

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ШОТКИНСЬКИЙ ІНСТИТУТ  
СУМСЬКОГО ДЕРЖАВНОГО УНІВЕРСИТЕТУ**

**Кафедра хімічної технології високомолекулярних сполук**

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА**

**Тема проекту: Дільниця рециркуляції теплоносія котлогазового агрегату**

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_

**Віта СЕРЕДА**

Керівник проекту \_\_\_\_\_

**Оксана ПАВЛЕНКО**

Студент – дипломник \_\_\_\_\_

**Максим СЕРЕДА**

Група ХТ.м-21Ш



**ШОСТКИНСЬКИЙ ІНСТИТУТ  
СУМСЬКОГО ДЕРЖАВНОГО УНІВЕРСИТЕТУ**

**“ЗАТВЕРДЖУЮ”**

В.о. заст.директора з НІР

\_\_\_\_\_ Тетяна ШЕВЦОВА

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20 \_\_р.

**ЗАВДАННЯ  
НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Спеціальність 161 «Хімічні технології та інженерія»

\_\_\_\_\_ (прізвище, ім'я та по батькові)

Тема Дільниця рециркуляції теплоносія котлогазового агрегату\_\_\_\_\_

Затверджено наказом № \_\_\_\_\_ від « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ р.

Вихідні дані \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Зміст магістерської кваліфікаційної роботи:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Перелік ілюстративного матеріалу:

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Розглянуто на засіданні кафедри ХТВМС

Протокол № \_\_\_\_\_ від «\_\_» \_\_\_\_\_ 20 р.

Завідувачка кафедри \_\_\_\_\_  
(підпис) (П.І.Б.)

Керівник проекту \_\_\_\_\_  
(підпис) (П.І.Б.)

Дата видачі завдання «\_\_» \_\_\_\_\_ 20 р.

Термін виконання проекту «\_\_» \_\_\_\_\_ 20 р.

Студент – дипломник \_\_\_\_\_  
(підпис) (П.І.Б.)

## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота магістра містить 105 аркушах пояснювальної записки, що має 9 рисунків, 20 таблиць, список літератури з 50 джерел.

Тема проекту: Дільниця рециркуляції теплоносія котлогазового агрегату

Наведено обґрунтування вибору схеми об'язування водогрійних котлоагрегатів лініями рециркуляції та перепуску.

Подано відомості про устрій та принцип дії рециркуляційного насосу, технічні вимоги до вихідних матеріалів, проведено технологічні розрахунки з кількості утворення відходів виробництва, з матеріального балансу, основного апарату, енерговитрат та води. Представлено схему автоматизації технологічного процесу з використанням сучасних контрольно-вимірювальних приладів та засобів автоматизації, а також креслення загального виду основного

Запропоновано технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації технологічного обладнання, технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії, а також визначені основні заходи з пожежної безпеки та профілактики.

Наведено характеристику виробничої будівлі та компонування основного обладнання.

Економічними розрахунками доведено доцільність заміни конвективної частини на ділянку лінії рециркуляції теплоносія.

Ключові слова: РЕЦИРКУЛЯЦІЯ, НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНА КОРОЗІЯ, ТЕПЛОНОСІЙ, КОТЛОАГРЕГАТ, КОНДЕНСАТ, ДИМОВІ ГАЗИ.

## ЗМІСТ

	С.
Вступ	8
1. Літературний огляд	10
1.1 Корозія поверхонь нагріву з боку продуктів спалювання	10
1.2 Види корозії поверхні нагріву	12
1.2.1 Сірчаноокислотна високотемпературна корозія	12
1.2.2 Ванадієва корозія	13
1.2.3 Сульфідна чи газова корозія	13
1.2.4 Низькотемпературна корозія	13
1.2.4.1 Сірчаноокислотна низькотемпературна корозія	14
1.2.4.2 Киснева низькотемпературна корозія	14
1.3 Склад конденсату продуктів згоряння природного газу	15
1.4 Принципова теплова схема котельні з водогрійним котлом як технологічний прийом боротьби з корозією	17
1.5 Методи захисту від низькотемпературної сірчаноокисlotної корозії	23
1.5.1 Попередній підігрів повітря	23
1.5.2 Зниження коефіцієнта надлишку повітря	23
1.5.3 Корозійностійкі матеріали	24
2 Техніко – економічне обґрунтування проекту	26
3 Технологічна частина проекту	29
3.1 Характеристика готової продукції або параметри, будова та принцип дії виробу	29
3.2 Вимоги до сировини, матеріалам та півфабрикатів	32
3.3 Опис технологічного процесу	37
3.4 Характеристика застосованого обладнання	39

					<i>ХТм-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив		Середа М.М.			<i>Дільниця рециркуляції теплоносія котлогазового агрегату</i>	Літ.	Арк.	Акрушіє
Перевірів		Павленко О.В.				2	99	
					<i>ШІСумДу ХТ.м-21Ш</i>			

3.5	см Автоматизація та механізація виробництва	40
3.6	Аналітичний контроль процесу	43
3.7	Розрахунок матеріального балансу	45
3.7	Відходи виробництва, шляхи їх використання та переробки	48
3.8	Розрахунок основного апарату	51
3.9	Розрахунок енерговитрат і води на технологічні потреби	55
4	Охорона праці та техніка безпеки	58
4.1	Організаційні заходи з техніки безпеки	59
4.2	Електробезпека	60
4.3	Мікроклімат робочої зони	62
4.4	Заходи з оптимізації складу повітря робочої зони	64
4.5	Заходи з оптимізації виробничого освітлення робочих місць	64
4.6	Засоби та методи захисту від виробничого шуму	69
4.7	Захист від інфрачервоного випромінювання під час експлуатації обладнання котельні	70
4.8	Безпека в надзвичайних ситуаціях	71
4.9	Вимоги щодо організації евакуації персоналу за надзвичайних ситуацій	71
4.10	Технічні рішення та організаційні заходи з пожежної безпеки та профілактики	72
5.	Будівельно – компонувальні рішення	75
5.1	Характеристика виробничої будівлі	75
5.2	Компонування технологічного обладнання в будівлі	76
5.3	Опалювальна та вентиляційна системи виробничих будівель	76
5.3.1	Опалення	77
5.3.2	Вентиляція	81

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.</i>				
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				Літ.	Арк.
Розробив		<i>Середа М.М.</i>			<i>Дільниця рециркуляції</i>				
Перевірив		<i>Павленко О.В.</i>							2
					<i>теплоносія котлогазового</i>				





## ВСТУП

Для централізованого теплопостачання великих промислових підприємств, міст та окремих районів застосовуються сталеві водогрійні котли середньої та великої теплової потужності.

Водогрійні котли призначені для отримання гарячої води заданих параметрів, головним чином, для опалення. Вони працюють за прямоточною схемою з постійною витратою води. Кінцева температура нагрівання визначається умовами підтримки стабільної температури в житлових та робочих приміщеннях, що обігріваються опалювальними приладами, через які циркулює вода, нагріта у водогрійному котлі.

Істотний недолік водогрійних котлів пов'язаний з тим, що в їх хвостові поверхні, виконані зі сталевих труб, надходить вода низької температури, що призводить до небезпеки появи на зовнішній поверхні труб температур, нижчих, ніж відповідна термодинамічна температура роси газів. За умови досягнення цієї температури на внутрішніх стінках хвостових поверхонь нагріву, виступає конденсат, який змішується з продуктами згоряння палива. Найбільш високими виявляються значення температури точки роси за умови спалювання природного газу з малим надлишком повітря: вони становлять 56-58 °С. Тому в разі спалювання газу як мінімальна температура води на вході в сталеві водогрійні котли обумовлюється температура 60 °С. Тим часом за умови подачі у водогрійні котли води із зворотної лінії двотрубних водяних теплових мереж її температура впродовж майже всього опалювального періоду істотно нижче 60 °С. Щоб підтримувати температуру води у зворотній лінії мереж на рівні 60-70°C, необхідно попередньо підігрівати цю воду, використовуючи як воду, що гріє, вже нагріту у водогрійних котлах. Такий підігрів може здійснюватися або в спеціальних поверхневих теплообмінниках-водопідігрівачах, або, що значно дешевше і простіше в експлуатації, за рахунок змішування води зі зворотної лінії мереж з частиною води, вже нагрітої у водогрійних котлах (рециркуляція). Однак однією лише рециркуляцією нагрітої в котлах води не можна забезпечити

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

необхідні теплові та гідравлічні режими котлів. Для такого забезпечення необхідно використовувати поряд з рециркуляцією перепуск частини мережевої води в обхід котлів. Це дає можливість підтримувати на виході з котлів більш високі температури води, ніж необхідні за графіком температур лінії мереж, і за рахунок цього пропускати через котли впродовж всього опалювального сезону приблизно однакові витрати води.

						Арк.
					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

## ЛІТЕРАТУРНИЙ ОГЛЯД

### 1.1 Корозія поверхонь нагріву з боку продуктів спалювання

Корозія металу - процес його руйнування, що відбувається через хімічний або електрохімічний вплив зовнішнього середовища. У топці та газоходах газова корозія зовнішньої поверхні труб та стоек відбувається під впливом кисню, діоксиду вуглецю, водяної пари, сірчистого та інших газів, внутрішньої поверхні труб – внаслідок взаємодії з паром або водою.

Корозія труб поверхонь нагрівання з газового боку є складним фізико-хімічним процесом взаємодії топкових газів і зовнішніх відкладень з оксидними плівками і металом труб. На розвиток цього процесу впливають інтенсивні теплові потоки, що змінюються в часі, і високі механічні напруги, що виникають від внутрішнього тиску і самокомпенсації.

Найбільш несприятливий корозійний вплив на метал поверхонь нагріву під час спалювання вугілля і сланців надають оксиди сірки, сірководень, хлор і легкоплавкі сполуки лужних металів. Сірка входить як у гарячу масу твердого палива, так і в зольний баласт; під час згоряння в окислювальній атмосфері утворюються окисли сірки, у відновній – сірководень. [1]

Продукти згоряння завжди містять речовини, що активно реагують з металом: кисень, сірку, ванадій, з'єднання лужних металів та ін.

Поверхня металу завжди покрита тонким шаром оксидів. У певному діапазоні температур цей шар міцно скріплений із основною масою металу і є щільним. З підвищенням температури металу щільність та міцність оксидної плівки знижуються. За певної температури, характерної для кожного металу, щільність плівки різко падає і кисень безперешкодно проникає до чистого металу, окислюючи його. Цей процес називається окалиноутворенням. Стійкість сталей до окалиноутворення залежить від їх складу і є однією з характеристик конструкційних матеріалів.

За температури стінки металу близько 500-600 ° С сульфати лужних металів знаходяться в розплавленому стані і реагують з металом, руйнуючи його.

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

Під час спалювання мазуту утворюються оксиди ванадію (III та V). Оксид ванадію (III) виходить за браку кисню, а оксид ванадію (V) — за його надлишку. Корозійно небезпечним є оксид ванадію (V) та ванадат натрію. За високої (~600°C) температури стінок труб ці сполуки перебувають у рідкому вигляді і є переносниками кисню. Внаслідок такої взаємодії метал труб швидко руйнується – це так звана ванадієва корозія. Крім зниження температури металу корозію можна усунути шляхом зменшення надлишку повітря, тобто. зміщенням реакції у бік утворення оксиду ванадію (III), який не є корозійно небезпечним.

Продукти згоряння містять водяні пари та продукти згоряння сірки. Сірчаний ангідрид має здатність з'єднуватися з парами води, внаслідок чого утворюються пари сірчаної кислоти. Під час омивання продуктами згоряння низькотемпературних поверхонь нагріву відбувається конденсація сірчаної кислоти і більш холодної, ніж газу, металевій стінці. В результаті створюються умови для інтенсивного руйнування металу та утворення корозії під дією сірчаної кислоти. Корозійний процес є електрохімічним, причому рідка плівка відіграє роль електроліту. Інтенсивність руйнування металу залежить від концентрації сірчаної кислоти. Залежність швидкості корозії від концентрації сірчаної кислоти в усіх металів якісно однакова. Максимальна величина швидкості корозії відповідає певній концентрації, характерної для кожного металу. За межами цієї концентрації інтенсивність корозії даного металу знижується.

За відсутності сірчаного ангідриду продукти згоряння на поверхнях нагріву можуть конденсуватися чисті водяні пари. Ушкодження у разі мають характер кисневої корозії. Завдяки легкому доступу кисню до металу через тонку плівку води швидкість корозії стає досить великою, хоч і меншою, ніж за наявності сірчаної кислоти. Таким чином, корозійні ушкодження відбуваються лише в тій частині поверхні нагріву, де спостерігається конденсація парів води або сірчаної кислоти, причому інтенсивність корозії залежить від концентрації сірчаної кислоти та властивостей матеріалу поверхні нагріву.

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

Найбільш висока температура стінки, коли відбувається конденсація парів, називається точкою роси. Очевидно, що корозії схильні переважно ті ділянки поверхні нагріву, температура яких лежить нижче температури точки роси. Встановлено, що точка роси залежить не тільки від вологості продуктів згоряння, а й від вмісту сірчаного ангідриду в них.

Температура точки роси чистої водяної пари загалом невелика і не перевищує 60 °С навіть для таких вологих палив, як торф. Тому якщо в паливі немає сірки, корозію можна легко запобігти підвищенням температури найбільш холодної частини поверхні нагріву до порівняно невисокої температури. При спалюванні палива сірка, що міститься в ньому, переважно окислюється в сірчистий ангідрид, і тільки менше п'яти відсотків переходить в сірчаний ангідрид за рахунок наступного окислення сірчистого ангідриду під час руху газів через поверхні нагріву. Утворення сірчаного ангідриду (кДж/г-моль) стехіометрично відбувається за рівнянням

Ця реакція оборотна. Внаслідок екзотермічності реакції під час зниження температури рівновага зміщується у бік утворення SO<sub>3</sub>. Тому за низької температури процес окислення SO<sub>2</sub> в SO<sub>3</sub> відбувається більш повно, хоча реакція протікає повільно. Незважаючи на малий час перебування газів у зоні температур (425-625 °С), сприйнятливих для окиснення SO<sub>2</sub> в SO<sub>3</sub>, наявність каталізаторів (окис заліза та ін.) призводить до утворення помітної кількості SO<sub>3</sub>. [2]

## 1.2 Види корозії поверхні нагріву

### 1.2.1 Сірчаноокислотна високотемпературна корозія

Це один із видів високотемпературної корозії. За умови контакту високотемпературних газів з гарячими металевими поверхнями утворюється SO<sub>3</sub> за допомогою доокиснення SO<sub>2</sub> за наявності локальних надлишків кисню. Передбачається, що окисли заліза, і нагрітий метал змішаних перегрівача є каталізатором окислення SO<sub>2</sub> в SO<sub>3</sub>. Далі певну інтенсифікуючу роль високотемпературної корозії відіграють сульфіти, які руйнують плівку окалини. Сульфіти утворюються частково за рахунок з'єднання оксидів сірки з лужними

					<i>XTM-21Ш.8.161.17.MP.01.00.00.00.ПЗ</i>	ДРК. ДРК.
ЗМН. ЗМН.	ДРК. ДРК.	№ ДОКУМ. № ДОКУМ.	ПЕЛІС ПЕЛІС	Дата Дата		13

компонентами золи. Сірчаний ангідрид і сульфат заліза руйнують захисну плівку в першу чергу на найбільш гарячих, вихідних трубах перегрівача, підвісках, що не охолоджуються.

### 1.2.2 Ванадієва корозія

Під час спалювання мазутів, що містить ванадій, за температури металу вище 600-620° С практично всі сталі піддаються цьому виду корозії. За умови горіння мазуту ванадій, що міститься в його золі, окислюється, утворюючи трьох- і п'ятиокиси ванадію, які у вигляді пари рухаються з димовими газами. Корозійно активною є п'ятиокис ванадію  $V_2O_5$ . На поверхні перегрівача за  $t_{ст} > 610^{\circ}C$  з'єднання ванадію з Na утворюють рідку плівку, яка руйнує сталі всіх класів. Корозійний процес посилюється за наявності у продуктах згоряння оксидів сірки. Швидкість ванадієвої корозії знижується під час додавання в мазут лужних присадок. Найбільш ефективним методом попередження ванадієвої корозії є робота труб перегрівача в температурному режимі  $t_{ст} < 600^{\circ}C$ .

### 1.2.3 Сульфідна чи газова корозія

Для повноти картини слід сказати ще про один вид високотемпературної корозії в котлах, саме про сульфідну корозію екранних труб агрегатів високого і надкритичного тисків за температури металу близько 400 ° С, яку називають також газовою корозією. На котлах середнього та низького тисків температура стінки екранів, що визначається температурою кипіння води, нижча, і тому цей вид руйнування металу не спостерігається. Сутність сульфідної корозії полягає в тому, що за неповного спалювання палива, що супроводжується утворенням CO,  $H_2S$ ,  $H_2$  і сірки, в деяких випадках спостерігається інтенсивна корозія екранних труб у відновлювальній атмосфері, яка поширюється від пальників до верху топки.

### 1.2.4. Низькотемпературна корозія

Низькотемпературна корозія можлива під час спалювання будь-яких органічних палив і нею уражаються конвективні поверхні нагрівання котла. Ця корозія за своєю природою може бути кисневою та сірчаноокисlotною.

#### 1.2.4.1. Сірчаноокисlotна низькотемпературна корозія

За наявності сірки в паливі низькотемпературна корозія утворюється внаслідок конденсації крапельок вологи (водяної пари) із продуктів згоряння (димових газів), тобто. утворюється ефект точки "роси". Під час спалювання будь-яких сірчистих палив точка роси в димових газах підвищується у кілька разів. Зазвичай ця температура залежить від виду палива, що спалюється, складу продуктів згоряння і становить + 65 °С за умови роботи котлів на природному газі або малосірчистому мазуті і + 90 ... 110 °С – за умови роботи на сірчистому або високосірчистому мазуті.

Частина сірки палива під час горіння та транспортування димових газів перетворюється на сірчаний ангідрид  $SO_3$ , який, з'єднуючись з водяними парами, утворює пари сірчаної кислоти, що має температуру точки роси, що досягає 140-160°С. На поверхнях нагріву розчин сірчаної кислоти конденсується, в результаті чого починається електрохімічна сірчаноокисlotна корозія. Тому для виключення низькотемпературної корозії (тобто конденсації водяної пари з топкових газів на зовнішній поверхні труб) необхідно, щоб температура стінки була на 5 ... 10 °С вище температури точки «роси».

#### 1.2.4.2 Киснева низькотемпературна корозія

Виникає при конденсації водяної пари, що містяться в продуктах згоряння. Така корозія спостерігається в місцях, де температура зовнішньої поверхні стеное  $t_{ст}$  стає нижчою за температуру точки роси  $t_p$ , тобто температури, при якій ( $t_k$ ) відбувається конденсація водяної пари. При цьому на поверхні нагріву утворюється рідка плівка води, що служить електролітом, через яку легко проникає кисень, що сприяє протіканню електрохімічної корозії.

Для безсірчистого палива температура конденсації визначається за парціальним тиском водяної пари  $p_{H_2O}$  в продуктах згоряння. Температура конденсації зростає із зростанням вологості палива та вмісту водню.

Цьому виду корозії схильні водогрійні котли, повітропідігрівачі, водяні економайзери та ін.[3]

### 1.3 Склад конденсату продуктів згоряння природного газу

Згідно балансу реакції горіння для спалюванні 1 м<sup>3</sup> метану потрібно 2 м<sup>3</sup> кисню або 10 м<sup>3</sup> повітря. При цьому продукти реакції будуть мати приблизно наступний склад: 1 м<sup>3</sup> діоксиду вуглецю, 2 м<sup>3</sup> парів води, 8 м<sup>3</sup> азоту і домішки інших газів, що містяться в повітрі та утворюються як побічні продукти під час спалювання газу. Вміст водяної пари за цих умов становить близько 18 % об.

Таблиця 1 – компонентний склад димових газів

Компонент димових газів, % об	Вміст, % об
Азот N <sub>2</sub>	72,11
Водяна пара	17,43
Вуглекислий газ CO <sub>2</sub>	8,72
Кисень O <sub>2</sub>	1,74
Оксид вуглецю CO	0,008...0,01
Оксиди азоту (NO <sub>x</sub> )	0,005...0,01

Крім цього, під час конденсації парів води на поверхні твердого тіла (стінки труби) в середовищі діоксиду вуглецю відбувається утворення стабільних нанорозмірних бульбашок, що стабілізовані іонами домішок, що в незначній кількості присутні навіть в дистильованій воді. Таким чином забезпечується стабільне значення водневого показника кислого конденсату незважаючи на те, що концентрація діоксиду вуглецю вища за рівноважну.

Розчинність діоксиду вуглецю у воді значно вища у порівнянні з киснем і азотом і залежить від температури і тиску і наведена в таблиці 2.

Таблиця 2 - Розчинність газу у воді при тиску 0,1 МПа залежно від температури

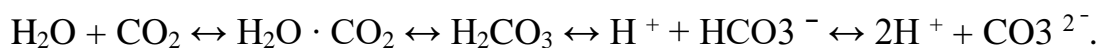


Газ	Розчинність газу у воді при тиску 0,1 МПа залежно від температури, см <sup>3</sup> /л				
	0 °С	10 °С	20 °С	30 °С	40 °С
Діоксид вуглецю	1730,0	1310,0	1050,0	850,0	710,0
Кисень	48,9	38,0	31,0	26,1	23,1
Азот	22,3	18,3	15,1	12,8	11,0

Приблизно 1 % розчиненого діоксиду вуглецю вступає в хімічну реакцію з водою утворюючи вугільну кислоту:



Приблизно 5% утвореної вугільної кислоти внаслідок дисоціації утворює у воді іони  $\text{H}^+$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ . В результаті в розчині встановлюється рівновага між вугільною кислотою, гідрокарбонат-іонами і карбонат-іонами:



Зі зміною температури і тиску рівновага в розчині може зміщуватись в ліву або в праву сторону зі зростанням, відповідно, концентрації вуглекислого газу або вугільної кислоти. Константа швидкості реакції утворення вугільної кислоти становить  $0,039 \text{ c}^{-1}$ , а її розпаду –  $23 \text{ c}^{-1}$ , тобто повільніше майже в 600 разів. З наведеного вище матеріалу випливає, що вуглекислий газ в конденсаті, утвореному з димових газів під час спалювання палива міститься як у розчиненому стані так і у вигляді мікро- і нанорозмірних бульбашок.

Таким чином, кислий конденсат димових газів є насиченим розчином діоксиду вуглецю і, відповідно, вугільної кислоти, що містить газову фазу у вигляді мікро- і нанорозмірних бульбашок.

В роботі проведено розрахунок максимальної величини рН насиченого водного розчину вуглекислоти, який показує, що за температури  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  і тиску 1 атм. рН становить 3,9, а за температури  $55 \text{ }^\circ\text{C}$  (температура точки роси кислого конденсату) – 4,9. Враховуючи те, що рН досліджуваного кислого конденсату змінювався в межах 4,2-4,8 можна зробити висновок, що концентрація вугільної кислоти близька до максимально можливої.[4]

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

#### 1.4 Принципова теплова схема котельні з водогрійним котлом як технологічний прийом боротьби з корозією

Принципова теплова схема котельні з водогрійним котлом наведена на рисунку 1.

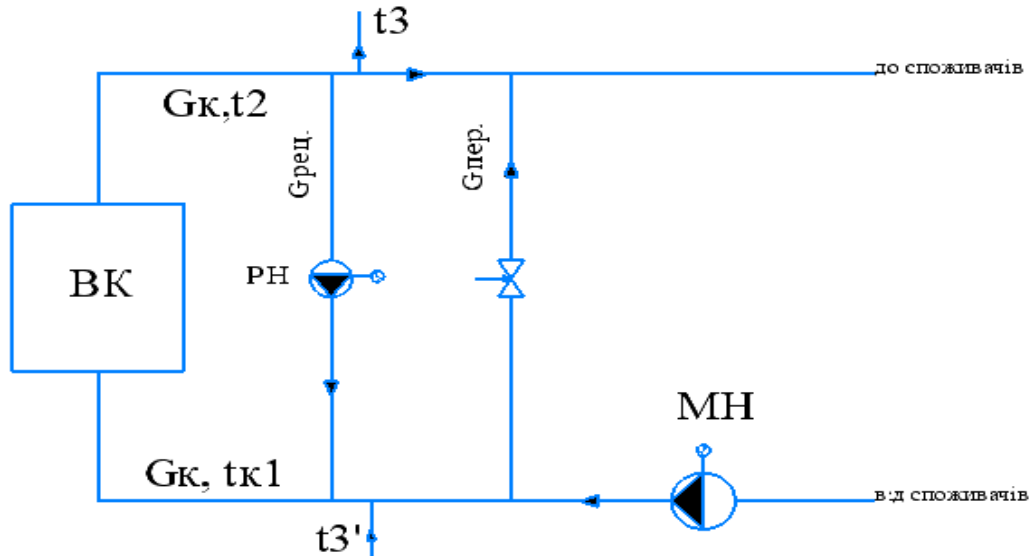


Рисунок 1- Принципова теплова схема котельні з водогрійним котлом

Зворотна вода від споживачів насосом МН подається у водогрійний котел ВК. Нагріта в котлі вода направляється в трубопровід, що подає до споживачів, і на власні потреби t<sub>3</sub>. Температура води на вході в казан повинна відповідати вимогам заводів-виробників водогрійних котлів. Температура води на вході в котел під час роботи на газі та малосірчистому мазуті повинна підтримуватися не нижче 70 °С. Для підвищення температури зворотної води використовується рециркуляційний насос РН.

Температура води в трубопроводі t<sub>1</sub> теплової мережі повинна змінюватися відповідно до опалювального температурного графіка, що забезпечується шляхом пропуску води крім котла ВК через перемичку G<sub>пер</sub> з регулятором температури.[5]

У проектах джерел тепlopостачання застосовуються нові рішення, спрямовані на економію теплової та електричної енергії та на більш надійну роботу обладнання за рахунок порівняно невеликих ускладнень теплових схем.

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

На рисунку 2 показано чотири варіанти схеми циркуляції води для теплоносіїв власних потреб котельної.

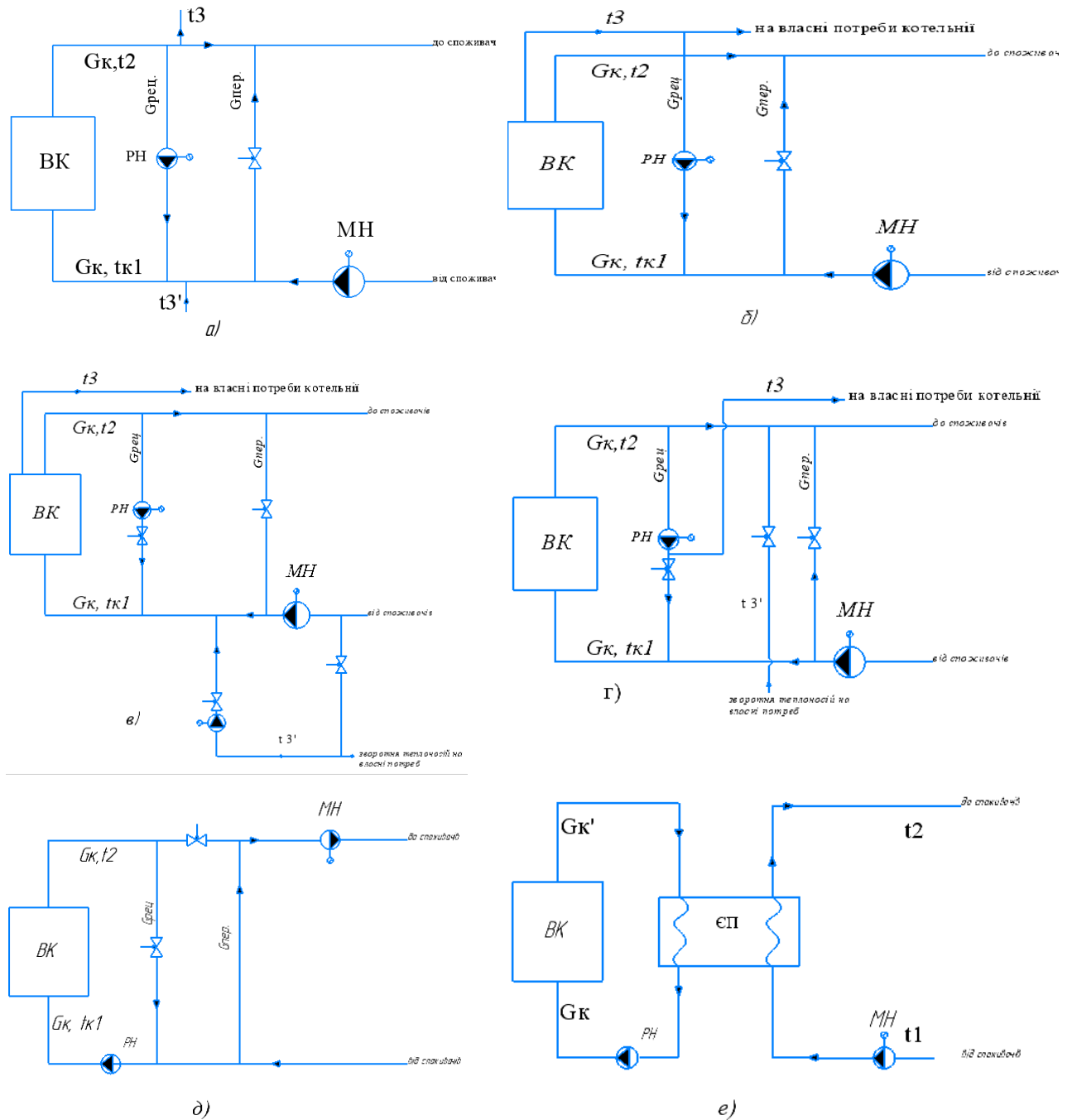


Рисунок 2 - Варіанти схеми циркуляції води для теплоносіїв власних потреб котельної

В даний час циркуляція води у водогрійних котельнях здійснюється в основному за схемою рисунку 2а, рідше - за схемою рисунку 2б. Обидві схеми мають певні недоліки. У схемі (рисунок а) циркуляція води, що гріє, для власних потреб забезпечується мережевим насосом, що розвиває напір, значно більший,

ніж гідравлічний опір контуру, що призводить до невиправданого завищення витрати електричної енергії на привід мережевих насосів. Особливо великі перевитрати мають місце в котельнях для відкритих систем теплопостачання.

Згідно зі схемою рисунку а поворотна мережна вода від системи опалення надходить до мережевого насосу МН, який теплоносій спрямовує до водогрійного котла ВК для наступного нагріву до необхідної температури. З водогрійного котла теплоносій надходить до трубопроводу  $t_2$ , за допомогою якого спрямовується до споживача. Для забезпечення необхідної температури води на вході в котел (не менше ніж  $60^\circ\text{C}$ ) частина води після котла через рециркуляційну лінію  $G_{\text{рец}}$  за допомогою рециркуляційного насосу РН спрямовується на вхід котла. Підтримання необхідної температури води, що подається, в мережі досягається, за необхідності, за рахунок підмішування частини поворотної води до подавальної мережі за допомогою перемички  $G_{\text{пер}}$ . Також з трубопроводу  $t_2$  береться теплоносій на власні потреби котельні  $t_3$ .

У схемі рисунку б на відмінну від схеми рисунку а, рециркуляційний насос бере теплоносій з трубопроводу  $t_3$ , який є трубопроводом на власні потреби котельній. Циркуляція гріючої води організована за допомогою рециркуляційного насоса, який розвиває порівняно невеликий напір. Основним недоліком такої схеми слід вважати вимушену теплову та гідравлічну залежність двох процесів - теплопостачання споживачів власних потреб та рециркуляції.

У нових типових та індивідуальних проектах котельнь із водогрійними котлами застосовуються схеми подачі гріючої води для підігріву сирой та хімічно очищеної води, показані на рисунках в, г.

У схемі рисунку в передбачено перекачування гріючої води власних потреб після підігрівачів у лінію зворотної мережевої води перед котлом спеціальним циркуляційним насосом з малою продуктивністю і з малим напором. Замість установки резервного насоса передбачається шунтуюча лінія, на якій встановлюється дросельна шайба для вирівнювання гідравлічних опорів. Ця лінія приєднується до лінії зворотної мережі до мережевого насоса.

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

У схемі рисунку г циркуляцію гріючої води власних потреб забезпечує рециркуляційний насос. Обидва потоки - рециркуляційна вода і вода, що гріє, протікають паралельно, що значно полегшує самостійне регулювання обох процесів і зменшує необхідний напір рециркуляційних насосів.

Для зменшення витрат гріючої води або пари на власні потреби котельної в схемах передбачається підігрів сирової та хімічно очищеної води в контактних теплообмінних апаратах з активною насадкою. [6]

Також впроваджуються схеми щодо поділу гідравлічних режимів котлоагрегату.

Згідно зі схемою рисунку д поворотна мережева вода від системи опалення надходить до рециркуляційного насосу РН, через який теплоносій спрямовується до водогрійного котла ВК для наступного нагріву до необхідної температури. Для забезпечення необхідної температури води на вході в котел (не менше ніж  $60^{\circ}\text{C}$ ) частина води після котла через рециркуляційну лінію спрямовується на вхід котла. Надалі нагріта в котлі вода надходить до насосів мережевої води МН, спрямовується в подавальну лінію теплової мережі. Підтримання необхідної температури води, що подається, в мережі досягається, за необхідності, за рахунок підмішування частини поворотної води до мережі за допомогою перемички  $G_{\text{пер}}$ . Мережева група насосів у цьому випадку працює в режимах теплової мережі з перепаду тиску в прямому та зворотному трубопроводах.[7]

Згідно зі схемою рисунку е поворотна мережна  $t_1$  вода від системи опалення надходить до мережевого насосу МН, після якого спрямовується до ємнісного теплообмінника для нагріву мережної води системи опалення ЄП для наступного нагріву до необхідної температури. Після ємнісного теплообмінника теплоносій прямує до тепломережі  $t_2$ , яка його направляє на опалення споживачів.

Ємнісний підігрівач ЄП використовує теплоносій, який надходить з водогрійного котла ВК. В даній схемі рециркуляційний насос РН є котловим насосом. З рециркуляційного насоса теплоносій подається трубопроводу  $G_k$ ,

який його спрямовує до водогрійного котла ВК, де він нагрівається. Після водогрійного котла ВК теплоносій подається до трубопроводу  $G_k$ , з якого подається до ємнісного підігрівача.

Мережева та котлова вода розділенні на два круги циркуляції, які не мають взаємозв'язок з теплоносієм. Це дає можливість більш якісного контролю води, що подається до котлового контуру і як наслідок збільшення терміну експлуатації котлоагрегату та збільшення часу міжремонтних періодів [8].

У дійсних умовах роботи промислових котельних режими з рециркуляцією не завжди можуть бути реалізовані. У зв'язку з цим розглядають деякі інші можливості підвищення температури води на вході у водогрійні казани. Наприклад, за наявності запасу мережевого насоса з подачі можна використовувати для рециркуляції перемичку на його всмоктувальній стороні.

Для скорочення витрати рециркуляції за допомогою мережевого насоса (за наявності запасу за подачею) доцільно виконати перемичку для подачі на вхід мережевого насоса води від котлів, як показано на рисунку 3 штриховою лінією. За цих умов температура води на вході мережевого насоса не повинна бути вищою за допустиму за паспортом даної машини. Це обмежує можливість використання цих схем тільки для умови  $t'_k = \text{const}$ , оскільки для реалізації схеми  $t''_k = 150 \text{ }^\circ\text{C}$  необхідно підтримувати температуру води на вході в котлі вище  $90 \text{ }^\circ\text{C}$  впродовж майже всього опалювального сезону. Можливість підтримки технологічної умови  $t'_k = \text{const}$  (наприклад,  $t'_k = 120 \text{ }^\circ\text{C}$ ) повинна перевірятися розрахунком. Під час розробки теплових режимів водогрійних котельнь (без пари) слід враховувати необхідність підтримки необхідних температур теплоносія для підігріву мазуту і деаерації води.

Враховуючи великі витрати води на рециркуляцію, необхідні для підвищення температурного рівня води в котлах, часто приймають, що під час введення зворотної мережної води в топкові екрани достатньо підвищення її температури на вході в котел до  $70 \text{ }^\circ\text{C}$  під час спалювання мазуту.

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

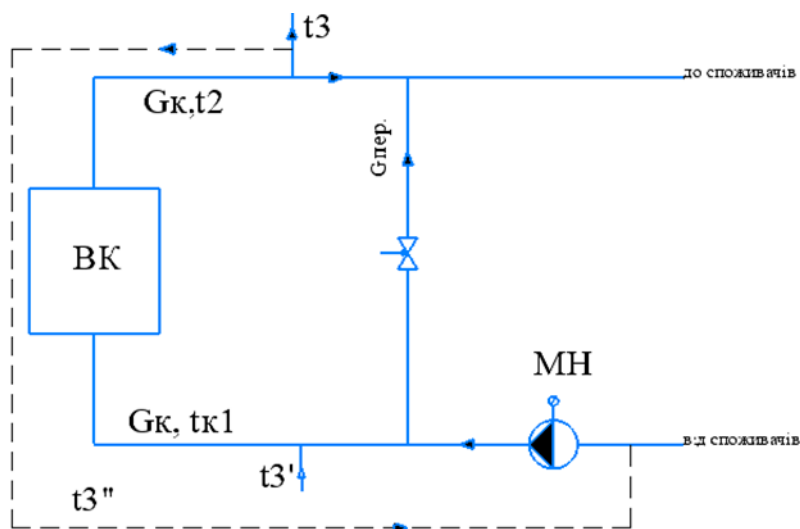


Рисунок 3 - Схема скорочення витрати рециркуляції за допомогою мережевого насоса

За цих умов можна очікувати невеликого погіршення умов роботи котлів у порівнянні з вимогами підтримки  $t''_k=150\text{ }^\circ\text{C}$ , оскільки саме за високих температур зовнішнього повітря, коли не виконуються вимоги щодо рециркуляції, навантаження котлів мінімальні, а при цьому корозійна агресивність продуктів згоряння значно менша, ніж за розрахункових навантаженнях котлів.

Доцільно підбирати оптимальні умови експлуатації виходячи з дійсних можливостей наявних насосів (мережевих та рециркуляційних), дійсних витрат і температур у тепловій мережі, схем включення котлів тощо. Доцільно уточнити температури стінок різних елементів котлів за характерних зовнішніх температурах для всіх можливих режимів роботи та визначити на підставі вимірювання швидкості корозії розрахунковий термін служби елементів котла для всіх режимів [9]

## 1.5 Методи захисту від низькотемпературної сірчаної корозії

### 1.5.1 Попередній підігрів повітря.

Найбільш ефективним способом боротьби з корозією є підтримання температури поверхонь нагрівання на рівні, що дозволяє виключити конденсацію сірчаної кислоти з димових газів, при цьому повинна дотримуватися умова [11]

$$t_{ct} \geq t_n + (10 \div 15).$$

Деякі способи попереднього підігріву повітря дозволяють досягти підвищення температури повітря на вході в котлоагрегат настільки, що мінімальна температура стінки трубок ВЗП стає вище температури точки роси, при значенні сумарних щорічних витрат нижче, ніж у базовому варіанті. З цього можна зробити висновок про те, що організація попереднього підігріву повітря, незважаючи на зниження теплової ефективності котлоагрегату та капітальні витрати, пов'язані з введенням додаткових поверхонь нагріву та тягодутьєвих потужностей, може бути ефективним способом зниження низькотемпературної корозії. Її істотне зниження при доведенні температури стінки трубок ВЗП до значення вище температури точки роси дозволяє відчутно знизити витрати на ремонт і заміну трубчастого повітропідігрівача, що тим актуальніше, чим вище паропродуктивність котлоагрегату і, відповідно, площа конвективних поверхонь теплообміну. [10]

Однак попередній підігрів холодного повітря не може повністю виключити корозійні руйнування трубних пучків. Тому його поєднують з іншими засобами захисту підігрівачів повітря від корозії.

### 1.5.2 Зниження коефіцієнта надлишку повітря

Крім конструктивних, можливе застосування та експлуатаційно-режимних заходів щодо ослаблення низькотемпературної корозії. Основним і найбільш ефективним заходом зниження серноокислотной корозії є доведення до можливого мінімуму, з погляду повного випалювання горючих, коефіцієнта надлишку-повітря у зоні активного горіння. Про це свідчать дані, наведені в роботі [3]. В ній представлена залежність утворення  $SO_3$  у функції  $a$  - чим нижче надлишки повітря, тим менше утворюється сірчистого ангідриду, а отже, тим менше утворюватиметься сірчаної кислоти і менше масштаб корозії. Також видно, що чим нижче  $a$ , тим нижча температура точки роси системи  $H_2SO_4-H_2O$ , а отже, менш інтенсивна корозія і вище, економічність котла, так як в цьому випадку можна експлуатувати котел зі зниженою температурою газів. Знижені

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24



ат вирішують ще одну задачу - знижують вміст токсичних оксидів азоту NOX, що важливо для оздоровлення біосфери. Однак слід мати на увазі великі труднощі підтримки низьких надлишків повітря в топці, близько 1,01 - 1,03, і забезпечення повного згоряння палива.

Експлуатаційно-профілактичним заходом, що сприяє зменшенню забруднення поверхонь нагріву та корозії при спалюванні високосірчистих мазутів, є застосування присадок для зв'язування корозійних агентів, що містяться в мазуті або з'являються в процесі горіння, і утворення неагресивних сполук. Присадки можуть застосовуватися в твердому (наприклад, каустичний магnezит MgO), рідкому (на вуглеводневій основі) та газоподібному (аміак) станах. У СРСР зарекомендували себе рідкі присадки, що вводяться в кількості до 2 кг на 1 т мазуту (0,2%) по масі перед подачею його в топку [3].

### 1.5.3 Корозійностійкі матеріали.

Для підвищення механічних властивостей та жароміцності в сталь вводяться легуючі домішки. На жаль, більшість домішок, які вводять у сталь, мало змінюють її корозійну стійкість. Це підтверджується тривалим досвідом експлуатації енергоблоків - корозії піддаються низьколеговані і навіть аустенітні сталі.

Для підвищення корозійної стійкості вводяться хром, нікель та мідь. Якщо нікель і хром трохи підвищують стійкість сталі в продуктах згоряння серійних палив, то мідь здатна в певних умовах підвищити корозійну стійкість сталі вдвічі.

Підвищення корозійної стійкості при введенні в неї до 0,3-0,8% міді пов'язало, за блискавкою Н. Д. Томашова, з виділенням на поверхні заліза міді дрібнодисперсної, яка, будучи ефективним катодом за певних умов (підвищена концентрація окислювача у поверхні металу і відсутність активуючих пасивну плівку іонів) сприяє пасивуванню заліза.

Для покриття металевих листів набивання застосовують емаль. У лабораторних умовах та короткочасних експериментах отримано результати, що свідчать про можливість підвищення довговічності набивання до 5-10 років. Проте досвід експлуатації такого набивання показав, що термін її служби поки

що не перевищує 2—3 роки. Якщо врахувати, що вартість емальованої набивання більша: ніж у 2 рази перевищує таку для незахищеної, стає ясною важливість проведення досліджень у питанні вдосконалення технології виробництва.

Відомо, що якість емалевих покриттів визначається стійкістю в агресивному середовищі, суцільністю покриття та міцністю зчеплення з металом.

Великі проблеми пов'язані з отриманням стійких покриттів за умов змінного температурного режиму роботи РВП.

Як матеріал для низькотемпературних поверхонь нагріву випробувані скляні труби.

Хоча теплопровідність скла значно менше, ніж сталі, це не позначається суттєво на загальному коефіцієнті теплопередачі, оскільки основний тепловий опір виникає при переході теплоти від гріючого середовища до стінки труби і від стінки труби до середовища, що нагрівається. Загальне зниження коефіцієнта теплопередачі під час заміни сталі скло становить 4,5—6,0%. Це компенсується меншим аеродинамічним опір (на 20% у скляних труб менше, ніж у сталевих).

[11]

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

## 2. ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЄКТУ

На рисунку 4 представлені застосовувані на практиці схеми обв'язування водогрійних котлоагрегатів лініями рециркуляції та перепуску. Основною відмінністю варіантів є місце розміщення у схемі насосних груп. У варіанті 1 гідравлічний режим теплової мережі та котлоагрегатів забезпечується лише групою мережевих насосів та насосів підживлення, у варіантах 2-4 - гідравлічний режим теплової мережі витримується групою мережевих насосів та насосів підживлення, а гідравлічний режим котлоагрегатів - групою рециркуляції.

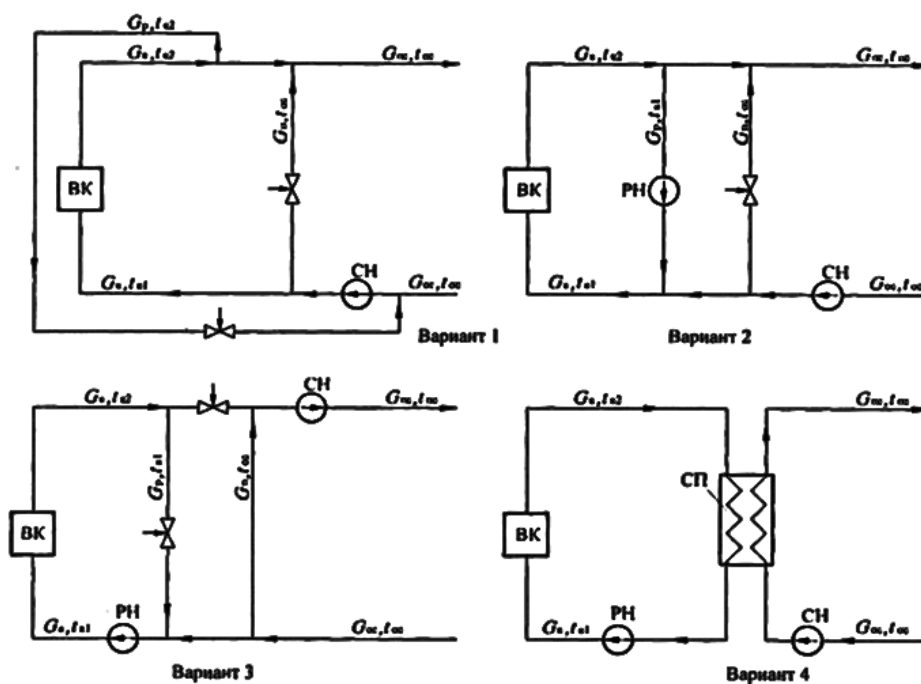


Рисунок 4 - Принципові теплові схеми водогрійної котельні:

ВК – водогрійний котел (або група котлів); СН – група мережевих насосів; РН – рециркуляційний насос; СП – мережевий підігрівач

Технологічні переваги та недоліки кожної із схем зведені в таблиці 3.

					ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Таблиця 3 - Технологічні переваги та недоліки принципів схем водогрійної котельні

Схема	Переваги	Недоліки
Варіант 1	- Відсутність насосної групи рециркуляції	- Котел знаходиться під тиском у прямому трубопроводі теплової мережі
Варіант 2	- Потужність насосів мережевої групи зменшується в порівнянні з першим варіантом	- Котел знаходиться під тиском у прямому трубопроводі теплової мережі; - додається група насосів рециркуляції
Варіант 3	- Потужність насосів мережної групи зменшується в порівнянні з першим варіантом; - котел знаходиться під тиском зворотного трубопроводу плюс тиск насоса рециркуляції	- Температура теплоносія у прямому трубопроводі теплової мережі обмежується робочою температурою насосів мережної групи; - додається група насосів рециркуляції
Варіант 4	- Потужність насосів мережної групи зменшується в порівнянні з першим варіантом; - котел знаходиться під тиском групи насосів рециркуляції; - установка водо-водяного теплообмінника дозволяє розділити контури, що веде до більш надійної експлуатації котла шляхом організації більш режиму.	- Додається група мережевих підігрівачів; - температура теплоносія у прямому трубопроводі теплової мережі обмежується характеристиками мережевого теплообмінника та насосів; - додається група насосів рециркуляції; - група насосів підживлення поділяється на дві: котлову та мережеву

	<p>- На багатьох котельнях, де через водогрійний котел проходить мережева вода, має місце поступове занесення трубок конвективної частини залізистими відкладеннями, що вимиваються з тепломережі, що веде як до зростання гідравлічного опору котла, так і до погіршення надійності його роботи</p>	
--	--	--

У варіантах 3-4 через насос рециркуляції прокачується об'єм теплоносія, що відповідає номінальному режиму котлоагрегату(ів). Установка частотного перетворювача на насосній групі рециркуляції в цьому випадку недоцільна через те, що витрати води через котел потрібно підтримувати постійними на всіх режимах. Мережева група насосів у разі працює у режимах теплової мережі з перепаду тиску у прямому і зворотному трубопроводах. Так як тиск у зворотному трубопроводі підтримується групою насосів підживлення, фактично керування може здійснюватися відповідно до тиску прямого трубопроводу. Економія електроенергії визначається зниженням енергоспоживання мережевими насосами і може бути визначена виходячи з графіка теплового навантаження.

У другому варіанті насоси рециркуляції та мережевий працюють практично паралельно, але на різні перепади тиску, тому розвантаження мережевого насоса за рахунок рециркуляційного призводить також до економії електроенергії.

Другий варіант більш кращий для застосування, оскільки він менше вимагає витрат на впровадження, і загалом не змінює схему котельні.[7]

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

### 3. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА ПРОЕКТУ

#### 3.1 Характеристика готової продукції або параметри, будова та принцип дії виробу

За умови зниження температури на вході до котлоагрегату нижче заданого параметру датчик температури передає сигнал на частотний перетворювач насоса рециркуляції. Отримавши сигнал частотний перетворювач насоса збільшує кількість теплоносія, що подається з трубопроводу на виході з котлоагрегату в зворотний трубопровід на вході в котлоагрегат. Тим самим підвищуючи температуру теплоносія на вході в котлоагрегат.

Відповідно до розрахунку матеріального балансу насос після включення його в роботу, постійно підмішує теплоносій у трубопровід на вході в котел протягом всього опалювального сезону.

З підвищенням температури на вході в котлоагрегат зростає температура теплоносія, що подає, на виході з котла. Щоб температура теплоносія відповідала заданій температурі відповідно до температурного графіка, на лінії перепуску відкривається регулюючий клапан, який контролюється датчиком температури, встановлений після лінії перепуску.

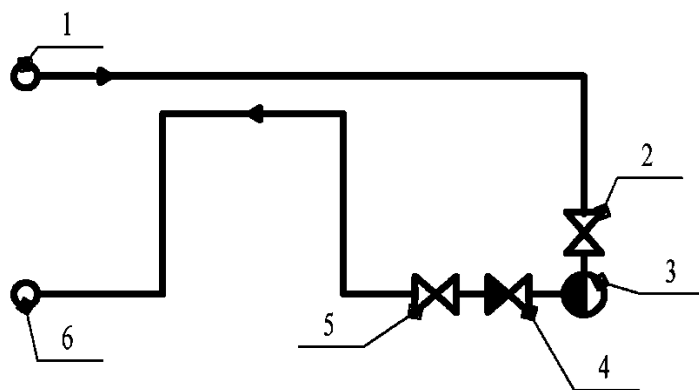


Рисунок 5– Схема контуру рециркуляції теплоносія:

- 1 – трубопровід на виході з котлоагрегату; 2, 5 – засувка;
- 3 – рециркуляційний насос; 4 – зворотні клапани;
- 6 – трубопровід на вході до котлоагрегату

Також під час відкриття регулюючого клапана на лінії перепуску знижується витрата теплоносія через котел, ця витрата компенсується кількістю теплоносія, що надходить з рециркуляційної лінії. За умови задіяння лінії рециркуляції підвищується тиск на вході та виході з котлоагрегату, для вирівнювання тиску датчик тиску дає сигнал на частотний перетворювач мережевого насоса, тим самим знижуючи тиск створований ним.

Під час вибору рециркуляційного насоса, насос NRM2 80x65X160C фірми Nocchi Pentair Wate відповідає необхідним параметрам та має низьку вартість. Також на котельні вже встановлений мережевий насос цієї фірми.

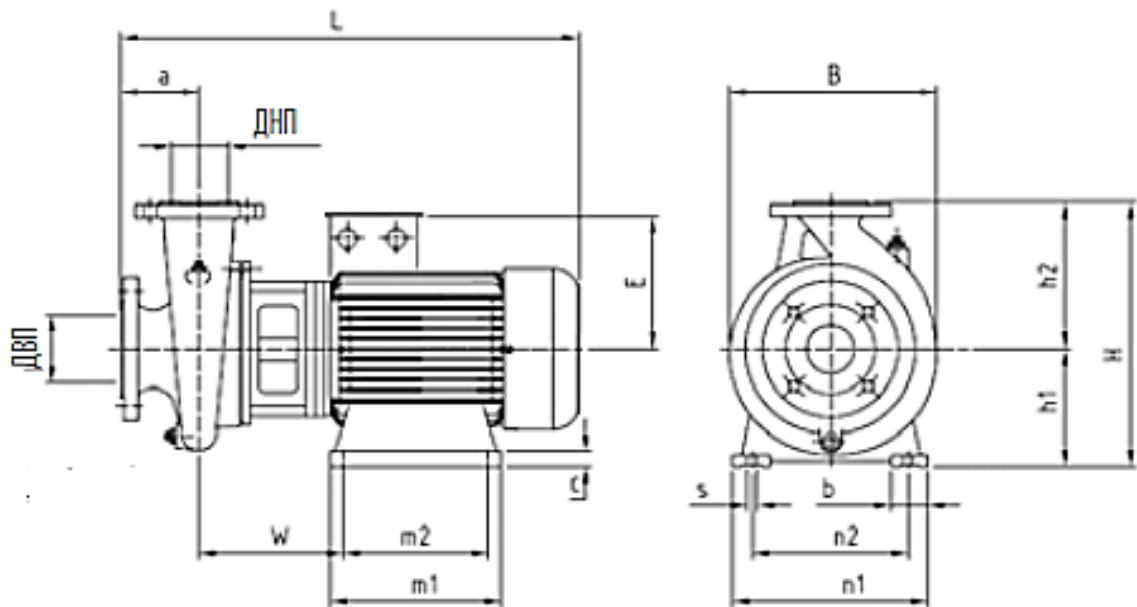


Рисунок 6 – Рециркуляційний насос

Електронасоси серії NRM є одноступневими моноблочними насосами, гідравлічна частина яких з'єднана з двигуном за допомогою хрестовини, а корпус самого насоса виготовлений відповідно до стандарту EN733/DIN24255. Насоси можуть встановлюватися в будь-яких положеннях, за винятком того, коли всмоктувальний патрубок звернено вгору.[12]

					<i>XTM-21Ш.8.161.17.MP.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

Таблиця 4 - Робочі параметри рециркуляційного насоса [12]

Робочі параметри		Характеристика
Тип рідини		неагресивна, незаймиста, без твердих суспензій і волокон, гаряча вода в системах опалення, охолоджувальні рідини
Температура середовища		макс. 40°C
Температура рідини, що перекачується		10 ° + 130 °С
Максимальний робочий тиск		10 кгс/см <sup>2</sup>
Двигун		асинхронний, закритого типу, вентильований
	Ступінь захисту	IP 55
	Клас ізоляції	F
	Число обертів	NRM2 – 2900 об/хв

					Арк.
					31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ



### 3.2 Вимоги до сировини, матеріалам та півфабрикатів

Вимоги до сировини, матеріалам та напівфабрикатам наведені в таблиці 5.

Таблиця 5 - Вимоги до сировини, матеріалам та напівфабрикатам

Показник	Мережева вода
Прозорість за шрифтом, не менше	30 см
Карбонатна жорсткість: за температури 70-100 °С, не більше	3,0 (мкг-екв/л) <sup>2</sup>
Вміст розчиненого кисню,	20 мкг / дм <sup>3</sup>
Зміст сполук заліза (у перерахунку на Fe),	0,5 мг / дм <sup>3</sup>
Вміст нафтопродуктів, трохи більше	1 мг/дм <sup>3</sup>
Величина рН за 25°С	8,3-9,5
Вміст вільної вуглекислоти	0 мг/дм <sup>3</sup>
Кількість завислих речовин, не більше	5 мг/дм <sup>3</sup>

Вода очищується методом іонного обміну через фільтр, який завантажений іонами.

За умови Na-катіонування у відповідності до концентраційних констант обміну відбувається обмін іонів  $Mg^{2+}$  і  $Ca^{2+}$ , що знаходяться у воді, на катіони  $Na^+$ , що знаходяться в катіоніті. Таким чином, за умови Na-катіонування знижується один з основних технологічних показників - жорсткість

Вода очищується методом іонного обміну через фільтр, який завантажений іонами.

За умови Na- катіонування в відповідності до концентраційних констант обміну відбувається обмін іонів  $Mg^{2+}$  і  $Ca^{2+}$ , що знаходяться у воді, на катіони  $Na^+$ , що знаходяться в катіоніті. Таким чином, під час Na -катіонування знижується один з основних технологічних показників - жорсткість.

Зазвичай Na-катіонітні фільтри застосовують лише для зниження жорсткості води, що оброблюється. Якщо спочатку весь катіоніт знаходився в Na-формі, то впродовж часу роботи фільтру катіони жорсткості у фільтраті будуть відсутні. Поява їх у фільтраті буде викликана наближенням концентраційного фронту катіонів жорсткості до нижніх шарів катіоніту.

					ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

Зазвичай стадія роботи *Na*-катіонітного фільтру закінчується за умови досягнення заданої концентрації іонів жорсткості у фільтраті.

В цьому випадку, якщо на початку стадії роботи завантаження *Na* - катіонного фільтру частково містило катіони жорсткості, в процесі роботи фільтру катіони, що виділяються з верхніх шарів, регенеруватимуть нижні шари катіоніту і наводитимуть до збагачення фільтрату катіонами кальцію і магнію. Цей процес протікатиме до тих пір, поки згідно теорії динаміки іонного обміну в нерівномірних умовах кількість катіонів жорсткості не відповідатиме концентрації іонів, що виділяються з верхніх шарів катіоніту. Саме тому в цьому випадку початкові порції фільтрату міститимуть деяку кількість катіонів жорсткості, яка потім буде зменшуватись, виходячи за межі аналітичного визначення.

Концентрація катіонів жорсткості у фільтраті почне зростати тоді, коли концентраційний фронт іонів жорсткості наблизиться до нижніх шарів іоніту.

Під час тривалої експлуатації іоніти з малою осмотичною міцністю подрібнюються. Частки, потрапляючи в проміжки між зернами сульфовугілля викликають зменшення пористості шару, а також збільшення його гідравлічного опору. Тому після завершення стадії роботи проводять розпушування шару катіоніту, в результаті чого відбувається його перебудова з щільного в більш рихлий і одночасно віддаляються подрібнені частки. Під час розпушування зерна іоніту виносяться потоком води до верху та проходячи деяку відстань, падають до низу. В результаті зерна, що раніше знаходяться у верхніх шарах, потрапляють в нижні. Таким чином, в розпушеному шарі іоніту зерна, що знаходяться в різних іонних формах, більш менш розподілені за висотою шару іоніту.

Для відновлення здатності відпрацьованого іоніту до обміну, проводять регенерацію. За умови *Na*- катіонування для регенерації застосовують розчин хлористого натрію. Регенерацію виконують шляхом пропуску регенераційного розчину через шар відпрацьованого і розпушеного іоніту. Регенерацію проводять

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

прямоточно, коли регенераційний розчин пропускають через шар іоніту у напрямі подачі на фільтр води, що піддається обробці.

Під час проведення процесу водопідготовки необхідне більш повне відновлення іонітів.

Одним з найбільш простих способів досягнення цього є безперервне пропускання регенераційного розчину через шар іоніту.

Стадія регенерації завжди займає менший інтервал часу в порівнянні із стадією роботи, і чим більше різниця в часі проведенні цих стадій, тим краще з технологічної точки зору організований процес очищення. Малий час процесу регенерації досягається завдяки вживанню порівняно великих концентрацій регенераційних розчинів .

За закінченням регенерації проводять відмивання іонітів. В процесі відмивання з іонітів віддаляються як продукти регенерації, так і регенеруючі агенти. Зазвичай процес відмивання іонітів починається безпосередньо після пропуску регенеруючого розчину, коли частина останнього ще залишається у фільтрі. Такий режим відмивання приводить не лише до збільшення кількості відмивочної води, але і до істотного ускладнення опису процесу відмивання, тому слід проводити цей процес таким чином. Після пропуску регенераційного розчину його залишки повністю віддаляються через нижню дренажну систему. Фільтр знизу заповнюється відмивочною водою до верхнього рівня матеріалу, що фільтрує. Потім відмивочна вода подається зверху і утворює звичайну водяну подушку.[13]

Після закінчення цієї операції починається пропуск відмивочної води зі швидкістю, приблизно рівній швидкості пропускання регенераційного розчину.

В результаті для пом'якшення води в котельні, що використовується для підживлення системи тепlopостачання, діє одноступенева натрій-катіонітна установка з двома фільтрами (один в роботі, інший - на регенерації або в резерві) типу ФПа-II-1,0-0,6

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34



Рисунок 7 - Загальний вигляд фільтру катіонітного «ФШу»

Таблиця 6 - Основні параметри фільтру катіонітного «ФШу» [14]:

Основні параметри	
Продуктивність м <sup>3</sup> /год	48,0
Робочий тиск, МПа (кгм/см <sup>2</sup> )	0,6(6)
Температура робочого середовища, °С, не більше	40,0
Площа фільтрування, м <sup>2</sup>	0,785
Гідравлічний опір з фільтруючим завантаженням МПа, не більше	0,3
Об'єм фільтруючого матеріалу, м <sup>3</sup>	1,33
Висота, мм	3035
Вага, кг	739

Деаерація води - це вилучення із води агресивних газів (O<sub>2</sub> і CO<sub>2</sub>), що зумовлюють процес корозії металів. Хімічна деаерація дешевша і простіша за вакуумну деаерацію і в останній час широко застосовується для підготовки живильної води для водогрійних котлів і підживильної води для теплових мереж. За хімічного знекислення води сульфід натрію дозують у воду, де він вступає в хімічну реакцію з розчиненим у воді киснем. [13].



					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

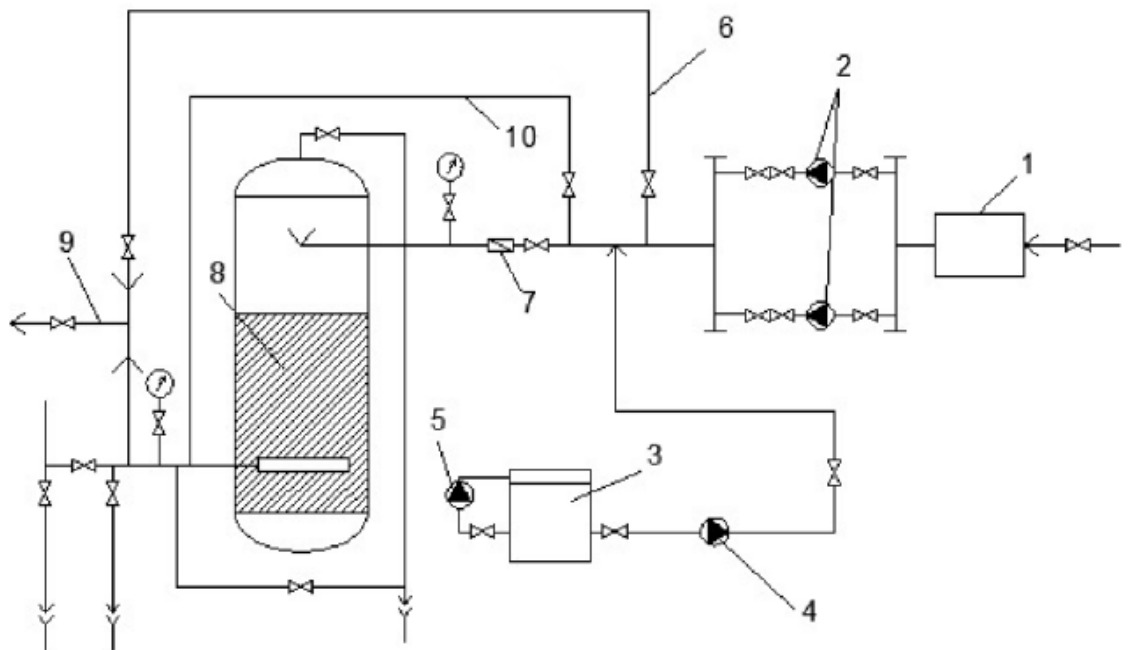


Рисунок 8 - Принципова схема хімічної деаерації води з Redox-фільтром:

- 1 – бак запасу пом'якшеної води; 2 – підживильні насоси;  
 3 – бак для приготування розчину сульфїту натрію; 4 –насос дозатор

У котельні використовується установка хімічної деаерації ROx-700.

Таблиця 7 - Основні показники роботи установки ROx-700[15].

Найменування величин	Значення величин
Діаметр ROx-фільтра, м	0,7
Продуктивність, м <sup>3</sup> /Год	2,0 - 10,0
Залишкова концентрація O <sub>2</sub> після установки, Мкг	Не більше 50
Температура води перед установкою, °С	5-80
Робочий тиск, МПа	До 0,4

### 3.3 Опис технологічного процесу

Зворотна мережева вода подається через трубопровід Т1 до мережевого насосу К8, за допомогою якого поступає у водогрійний котел К1. З водогрійного котла К1 підігрійтий теплоносієм направляється в трубопровід Т2, що подає. Для підтримки необхідної температури теплоносія згідно опалювального температурного графіка частина теплоносія пропускається повз водогрійний котел К1 через перемичку К9 з регулятором температури.

Для усунення низькотемпературної конденсації конвективної частини водогрійного котла К1 температура на вході в котел повинна відповідати вимогам заводу-виробника. З метою підвищення температури на вході в котел використовують рециркуляційний насос К10.

Для компенсації втрати води в котлі та теплових мережах використовують сиру воду з водопроводу В1. Тиском водопроводу сира вода подається в установку хімічного очищення води К2. Пом'якшена вода подається в поживний бак К3. З поживного бака пом'якшена вода через живильний насос К4, подається до хімічного деаератора К5. Деаерована вода подається до трубопроводу Т4 теплових мереж, а з нього до мережевого насосу К7. Підігрівач ХВО К6 та підігрівач води деаератора К7 використовують частину теплоносія з котла К1 через трубопровід Т3 теплоносія.[13]

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

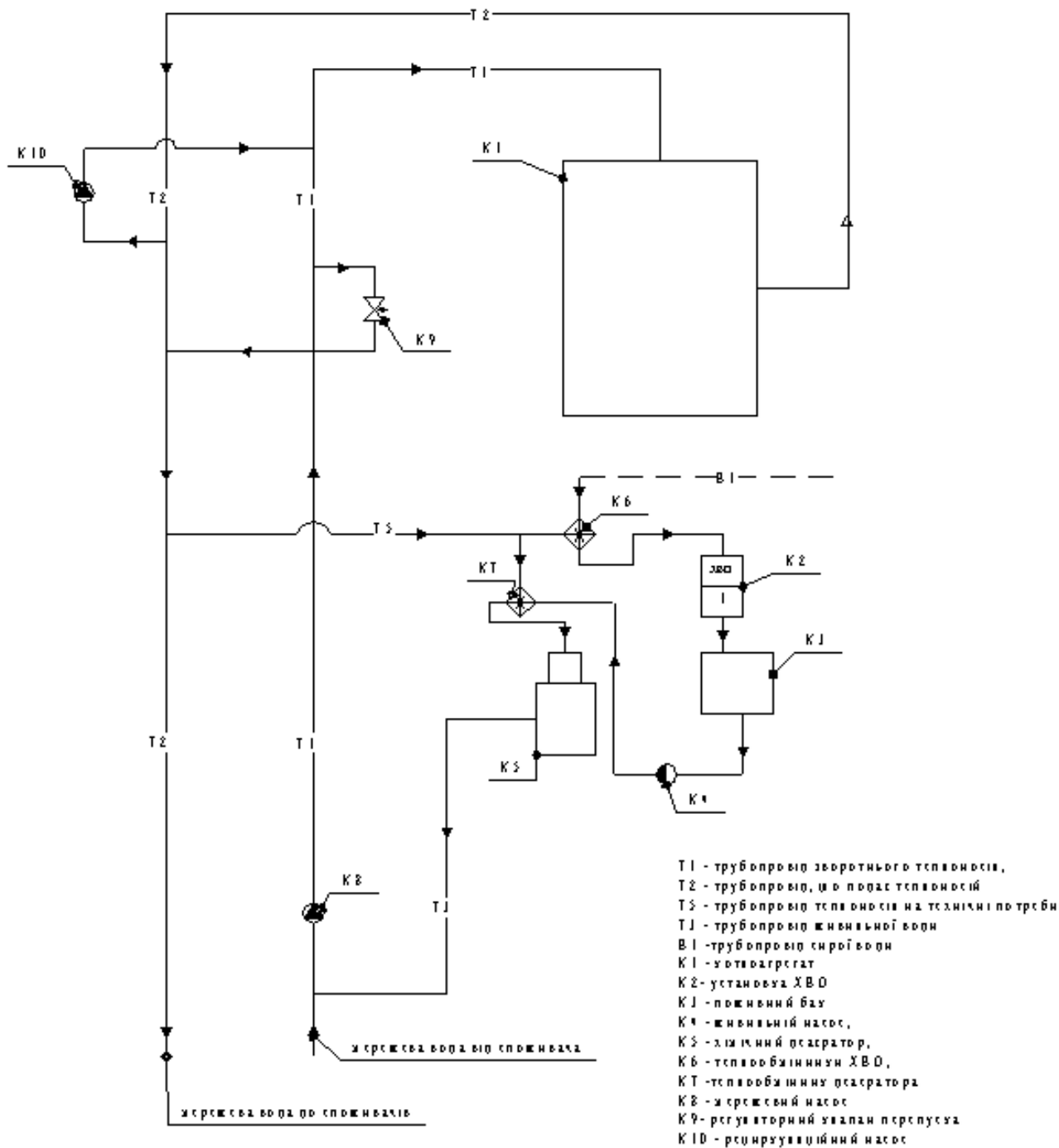


Рисунок 9 – Принципова схема опалювальної котельні з водогрійним котлом KBG 6.5-150

### 3.4 Характеристика застосованого обладнання

Характеристика обладнання, що застосовується під час роботи котлогазового агрегату наведена в таблиці 8.

Таблиця 8 – Характеристики технологічного обладнання[12,14,16]

Найменування	Призначення	Коротка характеристика
Насос мережевий NRB2-100-250B	Циркуляція теплоносія в тепловій мережі	$Q_{\max} - 83-63 \text{ м}^3/\text{год}$ , Максимальний робочий тиск: 10 бар
Насос живильної води KM400 T	Підживлення теплової мережі втратами за водою	$Q_{\max} - 21 \text{ м}^3/\text{год}$ $H_{\max} - 56,5 \text{ м вод. ст.}$ Температура рідини - 0 - 90 °C Максимальний робочий тиск - 8 Бар
Хімічний деаератор ROx-700	Вилучення із води агресивних газів ( $\text{O}_2$ і $\text{CO}_2$ ),	$Q_{\max} - 2,0 - 10,0 \text{ м}^3/\text{год}$ , Максимальний робочий тиск - 4 Бар
Насос рециркуляції NRM2 80X65X160c (проектується)	Циркуляція теплоносія в лінії рециркуляції	$Q_{\max} - 120 \text{ м}^3/\text{год}$ $H_{\max} - 30,5 \text{ м вод. ст.}$ Температура рідини - 0 - 130 °C Максимальний робочий тиск - 10 Бар



### 3.5 Автоматизація та механізація виробництва

Автоматизований водогрійний котел КВГ-6,5-150 повинен забезпечувати:

- ведення технологічного процесу на основі автоматичного контролю технологічних параметрів;
- зниження трудомісткості під час вимірювання та управління технологічними параметрами;
- візуалізацію параметрів технологічного процесу та аварійних ситуацій;
- автоматичне керування виконавчими механізмами;
- безаварійний пуск/зупинка та перемикання технологічного обладнання;
- запобігання розвитку аварійних ситуацій та забезпечення безпечного завершення процесу за заданим алгоритмом.

Дані з автоматичного контролю та регулювання технологічного процесу наведені в таблиці 9.

Таблиця 9 – Дані з автоматичного контролю та регулювання технологічного процесу

№ з/п	Величина, що вимірюється	Середовище, в якому вимірюється	Місце встановлення приладу	Назва та характеристика приладу	Тип приладу
1	Температура -50..500 °С	Гаряча вода	Трубопровід подання гарячої води	ОВЕН ДТС055-50П.В№.60/1.ЕХ-Т6	Датчик температур
2	Температура -50..500 °С	Горяча вода	Трубопровід зворотної гарячої води	ОВЕН ДТС055-50П.В№.60/1.ЕХ-Т6	Датчик температур
3	Тиск 0,0016 МПа	Гаряча вода	Трубопровід тиску теплоносія на виході з котла	ОВЕН ПД100-ДИО0,0016-811-1	Датчик тиску

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

4	Тиск 2,5 МПа 160 М <sup>3</sup> /ч	Гаряча вода	Трубопровід теплоносія на виході з котла	ОВЕН ПД200-ДД2- 155-0,25-2-Н	Датчик витрат теплоносія
5	Тиск до 10 МПа	Гаряча вода	Трубопровід теплоносія на виході з котла	ДБС-10-50-Б	Діафрагма
6	Частота обертів електродвигуна	Гаряча вода	Насос рециркуляції	ОВЕН ПЧВ204- 10К-В (15 кВт) IP20	Перетворю вач частоти
7	Частота обертів електродвигуна	Гаряча вода	Насос мережевий	ОВЕН ПЧВ3-75К-В	Перетворю вач частоти

Для контролю температури теплоносія в трубопроводах подачі його в котел і виходу його з котла, також регулювання температури гарячого водопостачання в трубопроводі його подачі використовуються датчики температури.

Оскільки діапазон температур, який підлягає вимірюванню, невеликий, використовуємо термоперетворювачі опору ДТЗ. Крім того, діапазон вимірюваних температур в обох точках практично однаковий, тому, застосовується один тип датчика для цих точок. Разом з цим застосовується нормуючий перетворювач.

Для вимірювання гарячої води в трубопроводах подачі її в котел і теплообмінник використовується термоперетворювач опору типу ХХ5 марки ОВЕН ДТС055-50П.В3.60/1.Ех-Т6., оскільки він має достатній робочий діапазон, прийнятну точність та вбудований нормуючий перетворювач.

#### Датчик тиску

Регулювання тиску теплоносія на виході з котла здійснюється за допомогою датчику (перетворювачу) тиску марки ОВЕН ПД100-ДІ0,0016-811-1, який має достатню для цього виміру точність, практичність кріплення.

#### Датчики витрати

					ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Для регулювання витрати на трубопроводах подачі теплоносія через котел застосовується перетворювач диференціального тиску ОВЕН ПД200, який призначений для вимірювання витрати середовища на звужуючих пристроях.

Як стандартний пристрій звуження використовується діафрагма безкамерна ДБС-10-50-Б.

Перетворювачі частоти

Для підтримки на певному рівні швидкості обертання двигуна циркуляційного насоса використовується перетворювачі частоти ОВЕН ПЧВ3-75К-ВУ ПЧВ3, ОВЕН ПЧВ204-15К-В (15 кВт) IP20.[17,18]

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

### 3.6 Аналітичний контроль процесу

Контроль виробництва служить для перевірки якості продукції та ходу технологічного процесу, для забезпечення встановленої нормами та технічними умовами якості теплоносія та мережевої води.

Мережева вода не повинна викликати корозію котлів, апаратури, труб, містити надлишок зважених речовин, що забивають труби системи, що охолоджує; в ній регламентується зміст солей, що утворюють накип.

Домішки, що містяться у воді, потрапляють у паровий котел з живильною водою, а у водогрійний - з мережевою, утворюють на поверхні теплообміну низькотеплопровідні відкладення і накип, які теплоізолюють поверхню зсередини, а також викликають корозію. Процеси корозії, у свою чергу, є додатковим джерелом надходження домішок у воду. В результаті зростає термічний опір стінки, знижується теплопередача, а, отже, підвищується температура газів, що йдуть, що веде до зменшення ККД котла і перевитрати палива. При надмірних підвищеннях температури металу труб зменшується їхня міцність, аж до створення аварійної ситуації.[19]

Дані аналітичного контролю технологічного процесу наведені в таблиці 10.

Таблиця 10 – Дані аналітичного контролю технологічного процесу

Точка відбору проб	Показники, що контролюються	Частота контролю	Норми	Методи аналізу
Трубопровід подання теплоносія	Температура	Кожну годину	До 115 °С	Перетворення аналогового сигналу мікроконтроллером в цифрові значення параметру, що контролюється
Трубопровід на вході в котел	Температура	Кожну годину	До 70 °С	
Трубопровід на виході з котла	Тиск	Кожну годину	4-6 кгс/см <sup>3</sup>	

Трубопровід на виході з котла	Витрати	Кожну годину	116м <sup>3</sup> /ч	
Трубопровід на виході з котла	рН	Двічі на добу	8,3-9,5	Апаратник за допомогою рН-метру
Трубопровід на вході в котла	рН	Двічі на добу	8,3-9,5	
Трубопровід на виході з котла	Жорсткість	Двічі на добу	3,0 (мкг-экв/л) <sup>2</sup>	Апаратник титруванням
Трубопровід на вході в котла	Жорсткість	Двічі на добу	3,0 (мкг-экв/л) <sup>2</sup>	

					ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

### 3.7 Розрахунок матеріального балансу[13]

Вихідні дані для розрахунку теплової схеми складені для 3-х характерних режимів:

I режим - максимально зимовий за  $t_{p.o.}$ ;

II режим - із середньою температурою найбільш холодного місяця  $t_{cp.x.m.}$ ;

III режим - в точці зламу температурного графіка теплової мережі.

Температура повітря всередині опалювальних будівель (режими I-III)  $t_{вн} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

Температура зовнішнього повітря  $t_{зовн.}$ :

- I режим -  $t_{зовн.} = t_{p.o.} = - 25 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

- II режим -  $t_{зовн.} = t_{cp.x.m.} = - 6,7 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

- III режим -  $t_{зовн.} = t_{з.зл.} = t_{вн} - 0,3455 \cdot (t_{вн} - t_{p.o.}) = 20 - 0,3455 \cdot (20 - (-25)) = 4,4525 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Максимальна температура мережної води, що подається  $t_{1,max} = 110 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

Максимальна температура зворотної мережної води  $t_{2,max} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

Витрати через котел (режими I-III)  $G_k = 116 \text{ т/ч}$ ;

Максимальний (розрахунковий) відпуск теплоти на опалення

$$Q_{o.b.} = Q_{o.b.}^{max} = 6,5 \text{ Гкал/год} = 7,56 \text{ МВт/год}$$

Розрахунки теплової схеми котельні

Коефіцієнт зниження витрати теплоти на опалення залежно від температури зовнішнього повітря:

$$k_{o.b.} = \frac{t_B^p - t_{зовн.}}{t_B^p - t_{p.o.}}$$

I режим:	$k_{o.b.} = \frac{20 - (-25)}{20 - (-25)} = 1$
II режим:	$k_{o.b.} = \frac{20 - (-6,7)}{20 - (-25)} = 0,593$
III режим	$k_{o.b.} = \frac{20 - 4,4525}{20 - (-25)} = 0,3455$

Сумарний відпуск теплоти на опалення(розрахунок ведеться для одного котла ):

$$Q_{o.B.} = Q_{o.B.}^{макс.} \cdot k_{o.B.}$$

I режим:	$Q_{o.B.} = 7,56 \cdot 1 = 7,56 \text{ МВт/Г}$
II режим:	$Q_{o.B.} = 7,56 \cdot 0,593 = 4,48 \text{ МВт/Г}$
III режим	$Q_{o.B.} = 7,56 \cdot 0,3455 = 2,61 \text{ МВт/Г}$

Температура мережевої води на виході з котельні, °С

$$t_1 = 20 + 62,5 \cdot k_{o.B.}^{0,8} + 27,5 \cdot k_{o.B.}$$

I режим:	$t_1 = 20 + 62,5 \cdot 1^{0,8} + 27,5 \cdot 1 = 110 \text{ }^\circ\text{C}$
II режим:	$t_1 = 20 + 62,5 \cdot 0,593^{0,8} + 27,5 \cdot 0,593 = 77,4 \text{ }^\circ\text{C}$
III режим	$t_1 = 20 + 62,5 \cdot 0,33^{0,8} + 27,5 \cdot 0,3455 = 55,25 \text{ }^\circ\text{C}$

Температура поворотної мережної води після опалення, °С

$$t_2^{o.B.} = t_1 - 40 \cdot k_{o.B.}$$

I режим:	$t_2 = 110 - 40 \cdot 1 = 70 \text{ }^\circ\text{C}$
II режим:	$t_2 = 77,4 - 40 \cdot 0,593 = 53,7 \text{ }^\circ\text{C}$
III режим	$t_2 = 55,25 - 40 \cdot 0,3455 = 41,43 \text{ }^\circ\text{C}$

Розрахункова витрата мережевої води на опалення, т/Г

$$G_o = \frac{860 \cdot Q_{o.B.}}{(t_1 - t_2)}$$

I режим:	$G_o = \frac{860 \cdot 7,56}{(110 - 70)} = 162,5 \text{ Т/Г}$
II режим:	$G_o = \frac{860 \cdot 4,48}{(77,4 - 53,7)} = 162,5 \text{ Т/Г}$
III режим	$G_o = \frac{860 \cdot 2,61}{(55,25 - 41,43)} = 162,4 \text{ Т/Г}$

Витрати води для підживлення на заповнення витікання теплової мережи

$$G_{вит} = 0,01 \cdot k_{M.C} \cdot G_o$$

де  $k_{M.C}$  - втрати води в закритій системі опалення,  $k_{M.C} = 1,5 \%$

$$G_{вит} = 0,01 \cdot 1,5 \cdot 162,5 = 2,43 \text{ т/Г}$$

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

Витрати сирієї води, що надходить на хімічну очистку, т/г

$$G_{\text{с.в.}} = 1,2 \cdot G_{\text{вит}}$$

$$G_{\text{с.в.}} = 1,2 \cdot 2,43 = 2,9 \text{ т/г}$$

Розрахуємо витрату теплоносія на рециркуляційну лінію:

$$G_{\text{рец.}} = \frac{G_{\text{к}}(t_2 - t_{\text{звор}})}{t_1 - t_{\text{звор}}} \quad 1$$

де  $t_1$  – температура на виході із котлоагрегата (згідно завдання 110 °С);  $t_2$  – температура теплоносія зворотної лінії на вході до котлоагрегату (70 °С);  $t_{\text{звор.}}$  – температура зворотного теплоносія після зовнішніх споживачів.

За допомогою формули 1 та взявши параметри температури зворотного теплоносія з таблиці 1,  $t''=70 \text{ °С}=\text{const}$ , можемо розрахувати витрати води на рециркуляційну лінію для різних режимів:

1) Витрата за умови максимально холодного місяця (-25 °С)

$$G_{\text{рец.}} = \frac{116(70 - 70)}{110 - 70} = 0 \text{ т/год}$$

2) Витрата за умови найбільш холодного місяця (-6,7 °С):

$$G_{\text{рец.}} = \frac{116(70 - 53,7)}{110 - 53,7} = 33,5 \text{ т/год}$$

3) Витрата за умови найбільшого злому прямих на температурному графіку:

$$G_{\text{рец.}} = \frac{116(70 - 41,43)}{110 - 41,43} = 48,3 \text{ т/год}$$

Знаходимо витрати через перемичку:

$$G_{\text{пер}} = G_{\text{о}} + G_{\text{р}} - G_{\text{к}}$$

$$G_{\text{пер}} = 162,5 + 0 - 116 = 46,5 \text{ т/г}$$

$$G_{\text{пер}} = 162,5 + 33,5 - 116 = 80 \text{ т/г}$$

$$G_{\text{пер}} = 162,4 + 48,1 - 116 = 94,3 \text{ т/г}$$

					ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47



### 3.8 Відходи виробництва, шляхи їх використання та переробки

В котельні використовується природний газ за ГОСТ 5542-87. Газу горючі природні для промислового та комунально-побутового призначення.[20] Технічні умови за найнижчої температури горіння  $Q = 7600$  ккал/м<sup>3</sup>. Елементний склад природного газу представлений в таблиці 11.

Таблиця 11 - Елементний склад природного газу

Склад газу за об'ємом, %						Теплота згорання, Q, ккал/м <sup>3</sup>
CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	O <sub>2</sub>	CH <sub>3</sub> SH	
95,444	0,3	3,2	0,02	1,0	0,036	7600

Визначення теоретичних об'ємів повітря та димових газів [13]

Теоретичний об'єм сухого повітря, що необхідний для повного згорання газу, визначається за формулою:

$$V^0 = 0,0476 \left( 0,5H_2 + 0,5CO + 1,5H_2S + \sum (m + n/4) C_m H_n - O_2 \right)$$

$$V^0 = 0,0476(1,5 \cdot 0,02 + (1 + 4/4) \cdot 95,444 - 1) = 9,04 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретичний об'єм нітрогену:

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + \frac{N_2}{100}$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,04 + \frac{3,2}{100} = 7,17 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Об'єм триатомних газів:

$$V_{RO_2} = 0,01(CO + H_2S + CO_2 + \sum mC_m H_n)$$

$$V_{RO_2} = 0,01(0,02 + 0,3 + 1 \cdot 95,444) = 0,958 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретичний об'єм водяної пари за умови вологовмісту газу  $d = 10$  г /кг.

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \left( [H_2 + H_2S + \sum nC_m H_n / 2] + 0,124d \right) + 0,0161V^0$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01([0,02 + 2 \cdot 95,444] + 0,124 \cdot 10) + 0,0161 \cdot 9,04 = 2,067 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретичний об'єм димових газів

					ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

$$V_T = V_{RO_2} + V_{N_2}^O + V_{H_2O}^O$$

$$V_T = 0,958 + 7,17 + 2,067 = 10,195 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Опалювальні котельні викидають в каналізаційні системи міста стічні води водопідготовчих установок, комунально-побутові та господарчі води. Безпосереднє викидання стічних вод водопідготовчих установок у водойми недопустимий. Перед викидом води ХВО необхідно провести відділення від грубодисперсних домішок та солей за допомогою нейтралізації вапном. [21]

Таблиця 12 – Режимна карта водогрійного котла з пальниками типу СНТ [22]

Найменування величин	Одиниця вимірювання	Режим навантаження котла					
		31%	43%	57%	66%	77%	83%
Продуктивність	Гкал/год	2,00	2,80	3,70	4,30	5,00	5,37
Витрата теплоносія	М <sup>3</sup> /год	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0	116,0
Перепад температур теплоносія	°С	17,2	24,13	31,9	37,07	43,1	46,3
Витрата палива по лічильнику	М <sup>3</sup> /год	266,0	372	491	570	665	712
Витрата палива н.у.	М <sup>3</sup> /год	266,01	372,04	491,14	570,12	663,38	712,72
Тиск повітря за вентилятором	мм.вод.ст	10	24	43	62	92	98
Розрідження в топці	мм.вод.ст	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Вміст О <sub>2</sub> за агрегатом	%	6,5	6,1	5,9	5,4	5,1	5
Вміст СО <sub>2</sub> за агрегатом	%	8,1	8,4	8,6	8,6	8,8	9

Температура вихідних газів	°С	83	113	138	142	148	150
Коефіцієнт надлишку повітря		1,45	1,41	1,39	1,35	1,32	1,31
Витрата тепла з вихідними газами	%	4,50	6,07	7,38	7,40	7,58	7,63
Втрата тепла від хімічно неповного згоряння	%	0,001	0,002	0,004	0,005	0,006	0,007
Коефіцієнт корисної дії	%	91,04	91,11	91,24	91,34	91,26	91,25
Питома витрата палива	Кг/у.п./Гкал	156,9	156,8	156,6	156,4	156,5	156,6

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

### 3.9 Розрахунок основного апарату [23]

Розрахунок перетину трубопроводу.

$$d = \sqrt{\frac{4Q}{\pi w}}$$

де  $Q$ -витрата води, що протікає через трубопровід  $\text{м}^3/\text{сек}$ ,

$w$  - рекомендована швидкість середовища (поживна вода в напірному трубопроводі 1 ... 3  $\text{м}/\text{с}$ )  $\text{м}/\text{с}$ ,

Для того, щоб провести розрахунок діаметру трубопроводу треба зробити деякі уточнення:

1)  $48,1 \text{ м}^3/\text{Г} = 0.0133 \text{ м}^3/\text{сек}$

2)  $w$  - швидкість поживної води в напірному трубопроводі 2,0  $\text{м}/\text{с}$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 0.0133}{3,14 \cdot 2,0}} = 0,091 \text{ м} = 92 \text{ мм}$$

Згідно з ДСТУ 8943:2019 на заводах виготовляються труби Ду100. Труби Ду100 мають  $D_{\text{ст}}=108$  мм товщину стінок 5 мм, внутрішній діаметр 98 мм, що нас задовольняє.

За довідковими даними визначаємо коефіцієнт місцевого опору:  
 $\alpha=f(dy)=0,3$

Зробимо уточнення швидкості води:

$$V_d = \frac{4 \cdot q_{\text{розра.}}}{\pi d_{\text{ст}}^2}$$

де  $V_d$  - дійсна швидкість води у трубопроводі за умови прийнятого стандартного значення,  $\text{м}/\text{с}$ ;

$q_{\text{розра.}}$ - розрахункові витрати води на ділянці,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$d_{\text{ст}}$ - прийнятий стандартний розмір, м.

$$V_d = \frac{4 \cdot 0.0132}{3,14 \cdot 0,098^2} = 1,7 \text{ м}/\text{с}$$

Питома втрата на тертя

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

$$R = \lambda \frac{\rho_m \times V_{m,d}^2}{2} \cdot \frac{1}{d_y}$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт опору тертя

$$\lambda = 0,11 \left[ \frac{k_e}{d_y} + \frac{68}{Re} \right]^{0,25}$$

Де  $k_e$  - еквівалентний коефіцієнт абсолютної шорсткості внутрішньої поверхні труби; відповідно до Правил Держтехнагляду усі трубопроводи промислових й опалювальних котелень можуть виготовлятися із сталених безшовних зварних труб, виконаних з вуглецевої сталі, для яких  $k_e = 0,1$  мм;

$d_y$  - внутрішній діаметр трубопроводу, мм,

$Re$  - число Рейнольдса.

Визначимо число Рейнольдса:

$$Re = \frac{d_{вн} V_d}{\nu}$$

Кінематичну в'язкість визначимо за середньою температурою теплоносія, яка дорівнює  $90^\circ\text{C}$ , тоді  $\nu = f(t=90^\circ\text{C}) = 0,3150 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

$$Re = \frac{0,98 \cdot 1,7}{0,3150 \cdot 10^{-6}} = 528888$$

Визначимо коефіцієнт опору тертя  $\lambda$ :

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{0,1}{98} + \frac{68}{528888} \right)^{0,25} = 0,02$$

Питомі витрати тиску на тертя, Па/м

$$R = 0,02 \frac{965,3 \cdot 1,7^2}{2} \cdot \frac{1}{0,98} = 28,47 \text{ Па/м}$$

До місцевих опорів на розрахунковій ділянці згідно рисунку 5 відноситься:

Найменування місцевого опору	Значення	Кількість	Втрати на місцевих опорах, Па
Коліно під $90^\circ$	0,5	5	$697,43 \cdot 5 = 3487,15$
Трійники			
- Розділення потоків	0,858	1	1196,79
- З'єднання потоків	0,28	1	390,56

### ХТМ-

Зворотні клапани	2,3	1	139,49
Засувка	2	2	$139,49 \cdot 2 = 278,98$

Розрахуємо втрати на місцевих опорах:

$$\Delta p_M = 0,5\rho\zeta v^2$$

1. Коліно:

$$\Delta p_K = 0,5 \cdot 0,5 \cdot 965,3 \cdot 1,7^2 = 697,43 \text{ Па};$$

2. З'єднання потоків

$$\Delta p_{з.пот.} = 0,5 \cdot 0,28 \cdot 965,3 \cdot 1,7^2 = 390,56 \text{ Па};$$

3. Розділення потоків

$$\Delta p_{р.пот.} = 0,5 \cdot 0,858 \cdot 965,3 \cdot 1,7^2 = 1196,79 \text{ Па};$$

4 Зворотній клапан:

$$\Delta p_{зв.кл.} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 965,3 \cdot 1,7^2 = 139,49 \text{ Па}$$

5 Засувка:

$$\Delta p_{зас.} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 965,3 \cdot 1,7^2 = 139,49 \text{ Па}$$

Опір мережі, МПа

$$\Delta P_M = RL(1 + \alpha) \cdot 10^{-6}$$

$$\Delta P_M = 28,47 \cdot 10 \cdot (1 + 0,3) \cdot 10^{-6} = 0,00037 \text{ МПа}$$

Сумарні втрати тиску складають

$$\Delta P = \Delta p_{р.пот.} + \Delta p_K + \Delta p_{зас.} + \Delta p_{зв.кл.} + \Delta p_{з.пот.} + \Delta P_M$$

$$\Delta P = 1196,79 + 3487,15 + 278,98 + 139,49 + 390,56 + 370,11 = 5863,08 \text{ Па} \text{ чи } \Delta P = 0,0059$$

МПа

Розрахунковий напір (м) для рециркуляційного насоса[22]:

$$H_{рец} = 1,1 \cdot \Delta P_K + \Delta P_M$$

де  $\Delta P_K$  - гідравлічний опір котла відповідно до паспорта котла (0,245 МПа),

Проведемо розрахунок напору рециркуляційного насосу:

$$Q_{рец} = 1,1 \cdot 0,245 + 0,0059 = 0,275 \text{ МПа, чи } 28,02 \text{ м водяного стовпця}$$

Продуктивність (м<sup>3</sup>/год) рециркуляційного насоса:

$$Q_{рец} = 1,2 \cdot G_{рец},$$

					ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

де, Гре<sub>ц</sub> - витрата води на рециркуляцію відповідно до розрахунку теплової схеми, м<sup>3</sup>/год.

Для того щоб зробити розрахунок продуктивності насоса беремо точку зламу температурного графіка, за якою відбувається максимальне навантаження на лінію, що підмішує, маємо:

$$Q_{\text{рец}} = 1,2 \cdot 48,3 = 57,7 \text{ м}^3/\text{год.}$$

За величиною Н<sub>рец</sub>=0,275 МПа та Q<sub>рец</sub> = 57,96 м<sup>3</sup>/год вибираємо рециркуляційний насос, типу NRM2 80x65X160С з наступними характеристиками [12]:

- подача 120 м<sup>3</sup>/год;
- тиск 0,305МПа;
- потужність електродвигуна 10 квт;
- частота обертання двигуна 2900 об/хв.

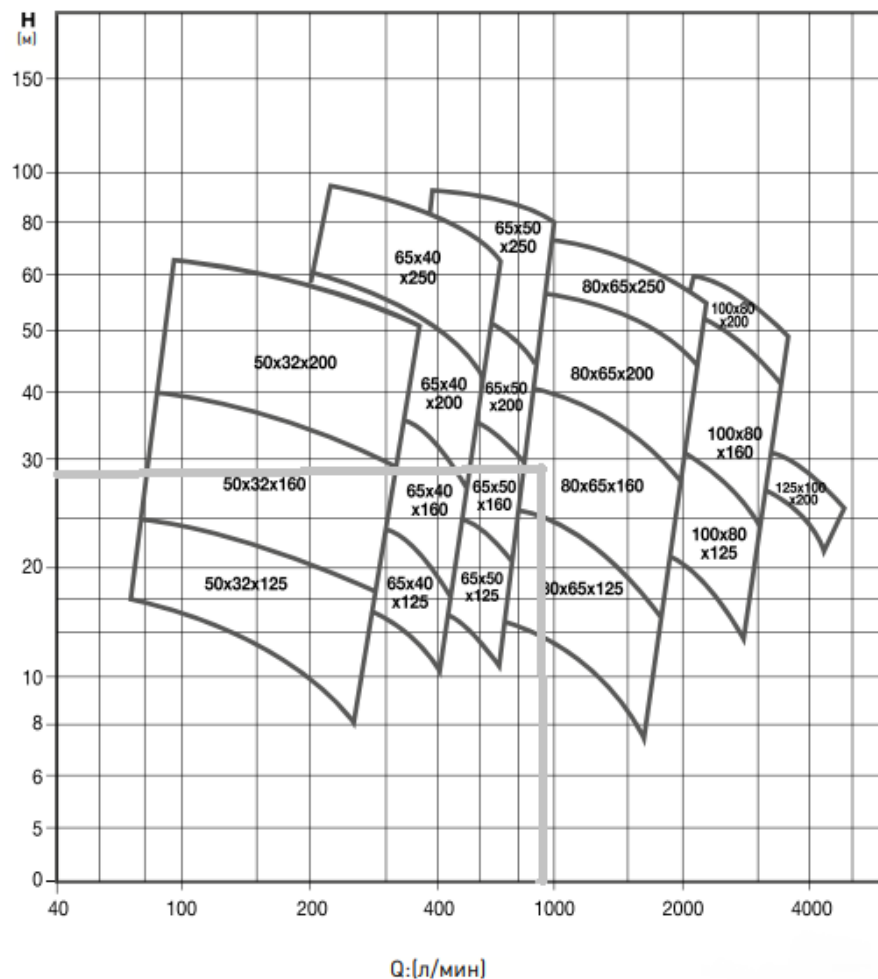


Рисунок 10 – Діапазон характеристик насосу NRM2 80x65X160С

### 3.10 Розрахунок енерговитрат і води на технологічні потреби

Розрахуємо річну витрату електроенергії, кВт·год/рік,[13]:

$$E_{\text{річн}} = \frac{V_{e.e} \cdot \sum Q_B}{4190}$$

де  $V_{e.e}$  – питома витрата електроенергії кВт · год/ Гкал, беремо із таблиці 13.

Таблиця 13 - Питомі витрати електроенергії котельнями на виробництво теплової енергії (паливо - газ).

Теплопродуктивність котелень, Гкал/год (МВт)	Питомі витрати електроенергії $V_{e.e}$ , кВт·год/Гкал
До 0,5 (0,58)	22
0,51 – 1 (0,582 – 1,163)	22
1,01 – 2 (1,175 – 2,326)	21
2,01 – 3 (2,338 – 3,489)	20
3,01 – 5 (3,5 – 5,815)	20
5,01 – 10 (5,826 – 11,63)	20
10,01 – 50 (11,64 – 58,15)	20

$$E_{\text{річн}} = \frac{20 \cdot 7,56}{4190} = 0,0361 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

$$E_{\text{річн}} = N_{\text{вст}} \cdot h_{\text{кот}} \cdot k_{\text{ел}}$$

де  $N_{\text{вст}}$  - питома потужність обладнання, що споживається, кВт/МВт (кВт·г/Гкал), витрати електроенергії яким враховується в складі витрат на виробітку тепла, приймається за таблицею;

$h_{\text{кот}}$  – кількість годин роботи котельні в році;

$k_{\text{ел}}$  - коефіцієнт використання встановленої електричної потужності (приймається для котелень з рівними  $10 < Q_{\text{вст}} \leq 200$  МВт дорівнює 0,7-0,8)[21]

$$E_{\text{річн}} = 452,25 \cdot 4488 \cdot 0,7 = 1420788,6 \text{ кВт} \cdot \text{г/рік}$$

$$E_{\text{тепл.}} = \frac{1420788,6}{13872,9} = 103,08 \text{ кВт} \cdot \text{год/Гкал}$$

Таблиця 14 - Загальні витрати електроенергії

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55



№ п/п	Найменування	Позначення	Кількість, шт	Потужність однієї установки N, кВт/год	Загальна потужність N <sub>заг</sub> , кВт/год
1	Насос «НОСЧИ»	NRB2-100-250/B	1	75	75
2	Насос «1Д500»	63а	1	110	110
3	Насос «1Д500»	63	1	160	160
4	Насос «Wilo»	MHI 402	1	0,75	0,75
5	Насос K45/55	K45/55	2	15	30
6	Насос K20/30	K20/30	1	4	4
7	Насос «Fogas»	KM 400T	1	4	4
8	Насос	Cpm-190	1	1,5	1,5
9	Димосос	ДН-11,2	2	18,5	37
10	Вентилятор	ВДН-9	2	15	30
Електрична потужність всіх установок N <sub>ус</sub>					452,25

Визначимо витрати води.

Річну витрати мережевої води визначаємо за формулою[13]:

$$G_{\text{річн}} = 3,6 \cdot G_{\text{вит}} \cdot T_{\text{річн}}$$

$$G_{\text{річн}} = 3,6 \cdot 0,58 \cdot 4488 = 9379,92 \text{ т/рік}$$

де  $T_{\text{річн}}$  згідно ДСТУ – Н Б В. 1.1 – 27:2010 за даними м. Суми опалювальний період складає 187 діб=4488 год;

$G_{\text{вит}}$  - витрата води для підживлення на заповнення витікань в тепловій мережі, кг/с

Річне вироблення теплоти котельні, Гкал/рік [25]:

$$Q_o = 3,6 Q_{\text{омакс}} \frac{t_i - t_m}{t_i - t_o} Z_o 24$$

		де $Q_{\text{омакс}}$ –	максимальний тепловий потік (теплове навантаження)			Арк. на
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

					XTM-21Ш.8.161.17.MP.01.00.00.00.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

$t_i$  - середня розрахункова температура внутрішнього повітря опалюваних будівель, приймається:  $20^\circ \text{C}$  для районів з розрахунковою температурою зовнішнього повітря нижче  $-31^\circ \text{C}$ ;

$t_m$  - середня температура зовнішнього повітря за розрахунковий період,  $^\circ\text{C}$ , приймається для планування за ДСТУ – Н Б В. 1.1 – 27:2010, фактична - за даними місцевої метеостанції;

$t_o$  - розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування опалення,  $^\circ\text{C}$ , приймається за ДСТУ – Н Б В. 1.1 – 27:2010 або за СНіП 2.01.01-82 (для найбільш холодної п'ятиденки забезпеченістю 0,92 або за даними місцевої метеостанції);

$Z_o$  - тривалість роботи системи опалення за розрахунками за ДСТУ – Н Б В. 1.1 – 27:2010 (період із середньою добовою температурою зовнішнього повітря  $\leq +8^\circ \text{C}$ ), фактична - за фактичною тривалістю роботи системи опалення;

24 - тривалість роботи системи опалення на добу, год.

Беремо за даними м. Суми [26]:

- $Q_{\text{max}} - 7,56 \text{ МВт (6,5 Гкал/год)}$ ,
- $t_i - 20^\circ \text{C}$ ,
- $t_m - (-1,4^\circ \text{C})$ ,
- $t_o - (-25^\circ \text{C})$ ,
- $Z_o - 187 \text{ діб}$

$$Q_o = 6,5 \cdot \frac{20 - (-1,4)}{20 - (-25)} \cdot 187 \cdot 24 = 13872,9 \text{ Гкал/рік.}$$

Питомі витрати води на одну Гкал:

$$G_v = \frac{G_{\text{річн}}}{Q_o}$$
$$G_v = \frac{33767}{13872,9} = 2,43 \text{ т/Гкал}$$

#### 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ

Охорона праці – це комплекс правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних засобів і заходів, спрямованих на збереження життя, здоров'я й працездатності людини в процесі її трудової діяльності.

На підприємствах енергетики, які вважаються об'єктами підвищеної небезпеки, виконання всіх норм і вимог діючих нормативних документів у сфері охорони праці є обов'язковою вимогою, так як це дозволяє значно зменшити рівень травматизму та професійних захворювань на виробництві, а також дозволяє мінімізувати ймовірність виникнення пожеж, вибухів та аварій під час будівництва, монтажу, налагодженні та експлуатації технологічного устаткування.

В котельні як основний вид палива використовується природний газ. Компонування основного і допоміжного устаткування в приміщеннях котельні виконані згідно вимог ДБН В.2.5-77:2014 “Котельні” , НПАОП 0.00- 1.81-18 “Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском” та НПАОП 0.00-1.76-15 “Правила безпеки систем газопостачання”. Під час проектування котельні були виконані вимоги ДБН В.2.5-77:2014 та інших чинних нормативних актів з охорони праці та пожежної безпеки. Передбачені побутові та спеціальні приміщення (сан. вузли, операторна та ін.). Запроваджені протипожежні заходи відповідають вимогам «Правил пожежної безпеки в Україні» Проектом передбачені всі необхідні заходи з охорони праці та виробничої санітарії, які під час експлуатації котельні забезпечують безпечні та комфортні умови праці для обслуговуючого персоналу.

В представленому проекті системи управління та автоматизації технологічним устаткуванням забезпечують такі функції як: контроль параметрів технологічного процесу і сповіщення про відхилення їх від заданого значення, управління основними технологічними блоками, регулювання технологічних параметрів, відключення подачі газу при порушенні допустимих

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

норм концентрації горючих газів та відключення котельних агрегатів у аварійних ситуаціях.

Водогрійні котли КВГ-6,5 забезпечені засобами автоматизації для управління та контролю за роботою системи. Вони обладнані автоматикою безпеки, засобами контролю, сигналізації і управління технологічними параметрами роботи котла, мають автоматичне регулювання співвідношення паливо – повітря. Автоматика безпеки водогрійних котлів КВГ-6,5 забезпечує припинення подачі палива при наступних ситуаціях:

- припиненні подачі електроенергії;
- загасанні полум'я пальника;
- тиску газу перед пальниками;
- розрідження в топці;
- температури води у водогрійному котлі;
- тиску води за водогрійним котлом;
- тиску повітря перед пальниками з примусовим постачанням повітря.

Компонування основного і допоміжного устаткування в котельні виконана згідно з вимогами розд.3 НПАОП 0.00-1.81-18. Для видалення димових газів проектом передбачаються до кожного котла індивідуальні газоходи з підключенням до загальної димової труби. Діаметр газоходів - 250 мм. На газоходах встановлюються вибухові клапана Ду 250. Котли працюють на загальну димову трубу висотою 35 м, діаметром 550 мм. Для обслуговування котлів, запобіжних клапанів і арматури на трубопроводах від котлів проектом передбачена металева приставна площадка висотою +1000 мм. Приладами контролю та автоматизації в котельні обладнані 2 водогрійних котла КВГ-6,5 і допоміжне обладнання котельні.

#### 4.1 Організаційні заходи з техніки безпеки [27,28]

При експлуатації і обслуговуванні котлів слід керуватися діючими "Правилами безпеки систем газопостачання України " (НПАОП 0.00-1.76-15.), "Правил будови та безпечної експлуатації об'єкта електроустановок споживачів",

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

"Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів" для електроустановок напругою до 1000 В.

До роботи на котлах можуть бути допущені особи, які пройшли інструктаж з охорони праці і які мають посвідчення на право роботи з газифікованим обладнанням та обслуговуванням котлів.

До робіт з технічного обслуговування і ремонту електроустаткування і автоматики допускаються особи, які мають право на проведення робіт в електроустановках, з кваліфікацією не менш III розряду.

Клеми датчиків і виконавчих приладів повинні бути надійно захищені від попадання пилу і вологи. Металоконструкції та електрообладнання повинно бути надійно заземлено. Забороняється знімати кришки з електроустаткування при наявності напруги, а також експлуатувати електрообладнання зі знятими кришками.

Забороняється повторний запуск пальників після аварійного вимкнення без з'ясування і усунення причин вимикання. Експлуатація пальників за умови несправної автоматизації забороняється. Під час витoku газу забороняється робота пальника, запалювання вогню, включення і виключення електрообладнання. Всі види ремонтних і профілактичних робіт проводити тільки на непрацюючому обладнанні, за умови відключення від електричних і газових мереж.

Розміщення приладів і проводок виконати за місцем, монтаж захисного заземлення типу TN (занулення) виконати відповідно до інструкції з монтажу захисного заземлення електроустановок систем автоматизації РМ4 -200- 82 .

Монтаж приладів і засобів автоматизації виконано згідно ДБН В.2.5-27-2006 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд».

#### 4.2 Електробезпека [28,29,30]

В електроустановках котельні передбачена система захисного заземлення електроустановок TN-C-S. Проектовані електромережі виконуються 4-х або 5-ти провідними із захисним РЕ-провідником. Для захисту від ураження

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

електричним струмом в електроустановках котельні передбачається зрівняння потенціалів, для чого в ТП встановлюється головна заземлювальна шина, яка підключається до зовнішнього захисного заземлення. До головної заземлювальної шини приєднуються всі захисні РЕ-провідники внутрішніх мереж, металеві труби комунікацій, які входять в будівлю, металеві елементи будівлі котельні.

Конструкція, виконання та клас ізоляції застосованого обладнання і матеріалів обрані відповідно до умов навколишнього середовища, пожежної безпеки приміщень та прокладання електромереж.

Види електропроводок і способи прокладки електрокабелів прийняті з урахуванням вимог електро- та пожежної безпеки. Оболонки та ізоляція кабелів відповідають способам прокладки і умов навколишнього середовища.

Згідно з вимогами НПАОП 40.1-1.21-98 електроприміщення комплектуються основними і допоміжними захисними засобами, а також первинними засобами пожежогасіння.

Дотримання вимог до захисних заходів при експлуатації та ремонті мереж і електроустановок повинні відповідати діючим вимогам з електробезпеки відповідно до ДСТУ Б В.2.5-82:2016.

Для створення та дотримання безпечних і нешкідливих умов праці під час експлуатації та ремонту мереж і споруд електропостачання необхідно керуватися вимогами НПАОП 40.1-1.21-98, а під час виконання окремих видів робіт, які є не специфічними для електротехнічного персоналу - вимогами міжгалузевих, чинних в Україні нормативних актів про охорону праці.

Технологічні карти або інша технічна документація повинні містити вимоги безпеки, дотримання яких є обов'язковим під час організації та виконання робіт.

Експлуатувати (обслуговувати) електрогосподарство котельні повинен відповідно підготовлений штат електротехнічного персоналу, забезпечений всіма необхідними засобами і обладнанням для виконання ремонтних робіт. Всі

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

електромонтажні роботи в котельні необхідно виконувати згідно з вимогами ДСТУ Б В.2.5-82:2016.

Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії

#### 4.3 Мікроклімат робочої зони [31]

Під мікрокліматом виробничих приміщень розуміють клімат внутрішнього середовища виробничого приміщення, який визначається поєднаними діями на організм людини, температури, вологості, швидкості руху повітря та теплових випромінювань. Отже, основними параметрами мікроклімату є: температура, відносна вологість, швидкість переміщення повітря та інтенсивність теплового випромінювання. Параметри мікроклімату можуть змінюватись у широких межах і істотно впливати на самопочуття та здоров'я працівника продуктивність та якість його праці. Людина постійно знаходиться в процесі теплової взаємодії з навколишнім середовищем.

Абсолютна вологість - це маса водяної пари, яка міститься в даний момент у повітрі.

Максимальна вологість повітря - максимально можливий вміст водяної пари в повітрі за даної температури (стан насиченості).

Підвищення вологості повітря (понад 75%) у поєднанні з низькими температурами значно впливає на охолодження, а в поєднанні з високими температурами сприяє перегріву організму.

Параметри мікроклімату діють на організм людини комплексно. Параметри мікроклімату нормуються по ДСН 3.3.6-042-99 (Загальні санітарногігієнічні вимоги до повітря робочої зони) залежно від тяжкості виконуваних робіт і періоду року.

Відповідно до цього нормовані параметри зводимо в таблицю 15

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

Таблиця 15 - Допустимі й оптимальні параметри температури повітря ( $t, ^\circ\text{C}$ ), відносної вологості ( $\phi, \%$ ) та швидкості руху повітря ( $v, \text{м/с}$ )

Період року	Оптимальний			Допустимий		
	$t, ^\circ\text{C}$	$W, \%$	$V, \text{м/с}$	$t, ^\circ\text{C}$	$W, \%$	$V, \text{м/с}$
Теплий	22-24	40-60	0,2	21-28	< 60	0,1-0,3
Холодний	21-23	40-60	0,1	20-24	< 75	0,1-0,2

Технічні рішення для забезпечення вимог діючих норм (регламентуються):

- вентиляція котельного залу на всі періоди року передбачена припливно-втяжною, розрахованою на асиміляцію теплонадлишків. У котельному залі незалежно від режиму експлуатації забезпечується постійний 3-и кратний повітрообмін;

- для підтримки необхідної температури в приміщеннях котельної в зимовий час застосовується опалювання. Теплоносієм системи опалювання є гаряча вода, що йде в систему опалювання від водогрійних котлів

- передбачено зниження викидів забруднюючих речовин за рахунок скорочення витрати палива, застосування досконаліших газоспалюючих пристроїв тип СНТ.

- димова труба забезпечує розсіювання шкідливих викидів на великій площині.

Заходи з оптимізації складу повітря в зоні постійного перебування персоналу:

- в приміщенні котельної передбачена установка газоаналізатора з датчиками контролю загазованості у приміщеннях. Газоаналізатор має світлову та звукову сигналізацію, а також вихід на аварійне відключення подачі природного газу;

- для уникнення витоків газоподібних речовин з'єднання газопроводів, за якими рухаються ці речовини, ущільнюють паронітом;

Видалення надмірного тепла та вологи відбувається за рахунок притоково-втяжної вентиляції приміщень.

Технічні рішення та заходи щодо покращення умов праці:

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63



- установка удосконаленого устаткування, в якому, за можливістю усунені витoki шкідливих газів.

Для запобігання витоків природного газу через нещільність приєднання трубопроводів до арматури передбачені прокладки ущільнювачів всіх фланцевих з'єднань;

- автоматизація технологічних процесів; на місцях вимірювання параметрів встановлені датчики, які передають інформацію на щит управління;

- зменшення виділення тепла та вологи за рахунок застосування ізоляції та фарбування.

#### 4.4 Заходи з оптимізації складу повітря робочої зони [32,33]

Для безпечної роботи в приміщенні котельні встановлюється газоаналізатор. Контроль наявності вибухонебезпечної концентрації природного газу в приміщенні котельні, а саме метану (CH<sub>4</sub>), а також перевищення концентрації чадного газу (CO) виконується системою газоаналізатора ВАРТА 1-03 ЗАТ "ТЕМІО".

За умови досягнення загазованості приміщення 10% від нижньої межі займистості природного газу, а також за умови перевищення 200 р.р.т. чадного газу, включається попереджувальна сигналізація. Під час досягнення загазованості приміщення 20% від нижньої межі займистості природного газу спрацьовує газосигналізатор, який приводить в дію швидкодіючий клапан - відсікач на вводі газопроводу. Також передбачається пожежний контроль (підвищення температури повітря в котельні вище 70 °С) і охоронна сигналізація.

#### 4.5 Заходи по оптимізації виробничого освітлення робочих місць[34]

У котельні передбачені наступні види освітлення:

- робоче освітлення (живлення від електромережі змінного струму, напругою 220 В);

- аварійно - евакуаційне (живлення від електромережі змінного струму, напругою 220 В або від електромережі постійного струму напругою 12 – 24 В);

- ремонтне освітлення (живлення від електромережі змінного струму, напругою 12).

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арж.
Змн.	Арж.	№ докум.	Підпис	Дата		65

Підключення щитів освітлення виконано від ТП кабельними лініями за радіальними схемами. Мережі освітлення захищені від перевантаження та струмів короткого замикання. Ремонтне освітлення виконується на напрузі 12 В і живиться від мережі аварійного освітлення через знижувальні трансформатори 220/12 В. Проектні рішення з природного, штучного та комбінованого освітлення приміщень, окремих зон відповідають вимогам СНіП 23-05-95 та НПАОП 0.00-1.81-18.

Одним із найважливіших елементом сприятливих умов праці є раціональне освітлення приміщень та робочих місць. За умови правильного освітлення підвищується продуктивність праці, покращуються умови безпеки, знижується втома. За умови недостатнього освітлення робітник погано бачить навколишні предмети та погано орієнтується у виробничій обстановці. Успішне виконання робочих операцій вимагає від нього додаткових зусиль і великої зорової напруги. Непроникне та недостатнє освітлення може призвести до створення небезпечної ситуації.

Для створення сприятливих умов зорової роботи освітлення робочих приміщень має задовольняти таким умовам:

- 1) відповідати гігієнічним нормам для цього виду роботи відповідно СНіП II – 4 – 79;
- 2) має бути рівномірним, без різких контрастів між освітленістю робочої поверхні та навколишнього простору, не створювати на робочій поверхні різних тіней;
- 3) не повинно утворювати в полі зору предмета сліпучого відблиску;
- 4) штучне освітлення, яке використовується на підприємстві, за своїм спектральним складом має наближатися до природного;
- 5) не утворювати небезпечних та шкідливих факторів (шум, теплове іпромінювання, небезпека ураження струмом, пожежо- та вибухонебезпечність);
- 6) бути надійним, простим в експлуатації та економічним.

Для внутрішнього облицьовування приміщень застосовують матеріали, що не згорають. Виробничий режим будівлі реконструйованої котельної:

- за ступенем пожежної та вибухопожежної безпеки будівля відноситься до категорії "Г";

- ступінь вогнестійкості - II;

- клас робочих зон за вибухо-пожежною безпекою - B-I.

Приміщення машинного залу:

- категорія приміщення –Г;

- мінімальний ступінь вогнестійкості II.

Приміщення хімводоочистки :

- категорія приміщення – В;

- мінімальний ступінь вогнестійкості –II;

- клас робочих зон за вибухо- і пожежонебезпекою згідно ПУЕ-2017-П-Па.

Розрахунок природного освітлення проводимо відповідно до ДБН В.2.5-28:2018 «Природне штучне освітлення». Природне освітлення характеризується коефіцієнтом природного освітлення (КПО). Нормоване значення КПО для будівель, розміщених у VIII розряді зорової роботи світловому поясі визначається за формулою

$$e = e^m \cdot t \cdot c$$

де  $e^m$  – значення КПО;

$t$  – коефіцієнт світлового поясу;

$c$  – коефіцієнт сонячності клімату.

$t = 1,18,$

$c = 0,8,$  тому що вікна орієнтовані на південно-захід.

Характеристика зорових робіт відповідає виконання робіт середньої точності:

$$e^m = 0,5 \%$$

$$e = 0,5 \cdot 1,18 \cdot 0,8 = 0,472 \%$$

Приміщення має габаритні розміри 10770 x 6390 x 2500 мм. (10,77 x 6,39 x 2,5м).

						<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк. Арк.
Змін. Змін.	Арк. Арк.	№ докум. № докум.	Підпис Підпис	Дата Дата			67 86

Розрахунок природного освітлення полягає у визначенні площі світлових прорізів за формулою:

$$S_B = \frac{D_H}{100 \cdot m} \cdot \frac{k_3 \cdot \eta_B \cdot K_{\text{буд}}}{\tau_0 \cdot r_1}$$

де  $S_B$  – площа вікон;  $D_H$  – нормоване значення КПО;

$K_3$  – коефіцієнт запасу ( $K_3 = 1.3 - 1.5$ ), приймаємо  $K_3 = 1.3$ ,

$\eta_B$  – світлова характеристика вікна.

$K_{\text{буд}}$  – коефіцієнт, що враховує затемнення вікон будівлі, які розміщені навпаки, за їх відсутності  $K_{\text{буд}} = 1$

$r_1$  – коефіцієнт, що враховує відображення світла від внутрішніх поверхонь приміщення;

$\tau_0$  – загальний коефіцієнт світлопропускання визначається з виразу:

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 \cdot \tau_5$$

де  $\tau$  – коефіцієнт світлопропускання матеріалу,  $\tau_1 = 0.83$

$\tau_2$  – коефіцієнт, що враховує втрати світла,  $\tau_2 = 0.75$ .

$\tau_3$  – коефіцієнт, що враховує втрати світла в несучих конструкціях (за бічному освітленню  $\tau_3 = 1$ ).

$\tau_4$  – коефіцієнт, що враховує втрати світла в сонцезахисних прибудовах;  $\tau_4 = 1$

$\tau_5$  – коефіцієнт, що враховує втрати світла в захисній сітці, що встановлюється під ліхтарями,  $\tau_5 = 0.9$

$$\tau_0 = 0.83 \cdot 0.75 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = 0.6225$$

За бічного освітлення  $r_1 = 1.25$ ,  $\eta_B = 15$ .

Площа віконних отворів

$$S_B = \frac{0.472}{100 \cdot 1.18} \cdot \frac{1.3 \cdot 15 \cdot 1}{0.6225 \cdot 1.25} = 1.4 \text{ м}^2$$

Вибираємо вікно розміром  $S_{1\text{кінц}} = 1.2 \cdot 0.6 \text{ м}$

Кількість вікон

$$n = \frac{S_B}{S_{1\text{кінц}}} = \frac{1.4}{1.2 \cdot 0.6} \approx 2 \text{ (шт.)}$$

Розрахунок штучного освітлення.

*ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ*

Приміщення відноситься до категорії Д застосовуємо світильники з відкритою лампою.

Для розрахунку штучного освітлення використовуємо метод коефіцієнта використання світлового потоку. Система освітлення - загальна, рівномірна.

Розрахунок ведемо за методом коефіцієнта використання світлового потоку:

$$\Phi_{л} = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N \cdot \eta \cdot n}$$

де  $E$  – нормоване освітлення, лк

$S$  – площа приміщення, м<sup>2</sup>

$K_3$  – коефіцієнт запасу, що враховує зниження освітленості,  $K_3 = 1,3$

$Z$  – коефіцієнт нерівномірності освітлення,  $Z = 1,15$

$N$  – кількість світильників, шт.

$n$  – кількість ламп у світильнику, шт.

$\eta$  – коефіцієнт використання світлового потоку.

У приміщенні виконуються загальне спостереження за ходом виробничого процесу більше ніж 0,5 мм, розряд зорових робіт VIII. Нормоване значення освітленості згідно з ДБН В.2.5-28:2018 «Природне штучне освітлення» за загального освітлення та використання ламп розжарювання становить  $E_n$  - 75 лк. Коефіцієнт  $\eta$  визначається за світлотехнічними таблицями залежно від показника приміщення та коефіцієнта відображення стін та стелі.

Розраховуємо приблизну кількість світильників загального освітлення у приміщенні

$$n = \frac{(A \cdot B)}{L^2}$$

$A$  і  $B$  – довжина і ширина приміщення, м

$$n = \frac{(10,77 \cdot 6,39)}{2,5^2} = 11$$

Визначаємо висоту підвісу світильників над підлогою

$$h = h_0 - h_p = 2,5 - 0,7 = 1,8 \text{ м}$$

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

Визначаємо оптимальну відстань між світильниками за багаторядного розташування, м, :

$$l = 1,5 \cdot h$$

$$l = 1,5 \cdot 1,8 = 0,9 \text{ м}$$

Показник приміщення і розраховується за формулою:

$$i = \frac{a \cdot b}{h \cdot (a + b)} = \frac{10,77 \cdot 6,39}{1,8 \cdot (6,2 + 5,5)} = 0,5$$

Визначають світловий потік однієї лампи світильника

$$\Phi = \frac{75 \cdot 68,8203 \cdot 1,3 \cdot 1,15}{1 \cdot 11 \cdot 0,3} = 2338,3 \text{ лм.}$$

Вибираємо світильник ВЗГ у вибухозахищеному виконанні.

Визначимо коефіцієнт використання світлового потоку світильників з лампами розжарювання за значення коефіцієнта відображення стелі  $p_{ст} = 50\%$  та стін  $p_{ст} = 30\%$ , тоді  $\eta = 0.30\%$ .

Вибираємо лампу потужністю 150 Вт, світловий потік якої  $\Phi = 2100 \text{ лм}$ .

Розраховують очікувану освітленість

$$N = \frac{\Phi \cdot N \cdot n \cdot \eta}{S \cdot Z \cdot K_3}$$

$$N = \frac{2100 \cdot 11 \cdot 1 \cdot 0,3}{68,8203 \cdot 1,15 \cdot 1,3} = 67,36 \text{ лк}$$

Допускається відхилення від освітленості, що нормується, в межах  $-10\% < E < +20\%$  .

#### 4.6 Засоби та методи захисту від виробничого шуму [35]

Для забезпечення допустимих параметрів шуму в котельній передбачені наступні засоби:

- для операторів котлів створене окреме, ізольоване від шуму, приміщення;
- службово-побутові приміщення захищені від шуму діючого устаткування глухими стінами;
- застосовуються засоби індивідуального захисту від шуму – протишумні навушники;

- зменшення шуму в джерелі шляхом вдосконалення устаткування і експлуатації його в нормальних режимах.

- вентилятори та димососи встановлюються за котлом біля стіни будівлі, самої віддаленої від робочих місць обслуговуючого персоналу;

Рівень звукового тиску від обладнання котельні та викиди шкідливих речовин не перевищують нормативних значень, встановлених ДСН 3.3.6-037-99. Для зниження рівня шуму та для запобігання вібрацій, які можуть передаватися від обладнання (мережеві та циркуляційні насоси), передбачені демпфіруючі фундаменти, на яких установленні обладнання.

4.7 Захист від інфрачервоного випромінювання під час експлуатації обладнання котельні [27]

Теплові випромінювання від нагрітих предметів та устаткування значно впливають на створення несприятливих мікрокліматичних умов у виробничих приміщеннях. Крім того, теплові (інфрачервоні) випромінювання також впливають на організм людини. Ефективність такого впливу залежить від густини потоку енергії інфрачервоних випромінювань, довжини хвилі, тривалості та зони (області) впливу. Останній може бути загальним і локальним.

Інтенсивність теплового опромінювання людини від нагрітих поверхонь технологічного устаткування, освітлювальних приладів, інсоляції на постійних і непостійних робочих місцях не повинна перевищувати  $35 \text{ Вт/м}^2$  у разі опромінення 50% поверхні тіла і  $70 \text{ Вт/м}^2$  - у разі опромінення від 25 до 50% та  $100 \text{ Вт/м}^2$  - у випадку опромінення до 25% поверхні тіла. Інтенсивність теплового опромінювання працюючих від відкритих джерел (нагрітий метал, скло, "відкрите" полум'я тощо) не повинна перевищувати  $140 \text{ Вт/м}^2$ , за цих умов опроміненню не повинно підлягати більше 25% поверхні тіла, й обов'язковим є використання засобів захисту обличчя та очей. Для забезпечення допустимих параметрів теплових (інфрачервоних) випромінювань в котельній проектом передбачені наступні засоби і методи захисту:

- в котельній виконується теплова ізоляція технологічного обладнання, що має температуру  $> 45 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

- використання засобів захисту обличчя та очей;
- обов'язкове забезпечення персоналу спецодягом.

#### 4.8 Безпека в надзвичайних ситуаціях[36]

Безпека в надзвичайних ситуаціях (БНС) регламентується планами локалізації та ліквідації аварій експлуатації (ПЛАС). Одними з основних складових є розробка технічних рішень та організаційних заходів щодо оповіщення, евакуації та дій персоналу котельні у разі виникнення надзвичайної ситуації (НС), а також визначення основних заходів з питань пожежної безпеки.

#### 4.9 Вимоги щодо організації евакуації персоналу за надзвичайних ситуацій[36,37]

Евакуація має забезпечити захист працюючого персоналу в разі неможливості вжиття інших заходів цивільного захисту під час виникнення надзвичайних ситуацій. Рішення про евакуацію приймається керівником підприємства або особою, яка його заміщує. Підставою для прийняття рішення про практичне здійснення евакуаційних заходів є фактичні показники стану довкілля у випадку надзвичайної ситуації та відповідне рішення Кабінету Міністрів України, органів місцевої державної влади, територіальних органів ДСНС.

У разі евакуації на керівника підприємства покладається:

- планування й проведення евакуації працівників;
- контроль за плануванням, підготовкою й проведенням евакуаційних заходів;
- визначення та підготовка безпечного району для розміщення евакуйованих працівників.

Ширина шляхів евакуації прийнята не менше 1 м, дверей не менше 0,8 м. Відкриття дверей на шляхах евакуації передбачено у бік найближчого евакуаційного виходу, висота проходів і дверей не менше 2 м. Двері на сходові клітки, провідні в коридор і назовні, що самозакриваються з ущільненням в притворах. Вихідні двері з котельного приміщення відкриваються назовні.

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71



На видимих і досяжних місцях, ближче до виходів з приміщень встановлені пожежні щити для розміщення первинних засобів пожежогасіння: ручних вуглекислотних вогнегасників ВВ-5 ГОСТ7276-77, ящики з піском, місткістю 1 м<sup>3</sup>, лопати, лому, багра, сокири, щільної повсті розміром 2x1,5 м.

4.10 Технічні рішення та організаційні заходи з пожежної безпеки та профілактики [27,28,30,33,36,37,38,39,40,41]

В котельних небезпека виникнення пожеж пов'язана з наявністю великих кількостей палива (природного газу), різних масел в системах змащування технологічного устаткування та в електротехнічних установках; споживачів електроенергії власних потреб різної потужності та напруги; високих температур теплоносія, газів, поверхонь технологічного устаткування та трубопроводів. Таким чином, джерела пожежі в котельній:

- іскри, що утворюються під час коротких замикань;
- нагрів електроустаткування за його перевантаження;
- вибух в результаті витoku газу.

Причиною пожежі в машинному залі може служити:

- самозаймання масла в системах охолодження та змащування;
- спалах газоповітряної суміші в котлі.

Технічні рішення системи запобігання пожежі направлені на запобігання утворення горючого середовища та недопущення виникнення джерел запалення:

- для продування газопроводів передбачені продувочні свічки і штуцери із запірними органами;
- застосування для горючих речовин герметичного устаткування; для цього газопроводи виконуються тільки з безшовних або електрозварних труб;
- арматура застосовується сталева 1 класу герметичності зо ГОСТом 954475;
- на газопроводах встановлюються: засувка з електроприводом, штуцер для продування.

Газопровід забарвлюється в жовтий колір з червоними кільцями.

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

- передбачена захисна оболонка електроустаткування (електродвигуни насосів, димососів, вентиляторів); ступінь захисту оболонки IP54.

Електродвигуни приводів насосів і вентиляції здійснені у вибухозахищеному виконанні;

- блискавкозахист виконаний за III категорією.

Як блискавкоприймач використовується димова труба котельні висотою 100 м;

- застосовується установка на газопроводах металевих П-подібних компенсаторів та вигинів;

- захист від прямих ударів блискавки димової труби здійснюється шляхом приєднання її до штучного заземлення;

- захист від прямих ударів блискавки за зовнішніми наземними металевими комунікаціями здійснюється шляхом приєднання їх до заземлення.

За наявності запаху газу, пожежі або виникнення іншої НС негайно зробити зупинку пальника, після чого викликати представників відповідних аварійних служб.

Електромонтажні роботи вести відповідно до діючих НПАОП 40.1-1.01-97, НПАОП-40.1-1.32-01, ДБН В.2.5-27-2006, ДСТУ Б В.2.5-82 2016 та ПУЕ-2017.

Всі металеві частини електрообладнання, які нормально не перебувають під напругою, підлягають захисному заземленню.

Всі роботи зі влаштування захисного заземлення виконати відповідно до діючих ПУЕ-2017 та ДСТУ Б В.2.5-82 2016.

Прокладку трас до детекторів газу та температури вести проводом ПВС 3х1,5 в захисних трубах. Монтажні роботи виконати згідно з діючими ПУЕ, ДБН В.2.5-27-2006, ДСТУ Б В.2.5-82 2016 та інструкціями з монтажу та експлуатації системи безпеки GX- 4.

Для підвищення рівня пожежної безпеки використовується автоматична система пожежної сигналізації, виконана відповідно до вимог ДБН В.2.5-56-2014

Кількість, розташування та умови зберігання вогнегасників відповідно до ДСТУ 3675- 98 та ISO 3941-2007.

					ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ	Арк.
						Арк.
Змп.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38
Эмп.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

*XTM-21Ц.8.161.17.MP.01.00.00.00.ПЗ*

## 5. БУДІВЕЛЬНО – КОМПОНУВАЛЬНІ РІШЕННЯ

### 5.1 Характеристика виробничої будівлі [21]

Котельня, де розміщені котли та допоміжне обладнання, являє собою триповерхову, окремо розташовану будівлю, прямокутну в плані, без підвалу, з розмірами в осях 48х24 м.. Висота машинного залу до низу ферм перекриття 16 м. Висота другого та третього поверху становить 3 м.

Конструктивна схема будівлі представлена у вигляді збірного залізобетонного каркасу:

- стіни частково з силікатної цегли на цементно-піщаному розчині;
- стіни з залізобетонних плит;
- колони залізобетонні, розмірами 400х400 мм;
- ферми залізобетонні;
- балки покриття залізобетонні;
- перекриття – збірні залізобетонні ребристі плити;
- покрівля – руберойд у два шари;
- сходи металеві, залізобетонні.

Просторова жорсткість і незмінність будівлі забезпечується залізобетонними фермами та балками покриття, ребристими залізобетонними плитами покрівлі та цегляними стінами.

Приміщення для рециркуляційної лінії розташовано в окремо розташованій залі насосної. Це приміщення одноповерхнєве, прямокутної форми в плані, без підвалу. Розмір приміщення становить 10,77х6,39 м. Висота приміщення - 2,5 м.

Конструктивна схема будівлі безкаркасна:

- стіни з силікатної цегли на цементно-піщаному розчині;
- балки покриття залізобетонні;
- перекриття – збірні залізобетонні ребристі плити;
- покрівля – руберойд у два шари.

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

Стійкість будівель забезпечується досить жорсткими з'єднаннями зовнішніх і внутрішніх стін, а також їх зв'язком з перекриттям. У цій конструктивній схемі стіни є вертикальними, а перекриття - горизонтальними діафрагмами жорсткості.

## 5.2 Компонування технологічного обладнання в будівлі.[21,42]

Котельня розрахована на замкнуту систему теплопостачання. Основним паливом є газ. Будівельна частина котельні виконана зі збірних залізобетонних конструкцій. У машинному залі встановлено два котли КВГ-7,54, а також два котли КВГМ-50 загальною потужністю 120 МВт, з яких для опалення використовується лише 7,54 МВт.

Для проведення виробничих і ремонтних робіт встановлюється кран-балка в машинному залі над мережевими насосами, прямим і зворотним трубопроводами теплоносія, а також над ділянкою підживлювальних насосів. Деаератор, Na<sup>+</sup> фільтри, баки живильної води компактно розташовані вздовж бічної стінки котельного залу.

Вбудовані полиці дозволяють розмістити на сервісному фасаді котельного агрегату розподільний щит для контрольно-вимірювальних приладів, а також службові та побутові приміщення.

Трансформаторна підстанція розташована в окремій будівлі.

У проекті планується розмістити насоси та лінію рециркуляції в окремій будівлі, що стоїть. Також у цьому приміщенні встановлять два насоси для подачі гарячої води в літній період.

## 5.3 Опалювальна та вентиляційна системи виробничих будівель[13]

Загальна частина

Розрахунок теплових навантажень на опалення та розрахунок вентиляції приміщення котельні виконаний у відповідності з такими документами:

ДБН В.2.5-77:2014 «Котельні»;

ДБН В.2.5-67:2013 «Опалення, вентиляція та кондиціонування»;

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

ДБН В.2.6-31:2016 «Теплова ізоляція будівель».

Вихідні дані

До вихідних даних прийняті розрахункові параметри зовнішнього повітря для м. Шостка за даними ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 «Будівельна кліматологія» [26]: Беремо за даними м. Суми:

- найхолодніша п'ятиденка забезпеченістю 0,92:  $t_{p.o.} = -20^{\circ}\text{C}$ ;
- тривалість опалювального періоду:  $n = 187$  діб;
- середня температура опалювального періоду:  $t_{сер.о.} = -1,4^{\circ}\text{C}$

Розрахункові температури зовнішнього повітря: взимку  $-20^{\circ}\text{C}$ .

Температура внутрішнього повітря в котельному залі для холодного періоду прийнята  $+12^{\circ}\text{C}$ ;  $+20^{\circ}\text{C}$  – операторська та побутові приміщення (присутні постійні робочі місця).

### 5.3.1 Опалення [13]

Втрати теплоти зовнішніми огороженнями

Теплові втрати приміщеннями промислових будівель, кВт, розраховуються для холодного періоду року за формулою

$$Q_{втр} = \Sigma Q_{обг.i} + Q_{інф},$$

де  $\Sigma Q_{обг.i}$  – сумарні втрати теплоти через зовнішні огорожувальні конструкції (зовнішні стіни, вікна, зовнішні двері, перекриття для останнього поверху, підлогу для першого поверху), кВт;

$Q_{інф}$  – витрати теплоти на нагрівання інфільтраційного повітря, яке надходить до приміщень, кВт.

Втрати теплоти через зовнішні огорожувальні конструкції складаються з основних та додаткових і розраховуються для кожного елемента огорожувальної конструкції за формулою

$$Q_{обг.i} = \left(\frac{1}{r_i}\right) \cdot F_i \cdot \Delta t_i \cdot \left(1 - \sum \beta\right)_i \cdot n_i \cdot 10^{-3}$$

де  $r_i$  – питомий термічний опір теплопередачі елемента огорожувальної конструкції,  $(\text{м}^2 \cdot \text{К})/\text{Вт}$ ;

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

$F_i$  – поверхня елемента огорожувальної конструкції, що передає теплоту,  $m^2$ ;

$\Delta t_i$  – розрахункова різниця температур між внутрішнім та зовнішнім повітрям,  $^{\circ}C$ ;

$n_i$  – поправковий коефіцієнт на розрахункову різницю температур, залежить від геометричного положення елемента огорожувальної конструкцій або його типу;

$\Sigma\beta$  – додаткові втрати теплоти в частках до основних;

$K_i$  – коефіцієнт теплопередачі елемента огорожувальної конструкції,  $Вт/(m^2 \cdot K)$ .

Розрахунок термічного опору теплопередачі  $r_i$  ( $K_i = 1/r_i$ )

$$r_i = \frac{1}{\alpha_{вн}} + \sum \frac{\delta_i}{\lambda_i} + \frac{1}{\alpha_3}$$

де  $\alpha_{вн}$  – коефіцієнт тепловіддачі для внутрішнього повітря,  $Вт/(m^2 \cdot K)$ ;

$\alpha_3$  – коефіцієнт тепловіддачі для зовнішнього повітря,  $Вт/(m^2 \cdot K)$ ;

$\delta_i$  – товщина матеріалів окремих шарів огорожень, м;

$\lambda_i$  – теплопровідність матеріалів окремих шарів огорожень,  $Вт/(m \cdot K)$ .

Кладка з силікатної цегли на цементно-піщаному розчині має  $\lambda_i = 0,87$   $Вт/(m \cdot K)$ ; товщина  $\delta_i = 525$   $мм = 0,525$  м;  $F_i = (10,77 + 2 \cdot 6,39) \cdot 2,5 - 1,4 = 57,475$   $m^2$ ; отже

$$r_i = \frac{1}{8,7} + \frac{0,525}{0,87} + \frac{1}{23} = 0,115 + 0,603 + 0,0435 = 0,762 \text{ (} m^2 \cdot K \text{)}/Вт$$

$$Q_{обг.i} = \frac{1}{0,762} \cdot 57,475 \cdot 32 \cdot (1 - 0,05)_i \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 2,291 \text{ кВт}$$

Вікно - дерев'яна рама з двома склами з прошарком повітря між ними, товщина скла 4 мм.

Скло віконне  $\lambda_i = 0,76$   $Вт/(m \cdot K)$ ; товщина  $\delta_i = 4 + 4 = 8$   $мм = 0,008$  м;

прошарок повітря - 0,0243  $Вт/(m \cdot K)$ ; товщина повітряного прошарку 100  $мм = 0,1$  м.

$$r_i = \frac{1}{8,0} + \sum \left( \frac{0,1}{0,0243} + \frac{0,008}{0,76} \right) + \frac{1}{23} = 0,125 + 137 + 0,0435 = 4,2945 \text{ (} m^2 \cdot K \text{)}/Вт$$

$$Q_{обг.i} = \frac{1}{4,2945} \cdot 1,4 \cdot 32 \cdot (1 - 0,05)_i \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 0,0099 \text{ кВт}$$

Витрати теплоти на нагрівання інфільтраційного повітря  $Q_{інф}$ , кВт

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

$$Q_{\text{інф}} = \left(\frac{1}{3600}\right) \cdot c_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}} \cdot F_{\text{п}} \cdot h \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о.}}) \cdot 10^{-3}$$

де  $c_{\text{п}}$  – питома масова теплоємність повітря, Дж/(кг·К), яку можна взяти 1005 Дж/(кг·К);

$\rho_{\text{п}}$  – густина повітря, кг/м<sup>3</sup>, беремо 1,2 кг/м<sup>3</sup>;

$F_{\text{п}}$  – площа підлоги приміщення, м<sup>2</sup>;

$h$  – висота приміщення від підлоги до стелі, м.

Приміщення повинно мати трикратне повітрообмін за годину, що відповідає вимогам ДБН В.2.5-77:2014 «Котельні», п.18.9, оскільки має такі характеристики:

- висота приміщення – 2,5 м;
- площа приміщення – 68,8203 м<sup>2</sup>;
- об'єм приміщення – 172,05 м<sup>3</sup>.

$$Q_{\text{інф}} = \left(\frac{3}{3600}\right) \cdot 1005 \cdot 1,2 \cdot 68,8203 \cdot 2,5 \cdot (12 - (-20)) \cdot 10^{-3} = 5,53 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{втр}} = 2,291 + 0,0099 + 5,53 = 7,831 \text{ кВт.}$$

Витрати теплоти на вентиляцію

$$Q_{\text{в}} = \frac{V_{\text{п}}}{3600} \cdot \rho_{\text{о}} \cdot (h_{\text{вн}} - h_{\text{з}}),$$

де  $V_{\text{п}}$  – об'ємна витрата повітря, м<sup>3</sup>/год;

$\rho_{\text{о}}$  – густина повітря, кг/м<sup>3</sup>, яку можна брати 1,2 кг/м<sup>3</sup>;

$h_{\text{вн}}$  – ентальпія внутрішнього повітря, кДж/кг (визначається при температурі  $t_{\text{вн}} = 12 \text{ }^{\circ}\text{C}$ )

$h_{\text{з}}$  – ентальпія зовнішнього повітря, кДж/кг (визначається при температурі  $t_{\text{з}} = t_{\text{р.о}}$ )

$$Q_{\text{в}} = \frac{513,84}{3600} \cdot 1,2 \cdot (12 - (-20)) = 5,481 \text{ кВт}$$

Опалення приміщення передбачено за рахунок теплонадлишків від технологічного обладнання та системи опалення котельні

Теплові надходження в холодний період в приміщення

1) від технологічного устаткування

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	XTM-21Ш.8.161.17.MP.01.00.00.00.ПЗ	79



$$Q_e = N_{\text{вст}} \cdot K_{\text{зав}} \cdot K_{\text{од}} \cdot \left[ \left( \frac{1}{\eta_1} \right) - 1 + K_T \right]$$

де  $N_{\text{вст}}$  – “встановлена (номінальна) потужність електродвигунів, кВт;

$K_{\text{зав}}$  – коефіцієнт завантаження  $K_{\text{зав}} = N_{\text{об}}/N_{\text{вст}}$ ;

$K_{\text{од}}$  – коефіцієнт одночасності роботи встановлених електродвигунів (беремо 1);

$\eta_1$  – ККД електродвигуна за даного завантаження, що визначається за каталогом;

$K_T$  – коефіцієнт, яким враховують, скільки витраченої механічної енергії перетворюється в теплову та передається повітрю приміщення (для насосів величина  $K_T = 0,1$ );

$\eta_1 = \eta \cdot K_{\text{п}}$ , де  $\eta$  – ККД електродвигуна за номінального завантаженні (беремо 0,75);

$K_{\text{п}}$  – поправковий коефіцієнт, що враховує завантаження електродвигуна (можна брати  $K_{\text{п}} = 1$ )

$$Q_e = 130 \cdot 0,25 \cdot 1 \cdot \left[ \left( \frac{1}{0,75} \right) - 1 + 0,1 \right] = 14,08 \text{ кВт}$$

2) Теплоти, що надходить до приміщення від зовнішніх поверхонь трубопроводів, кВт

Для ізольованих трубопроводів

$$Q_{\text{тр}} = \sum q_l \cdot l_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}$$

де  $q_l$  – лінійна густина теплового потоку ізольованої поверхні трубопроводу, Вт/м;

$l_{\text{тр}}$  – довжина труб, м.

$$Q_{\text{тр}} = 36 \cdot 8 \cdot 10^{-3} = 0,288 \text{ кВт}$$

Для неізольованих трубопроводів

$$Q_{\text{тр}} = q_{\text{тр}} (l_{\text{в}} + 1,28 \cdot l_{\text{г}}) \cdot 10^{-3}$$

де  $q_{\text{тр}}$  – лінійна густина теплового потоку відкрито прокладених у приміщенні сталевих труб, Вт/м;

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

$l_v$  – довжина (висота) вертикальних труб, м;  $l_r$  – довжина горизонтальних труб, м.

$$Q_{\text{тр.}} = 80 \cdot (6,2 + 1,28 \cdot 17) \cdot 10^{-3} = 4,816 \text{ кВт}$$

Сумарні теплові надходження до котельної зали складають

$$Q_{\text{над}} = 14,08 + 0,288 + 4,816 = 19,2 \text{ кВт.}$$

Потужність системи опалення котельні, кВт

$$Q_{\text{о.к.}} = (Q_{\text{втр}} + Q_v) - \sum Q_{\text{над}}$$

де  $Q_{\text{втр}}$  – сумарні втрати теплоти зовнішніми огороженнями приміщень, кВт;

$Q_v$  – витрати теплоти на вентиляцію, кВт;

$\sum Q_{\text{над}}$  – сумарні надходження потоків теплоти до приміщень, кВт.

$$Q_{\text{о.к.}} = (7,831 + 5,481) - 19,2 = -5,8881 \text{ кВт}$$

Сумарні теплові надходження в котельню більше за теплові втрати огорожувальних конструкцій та підігрів припливного повітря, тому проектом не передбачена система повітряного опалення приміщення до температури +12 °С.

### 5.3.2 Вентиляція [13]

Існуюча система вентиляції приміщення запроектована для умов асиміляції теплонадходжень від працюючого обладнання та забезпечення трикратного повітрообміну за годину.

Вентиляція приміщення запроектована припливно-витяжна з природним спонуканням.

Розрахунок витрати повітря на забезпечення трикратного повітрообміну в залі,

$$V_{\text{повоб}} = V \cdot K,$$

де  $V$  – об'єм приміщення, не зайнятий обладнанням та трубопроводами, м<sup>3</sup>;

$K$  – кратність повітрообміну (беремо  $K = 3$  год).

$$V = V_{\text{кот}} - V_{\text{об.}}$$

де  $V_{\text{кот}}$  – об'єм приміщення насосної, м<sup>3</sup> ( $10,77 \times 6,39 \times 2,5 = 172,05$  м<sup>3</sup>);

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

$V_{об.}$  – сумарний об'єм обладнання, трубопроводів та арматури, м<sup>3</sup>;  
( $V_{об.} = 0,29952 + 0,40624 + 0,0628 = 0,76856$  м<sup>3</sup>).

$V_{п} = (172,05 - 0,76856) \cdot 3 = 513,84$  м<sup>3</sup>/год.

Вентиляція котельні виконана в об'ємі: трикратного повітрообміну в приміщенні котельного залу 513,84 м<sup>3</sup>/год, що відповідає вимогам ДБН В.2.5-77:2014 «Котельні», п.18.9, оскільки приміщення має такі характеристики:

- висота приміщення – 2,5 м;
- площа приміщення – 68,8203 м<sup>2</sup>;
- об'єм приміщення – 172,05 м<sup>3</sup>.

За площею живого перерізу ( $f_{ж.р.}$ , м<sup>2</sup>) за відповідними каталогами обирають припливні решітки

$$f_{ж.р.} = \frac{V_{п}}{v_{р} \cdot 3600}$$

де  $v_{р}$  – швидкість повітря в решітці, м/с (беруть не менше ніж 1 м/с)

$$f_{ж.р.} = \frac{513,84}{1 \cdot 3600} = 0,14 \text{ м}^2$$

Проектом передбачається подача необхідної кількості зовнішнього повітря до зали 513,84 м<sup>3</sup>/год через решітки розмірами 300 х 300 мм – 2 шт. Встановлення решіток виконується у віконних рамах будівлі

Видалення повітря з приміщення передбачається за допомогою 2 повітряних клапанів УВК 300Х300 мм.

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

## 6. ОРГАНІЗАЦІЙНО – ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

### 6.1 Організація виробництва

Метою економічного розрахунку є визначення мінімальних витрат роботи котельної установки, які визначаються за даними технічної звітності, що характеризує роботу котельні в цілому за певний звітний період. Аналіз цих показників дозволяє встановити відхилення від заданого режиму та їх причини, а також рівень економічності та рентабельності роботи котелень [43].

Усі показники роботи котельної установки прийнято розділяти на три категорії: технологічні, економічні та режимні [43]. Технологічні показники характеризують робочі процеси в котельні, вони служать для встановлення режиму експлуатації обладнання з метою отримання оптимальних економічних показників; сюди відносяться коефіцієнт надлишку повітря, вміст у газах CO<sub>2</sub> або O<sub>2</sub>, температура газів, що минають, вміст горючих у виносі тощо. До економічних показників роботи котельної установки відносяться ККД бруто і нетто, питома витрата умовного палива на вироблення тепла, що відпускається, та питома витрата електроенергії на власні потреби котельні. ККД котельної установки в основному залежить від характеристик – установленого обладнання, режиму його роботи, а також якості обслуговування. Висока кількість годин використання вказує на постійний режим роботи обладнання, на зменшення кількості зупинок агрегатів та тривалості простою їх у ремонті або резерві. Збільшення кількості годин використання встановленої продуктивності котельні з однотипним обладнанням призводить до підвищення її економічності. Якщо під час збільшення відбувається зниження економічності, це свідчить про роботу агрегатів з навантаженням, що перевищує економічну, або про погіршення їх стану внаслідок низької якості ремонтів [43]. Найважливішим економічним показником оцінки результату технічної та господарської діяльності є собівартість продукції. Вона відбиває виконання як кількісних, так і якісних показників роботи устаткування. За величиною собівартості визначається економічність і рентабельність установки, отже, окупність основних та

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

додаткових витрат за її будівлі чи реконструкції та удосконалення. Собівартість продукції (тепла або пари) складається зі змінних та постійних витрат [43]. До змінних відносяться витрати, пропорційні кількості тепла, що виробляється, або пари - паливо, вода, електроенергія.

На котельнях до змінних витрат належить лише паливо. Постійні витрати майже не залежать від вироблення пари чи тепла. Сюди відносяться заробітна плата, амортизація будівель та обладнання, поточний ремонт та ін. Основною складовою собівартості тепла або пари є витрати на паливо, які залежать від його питомої витрати на 1 МДж або 1 Гкал. Паливна складова може сягати 60-70 % всіх витрат за виробництво пари чи тепла [43]. Ціна палива впливає на вимоги, що пред'являються до експлуатації, тобто вибір режиму роботи обладнання (оптимальні температури газів, що йдуть, тривалість використання обладнання тощо).

## 6.2 Розрахунок чисельності робітників виробничого персоналу

Розрахунок чисельності основних робочих полягає у визначенні їх явної та облікової чисельності.

Під явочною чисельністю розуміють кількість робочих, необхідну для обслуговування устаткування впродовж доби.

Облікова чисельність дорівнює сумі явної чисельності та резерву на заміну відсутніх у зв'язку з відпустками та хворобами, вона завжди більша за явну.

Чисельність явочна визначається за такою формулою[21]:

$$Ч = \mu \cdot Q_{вст}$$

$N_{вст}$  – встановлена потужність, МВт

Для районної котельні  $\mu$  – 3,3 (чол./ МВт)[21].

Аналіз останніх даних показує, що  $\mu$  має неухильну тенденцію до зниження.

$$Ч_{яв} = 3,3 \cdot 7,45 = 24,9 \approx 25 \text{ люд.}$$

Розрахуємо облікову чисельність [44]:

					ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

$$\mathcal{C}_{\text{об}} = \mathcal{C}_{\text{яв}} \cdot K_{\text{нев}}$$

де  $\mathcal{C}_{\text{яв}}$  - чисельність явочна, люд.;

$K_{\text{нев}}$  – коефіцієнт невиходів.

$$K_{\text{нев}} = T_{\text{н}} / T_{\text{еф}}$$

Щоб розрахувати коефіцієнт невиходів, нам необхідно:

- 1) розрахувати номінальний фонд часу;
- 2) розрахувати ефективний фонд часу.

Номінальний фонд часу - це максимально можливий фонд робочого часу, який може бути відпрацьований одним списковим робітником за даним графіком змінності.

$$T_{\text{н}} = T_{\text{к}} - (B+C)$$

де  $T_{\text{к}}$  - календарний час, днів;  $B$  – кількість вихідних днів на рік;

$C$  – кількість святкових днів на рік (в зв'язку з введенням воєнного стану кількість святкових днів в 2023 році дорівнює нулю).

$$T_{\text{н}} = 365 - 104 = 261 \text{ день}$$

Ефективний фонд часу розраховується за такою формулою [44]:

$$T_{\text{еф}} = T_{\text{н}} - (\text{Відп.} + \text{Лік.} + \text{Держ.})$$

де  $T_{\text{н}}$  - номінальний фонд часу, днів;

$B_{\text{відп.}}$  – профспілкові та учнівські відпустки, днів;

$L_{\text{ік.}}$  - втрати часу через хворобу, а також відпустки у зв'язку з вагітністю та пологами, днів;

$D_{\text{ерж.}}$  – час виконання державних та громадських обов'язків, днів.

$$T_{\text{еф}} = 261 - (24 + 7 + 3) = 227 \text{ днів}$$

Складемо таблицю балансу робочого дня, баланс робочого дня – це середнє число годин або днів роботи одного робітника на рік. [44]

					<i>XTM-21Ш.8.161.17.MP.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

Таблиця 16 - Баланс робочого дня.

№ п/п	Склад фонду робочого часу	Індекс	Тривалість	
			Дні	Години
1	Календарний фонд	T <sub>к</sub>	365	2920
2	Вихідні дні	B	104	832
3	Святкові дні	C	-	-
4	Номінальний фонд	T <sub>н</sub>	261	2088
5	Заплановані невиходи:			
	- відпустки профспілкові та учнівські	T <sub>відп</sub>	24	192
	- хвороба та відпустки у зв'язку з вагітністю та пологами	T <sub>лік</sub>	7	56
	- виконання державних обов'язків	T <sub>держ</sub>	3	24
6	Ефективний фонд	T <sub>еф</sub>	227	1816

$$K_{нев} = 261/227 = 1,16$$

$$Ч_{об} = 25 \cdot 1,16 = 29 \text{ особи}$$

На підприємствах приватного сектора штатний розпис складається в довільній формі, оскільки його форма не регламентується жодним нормативним документом.

Визначення фонду заробітної плати [44]

Основну частину фонду основної заробітної плати становить з/плата тарифна ( $\Phi_T$ ), яка розраховується за такою формулою:

$$\Phi_{осн} = \Phi_T$$

$$\Phi_T = T_{СГ} \cdot T_{ефч} \cdot Ч_{об}$$

де  $T_{СГ}$  - тарифна ставка годинна, грн;

(згідно зі Статтею 8 Закону України “Про Державний бюджет України на 2023 рік” встановлено мінімальну заробітну плату: у місячному розмірі – 6700 гривень; розмір погодинної оплати – 40,46 грн.)

$T_{ефч}$  - ефективний фонд часу, год; 261 = 2088 годин)

$Ч_{об}$  - облікова чисельність робітників, чол.

					<i>XTM-21Ш.8.161.17.MP.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

$$\Phi_T = 40,46 \cdot 2088 \cdot 29 = 2449933,92 \text{ грн.}$$

Додатковий фонд оплати праці розраховується за такою формулою:

$$\Phi_{\text{доп}} = D_{\text{відп}} + D_{\text{держ.о}} + D_{\text{шк}}$$

де  $D_{\text{відп}}$  – оплата відпусток, грн;

$D_{\text{держ.о}}$  – оплата залучених робітників до виконання державних обов'язків,  
грн;

$D_{\text{шк}}$  – доплата за роботу у важких та шкідливих умовах праці, грн.

Сума оплати відпусток розраховується за такою формулою:

$$D_{\text{відп}} = Z_{\text{ср.дн}} \cdot O \cdot Ч_{\text{об}}$$

де  $Z_{\text{ср.дн}}$  - середньоденна заробітна плата основних робітників, грн;

$O$  – число днів відпустки;

$Ч_{\text{об}}$  - облікова чисельність робочих, чол.

$$Z_{\text{ср.дн}} = (\Phi_T + D_{\text{шк}}) / (Ч_{\text{об}} \cdot T_{\text{еф}})$$

де  $T_{\text{еф}}$  - ефективний фонд часу роботи одного робітника на днях.

Доплата за шкідливі умови праці становитиме:

$$D_{\text{шк}} = (\%D_{\text{шк}} / 100\%) \cdot \Phi_T$$

де  $\%D_{\text{шк}}$  - надбавка у відсотках до тарифної ставки за роботу в шкідливих умовах праці, 4 %.

$$D_{\text{шк}} = (4 / 100) \cdot 2449933,92 = 97997,3568 \text{ грн.}$$

$$Z_{\text{ср.дн}} = (2449933,92 + 97997,3568) / (29 \cdot 261) = 336,6272 \text{ грн.}$$

Розраховуємо суму оплати відпусток:

$$D_{\text{відп}} = 336,6272 \cdot 24 \cdot 29 = 234292,5312 \text{ грн.}$$

Сума оплати за годину виконання державних обов'язків визначається за такою формулою:

$$D_{\text{держ.о}} = Z_{\text{ср.дн}} \cdot T_{\text{держ.о}} \cdot Ч_{\text{об}}$$

де  $T_{\text{держ.о}}$  – число днів виконання державних обов'язків.

$$D_{\text{держ.о}} = 336,6272 \cdot 3 \cdot 29 = 29286,5664 \text{ грн.}$$

$$\Phi_{\text{доп}} = 97997,3568 + 234292,5312 + 29286,5664 = 361576,4544 \text{ грн.}$$

Визначаємо загальний фонд оплати праці:

$$\Phi_{\text{ОП}} = \Phi_{\text{осн}} + \Phi_{\text{доп}}$$

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		87



$$\text{ФОП} = 2449933,92 + 361576,4544 = 2811510,3744 \text{ грн.}$$

Важливим показниками плану праці та заробітної плати є рівень середньої заробітної плати.

Розраховуємо середньомісячну зарплату одного робітника:

$$Z_{\text{ср.міс}} = \text{ФОП} / Ч_{\text{об}} \cdot 12$$

$$Z_{\text{ср.міс}} = 2811510,3744 / (29 \cdot 12) = 8079,0528 \text{ грн.}$$

Визначаємо розмір відрахувань на соціальні потреби:

$$\Phi_{\text{с.п}} = (\Phi_{\text{осн}} + \Phi_{\text{доп}}) \cdot \% \text{ с.п.} / 100\%$$

де – % с.п. - Розмір відрахувань на соціальні потреби у відсотках.

$$\Phi_{\text{с.п}} = 2811510,3744 \cdot 22 / 100 = 618532,282368 \text{ грн.}$$

Розраховуємо витрати із зарплати на річне завдання

$$\Phi_{\text{осн.р}} = \Phi_{\text{осн}} / \text{річне завдання}$$

$$\Phi_{\text{осн.р}} = 2811510,3744 / 13782,9 = 202,663 \text{ грн.}$$

$$\Phi_{\text{доп.р}} = \Phi_{\text{доп}} / \text{річне зав-ня}$$

$$\Phi_{\text{доп.р}} = 361576,4544 / 13782,9 = 26,23 \text{ грн.}$$

$$\Phi_{\text{с.п.р}} = \Phi_{\text{с.п}} / \text{річне зав-ня}$$

$$\Phi_{\text{с.п.р}} = 618532,282368 / 13782,9 = 44,877 \text{ грн.}$$

### 6.3 Розрахунок продуктивності праці [44]

Продуктивність праці характеризує ефективність витрат праці людини у сфері матеріального виробництва та вимірюється кількістю продукції, яка виробляється в одиницю робочого часу або витратами робочого часу на виготовлення одиниці продукції.

До основних показників, що характеризує рівень продуктивності праці, відносяться вироблення та трудомісткість.

Виробітка – це кількість продукції, виробленої за одиницю робочого дня чи кількості продукції, що припадає на одного середньооблікового працівника у певний період часу.

Трудомісткість - це витрати часу на виготовлення одиниці продукції.

Виробітку одного робітника розраховуємо за формулою:

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

$$B = \text{ВП} / \text{Ч}_{\text{об}}$$

де ВП - річне завдання з випуску продукції, кг;

$\text{Ч}_{\text{об}}$  - облікова чисельність робочих, чол.

$$B = 13872,2/29=478,376 \text{ Гкал/чол.}$$

$$B = \text{собівартість} / \text{Ч}_{\text{об}}$$

- для існуючого виробництва

$$B = 67447046,236 / 29 = 2325760,215 \text{ грн./люд}$$

- для виробництва, що розробляється

$$B = 1504909,23 / 3 = 501636,41 \text{ грн./люд}$$

#### 6.4 Розрахунок непрямих витрат [44]

На річне завдання суму непрямих витрат складено:

$$\sum \text{цех.в} = \Phi_{\text{осн}} \cdot \%_{\text{цех.в}} / 100\%$$

де –  $\sum \text{цех.в.}$  - сума цехових витрат на річне завдання, грн.;

$\%_{\text{цех.в}}$  - розмір цехових витрат, у відсотках.

$$\sum \text{цех.в} = 2811510,3744 \cdot 12/100 = 337381,245 \text{ грн.}$$

На калькуляційну одиницю (1 т) ці витрати становитимуть:

$$\text{Цех.од} = 337381,245 / 13782,9 = 24,48 \text{ грн.}$$

#### 6.5 Розрахунок адміністративних витрат [44]

Згідно з кошторисом, питома вага адміністративних витрат становить 30.

$$\Phi_{\text{адм.в.}} = \Phi_{\text{осн}} \cdot \%_{\text{адм.в.}} / 100\%$$

де  $\%_{\text{адм.в.}}$  - розмір адміністративних витрат у відсотках.

$$\Phi_{\text{адм.в.}} = 2811510,3744 \cdot 30/100 = 843453,11232 \text{ грн}$$

Прямі витрати з відрукуванням на соціальні заходи:

$$\Phi_{\text{пр.}} = \Phi_{\text{осн}} + \Phi_{\text{с.п}} + \Phi_{\text{адм.в.}} = 4273495,77 \text{ грн}$$

#### 6.6 Розрахунок витрат на сировину та матеріали [13]

Потреба у сировині та матеріалах розраховується, виходячи з річного обсягу виробництва продукції та питомих норм витрати, що визначаються на підставі матеріального балансу.

Щорічні експлуатаційні витрати (витрати виробництва), грн/рік.

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

$$\sum V_e = V_{пл} + V_{e.e} + V_B + V_{ам} + V_{п.р} + V_{з.п.} + V_{ін}$$

де,  $V_{пл}$  - витрат на паливо, споживане котельною;

$V_{e.e}$  – електричну енергію, що надходить із зовнішніх мереж електропостачання;

$V_B$  - воду, що витрачається в котельні;

$V_{ам}$  - амортизацію обладнання та будівлі котельні;

$V_{п.р}$ - поточний ремонт основних фондів;

$V_{з.п.}$  – заробітну плату обслуговуючого персоналу;

$V_{ін}$  - інші витрати.

Витрати на паливо

Річна витрата природного газу котельною, м<sup>3</sup>/рік

$$V_{річ} = \frac{\sum Q_{річн}^B \times 10^3}{Q_H^P \times \eta_{ка} \times \eta_{реж}}$$

де,  $\sum Q_{річн}^B$  – річне вироблення теплоти котельною, МДж/рік;

$\eta_{реж}$  – режимний коефіцієнт котельні (беруть  $\eta_{реж} = 0,97$ , а необхідність його врахування обумовлена тим, що котли не завжди працюють за номінального навантаження);

$Q_{річн}^B = 13872,9$  Гкал/рік – річне вироблення теплоти котельної, (58127451 МДж/рік).

$Q_H^P$  = нижча теплота згоряння природного газу на робочу масу, кДж/м<sup>3</sup> (7600 ккал/м<sup>3</sup>=31819,7 кДж/м<sup>3</sup>)

$$V_{річ} = \frac{58127451 \cdot 10^3}{31819,7 \cdot 0,92 \cdot 0,97} = 2047036,7 \text{ м}^3/\text{рік.}$$

Річні витрати на паливо, грн/рік [45,46]

Згідно Постанови Кабінету Міністрів України від 19 червня 2022 року № 812 ціна газу складає: 7420 грн/1000м<sup>3</sup> без ПДВ, 8904/1000м<sup>3</sup> грн з ПДВ.

Вартість газу:

2047036,7 · 8,904. = 18226815,1 грн/рік.;

Вартість розподілу газу:

2047036,7 · 1,610грн. = 3295729,087 грн.;

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		90

Вартість транспортування газу:

2047036,7·0,16389грн. = 333667 грн.

Загальна вартість палива:

$V_{\text{пл}} = 18226815,1 + 3295729,087 + 333667 = 21856211,187$  грн/рік

Розрахунок вартості електроенергії та води [47]

Річні витрати на воду, грн/рік

$$V_B = G_{\text{річ}} \times C_B$$

де:  $G_{\text{річ}}$  – річна витрата води,  $V = 9379,92$  м<sup>3</sup>/рік;

33,59 – вартість 1 м<sup>3</sup> води, грн/м<sup>3</sup>.

$V_B = 9379,92 \times 33,59 = 315071,513$  грн/рік

Витрати на електроенергію [48]

Річне споживання електричної енергії всіх, 1420788,6кВт/год:

Витрати на електроенергію на рік, грн./рік:

$$V_{e.e} = 2,987 \times N_{\text{річ}}$$

де: 2,987 – вартість 1 кВтN<sub>річ</sub> – річне споживання електричної енергії

$$V_{e.e} = 2,987 \times 1420788,6 = 4243895,55, \text{ грн}$$

Витрати на амортизацію [13]

$$V_{\text{ам}} = \frac{(k_{\text{об}} \times H_{\text{ам}})}{100},$$

де  $V_{\text{ам}}$  – норма амортизаційних відрахувань, що включає витрату на реновацію та капітальний ремонт обладнання котельної та залежить від виду її основних фондів. Тому витрати на амортизацію спочатку мають бути визначені окремо за будівлями та спорудами та окремо за обладнанням.

Проте згідно зі збільшеними даними усереднену норму амортизаційних відрахувань для опалювальних котелень можна брати 7 %.

$k_{\text{об}}$  – вартість обладнання:  $k_{\text{об}} = 1400000$  грн.

Тоді амортизаційні відрахування становитимуть:

$$V_{\text{ам}} = \frac{(1400000 \times 7)}{100} = 98000 \text{ грн/рік}$$

Витрати на поточний ремонт складають 20 % відносно витрат на амортизацію [13]

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		91

$$V_{п.р} = 0,2 \times k_{об}$$

$$V_{п.р} = 0,2 \times 98000 = 19600 \text{ грн/рік}$$

Інші витрати, грн/рік [13]

Для газових котелень значення цих витрат беруть у розмірі 6 % від всіх попередніх витрат.

$$V_{ін} = 0,06 \cdot (V_{ам} + V_{п.р} + \Phi_{пр})$$

$$V_{ін} = 0,06 \cdot (98000 + 19600 + 4273495,77) = 263465,75$$

$$\sum V_e = V_{пл} + V_{е.е} + V_{в} + V_{ам} + V_{п.р} + V_{з.п.} + V_{ін}$$

$$\sum V_e = 21856211,187 + 4243895,55 + 315071,513 + 98000 + 19600 + 4273495,77 + 263465,75 = 31069739,77 \text{ грн,рік}$$

Таблиця 17 – Витрати на сировину та матеріали

п/п	Статті витрат	Всього витрат (грн.)	Грн./1Гкал.
1	паливо	21856211,187	1575,5
2	електроенергія	4243895,55	305,91
3	вода	315071,513	22,71
2	оплата праці	4273495,7709	308,04
	амортизаційні відрахування	98000	7,06
4	Інші витрати	263465,75	18,99
5	Собівартість одиниці виробленої теплоти 1 Гкал, грн		2238,21
6	“Собівартість одиниці відпущеної теплоти		2254,224

6.7 Собівартість одиниці продукції [13]

Собівартість одиниці виробленої теплоти, грн/ГДж:

$$C_{вир} = \frac{1000 \cdot \sum V_e}{\sum Q_{річ}^в}$$

Річне вироблення теплоти котельнею, МДж/рік

					ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		92

$$\sum Q_{річ}^B = \sum Q_{річ} \cdot k$$

де  $\sum Q_{річ}$  – сумарна річна витрата теплоти споживачами, МДж/рік;

$k$  – коефіцієнт, яким ураховують втрати теплоти в котельній, а також

витрати теплоти на власні потреби котельні (беруть  $k = 1,05$ )

$$\sum Q_{річ}^B = 58127451 \cdot 1,05 = 61033823,55 \text{ МДж/рік}$$

$$C_{вир} = \frac{1000 \cdot 31069739,77}{61033,82355} = 509,06 \text{ (2146,88 Гкал/рік)}$$

Собівартість одиниці відпущеної теплоти, грн/ГДж

$$C_{вир} = \frac{1000 \cdot 31069739,77}{58127451} = 534,51 \text{ грн/ГДж (2254,224 Гкал/рік)}$$

Розрахунок вартості проекту впровадження рециркуляційної лінії

Таблиця 18 – Розрахунок вартості основних матеріалів та комплектуючих

№	Найменування обладнання	Марка	Од.	Кількість	Вартість за од., грн.	Загальна вартість, грн.
1	Рециркуляційний насос	NRM2 80X65X160C	шт	2	70428	140856
2	Частотний перетворювач	ОВЕН ПЧВ204-10К-В	шт	1	25644	25644
3	Засувка	ДУ 80	шт	4	3010	12040
4	Зворотній клапан	ДУ 80	шт	2	2734	5468
5	Перехід сталевий приварний концентричний	108x89 (100x80)	шт	4	124	496
		159x108 (150x100)	шт	2	286	572
6	Відвід для труб сталевий приварний	Ду 100 (108x5)	шт	5	449	2245

						Арк.
					ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ	
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		93

7	Труба сталевна електрозварна	ДСТУ 8943:2019 Ду 100 (108x5)	м. пог.	10	765	7650
8	Манометр Optima 10 атм. 50 мм	10 атм. 50мм	шт	2	106	212
	Всього					195183

Розрахунок вартості електроенергії [49]

$$B_e = 2,72 \cdot 10^{-3} \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \left( \frac{Q_{ij} H_{ij}}{\eta_{ij}} t_{ij} \right)$$

де  $Q_{ij}$  – продуктивність  $i$ -го насосу в  $j$ -м режимі роботи, м<sup>3</sup>/год;

$H_{ij}$  – повний напір, що розвивається  $i$ -м насосом в  $j$ -м режимі роботи, м;

$\eta_{ij}$  – коефіцієнт корисної дії агрегату  $i$ -го насоса в  $j$ -му режимі роботи;

$t_{ij}$  – час роботи  $i$ -го насосу в  $j$ -му режимі роботи, год;

$n$  – кількість НА, шт.;

$m$  – кількість режимів роботи агрегату;

$j$  – індекс, що позначає режим роботи НА;

$i$  – індекс, що позначає порядковий номер НА;

$k$  – індекс, що характеризує рівень підйому води (I, II и III).

$$B_e = 2,72 \cdot 10^{-3} \left( \frac{57,7 \cdot 27,7}{0,7} \cdot 2244 \cdot 2 + \frac{40,2 \cdot 27,7}{0,7} \cdot 2244 \cdot 2 \right)$$

$$= 47291,84 \text{ кВт/рік}$$

$$E_e = 2,987 \times 47291,84 = 141260,71 \text{ грн}$$

Витрати на амортизацію

$$H_{ам} = \frac{(k_{об} \times H_{ам})}{100},$$

де  $H_{ам}$  – норма амортизаційних відрахувань, що включає витрату на реновацію та капітальний ремонт обладнання котельної та залежить від виду її основних фондів. Тому витрати на амортизацію спочатку мають бути визначені окремо за будівлями та спорудами та окремо за обладнанням.

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

Проте згідно зі збільшеними даними усереднену норму амортизаційних відрахувань для опалювальних котелень можна брати 7 %.

$k_{об}$  – вартість обладнання з монтажем:  $k_{об}=195183$  грн.

Тоді амортизаційні відрахування становитимуть:

$$V_{ам} = \frac{(195183 \times 7)}{100} = 13662,81 \text{ грн/рік}$$

Витрати на ремонт

$$V_p = 0,2 \times k_{об}$$

$$V_p = 0,2 \times 13662,81 = 2732,562 \text{ грн/рік}$$

Таблиця 19 – Річні витрати на рециркуляційну лінію

Статті витрат	Всього витрат (грн.)	Грн./1Гкал.
Паливо	–	-
Електроенергія	141260,71	10,25
Вода	–	-
Оплата праці	–	-
Амортизаційні відрахування	13662,81	0,98
Витрати на ремонт	2732,562	0,197
Інші витрати	983,72	0,071
	158640,81808	11,43

Капітальний ремонт котлоагрегату КВГ-7,56 із заміною конвективної частини котла проводився у зв'язку з його течією у двох котлах. Вартість капітального ремонту становила для двох котлів 292 000 грн. .

В подальшому після закінчення кожного опалювального сезону проводився їх частковий демонтаж обмуровки котлів з дефектуванням конвективної частини, та перевірки зварних з'єднань, переукладання цегли з заміною дефектної частини обмуровки.

Ці заходи додавали додаткових витрат.

Таблиця 19 – Додаткові експлуатаційні витрати

Стаття витрат	Всього витрат (грн.)
Витрати на амортизацію	20440



Витрати на ремонт	22408,8
Інші витрати	1250,93
Всього	33099,73

Заміна конвективної частини не надала можливості запобігти утворенню конденсату, що призводить до зволоження обмуровки задньої частини котла, заповнення конденсатом димоходів, що прокладені в бетонній частині полу приміщення, витікання утвореної рідини з резервного димососу (з робочого колеса). Огляд конвективної частини показав кородуючі руйнування на нижній частині поверхні конвективного пучка котла. Можна зробити припущення, щодо необхідності заміни конвективно ї частини котла разом з ремонтом димососів та газоходів, якщо не усунути процес утворення конденсату.

Таблиця 20 - Техніко-економічні показники проектованого виробництва

№	Стаття витрат	До впровадження проекту	Після провадження
1	Капіталовкладення в обладнання	292 000	195183
2	Загальногоспадарські витрати		
	-електроенергію	-	141260,71
	-амортизацію	20440	13662,81
	-ремонт на конвективну частину	22408,8	2732,562
	- ремонт на димососи	5431,67	-
	- ремонт на газоходи	17966,12	-
	- амортизацію димососів	25900	-
3	Інші витрати	1250,93	983,72
	сумма	93397,52	158640,81808
	Сумма бруто	385397,52	353823,81808
4	Собівартість одиниці виробленої продукції грн/Гкал	27,78	25,5

#### 6.8 Економічний ефект та техніко-економічні показники виробництва [44]

Розрахуємо річний економічний ефект від зниження собівартості:

$$E_p = (C_1 - C_2) \cdot Q$$

де  $C_1$  – цехова собівартість одиниці виробленої продукції до впровадження нововведення, грн/т.;

$C_2$  – цехова собівартість одиниці виробленої продукції після впровадження нововведення, грн/т.;

$Q$  – річне завдання, т.

$$E_p = (27,78 - 25,5) \cdot 13872,9 = 31630,212 \text{ грн.}$$

Розрахуємо відсоток зниження собівартості:

$$\% = (C_1 - C_2) / C_1 \cdot 100\%$$

$$\% = (27,78 - 25,5) / 27,78 \cdot 100\% = 8,2 \%$$

На підставі розрахунків складаємо таблицю техніко-економічних показників проектного виробництва.

Економічний розрахунок показав, що результатом впровадження дільниці рециркування теплоносія є зниження собівартості на 8,2 %, а річний економічний ефект від зниження собівартості становив 31630,212 грн.

						<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	АРКк
ЗМН	АРК	№ ДОКУМ	Підпис	Дата			976
ЗМН	АРК	№ ДОКУМ	Підпис	Дата			

## ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі магістра розглянуто актуальність покращення роботи котлогазового агрегату за рахунок внесення змін до принципової схеми роботи котельні.

Наведено обґрунтування вибору схеми обв'язування водогрійних котлоагрегатів лініями рециркуляції та перепуску.

Подано відомості про устрій та принцип дії рециркуляційного насосу, технічні вимоги до вихідних матеріалів, проведено технологічні розрахунки з кількості утворення відходів виробництва, з матеріального балансу, основного апарату, енерговитрат та води. Представлено схему автоматизації технологічного процесу з використанням сучасних контрольно-вимірювальних приладів та засобів автоматизації, а також креслення загального виду основного апарату.

Для забезпечення діючих вимог в сфері охорони праці, запропоновані технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації технологічного обладнання, технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії, а також визначені основні заходи з пожежної безпеки та профілактики.

Наведено характеристику виробничої будівлі та компонування основного обладнання.

Економічними розрахунками доведено доцільність заміни конвективної частини на ділянку лінії рециркуляції теплоносія.

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		98

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Антикайн. Металлы и расчеты на прочность котлов и трубопроводов. М.: Энергоатомиздат, 1990, 368 с, 209с. (<https://armtorg.ru/library/49/>)
2. Теплогенерирующие установки: Учеб. для вузов. Г. Н. Делягин, В. И. Лебедев, Б. А. Пермяков. М.: Стройиздат, 1986., 559 с, 304-305с. (<https://djvu.online/file/7WcugcoAms8v4>)
3. Ковалев А. П., Лелеев Н. С., Виленский Т. В, Парогенераторы: учебник для вузов М.: Энергоатомиздат, 1985, 376 с, 241-243с. (<https://djvu.online/file/B8eNYp4YTU3Wa>)
4. Долінський А.А., Целень Б.Я., Гартвіг А.П., Коник А.В., Радченко Н.Л., Щепкін В.І. Утворення кислого конденсату при глибокій утилізації теплоти продуктів згоряння природного газу і обладнання для його нейтралізації. Стаття. - Наукові праці. - Том 80. - Випуск 1. - С. 4-8 Одеська національна академія харчових технологій, 5-6 с. (<https://journals.ontu.edu.ua/index.php/swonaft/article/download/191/188/>)
5. Пикулев И.А. Расчет тепловой схемы производственно-отопительной котельной: методические указания на выполнение курсовых проектов по дисциплине «Теплогенерирующие установки»: в 2 ч. Часть 2/ И.А. Пикулев, Р.Ш. Мансуров. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2009., 15 с, 10с. (<https://studfile.net/preview/8985235/>)
6. Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.Я. Берзиньш. Производственные и отопительные котельные, 2-е изд, перераб. - М:Энергоатомиздат, 1984, 248с. ([https://www.nehudlit.ru/books/proizvodstvennye-i-otopitelnye-kotelnye\\_2.html](https://www.nehudlit.ru/books/proizvodstvennye-i-otopitelnye-kotelnye_2.html))
7. Седнин А. В., К выбору схемы включения сетевых насосов в одогрейной котельной, Белорусская государственная политехническая академия, 2000., 73-75. (<https://energy.bntu.by/jour/article/viewFile/1656/1582>)
8. Водогрійні котельні для систем децентралізованого та помірно-централізованого теплопостачання [Електронний ресурс]: навч. посіб. для

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i> <i>ХТМ-</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		99

студентів спеціальності 144 «Теплоенергетика» / М.Ф.Боженко; КПІ ім. Ігоря Сікорського.– Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022, 170с. ([https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/46943/1/Bozhenko\\_Vodohriini-kotelni\\_Posibnyk.pdf](https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/46943/1/Bozhenko_Vodohriini-kotelni_Posibnyk.pdf))

9. Янкелевич В. И. Наладка газомазутных промышленных котельных. - М.: Энергоатомиздат, 1988, 216 с, 148-149 с. (<https://kotelna.tk/index.php?put=1-1-3-1>)
10. Тюрина Э. А., Ижганайтис М. И., Оптимизационное исследования способов снижения низкотемпературной коррозии конвективных поверхностей котлоагрегата предварительным подогревом воздуха. Известия Томского политехнического университета. Техника и технологии в энергетике. 2014. Т. 325. № 4, 182 с. ([https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/5375/1/bulletin\\_tpu-2014-325-4-20.pdf](https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/5375/1/bulletin_tpu-2014-325-4-20.pdf))
11. Сидельковский Л. Н., Юренев В. Н. С 34 Котельные установки промышленных предприятий: Учебник для вузов. — 3-е изд, перераб. — М.:Энергоатомиздат, 1988., 528 с, 449с. (<https://www.nehudlit.ru/books/kotelnye-ustanovki-promyshlennykh-predpriyatiy.html>)
12. Загальний каталог електронасосів фірми Nocchi Pentair Wate (<https://nocchi.ru/katalogi>)
13. Водогрійні котельні для систем децентралізованого та помірноцентралізованого теплопостачання [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студентів спеціальності 144 «Теплоенергетика» / М.Ф. Боженко; КПІ ім. Ігоря Сікорського. - Електронні текстові дані (1 файл: 6,66 Мбайт). - Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. ([https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/46943/1/Bozhenko\\_Vodohriini-kotelni\\_Posibnyk.pdf](https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/46943/1/Bozhenko_Vodohriini-kotelni_Posibnyk.pdf))
14. Фільтри катіонітні "ФІП" <https://www.teploterm.com/vodopodgotovki/filtra-fip-filtra-fov.html>
15. РОХ-фільтр (<https://akvainvest.com.ua/services/rox-filtr>)

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		100

16. Насос Foras KM 400 T (<https://aquapump.com.ua/ua/p631530155-nasos-foras-400.html>)
17. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: Справ пос. / А.С. Ключев, Б.В. Глазов, А.Х. Дубровский, С.А. Ключев. -М.: Энергоатомиздат, 1990.- 464 с.
18. Каталог ТМ ОВЕН <https://owen.ru/>
19. РД 34.37.506-88. Методические указания по водоподготовке и водно-химическому режиму водогрейного оборудования и тепловых сетей ([https://dnaop.com/html/52710/doc-%D0%A0%D0%94\\_34.37.506-88](https://dnaop.com/html/52710/doc-%D0%A0%D0%94_34.37.506-88))
20. ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия/(<https://budinfo.org.ua/doc/1815580.jsp>)
21. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование: Учебное пособие для техникумов .- Л.: Энергоатомиздат Ленингр. Отделение, 1989. – 280 с (<https://teplota.org.ua/2009-10-21-esterkin-r-i-kotelnye-ustanovki-kursovoe-i-diplomnoe-proektirovanie.html>)
22. Режимна карта водогрійного котла з пальниками типу СНТ котельної м.Шостка.
23. Методичні вказівки до розрахункової роботи з кредитного модуля «Процеси та обладнання хімічних технологій-1. Базові принципи теорії тепломасообміну» —Гідравлічний розрахунок і вибір насосів для студентів напряму підготовки 133 - Галузеве машинобудування: [Електронний ресурс] / А. Р. Степанюк, С.В. Гулієнко; Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. – 24 с. ([https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/21012/1/2-%D0%9323-2MV\\_RR\\_Gidravl\\_rozrah\\_ta\\_vybir\\_nasos.pdf](https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/21012/1/2-%D0%9323-2MV_RR_Gidravl_rozrah_ta_vybir_nasos.pdf)).
24. Шумилин, Е. В.Ш 961 Расчет тепловых схем и подбор основного оборудования котельных :учебное пособие / Е. В. Шумилин. – Хабаровск : Изд-во Тихоокеан. гос.ун-та, 2013. – 39 с.([http://инженер.орг.рф/dat/codes\\_doc\\_1007.pdf](http://инженер.орг.рф/dat/codes_doc_1007.pdf))

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		101

25. Методические указания по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку теплоты отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий (Издание 4-ое) Москва 2002 ([http://инженер.орг.рф/dat/codes\\_doc\\_776.pdf](http://инженер.орг.рф/dat/codes_doc_776.pdf))
26. ДСТУ – Н Б В. 1.1 – 27:2010. Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі. Будівельна кліматологія. – Чинний від 2011 – 11 – 01. Київ: Мінрегіонбуд України, 2011 (<https://finance.smr.gov.ua/files/%D0%95%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%BE%D0%B7%D0%B1%D0%B5%D1%80%D0%B5%D0%B6%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8F/dstu-n-b-v11-27-2010-budivelna-klimatologiya.pdf>)
27. НПАОП 0.00-1.81-18. Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском. – Чинний від 2018.05.25. Київ: Міністерство соціальної політики України, 2018. – 44 с (<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0433-18>)
28. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. – Чинний від 1998-02-20. Київ: Державний комітет України з нагляду за охороною праці, 1998. – 114с. (<https://antifire.ua/dbn/10.pdf>)
29. ПУЕ. Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання). – Чинний від 2017-08-21. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2017. – 617 с
30. ДБН Б В.2.5-82-2016. Електробезпека в будинках і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. ([http://www.leonorm.lviv.ua/p/NL\\_DOC/UA/2016/Nak204.htm](http://www.leonorm.lviv.ua/p/NL_DOC/UA/2016/Nak204.htm))
31. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень – Чинний від 1999-12-01. Київ: Міністерство охорони здоров'я, 1999. – 10 с. (<https://zakon.rada.gov.ua/go/va042282-9>)

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		102

32. НАПБ А.01.001-2014. Правила пожежної безпеки в Україні. – Чинний від 2017.10.03.Київ: Міністерство внутрішніх справ України, 2015. – 85 с ([https://zakononline.com.ua/documents/show/352204\\_744300](https://zakononline.com.ua/documents/show/352204_744300))
33. НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання. – Чинний від 2015.07.07. Київ: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2015. – 67 с.( <https://zakon.rada.gov.ua/go/z0318-98>)
34. ДБН В.2.5-28-2018. Природне і штучне освітлення. – Чинний від 2019-03-01. Київ: Державний науково-дослідний інститут будівельних конструкцій, 2018. – 137 с.( [https://ledeffect.com.ua/images/\\_branding/dbn2018.pdf](https://ledeffect.com.ua/images/_branding/dbn2018.pdf))
35. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. – Чинний від 1999-12-01. Київ: Міністерство охорони здоров'я. – 34 с.15 ДБН В.2.5-77:2014 6-7 ст (<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/va037282-99>)
36. ДБН В.1.1-7:2016. Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. – Чинний від 2017-06-01. Київ: Український науково-дослідний інститут цивільного захисту УкрНДІЦЗ, 2016. – 39 с.( [https://e-construction.gov.ua/laws\\_detail/3080743763845318619?doc\\_type=2](https://e-construction.gov.ua/laws_detail/3080743763845318619?doc_type=2))
37. ДСТУ 3675-98. Пожежна техніка. Вогнегасники переносні. Загальні технічні вимоги та методи випробувань. Зі з міною №1. – Чинний від 1999-01-01. Київ: Український науково-дослідний інститут пожежної безпеки МНС України, 1998. – 49 с. ([https://dnaop.com/html/41026/doc-%D0%94%D0%A1%D0%A2%D0%A3\\_3675-98](https://dnaop.com/html/41026/doc-%D0%94%D0%A1%D0%A2%D0%A3_3675-98))
38. ДБН В.2.5-56-2014. Системи протипожежного захисту. – Чинний від 2015-07-01. Київ: Український союз пожежної та техногенної безпеки, 2014. – 134с ([https://education.profitteh.kiev.ua/pluginfile.php/978/mod\\_page/content/18/%D0%94%D0%91%D0%9D%20%D0%92.2.5-56\\_2014.%20%D0%A1%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B8%20%D0%BF%D1%80%D0%BE%D1%82%D0%B8%D0%BF%D0%BE](https://education.profitteh.kiev.ua/pluginfile.php/978/mod_page/content/18/%D0%94%D0%91%D0%9D%20%D0%92.2.5-56_2014.%20%D0%A1%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B8%20%D0%BF%D1%80%D0%BE%D1%82%D0%B8%D0%BF%D0%BE))

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		103



[%D0%B6%D0%B5%D0%B6%D0%BD%D0%BE%D0%B3%D0%BE%20%D0%B7%D0%B0%D1%85%D0%B8%D1%81%D1%82%D1%83.pdf\)](#)

39. БН В.2.5-20:2018. Газопостачання. Внутрішні пристрої. – Чинний від 2019.07.01.Київ: Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України, 2019. – 114 с ([https://dreamdim.ua/wp-content/uploads/2019/04/DBN-V2520-18\\_Gas.pdf](https://dreamdim.ua/wp-content/uploads/2019/04/DBN-V2520-18_Gas.pdf))
40. СНиП 3.05.06-85. Електротехнічні пристрої. – Чинний від 1986-07-01. СРСР:Міністерство монтажних і спеціальних робіт СРСР, 1985. – 34с. ([https://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id\\_doc=4682](https://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=4682))
41. ДСТУ Б В.2.5-38-2008. Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд. – Чинний від 2009-01-01. Київ: Державний науково-дослідний проектно-вишукувальний технологічний інститут з перспектив розвитку енергетики «Енергоперспектива». – 54 с ([https://dnaop.com/html/43923/doc-%D0%94%D0%A1%D0%A2%D0%A3\\_2.5-38\\_2008](https://dnaop.com/html/43923/doc-%D0%94%D0%A1%D0%A2%D0%A3_2.5-38_2008))
42. ДБН В.2.5-77:2014 «Котельні» 49,с ([http://nmcprz.ho.ua/document/biblio\\_01/DBN\\_V\\_25\\_77\\_14.pdf](http://nmcprz.ho.ua/document/biblio_01/DBN_V_25_77_14.pdf))
43. Теплові навантаження. Теплові схеми котельень. Метод. вказівки до викон. розрахункової роботи з дисципліни «Джерела теплопостачання та споживачі теплоти» для студ. напряму підготовки 6.05060101 «Теплоенергетика» освітньо- кваліфікаційного рівня «бакалавр». Уклад.: М.Ф. Боженко, Ю.В. Шовкалюк; Київ, НТУУ «КПІ», ТЕФ, 2013, 52 с. (<https://ela.kpi.ua/handle/123456789/51735>)
44. ВП Мікловда 2012 — Навчальний посібник «Економіка праці й соціально- трудові відносини» підготовлений колективом науковців ДВНЗ «Ужгородський національний університет». 282 с. (<https://dspace.uzhnu.edu.ua/jspui/bitstream/lib/7185/1/%D0%BD%D0%B0%D0%B2%D1%87%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%B8%D0%B9%20%D0%BF%D0%BE%D1%81%D1%96%D0%B1%D0%BD%D0%B8%D0%BA%20%D0%95%D0%9A%D0%9E%D0%9D%D0%9E%D0%9C%D0%86%>)

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		104

[D0%9A%D0%90%20%D0%9F%D0%A0%D0%90%D0%A6%D0%86%20%281%29.pdf](#))

45. Повідомлення про намір здійснити встановлення тарифів на теплову енергію м Покровськ (<https://pokrovsk-rada.gov.ua/uk/articles/item/8024/povidomlennya-pro-namir-zdijsniti-vstanovlennya-tarifiv-na-teplovu-energiyu>)
46. Офіційний сайт Нафтогаз (<https://www.naftogaztrading.com.ua/news/cinagazu>)
47. Офіційний сайт [КП ВУВКГ](#) «Водоканал» м. Шостка (<https://vodoksh.jimdofree.com/>)
48. Тарифы на электроэнергию для предприятий. (<https://index.minfin.com.ua/tariff/electric/prom/>)
49. Грунтович, Н. В. Расчетно-аналитический метод нормирования расходов электрической энергии в технологических системах водоснабжения и водоотведения / Н. В. Грунтович, А. А. Капанский // Вестник ГГТУ имени П. О. Сухого: научно - практический журнал. - 2015. - № 2. - С. 70-79. (<https://core.ac.uk/download/pdf/212982177.pdf>)
50. Капітальний ремонт водогрійного котла КВГ-7.56 реєстр.№Л-934 заі. №522 з заміною конвективною частини в котельні на вул. Грушевського, 70/1 за системою Прозоро (<https://zakupki.com.ua/tender/1863171/ru>)

					<i>ХТМ-21Ш.8.161.17.МР.01.00.00.00.ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		105