елементами конструкцій та устаткування до установки їх в проектне положення і закріплення.

При необхідності знаходження працюють під вмонтовуваним обладнанням (конструкціями), а також на обладнанні (конструкціях) повинні здійснюватися спеціальні заходи, що забезпечують безпеку працюючих.

10. При виробництві монтажних робіт (демонтажних) в умовах діючого підприємства експлуатовані електромережі та інші діючі інженерні системи в зоні робіт повинні бути, як правило, відключені, закорочені, а обладнання і трубопроводи звільнені від вибухонебезпечних, горючих і шкідливих речовин.

11. При виробництві монтажних робіт не допускається використовувати для закріплення технологічної та монтажного оснащення обладнання та трубопроводи, а також технологічні та будівельні конструкції без узгодження з особами, відповідальними за правильну їх експлуатацію.

12. При насуву (пересуванні) конструкцій і обладнання лебідками вантажопідйомність гальмівних лебідок і поліспастів повинна дорівнювати вантажопідйомності тягових, якщо інші вимоги не встановлені проектом.

13. Монтаж конструкцій кожного наступного ярусу (ділянки) будівлі або споруди слід робити тільки після надійного закріплення всіх елементів попереднього ярусу (ділянки) відповідно до проекту.

14. Покраску і антикорозійний захист конструкцій та обладнання у випадках, коли вони виконуються на будівельному майданчику, необхідно виконувати, як правило, до їх підйому на проектну відмітку. Після підйому виробляти забарвлення або антикорозійний захист слід тільки в місцях стиків або з'єднань конструкцій.

15. Розпакування і розконсервація підлягає монтажу обладнання повинні проводитися в зоні, відведеної відповідно до проекту виконання робіт, і здійснюватися на спеціальних стелажах або підкладках висотою не менше 100 мм.

При розконсервації обладнання не допускається застосування матеріалів з вибухо-і пожежонебезпечними властивостями.

16. Укрупненого складання та довіготовлення підлягають монтажу конструкцій і устаткування (нарізка різблення на трубах, гнуття труб, підгонка стиків) повинні виконуватися на спеціально призначених для цього місцях.

17. В процесі виконання складальних операцій суміщення отворів і перевірка їх збігу в монтуються деталях повинні проводитися з використанням спеціального інструменту (конусних оправок, складальних пробок та ін.) перевіряти збіг отворів в монтуються деталях пальцями рук не допускається.

18. При монтажі обладнання в умовах вибухонебезпечного середовища повинні застосовуватися інструмент, пристосування і оснащення, що виключають можливість іскроутворення.

19. При монтажі обладнання з використанням домкратів повинні бути вжиті заходи, що виключають можливість перекосу або перекидання домкратів.

20. При ввозі конструкцій або обладнання по похилій площині слід застосовувати гальмівні засоби, що забезпечують необхідне регулювання швидкості спуску.

21. Монтаж вузлів устаткування і ланок трубопроводів і повітропроводів поблизу електричних проводів (у межах відстані, рівного найбільшою довжині монтується вузла або ланки) повинен проводитися при знятій напрузі.

При неможливості зняття напруги роботи слід проводити за нарядом-допуском, затвердженому в установленому порядку.

22. Всі роботи з усунення конструктивних недоліків та ліквідації недоробок на змонтованому технологічному обладнанні, підданому

випробуванню продуктом, слід проводити тільки після розробки і затвердження замовником і генеральним підрядником разом з відповідними субпідрядними організаціями заходів з безпеки робіт.

23. Установка і зняття перемичок (зв'язків) між змонтованим і діючим обладнанням, а також підключення тимчасових установок до діючих систем (електричним, паровим, технологічним тощо) без письмового дозволу генерального підрядника і замовника не допускається.

24. Прі демонтаж конструкцій і обладнання слід виконувати вимоги, які пред'являються до монтажних робіт.

25. Працювати будівельно-монтажним пістолетом і електрифікація, інструментом дозволяється слюсарям не нижче 5-го розряду пройшли спеціальне навчання. Якщо працює з електроінструментом відчує дію струму на корпусі інструмента, то необхідно припинити роботу і виправити інструмент.

Працювати механізованим інструментом з приставних драбин забороняється. При перерві в роботі або при перенесенні механізованого інструменту в інше місце двигун необхідно вимкнути.

6.6 Монтажне випробування та здача системи в експлуатацію

Загальні положення про випробування

Манометричні випробування системи внутрішнього холодного і гарячого водопостачання слід проводити в наступній послідовності: систему заповнити повітрям пробним надлишковим тиском 0,15 МПа (1,5 кгс / см²); при виявленні дефектів монтажу на слух слід знизити тиск до атмосферного і усунути дефекти; потім систему заповнити повітрям тиском 0,1 МПа (1 кгс / см²), витримати її під пробним тиском протягом 5 хв [46, 48].

Система визнається такою, що витримала випробування, якщо при знаходженні її під пробним тиском падіння тиску не перевищить 0,01 МПа (0,1 кгс / см²).

Випробування водяних систем опалення та теплопостачання має здійснюватися при відключених котлах і розширювальних судинах гідростатичним методом тиском, рівним 1,5 робочого тиску, але не менше 0,2 МПа (2 кгс / см²) в самій нижній точці системи.

Система визнається такою, що витримала випробування, якщо протягом 5 хв перебування її під пробним тиском падіння тиску не перевищить 0,02 МПа (0,2 кгс / см) і відсутні протікання в зварних швах,

трубах, різьбових з'єднаннях, арматурі, опалювальних приладах та обладнанні.

Величина пробного тиску при гідростатичному методі випробування для систем опалення та теплопостачання, приєднаних до теплоцентралей, не повинна перевищувати граничного пробного тиску для встановлених у системі опалювальних приладів і опалювально-вентиляційного обладнання.

Манометричні випробування систем опалення та теплопостачання необхідно робити в певній послідовності.

Системи панельного опалення повинні бути випробувані, як правило, гідростатичним методом.

Манометричний випробування допускається проводити при негативній температурі зовнішнього повітря.

Гідростатичний випробування систем панельного опалення має вироблятися (до закладення монтажних вікон) тиском 1 МПа (10 кгс/см^2) протягом 15 хв, при цьому падіння тиску допускається не більше 0,01 МПа ($0,1 \text{ кгс / см}^2$).

Для систем панельного опалення, суміщених з опалювальними приладами, величина пробного тиску не повинна перевищувати граничного пробного тиску для встановлених у системі опалювальних приладів.

Величина пробного тиску систем панельного опалення, парових систем опалення і теплопостачання при манометричних випробуваннях повинна становити 0,1 МПа (1 кгс / см^2). Тривалість випробування - 5 хв. Падіння тиску повинен бути не більше 0,01 МПа ($0,1 \text{ кгс / см}^2$).

Трубопроводи котельні з робочим тиском до 0,07 МПа ($0,7 \text{ кгс / см}^2$) повинні випробуватися гідростатичним методом тиском, рівним 0,25 МПа ($2,5 \text{ кгс / см}^2$) у нижній точці системи; системи з робочим тиском більше 0,07 МПа ($0,7 \text{ кгс / см}^2$)-гідростатичним тиском, рівним робочому тиску плюс 0,1 МПа (1 кгс / см^2) але не менше 0,3 МПа (3 кгс / см^2) у верхній точці системи [17, 18].

Система визнається такою, що витримала випробування тиском, якщо протягом 5 хв перебування її під пробним тиском падіння тиску не перевищить 0,02 МПа ($0,2 \text{ кгс / см}^2$) і відсутні протікання в зварних швах, трубах, різьбових з'єднаннях, арматурі, опалювальних приладах.

Трубопроводи котельні після гідростатичних або манометричних випробувань повинні бути перевірені шляхом пуску пари з робочим тиском системи. При цьому витоків пара не допускаються.

Теплове випробування систем опалення і теплопостачання при плюсовій температурі зовнішнього повітря повинно проводитися при температурі води в подавальних магістралях систем не менш 333 К (60 °С). При цьому всі опалювальні прилади повинні прогріватися рівномірно.

При відсутності в теплу пору року джерел теплоти теплове випробування систем опалення повинно бути проведене за підключенні до джерела теплоти.

Теплове випробування трубопроводів котельні при негативній температурі зовнішнього повітря повинно проводитися при температурі теплоносія в подаючому трубопроводі, що відповідає температурі зовнішнього повітря під час випробування за опалювального температурному графіку, але не менше 323 К (50 °С), і величиною циркуляційного тиску в системі згідно з робочою документацією .

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

Гідравлічні випробування

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

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

До системи підключається манометр з точністю вимірювання не більше 0,1 бар. Система заповнюється водою поступово, при відкритих воздухоспускних пристроях щоб уникнути утворення повітряних пробок.

Гідравлічні випробування проводяться при постійній температурі в два етапи: Перший етап – протягом 30 хв двічі піднімати тиск до розрахункової величини через кожні 10 хв.

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

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

Якщо в ході випробування виявлена течя в обтискному з'єднанні, допускається підтягування накидної гайки не більше, ніж на 0,5 обороту. Якщо і в цьому випадку текти не припиниться, необхідно виконати нове з'єднання, обрізавши кінець труби [48].

Теплові випробування

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

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

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

Організація монтажного регулювання і здача системи в експлуатацію

Послідовність технологічних операцій при виконанні монтажних робіт.

Монтаж теплообмінника-утилізатора виконати в такій послідовності: розмітити місця установки стояків; розмітити місця установки кріплень. Монтаж трубопроводів виконати в такій послідовності: розмітити вісі магістралей та установити підвіски і кронштейни; прокласти труби, вузли і заготовки по наміченим вісям; зібрати магістралі та приєднати до них монтажні вузли; вивірити та установити задані уклони; закріпити магістралі на опорах та підвісках.

Після виконання всіх монтажних робіт систему піддають випробуванням на справність водорозбірної і запірної арматури, змивних та інших пристроїв обладнання і на герметичність. Випробування на герметичність виконують до закладення трубопроводів у стінах (при прихованій прокладці) і до накладення ізоляції і забарвлення. Випробовують трубопроводи гідравлічним способом відповідно до ГОСТ 3845-82 тиском, що перевищує робоче на 0,5 МПа, але не більше 1 МПа протягом 10 хв.; зниження тиску при цьому допускається не більше ніж на 0,1 МПа.

Випробування системи оформляють актом. Для приймання системи в експлуатацію пред'являють основні документи:

- акти, креслення і документи погоджень на додаткові роботи і зміни, допущені при монтажних роботах;
- акти на приховані роботи;
- акти випробувань окремих елементів (монтажних вузлів, пристроїв, обладнання) з доданням усіх паспортів;
- акти випробувань на герметичність мережі та на ефективність роботи обладнання (насосів, баків, пожежних кранів і т. п.).

Під час приймання перевіряють відповідність монтажу затвердженим проектом і міцність кріплень, наявність ухилів для спорожнення труб, відсутність витоків води в арматурі, з'єднаннях, обладнанні, ефективність включення і виключення, роботу автоматики.

В актах приймання вказують усі зазначені дефекти і неполадки, відступи від затвердженого проекту, результати випробування устаткування і системи в цілому, якість виконаних робіт, наявність недоробок, термін для їх усунення.

Спеціалізовані експлуатаційні організації, спеціалізовані ремонтні цехи, забезпечені необхідними матеріалами, запасними деталями, обладнанням для потреб поточного ремонту внутрішніх санітарно-технічних систем, значно підвищують рівень технічної експлуатації будівель.

6.7 Визначення складу бригад і підбір монтажних інструментів

Склад бригад та середній розряд робітників для виконання монтажних робіт визначається згідно нормативних документів.

Доставка деталей до місць монтажу та їх складування. Четверо робітників, два водія.

Розмітка місць прокладання трубопроводу. Четверо монтажників 5 розряду і 3 розряду.

Транспортування допоміжного обладнання. Два робітника 4, 2 розряду.

Монтаж теплообмінника-утилізатора. Шість монтажників 4, 2 розряду.

Прокладання трубопроводів діаметром 57 мм. Двоє газозварників 6, 5 розряду, двоє слюсар-сантехніків 4 розряду.

Встановлення запірної арматури \varnothing 57 мм. Чотири монтажника 3, 8 розряду.

Встановлення фланців Ду50. Чотири монтажника 3, 8 розряду.

Монтаж циркуляційного насоса. Чотири монтажника 4, 3 розряду.

Перше робоче випробування окремих частин. Шестеро слюсарів-сантехніків 5 розряду.

Ізоляція трубопроводів діаметром 57 мм. Шість слюсарів 4, 2 розряду.

Робоча перевірка системи в цілому. Четверо слюсарів-сантехніків 5 розряду.

Кінцева перевірка системи і здача в експлуатацію. Четверо слюсарів-сантехніків 5 розряду.

6.8 Організація робочих місць та побутових приміщень

До початку монтажно-збірних робіт встановлюється готовність будівлі до монтажу трубопроводів, приладів та обладнання.

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

Перед тим як розпочати монтажні роботи на об'єкті, виконати наступні роботи, які фіксуються актом:

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

Виконано компоновку обладнання, схеми прокладення трубопроводів, враховані відомості по виконанню робіт, визначена трудоемкість монтажних робіт. Визначено необхідну кількість виробів та матеріалів для монтажу системи, потребу в допоміжних матеріалах, підібрані машин, механізми та пристосування для виконання монтажних робіт.

Так, загальна маса всіх вантажів становить $\Sigma M_{\text{заг}} = 3,124$ (т), загальна маса теплообмінників і насосів, що встановлюються на котельні,

становить відповідно 1815 і 200 кг. Після проведення необхідних розрахунків розроблені план та розріз для виконання монтажних робіт, аксонометричну схему трубопроводів.

Загальна тривалість монтажних робіт 12,03 діб.

Загальна трудомісткість монтажних робіт становить 59,44 люд·діб.

7 ФУНКЦІОНАЛЬНА СХЕМА АВТОМАТИЗАЦІЇ КОТЕЛЬНІ

7.1 Опис технологічного процесу

При виборі системи опалення підприємств, що проектуються чи реконструюються необхідно враховувати санітарно-гігієнічні, виробничі, експлуатаційні та економічні чинники. Слід зазначити, що досить ефективною є комбінована система опалення (центральне повітряне опалення, суміщене із загальнообмінною вентиляцією та водяне низького тиску).

Важливою умовою якісного виробництва теплової енергії та її постачання є встановлення системи автоматизації котельні. До автоматизації котельних висувається ряд вимог.

В проектах котелень необхідно передбачати захист обладнання (автоматику безпеки), автоматичне регулювання, контроль, сигналізацію і керування технологічними процесами котелень.

При виконанні проекту автоматизації потрібно дотримуватись вимог НПАОП 0.00-1.20, НПАОП 0.00-1.26, НПАОП 0.00-1.60, ДБН В.2.5-20, ДБН В.2.5-56, СНиП 3.05.07, ГОСТ 21204 і вимог заводів-виробників обладнання. Засоби автоматизації приймають такі, що серійно виготовляються.

При проектуванні вбудованих та дахових котелень обов'язковим є врахування технічних рішень та умов з улаштування зв'язку і систем сигналізації основної будівлі, технічні рішення з автоматизації обладнання споживачів теплової енергії.

У будівлях і спорудах котелень допускається передбачати центральні, групові або місцеві щити керування.

Щити керування забороняється розміщувати під приміщеннями з мокрими технологічними процесами, під душовими, санітарними вузлами, вентиляційними камерами з підігріванням повітря гарячою водою, а також під трубопроводами агресивних речовин (кислот, лугів тощо).

Приміщення котелень необхідно обладнати системами контролю та сигналізації загазованості оксидом вуглецю. Сигналізатори шкідливих речовин повинні спрацьовувати при досягненні об'ємною часткою оксиду вуглецю в повітрі рівня 0,005 %.

При використанні газоподібного палива приміщення котелень необхідно обладнати системами контролю та сигналізації загазованості паливним газом.

Сигналізатори до вибухонебезпечних концентрацій повинні спрацьовувати при досягненні вмісту газів у повітрі, що становить 20 % нижньої концентраційної границі розповсюдження полум'я.

У котельнях, які мають основні, резервні або аварійні сховища рідкого палива, що доставляється залізницею або автомобільним транспортом, з місткістю на 3-добову витрату або більше, влаштовують автоматизовану систему раннього виявлення загрози виникнення надзвичайних ситуацій та оповіщення населення у разі їх виникнення. Зазначені системи поєднують з приладами, передбаченими для контролю технологічних параметрів, та системами автоматичного регулювання.

Автоматичне регулювання процесів горіння необхідно передбачати для котлів, теплогенераторів з камерними топками для спалювання твердого, газоподібного та рідкого палива, а також для котлів з шаровими механізованими топками, топками киплячого шару, що дозволяють автоматизувати їх роботу.

Автоматичне регулювання котелень, що працюють без постійного перебування обслуговуючого персоналу, повинно передбачати автоматичну роботу основного та допоміжного обладнання котельні залежно від заданих параметрів роботи та з урахуванням автоматизації теплоспоживаючих установок. При аварійному відключенні котлів, теплогенераторів їх запуск проводять вручну, після усунення несправностей.

У циркуляційних трубопроводах гарячого водопостачання і в трубопроводі перед мережними насосами необхідно передбачати автоматичне підтримування тиску.

7.2 Характеристика технологічного обладнання

Теплофікаційний водотрубний газовий водогрійний котел ТВГ-8М є прямоточний секційний теплогенератор з примусовою циркуляцією води, обладнаний окремим димососом і вентилятором.

Особливістю котла є розвинена радіаційна поверхня нагріву, має два бічні (лівий і правий) і три двосвітні топкові екрани. Двосвітні екрани ділять

топку на чотири відсіки де розташовані чотири подових пальники. Ширина відсіків 740 мм. Крім того, кожен водогрійний котел названого типу має стельовий екран, частково переходить у фронтів екран. Кожен топковий екран, крім стельового, складається з верхнього і нижнього колекторів, в які уварені по 40 вертикальних труб $\text{Ø } 51 \times 2,5$ мм. Для створення двох ходів руху води верхні колектори кожного топкового екрану мають посередині перегородки. Стельовий екран складається з 32 (8×4) труб $\text{Ø } 51 \times 2,5$ мм, уварені в передній (нижній) і задній (верхній) колектори.

Водогрійний котел ТВГ має ще конвективну частина нагріву, яка складається з двох секцій з верхніми і нижніми колекторами, з'єднаними між собою вісьмома стояками $\text{Ø } 51 \times 2,5$ мм, в кожен з яких уварені по чотири П-подібні змійовики $\text{Ø } 28 \times 3$ мм. Змійовики розташовуються паралельно фронту котла в шаховому порядку. Для напрямку руху води по зв'язках в стояках є перегородки.

Для спалювання газу водогрійний котел ТВГ використовує подові пальники які розміщені між вертикальними топковим екранами. Пальник має два ряди отворів, діаметром 1,5 мм, розташованих у шаховому порядку. Продукти горіння надходять з топки в конвективний газохід через отвір висотою 800 мм у верхній частині, над розділової стінкою.

Схема циркуляції води в котлах ТВГ може бути описана наступним чином. Вода з тепломережі йде паралельно в два колектора, розташованих в низу конвективної частини котла, пройшовши які збирається у верхніх колекторах. Наступним кроком вона, виходячи з них і рухаючись по ряду стельової-фронтних труб, направляється в нижній колектор стельового екрану. З нього по іншому ряду стельової-фронтних труб вода збирається в верхньому колекторі стельового екрану, потім послідовно проходить через лівий (з боку фронту котла) бічний односвітний екран, двосвітний екрани і виходить в тепломережу з верхнього колектора правого бокового екрану. Топкові екрани виконані у вигляді секцій з опускним і підйомним рухом води.

7.3. Характеристика теплоносіїв, які застосовуються в процесі

До вхідних продуктів належать – вода, повітря та паливо у вигляді природного газу. Готовий продукт – гаряча вода. Вода – рідина, що не має

кольору та запаху. Хімічна формула – H_2O . Вода, що надходить в котел, проходить хімічну очистку і не повинна містити солі, очистка відбувається додаванням хімічних речовин. Основні показники води після очищення, яка надходить в котел: жорсткість не більше 20 мкг. екв / кг, солевміст 245 мг / кг, лужність $pH = 7$, вміст вуглекислоти не допускається, вміст O_2 до 30 мкг / кг, густина $\rho = 1050 \text{ кг/м}^3$.

Газоподібне паливо – це суміш горючих і негорючих газів з невеликою кількістю домішок. До пальних газів відносяться вуглеводи, водень і оксид вуглецю, а до негорючих компонентів – азот, діоксид вуглецю. До домішок відносяться водяні пари, сірководень, пил. Природний газ містить невелику кількість вологи. Якщо газ транспортується на великі відстані, то його попередньо осушують. Природний газ не має запаху. До подачі в мережу його одорують, тобто надають йому різкий і неприємний запах. До природного відноситься газ, з газових родовищ, а також супутній нафтовий газ. Природний газ на 80-98 % складається з метану. Баластом в сухому природному газі є азот і вуглекислота. Наявність баластних газів підвищує температуру займання, яка в середньому становить 600-700 °С.

Газ переважає рядом переваг перед твердим паливом: відсутність золи, висока теплота згоряння, зручність транспортування і спалювання, можливість автоматизації процесів, високий ККД. Однак, він токсичний і здатний викликати важкі або смертельні отруєння, утворює вибухонебезпечні сполуки з повітрям.

Повітря є сумішшю газів [3, 4]. На 78% він складається з азоту, на 20,95% з кисню. Також до складу повітря входять аргон, CO_2 , неон, гелій, криптон, водень, H_2O , ксенон, озон, реній. У повітрі міститься невелика кількість водяної пари. Тиск повітря на рівні моря в середньому 1,0333 кг/см. Маса 1 метра кубічного повітря, очищеного від водяної пари і кислоти дорівнює 1,2928 г. При одночасному стисканні і охолодженні повітря можна перетворити в легко рухливу рідину блакитного кольору. Для організації процесу горіння до пальника крім палива повинен надходити повітря, очищений від пилу і вологи.

Для організації процесу горіння до кожного пальника крім палива повинен надходити повітря, очищений від пилу і вологи з параметрами: температурою повітря 30 °С, тиском 2,6 кПа.

7.4 Вибір величин, які регулюються

Оскільки, в водогрійних котлах можуть спалюватися різні види палива, потрібно регулювати процес горіння в топці. В загальному, необхідно встановити на котлах, оснащених вентилятором і димососом, такі регулятори: регулятор теплового навантаження (РТН); регулятор загального повітря (регулятор економічності); регулятор тяги (регулятор розрідження в топці котла).

В даний час розроблені різні комплекти засобів управління (КЗУ) роботою водогрійних котлів, які працюють на рідкому та газоподібному паливі низького і середнього тиску, а також різні автоматичні системи управління технологічними процесами (АСУ ТП), що розрізняються структурою, технічними засобами і виконуваними функціями. Фактично всі вони виконують одні й ті ж завдання з управління роботою котлів, а саме: автоматичне включення котлів у роботу, виведення їх на робочий режим, автоматичне регулювання необхідних параметрів (наприклад, регулювання процесу горіння палива), забезпечення безпеки роботи котла при виході параметрів за допустимі межі, зупинка котла.

Показником ефективності роботи водогрійного котла є температура прямої мережної води, з збуреннями внаслідок зміни [34-36]:

- витрати води через котел;
- витрати палива;
- витрати повітря;
- розрідження;
- температури зворотної води.

Стабілізувати, тобто усунути всі збурення не можна, тому витрата палива, витрата повітря і розрідження взаємопов'язані. Усунути можна тільки одне збурення – витрата води через котел. Витрата води стабілізується за допомогою підживлення зворотної мережної води, водою із мережі. Крім того, температура прямої мережної води повинна змінюватися в залежності від температури зовнішнього повітря. Аналізуючи ці збурення, можна прийти до висновку, що економічно доцільним буде використання в якості регулюючого впливу зміну подачі палива

Для процесу горіння в топці має бути створено розрідження, якщо воно буде недостатнім, то можливо погасання полум'я. Якщо занадто велике, то відрив полум'я від пальника. Розрідження в проекті регулюється залежно від витрати повітря, зміною продуктивності димососа. Котел є основним об'єктом управління, проте в котельні встановлено допоміжне обладнання, яке призначення для функціонування теплової схеми (теплообмінники,

насоси). В даній роботі проведено розробку функціональної схеми автоматизації котельні і встановлено наступні САР [36]:

- САР управління комплексом котлів;
- САР потужності котла;
- САР співвідношення палива і повітря;
- САР розрідження;
- САР підігрівника II ступеня;
- САР підігрівника I ступеня.

САР каскадного регулювання водогрійних котлів

В котельні одночасно працюють 2 котли, тому доцільно використовувати каскадне регулювання з головним та коригуючим регуляторами. Головний регулятор сприймає зміну температури зовнішнього повітря і температури прямої води, тобто в загальному колекторі інформація про яку передається коригуючим регулятором. Впливає головний регулятор на регулятори палива всіх котлів. Крім того, на регулятор палива подається сигнал від датчика температури води за котлом і від датчика температури зворотної води. Таким чином, подача палива змінюється в залежності від температури зовнішнього повітря, температури в загальному колекторі, температури води за котлом і температури зворотної води.

Зміна температури навколишнього середовища на датчику 1-8 спонукає головний регулятор змінювати витрату палива на виконавчих механізмах 1-9. При цьому з подавальної магістралі поступає сигнал від датчиків температури мережної води 1-4 і витрати 1-7 до коригуючого регулятора 1-1а, який є частиною головного регулятора у даній схемі автоматизації. Головний регулятор узгоджує отримані сигнали і змінює витрату палива так, щоб відновити рівновагу в системі.

Функціональна схема автоматизації каскадного управління котлами наведена на рис. 7.1.

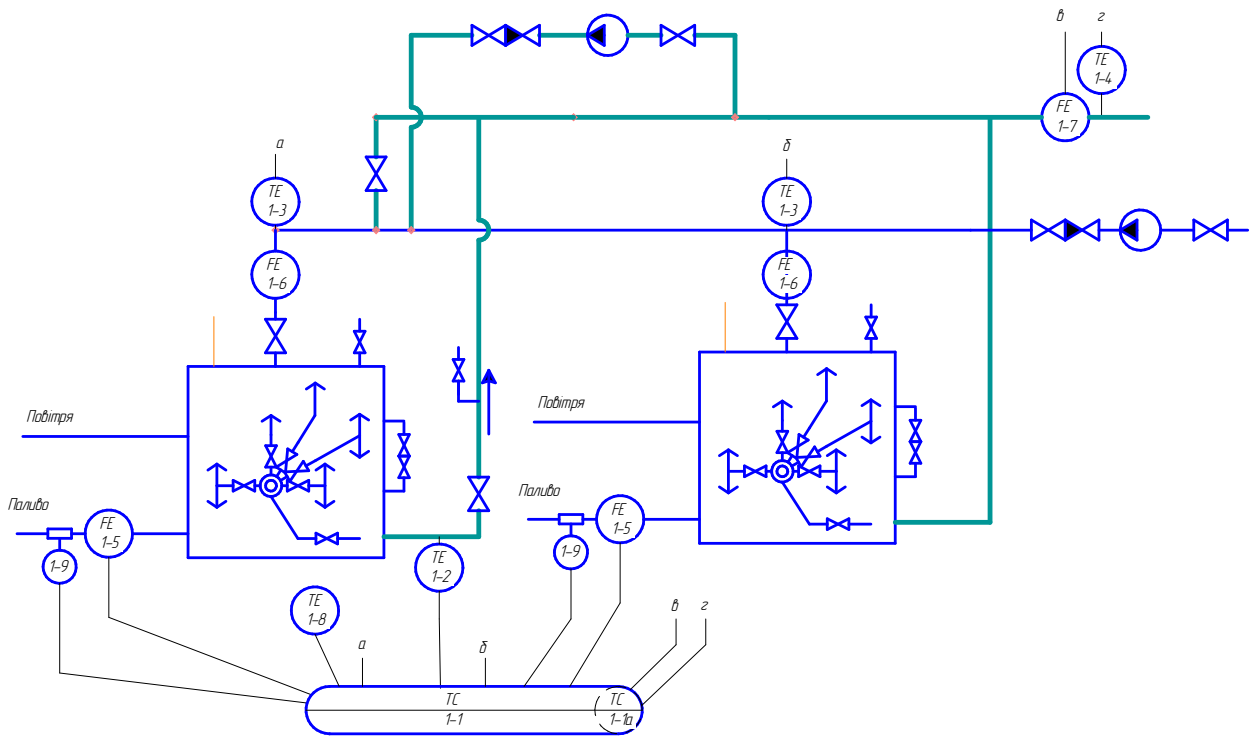


Рисунок 7.1 – Функціональна схема автоматизації каскадного управління котлами наведена

САР потужності котла

Регулятор потужності призначений для підтримання енергетичного балансу в котлоагрегаті.

Регулятор потужності водогрійного котлоагрегату підтримує енергетичний баланс котла, показником балансу є температура води на виході з котла. При порушенні балансу енергії, що входить в котел з паливом та повітрям і виходить з котла з прямою мережевою водою, температура за котлом починає змінюватись і САР відновлює баланс, змінюючи витрату палива.

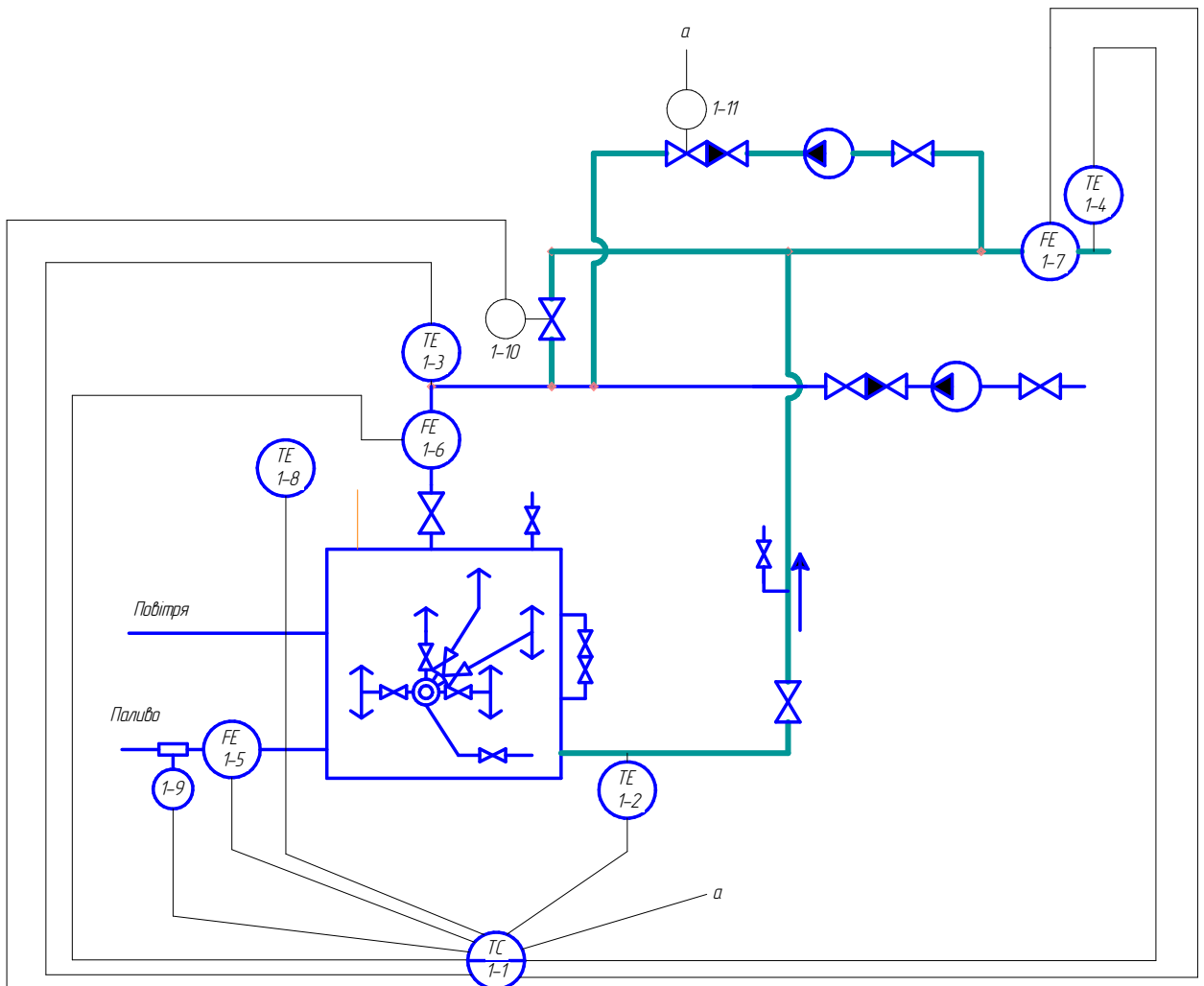


Рисунок 7.2 – САР потужності котла

1-1 – блок регулювання витрати палива та мережної води; 1-2, 1-3, 1-4, 1-8 – датчик температури; 1-6, 1-5, 1-7 – датчик вимірювання витрати; 1-9, 1-10, 1-11 – виконавчий механізм регулюючого приладу.

В деяких потужних водогрійних котлоагрегатах регулювання потужності відбувається увімкненням або вимкненням пальників. При цьому кожний паливник має свій вентилятор і спалювання палива в кожному паливнику відбувається в оптимальному режимі, налагодженному раніше. В цьому випадку вводиться ще один одноімпульсний регулятор, який підтримує сталий тиск перед паливниками незалежно від кількості включених в роботу паливників.

На рис. 7.2 наведені також САР температури зворотної мережевої води на вході в котел та САР температури прямої мережевої води. Остання призначена для підтримання мережевого графіка температур води при зміні температури зовнішнього повітря, для цього на регулятор подається ще

імпульс з температури навколишнього середовища. Регулювальний клапан САР температури води на вході в котел встановлений на байпасі, що подає пряму воду в трубопровід зворотної. Додатковий регулювальний клапан САР температури прямої води встановлений на байпасі між прямою та зворотною мережевою водою і використовується для динамічного підтримання заданих параметрів прямої мережної води.

САР співвідношення палива і повітря

Регулювання економічності роботи є однією з основних задач системи автоматизації горіння.

Схема регулювання співвідношення палива і повітря дозволяє надійно регулювати склад продуктів спалювання за одним з обраних параметрів CO або O_2 в тому випадку, коли імпульс з концентрації цих компонентів продуктів згоряння є достатньо швидкодіючим.

При наявності ЕОМ, контролерів можна підключити будь-який газоаналізатор, навіть такий, в якому запізнювання показань є досить значним. В такому випадку регулювання співвідношення «паливо-повітря» буде відбуватися за звичною схемою, а за допомогою ЕОМ, користуючись газоаналізатором, можна зробити корекцію цього співвідношення до оптимального значення.

На рис. 7.3 як основний параметр, який необхідно контролювати в продуктах згоряння, рекомендований оксид вуглецю (CO). Співвідношення «паливо – повітря» витримується з такою точністю, яка залежить від навантаження на котел. Для більш точного регулювання економічності на регулятор подають додатковий коригувальний імпульс за змістом вільного кисню O_2 в димових газах.

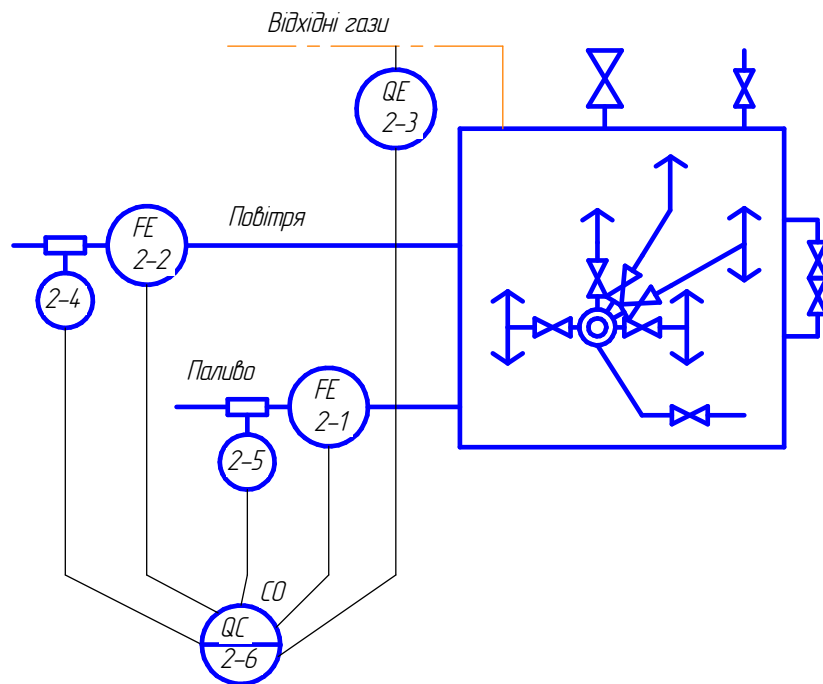


Рисунок 7.3 – САР співвідношення палива і повітря

2-1, 2-2 – датчик витрати палива та повітря; 2-3 – датчик концентрації CO; 2-6 – Регулятор співвідношення паливо-повітря; 2-4, 2-5 – виконавчий механізм регулюючого органу.

Імпульс від датчика кисню O_2 надходить на коригувальний регулятор КР, який є складовою головного регулятора, який підтримує оптимальний заданий вміст кисню $O_{2,0}$ (оптимальні значення коефіцієнта надлишку повітря α_{opt}). Відбір димових газів на аналіз вмісту CO і O_2 проводиться на виході з котла.

Регулювання розрідження в топці

В топку котла входять потоки палива V_p і повітря Q_p , а вихідний потік димових газів – Q_r . У сталому режимі роботи в топці існує баланс витрат $V_p + Q_p = Q_r$. Показником цього є постійний тиск в топці S_T . У динамічних режимах роботи котла спрацьовують регулятори навантаження і економічності і порушують баланс, змінюючи витрати палива і повітря; тиск в топці S_T змінюється, і його треба регулювати. Регулятор повинен управляти відведенням димових газів Q_r .

Регулятор розрідження повинен забезпечити стійке розрідження в топці в межах від 1 до 5 мм.вод.ст., сприяючи повному видаленню продуктів згоряння з топки. Розрідження в топці часто буває нестійким і, крім того, має різні значення по висоті топки. Через це імпульс з розрідження повинен відбиратись у верхній частині топки. Регулятор діє на шибер на димоході.

За умовами здійснення нормального топкового режиму в верхній частині топки необхідно підтримувати невелике розрідження ($S_T = 20 \dots 30$ Па), яке перешкоджає вибивання газів з топки. Збільшення розрідження призводить до збільшення присосів холодного повітря через нещільності в обмурівці, до зменшення ККД котла і перевитрати електроенергії на привід димососа. Різке збільшення розрідження (до 150-250 Па) може привести до зриву і згасання факела з наступним зупинкою котла захистом за згасанням факела.

Підвищення тиску в топці вище барометричного веде до вибивання димових газів через нещільності в обмурівці, загазованості повітря в приміщенні, що заборонено правилами техніки безпеки.

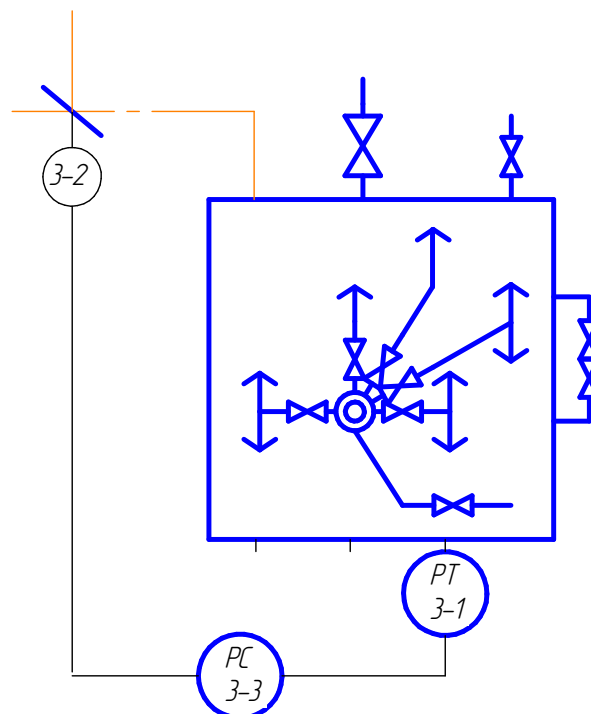


Рисунок 7.4 – САР розрідження в топці

3-1 – датчик розрідження в топці; 3-2 – привід шиберної засувки; 3-3 – регулятор розрідження.

САР підігрівника II ступеня

Підігрівник підживлювальної води другого ступеню з однієї сторони заживлений підживлювальною водою, а з іншої відхідними димовими газами з котлів. Регулятор в даному випадку виступає регулятор витрати, який посилає сигнал на привід шиберної заслінки, який змінює витрату відхідних газів на теплообмінник. Збуренням виступає температура підживлювальної води за теплообмінником.

На рисунку 7.5 наведено принципову функціональну схему системи автоматизованого регулювання підігрівника II ступеня.

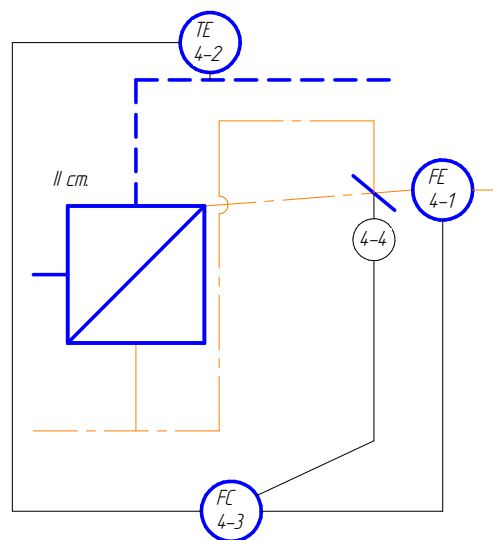


Рисунок 7.5 – САР підігрівника II ступеня

4-1 – датчик витрати димових газів; 4-2 – датчик температури; 4-3 – регулятор витрати; 4-4 – виконавчий механізм.

САР підігрівника I ступеня

Робота системи регулювання потужності теплообмінника підігріву сирі води полягає у підтриманні необхідної витрати сирі води на вході у ТА в залежності від витрати і температури води, що поступає на котел. Принципова схема наведена на рисунку 7.6.

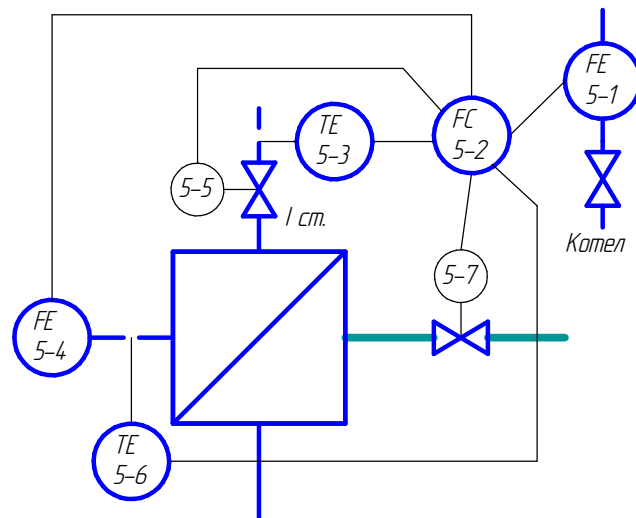


Рисунок 7.6 – САР Потужності теплообмінника

5-1 – Датчик витрати води на котел; 5-2 – Регулятор витрати; 5-3, 5-6 – датчик температури; 5-4 – Датчик витрати води з теплообмінника; 5-5, 5-7 – виконавчий механізм.

7.5 Засоби автоматизації

Для роботи системи автоматизованої роботи котельні необхідно ряд приладів та засобів: датчики температури, датчики тиску, розрідження, витрати, регулятори та контролери. Виконаємо підбір засобів регулювання та наведемо їх характеристику.

I. Термопара. У найпростішому випадку термопара це два різнорідних провідника, які утворюють замкнутий електричний ланцюг. Для отримання такого ланцюга кінці провідників з'єднують один з одним за допомогою пайки, зварювання або скручування.

Якщо помістити один кінець (спай) термопари в середовище з температурою T_1 , а інший – з температурою T_2 , то в ланцюзі буде протікати електричний струм, який викликається термо-ЕРС. Дане явище отримало назву ефект Зеєбека. При цьому величина термо-ЕРС залежить тільки від різниці температур спаїв і матеріалів провідників. Таким чином, за зміни величини термо-ЕРС можна визначити відповідну зміну температури. Провідники прийнято називати термоелектроди, а місця з'єднання провідників – спаями.

Для даної схеми вибираємо термопару хромель-алюмель (ТХА, тип К), марки ТХА-2388. Її характеристики:

Використовується для вимірювання температур в діапазоні від $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+1100$ ($+1300$) $^{\circ}\text{C}$. В дужках вказана максимальна температура при короткочасному вимірі.

У діапазоні температур від 200 до $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ може виникнути ефект гістерезиса, коли показання при нагріванні і охолодженні можуть відрізнятись. У деяких випадках різниця досягає $5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Працює в нейтральній атмосфері або атмосфері з надлишком кисню.

Після термічного старіння свідчення знижуються.

Може статися зміна термо-ЕРС при використанні в розрідженій атмосфері, тому що хром може виділятися з Ni-Cr виведення (так звана міграція). При цьому термопара показує занижену температуру.

Атмосфера сірки шкідлива для термопари, тому що негативно впливає на обидва електроди.

II. В якості витратоміра приймаємо індукційний витратомір Flow38. Вимірювач витрати FLOW 38 [6] заснований на принципі вимірювання згідно з відомим законом електромагнітної індукції Фарадея, відповідно до якого при протіканні електропровідної рідини через магнітне поле витратоміра індукується електрична напруга. Ця напруга зчитується двома електродами, що мають прямий контакт з вимірюваним середовищем, і аналізується в електронному блоці.

Індуктивні вимірювачі типу FLOW 38 придатні виключно для вимірювання об'ємної витрати електропровідних рідких речовин з мінімальною електропровідністю 2 мСм / см .

Витратоміри призначені для вимірювання витрати там, де швидкість рідини знаходиться в інтервалі $0.01 - 10\text{ м / с}$. Найбільша точність вимірювання досягається в інтервалі $1 - 10\text{ м / с}$.

III. Витратоміри лічильник ДНІПРО 7У [51].

Витратоміри лічильник призначений для вимірювання об'ємної витрати повітря та газу в пластмасовому або в сталевому трубопроводі з пластмасовим вставками. Межа максимальної допустимої відносної похибки вимірювання складає до 2% . Регулятор потоку забезпечує частотний вихідний сигнал з частотою від 0 до 1000 Гц , пропорційний об'ємному витраті повітря. Додатково є можливість організації уніфікованого вихідного сигналу постійного струму ($4-20$) мА, а також зберігання в незалежній пам'яті і висновок через послідовний інтерфейс RS232 і RS485 архівної вимірювальної інформації на персональний комп'ютер.

IV. Датчик тиску Danfoss KPI 35 [52]. Промисловий датчик тиску Danfoss KPI застосовується для роботи в промислових установках з

системами регулювання. Крім цього, дані датчика виконують функцію аварійної сигналізації.

Датчик даної серії виробництва фірми Danfoss виготовлені для застосування з установками, які використовують газоподібні і рідкі середовища.

Характеристики:

- країна виробник Польща;
- максимальний тиск, бар 18;
- мін. робоча температура, ° С -40
- макс. робоча температура, ° С 100
- регульоване середовищі прісна вода, повітря, масло;
- клас захисту IP30, IP55;
- діапазон перепаду тиску, бар 0,5-1,5;
- діапазон настройки, бар. -0,2-8;
- діапазон тиску випробування, бар. -1-18;
- контактне навантаження, А 6;
- диференціал, бар 0,4-1,5.

V. Датчик розрідження СДВ «STANDARD» . Точність, стабільність вимірювань, широкий вибір вихідних інтерфейсів 4-20мА, 0,4-5,5В, RS485, CAN дозволяє будувати сучасні системи контролю, автоматичного регулювання, комерційного обліку. В даний час датчики застосовуються в енергетиці, системах безпеки залізничного транспорту, авіації, нафтогазової галузі та інших галузях промисловості.

Технічні характеристики:

- вимірюється тиск: розрідження;
- мінімальний діапазон виміру 0-10 кПа;
- максимальний діапазон вимірювання 0-100 кПа;
- похибка,% від діапазону вимірювання $\pm 0,10 \dots \pm 1$
- вихідний сигнал 4-20 мА 0,4 ÷ 5,5 В RS-485 CAN;
- напруга живлення номінальна, В 24 ... 12;
- діапазон напруги живлення, В 12-30;
- температура вимірюваного середовища, ° С -50 +80;
- температура навколишнього середовища, ° С -50 +80;
- температурна похибка,% / 10 ° С 0,1.

VI. Блок управління котельнею Prond Krypton [54].

Переваги автоматики Криптон:

- повне управління роботи котла і системи опалення;
- великий цифровий дисплей і світлодіодні індикатори;

- плавне регулювання потужності наддуву;
- надійні механізми захисту від перегріву, замерзання, заклинювання;
- роз'єми для пульта дистанційного керування і кімнатного термостата.

7.6 Величини, які підлягають контролю та сигналізації

Контролю підлягають ті параметри, за значеннями яких здійснюється оперативне управління технологічним процесом, а також його пуск і зупинка. До таких параметрів належать усі режимні і вихідні параметри, а також вхідні параметри, при зміні яких в об'єкт будуть надходити збурення. Обов'язковому контролю підлягають параметри, значення яких регламентуються технологічною картою.

Для водогрійних котлів слід передбачати прилади для вимірювання наступних параметрів [48]:

- 1) температури води на вході і виході з котла;
- 2) тиску води на вході в котел і виході з котла;
- 3) температури відхідних газів;
- 4) тиску повітря після вентилятора і у пальників;
- 5) розрідження в топці і перед димососом;
- 6) витрати води через котел;
- 7) витрати рідкого і газоподібного палива;
- 8) вмісту кисню у вихідних газах.

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

Контроль тиску води необхідний для того, щоб визначити, чи є витрата води через котел. При зменшенні витрати тиск знижується. При підвищенні розрідження в газоході буде великий присос зовнішнього повітря через всякого роду нещільності в обмурівці. Це погіршить умови теплопередачі, знизиться продуктивність за рахунок підвищеної втрати з відхідними газами. Тому необхідний контроль розрідження перед димососом.

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

- підвищення температури води за котлом;
- зниження тиску води у зворотному трубопроводі;
- підвищення тиску димових газів;
- зниження витрати палива;

- підвищення кисню в димових газах;
- підвищення температури транспортного шнека і палива.

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

Для водогрійних котлів, що спалюють газоподібне або рідке паливо, захисту можна, як і в парових котлах, розділити на захисту, пов'язані з порушенням процесу горіння палива, і захисту за параметрами води на виході з котла. Захисту при порушеннях процесу горіння такі ж, що і в парових котлах.

Захисту за параметрами води:

- 1) підвищення температури води на виході з котла;
- 2) підвищення і пониження тиску води на виході з котла;
- 3) зменшення витрати води через котел.

Для котлів з температурою води 115 °С і нижче при зниженні тиску за котлом і зменшенні витрати води через котел не передбачено автоматичне відключення подачі палива до пальників.

Захист котла (автоматика безпеки) здійснюється за такими параметрами: підвищення температури гарячої води, зниження і підвищення тиску газу перед пальниками, зниження і підвищення тиску води в котлі, зниження тиску повітря перед пальниками, зниження розрідження в топці, погасанням полум'я пальника, зникнення напруги живлення, несправності блоків комплекту.

7.7 Розрахунок звужуючого пристрою витратоміра живильної води

Виміряти будь-яку величину означає порівняти її значення із значенням, що прийнято за одиницю вимірювання. Вимірювання бувають прямі, непрямі й сукупні. Для технологічних процесів використовують прямі вимірювання таких параметрів: температури, тиску, витрат, рівня, концентрації тощо.

Витратою називають кількість рідини або газу, що проходить через поперечний переріз трубопроводу в одиницю часу. Розрізняють масову F_m (кг/с) і об'ємну F_0 (м³/с) витрату, зв'язок між ними записують у вигляді

$$F_m = \rho \cdot F_0, \quad (7.1)$$

де ρ - густина рідини або газу (кг/м³).

Прилади, що вимірюють витрату, називають витратомірами.

Принцип витратомірів змінного перепаду тиску на звужуючому пристрої базується на вимірюванні різниці тисків, що створюється будь-яким звужуючим пристроєм, який встановлюють у трубопроводі на шляху руху рідини, газу, пари. До стандартних звужуючих пристроїв відносяться нормальна (стандартна) діафрагма, сопло, сопла Вентурі тощо. При протіканні рідини або газу (пари) через звужуючий пристрій частина потенціальної енергії переходить у кінетичну, при цьому середня швидкість потоку (W) у звуженому перерізі підвищується, а тиск зменшується (P).

Прямолінійна ділянка трубопроводу перед звужуючим пристроєм повинен бути не менше $25D_y$, а після нього – $10D_y$. Звужуючі пристрої як елементи САК є первинними перетворювачами сигналів тобто перепаду тиску для вимірювання витрати, що надходять на передавальні перетворювачі типу КВАНТ ДД.12. для перетворення їх в уніфіковані сигнали постійного струму 4 – 20 мА, пропорційні відповідним витратам, а далі – на вторинні прилади типу А-542 (А-543) для перетворення в значення витрати в об'ємних одиницях (м³/г), або на мікропроцесорні контролери.

Для стандартних звужуючих пристроїв коефіцієнти витрати α в широкому діапазоні цілком достовірні й репродуктивні (відтворювані), тому ці пристрої можна використовувати без індивідуального градування.

Проведемо розрахунок для звужуючого пристрою для витратоміра живильної води, позиція на кресленні – 14.

При виборі типу звужуючого пристрою зазвичай керуються правилами:

- втрати тиску (енергетичні втрати) у звужуючих пристроях збільшуються в певній послідовності: труба Вентурі, коротке сопло Вентурі, сопло-діафрагма;
- за інших режимних умов і однакових значеннях m і A_p сопла дозволяють вимірювати великі витрати потоків і забезпечують більш високу точність вимірювання в порівнянні з діафрагмами, особливо при малих значеннях τ ;

- у процесі експлуатації діафрагми закріплюються в більшій мірі, ніж сопла і змінюють коефіцієнти витрати, а, отже, площі поперечного перерізу вимірювального трубопроводу у диска і ступінь притуплення гостроти кромки;

При виконанні розрахунків стандартних звужуючих пристроїв, пов'язаних із зміною витрати потоків, вирішують чотири завдання.

1. Визначення діаметру d_{20} отвір діафрагми, сопла, сопла Вентурі, якщо відомі витрати потоку, його фізико-хімічні параметри та розміри циліндричної ділянки трубопроводу. У цьому випадку основне рівняння витрати потоку містить три невідомих A , ϵ , d_{20} . Можна застосувати спосіб послідовних наближень, при якому довільне значення d задається, відповідним якому або стандартного значенням τ , визначають у першому наближенні A . Потім орієнтовне значення ϵ по відношенню $\Delta p/p$. Виходячи з першого наближення a , знаходимо коефіцієнт m і по таблиці коефіцієнтів витрати, наприклад, для діафрагми з кутовим відбором перепаду тиску, визначають відповідне значення d_u при певному числі Рейнольдса зазвичай при ($Re = 10000$) після підстановки d_u в регулювання витрати знаходять, а в другому наближенні. Розрахунок продовжують до тих пір, поки d_{20} не буде відрізнятись більш ніж на 0,1%.

2. Визначення діаметра d_{20} отвір звужуючого пристрою при вільному виборі граничного перепаду тиск Δp_{pr} . Вибирається так, щоб відносна площа пристрою m була невелика. При середніх швидкостях потоків у вимірювальних трубопроводах 10-25 м / с значення m повинні відповідати перепадам тиску, які знаходяться в межах 0,016-0,063 МПа.

Застосування звужуючого пристрою з відносним m зв'язком відрізняється наступними перевагами: зменшується середня квадратична відносна похибка при більшій області вимірювання вимірюваних витрат потоку і вплив шорсткості вимірювальних трубопроводів до 300 мм; скорочується довжина прямих вимірювальних установок трубопроводу.

3. Визначення перепаду тиску D_p , який створюється діафрагмою, соплом, соплом Вентурі або трубою при певній витраті потоку для вибору необхідного манометра.

4. Визначення витрати потоку по вимірюваному перепаду тиску на звужуючому пристрої обумовленого типу, при відомих конструктивних параметрах звужуючого пристрою вимірювального трубопроводу з урахуванням фізико-хімічних показань потоку.

Вхідні дані для об'єкту наступні:

- речовина – вода,
- абсолютний тиск $P = 8 \text{ кгс/см}^2$,
- внутрішній діаметр труби $D_v = 270 \text{ мм}$,
- максимальна об'ємна витрата $Q_{0\text{max}} = 390 \text{ м}^3 / \text{год}$,
- мінімальна об'ємна витрата $Q_{0\text{min}} = 240 \text{ м}^3 / \text{год}$,
- допустима норма тиску $P_n = 3 \text{ кгс/см}^2$,
- наявність прямої ділянки труби перед діафрагмою,
- температура $t = 60 \text{ }^\circ\text{C}$.

Схема витратоміра зображена на рис. 8.7.

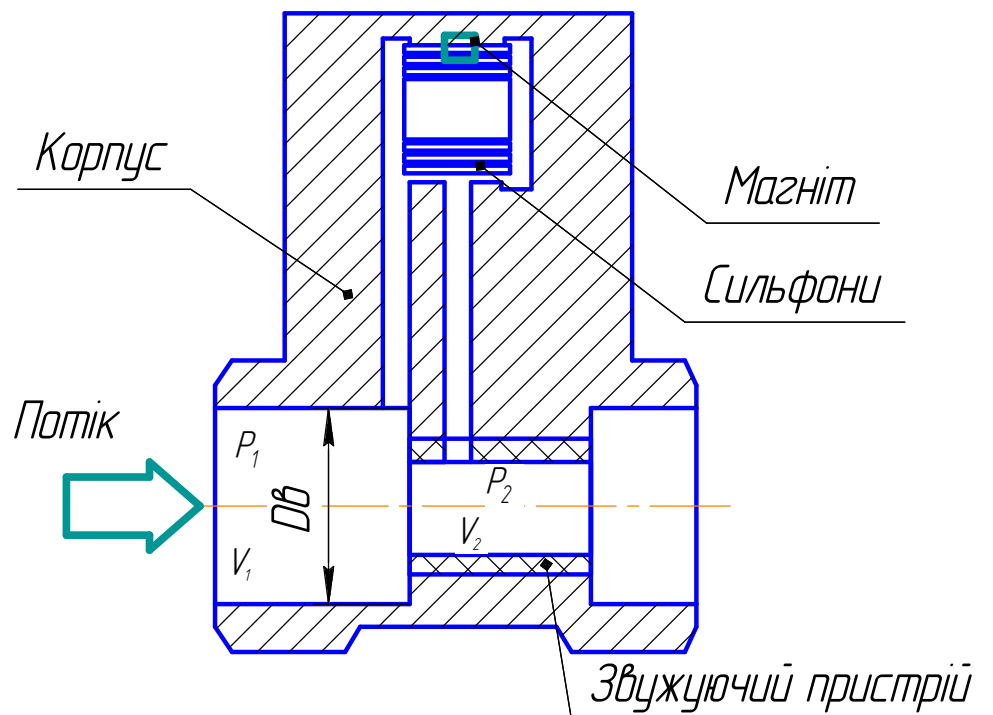


Рисунок 7.7 – Схема установки витратоміра диференціального тиску

Розрахунок:

Знаходяться відсутні для розрахунку дані: густина і динамічна в'язкість за середньою температурою потоку $60 \text{ }^\circ\text{C}$: $\rho = 990 \text{ кг / м}^3$; $\mu = 0,000469 \text{ Н}\cdot\text{с/м}^2$.

Складається схема трубопроводу, на якому стоїть звужуючий пристрій.

Вибираємо звужуючий пристрій – діафрагма.

Вибираємо тип дифманометра – мембранний.

Максимальна масова витрата

$$Q_{M\text{max}} = Q_{0\text{max}} \cdot \rho, \quad (7.2)$$

$$Q_{M\max} = 390 \cdot 990 = 386280 \text{ (кг/год)}.$$

Зі стандартного ряду чисел по максимальній витраті вибираємо число більше заданого на 20-25% і приймається за максимальну витрата при розрахунку

$$Q_{M\max}^n = 400000 \text{ кг/год}.$$

За однією з формул обчислюємо число Рейнольдса, яке відповідає максимальній витраті

$$Re = 0,1 \cdot \frac{Q_{\min} \cdot \rho}{D_{\text{тр}} \cdot \mu}, \quad (7.3)$$

$$Re = 0,1 \cdot \frac{240 \cdot 990}{270 \cdot 0,000469} = 187633.$$

З графіка визначається для яких модулів діафрагми виконується умова $Re_{\min} > Re_{\text{тр}}$. Умова $Re_{\min} > Re_{\text{тр}}$ виконується при $m < 0,395$.

Визначаємо число m_α для трьох сусідніх ΔP_H взятих із стандартного ряду чисел за однією з формул.

$$m_\alpha = \frac{Q_{M\max}^n}{0,01252 \cdot D_{\text{тр}}^2 \cdot \sqrt{\Delta P_H \cdot \rho}}, \quad (7.4)$$

де $Q_{M\max}^n$ – кг/год, $D_{\text{тр}}$ – мм, ΔP_H – кгс/см², ρ – кг/м³.

Таблиця 8.1 – Підбір стандартного звужуючого пристрою

ΔP_H , кгс/м ²	50000	85000	10000
m_α	0,41	0,68	0,36
α	0,76	0,672	0,653
m	0,48	0,395	0,31
$l_1/D_{\text{тр}}$	31	21	22,5
$P_H/D_{\text{тр}}$	48,5	60	66,5
P_n , кгс/м ²	5660	89005	10640

Для обчислення значень m_α за графіком визначаємо величини m та α і заносимо в таблицю.

За значеннями m з графіка втрати тиску від установлення діафрагми заносяться в таблицю. З розрахункової таблиці видно, що найбільш доцільним є період тиску на дифманометрі $\Delta P_H = 85000 \text{ кгс/м}^2$, тому при цьому наявна пряма ділянка трубопроводу більша за необхідну, втрата тиску менше допустимої і модуль близький до оптимального.

$$\text{Діаметр отвору діафрагми } \alpha = D_{\text{тр}} \cdot \sqrt{m} = 270 \cdot \sqrt{0.375} = 165 \text{ мм.}$$

Перевіримо розрахунок за формулою:

$$Q_{M_{\max}}^n = 0,01252 \cdot \alpha \cdot d^2 \cdot \sqrt{\Delta P_H}, \quad (7.5)$$

$$Q_{M_{\max}}^n = 0,012 \cdot 0,672 \cdot 165^2 \cdot \sqrt{3600 \cdot 990} = 404,464 \text{ кг/год}$$

Відносна похибка при вимірюванні витрати буде

$$\delta = \frac{|Q_{M_{\max}}^n - Q_{M_{\max}}|}{Q_{M_{\max}}^n} \cdot 100 = \frac{|390 - 404|}{390} \cdot 100\% = 3,6\%.$$

Розрахунок виконаний вірно, тому $\delta = 3,6\%$ і це не перевищує допустимі 5%.

Проведено розробку схеми автоматизації схеми водогрійної колельні для якої була САР управління комплексом котлів; САР потужності котла; САР співвідношення палива і повітря; САР розрідження; САР підігрівника II ступеня; САР підігрівника I ступеня. В результаті розроблено функціональну схему автоматизації котельні, підібрано регулятор-контроллер Prond Krypton та засоби вимірювання температури, витрати, тиску і концентрації. Описано величини які підлягають контролю, захисту та умови спрацювання сигналізації. Підібрано звужуючий пристрій для вимірювання витрати зворотної мережної води.

Розроблено функціональну схему автоматизації котельні яка представлена у графічній частині роботи.

8 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ РОБОТИ КОТЕЛЬНОЇ З СИСТЕМОЮ УТИЛІЗАЦІЇ

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

Розділ складається з локального кошторису (таблиця 8.1).

Локальний кошторис на влаштування обладнання розрахований в цінах 2019 року на основі підібраних матеріалів та ресурсних елементних кошторисних норм, на основі поточних цін на матеріали та ресурси (таблиця 8.1).

Кошторисна вартість дорівнює $K = 249,339$ тис. грн.

Кошторисна заробітна плата ЗП = 17,16 тис. грн.

Кошторисна трудомісткість $T = 0,765$ тис. люд -год

Оцінюємо ефективність проекту, підрахувавши наступні показники:

Чистими грошовими надходженнями (Net Value, NV) називається накопичений ефект (сальдо грошового потоку) від операційної та інвестиційної діяльності за розрахунковий період. Вони визначаються за формулою:

$$NV = \sum_{t=0}^{T_p} NCF_t = \sum_{t=0}^{T_p} R_t - Z_t - N_t - K_t, \quad (8.1)$$

де NCF_t – чистий грошовий потік на t -ому році;

R_t - результат виручки у t -й рік;

Z_t - витрати у t -й рік;

N_t - податки у t -й рік;

K_t – інвестиції у t -й рік;

T_p - розрахунковий період.

$$NV = -249,339 + (119,072 - 102,88) + (140,06 - 102,887) + (161,05 - 102,88) + (182,07 - 102,88) + (203,55 - 102,88) = 42,56 \text{ тис. грн.}$$

Чиста поточна вартість проекту (Net Present Value, NPV, інтегральний економічний ефект, чистий дисконтований дохід) – це величина чистих

грошових надходжень, це сума різниць результатів, витрат та інвестиційних вкладень за розрахунковий період, приведених до одного року за допомогою коефіцієнта дисконтування:

$$NPV = \sum_{t=0}^{T_p} NCF_t \cdot \eta_t = \sum_{t=0}^{T_p} (R_t - Z_t - N_t - K_t) \cdot \eta_t, \quad (8.2)$$

де η_t - коефіцієнт дисконтування.

$$NPV = -249,339 \times (1+0,16)^0 + (119,072 - 102,88) : (1+0,16)^1 + (140,06 - 102,88) : (1+0,16)^2 + (161,056 - 102,88) : (1+0,16)^3 + (182,05 - 102,88) : (1+0,16)^4 + (203,2 - 102,88) : (1+0,16)^5 = 24,37 \text{ тис. грн.}$$

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

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

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

Висновок. Оскільки NPV та NV є додатними, тобто за розрахунковий період грошові надходження перевищують суму капітальних вкладень, що призведе до зростання доходів інвестора, то проект вважається ефективним.

Таблиця 8.1 - Локальний кошторис на будівельні роботи № 2-1-1

Основа:
креслення (специфікації) №

Кошторисна вартість 249,339 тис. грн.
Кошторисна трудомісткість 0,765 тис.люд.-год.
Кошторисна заробітна плата 17,160 тис. грн.
Середній розряд робіт 4,3 розряд

Складений в поточних цінах станом на "20 10" 2019 р.

№ п/п	Обґрунтування (шифр норми)	Найменування робіт і витрат	Одиниця виміру	Кількість	Вартість одиниці, грн.		Загальна вартість, грн.			Витрати труда робітників, люд.-год.	
					Всього	експлуатації машин	Всього	заробітної плати	експлуатації машин	не зайнятих обслуговуванням машин	
										тих, що обслуговують машини	
					заробітної плати	в тому числі заробітної плати			в тому числі заробітної плати	на одиницю	всього
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	C331-21 варіант 1	Перевезення санітарно-технічних та електротехнічних виробів та устаткування масою до 150 кг транспортом загального призначення на відстань 30 км	т	6,04	<u>168,34</u> -	<u>168,34</u> -	1017	-	<u>1017</u> -	-	-
2	E16-7-4	Прокладання трубопроводів зі сталевих труб із зварними стилями на умовний тиск не більше 2,5 МПа	100м	0,33	<u>9607,05</u> 1152,93	<u>117,50</u> 29,90	3170	380	<u>39</u> 10	<u>55,27</u> 1,7283	<u>18,24</u> 0,57
3	E18-13-4	Установлення насосів підживлювальних UPSD 65-180F	шт	3	<u>53785,55</u> 839,03	<u>149,46</u> 43,40	161357	2517	<u>448</u> 130	<u>41,66</u> 2,523	<u>124,98</u> 7,57
4	& C132-1-Н варіант 20	Теплообмінник -утилізатор, 167 кВт, 27 м ²	шт	3	<u>13349,06</u> -	-	40047	-	-	-	-
5	M6-9-14	Монтаж теплообмінника -утилізатора, 167 кВт, 27 м ²	т	1,36	<u>15465,95</u> 7574,63	<u>3795,74</u> 694,71	21034	10301	<u>5162</u> 945	<u>337,4</u> 33,7524	<u>458,86</u> 45,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6	E16-15-1	Установлення клапанів зворотних фланцевих 16С13НЖ, Ду50, Ру1 МПа	шт	3	<u>3158,67</u> 49,12	<u>11,65</u> 2,61	9476	147	<u>35</u> 8	<u>2,41</u> 0,1561	<u>7,23</u> 0,47
7	E16-17-6	Установлення кранів шарових Ду 50, 12Х18Н10Т	шт	7	<u>1002,42</u> 277,49	<u>30,84</u> 8,16	7007	832	<u>93</u> 24	<u>14,1</u> 0,4704	<u>42,3</u> 1,41
Разом прямі витрати по кошторису							239108	14177	<u>6794</u> 1117		<u>651,61</u> 55,92
Разом будівельні роботи, грн.							239108				
в тому числі:											
вартість матеріалів, виробів та конструкцій, грн.							218137				
всього заробітна плата, грн.							15294				
Загальновиробничі витрати, грн.							10231				
трудомісткість в загальновиробничих витратах, люд.год.							57,72				
заробітна плата в загальновиробничих витратах, грн.							1866				
Всього будівельні роботи, грн.							249339				

-											
Всього по кошторису							249339				
Кошторисна трудомісткість, люд.год.							765				
Кошторисна заробітна плата, грн.							17160				

Склав

[посада, підпис (ініціали, прізвище)]

Перевірив

[посада, підпис (ініціали, прізвище)]

9 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

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

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

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

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

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

1). фізичні:

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

– незахищені рухомі елементи виробничого обладнання .

2). хімічні:

– загальнотоксичні речовини, які діють на нервову систему (окис вуглецю);

– подразнюючі речовини, що діють на очі, ніс, тіло людини (окис азоту).

3). психофізіологічні:

– фізичні перевантаження (статичні);

– нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

9.1 Технічні рішення щодо безпечної експлуатації об'єкта

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

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

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

В якості захисту від ураження електричним струмом застосовується:

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

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

3. використання електрозахисних засобів: ізолювальні кліщі, заземлення, інструменти з ізолювальними ручками, діелектричні рукавиці,

підставки для ніг на ізоляторах, покажчики відсутності напруги, плакати безпеки, огороження.

9.2 Технічні рішення щодо безпечної організації робочих місць

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

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

Персонал котельні повинен:

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

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

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

9.3 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Мікроклімат

З метою підвищення працездатності та збереження здоров'я важливим є створення працівникові (оператору котельні) стабільних метрологічних умов – мікроклімат повітряного середовища. Він складається з:

- температури;
- відносної вологості;
- швидкості руху повітря;
- інтенсивності теплового випромінювання.

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

В залежності від періоду року існують нормовані значення параметрів температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Допустимі норми температури відносної вологості та швидкості руху повітря в робочій зоні виробничого приміщення приводяться в таблиці 9.1

Таблиця 9.1 – Допустимі норми параметрів повітря

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху повітря, м/с
		Допустима на робочих місцях	Доп. на пост і непост. роб. місцях	Доп. на пост і непост. роб. місцях
Холодний	Легка Іа	21-25	75	не більше 0,1
Теплий	Легка Іа	22-28	55 при 28°С	0,1-0,2

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

Склад повітря робочої зони

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

Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в атмосферному повітрі населених пунктів наведено в таблиці 9.2.

Таблиця 9.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в атмосферному повітрі населених пунктів

Речовина	Гранично допустима концентрація, мг/м ²		Клас безпеки
	Максимально разова, ГДК _{МАХ}	Середньодобова, ГДК _{СЕР}	
Двоокис азоту (NO ₂)	0,085	0,04	2
Вуглець (СО)	3,0	1,0	3

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

Освітлення робочої зони

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

Природне освітлення нормується коефіцієнтом природного освітлення – КПО або e :

$$e = E_{\text{вн}} / E_{\text{зов}} \cdot 100\%, \quad (9.1)$$

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

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

Нормоване значення коефіцієнта природної освітленості визначається за формулою:

$$e_N = e_H \cdot m_N \quad (9.2)$$

де e_N – значення КПО;

m_N – коефіцієнт теплового клімату;

N – номер групи забезпеченості природним світлом.

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

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

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

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

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

Виробничий шум

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

Димососи, вентилятори, насоси, пальники котлів – це основні джерела шуму котельні. Дія шуму на людину шкідлива. Нормування шуму проводиться за граничним спектром шуму і за рівнем звуку. За характером спектру шум – широкосмуговий з безперервним спектром шириною більше октави; за тональною характеристикою постійний; за походженням – гідродинамічний. Допустимі рівні звукового тиску представлені в таблиці 9.3.

Таблиця 9.3 – Допустимі рівні звукового тиску

Вид трудової діяльності, робоче місце	Рівні звукового тиску								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
На постійних робочих місцях у виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Найбільш раціональними способами є пониження шуму в джерелі, або зміна напрямку його випромінювання. Однак вони потребують конструкторської переробки джерела, яке випромінює шум, або механізми в

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

Психофізіологічні фактори

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

а) Класи умов праці за показниками важкості праці:

Загальні енергозатрати організму (кґ/м):

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

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

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

Маса вантажу. Що постійно підіймається – до 25.

Стереотипні робочі рухи:

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

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

Статичне навантаження (кґ/с):

Двома руками (чоловіки) – до 70 000;

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

Робоча поза:

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

Нахил тулуба:

Вимушені нахили протягом зміни – 150 разів;

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

б) Класи умов праці за показниками напруженості праці:

Інтелектуальні навантаження:

Зміст роботи - рішення складних завдань з вибором за алгоритмом;

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

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

Сенсорні навантаження:

Зосередження (%за зміну) – до 50;

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

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

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

Емоційне навантаження:

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

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

Режим праці:

Тривалість робочого дня - більше 8 год;

Змінність роботи – тризмінна (цілодобова).

9.4 Оцінка можливих наслідків вибуху газу в разі виникнення аварійної ситуації на котлі ТВГ-8МВ

9.4.1 Розрахунок надмірного тиску вибуху газоповітряної суміші

Густина газу при розрахунковій температурі $t_p = 26$ °С визначається за формулою

$$\rho_{\Gamma} = \frac{M}{V_0 \cdot (1 + 0,00367t_p)}, \quad (9.3)$$

$$\rho_{\Gamma} = \frac{16}{22,413(1 + 0,0036 \cdot 26)} = 0,65 \text{ (кг} \times \text{м}^{-3}\text{)}.$$

де M – молярна маса речовини ($M(C_xO_yH_z) = x \cdot M_C + y \cdot M_O + z \cdot M_H$), г·кмоль⁻¹ (для природного газу CH_4 – $M(CH_4) = 12 + 4 \cdot 1 = 16$);

V_0 – мольний об'єм, що дорівнює $22,413 \text{ м}^3 \cdot \text{кмоль}^{-1}$.

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

$$C_{\text{ст}} = \frac{100}{1 + 4,84 \cdot \beta}, \quad (9.4)$$

$$C_{\text{ст}} = \frac{100}{1 + 4,84 \cdot 2} = 9,36.$$

де $\beta = n_c + \frac{n_H - n_x}{4} - \frac{n_o}{2} = 1 + \frac{4}{4} = 2$ – стехіометричний коефіцієнт кисню

в реакції згоряння (при розрахунку β атоми азоту не враховуються);

$n_c=1$, $n_H=4$, $n_o=0$, $n_x=0$ – число атомів С, Н, О та галогенів у молекулі ГГ або парів ГР (робоче паливо – газ метан).

Об'єм газу, що вийшов з апарата

$$V_a = \frac{P_1}{P_0} \cdot V = 0,01 \cdot P_1 \cdot V, \quad (9.5)$$

$$V_a = 0,01 \cdot 25 \cdot 5,75 = 1,43 \text{ (м}^3\text{)}.$$

де $P_1=25$ – тиск газу в апараті, кПа;

$V = 5,75$ – робочий об'єм апарата, м³;

P_0 – атмосферний тиск, що дорівнює 101,3 кПа.

Об'єм газу, що вийшов з трубопроводів

$$V_T = V_{1T} + V_{2T}, \quad (9.6)$$

$$V_T = 3,1 + 36 = 39,1 \text{ (м}^3\text{)}.$$

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

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

$$V_{1T} = q \cdot \tau, \quad (9.7)$$

$$V_{1T} = 0,3 \cdot 120 = 36 \text{ (м}^3\text{)}.$$

де $q=0,3 \text{ м}^3 \cdot \text{с}^{-1}$ – витрата газу при максимальному навантаженні, яку визначають згідно з технологічним регламентом залежно від тиску у трубопроводі, його діаметру, температури газового середовища тощо (згідно техпаспорта котла); $\tau = 120 \text{ с}$ – час перекивання в автоматичному режимі

$$V_{2T} = 0,01\pi \cdot P_2(r_{1}^2 L_1 + r_{2}^2 L_2 + \dots + r_n^2 L_n), \quad (9.8)$$

$$V_{2T} = 0,01 \cdot 3,14 \cdot 25 \cdot 0,25 \cdot 15,8 = 3,1 \text{ (м}^3\text{)}.$$

де $P_2 = 25$ – максимальний тиск у трубопроводі за технологічним регламентом, кПа;

$r_1 = 0,25$ – внутрішній радіус трубопроводів, м (за завданням);

$L_1 = 15,8$ – загальна довжина трубопроводів від аварійного апарата до засувки, м (за завданням);

$P_0 = 101,3$ – атмосферний тиск, кПа.

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

$$m_{\Gamma} = (V_a + V_T) \cdot \rho_{\Gamma}, \quad (9.9)$$

$$m_{\Gamma} = (1,43 + 39,1) \cdot 0,65 = 26,3 \text{ (кг)}.$$

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

$$\Delta P = (P_{max} - P_o) \cdot \frac{m \cdot Z}{V_{вільн} \cdot \rho_{\Gamma}} \cdot \frac{100}{C_{ст}} \cdot \frac{1}{K_H}, \quad (9.10)$$

$$\Delta P = (900 - 101) \cdot \frac{26,3 \cdot 0,5 \cdot 100}{1800 \cdot 0,65 \cdot 9,36 \cdot 3} = 32 \text{ (кПа)},$$

де P_{\max} – максимальний тиск вибуху стехіометричної газоповітряної або пароповітряної суміші у замкнутому об'ємі (приймається 900 кПа);

P_0 – початковий тиск, кПа (приймається 101 кПа);

m – маса ГГ або парів ЛЗР та ГР, що потрапили в результаті розрахункової аварії до приміщення, яку визначають для ГГ за формулою (4);

$Z = 0,5$ – коефіцієнт участі ГГ або парів у вибуху, який може бути розрахований на підставі характеру розподілення газів і парів в об'ємі приміщення;

$V_{\text{вільн}} = 1800$ – вільний об'єм приміщення, м³ (згідно завдання);

K_H – коефіцієнт, що враховує негерметичність приміщення й неадіабатичність процесу горіння (приймається $K_H = 3$).

9.4.2 Визначення розмірів зони поширення полум'я

Горизонтальні розміри зони, м, які обмежують область концентрацій, що перевищують нижню концентраційну межу поширення полум'я ($C_{\text{НКМП}}$)

$$R_{\text{НКМП}} = 14,5632 \cdot \left(\frac{m_{\text{Г}}}{\rho_{\text{Г}} \cdot C_{\text{НКМП}}} \right)^{0,333}, \quad (9.11)$$

$$R_{\text{НКМП}} = 14,5632 \cdot \left(\frac{26,3}{0,65 \cdot 14} \right)^{0,333} = 20,74 \text{ (м)}$$

де $m_{\text{Г}}$ – маса ГГ, що надійшли до відкритого простору під час аварійної ситуації, кг;

$\rho_{\text{Г}}$ – густина ГГ при розрахунковій температурі й атмосферному тиску, кг·м⁻³;

$C_{\text{НКМП}}$ – нижня концентраційна межа поширення полум'я ГГ 14 % (об.).

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

9.4.3 Розрахунок інтенсивності теплового випромінювання внаслідок вибуху

Інтенсивність теплового випромінювання розраховуємо для пожежі «вогненна куля».

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

$$D_s = 5,33m^{0,327}, \quad (9.12)$$

$$D_s = 5,33 \cdot 26,3^{0,327} = 15,5 \text{ (м)}.$$

Висоту центра «вогняної кулі» визначаємо

$$H = D_s/2, \quad (9.13)$$

$$H = 15,5/2 = 7,75 \text{ (м)}.$$

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

$$t_s = 0,92m^{0,303}, \quad (9.14)$$

$$t_s = 0,92 \cdot 26,3^{0,303} = 2,47 \text{ (с)}.$$

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

$$r = \sqrt{D_s^2 + H^2}, \quad (9.15)$$

$$r = \sqrt{15,5^2 + 7,75^2} = 17,3 \text{ (м)}$$

Коефіцієнт пропускання теплового випромінювання крізь атмосферу ψ розраховуємо за формулою

$$\psi = \exp \left[-7 \cdot 10^{-4} \cdot (\sqrt{r^2 + H^2} - D_s/2) \right], \quad (9.16)$$

$$\psi = \exp \left[-7 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\sqrt{(17,3^2 + 7,75^2)} - 15,5/2 \right) \right] = 0,99.$$

Кутовий коефіцієнт опромінення

$$F_q = \frac{H / D_s + 0,5}{4 \cdot \left[(H / D_s + 0,5)^2 + (r / D_s)^2 \right]^{1,5}}, \quad (9.17)$$

$$F_q = \frac{7,75 / 15,5 + 0,5}{4 \cdot \left[(7,75 / 15,5 + 0,5)^2 + (17,3 / 15,5)^2 \right]^{1,5}} = 0,074.$$

Інтенсивність теплового випромінювання обчислюємо за формулою

$$q = E_f \cdot F_q \cdot \psi, \quad (9.18)$$

$$q = 450 \cdot 0,074 \cdot 0,99 = 32,9 \text{ (кВт} \cdot \text{м}^{-2}\text{)}.$$

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

У випадку аварії, що може бути спричинена вибухом газоповітряної суміші, надмірний тиск ударної хвилі буде достатнім для сильного руйнування приміщення котельні, тому необхідно забезпечити дотримання норм експлуатації обладнання в котельні, забезпечити дотримання всіх норм пожежної безпеки, встановити додаткові системи запобігання витоку газу з трубопроводів, робоче місце оператора розмістити за межами зони поширення полум'я, спроектувати конструкцію будівлі так щоб надмірний тиск ударної хвилі компенсувався за рахунок руйнування даху та віконних прорізів, запобігти розміщення в зоні поширення полум'я речовин, що можуть спалахнути за розрахованої інтенсивності теплового випромінювання.

ВИСНОВКИ

В роботі розроблено систему утилізації теплоти відхідних газів котельні. Для вибору раціонального варіанту було проведено багатоваріантний аналіз системи утилізації відхідних газів. Серед розглянутих варіантів: схема з одним теплообмінником, з трьома теплообмінниками, з розділенням теплообмінника на «суху» і «мокру» зони, з трьома теплообмінниками і послідовним підключенням води, обрано схему з розділенням на 3 потоки, оскільки вона відповідає поставленим критеріям: економічності, зручності експлуатації і обслуговування, надійності.

Для даної системи розроблено технологію монтажу. Виконано компоновку обладнання, схеми прокладення трубопроводів, враховані відомості по виконанню робіт, визначена трудоемкість монтажних робіт. Визначено необхідну кількість виробів та матеріалів для монтажу системи, потребу в допоміжних матеріалах, підібрані машин, механізми та пристосування для виконання монтажних робіт.

Так, загальна маса всіх вантажів становить $\Sigma M_{\text{заг}} = 3,124$ (т), загальна маса теплообмінників і насосів, що встановлюються на котельні, становить відповідно 1815 і 200 кг. Після проведення необхідних розрахунків розроблені план та розріз для виконання монтажних робіт, аксонометричну схему трубопроводів. Загальна тривалість монтажних робіт 12,03 діб. Загальна трудомісткість монтажних робіт становить 59,44 люд·діб.

Проведено розробку схеми автоматизації схеми водогрійної котельні для якої була розроблена САР управління комплексом котлів; САР потужності котла; САР співвідношення палива і повітря; САР розрідження; САР підігрівника II ступеня; САР підігрівника I ступеня. В результаті розроблено функціональну схему автоматизації котельні, підібрано регулятор-контроллер Prond Krupton та засоби вимірювання температури, витрати, тиску і концентрації. Описано величини які підлягають контролю, захисту та умови спрацювання сигналізації. Підібрано звужуючий пристрій для вимірювання витрати зворотної мережної води. Розроблено функціональну схему автоматизації котельні яка представлена у графічній частині роботи.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Єрмоєнко Д. О. Напрямки використання вторинних енергоресурсів на підприємствах харчової промисловості / Д. О. Єрмоєнко, І. М. Лебедев // Праці Таврійського державного агротехнологічного університету. - 2012. - Вип. 12, т. 4. - С. 133-138. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Ptdau_2012_12_4_19.
2. ДСТУ 3818-98. Енергозбереження. Вторинні енергетичні ресурси. Терміни та визначення. – К. : Держстандарт України, 1999. – 29 с.
3. Микитенко В. В. Формування системи забезпечення ефективного використання енергоресурсів у промисловості: автореф. на здобуття наук. ступеня д.е.н.: спец. 08.00.03 «Економіка та управління національним господарством» / В. В. Микитенко. – Рада по вивченню продуктивних сил України НАН України. – Київ, 2007. – 37 с.
4. Методическое пособие для производственных малых и средних предприятий по вопросам повышения ресурсо- и энергоэффективности / Т. Е Троицкий-Марков., Д. В Сенновский., В. И Зуев., А. В Журова. – М.: Межрегиональный центр промышленной субконтрактації и партнерства, 2010. – 145 с.
5. Черепанова Екатерина Владимировна. Охлаждение продуктов сгорания газообразного топлива в ребристых теплообменниках : Дис. ... канд. техн. наук : 05.14.04 Екатеринбург, 2005 155 с.
6. Енергетична ефективність України. Кращі проектні ідеї [електронне видання] : Проект «Професіоналізація та стабілізація енергетичного менеджменту в Україні» / Уклад.: С.П. Денисюк, О.В. Коцар, Ю.В. Чернецька. – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2016. – 79 с.
7. Мазур М. В. Статистичний аналіз споживання енергетичних ресурсів в Україні / М. В. Мазур // Вісник Хмельницького національного університету. Економічні науки. - 2014. - № 6(1). - С. 110-114.
8. Навродська Раїса Олександрівна. Утилізація теплоти відхідних газів газоспоживаючих котлів у поверхневих теплоутилізаторах конденсаційного типу: Дис... канд. техн. наук: 05.14.06 / НАН України; Інститут технічної теплофізики. - К., 2001. - 154арк.
9. М. Чепурний, Н. Резидент, Т. Олексина, і Ю. Возіян, Утилізація теплоти відхідних газів із котлів в утилізаторах контактного типу, НПВНТУ,

№ 4, Січ 2016.

10. Ткаченко С.Й. Розрахунки теплових схем і основи проектування джерел тепlopостачання / Ткаченко С.Й., Чепурний М. М., Степанов Д. В. – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 138 с.

11. Чепурний М.М. Розрахунки теплових схем когенераційних установок / Чепурний М.М., Ткаченко С.Й., Бужинський В.В. – Вінниця: ВНТУ, 2003. – 104с.

12. Чепурний М. М. Основи технічної термодинаміки / Чепурний М. М., Ткаченко С.Й. - Вінниця: "Поділля - 2000". – 2004. – 532с.

13. Павлов К.В., Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии/ Павлов К.В., Романков П.Г., Носков А.А.: Учебн. пособ. для вузов/Под ред. чл. – корр. АН СССР П.Г. Романкова, 1987. – 576с.

14. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник./Под общей ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 551с.

15. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов 5-е изд.; перераб / Соколов Е. Я. – М.: Энергоиздат, 1982. – 360с.

16. Степанов Д. В. Обґрунтування раціонального джерела тепlopостачання навчального корпусу ВНТУ / Д. В. Степанов, Н. Д. Степанова, А. О. Буянов // Сучасні технології, матеріали і конструкції в будівництві. - 2016. - №1. - С. 123-127.

17. Степанов Д. В. Вибір ефективного джерела теплохолодопостачання житлової будівлі / Степанов Д. В., Степанова Н. Д., Гайдейчук О. О. // Сучасні технології, матеріали та конструкції в будівництві. – 2013. – № 1. – С. 149–152.

18. Богословский В. Н. Отопление и вентиляция. Учебник для вузов. ч.2. Вентиляция / В. Н. Богословского - М. : Стройиздат, – 1976. – 440 с.

19. Козловський В. О. Техніко – економічні обґрунтування та економічні розрахунки в дипломних проектах та роботах / Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2003. – 75с.

20. Теплообмінні апарати [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://uk.wikipedia.org/wiki/Теплообмінний_апарат. (дата звернення: 31.12.2016). – Назва з екрана.

21. Юдин В. Ф. Теплообмен поперечно-оребранных труб / В. Ф. Юдин – Л.: Машиностроение, 1982. – 189 с.

22. Чепурний М. М. Тепломасообмін в прикладах і задачах [Електронний ресурс] / М. М. Чепурний, Н. В. Резидент – Електрон. аналог друк. вид.: режим доступу: <http://posibnyky.vntu.edu.ua/ch/index.htm> (дата звернення: 31.12.2016). – Назва з екрана.
23. Ройзен Л. И. Тепловой расчет ребренных поверхностей / Л. И. Ройзен, И. М. Дулькин – М.: Энергия, 1977. – 256 с.
24. Михеев М. А. Основы теплопередачи / М. А. Михеев, И. М. Михеева. – М.: Энергоиздат, 1977. – 366 с.
25. Справочник по гидравлическим расчетам / Под ред. П. Г. Киселева. – М.: Энергия, 1984. – 308 с.
26. Исаченко В. П. Теплопередача / В. П. Исаченко, В. А. Осипова, А. С. Сукомел – М.: Энергия, 1981. – 417 с.
27. Микитенко В. В. Формування системи забезпечення ефективного використання енергоресурсів у промисловості: автореф. на здобуття наук. ступеня д.е.н.: спец. 08.00.03 «Економіка та управління національним господарством» / В. В. Микитенко. – Рада по вивченню продуктивних сил України НАН України. – Київ, 2007. – 37 с.
28. Коваленко Л. М., Глушков А. Ф. Теплообменники с интенсификацией теплоотдачи. – М.: Энергоатомиздат 1986. – 240 с.
29. Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Физматгиз 1963.
30. Справочник по гидравлическим расчетам / Под ред. П. Г. Киселева. – М.: Энергия, 1984. – 308 с.
31. Бакластов А. М. Проектирование, монтаж и эксплуатация теплоиспользующих установок / Бакластов А.М. –М.: Энергия, 1970.– 558 с.
32. Порядок визначення кошторисної вартості будівництва [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: http://studopedia.com.ua/view_ekonomikabud.php?id=35.
33. Ресурсные элементные сметные нормы на монтаж оборудования ДСТУ БДН Д.2.2.9-99. – К. : Держстандарт України, 204. – 34 с.
34. Указания по применению ресурсных элементных сметных норм на монтаж оборудования ДСТУ БДН Д.1.1-3-99. –К.: Держстандарт України, 06.–18 с.
35. Монтаж котлів малої потужності [Електронний ресурс] Режим доступу: <http://thermopraktik.ua/uslugi/proektirovanie-montazh-sistem-otopleniya>
36. Рекомендації по монтажу та наладці ІТП [Електронний ресурс] -

Режим доступу до ресурсу: http://termofort.kiev.ua/ua/poslugi/montaj_nalashtuvannja_servis.html

37. ДБН Д.2.3-12-99 Збірник 12. Технологічні трубопроводи. – К.: Держстандарт України, 2000. – 200 с.

38. ДБН Д.2.2-16-1999. Збірник 16. Трубопроводи внутрішні. – К.: Держстандарт України, 2000. – 48 с.

39. ДБН Д.2.4-19-2000. Збірник 19. Ізоляційні роботи. – К.: Держстандарт України, 2000. – 29 с.

40. ДБН Д.2.3-7-99 Збірник 7. Компресорні установки, насоси, вентилятори. – К.: Держстандарт України, 1999. – 47 с.

41. ДБН Д.2.4-15-2000 Збірник 20. – Внутрішні сантехнічні роботи. – К.: Держстандарт України, 1999. – 107 с.

42. Автомобиль КАМАЗ 5320 и его модификации [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://gredx.ru/history/kamaz-5320>

43. Каталог кранів КС на спеціальному шассі [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: <http://www.techstory.ru>.

44. Каталог обладнання для електричного зварювання [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: <https://hunter-ua.com/ru>.

45. Каталог будівельних машин і інструментів [Електронний ресурс] - Режим доступу до ресурсу: <http://powertools.co.nz>.

46. ДСТУ-Н Б В.2.5-68:2012 – Настанова з будівництва, монтажу та контролю якості трубопроводів зовнішніх мереж водопостачання та каналізації. – К.: Мінрегіон України, 2013. – 74 с.

47. Голдобин, Ю.М. Автоматизация теплоэнергетических установок : учеб. пособие / Ю.М. Голдобин, Е.Ю. Павлюк.— Екатеринбург : УрФУ, 2017.— 186 с.

48. Котельні: ДБН В.2.5-77:2014. [Чинні від 01.01.2015] – К.: Мінрегіон України, 2015. – 65 с.

49. Автоматизація технологічних процесів. Зображення умовні приладів і засобів автоматизації в схемах: ДСТУ Б А.2.4-16:2008. - [Чинний від 2008 -06-27 № 271]. – К.: Мінрегіонбуд України, 2009. – 14 с.

50. Датчики витрати. Характеристики [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://tehnoetalon.com.ua/p249640474-induktsionnyj-rashodomer-flow38.html> – Назва з екрану.

51. Витратомір-лічильник ДНЕПР 7У [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://dnepr-ukr.in.ua/p513609315-rashodomer-schyotchik-dnepr.html>– Назва з екрану.

52. Датчик тиску КРІ 35 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://termopartner.ru/catalog/promyshlennaya_avtomatika/rele_davleniya_i_perepada_davleniya_pressostaty/rele_davleniya_pressostat_kpi_35_danfoss/ – Назва з екрану.

53. Датчик розрідження СДВ «STANDARD» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://prompribor.com.ua/ru/pages/1083/> – Назва з екрану.

54. Контроллер Prond Krypton [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://xn--e1aamjjfht.com.ua/komplektuyushchiedymohody/avtomatika-prond-krypton.html>– Назва з екрану.

55. Резидент Н.В., Шкурак С.М. Утилізація теплоти відхідних газів опалювальної водогрійної котельні Режим доступу: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/all-fbtegp/all-fbtegp-2019/paper/view/7973/6664>

ДОДАТКИ

Додаток А

УЗГОДЖЕНО

Керівник або заступник Назва підприємства

установи _____ підпис

Підпис Ініціали та прізвище

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТЕ

д. т. н., проф.

_____ С. Й. Ткаченко

«____» _____ 2019

р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

Система утилізації теплоти водогрійної котельні

Термін початку і виконання роботи:

з _____ р. до _____ р.

Студент гр. ТЕ-18м

Керівник к.т.н., доц.

Шкурак С. М.

Резидент Н. В.

1 Найменування і область використання продукції

Дана розробка стосується модернізації водогрійної опалювальної котельні, яка призначена підвищити економічність, енергетичну ефективність та зменшити шкідливі викиди котельні в навколишнє середовище. Дана розробка може бути використана для водогрійних котелень комунальних, харчових та переробних підприємств

2 Мета і призначення розробки

Метою даної розробки є зменшення витрати природного газу водогрійної котельні шляхом влаштування утилізатора теплоти відхідних газів котлів.

3 Джерела розробки

Первинним джерелом для розробки є параметри по опаленню, теплопостачанню, а також нормативні дані по необхідним параметрам, які наведені в інших інформаційних джерелах:

ДБН В.2.5-77:2014 – «Котельні установки»

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

СНиП 2.04.14 – 88 – «Теплова ізоляція обладнання і трубопроводів»

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

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

Чепурний М. М. Утилізація теплоти газів із котлів в утилізаторах контактного типу / М. М. Чепурний, Н. В. Резидент, Ю. К. Возіян. // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. – 2015. – № 4. – Режим доступу: <http://trudy.vntu.edu.ua/index.php/trudy/article/view/480>.

4 Основа для виконання

Наказ ректора № 254 від 02. 10. 2019 року.

Основою для розробки є необхідність підвищення економічної, енергетичної та екологічної ефективності водогрійної котельні.

5 Технічні вимоги

5.1 Запроектована система повинна виконувати такі функції:

- а) забезпечення споживачів гарячою водою з визначеною кількістю та параметрами;
- б) забезпечення оптимальних температур відхідних газів на вході в димову трубу;
- в) забезпечення зменшення споживання природного газу;
- г) забезпечення зменшення шкідливих викидів в навколишнє середовище.

6 Економічні показники

6.1 На підставі техніко-економічних розрахунків, проаналізувавши декілька варіантів теплоенергетичних систем, вибрано оптимальний.

6.2 Визначивши собівартість теплоти, здійснити економічне обґрунтування доцільності розробки енергоефективних заходів.

7 Заходи з енергозбереження

На всіх підключеннях до споживачів встановити комерційні лічильники теплової енергії.

Встановити теплоізоляцію трубопроводів.

Використовувати автоматичне регулювання основних параметрів роботи котельні.

Використовувати енергоефективне насосне та тягодуттєве обладнання.

Використовувати енергозберіжні технології освітлення.

У теплообміннику утилізувати теплоту відхідних газів котельні.

8 Вимоги до стандартизації та уніфікації

Деталі та вузли обладнання котельні повинні бути по можливості стандартними та уніфікованими, щоб забезпечити можливість швидкого монтажу та можливість їх ремонту чи заміни.

9 Вимоги до надійності

На надійність роботи обладнання котельні впливають якість проекту, монтажу та рівень підготовки обслуговуючого персоналу. Параметри показників, які забезпечують визначену надійність встановлюються у відповідних державних стандартах.

10 Стадії і етапи розробки

10.1 Багатоваріантний аналіз по реалізації системи утилізації відхідних газів котельні;

10.2 Розробка конструкції теплообмінника-утилізатора відхідних газів;

10.3 Розрахунок теплової схеми котельні з системою утилізації теплоти відхідних газів котельні;

10.4 Розробка технології монтажу ТУ;

10.5 Розробка системи автоматизації теплової схеми котельні;

10.6 Розробка принципів техніки безпеки та охорони праці.

11 Порядок контролю та приймання роботи

Виконання етапів графічної та розрахункової документації магістерської кваліфікаційної роботи контролюється керівником згідно з графіком виконання проекту.

Прийняття роботи здійснюється комісією затвердженою зав. кафедрою згідно з графіком захисту.

Коректування технічного завдання допускається з дозволу керівника роботи.