

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики

Кафедра теплової та альтернативної енергетики

«До захисту допущено»

Завідувачка кафедри

(підпис) Ольга ЧЕРНОУСЕНКО
(ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

“ ” _____ 2023 р.

Дипломний проект
на здобуття ступеня бакалавра

зі спеціальності 144 «Теплоенергетика»

на тему: Реконструкція паро-водогрійної котельні ТОВ «ТД Богодухівська птахофабрика». _____

Виконав : студент IV курсу, групи ТП - 91

Авілов Сергій Вадимович _____
(прізвище, ім'я, по батькові) (підпис)

Керівник доцент, к.т.н. , Дмитро РИНДЮК _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, ім'я, ПРІЗВИЩЕ) (підпис)

Консультант з охорони праці доцент, к.т.н. Сергій КАШТАНОВ _____
(назва розділу) (посада, вчене звання, науковий ступінь, ім'я, ПРІЗВИЩЕ) (підпис)

Рецензент заступник головного інженера Олексій ПЕТРАВКА _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, ім'я, ПРІЗВИЩЕ) (підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Керівник _____
(підпис)

Київ – 2023 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Інститут Навчально-науковий інститут атомної та теплової енергетики

Кафедра Теплової та альтернативної енергетики

Рівень вищої освіти - перший (бакалаврський)

Спеціальність 144 «Теплоенергетика»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувачка кафедри

Ольга ЧЕРНОУСЕНКО

(підпис)

(ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

“ ” _____ 2023 р.

**ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту**

Авілову Сергію Вадимовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту: Реконструкція паро-водогрійної котельні ТОВ «ТД Богодухівська птахофабрика»

керівник проекту Риндюк Дмитро Вікторович доц., к.т.н., . ,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «___» _____ 2023 р. №___

2. Термін подання студентом проекту 16.06.2023 р.

3. Вихідні дані до проекту Населений пункт – місто Богодухів; промислова котельня птахофабрики кількість поверхів – 1; кількість будинків в плані – 1.

4. Зміст пояснювальної записки _

1. Теплова схема котельної установки та її розрахунок.

2. Технологія монтажу обладнання.

3. Техніко економічний розрахунок.

4. Автоматизація.

5. Охорона праці та екологія.

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо)

1. Загальна схема внутрішнього газопостачання

2. Загальна схема внутрішнього газопостачання (в розрізі)

3. Розрахункова схема внутрішнього газопостачання

4. Тепломеханічна частина

6. Консультанти розділів проекту*

Розділ	Ім'я, прізвище та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
охорона праці	Сергій КАШТАНОВ, доцент		

7. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1.	Теплова схема котельної установки та її розрахунок		
	1. Побудова температурного графіка центрального якісного регулювання.	05.05.2023 р.	
	2. Розрахункові режими теплової схеми котельної установки	10.05.2023 р.	
	3. Розрахунок теплової схеми котельної установки	14.05.2023 р.	
2.	Підбір обладнання		
	1. Котлів	19. 05.2023 р.	
	2. Пальника	21.05.2023 р.	
	3. Деаератора	23.05.2023 р.	
	4. Клапанів	26.05.2023 р.	
	5. Лічильників	28.05.2023 р.	
	6. Баків	02.06.2023 р.	
3.	Технологія монтажу обладнання	05.06.2023 р.	
4.	Автоматизація	09.06.2023 р.	
5.	Охорона праці та екологія	12.06.2023 р.	

Студент

(підпис)

(ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

Керівник проекту

(підпис)

(ім'я, ПРІЗВИЩЕ)

* Консультантом не може бути зазначено керівника дипломного проекту.

Пояснювальна записка

до дипломного проекту

на тему: Реконструкція паро-водогрійної котельні ТОВ «ТД Богодухівська
птахофабрика»

Київ – 2023 року

Анотація

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи на тему «реконструкція паро-водогрійної котельні ТОВ «ТД Богодухівська птахофабрика»» містить: 113 сторінок, що містять 5 рисунків, 27 таблиць,. Також до цієї роботи входить 4 креслення формату А1.

В роботі розроблена альтернативна система роботи котельні у Харківській області, що була пошкоджена внаслідок воєнних дій на початку 2022 року. У котельні передбачено роботу шести котлів, з яких три парових котли та три водогрійних котли.

Для досягнення поставленої задачі в проекті використовувалися методики гідравлічних та аеродинамічних розрахунків.

На основі проведених розрахунків було обрано відповідне обладнання для роботи котельної. Це обладнання включає котли, насоси, пальники, даєратори, клапани та вимірювальні прилади.

На кресленнях наведені схеми систем газопостачання та загальна схема тепломеханічної частини.

Котельні агрегати в данному дипломному проекті бакалавра в якості палива використовують газ. В кресленнях, які додаються, показано схеми внутрішнього газопостачання до котлів та всі комплектуючі деталі, які потрібні для нормальної роботи системи газопостачання.

Також у кресленнях є схема тепломеханічної частини котельні, у якій показано в якій частині приміщення та в якому порядку повинні стояти котлові агрегати та інше обладнання.

Ключові слова: котел, гаряче водопостачання, насос, опалення, температура.

Annotation

The explanatory note to the bachelor's thesis on the topic "reconstruction of the steam-water heating boiler house of TD Bogoduhivska poultry factory" contains: 113 pages containing 5 figures, 27 tables. This work also includes 4 drawings in A1 format.

In the work, an alternative system of operation of the boiler house in the Kharkiv region, which was destroyed as a result of military operations at the beginning of 2022, was developed. The boiler room is equipped with five boilers, of which three are steam boilers and three are hot water boilers.

To achieve the task, the project used the methods of hydraulic and aerodynamic calculations.

Based on the calculations, appropriate equipment was selected for the operation of the boiler room. This equipment includes boilers, pumps, burners, deaerators, valves and measuring devices.

The drawings show diagrams of gas supply systems and a general diagram of the thermomechanical part.

Boiler units in this bachelor's diploma project use gas as fuel. The attached drawings show the diagrams of the internal gas supply to the boilers and all the components required for the normal operation of the gas supply system.

Also in the drawings there is a scheme of the thermomechanical part of the boiler room, which shows in which part of the room and in what order the boiler units and other equipment should be located.

Keywords: boiler, hot water supply, pump, heating, temperature.

3MCT

Анотація.....	5
ПЕРЕЛІК ОСНОВНИХ ІНДЕКСІВ І ПОЗНАЧЕНЬ.....	9
Вступ.....	9
1.Підбір та розрахунок основного обладнання.....	12
1.1 Теплова схема котельної установки та її розрахунок.....	12
1.1.1 Побудова температурного графіка центрального якісного регулювання....	12
1.1.2 Розрахункові режими теплової схеми котельної установки.....	15
1.1.3 Розрахунок теплової схеми котельної установки.....	17
1.1.4 Витрата мережної води.....	22
1.2 Кількість хімічно очищеної води на підживлення теплових мереж.....	22
1.3 Гідравлічний розрахунок трубопроводів.....	31
1.3.1 Гідравлічний розрахунок водяних трубопроводів.....	31
1.3.2 Гідравлічний розрахунок паропроводів.....	33
1.3.3 Гідравлічний розрахунок конденсатопроводів.....	34
1.4 Підбір обладнання.....	36
1.4.1 Підбір котла.....	36
1.4.2 Підбір пальника.....	38
1.4.3 Підбір деаератора.....	39
1.4.4 Вибір обладнання для системи водопідготовки.....	41
1.4.5 Підбір редукційного клапана.....	45
1.4.6 Підбір регулювального клапана.....	46
1.4.7 Підбір лічильника пари.....	47
1.4.8 Підбір лічильника води.....	47
1.4.9 Підбір мембранного розширювального бака.....	48
1.4.10 Підбираємо об'єм бака для збору конденсату.....	49
1.4.11 Вибір насосів.....	49
1.5 Аеродинамічний розрахунок котельної установки.....	56
1.5.1 Розрахунок обсягів повітря та продуктів згоряння.....	56
1.5.2 Аеродинамічний розрахунок котельної установки.....	58
1.6 Газопостачання котельної установки.....	63
1.6.1 Розрахунок параметрів газової суміші.....	63
1.6.2 Визначення годинних витрат газу.....	65
1.6.3 Гідравлічний розрахунок газопроводу.....	66
1.6.4 Підбір обладнання.....	70
1.6.4.2 Підбір пристрою обліку витрати газу.....	72

						ТП 91 0000 ПЗ			
Змн.	Кільк.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата	<i>Реконструкція паро-водогрійної котельні ТОВ «ТД Богодухівська птахофабрика»</i>	Стадія	Аркуш	Аркушів
Студент		Авілов.					ДПБ	6	113
Керівник		Риндюк					НТУУ „КПІ”, ТЕФ, кафедра ТПТ		
Н. Контр.									
Огляд									
Зав. каф.		Черноусенко							

2. Технологія монтажу обладнання.....	74
2.1 Перелік робіт.....	74
2.2 Підбір вантажопідіймних механізмів. Розрахунок такелажної оснастки.....	74
2.2.1 Вибір крана.....	74
2.2.2 Вибір вантажного автомобіля.....	76
2.2.3 Розрахунок такелажної оснастки.....	76
2.3 Опис робіт.....	78
2.3.1 Монтаж котлоагрегату.....	79
2.3.2 Монтаж секційного водопідігрівача.....	80
2.3.3 Монтаж насосних агрегатів.....	81
2.3.4 Монтаж трубопроводів гарячої води.....	82
2.3.5 Монтаж газоповітропроводів.....	85
2.3.6 Опробування та випробування обладнання котельні.....	86
3. Техніко-економічний розрахунок.....	89
3.1 Визначення кошторисної вартості.....	89
Пояснення до локально-кошторисного розрахунку.....	89
3.2 Розрахунок фактичного терміну окупності капіталовкладень.....	91
3.2.1 Витрати паливо.....	92
3.2.2 Витрати на воду.....	92
3.2.3 Витрати електроенергію.....	92
3.3 Розрахунок ефективності проекту.....	94
4. Автоматизація.....	96
4.1 Система автоматизації контролю, регулювання та безпеки котельного агрегату.....	96
4.2 Система автоматизації обліку, реєстрації відпустки та споживання газу.....	97
4.3 Умовні позначення засобів вимірювання та автоматизації.....	100
5. Охорона праці та екологія.....	102
5.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації технологічного устаткування котельних установок.....	102
5.2 Забезпечення вимог з електробезпеки.....	103
5.3 Технічні рішення по запобіганню електротравматизму від випадкового контакту з струмоведучими частинам електрообладнання котельної установки.....	103
5.4 Технічні рішення по запобіганню електротравматизму при переході напруги на нормально неструмоведучі частини електрообладнання котлів.....	105
5.5 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії.....	105
5.5.1 Забезпечення нормативних параметрів мікроклімату в робочій зоні обслуговуючого персоналу котельної установки.....	105
5.6 Виробниче освітлення приміщення котельної установки.....	106

5.7 Захист від виробничого шуму та вібрацій.....	106
5.8 Пожежна безпека та профілактика.....	107
5.9 Заходи щодо охорони навколишнього середовища.....	108
5.10 Охорона праці та техніка безпеки під час виконання робіт	109
5.10.1. Вимоги щодо техніки безпеки, обов'язкові для робітників усіх професій.....	109
5.10.2. Техніка безпеки під час монтажу систем газопостачання.....	110
5.10.3. Техніка безпеки під час ізоляційних робіт.....	110
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	111

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ОСНОВНИХ ІНДЕКСІВ І ПОЗНАЧЕНЬ

Основні позначення:

Q – навантаження теплове;
 K – коефіцієнт теплопередачі;
 λ – коефіцієнт теплопровідності;
 α – коефіцієнт надлишку повітря, коефіцієнт тепловіддачі;
 G – витрата масова;
 ρ – густина;
 a, b – лінійні розміри;
 t – температура;
 $\bar{t}$ – температура середня;
 C – масова питома теплоємність;
 V – об'ємна витрата;
 d – діаметр;
 P – тиск;
 δ – товщина;
 H – висота;
 S, F, f – площа;
 N – кількість;
 ΔP – зміна тиску.

Верхні індекси:

$'$ – на вході, значення уточнене;
 $''$ – на виході;
 $\bar{}$ – середній;
 ∂ – дійсний;

Нижні індекси:

вт – втрати;
 вн – внутрішній;
 зв – зовнішній;
 р.о – розрахунковий на опалення;
 пов – повітря;
 в – вода;
 г – гарячий.

Вступ

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Котельня, що реконструюється, знаходиться в місті Богодухів, Харківської області. Будівля котельні стоїть окремо, з розмірами в осях 1-6/А-Г-36×18 м, висота 7,8 м.

У зв'язку з тим, що обладнання котельні було пошкоджено через воєнні дії, проектом передбачено заміну обладнання. У котельні передбачена установка трьох парових котлів паропродуктивністю 3 т/год кожен марки Protherm Puma 25 KLO, двох водогрійних котлів тепловою потужністю 1,0 МВт кожен марки Термотехнік ТТ100 та одного водогрійного котла тепловою потужністю 0,5 МВт марки Велден УТГ 050 на газі середнього тиску (0,3 МПа). Крім котлів у котельні передбачено встановлення мережевих, рециркуляційних, підживлювальних, поживних, конденсатних насосів. Для обробки вихідної води в проекті передбачена автоматична установка безперервної дії TS 95-21М.

Видалення димових газів здійснюється через існуючий димар Ду 1000 мм, Н=30 м. Постачання котельної газом передбачено від раніше запроектованого газопроводу Ду 100 мм, Ру=0,6 МПа. Водопостачання котельні передбачено від раніше запроектованого водопроводу Ду125 мм.

Кліматичні характеристики району будівництва:

- температура найхолоднішої п'ятиденки – -26°C;
- середня температура найхолоднішого місяця – -5,9 °C;
- середня температура опалювального періоду – - 0,2°C;
- температура точки зламу опалювального графіка – 8 °C;
- середньодобова температура зовнішнього повітря кінця опалювального періоду – +8 °C;
- тривалість опалювального періоду – 196 днів.

Загальна характеристика споживачів та енергоносії й:

- конструкція теплових мереж: 4-х тубна, закрита, водяна;
- рельєф: рівний.

Навантаження котельні:

- витрата теплоти на опалення та вентиляцію – 1,96 МВт;
- витрата теплоти на гаряче водопостачання – 0,32 МВт;
- витрати теплоти на технологію-0,5 МВт;
- витрата пари на виробництво – 5,92 т/год.

Параметри теплоносія:

- для комунально-побутових споживачів – 95-70°C;
- для технології – 90-70°C;
- для виробничих споживачів пара – Ру = 0,6 МПа.

Втрати в мережах і наявні напори:

- комунально-побутові споживачі – 15 м;
- технологія – 10 м;
- система гарячого водопостачання – 24 м;

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- тиск у водопроводі на введенні в котельню – 21 м.

Параметри вихідної води:

- водойма – р.Мерла
- вимоги до якості води: прозорість за шрифтом Снеллена не менше 30 см; загальна жорсткість 40 мкг/кг; вміст розчиненого кисню 50 мкг/кг; значення рН при 25°C 8,5 ... 10,5.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1. Підбір та розрахунок основного обладнання

1.1 Теплова схема котельної установки та її розрахунок

Принципова теплова схема характеризує сутність основного технологічного процесу перетворення енергії та використання у встановленні теплоти робочого тіла. Вона є умовним графічним зображенням основного та допоміжного обладнання, об'єднаного лініями трубопроводів робочого тіла відповідно до послідовності його руху в установці.

Основною метою розрахунку теплової схеми котельні є:

- визначення загальних теплових навантажень, що складаються із зовнішніх навантажень та витрат тепла на власні потреби, та розподілом цих навантажень між водоگрійною та паровою частинами котельні для обґрунтування вибору основного обладнання;
- визначення всіх теплових та масових потоків, необхідних для вибору допоміжного обладнання та визначення діаметрів трубопроводів та арматури;
- Визначення вихідних даних для подальших техніко-економічних розрахунків (річних виробок тепла, річних витрат палива та ін.).

Розрахунок теплової схеми дозволяє визначити сумарну теплопродуктивність котельної установки за кількох режимах її роботи.

Теплова схема котельні наведена на рис.1.2.

Вихідні дані для розрахунку теплової схеми котельні наведені в таблиці 1.4., а сам розрахунок теплової схеми наведено в таблиці 1.5.

1.1.1 Побудова температурного графіка центрального якісного регулювання.

При якісному регулюванні для залежних схем приєднання систем опалення, температуру води в магістралі, що подає і зворотній, а так само після підмішуючого пристрою протягом опалювального періоду визначають за наступними виразами: $\tau_{01} \tau_{02} \tau_{03}$

$$\tau_{01} = t_B + \Delta t \left(\frac{t_B - t_{3B}}{t_B - t_{нро}} \right)^{0.8} + (\Delta \tau - 0,5\theta) \left(\frac{t_B - t_{3B}}{t_B - t_{нро}} \right) \quad (1.1)$$

$$\tau_{02} = t_B + \Delta t \left(\frac{t_B - t_{3B}}{t_B - t_{нро}} \right)^{0.8} - 0,5\theta \left(\frac{t_B - t_{3B}}{t_B - t_{нро}} \right) \quad (1.2)$$

$$\tau_{03} = t_B + \Delta t \left(\frac{t_B - t_{3B}}{t_B - t_{нро}} \right)^{0.8} + 0,5\theta \left(\frac{t_B - t_{3B}}{t_B - t_{нро}} \right) \quad (1.3)$$

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де:

t_b – Середня температура внутрішнього повітря опалювальних будівель, °C, приймається; $t_b = 20$ °C

$t_{зв}$ – середня температура зовнішнього повітря за період із середньодобовою температурою повітря 8 °C та менше (опалювальний період), °C;

$t_{нро}$ – розрахункова температура зовнішнього повітря для опалення, °C, приймається; $t_{нро} = -35$ °C

Δt – розрахунковий температурний напір нагрівального приладу, °C, який визначається за формулою:

$$\Delta t = \frac{t_3 + t_2}{2} - t_b \quad (1.4)$$

де:

t_3, t_2 – розрахункові температури води відповідно після пристрою, що підмішує, і в зворотній магістралі теплової мережі визначені при , °C, приймаємо $t_3 = 95$ °C; $t_2 = 70$ °C;

$\Delta \tau$ – розрахунковий перепад температур мережевої води в тепловій мережі, °C:

$$\Delta \tau = \tau_1 - \tau_2 \quad (1.5)$$

де:

– розрахункова температура води відповідно в магістралі теплової мережі, що подає, °C, приймається $\tau_1 = 95$ °C;

θ – розрахунковий перепад температур мережевої води у місцевій системі опалення, °C:

$$\theta = \tau_3 - \tau_2 \quad (1.6)$$

Задаючись різними значеннями температури зовнішнього повітря $t_{зв}$ визначаються $\tau_{01}, \tau_{02}, \tau_{03}$ та будується опалювальний графік температур води. Для задоволення навантаження гарячого водопостачання температура води в магістралі, що подає τ_{01} встановлюється не нижче 70 °C (у закритих системах теплопостачання). Для цього опалювальний графік спрямовується на рівні вказаних температур і стає опалювально-побутовим.

Розрахунок опалювально-побутового графіка наведено у таблиці 1.1., а побудова рисунку 1.1.

Таблиця 1.1. Температура води в теплових мережах та системи опалення.

Зовнішнього повітря, °C, $t_{зв}$	У трубопроводі, що подає, при графіку 95-70, °C	У зворотному трубопроводі, °C
+10	38,3	33,7
+9	39,7	34,7

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

+8	41,2	35,8
+7	42,7	36,8
+6	44,1	37,7
+5	45,5	38,7
+4	46,9	39,6
+3	48,3	40,6
+2	49,7	41,5
+1	51,0	42,4
0	52,4	43,3
-1	53,7	44,2
-2	55,0	45,0
-3	56,3	45,9
-4	57,6	46,7
-5	58,9	47,6
-6	60,2	48,4
-7	61,5	49,2
-8	62,8	50,1
-9	64,0	50,9
-10	65,3	51,7
-11	66,6	52,5
-12	67,8	53,3
-13	69,0	54,0
-14	70,3	54,8
-15	71,5	55,6
-16	72,7	56,3
-17	73,9	57,1
-18	75,1	57,9
-19	76,3	58,6
-20	77,5	59,4
-21	78,7	60,1
-22	79,9	60,8
-23	81,1	61,6
-24	82,3	62,3
-25	83,5	63,0
-26	84,6	63,7
-27	85,8	64,4
-28	87,0	65,1
-29	88,1	65,8
-30	89,3	66,5
-31	90,4	67,2
-32	91,6	67,9
Зовнішнього повітря, °С, t _{зв}	У трубопроводі, що подає, при графіку 95-70, °С	У зворотному трубопроводі, °С
-33	92,7	68,6
-34	93,9	69,3
-35	95,0	70,0

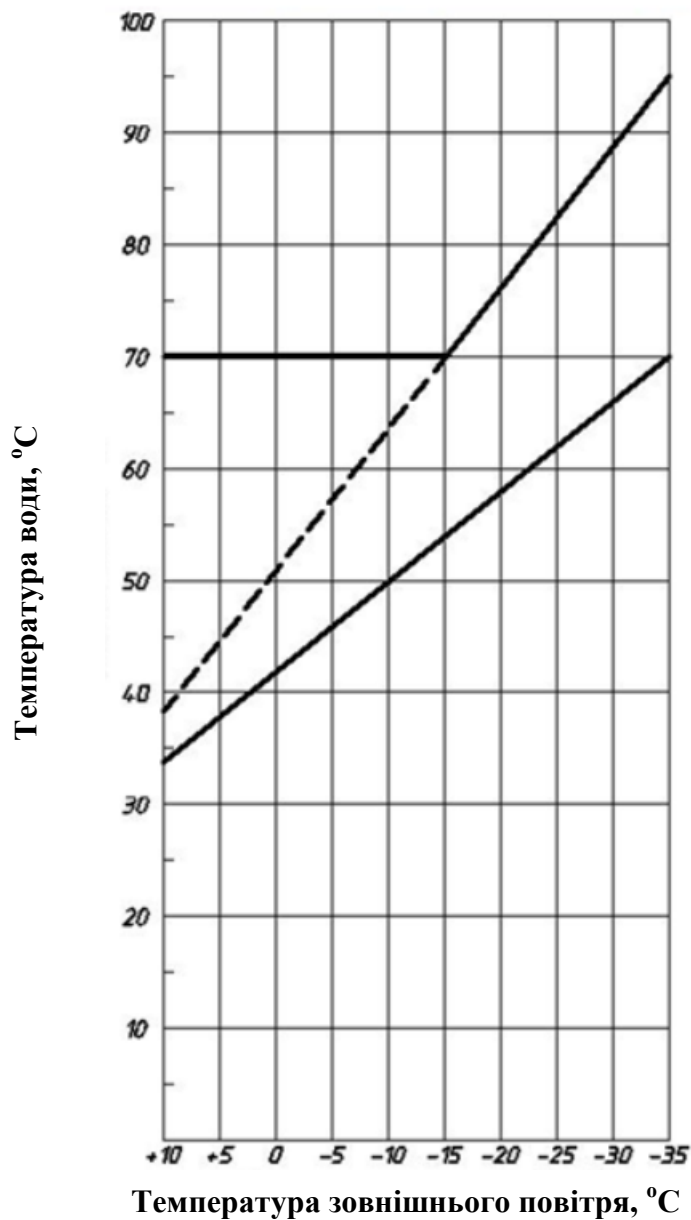


Рис. 1 – Опалувально-побутовий температурний графік.

1.1.2 Розрахункові режими теплової схеми котельної установки

Розрахунок теплової схеми котельної установки у цьому проекті виконується для шести режимів. Їх характеристики наведені у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Розрахункові режими.

Режим		Розрахункова температура	Примітка
найменування	температура, °C		
1	2	3	4

1-ий	-26	Температура найбільш холодної п'ятиденки	Цей режим розраховується для вибору основного обладнання
2-ий	-5,9	Середня температура найхолоднішого місяця	Вибрана кількість котлів перевіряється на забезпечення мінімально допустимих теплових навантажень споживачів при аварійному режимі роботи (виході з ладу одного потужного котла)
3-ий	-0,2	Середня температура опалювального періоду	Цей режим розраховується для визначення техніко-економічних показників котельні, таких як річна відпустка та вироблення тепла, річна витрата палива та ін.
4-ий	-13,8	Температура точки зламу опалювального графіка	Цей режим розраховується для підбору теплообмінного обладнання (коли теплоносій потрібний для приготування гарячої води)
5-ий	+8	Середньодобова температура зовнішнього повітря кінця опалювального періоду	За цим режимом уточнюється склад основного та допоміжного обладнання для роботи в неопалювальний режим
6-ий	+23,7	Середня температура найтеплішого періоду	Вибрана кількість котлів перевіряється на забезпечення мінімально допустимих теплових навантажень споживачів при роботі парових котлів (поточний ремонт водогрійного котла)

1.1.3 Розрахунок теплової схеми котельної установки

Для розрахунку теплової схеми котельної установки систематизовано навантаження за видами споживання та температурні режими.

Теплові навантаження за видами споживання наведені у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 Теплові навантаження за видами споживання.

Найменування	Вода, МВт						
	графік	режими					
		1-ий	2-ий	3-ій	4-ий	5-ий	6-ий
1	2	3	4	5	6	7	8
Опалення та вентиляція	95-70	1,96	1,24	0,94	1,2	0,27	0,00
Гаряче водопостачання	55	0,00	0,32	0,00	0,32	0,00	0,00
Технологія	90-70	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,00
Виробництво	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Сумане навантаження		2,46	2,06	1,44	2,02	0,77	0,00

Продовження таблиці 1.3

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Найменування		Пара, т/год							
	графік	тиск	температура	режими					
				1-ий	2-ий	3-й	4-ий	5-ий	6-ий
1	2	9	10	11	12	13	14	15	16
Опалення та вентиляція	95-70	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Гаряче водопостачання	55	1,0	179,9	0,48	0,00	0,48	0,00	0,48	0,48
Технологія	90-70	1,0	179,9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,75
Виробництво	-	0,6	158,8	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92
Сумане навантаження				6,4	5,92	6,4	5,92	6,4	7,15

Таблиця 1.4 Вихідні дані для розрахунку виробничо-опалювальної теплогенеруючої установки для закритої системи тепlopостачання.

№	Фізична величина	Позначення	Обґрунтування	Значення величини при характерних режимах роботи					
				1-ий	2-ий	3-ій	4-ий	5-ий	6-ий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Витрата пари на потреби виробництва тиском $p = 0,6$ МПа, т / год	Dпр	Заданий	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92	5,92
2	Розрахункова температура зовнішнього повітря для м.Богодухів	to.в	СНіП	-26	-5,9	-0,2	-13,8	8	23,7
3	Розрахункова температура всередині приміщень, °С	tвн		20	20	20	20	20	20
4	Коефіцієнт зниження витрати теплоти на опалення та вентиляцію	К.в	Ф-ла (3.1)	1	0,63	0,48	0,61	0,22	-
5	Витрата теплоти на опалення та вентиляцію, МВт	Qo.в	Заданий	1,96	1,24	0,94	1,20	0,27	0,00
6	Витрата теплоти на гаряче водопостачання, МВт	Qг.в	Заданий	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
7	Витрата теплоти на технологічні потреби, МВт	Qтех	Заданий	0,50	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
8	Сумарна витрата теплоти на опалення, вентиляцію, гаряче водопостачання та технологічні потреби	Qт.с		2,78	2,06	1,76	2,02	1,09	0,82
9	Температура мережевої води у трубопроводі:								
	а) на опалення та вентиляцію:								
	- температура в лінії подачі, °С	t1	температурний графік	95	71,4	60,6	70	41,2	-
	- температура у зворотній лінії, °С	t2	температурний графік	70	55,5	48,7	54,7	35,8	-
	а) на технологію:								

	- температура в лінії подачі, °С	$t_{\text{тех1}}$	за технологією	90	90	90	90	90	90
	- температура у зворотній лінії, °С	$t_{\text{тех2}}$	за технологією	70	70	70	70	70	70
10	Розрахункова температура гарячої води на місці водорозбору, °С	$t_{\text{г.в}}$	СНіП 2-04-01-85	55	55	55	55	55	55
11	Повернення конденсату виробничого споживача, %	β	Заданий	60	60	60	60	60	60
12	Неприривне продування котлоагрегатів, %	P_n	Прийнятий	3,00	3	3	3	3	3
13	Температура вихідної води, °С	$t_{\text{вих.}}$	Прийнятий	5	5	5	5	5	15
14	Температура живильної води, °С	$t_{\text{п.}}$	Прийнятий	104	104	104	104	104	104
15	Температура підживлювальної води, °С	$t_{\text{підж}}$	Прийнятий	70	70	70	70	70	70
16	Температура конденсату, °С								
	-Повертається з виробництва	$t_{\text{прк}}$	Заданий	60	60	60	60	60	60
	-Повертається з мережевих підігрівачів	$t_{\text{пк}}$	Заданий	80	80	80	80	80	80
	-після охолоджувача випару	$t_{\text{випк}}$		40	40	40	40	40	40
17	Підживлення води в тепломережі, %	$K_{\text{підж}}$	Прийнята	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
18	Втрати пари в циклі котельної установки, %	K_k	Прийнято	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
19	Витрата пари на власні потреби, %	$K_{\text{с.н}}$	Прийнятий	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
20	Ентальпія пари та води, кДж/кг								
	-пара тиском 1,0 МПа	$i''_{1,0}$	парові таблиці	2778	2778	2778	2778	2778	2778
	-котлової води	$i'_{1,0}$	парові таблиці	762,7	762,7	762,7	762,7	762,7	762,7
	-поживної води	$i_{\text{п.в}}$		435,76	435,76	435,76	435,76	435,76	435,76

-конденсату, що повертається з виробництва	$i_{\text{прк}}$		251,4	251,4	251,4	251,4	251,4	251,4
-конденсату, що повертається з мережевих підігрівачів	$i_{\text{пк}}$		335,2	335,2	335,2	335,2	335,2	335,2
-конденсату після охолоджувача випару	$i_{\text{випк}}$		167,6	167,6	167,6	167,6	167,6	167,6
-вихідної води	$i_{\text{вих}}$		20,95	20,95	20,95	20,95	20,95	62,85
-підживлювальної води	$i_{\text{підж}}$		293,3	293,3	293,3	293,3	293,3	293,3
-поживної води	$i_{\text{п.в}}$		435,76	435,76	435,76	435,76	435,76	435,76

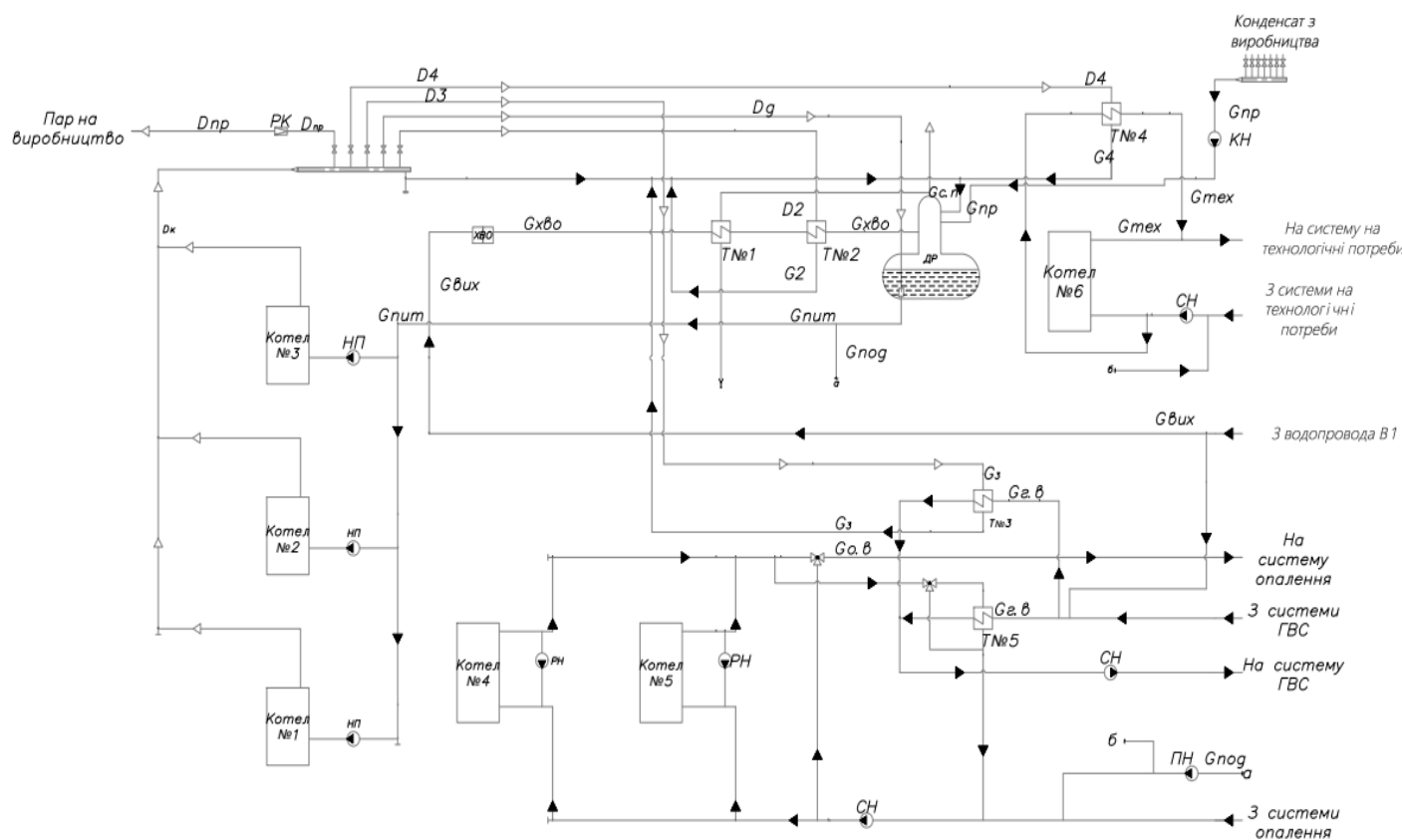


Рис. 2 –Теплова схема котельні

При розрахунку теплової схеми визначаються:

1. Коефіцієнт зниження витрати теплоти на опалення та вентиляцію для режиму найбільш холодного місяця:

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

$$K_{o.B} = \frac{t_{BH} - t_{p.o}}{t_{BH} - t_{3B}} \quad (1.7)$$

де:

t_{BH} – прийнята температура повітря всередині опалюваних приміщень, °С;

t_{3B} – температура зовнішнього повітря для режиму найхолоднішого місяця, °С;

$t_{p.o}$ – Розрахункова температура зовнішнього повітря, °С.

1.1.4 Витрата мережної води, т/год:

$$G = \frac{860 \times Q}{t' - t} \quad (1.8)$$

де:

Q – витрати теплоти на потреби мережного споживача, МВт;

t' , t – температура в подаючому та зворотному трубопроводах, °С.

1.2 Кількість хімічно очищеної води на підживлення теплових мереж, т/год:

$$G_{підж} = 0,01 K_{підж} \sum G \quad (1.9)$$

де:

$K_{підж}$ – Підживлення води, % Витрати мережної води;

$\sum G$ – Сумарна витрата мережної води, т/год.

2. Теплове навантаження водопідігрівальної установки, т/год:

$$Q_{вп.у} = Q_{т.с} - Q_{підж} \quad (1.10)$$

де:

$Q_{т.с}$ – сумарна витрата теплоти на опалення, вентиляцію, гарячі водопостачання та технологічні потреби, МВт.

3. Витрата води на рециркуляцію котла, т/год:

$$G_{рец} = \frac{G_k (t_2^{B.K} - t_{3B}^{3B})}{(t_1^{B.K} - t_{3B}^{3B})} \quad (1.11)$$

де:

G_k – Витрата води на один водогрійний котел, т / год;

$t_1^{B.K}$ – температура води на виході з водогрійного котла, °С;

$t_2^{B.K}$ – температура води на вході до водогрійного котла, °С;

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$t_{зв}^{зв}$ – температура зворотної мережі після зовнішніх споживачів, °C
приймається за температурним графіком в залежності від температури зовнішнього повітря.

4. Втрати теплоти трубами гарячого водопостачання, МВт:

$$Q^{ht} = K^t Q_{г.в} \quad (1.12)$$

де:

K^t – коефіцієнт, що враховує втрати теплоти трубами; $K^t = 0,15$

5. Витрата циркуляційної води на гарячі водопостачання, т/год:

$$G_{цир} = \beta \frac{860 Q^{ht}}{\Delta t} \quad (1.13)$$

де:

β – коефіцієнт розрегулювання циркуляції, приймається за СНіП 2.04.01-85 п.8.2; $\beta = 1,0$

Δt – різниця температур в трубопроводах, що подають системи від водонагрівача до найбільш віддаленої водорозбірної точки, °C, приймається за СНіП 2.04.01-85 п.8.2. $\Delta t = 10$ °C

6. Витрата пари на підігрівач мережної води (визначається тільки для режимів, при яких підігрівач перебуває в роботі), т/год:

$$D_{п.м.в} = \frac{3600 Q_{вп.у}}{(i_{1.0}'' - i_k) \eta} \quad (1.14)$$

де:

$i_{1.0}''$ – ентальпія пари, що гріє, що подається на підігрівач мережної води, кДж/кг;

i_k – ентальпія конденсату пари, що гріє, кДж/кг;

η – коефіцієнт корисної дії підігрівача (охолоджувача) води приймається рівним 0,98.

7. Сумарна витрата свіжої пари зовнішніми споживачами, т/год:

$$D_{зв} = D_{пв} + \sum D_{п.м.в} \quad (1.15)$$

де:

$D_{пв}$ – Витрата пари на потреби виробництва, т / год;

$\sum D_{п.м.в}$ – Сумарна витрата пари на підігрівачі мережної води, т/год.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

8. Витрата пари на власні потреби котельні за попередньою оцінкою, т/год:

$$D_{c.n} = 0,01K_{в.п} D_{вн} \quad (1.16)$$

де:

$K_{в.п.}$ – Витрата пари на власні потреби, % сумарної витрати свіжої пари зовнішніми споживачами, приймається попередньо 15%.

9. Паропродуктивність котельні за попередньою оцінкою з урахуванням втрат теплоти в циклі, т/год:

$$D = \frac{D_{вн} + D_{c.n}}{1 - 0,01K_k} \quad (1.17)$$

де:

K_k – Втрати пари в циклі котельної установки, %, приймається 3%.

10. Кількість котлової води, що надходить на безперервне продування, т/год:

$$G_{пр} = 0,01P_{пр} D \quad (1.18)$$

де:

$P_{пр}$ – безперервне продування котлоагрегатів, %, приймається 3%.

11. Втрати конденсату зовнішніми виробничими споживачами, т/год:

$$G_k^{пот} = 0,01(100 - \beta) D_{пр} \quad (1.19)$$

де:

β – Повернення конденсату виробничими споживачами, %.

12. Втрати конденсату в циклі котельної установки, т/год:

$$G_k^{кот} = 0,01K_k D \quad (1.20)$$

13. Витрата хімічно очищеної води, що надходить у деаератор поживної води, т/год

$$G_{х.в.о} = G_k^{пот} + G_k^{кот} + G_{підж} + G_{пр} \quad (1.21)$$

14. Витрата сирі води, що надходить на хімводоочищення парових котлів, т/год:

$$G_{с.в} = 1,25 G_{х.в.о} \quad (1.22)$$

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

15. Кількість конденсату, який повертається зовнішніми виробничими споживачами, т/год:

$$G_k^{BH}=0,01\beta D_{пр} \quad (1.23)$$

16. Температура сирії води після охолоджувача підживлювальної води, °С:

$$t_{12}=t_{c.v}+\frac{G_{підж}}{G_{c.v}}\left(\frac{i'_{підж}-i''_{підж}}{4,19}\right) \quad (1.24)$$

де:

$t_{c.v}$ – Температура сирії води, °С;

$i'_{підж}$ - ентальпія підживлювальної води до охолоджувача, кДж/кг;

$i''_{підж}$ - ентальпія підживлювальної води після охолоджувача, кДж/кг.

17. Витрата води з деаератора, т/год:

$$G_d=D+G_{пр}+G_{підж} \quad (1.25)$$

18. Кількість випару з деаератора, т/год:

$$D_{вип}=dG_d \quad (1.26)$$

де:

d – питома витрата випару з деаератора, прийнятий для атмосферного деаератора рівним 0,002 кг/кг.

19. Температура хімічно очищеної води після охолоджувача випару, °С:

$$t_{22}=t_{12}+\frac{D_{вип}}{G_{х.в.п}}\left(\frac{i''_d-i''_k}{4,19}\right) \quad (1.27)$$

20. Витрата пари на підігрівач хімічно очищеної води, т/год:

$$D_{п}=\frac{G_{х.в.п}(i_{32}-i_{22})}{(i_{1.0}-i_k)} \quad (1.28)$$

де:

i_{32} – ентальпія води, що подається в деаератор, кДж/кг.

21. Сумарна кількість води та пари, що надходить у деаератор поживної води, за вирахуванням пари, що надходить у деаератор, т/год:

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$G_{\text{д}}^{\text{п.в}} = G_{\text{к}}^{\text{вн}} + G_{\text{х.в.о}} + \sum D_{\text{п.с.в}} + D_{\text{п}} \quad (1.29)$$

22. Середня температура води в деаераторі, °C:

$$t'_{\text{д}} = \frac{G_{\text{к}}^{\text{пр.пр}} i_{\text{к}}^{\text{пр}} + G_{\text{х.в.п}} i_{\text{х.в.п}}^{32} + \sum D_{\text{п.м.в}} i_{\text{к}}^{\text{п}} + D_{\text{п}} i_{\text{к}}^{\text{п}}}{4,19 G_{\text{д}}^{\text{п.в}}} \quad (1.30)$$

23. Витрата пари деаератор поживної води, т/год:

$$D_{\text{д}}^{\text{п.в}} = \frac{G_{\text{д}}^{\text{п.в}} (i_{\text{п.в}} - 4,19 t'_{\text{д}})}{(i_{1,0} - i_{\text{п.в}}) \eta} \quad (1.31)$$

24. Витрата пари на власні потреби, т/год:

$$D_{\text{с.н}}^{\text{р}} = D_{\text{д}}^{\text{п.в}} + D_{\text{п}} \quad (1.32)$$

25. Дійсна паропроодуктивність котельні з урахуванням на власні потреби та втрати пари в котельні, т/год:

$$D_{\text{к}} = \frac{D_{\text{вн}} + D_{\text{с.н}}}{1 - 0,01 K_{\text{к}}} \quad (1.33)$$

26. Нев'язка із попередньо прийнятою паропроодуктивністю котельні, %:

$$\Delta D = \frac{D - D_{\text{к}}}{D} 100 \quad (1.34)$$

Розрахунок теплової схеми зведено до таблиці 1.5

Таблиця 1.5 Результати розрахунку виробничо-опалювальної теплогенеруючої установки для закритої системи тепlopостачання.

№	Фізична величина	Позначення	Формула	Значення величини при характерних режимах роботи					
				1-ий	2-ий	3-ий	4-ий	5-ий	6-ий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Витрата мережної води на опалення та вентиляцію, т/год.	G _в	(1.8)	67,42	67,27	67,73	67,70	43,22	0,00
2	Витрата мережевої води на гаряче водопостачання, т/год.	G _{г.в}	(1.8)	0,00	17,31	0,00	17,99	0,00	0,00
3	Витрата мережної води на технологію, т/год	G _{тех}	(1.8)	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023				Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					26

4	Витрата хімічно очищеної води на підживлення тепломережі, т/год	Гпідж	(1.9)	1,50	1,59	1,69	1,61	1,74	0,32
6	Теплове навантаження водопідігрівальної установки, МВт	Qвп.у	(1.10)	2,78	2,06	1,76	2,02	1,09	0,82
7	Навантаження водогрійних котлів, МВт	Qв.к		2,46	2,06	1,44	2,02	0,77	0,00
8	Витрати води на рециркуляції котла, т/год.	Грец	(1.11)	0,00	15,52	15,58	16,27	12,48	0,00
9	Втрати теплоти трубами гарячого водопостачання, МВт	Qht	(1.12)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
10	Витрати циркуляційної води на гарячі водопостачання, т/год.	Гцір	(1.13)	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13
№	Фізична величина	Позначення	Формула	Значення величини при характерних режимах роботи					
				1-ий	2-ий	3-ій	4-ий	5-ий	6-ий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	Навантаження підігрівача мережної води Т№4, МВт	QT№4п.с.в		0,32	0,00	0,32	0,00	0,32	0,32
12	Навантаження підігрівача мережної води Т№5, МВт	QT№5п.с.в		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50
13	Витрата пари на підігрівач мережної води Т№4, т/год	DT№4п.с.в	(1.14)	0,48	0,00	0,48	0,00	0,48	0,48

14	Витрата пари на підігрівач мережної води Т№5, т/год	DT№5п.м.в	(1.14)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,75
15	Сумарна витрата пари зовнішніми споживачами, т/год.	Dзв	(1.15)	6,40	5,92	6,40	5,92	6,40	7,15
16	Витрата пари на власні потреби за попередньою оцінкою, т/год	Dв.п	(1.16)	0,96	0,89	0,96	0,89	0,96	1,07
17	Паропродуктивність за попередньою оцінкою, т/год	D	(1.17)	7,59	7,02	7,59	7,02	7,59	8,48
18	Кількість котлової води, що надходить на неприрывне продування, т/год.	Gпр	(1.18)	0,23	0,21	0,23	0,21	0,23	0,25
19	Втрати конденсату зовнішніми споживачами, т/год.	$G_{\text{спож к}}$	(1.19)	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37	2,37
№	Фізична величина	Позначення	Формула	Значення величини при характерних режимах роботи					
				1-ий	2-ий	3-ій	4-ий	5-ий	6-ий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
20	Втрати конденсату у циклі котельної установки, т/год.	$G_{\text{пот к}}$	(1.20)	0,23	0,21	0,23	0,21	0,23	0,25
21	Витрата хімічно очищеної води, що надходить у деаератор поживної води, т/год	Gх.о.в	(1.21)	4,32	4,38	4,51	4,40	4,56	3,20
22	Витрата сирої води, що надходить на хімводоочищення, т/год	Gс.в	(1.22)	5,40	5,48	5,64	5,50	5,70	4,00

23	Кількість конденсату, що обертається зовнішніми споживачами, т/год.	$G^{зв}_к$	(1.23)	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55	3,55
24	Температура сирії води після охолоджувача підживлювальної води Т№1, °C	t_{12}	(1.24)	14,43	14,88	15,17	14,95	15,35	17,74
25	Витрата води з деаератора, т/год.	Gд	(1.25)	9,32	8,82	9,50	8,84	9,55	9,06
26	Кількість випару з деаератора, т/год	Dвип	(1.26)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
27	Температура хімічно очищеної води після охолоджувача випару Т№2, °C	t_{22}	(1.27)	17,02	17,30	17,70	17,36	17,87	21,14
28	Витрата пари на підігрівач хімічно очищеної води Т№3, т/год	DT№3	(1.28)	0,48	0,48	0,49	0,48	0,50	0,33
№	Фізична величина	Позначення	Формула	Значення величини при характерних режимах роботи					
				1-ий	2-ий	3-ій	4-ий	5-ий	6-ий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
29	Сумарна кількість води та пари на деаератор поживної води, за вирахуванням пари, що надходить у деаератор, т/ч	Gп.в.д	(1.29)	8,83	8,41	9,03	8,43	9,09	8,31
30	Середня температура води в деаераорі, °C	$t'_д$	(1.30)	71,96	71,56	72,14	71,57	72,18	71,46
31	Витрата пари на деаератор поживної та підживлювальної води, т/год.	Dд	(1.31)	0,52	0,50	0,53	0,50	0,53	0,49
32	Витрата пари на власні потреби, т/год	$D_p^{в.п}$	(1.32)	0,99	0,98	1,02	0,98	1,02	0,82

33	Дійсна паропроодуктивність котельні, т/год.	Дк	(1.33)	7,62	7,11	7,65	7,11	7,65	8,22
34	Нев'язка із попередньо прийнятою паропроодуктивністю, %	Δ	(1.34)	-0,4	-1,3	-0,8	-1,4	-0,9	3,0

Тепловий розрахунок схеми закінчено, оскільки нев'язка з попередньо прийнятою паропроодуктивністю котельні менше 3%. До установки приймаються три парові котли паропроодуктивністю 3 т/год кожен марки Protherm Puma 25 KLO, два водогрійні котли тепловою потужністю 1,0 МВт кожен марки Термотехнік ТТ100 і один водогрійний котел тепловою потужністю 0,5 МВт марки Велден УТГ 050.

За результатами розрахунку теплової схеми визначають сумарну теплопродуктивність котельної установки та витрати у трубопроводах.

Режими роботи котельні наведені в таблиці 1.6

Таблиця 1.6 Режими роботи котельні

№	Найменування	Од.виміру	Режим роботи					
			1-ий	2-ий	3-ій	4-ий	5-ий	6-ий
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Сумарне навантаження споживачів: - водогрійна частина - Парова частина	МВт т/год	1,96/0,5 6,40	1,56/0,5 5,92	0,94/0,5 6,4	1,56/0,5 5,92	0,27/0,5 6,4	0,00 7,15
2	Власні потреби: - водогрійна частина - Парова частина	МВт т/год	0 0,99	0 0,98	0 1,02	0 0,98	0 1,02	0 0,82
3	Втрати у зовнішніх мережах: - водогрійна частина - Парова частина	МВт т/год	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00
4	Необхідна продуктивність котлів: - водогрійна частина - Парова частина	МВт т/год	1,96/0,5 7,62	1,56/0,5 7,11	0,94/0,5 7,65	1,56/0,5 7,11	0,27/0,5 7,65	0,00 8,22
5	Кількість котлів у роботі: - водогрійна частина - Парова частина	шт шт	2/1 3	2/1 3	1/1 3	2/1 3	1/1 3	0/0 3
6	% завантаження котлів: - водогрійна частина - Парова частина	% %	98/100 84,67	78/100 79	94/100 85	78/100 79	27/100 85	0/0 91,33

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023				Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					30

1.3 Гідравлічний розрахунок трубопроводів.

1.3.1 Гідравлічний розрахунок водяних трубопроводів

Розрахунок вибору діаметра труб проводиться за таблицями, вихідними даними є кількість води, що протікає по трубах, і значення швидкості не перевищує 1,0 м/с.

Результати розрахунку зведені в таблицю 1.7

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.7 Гідравлічний розрахунок водяних трубопроводів

Позначення	Найменування трубопроводу або його ділянки	Параметри середовища		Максимальна витрата, т/год	Діаметр, мм	Швидкість, м/с	Питома втрата тиску на тертя Δh , Па/м
		Тиск, Мпа	Температура, °С				
1	2	3	4	5	6	7	8
Гс.в	Трубопровід сирієї води	-	5	5,7	57×3,5	0,81	248,59
Гх.о.в	Трубопровід хімічистої води	-	15,35	4,56	57×3,5	0,65	158,24
Гд	Трубопровід деаерованої води	-	104	9,55	108×4,0	0,52	51,89
Гпідж	Трубопровід підживлювальної води	-	70	1,74	45×3,5	0,39	77,40
$G_{\text{підж}}^{\text{о.в}}$	Трубопровід підживлювальної води на систему опалення	-	70	1,42	45×3,5	0,32	51,60
$G_{\text{підж}}^{\text{тех}}$	Трубопровід підживлювальної води на технологію	-	70	0,32	32×3,2	0,16	23,25
Гжив	Трубопровід живильної води	-	104	7,81	108×4,0	0,6	87,01
Гк.жив	Трубопровід живильної води на 1 паровий котел	-	104	2,60	45×3,5	0,38	53,66
Go.	Трубопровід мережної води на опалення	-	95-70	67,70	133×4,0	1,1	104,97
Гг.в	Трубопровід мережевої води на гарячі водопостачання	-	95-70	50,96	89×4,0	0,82	59,55
Гм	Трубопровід загальний мережевої води (опалення та ГВП)	-	95-70	118,66	159×4,5	1,03	62,00
Гк.м	Трубопровід мережевої води на 1 водогрійний котел	-	95-70	59,33	133×4,0	0,96	80,74

Позначення	Найменування трубопроводу або його ділянки	Параметри середовища		Максимальна витрата, т/год	Діаметр, мм	Швидкість, м/с	Питома втрата тиску на тертя Δh , Па/м
		Тиск, МПа	Температура, °C				
1	2	3	4	5	6	7	8
Гк.рец	Трубопровід рециркуляційної води котла	-	95	16,27	45×2,5	0,89	149,60
Гтех	Трубопровід мережевої води на технологію	-	90-70	21,50	108×3,5	0,79	90,64
GT3	Трубопровід гарячої води	-	55	5,50	76×3,5	0,41	41,69
GT4	Трубопровід циркуляційної води	-	45	4,13	32×3,2	0,59	130,57

1.3.2 Гідравлічний розрахунок паропроводів

Розрахунок вибору діаметра труб проводиться за таблицями.

Вихідними даними є парове навантаження на трубопроводи та обмеження швидкості пари в трубопроводі:

- при діаметрі трубопроводу < 200 мм $V = 35$ м/с;
- при діаметрі трубопроводу > 200 мм $V = 60$ м/с.

Розрахунок швидкості проводиться за формулою:

$$V = \frac{V_{\text{табл}}}{\gamma} \quad (1.35)$$

де:

$\gamma = 5,54$ за $P = 1,0$ МПа;

$\gamma = 3,6$ за $P = 0,6$ МПа.

Результати розрахунку зведені в таблицю 1.8.

Таблиця 1.8 Гідравлічний розрахунок паропроводів

Позначення	Найменування трубопроводу або його ділянки	Параметри середовища		Максимальна витрата, т/год	Діаметр, мм	Швидкість, м/с	Питома втрата тиску на тертя Δh , Па/м
		Тиск, Мпа	Температура, °C				
1	2	3	4	5	6	7	8
Др.к	Паропровід загальний	1,00	-	8,22	159×4,5	18,59	276,64
Д1к	Паропровід на 1 котел	1,00	-	2,74	108×3,5	13,92	250,35
Дпр	Паропровід на виробництво	0,60	-	5,92	219×8,0	11,01	42,48
DTN5	Паропровід на підігрівач TN5	1,00	-	0,75	57×3,5	15,21	727,41
DTN4	Паропровід на підігрівач TN4	1,00	-	0,48	57×3,5	9,76	34,14
Дд	Паропровід на деаерацію	1,00	-	0,53	57×3,5	10,77	363,66
Двип	Паропровід випару	1,00	-	0,02	57×3,5	1,75	19,62
DTN3	Паропровід на підігрівач TN3	1,00	-	0,50	57×3,5	10,16	323,53

1.3.3 Гідравлічний розрахунок конденсатопроводів

Розрахунок вибору діаметра труб проводиться за таблицями, вихідними даними є кількість води, що протікає по трубах, і значення питомої втрати тиску, яка не перевищує 100 Па/м.

Результати розрахунку зведені в таблицю 1.9.

Таблиця 1.9 Гідравлічний розрахунок конденсатопроводів

Позначення	Найменування трубопроводу або його ділянки	Параметри середовища		Максимальна витрата, т/год	Діаметр, мм	Швидкість, м/с	Питома втрата тиску на тертя Δh , Па/м
		Тиск, Мпа	Температура, °C				
1	2	3	4	5	6	7	8
Гвир.к	Конденсатопровід з виробництва	-	60	3,55	76×3,5	0,28	22,17
GTN4к	Конденсатопровід з підігрівача TN4	-	80	0,48	45×3,5	0,11	8,14
GTN5к	Конденсатопровід з підігрівача TN5	-	80	0,75	45×3,5	0,17	18,84
GTN3к	Конденсатопровід з підігрівача TN3	-	80	0,50	25×2,5	0,12	8,63
Гс.к	Конденсатопровід загальний з підігрівачів	-	80	1,73	45×2,5	0,26	30,02

1.4 Підбір обладнання

1.4.1 Підбір котла

1.4.1.1 Підбір парового котла

Число котелень, що знаходяться в робочому стані, визначається за відносною величиною допустимого зниження теплової потужності теплогенеруючої установки в режимі найбільш холодного місяця опалювального періоду при виході з ладу одного з котелень:

$$\alpha = Q_{н.х.м.} / Q_{м.р.}, \quad (1.36)$$

де:

$Q_{н.х.м.}$ – допустиме зниження теплової потужності теплогенеруючої установки, що дорівнює її мінімально допустимій потужності в режимі найбільш холодного місяця, МВт

$Q_{м.р.}$ – максимальна розрахункова теплова потужність ТГУ, МВт.

$$\alpha = 3,27 / 4,67 = 0,7$$

Максимальна розрахункова теплова потужність дорівнює $Q_{м.}$. Тоді число котельних агрегатів, що встановлюються, визначається з рівності $(z-1) Q_{к.а.} = Q_{н.х.м.}$, тобто:

$$z = 1 / (1 - \alpha) \quad (1.37)$$

$$z = 1 / (1 - 0,70) = 3,33.$$

Паропродуктивність однієї котельної установки, т/год, визначається за формулою:

$$D_{к.а.} = D_{к.} / z \quad (1.38)$$

$$D_{к.а.} = 7,62 / 3,33 = 2,46, \text{ т / год}$$

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За таблицями, залежно від потужності котла, палива та тиску пари приймаємо три парові котли Protherm Puma 25 KLO

Характеристика котла наведена у таблиці 1.10

Таблиця 1.10 Характеристика котла Protherm Puma 25 KLO

Найменування показника	Одиниця виміру	Показник
Номінальна паропроодуктивність	т/год	3
Номінальна теплопродуктивність	МВт	1,95
Тиск пара робочий, не більше	МПа (кгс/см ²)	1,0 (10)
Температура пара робоча, не більше	°С	184
Стан теплоносія	-	Насичена водяна пара
Вологість пари, не більше	%	3
ККД (природний газ/дизпаливо)	%	89,6/89,6
Температура газів, що йдуть (природний газ/дизпаливо)	°С	240/260
Аеродинамічний опір	Па	1110
Витрата палива (природний газ/дизпаливо)	нм ³ /год/кг/год	216,8/181,5
Витрата повітря (природний газ/дизпаливо)	нм ³ /год	2264,8/2326,9
Витрата димових газів (природний газ/дизпаливо)	нм ³ /год	2518,8/2504,3
Маса (без пальника)	т	7,85

1.4.1.2 Підбір водогрійного котла

За таблицями, залежно від потужності котла, паливо приймаємо: два водогрійні котли Термотехнік ТТ100, – для нагрівання теплоносія на систему тепlopостачання; один водогрійний котел марки Велден УТГ 050 – на технологічну систему.

Характеристики котлів наведені у таблицях 1.11. та 1.12..

Таблиця 1.11 Характеристика котла Термотехнік ТТ100.

Найменування показника	Одиниця виміру	Показник
Номінальна теплова потужність	МВт	1,00
Максимальна температура води на виході	°С	115
Максимальна температура води на вході	°С	70
Максимальний надлишковий тиск води	МПа	0,6
Водяний об'єм котла	м ³	1,76
Аеродинамічний опір	Па	290
ККД (природний газ/дизпаливо) не менше	%	91,3
Температура газів при повному навантаженні	°С	210
Витрата палива (природний газ/дизпаливо)	(нм ³ /год)/(кг/год)	117,7 / 98,6
Маса (без пальника)	т	2,79

Таблиця 1.12 Характеристика котла марки Велден УТГ 050

найменування показника	Одиниця виміру	Показник
Номінальна теплопродуктивність	МВт	0,50
ККД, не менше	%	91

Робочий тиск води в котлі	МПа	0,6 (6,0)
Аеродинамічний опір	Па	0,2
Водяна ємність котла	м³	0,45
Температура газів при повному навантаженні	°C	160
Витрата палива (природний газ/дизпаливо)	(нм³/год)/(кг/год)	59,1/49,5
Маса (без пальника)	т	1405

1.4.2 Підбір пальника.

Підбір пальника виробляється за рекомендаціями заводу виробника «Weishaupt».

За діаграмою визначається коефіцієнт зниження теплової потужності пальника залежно від висоти розташування над рівнем моря:

$f=0,86$ для Protherm Puma 25 KLO

$f=0,87$ для Термотехнік ТТ1000

$f=0,92$ для Велден УТГ 050

Визначається теоретична теплова потужність пальника, кВт:

$$Q_T = \frac{Q}{f} \quad (1.39)$$

де:

Q – номінальна теплопродуктивність котла, кВт.

$Q_T=1950/0,86=2267$, кВт для Protherm Puma 25 KLO

$Q_T=1000/0,87=1149$, кВт для термотехнік ТТ1000

$Q_T=500/0,92=543$, кВт для Велден УТГ 050

Визначається теоретичний тиск камери згоряння, мбар:

$$p_{T.K.3} = \frac{p_{K.3}}{f} \quad (1.39)$$

де:

$p_{K.3}$ – тиск камери згоряння котла (за нормальних умов), мбар.

$p_{T.K.3}=8,7/0,86=10,11$, мбар для Protherm Puma 25 KLO

$p_{T.K.3}=8,8/0,87=10,11$, мбар для Термотехнік ТТ1000

$p_{T.K.3}=9,3/0,92=10,11$, мбар для Велден УТГ 050

По робочому полю пальника і виду палива, що спалюється, визначаємо його тип.

Отже:

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- для котла Protherm Puma 25 KLO приймаємо паливник газодизельний RGL 9/1-D;
- для котла Термотехнік ТТ100 приймаємо паливник газодизельний RGL 7/1-D;
- для котла Велден УТГ 050 приймаємо паливник газодизельний GL 3/1-E.

1.4.3 Підбір деаератора

Підбираємо деаератор за його продуктивністю, т/год:

$G_d = 9,55$ т/год

Приймаємо до встановлення деаератор DA 15/4.

Технічні характеристики та комплектність деаератора наведені в таблиці 1.13

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.13 Технічні характеристики та комплектність деаератора ТАК 15/4

	Найменування показника	Одиниця виміру	Показник
Деаератор	Продуктивність номінальна	т/год	15
	Діапазон продуктивності	%	30...120
	Діапазон продуктивності	т/год	4,5...18
	Тиск робочий, надлишковий	МПа	0,02
	Тиск максимальний при спрацюванні захисного пристрою, надлишковий	МПа	0,07
	Температура деаерованої води	°С	104,25
	Середнє нагрівання води в деаераторі	°С	10...50
	Питома витрата випару	Кг/т.д.	1,5...2
Колонка	Позначення колонки деаераторної	-	КДА-15
	Маса суха	кг	210
Бак	Позначення бака деаераторного	-	БДА-4
	Корисна ємність	м ³	4
	Маса суха	кг	1395
Охолоджувач	Позначення охолоджувача випару	-	ОВА-2
	Площа поверхні теплообміну охолоджувача випару	м ²	2
	Маса суха	кг	232
Запобіжник	Позначення запобіжного пристрою	-	ТАК-25
	Маса суха	кг	277

1.4.4 Вибір обладнання для системи водопідготовки

У цьому проекті передбачається встановлення пом'якшення води неприпривної дії з керуючими клапанами FLECK.

Особливістю даної установки є безперервний робочий процес: поперемінна регенерація (відновлення іоно-обмінної ємності смоли) у двох резервуарах; безперервна подача пом'якшеної води; регенерація фільтруючого матеріалу проводиться в автоматичному режимі за сигналом вбудованого лічильника (за обсягом пропущеної води).

Для досягнення нормальних властивостей води застосовується двоступінчасте фільтрування. На першому ступені встановлюються фільтри На-катіонні, паралельно точні, призначені для обробки води щодо низької карбонатної жорсткості. На другому ступені встановлюють паралельно точні фільтри, призначені для глибокого пом'якшення вихідної води для уловлювання проковзних солей жорсткості після першого ступеня обробки.

Залишкова жорсткість після ХВО приймається:

- для першого ступеня: $Ж = 0,1$ мг-екв/л
- для другого ступеня: $Ж = 0,01$ мг-екв/л.

Нормальна швидкість фільтрування при жорсткості до 5-10 мг-екв/л:

- для другого ступеня $W_H=40$ м/год;
- для першого ступеня $W_H=15$ м/год.

Швидкість фільтрування, м/год:

$$W_H=(Q_{Na})/(f_{Na} \cdot a) \quad (1.40)$$

де:

Q_{Na} – продуктивність фільтра, м³/год;

f_{Na} – площа фільтрування натрійкатіонового фільтра;

a – кількість фільтрів, приймаємо для першого ступеня 1 шт, для другого ступеня 1 шт.

Площа фільтрування натрійкатіонового фільтра, м²:

$$f_{Na}=(Q_{Na})/(W_H \times a) \quad (1.41)$$

$$f_{Na1}=4,56/(25 \times 1)=0,182, \text{ м}^2$$

$$f_{Na2}=4,56/(40 \times 1)=0,114, \text{ м}^2$$

Приймаємо фільтр діаметром TS 95-21M із площею фільтрування $f_{Na} = 0,246 \text{ м}^2$.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

Фактична швидкість фільтрування визначається за формулою :

$$W_{H1}=Q_{Na}/(f_{Na}a)=4,56/(0,246\times1)=18,54, \text{ м/год}$$

$$W_{H2}=Q_{Na}/(f_{Na}a)=4,56/(0,246\times1)=18,54, \text{ м/год}$$

Число регенерацій фільтра на добу:

$$n=\frac{24J_oQ_{Na}}{f_{Na}aH_{ш}E_p^{Na}} \quad (1.42)$$

де:

J_o – жорсткість води, що надходить на фільтри, мг-екв/л, приймається у фільтрі першого ступеня 5,2 мг-екв/л, другого ступеня - 0,1 мг-екв/л;

$H_{ш}$ – Висота шару катіоніту, м, для фільтра TS 95-21М м; $H_{сл}=1,6$

E_p^{Na} – робоча обмінна здатність катіоніту при натрійкатіонуванні, г-екв/м³:

$$E_p^{Na}=\alpha_{Na}\cdot\beta_{Na}\cdot E_n-0,5\cdot q_{пит}\cdot J_o, \quad (1.43)$$

де:

α_{Na} – Коефіцієнт ефективності регенерації, що враховує неповноту регенерації катіоніту, приймається в залежності від питомої витрати кухонної солі на регенерацію g_s , г/г-екв: для першого ступеня $\alpha_{Na}= 0,74$, для другого ступеня $\alpha_{Na}= 0,62$;

β_{Na} – коефіцієнт зниження обмінної ємності катіоніту по Ca^{2+} і Mg^{2+} внаслідок впливу іонів Na^+ , що містяться у вихідній воді, приймаємо для першого і другого ступеня $\beta_{Na}= 0,88$

$q_{пит}$ – питома витрата води на відмивання фільтрів, м³/м³, приймаємо для першого ступеня $q_{пит}= 6 \text{ м}^3/\text{м}^3$, для другого ступеня $q_{пит}= 8 \text{ м}^3/\text{м}^3$;

E_n – повна обмінна ємність катіоніту, г-екв/м³, приймаємо для катіоннообмінної смоли $E_n= 1700 \text{ г-екв/м}^3$.

$$E_{p1}^{Na}=0,74\times0,88\times1700-0,5\times6\times5,2=1091,44, \text{ г-екв/м}^3;$$

$$E_{p2}^{Na}=0,62\times0,88\times1700-0,5\times8\times0,1=927,12, \text{ г-екв/м}^3.$$

$$n_1=24\times5,2\times4,56/0,246\times1\times1,6\times1091,44=1,32 \approx 2 \text{ рази};$$

$$n_2=24\times0,1\times4,56/0,246\times1\times1,6\times927,12=0,03 \approx 1 \text{ раз}.$$

Витрата 100% кухонної солі на одну регенерацію фільтра, кг:

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

$$Q_{\text{c}}^{\text{Na}} = E_{\text{p}}^{\text{Na}} \cdot f_{\text{Na}} \cdot H_{\text{ш}} \cdot q_{\text{c}} / 1000 \quad (1.44)$$

де: q_{c} – питома витрата солі на регенерацію, г/г-екв, для першого ступеня $q_{\text{c1}} = 150$ г/г-екв, для другого ступеня $q_{\text{c2}} = 100$ г/г-екв

$$Q_{\text{c1}}^{\text{Na}} = 1091,44 \times 0,246 \times 1,6 \times 150 / 1000 = 64,4 \text{ кг};$$

$$Q_{\text{c2}}^{\text{Na}} = 927,12 \times 0,246 \times 1,6 \times 100 / 1000 = 36,49 \text{ кг}.$$

Добова витрата технічної солі на регенерацію фільтра, кг/добу:

$$Q_{\text{т.с.1}} = Q_{\text{c}}^{\text{Na}} \cdot n \cdot a \cdot 100 / p \quad (1.45)$$

де:

p – вміст NaCl у технічній солі, %, приймаємо $p = 93,5$ %.

$$Q_{\text{т.с.1}} = 4,56 \times 2 \times 1 \times 100 / 93,5 = 9,75, \text{ кг/добу}$$

$$Q_{\text{т.с.2}} = 4,56 \times 1 \times 1 \times 100 / 93,5 = 4,88, \text{ кг/добу}$$

Витрата води на одну регенерацію фільтра складається з:

а) витрати води на розпушуючу промивання фільтра, м^3 ;

$$Q_{\text{звр}} = i \cdot f_{\text{Na}} \cdot 60 \cdot t_{\text{звр}} / 1000 \quad (1.46)$$

де:

i – інтенсивність промивання фільтра, $\text{л}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$, приймаємо $i = 4$ $\text{л}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ для першого та другого ступеня;

$t_{\text{звр}}$ – тривалість зворотного промивання фільтра, хв, приймається для першого та другого ступеня $t_{\text{звр}} = 20$ хвилин.

$$Q_{\text{звр1}} = 4 \times 0,246 \times 60 \times 20 / 1000 = 1,18, \text{ м}^3$$

$$Q_{\text{звр2}} = 4 \times 0,246 \times 60 \times 20 / 1000 = 1,18, \text{ м}^3$$

б) витрати води для приготування регенераційного розчину солі, м^3 :

$$Q_{\text{рр}} = Q_{\text{c}}^{\text{Na}} \cdot 100 / (1000 \cdot b \cdot \rho_{\text{рр}}) \quad (1.47)$$

де:

b – концентрація регенераційного розчину солі, %, приймаємо для першого ступеня $b = 6,5\%$, для другого ступеня приймаємо $b = 10\%$.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

ρ_{PP} – густина регенераційного розчину, гр/мл, приймаємо для 6,5% розчину $\rho_{PP1}=1,0449$ кг/м³, для 10% розчину $\rho_{PP2}=1,0707$ кг/м³

$$Q_{PP1}=4,56 \times 100 / 1000 \times 6,5 \times 1,0449 = 0,07 \text{ м}^3;$$

$$Q_{PP2} = 4,56 \cdot 100 / 1000 \times 10 \times 1,0707 = 0,04, \text{ м}^3.$$

в) витрати води на відмивання катіоніту від продуктів регенерації, м³:

$$Q_{\text{від}} = q_{\text{пит}} \cdot f_{\text{Na}} \cdot H_{\text{сл}} \quad (1.48)$$

$$Q_{\text{від1}} = 6 \times 0,246 \times 1,6 = 2,36, \text{ м}^3;$$

$$Q_{\text{від2}} = 8 \times 0,246 \times 1,6 = 3,15, \text{ м}^3.$$

г) витрати води одну регенерацію, м³.

$$Q_{\text{CH}}' = Q_{\text{взр}} + Q_{\text{PP}} + Q_{\text{от}} \quad (1.49)$$

$$Q_{\text{CH1}}' = 1,18 + 0,07 + 2,36 = 3,61, \text{ м}^3;$$

$$Q_{\text{CH2}}' = 1,18 + 0,04 + 3,15 = 4,37, \text{ м}^3.$$

Середньогодинна витрата води на власні потреби, м³/год:

$$Q_{\text{CH}}^{\text{ч}} = Q_{\text{CH}}' \cdot \alpha_n / 24 \quad (1.50)$$

$$Q_{\text{CH1}}^{\text{ч}} = 3,61 \times 1 \times 2 / 24 = 0,3, \text{ м}^3/\text{год};$$

$$Q_{\text{CH2}}^{\text{ч}} = 4,37 \times 1 \times 1 / 24 = 0,18, \text{ м}^3/\text{год}$$

Час між регенераціями:

$$T_{\text{Na}} = (24/n) - (t_{\text{РЕГ}}^{\text{Na}} / 60) \quad (1.51)$$

де:

$t_{\text{РЕГ}}^{\text{Na}}$ – час регенерації фільтра, год:

$$t_{\text{РЕГ}}^{\text{Na}} = t_{\text{ВЗР}} + t_{\text{PP}} + t_{\text{ОТМ}}$$

де:

t_{PP} – час приготування регенераційного розчину солі, год:

$$t_{\text{PP1}} = Q_{\text{PP1}} \cdot 60 / (W_{\text{PP}} \cdot f_{\text{Na}}) \quad (1.52)$$

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

де:

W_{pp} – швидкість пропускання регенераційного розчину, м³/год, приймаємо для першого та другого щаблі $W_{pp} = 3$ м/год.

$t_{від}$ - час відмивання фільтра, год:

$$t_{від} = Q_{від} \cdot 60 / (W_{от} \cdot f_{Na}) \quad (1.53)$$

де:

$W_{от}$ – швидкість пропуску промивної води через катіоніт, м³/год, приймаємо $W_{от} = 6$ м/год.

$$t_{pp1} = 0,07 \times 60 / 3 \times 0,246 = 5,69, \text{ хв};$$

$$t_{pp2} = 0,04 \times 60 / 3 \times 0,246 = 3,25, \text{ хв}.$$

$$t_{від1} = 2,36 \times 60 / (6 \times 0,246) = 95,93, \text{ хв};$$

$$t_{від2} = 3,15 \times 60 / (6 \times 0,246) = 128,05, \text{ хв}.$$

$$t_{рег1}^{Na} = 20 + 5,69 + 95,93 = 121,62, \text{ хв};$$

$$t_{рег2}^{Na} = 20 + 3,25 + 128,05 = 151,3 \text{ хв}.$$

$$T_{Na1} = 24 / 2 - 121,62 / 60 = 9,97, \text{ години};$$

$$T_{Na2} = 24 / 1 - 151,3 / 60 = 21,48, \text{ години}.$$

Кількість одночасно регенованих фільтрів, шт:

$$n_{o.p} = \frac{n_{a \frac{t_{per}^{Na}}{60}}}{24} \quad (1.54)$$

$$n_{o.p} = (2 \times 1 \times (121,62 / 60)) / 24 = 0,17, \text{ шт};$$

$$n_{o.p} = (1 \times 1 \times (151,3 / 60)) / 24 = 0,11, \text{ шт}.$$

Відповідно до паспортних даних фільтра TS 95-21M втрати напору становлять $6 \div 8$ м.

1.4.5 Підбір редукційного клапана

Редукційний клапан підбирається по паропродуктивності та перепаду тиску.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тиск на вході редукційного клапана становить 1,0 МПа, після нього – 0,6 МПа.

Паропродуктивність на технологічні потреби становить – 5,92 м³/год.

Приймаємо редукційний клапан RP 45-080 (пружина N62) А-21 для насиченої пари, «ADL»,

1.4.6 Підбір регулювального клапана

Підбір клапанів виконується за такою формулою:

$$K_V = \frac{G}{\sqrt{P}} \quad (1.55)$$

де:

P – перепад тиску на повністю відкритому регулювальному клапані, атм;

G – об'ємна витрата середовища через повністю відкритий клапан, м³/год.

За величиною K_V підбираємо регулюючий клапан таким чином, щоб розрахунковий коефіцієнт K_V не перевищував K_{VS} який приймається за паспортними даними клапана.

Розрахунок зведений у таблицю 1.14.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						46
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.14 Розрахунок регулюючого клапана.

№п/п	G, м³/год	P, атм	Kv	Позначення	Kvs	Примітка
1	1,908	0,88	2,04	25ч940нж	3,2	Ду25, Ру 1,6 МПа
2	1,728	0,015	14,11	25ч940нж	16	Ду25, Ру 1,6 МПа
3	2,7	0,05	12,07	25ч940нж	16	Ду25, Ру 1,6 МПа
4	1,8	0,2	4,02	25ч940нж	6,3	Ду25, Ру 1,6 МПа

1.4.7 Підбір триходового крана

Підбір триходового крана проводиться за рекомендаціями заводу виробника «ESBE».

За діаграмою залежно від об'ємної витрати визначається найменший коефіцієнт Kvs. За значенням коефіцієнта Kvs за таблицями визначається діаметр триходового крана.

На систему опалення прийнятий кран триходовий 3F100:

Kvs = 225, Ду 100, Ру 0,6 МПа;

На систему ГВП прийнятий кран триходовий 3F65:

Kvs = 90, Ду 65, Ру 0,6 МПа.

1.4.7 Підбір лічильника пари

Лічильник пари підбирається за паропродуктивністю.

Паропродуктивність D=3,0 т/год.

Приймаємо лічильник пари СВП-2500:

Ду 100, Ру 1,6 МПа.

1.4.8 Підбір лічильника води

Діаметр умовного проходу лічильника води слід вибирати виходячи із середньогодинної витрати води за період споживання (добу, зміну), який не повинен перевищувати експлуатаційний, що приймається, та перевіряти відповідно до таких вказівок:

а) на пропуск розрахункової максимальної секундної витрати води, при цьому втрати напору в лічильниках води не повинні перевищувати: 5,0 м – для крильчатих та 2,5м – для турбінних лічильників.

б) на пропуск максимальної (розрахункової) секундної витрати води, при цьому втрати напору в лічильнику не повинні перевищувати 10м.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати тиску в лічильниках h , м при розрахунковій секундній витраті води л/с слід визначати за формулою

$$h = S q^2 \quad (1.56)$$

де:

S – Гідравлічний опір лічильника;

Q – секундна витрата води, л/с.

Розрахунок лічильника води зведений у таблицю 1.15.

Таблиця 1.15 Розрахунок лічильника води

№п/п	Q, м³/год	Позначення	h, м	Примітка
1	67,7	WRH-HI-100	0,27	Ду100, Ру 1,6 МПа
2	21,5	WRH-HI-65	0,29	Ду65, Ру 1,6 МПа
3	17,99	WRH-WI-50	0,71	Ду50, Ру 1,6 МПа
4	17,99	WRH-KI-50	0,71	Ду50, Ру 1,6 МПа
5	3,55	MTHI-40	0,49	Ду40, Ру 1,6 МПа
6	4,13	MTWI-25	3,47	Ду25, Ру 1,6 МПа
7	1,42	MTKI-25	0,41	Ду25, Ру 1,6 МПа
8	5,7	WRH-K-80	0,01	Ду80, Ру 1,6 МПа

1.4.9 Підбір мембранного розширювального бака

Визначаємо коефіцієнт розширення рідини (приріст обсягу в частках або % при її нагріванні від температури заповнення системи до середньої температури води в системі):

$$t_{\text{зап}} = 10^{\circ}\text{C};$$

$$t_{\text{ср}} = (T_1 + T_2) / 2 = (95 + 70) / 2 = 82,5, \text{ отже } K_{\text{розш}} = 0,0307$$

$$t_{\text{ср}} = (T_1 + T_2) / 2 = (90 + 70) / 2 = 80, \text{ отже } K_{\text{розш}} = 0,0288$$

Визначаємо обсяг розширення за формулою, м³:

$$V_{\text{бака}} = \frac{V_{\text{с}} K_{\text{розш}}}{1 - \frac{P_{\text{min}}}{P_{\text{max}}}} \quad (1.57)$$

де:

$V_{\text{с}}$ – об'єм системи, м³, приймається для системи опалення $V_{\text{сист}} = 12000 \text{ м}^3$, для системи на технологію $V_{\text{сист}} = 7000 \text{ м}^3$;

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$P_{\min}$ – абсолютний тиск газової подушки розширювального бака, атм;

$P_{\max}$ – абсолютний робочий тиск у системі опалення на рівні установки бака.

Для системи опалення:

$$V_{\text{бака}} = \frac{12000 \times 0,0307}{1 - \frac{1,5}{6,0}} = 491,2 \text{ л.}$$

За каталогом приймаємо мембранний розширювальний бак WRV-500, Wester Heating, Англія.

Для системи на технологію:

$$V_{\text{бака}} = \frac{7000 \times 0,0307}{1 - \frac{1,5}{6,0}} = 268,8 \text{ л.}$$

За каталогом приймаємо мембранний розширювальний бак WRV-300, Wester Heating, Англія.

1.4.10 Підбираємо об'єм бака для збору конденсату

Місткість збірного бака конденсату приймається не менше 10 максимальних витрат конденсату, м^3 :

$$V_6 = 10 G_{\text{к}}^{\text{в.п}} \quad (1.58)$$

де:

$G_{\text{к}}^{\text{в.п}}$ – кількість конденсату, що повертається зовнішніми споживачами, $\text{м}^3/\text{год}$.

$$V_6 = 10 \times 3,55 = 35,5, \text{ м}^3.$$

1.4.11 Вибір насосів

1.4.11.1 Підбір живильного насосу

Продуктивність насоса, $\text{м}^3/\text{год}$:

$$G_{\text{жив}} = \beta_1 (G_{\text{пит}} + G_{\text{прод}}) \quad (1.59)$$

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де:

$\beta_1=1,1$ – коефіцієнт запасу, приймається;

$G_{\text{пож}}$ – витрата поживної води на один котел, $\text{м}^3/\text{год}$;

$G_{\text{прод}}$ – витрата води на безперервне продування, $\text{м}^3/\text{год}$.

Напір насоса, м:

$$H_{\text{жив}} = \beta_2 (\Delta H_{\text{КА}} - \Delta H_{\text{д}} - \Delta H_{\text{г}} + \Delta H_{\text{с}}) \quad (1.60)$$

де:

$\beta_2=1,2$ – Коефіцієнт запасу, приймається;

$\Delta H_{\text{КА}}$ – втрати тиску в котельному агрегаті, м;

$\Delta H_{\text{КА}}$ – надлишковий тиск у деаераторі, м;

$\Delta H_{\text{г}}$ – геометрична різниця рівнів між установкою деаератора та входу поживної води в котел, м;

$\Delta H_{\text{с}}$ – сумарні опори всмоктуючого та напірного тракту поживної води, м;

$$G_{\text{жив}} = 1,1 \times (2,60 + 0,08) = 2,95, \text{ м}^3/\text{год};$$

$$H_{\text{жив}} = 1,2 \times (96 - 2 + 2,22 + 1,5) = 112 .$$

За каталогом приймаються 2 насоси (1 резервний):

CR5-16, «GRUDFOS»

Подання $2,95 \text{ м}^3/\text{год}$

Натиск 112 м

Потужність 4 кВт

Маса 43 кг

1.4.12.2 Вибір конденсатного насоса

Продуктивність насоса, $\text{м}^3/\text{год}$:

$$G_{\text{пит}} = \beta_1 G_{\text{к}} \quad (1.61)$$

де:

$\beta_1=1,1$ – Коефіцієнт запасу, приймається;

$G_{\text{к}}$ – витрата конденсату, $\text{м}^3/\text{год}$.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Напір насоса, м:

$$H_{\text{пит}} = \beta_2 (\Delta H_o + \Delta H_d + \Delta H_{\text{гдрст}}) \quad (1.62)$$

де:

$\beta_2 = 1,2$ – коефіцієнт запасу, приймається;

ΔH_o – опору конденсатопроводів та арматури, м;

ΔH_d – надлишковий тиск у деаераторі, м;

$\Delta H_{\text{гдрст}}$ – гідростатичний напір через різниці рівнів місць встановлення насоса та деаератора.

$$G_{\text{пит}} = 1,1 \times 3,55 = 3,91, \text{ м}^3/\text{год};$$

$$H_{\text{пит}} = 1,2 \times (4,4 + 2 + 7,9) = 17,2.$$

За каталогом приймаються 2 насоси (1 резервний):

CR5-3, «GRUDFOS»

Подання 3,91 м³/год

Натиск 17,2 м

Потужність 0,75 кВт

Маса 24 кг

1.4.12.3 Підбір насоса для системи опалення

Продуктивність насоса, м³/год:

$$G_{\text{сет}} = \beta_1 (G_{\text{оп}} + G_{\text{ГВП}}) \quad (1.63)$$

де:

$\beta_1 = 1,1$ – коефіцієнт запасу, приймається;

$G_{\text{оп}}$ – витрата мережевої води на систему опалення, м³/год;

$G_{\text{ГВП}}$ – Витрата мережевої води на систему ГВП, м³/год.

Напір насосу, м

$$H_{\text{сет}} = \beta_2 (\Delta H_c + \Delta H_{\text{КА}} + \Delta H_{\text{вср.к}}) \quad (1.64)$$

де:

$\beta_2 = 1,2$ – коефіцієнт запасу, приймається;

ΔH_m – втрати тиску у зовнішніх мережах, м;

$\Delta H_{\text{КА}}$ – втрати тиску в котельному агрегаті, м;

$\Delta H_{\text{вср.к}}$ – опір трубопроводів та арматури всередині котельні, м.

$$G_{\text{пит}} = 1,1 \times (67,7 + 17,99) = 94,26, \text{ м}^3/\text{год};$$

$$H_{\text{пит}} = 1,2 \times (15 + 0,29 + 1,37) = 20, \text{ м}.$$

За каталогом приймаються 2 насоси (1 резервний):

ТР 100-250/2, «GRUDFOS»

Подання 94,7 м³/год

Натиск 20 м

Потужність 5,5 кВт

Маса 197 кг

1.4.12.4 Підбір мережевого насоса на технологію

Продуктивність насоса, м³/год:

$$G_{\text{мер}} = \beta_1 G_{\text{тех}} \quad (1.65)$$

де:

$\beta_1 = 1,1$ – Коефіцієнт запасу, приймається;

$G_{\text{тех}}$ – Витрата мережевої води на технологію, м³/ч.

Напір насоса, м

$$H_{\text{мер}} = \beta_2 (\Delta H_{\text{м}} + \Delta H_{\text{ТО}} + \Delta H_{\text{вср.к}}) \quad (1.66)$$

де:

$\beta_2 = 1,2$ – Коефіцієнт запасу, приймається;

$\Delta H_{\text{м}}$ – втрати тиску у зовнішніх мережах, м;

$\Delta H_{\text{КА}}$ – втрати тиску в теплообміннику, м;

$\Delta H_{\text{вср.к}}$ – опір трубопроводів всередині котельні, м.

$$G_{\text{пит}} = 1,1 \times 21,5 = 23,65, \text{ м}^3/\text{год};$$

$$H_{\text{пит}} = 1,2 \times (10 + 5 + 1,54) = 20, \text{ м}.$$

За каталогом приймаються 2 насоси (1 резервний):

ТР 50-230/4, «GRUDFOS»

Подання 23,65 м³/год

Натиск 20 м

Потужність 3 кВт

Маса 83,3 кг

1.4.12.5 Підбираємо насос на систему гарячого водопостачання

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продуктивність насоса, м³/год:

$$G_{\text{мер}} = \beta_1 G_{\text{ГВП}} \quad (1.67)$$

де:

$\beta_1 = 1,1$ – коефіцієнт запасу, приймається;

$G_{\text{тех}}$ – витрата води на ГВП, м³/ч.

Напір насосу, м:

$$H_{\text{мер}} = \beta_2 (\Delta H_{\text{м}} + \Delta H_{\text{ТО}} + \Delta H_{\text{вср.к}}) \quad (1.68)$$

де:

$\beta_2 = 1,2$ – коефіцієнт запасу, приймається;

$\Delta H_{\text{м}}$ – втрати тиску у зовнішніх мережах, м;

$\Delta H_{\text{КА}}$ – втрати тиску в теплообміннику, м;

$\Delta H_{\text{вср.к}}$ – опір трубопроводів та арматури всередині котельні, м.

$G_{\text{пит}} = 1,1 \times 5,5 = 6,05$, м³/год;

$H_{\text{пит}} = 1,2 \times (24 + 6 + 0,5) = 37$, м.

За каталогом приймаються 2 насоси (1 резервний):

CR5-8, «GRUDFOS»

Подання 6,05 м³/год

Натиск 37 м

Потужність 2,2 кВт

Маса 31 кг

1.4.12.6 Підбір підживлювального насоса

Продуктивність насоса, м³/год:

$$G_{\text{мер}} = \beta_1 G_{\text{підж}} \quad (1.69)$$

де:

$\beta_1 = 1,1$ – коефіцієнт запасу, приймається;

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$G_{\text{тех}}$ – витрата підпиточної води, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Напір насоса, м:

$$H_{\text{мер}} = \beta_2 (\Delta H_{\text{с}} + \Delta H_{\text{тр}} - \Delta H_{\text{д}}) \quad (1.70)$$

де:

$\beta_2 = 1,2$ – коефіцієнт запасу, приймається;

$\Delta H_{\text{м}}$ – тиск води у зворотній магістралі, м;

$\Delta H_{\text{тр}}$ – опір трубопроводів та арматури на лінії підживлення, м;

$\Delta H_{\text{д}}$ – надлишковий тиск у деаераторі, м.

$$G_{\text{пит}} = 1,1 \times 1,74 = 2,09, \text{ м}^3/\text{год};$$

$$H_{\text{пит}} = 1,2 \times (20 + 8,83 + 2) = 37, \text{ м}.$$

За каталогом приймаються 2 насоси (1 резервний):

CR1-8, «GRUDFOS»

Подання $2,09 \text{ м}^3/\text{год}$

Натиск 37 м

Потужність $0,37 \text{ кВт}$

Маса 24 кг

1.4.12.7 Підбір рециркуляційного насоса

Продуктивність насоса, $\text{м}^3/\text{год}$:

$$G_{\text{рец}} = \frac{G_{\text{к}} (t_2^{\text{КА}} - t_2^{\text{ЗВ}})}{(t_1^{\text{КА}} - t_2^{\text{ЗВ}})} \quad (1.71)$$

де:

$G_{\text{к}}$ – витрата води в котловому контурі, $\text{м}^3/\text{год}$;

$t_1^{\text{КА}}$ – температура води на виході із котельного агрегату, $^{\circ}\text{C}$;

$t_2^{\text{КА}}$ – температура води на вході до котельного агрегату, $^{\circ}\text{C}$;

$t_2^{\text{ЗВ}}$ – температура зворотної мережі після зовнішніх споживачів, $^{\circ}\text{C}$.

Продуктивність рециркуляційних насосів для закритих систем тепlopостачання визначають за температури зовнішнього повітря $t_{\text{н}} = 0^{\circ}\text{C}$.

Напір насоса, м:

$$H_{\text{рец}} = \beta_2 (\Delta H_{\text{КА}} + \Delta H_{\text{тр}}) \quad (1.72)$$

де:

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$\beta_2=1,2$ – Коефіцієнт запасу, приймається;

ΔH_{KA} - Втрати тиску в котельному агрегаті, м;

$\Delta H_{тр}$ - опір трубопроводів та арматури на лінії рециркуляції, м;

$$G_{рец}=21,61 \times (70-43,3)/(95-43,3)=11,16, \text{ м}^3/\text{год}$$

$$H_{рец} = 1,2 \times (0,29 + 2,18) = 2,96$$

За каталогом приймається 1 насос:

UPS 40-60/2F, «GRUDFOS»

Подання 11,16 м³/год

Натиск 2,96 м

Потужність 0,28 кВт

Маса 8,5 кг

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.5 Аеродинамічний розрахунок котельної установки

1.5.1 Розрахунок обсягів повітря та продуктів згоряння

Розрахункові характеристики газоподібного палива Моспанівського родовища зведено до таблиці 1.16.

Таблиця 1.16. Склад газу за обсягом, %.

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂
74,8	8,8	3,9	1,8	6,4	4,3	-

Нижча теплота сухого газу $Q^H_c = 47458$ кДж/м³

Щільність газу $\rho = 1,043$ кг/м³

Теоретична кількість повітря, необхідна для спалювання 1 м³ газу, м³/м³:

$$V^0_B = 0,0476[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \Sigma(m+n/4)C_mH_n - O_2] \quad (1.73)$$

де:

CO, H₂, H₂S, O₂ – відсотковий вміст відповідного газу 1м³ газової суміші;

C_m H_n – відсоткове співвідношення і-го вуглеводню;

m, n – кількість, відповідно, атомів вуглецю та водню хімічної формули вуглеводню.

$$V^0_B = 0,0476[0,5 \times 0 + 0,5 \times 0 + 1,5 \times 0 + (1+4/4)74,8 + (2+6/4)8,8 + (3+8/4)3,9 + (4+10/4)1,8 + (5+12/4)6,4 - 0] = 7,39 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Об'єм сухих триатомних газів, що утворюються при згорянні 1м³ газу, м³/м³:

$$V_{RO2} = 0,01 (CO_2 + H_2 S + CH_4 + \Sigma m C_m H_n) \quad (1.74)$$

$$V_{RO2} = 0,01 (0 + 0 + 74,8 + 2 \times 8,8 + 3 \times 3,9 + 4 \times 1,8 + 5 \times 4,3) = 1,33 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретичний об'єм азоту, що утворюється при згорянні 1м³ газу, м³/м³:

$$V^0_{N2} = 0,79 \times V^0_B + 0,01 N_2 \quad (1.75)$$

де:

N₂ – відсотковий вміст азоту у газовій суміші;

0,79 – враховує відсотковий вміст азоту повітря.

$$V^0_{N2} = 0,79 \times 7,39 + 0,01 \times 4,3 = 5,88, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретичний обсяг водяної пари, що утворюється при згорянні 1м³ газу, м³/м³:

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 (H_2S + H_2 + 2CH_4 + \Sigma(n/2)C_mH_n) + 1,24(d_{\Pi} + d_{\text{пов}} V_B^0) \quad (1.76)$$

де:

$d_{\text{пов}}$, d_{Π} – вологовміст повітря та палива відповідно ($d_{\Pi}=0$ г/кг, $d_{\text{пов}}=0,013$ г/кг).

$$V_{H_2O}^0 = 0,01(0+0+2 \times 74,8+6/2 \times 8,8+8/2 \times 3,9+10/2 \times 1,8+12/2 \times 6,4)+1,24(0+0,013 \cdot 7,39) = 2,51 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретичний об'єм сухих продуктів згоряння, $\text{м}^3/\text{м}^3$:

$$V_{\text{сг}}^0 = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 \quad (1.77)$$

$$V_{\text{сг}}^0 = 1,33 + 5,88 = 7,21, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Повний теоретичний об'єм продуктів згоряння, $\text{м}^3/\text{м}^3$:

$$V_{\Gamma}^0 = V_{\text{сг}}^0 + V_{H_2O}^0 \quad (1.78)$$

$$V_{\Gamma}^0 = 7,21 + 2,51 = 9,72, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Об'єм надлишкового повітря, $\text{м}^3/\text{м}^3$:

$$V_{\text{пов}}^{\text{надл}} = V_{\text{пов}}^0 (\alpha_{\Pi} - 1) \quad (1.79)$$

$$V_{\text{пов}}^{\text{надл}} = 7,39 \times (1,15 - 1) = 1,11, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Об'єм водяної пари в надмірному повітрі, $\text{м}^3/\text{м}^3$:

$$\Delta V_{H_2O} = [1,24 (\alpha_{\Pi} - 1) d_{\text{в}} V_B^0] \quad (1.80)$$

$$\Delta V_{H_2O} = [1,24 (1,15 - 1) 0,013 \cdot 7,39] = 0,02, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Справжній об'єм водяної пари $\text{м}^3/\text{м}^3$:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + \Delta V_{H_2O} \quad (1.81)$$

$$V_{H_2O} = 2,51 + 0,02 = 2,53, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Повний обсяг продуктів згоряння, $\text{м}^3/\text{м}^3$:

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$V_{\Gamma} = V_{3\Gamma}^0 + V_{\text{В}}^0 (\alpha_{\text{п}} - 1) + V_{\text{H}_2\text{O}} \quad (1.82)$$

$$V_{\Gamma} = 7,21 + 7,39 (1,15 - 1) + 2,53 = 10,85, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Маса димових газів при спалюванні газоподібного палива, кг/м³:

$$G_{\Gamma} = j + 1,306 \alpha_{\text{п}} V_{\text{пов}}^0 + d_{\text{пов}}/1000 \quad (1.83)$$

де:

j – питома вага газової суміші, кг/м³:

$$j = 0,01((1,96\text{CO}_2 + 1,52\text{H}_2\text{S} + 1,25\text{N}_2 + 1,43\text{O}_2 + 1,25\text{CO} + 0,0899\text{H}_2) + \Sigma(0,536n + 0,045m) \times C_n H_m) \quad (1.84)$$

$$j = 0,01((1,96 \times 0 + 1,52 \times 0 + 1,25 \times 4,3 + 1,43 \times 0 + 1,25 \times 0 + 0,0899 \times 0) + (0,536 \times 1 + 0,045 \times 4) \times 74,8) + (0,536 \times 2 + 0,045 \times 6) \times 8,8) + (0,536 \times 3 + 0,045 \times 8) \times 3,9) + (0,536 \times 4 + 0,045 \times 10) \times 1,8) + (0,536 \times 5 + 0,045 \times 12) \times 6,4) = 1,04, \text{ кг/м}^3$$

$$G_{\Gamma} = 1,04 + 1,306 \times 1,15 \times 7,39 + 0,013 = 12,15 \text{ кг/м}^3$$

Щільність димових газів, кг/м³:

$$\rho_{\Gamma} = G_{\Gamma} / V_{\Gamma} \quad (1.85)$$

$$\rho_{\Gamma} = 12,15 / 10,85 = 1,12, \text{ кг/м}^3.$$

1.5.2 Аеродинамічний розрахунок котельної установки

Аеродинамічний розрахунок проводиться для визначення робочих тисків газоповітряного тракту для визначення аеродинамічних опорів.

Справжній об'єм продуктів згоряння, м³/год:

$$V_{\text{д}}^{3\Gamma} = B_{\text{п}} [V_{\text{о}}^{\Gamma} + V_{\text{о}}^{\text{пов}} (\alpha - 1)] \frac{(273 - t)}{273} \quad (1.86)$$

де:

$V_{\text{о}}^{3\Gamma}$ – теоретичний обсяг продуктів згоряння, для м³/м³;

$V_{\text{о}}^{\text{пов}}$ - теоретично необхідна кількість повітря, м³/м³;

α - коефіцієнт надлишку повітря;

t - температура димових газів, °С;

$B_{\text{п}}$ - Витрата газу з урахуванням теплотворної здатності даного газу, м³/год:

$$B_{\text{п}} = \frac{Q}{Q_{\text{п}}^{\text{р}} \rho_{\Gamma}} \quad (1.87)$$

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де:

Q – теплопродуктивність котла, Вт;

Q_H^p – теплотворна здатність газу, Вт/м³;

η – Коефіцієнт корисної дії котла;

ρ_r – Щільність димових газів, кг/м³.

Повний аеродинамічний опір тракту продуктів згоряння, Па:

$$\Delta h = \Delta h_{mo} + \Delta h_{tr} + \Delta h_k - \Delta h_{сам} \quad (1.88)$$

де:

Δh_k – аеродинамічний опір у котлі, Па;

Δh_{tr} – опір тертя, Па:

$$\Delta h_{mo} = \lambda \frac{l}{d} \frac{w_r^2}{2} \rho_r \quad (1.89)$$

де:

λ – коефіцієнт опору тертя;

l – для ділянки, м;

w_r – швидкість димових газів, м/с

Δh_{mo} – втрати тиску в місцевих опорах, Па:

$$\Delta h_{tr} = \sum \xi \frac{w_r^2}{2} \rho_r \quad (1.90)$$

де:

ξ – коефіцієнт місцевого опору;

$\Delta h_{сам}$ – самотяга в димарі, Па:

$$h_{сам} = Hg(\rho_{пов} - \rho_r) \quad (1.91)$$

де:

H – висота димової труби, м;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

$\rho_{зв}$ – Щільність зовнішнього повітря, кг/м³.

$$h_{сам} = 25 \times 9,81(1,19 - 0,63) = 137,34, \text{ Па}$$

Опір тертя та втрати тиску в місцевих опорах на ділянках димоходу наведено в таблиці 1.17.

Розрахункова схема представлена на малюнку 3.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

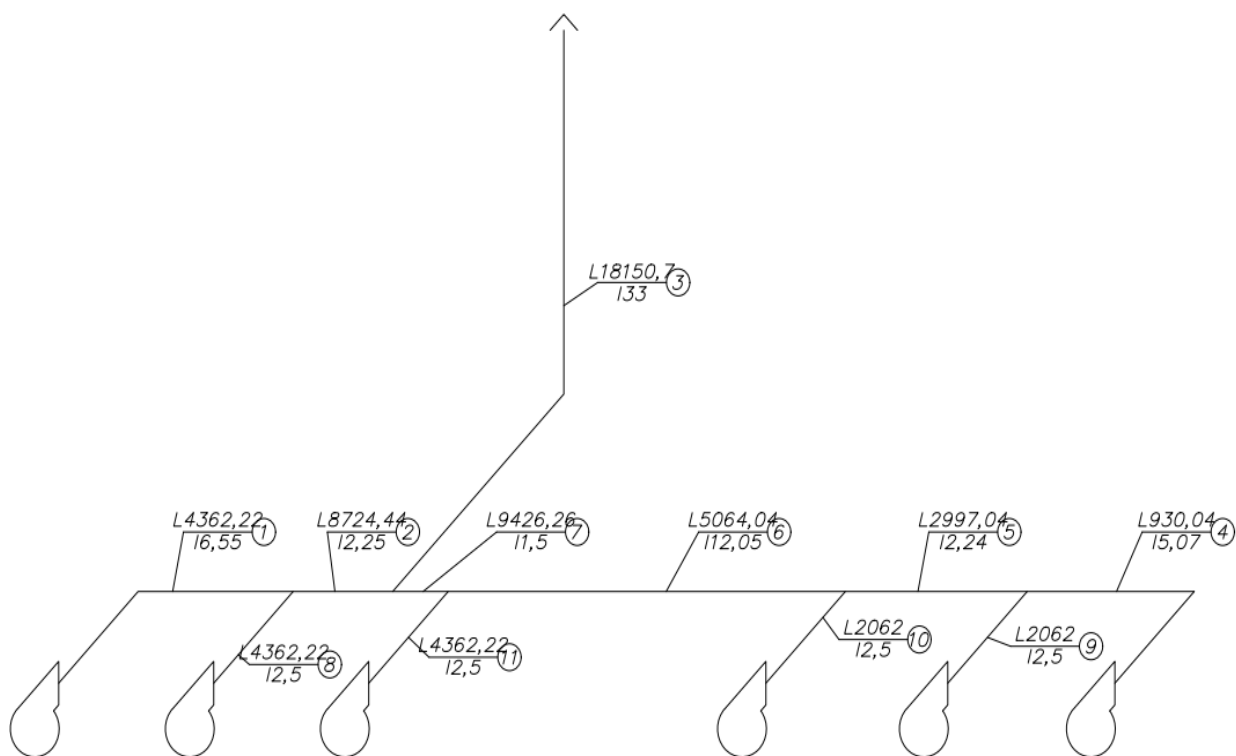


Рис.3 – Схема димоходу

Таблиця 1.17. Опір тертя та втрати тиску у місцевих опорах на ділянках димаря.

N _{діл}	Витрата димових газів L, м ³ /год	Довжина ділянки l, м	Розміри повітроводів				Швидкість повітря v, м/с	Втрати на тертя Δh _{тр} , Па	Сума коефіцієнтів місцевих опорів Σζ	Втрати на місцеві опори Δh _{мс} , Па
			A, мм	B, мм	Екв. діаметр, мм	Площа перетину, м ²				
1	2	3	4	5	6	7	8	11	12	14
1	4362,22	6,55	300	300	300	0,071	17,15	64,23	2,3	378,88
2	8724,44	2,55	500	500	500	0,196	12,35	7,78	1,5	128,09
3	18150,7	8	600	600	600	0,283	17,84	42,44	1,5	267,37
Д.тр.	18150,7	25	---	---	800	0,502	10,04	31,47	1,4	78,96
4	930,04	5,075	300	300	300	0,071	3,66	2,26	2,1	15,72
5	2997,04	2,24	300	300	300	0,071	11,78	10,37	1	77,76
6	5064,04	12,05	300	300	300	0,071	19,91	159,23	1	222,00
7	9426,26	1,5	500	500	500	0,196	13,34	5,34	1,5	149,53
8	4362,22	2,5	300	300	300	0,071	17,15	24,51	0,8	131,78
9	2062	2,5	300	300	300	0,071	8,11	5,48	0,8	29,45
10	2062	2,5	300	300	300	0,071	8,11	5,48	0,8	29,45
11	4362,22	2,5	300	300	300	0,071	17,15	24,51	0,8	131,78

Для котла Protherm Puma 25 KLO:

$$V_{\Pi} = \frac{1950000}{13182,77 \times 0,896 \times 1,043} = 214,25, \text{ м}^3/\text{год};$$

$$V_{\text{д}}^{\Gamma} = 214,25 [9,72 + 7,39(1,15 - 1)] \frac{(273 - 240)}{273} = 4362,22 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\Delta h = 853,3 + 145,92 + 1110 - 137,34 = 1971,88, \text{ Па}.$$

Для котла ТЕРМОТЕХНІК ТТ100:

$$V_{\Pi} = \frac{1000000}{13182,77 \times 0,913 \times 1,043} = 107,83, \text{ м}^3/\text{год};$$

$$V_{\text{д}}^{\Gamma} = 107,83 [9,72 + 7,39(1,15 - 1)] \frac{(273 - 210)}{273} = 2067 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\Delta h = 825,07 + 254,33 + 290 - 137,34 = 1232,06, \text{ Па}.$$

Для котла Велден УТГ 050:

$$V_{\Pi} = \frac{500000}{13182,77 \times 0,91 \times 1,043} = 54,01, \text{ м}^3/\text{год};$$

$$V_{\text{д}}^{\Gamma} = 54,01 [9,72 + 7,39(1,15 - 1)] \frac{(273 - 160)}{273} = 930,04 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\Delta h = 811,34 + 251,11 + 200 - 137,34 = 1125,11, \text{ Па}.$$

Підбір димососів ведуть з урахуванням коефіцієнтів запасу за продуктивністю (1=1,1) і за тиском (2=1,2).

За каталогом приймається для котла: Protherm Puma 25 KLO:

Димосос ВДН-8:

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

Продуктивність	4800 м ³ /год
Тиск	2370 Па
Двигун	5A160S6
Потужність	11кВт
Частота обертів	1000 об/хв
Маса	800 кг

За каталогом приймається для котла ТЕРМОТЕХНІК ТТ100:

Димосос ВДН-6,3:

Продуктивність	2275 м ³ /год
Тиск	1500 Па
Двигун	ADM112M4
Потужність	5,5кВт
Частота обертів	1500 об/хв
Маса	610кг

За каталогом приймається для котла Велден УТГ 050:

Димосос ВДН-5:

Продуктивність	1025 м ³ /год
Тиск	1350 Па
Двигун	ADM80B4
Потужність	1,5кВт
Частота обертів	1500 об/хв
Маса	320кг

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.6 Газопостачання котельної установки

Обсяг газопостачання котельної установки включає проектування:

- газорегуляторної установки (ГРУ);
- внутрішнього газопроводу низького тиску від ГРУ до котлів Protherm Puma 25 KLO, ТЕРМОТЕХНІК ТТ100, Велден УТГ 050;

Точкою підключення є існуюче введення в котельню газопроводу.

Газопостачання передбачається природним газом, теплотворною здатністю $Q_H = 47458 \text{ кДж/м}^3$, питомою вагою $0,68 \text{ кг/м}^3$, тиск у точці підключення котельні $P_y = 0,6 \text{ МПа}$ ($6,0 \text{ кгс/см}^2$).

1.6.1 Розрахунок параметрів газової суміші

Компонентний склад газу наведено в таблиці 1.18.

Таблиця 1.18. Середній склад та характеристика природного газу.

Родовище газу	Моспанівське							
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	H ₂ S	N ₂
Склад газу, %	74,8	8,8	3,9	1,8	6,4	-	немає	4,3
Щільність, кг/м ³	0,717	1,357	2,019	2,703	3,221	-	-	1,251
Q _{PH} , кДж/м ³	35840	63730	93370	123770	146340	-	-	-
V _{IB} , м ³ /м ³	9,52	16,66	23,8	30,90	38,08	-	-	-
L _H , %	5	3,22	2,37	1,86	1,4	-	-	-
L _B , %	15	12,45	9,5	8,41	7,8	-	-	-

Переважає більшість газів, що використовуються комунально-побутовими та промисловими споживачами, являють собою суміші, що складаються з горючих компонентів, баластових домішок і, можливо, деякої кількості шкідливих речовин, що суворо регламентується. Тому для можливості проведення розрахунків систем необхідно попередньо визначити посередність за обсягом суміші щільність, нижчу теплоту згоряння, стехіометричні об'єми, межі вибуховості.

Щільність суміші, кг/м³:

$$\rho_{\text{см}} = 0,01 \sum_{i=1}^{n+m} \gamma_i \rho_i \quad (1.92)$$

де:

γ_i – відсотковий вміст відповідного газу 1 м³ газової суміші, %;

ρ_i – щільність відповідного газу 1 м³ газової суміші, кг/м³.

$$\rho_{\text{см}} = 0,01 \times (74,8 \times 0,7168 + 8,8 \times 1,3566 + 3,9 \times 2,019 + 1,8 \times 2,703 + 6,4 \times 3,221 + 4,3 \times 1,2505) = 0,01 \times 104,2858 = 0,68, \text{ кг/м}^3.$$

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Найнижча теплота згоряння суміші, кДж/м³:

$$Q_{H_{\text{сум}}}^p = 0,01 \sum_{i=1}^n \gamma_i Q_{Hi}^p \quad (1.93)$$

де:

Q_{Hi}^p - нижча теплота згоряння відповідного газу 1м³ газової суміші, кДж/м³.

$$Q_{H_{\text{сум}}}^p = 0,01 \times (74,8 \times 35840 + 8,8 \times 63730 + 3,9 \times 93370 + 1,8 \times 123770 + 6,4 \times 146340) = 47651,61, \text{ кДж/м}^3.$$

Теоретично необхідна кількість сухого повітря для горіння 1м³ газу, м³/м³:

$$V_{\text{СПсум}}^0 = 0,01 \sum_{i=1}^n \gamma_i V_{Bi}^0 \quad (1.94)$$

де:

V_{Bi}^0 – кількість сухого повітря для горіння 1м³ відповідного газу, м³/м³.

$$V_{\text{СПсум}}^0 = 0,01 \times (74,8 \times 9,52 + 8,8 \times 16,66 + 3,9 \times 23,8 + 1,8 \times 30,90 + 6,4 \times 38,08) = 12,509, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретично необхідна кількість вологого повітря, м³/м³:

$$V_{\text{Всум}}^0 = V_{\text{СВсум}}^0 (1 + 0,00124 d_b) \quad (1.95)$$

де:

d_b – вологовміст повітря, гр/м³ ($d = 13$ гр/м³).

$$V_{\text{Всум}}^0 = 12,509 \times (1 + 0,00124 \times 13) = 12,711, \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

Теоретично необхідна кількість продуктів, що виходять при спалюванні 1м³ газу:

$$V_{\Sigma \text{ сум}}^0 = V_{\text{СВсум}}^0 + 0,00124 (d_{\Gamma} + d_{\text{В}} V_{\text{СВсум}}^0) \quad (1.96)$$

де:

d_{Γ} – вологовміст газу, гр/м³ ($d = 5$ гр/м³).

$$V_{\Sigma \text{ сум}}^0 = 12,509 + 0,00124 \times (5 + 13 \times 12,509) = 12,717, \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

Концентраційна межа вибуховості, %:

а) без урахування баласту:

$$L_{H(B) \text{ сум}} = \frac{100}{\sum_{i=1}^n \frac{\gamma_i}{l_{H(B) \text{ сум}}}} \quad (1.97)$$

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де:

$L_{H(B)сум}$ – концентраційна межа вибуховості відповідного газу 1 м^3 газової суміші, %.

$$L_{Hсум} = 100/(74,8/5+8,8/3,22+3,9/2,37+1,8/1,86+6,4/1,4)=4,02, \text{ \%};$$

$$L_{Bсум} = 100/(74,8/15+8,8/12,45+3,9/9,5+1,8/8,41+6,4/7,8)=14,01, \text{ \%}.$$

б) з урахуванням баласту:

$$L_{H(B)сум}^{\bar{b}} = L_{H(B)сум} \frac{100 \left(1 + \frac{\bar{b}}{1-\bar{b}}\right)}{100 + L_{H(B)сум} \frac{\bar{b}}{1-\bar{b}}} \quad (1.98)$$

де:

$\bar{b}$ – баласт у суміші:

$$\bar{b} = 0,01 \sum_{i=1}^m \gamma_i \quad (1.99)$$

$$\bar{b} = 0,01 \times 4,3 = 0,043;$$

$$L_{Hсум}^{\bar{b}} = 4,02 \times (1 + 0,043/(1 - 0,043)) \times 100 / (100 + 4,02 \times 0,043/(1 - 0,043)) = 4,193, \text{ \%};$$

$$L_{Bсум}^{\bar{b}} = 14,01 \times (1 + 0,043/(1 - 0,043)) \times 100 / (100 + 14,01 \times 0,043/(1 - 0,043)) = 14,548, \text{ \%}.$$

1.6.2 Визначення годинних витрат газу

Годинна витрата природного газу, $\text{м}^3/\text{год}$ визначається за формулою 6.15.

Годинна витрата природного газу для котла Protherm Puma 25 KLO:

- максимальний: $\text{м}^3/\text{год}$

$$B_T = \frac{1950000}{13182,77 \times 0,896 \times 1,043} = 214,25$$

- мінімальний: $\text{м}^3/\text{год}$

$$B_T = \frac{1540000}{13182,77 \times 0,896 \times 1,043} = 169,20$$

Годинна витрата природного газу для котла ТЕРМОТЕХНІК ТТ100:

- максимальний: $\text{м}^3/\text{год}$

$$B_T = \frac{1000000}{13182,77 \times 0,913 \times 1,043} = 107,83$$

- мінімальний: , $\text{м}^3/\text{год}$

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$B_T = \frac{270000}{13182,77 \times 0,913 \times 1,043} = 29,11$$

Годинна витрата природного газу для котла Велден УТГ 050:

- максимальний: м³/год

$$B_T = \frac{500000}{13182,77 \times 0,91 \times 1,043} = 54,01$$

- мінімальний: м³/год

$$B_T = \frac{500000}{13182,77 \times 0,91 \times 1,043} = 54,01$$

Годинна витрата природного газу для котельної установки:

- максимальний:

$$B_T = 3 \times 214,25 + 2 \times 107,83 + 54,01 = 912,42 \text{ м}^3/\text{год};$$

- мінімальний:

$$B_T = 29,11, \text{ м}^3/\text{год}.$$

1.6.3 Гідравлічний розрахунок газопроводу

При проектуванні трубопроводів для транспорту газу вибір розмірів труб здійснюється на підставі їх гідравлічного розрахунку, що має на меті визначити внутрішній діаметр труб для пропуску необхідної кількості газу, і що важливо відзначити при допустимих для конкретних умов втрати тиску.

Розрахункова ділянка мережі середнього або високого тиску характеризується квадратичним перепадом тиску, кПа²:

$$p_H^2 - p_K^2 = 1,62 \lambda \rho_0 p_0 \frac{Q_0^2}{d^5} l \quad (1.100)$$

Крім лінійних втрат внаслідок тертя під час руху газу в трубопроводах у певних елементах систем, де характерна зміна швидкості та напрямку потоку, створюються місцеві опори. Для зовнішніх систем їх облік проводиться досить легко шляхом збільшення довжини розрахункової ділянки на 10%. Для внутрішніх систем необхідний детальний облік окремих місцевих опорів відповідно до формули:

$$l = l_{\phi} + \sum \xi l_{\text{экв}} \quad (1.101)$$

де:

l – розрахункова довжина ділянки газопроводу, м;

l_{ϕ} – фактична його довжина, м;

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ξ – сума коефіцієнтів місцевих опорів, розташованих на розрахунковій ділянці, що розглядається;

$l_{\text{экв}}$ – еквівалентна довжина прямолінійної ділянки газопроводу, дорожні втрати тиску в якому рівні втрат тиску в місцевому опорі зі значенням $\xi=1$:

$$l_{\text{экв}} = \frac{d}{\lambda} \quad (1.102)$$

Основною особливістю розрахунку мереж середнього (високого) тиску є визначення кожному ділянці не перепаду тиску, а вузлових його значень. Так, тиск у кінці аналізованої i -тої ділянки визначиться за формулою, Па:

$$p_{\text{ки}} = \sqrt{p_{\text{ни}}^2 - 1,1Al} \quad (1.103)$$

де:

A – питомі квадратичні втрати тиску, $\text{кПа}^2/\text{м}$, що визначаються за формулою:

$$A = 1,62\lambda\rho_0 p_0 \frac{Q_0^2}{d^5} \quad (1.104)$$

Для гідравлічної ув'язки окремих напрямків можливе використання складових ділянок (тут варіюючи довжинами складових ділянки можна довести δ якщо не до нуля, то до дуже малої величини) або при $\Delta p_p = \sum_{i=1}^{n-m} \Delta p_{\text{фи}}$ дросельних шайб, внутрішній діаметр якої $d_{\text{ш}}$ визначається наступним чином. Спочатку розраховують коефіцієнт місцевого опору шайби, здатної погасити необхідний перепад тиску $\Delta p_{\text{ш}}$, відповідно до залежності:

$$\xi = \frac{0,0162\pi^2 d^4 \Delta p_{\text{ш}}}{\rho_0 Q_0^2} \quad (1.105)$$

Де значення внутрішнього діаметра підставляється у мм. Далі, використовуючи графік функції $\xi = \xi(\bar{f})$ визначають відносну площу отвору шайби, а з неї діаметр шайби $d_{\text{ш}} = \sqrt{d^2 \bar{f}}$. Якщо діаметр шайби вийшов менше 5 мм, доцільно на трасі встановлювати кілька шайб з великим діаметром отвору.

Гідравлічний розрахунок газопроводу зведено в таблицю 1.19.

Розрахункова схема зображена на малюнку 1.5.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

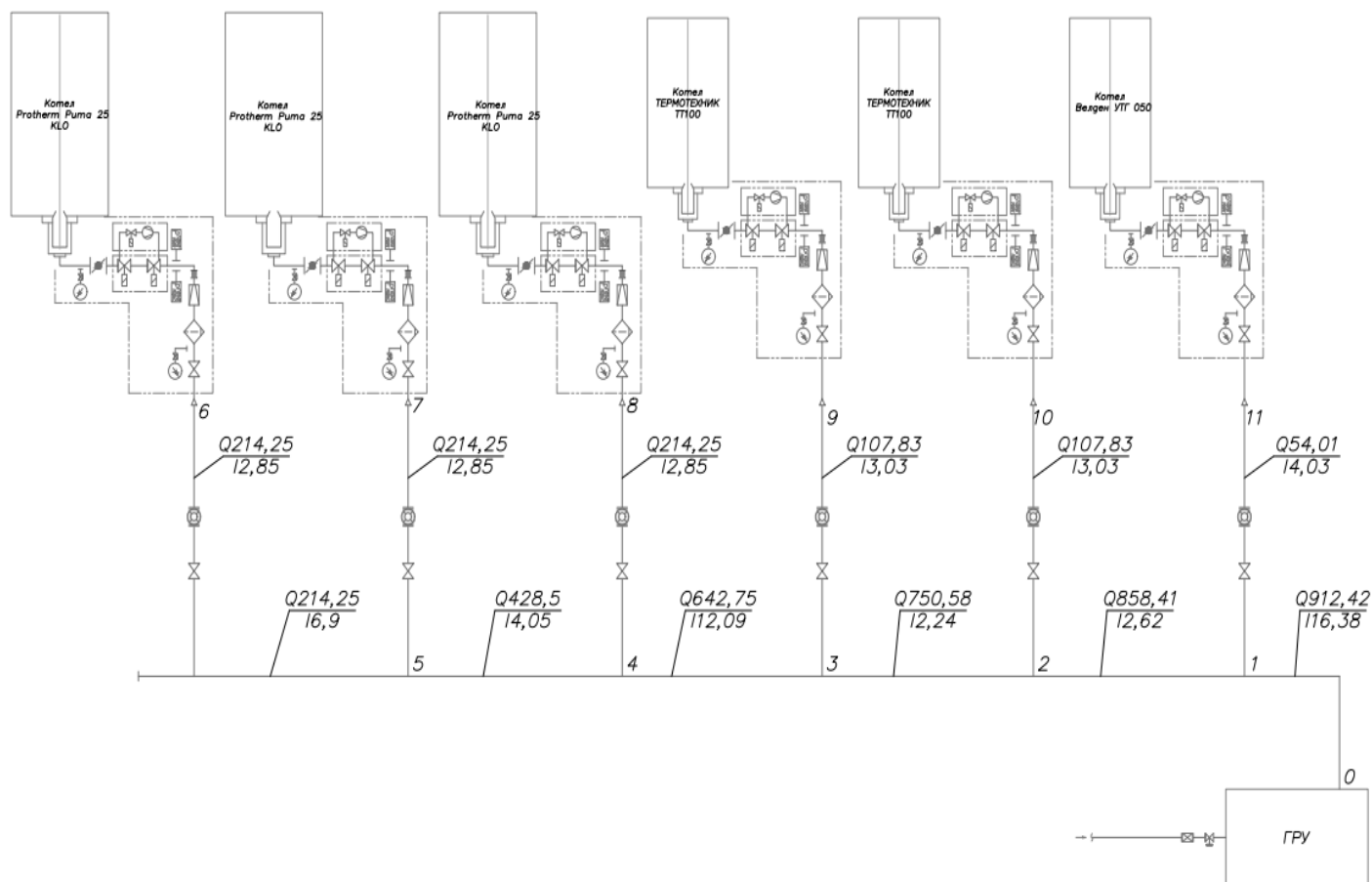


Рис.4 – Схема газопроводу

Тиск підключення газу перед кульовим краном пальника, що працює, кПа:

$$p_{\text{підкл}} = p_{\text{к.з}} + p_{\text{кл}} \quad (1.106)$$

де:

$p_{\text{к.з}}$ – тиск камери згоряння, кПа;

$p_{\text{кл}}$ – тиск перед клапаном, кПа.

Для пальника RGL 9/1-D: $p_{\text{підкл}} = 1,01 + 1,4 = 2,41$, кПа;

Для пальника RGL 7/1-D: $p_{\text{підкл}} = 1,01 + 2,1 = 3,11$, кПа;

Для пальника RGL 9/1-D: $p_{\text{підкл}} = 1,01 + 2,1 = 3,11$, кПа.

Таблиця 1.19 Гідравлічний розрахунок газопроводу

№ ділянки	Q, м³/год	l, м	Dн×S, мм	Σξ	l _{екв}	l _p	Квадратичні втрати тиску		P _{ні} , кПа	P _{кі} , кПа	δ, %
							A, кПа²/м	Al, кПа²/м			
0-1	912,42	16,3 8	159×4,5	0,6	3,3	18,36	2,3	42,228	30	29,29	

1.6.4 Підбір обладнання

1.6.4.1 Вибір основного обладнання ГРУ

Розрахункова витрата ГРУ становить 912,42 м³/год;

Тиск на вході в ГРУ 0,6 МПа;

На виході 0,03 МПа;

Підбір регулятора тиску:

Підбір регулятора тиску полягає у виборі типу регулятора та визначення прохідного клапана, при якому забезпечується пропуск розрахункової кількості газу.

При цьому виходячи з припущення, що розрахункова пропускна здатність регулятора повинна бути на 20% більша за необхідну максимальну витрату, витрата газу визначається за формулою, м³/год:

$$Q_{\max} = 1,2 \times Q_p \quad (1.107)$$

де:

Q_p – розрахункова витрата газу, м³/год.

$$Q_{\max} = 1,2 \times 912,42 = 1094,90, \text{ м}^3/\text{год}.$$

При заданих тисках підходить регулятор блоковий РДГБ-50Н (регулятор тиску РДБК1-50-35 та запобіжний запірний клапан у зборі). Пропускна спроможність регулятора становить 2724 м³/год.

Так, як щільність газової суміші відрізняється від густини газу за графіком, вводимо поправку на щільність:

$$K_u = \frac{0,815}{\sqrt{\rho}} \quad (1.108)$$

де:

ρ – щільність газової суміші, кг/м³.

$$K_u = \frac{0,815}{\sqrt{0,68}} = 0,99$$

Тоді пропускна спроможність регулятора становить:

$$Q_{\max} = 2724 \times 0,99 = 2697, \text{ м}^3/\text{год}.$$

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Завантаження регулятора складає:

$$Q_p/Q_{\max}=(1094,90/2697)\times 100\% = 40,6\%<80\%$$

Перевіримо пропускну здатність регулятора за формулою:

$$Q=1595fk_v\varphi P_{\text{вх}}\sqrt{\frac{1}{\rho}} \quad (1.109)$$

де:

f – площа перерізу клапана, см^2 , $f = 9,62 \text{ см}^2$;

k_v – коефіцієнт витрати газу, $k_v = 0,65$;

φ – коефіцієнт витрати, що залежить від відношення вихідного та вхідного тисків, $\varphi=0,28$.

$$Q_{\max} = 1595 \times 9,62 \times 0,65 \times 0,28 \times 0,6 \times \sqrt{\frac{1}{0,68}} = 2027,41, \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$Q_p/Q_{\max}=(1094,90/2027,41)\times 100=54<80\%$$

Вибір клапана відсікача ПЗК:

Клапан відсікач встановлюється на високій стороні перед регулятором тиску і вибирається діаметром приєднувального патрубку регулятора. Приймаємо клапан КПЕГ-50 П.

Верхня межа налаштування на відсічення встановлюється:

$$1,25 \times P_p = 1,25 \times 0,03 = 0,0375, \text{ МПа.}$$

Нижня межа налаштування на відсікання встановлюється:

$$0,75 \times P_p = 0,75 \times 0,03 = 0,0225, \text{ МПа.}$$

Вибір клапана ПСК:

Приймаємо скидний клапан ПСК-50С/50.

Визначаємо кількість газу, що підлягає скиданню через клапан, за формулою:

$$V \geq 0,0005 \times Q_p \quad (1.110)$$

$$V \geq 0,0005 \times 912,42 = 0,46, \text{ м}^3/\text{год.}$$

Проводимо перевірку пропускнуї спроможності зворотнього клапана за формулою:

$$Q_k = 0,00037 \times Q_k' \times T/P_{\text{вх}}, \quad (1.111)$$

де:

T – абсолютна температура газу, $^{\circ}\text{T}=273^{\circ}\text{C}$

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

P_{BX} – абсолютний тиск газу перед клапаном з урахуванням перевищення на 15% робочого тиску, МПа.

$$P_{i36} = 1,15 \times P_p = 1,15 \times 0,03 = 0,0345, \text{ МПа};$$

$$P_{BX} = 0,10132 + 0,0345 = 0,13582, \text{ МПа}.$$

$$Q_k' \geq 0,005 \times Q_{\max} \quad (1.112)$$

де:

$Q_{\max}$ – максимально можлива продуктивність вибраного регулятора тиску.

$$Q_k' \geq 0,005 \times Q_{\max} = 0,005 \times 2027,41 = 10,14, \text{ м}^3/\text{год}$$

$$Q_k = 0,00037 \times 10,14 \times 273 / 0,13582 = 7,54, \text{ м}^3/\text{год}.$$

Таким чином, встановлено, що вибраний клапан забезпечить необхідне скидання газу.

Вибір газового фільтра:

Приймаємо сітчастий фільтр ФГ-50С.

Для фільтрів цієї марки допустимі втрати тиску становлять 5000 Па.

Вибір вимірювального комплексу:

Для комерційного обліку споживання газу котельні приймаємо вимірювальний комплекс обліку газу Логіка СПГ-761. Вимірювання та обчислення виконуються для наступних діапазонів зміни параметрів газу:

- абсолютний тискм – від 0,1 до 12 МПа;
- температура – від -20 до +50 °С;
- вміст азоту від – 0 до 0,15 молярних часток;
- вміст діоксиду вуглецю – від 0 до 0,15 молярних часток;
- вологовміст – від 0 до 0,15 об'ємних часток;
- щільність сухого газу за стандартних умов – щонайменше 0,6 кг/м³.

1.6.4.2 Підбір пристрою обліку витрати газу.

Лічильник газу приймається за пропускною здатністю лічильника, що вибирається.

Приймаємо:

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для котла Protherm Puma 25 KLO: лічильник газу ротаційний RVG G160 Ду80 Ру1,6 МПа,
Для котла ТЕРМОТЕХНІК ТТ100: лічильник газу ротаційний RVG G100 Ду50 Ру1,6 МПа,;
Для котла Велден УТГ 050: лічильник газу ротаційний RVG G40 Ду50 Ру1,6 МПа,.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. Технологія монтажу обладнання

2.1 Перелік робіт

Монтаж обладнання ведеться монтажною організацією в три етапи:

1. Підготовчі роботи:

- будову фундаментів під обладнання;
- огороження майданчика для розвантаження;
- Розвантаження матеріалів та обладнання.

2. Основні роботи:

- монтаж блоку котлоагрегату;
- монтаж водопідігрівача;
- монтаж насосу;
- монтаж трубопроводів з арматурою, що відключає;
- випробування та випробування обладнання котельні.

3. Завершальні роботи:

- ізоляції трубопроводів.

2.2 Підбір вантажопідйомних механізмів. Розрахунок такелажної оснастки

2.2.1 Вибір крана.

Підбір крана проводимо за трьома характеристиками:

1. Вантажопідйомність:

$$G=1,1m_{\text{ел}} \quad (2.1.)$$

де:

$m_{\text{ел}}$ – маса елемента, тонна, $m_{\text{ел}} = 7,85$ тонн;

$$G=1,1 \times 7,85=8,23, \text{ тонн}$$

2. Висота підйому гака:

$$H=H_{\text{буд}}+h_3+h_{\text{ел}}+h_{\text{стр}} \quad (2.2)$$

де:

$H_{\text{буд}}$ -висота будівлі, м, $H_{\text{буд}} = 12,0$ м;

h_3 – висота робочої зони, м, $h_3 = 0,5$ м;

$h_{\text{ел}}$ – висота елемента, м, $h_{\text{ел}}=2,45$ м;

$h_{\text{стр}}$ висота строп, м, $h_{\text{стр}} = 0,5$ м.

$$H=12,0+0,5+2,45+0,5=15,45 \text{ м.}$$

3. Виліт стріли:

$$L = 0,56 + H3Б \quad (2.3)$$

де:

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

б-ширина будівлі, м; б = 12 м;

НЗБ – небезпечна зона будівлі, м, ОЗЗ = 3,5м.

$$L_{\text{розр}} = 0,5 \times 12,0 + 3,5 = 9,5, \text{ м.}$$

Приймаємо для роботи автомобільний кран марки КС-55729-1В ГАЛИЧАНИН на базі КамАЗ-6540.

Загальні характеристики автомобільного крана марки КС-55729-1В наведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. Загальні характеристики крана марки КС-55729-1В

№п/п	Характеристика	Од. змін.	Значення
1	Максимальний вантажний момент	т х м	98
2	Вантажопідйомність максимальна	т/м	32/3,0
3	Довжина стріли	м	9,6-30,2
4	Довжина гуська	м	9,0
5	Кут установки гуська	град	0, 30
6	Максимальна висота підйому гака: - з основною стрілою 30,2 м - з основною стрілою 30,2 м та гуськом 9 м	м м	30,5 40,0
7	Макс. глибина опускання гака стрілою 9,6 м на вильоті 5,0 м	м	7,0
8	Швидкість підйому-опускання вантажу: - номінальна (з вантажем масою до 32,0 т) - збільшена (з вантажем до 10 т) - збільшена (з вантажем масою до 3,0 т)	м/хв м/хв м/хв	4,6 9,2 18,4
9	Швидкість посадки вантажу	м/хв	не більше 0,4
10	Частота обертання поворотної частини	об/хв	від 0,2 до 1,0
11	Маса вантажу, при якій допускається висунення секцій стріли	т	4,35
12	Швидкість пересування крана своїм ходом	км/год	до 80
13	Маса крана в транспортному положенні (з противагами та гуськом)	т	31,25
14	Маса стаціонарної противаги	т	2,4
15	Маса додаткової знімної противаги	т	2,4
16	Розмір опорного контуру вздовж х поперек осі шасі: - при висунутих балках виносних опор - при втягнутих балках виносних опор	м м	4,75 x 5,8 4,75 x 2,27
17	Колісна формула базової машини	-	8 x 4
18	Базова машина: - двигун - Модель	- -	дизельний КамАЗ-740
19	Габарити крана у транспортному положенні: - довжина ширина висота	м	12x2, 5x3, 75
20	Температура експлуатації	°C	від -40 до +40

Визначаємо вантажопідйомність крана на розрахунковий виліт стріли:

$$G_{\text{розр}} = \frac{L_{\text{max}} L_{\text{min}}}{L_{\text{розр}}} \quad (2.4)$$

де:

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$L_{\max}$ – максимальний виліт крана, м, $L_{\max} = 27$ м;

$L_{\min}$ – мінімальний виліт крана, м, $L_{\max} = 3$ м;

$L_{\text{розрах}} - \text{розрахунковий виліт крана, м, } L_{\max} = 9,5 \text{ м.}$

$$G_{\text{розрах}} = \frac{27 \times 3}{9,5} = 8,53, \text{ тонн}$$

Прийнятий кран має необхідну вантажопідйомність, т.к. здатний підняти з розрахункового вильоту стріли вантаж 8,53 тонн.

2.2.2 Вибір вантажного автомобіля

Приймаємо автомобіль МАЗ-533602-2120.

Загальні характеристики автомобіля МАЗ-533602-2120 наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. Загальні характеристики автомобіля МАЗ-533602-2120

№п/п	Характеристика	Од. змін.	Значення
1	Колісна формула		4х2
2	Повна маса автопоїзда	кг	28000
3	Розподіл повної маси на передню вісь	кг	6500
4	Розподіл повної маси на задню вісь	кг	10000
5	Маса спорядженого автомобіля	кг	8200
6	Модель двигуна	-	ЯМЗ-236НЕ(EURO-1)
7	Тип двигуна	-	дизель.турбо
8	Потужність двигуна	кВт (к.с.)	169(230)
9	Модель коробки передач	-	ЯМЗ-236П
10	Число передач КП	-	5
11	Передавальна кількість провідного мосту	-	6,59
12	Шини	-	235/11R20
13	максимальна швидкість	км/год	85(95)
14	Контрольна витрата палива $V = 60$ (80) км / год	л/100 км	14(19)
15	Вантажопідйомність	кг	9800
16	Об'єм платформи	м ³	10
17	Платформа	-	3-х стороннє розвантаження

2.2.3 Розрахунок такелажної оснастки

Стропами називають відрізки канатів, з'єднані в кільця або забезпечені спеціальними підвісними пристроями, що забезпечують швидке, зручне та безпечне закріплення вантажів.

Вантажопідйомність строп визначається розривним зусиллям каната з урахуванням кількості гілок та коефіцієнта запасу міцності. При похилому положенні стропа його вантажопідйомність знижується, так як зі збільшенням кута

нахилу стропа збільшується зусилля в елементі, що піднімається. У цьому випадку зусилля, кг кожної гілки стропа визначається за формулою:

$$S = \frac{1}{\cos(x)} \frac{Q}{m} = \frac{kQ}{m} \quad (2.5)$$

де:

K – коефіцієнт, який залежить від кута нахилу стропа, K = 1,15 при куті нахилу стропа $x = 30^\circ$;

Q – маса вантажу, кг, Q = 7850 кг;

m – кількість строп, шт, m = 4 шт.

$$S = 1,15 \times 7850 / 4 = 2257 \text{ кг}$$

Довжину гілки строп b, м, визначаємо за формулою:

$$C = \sqrt{\left(\frac{h}{2}\right)^2 + b^2} \quad (2.6)$$

де:

h – висота трикутника; що визначається гілками стропа, м

b – відстань між точками кріплення стропа по діагоналі, м

$$C = \sqrt{\left(\frac{0,5}{2}\right)^2 + 4^2} = 4,0, \text{ м}$$

Приймаємо стропу типу ТЛК-О ГОСТ 3079-80 (Ø17 мм, σпр=1,6 кН)

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.3 Опис робіт.

В даний час широко впроваджується метод великоблочного монтажу обладнання. У зв'язку з тим, що на монтажні майданчики обладнання часто надходить окремими вузлами та деталями, до початку монтажу проводиться його укрупнювальне складання. Удосконалювальне складання розрізнених елементів тепломеханічного обладнання, що виробляється на монтажному майданчику, називається блоковою збіркою. Окремі монтажні вузли, зібрані попередньо до встановлення, називаються монтажними блоками. Монтаж котлоагрегатів із попередньо зібраних монтажних блоків отримав назву методу великоблочного монтажу. Основні переваги методу великоблочного монтажу порівняно з монтажем окремими елементами («розсипом»): скорочується загальна тривалість будівництва котельної установки за рахунок суміщення робіт зі збирання блоків на майданчику та ведення будівельних робіт у будівлі котельні; зменшується трудомісткість і підвищується продуктивність праці, оскільки виробництво складальних робіт на відкритому майданчику створює умови для ширшої механізації робіт, забезпечує кращі умови праці та підвищує безпеку ведення робіт; розширюється фронт робіт, оскільки на складальному майданчику можна збирати одночасно кілька блоків; скорочується тривалість монтажу за рахунок зменшення кількості підйомів; підвищується якість робіт, оскільки роботи ведуться у сприятливих умовах та забезпечується контроль за їх виконанням; відпадає потреба в монтажних лісах і риштуваннях, так як блоки збираються з постійними сходами і майданчиками. Метод великоблочного монтажу став основою для переходу на швидкісний метод монтажу, який передбачає суворе дотримання графіка, складеного для складання монтажних блоків та встановлення їх у проектне положення за обов'язкової безперервності виконання робіт. При спорудженні котелень з великою кількістю котлоагрегатів створюються умови для впровадження потокового методу монтажу, при якому кожна бригада після закінчення монтажу свого вузла переходить на монтаж такого вузла на наступному котлоагрегаті.

Виготовлення, монтаж та ремонт, а також реконструкція, модернізація та модифікація котлів та їх елементів повинні виконуватися спеціалізованими організаціями, які мали у своєму розпорядженні технічні засоби, необхідні для якісного виконання робіт.

Виготовлення, монтаж та ремонт котлів повинні виконуватись відповідно до вимог правил та технічних умов, затверджених у встановленому порядку.

Виготовлення, монтаж та ремонт котлів або окремих елементів повинні проводитися за технологією, розробленою до початку робіт організацією, яка їх виконує (підприємство-виробник, ремонтна або монтажна організація, ремонтні служби підприємств та інші спеціалізовані організації).

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При монтажі та ремонті повинна застосовуватися система контролю якості (вхідний, операційний та приймальний), що забезпечує виконання робіт відповідно до вимог Правил та НД.

Виготовлення, монтаж та ремонт котлів і водопідігрівачів та їх елементів повинні проводитись підприємствами або організаціями, що мають у своєму розпорядженні технічні засоби, необхідні для якісного виконання робіт.

При монтажі та ремонті сталевих водогрійних котлів та водопідігрівачів, на які поширюються «Правила пристрою та безпечної експлуатації парових котлів з тиском пари не більше 0.07 МПа (0.7 кгс/см²), водогрійних котлів та водопідігрівачів з температурою нагріву води не вище 388 К (115°С)», Допускається застосування всіх промислових видів зварювання, що забезпечують необхідну якість зварних з'єднань.

Присадочні матеріали, що застосовуються при зварюванні, повинні забезпечувати тимчасовий опір розриву наплавленого металу не нижче нижньої межі тимчасового опору розриву основного металу (за ГОСТ або ТУ для даної марки сталі), а відносне подовження і ударну в'язкість не нижче величин, зазначених у відповідній НТД на присадкові матеріали.

До зварювання елементів котлів можуть бути допущені зварювальники, атестовані відповідно до Правил атестації зварювальників; при цьому зварювальники можуть бути допущені лише до тих видів робіт, що зазначені у посвідченні.

При виготовленні котлів та водопідігрівачів зварювання елементів, призначених для роботи під тиском, повинно виконуватися при температурі повітря не нижче 273 К (0°С). У процесі монтажу та ремонту допускається зварювання за негативної температури навколишнього повітря з дотриманням спеціальних умов, передбачених технологічною документацією.

2.3.1 Монтаж котлоагрегату

Монтаж котельних агрегатів провадиться в даний час, як правило, укрупненими блоками. Блоковий монтаж дозволяє значно знизити вартість монтажу, трудомісткість монтажних робіт, зменшити кількість монтажних лісів і риштування, підвищити безпеку виробництва. Під час доставки обладнання блоками знижуються транспортні витрати, при цьому скорочується тривалість простою транспортних механізмів. Технологія монтажу котлоагрегату представлена у графічній частині проекту.

Технологія монтажу: встановлення блоку котлоагрегату проводиться автокраном КС-55729-1Вз коліс, відповідно до проекту виконання робіт (ППР) та графіка суміщених робіт, погоджених з генпідрядником.

Послідовність монтажу:

- будову фундаменту під котлоагрегат (з бетону);

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- встановлення та вивіряння каркасних конструкцій,
- стропування блоку котла на вантажному автомобілі (стропування здійснюється двома стропальниками 2 розряду);
- підйом блоку краном;
- встановлення блоку на фундаментну основу;
- закріплення блоку до фундаментних болтів гайками;
- приєднання блоку до трубопроводів теплопостачання та скидних на зварюванні та фланцях;
- обв'язування котлоагрегату;
- встановлення термометрів та манометрів.
- гідравлічні випробування
- монтаж сходів та майданчиків, повітроводів.
- луг змонтованої системи.

2.3.2 Монтаж секційного водопідігрівача

Підготовчі роботи:

До монтажу блоку водопідігрівачів на котельні, що проектується, повинні бути виконані наступні заходи:

- підготовлено фундаментну основу із встановленими болтами та гайками, а також металевий кронштейн-каркас для кріплення підігрівача;
- майданчик для монтажу повинен бути звільнений від сторонніх предметів та зайвих матеріалів;
- влаштовано освітлення та обладнано місце підключення зварювального трансформатора.

Заготівельні роботи:

Транспортабельний блок водопідігрівачів є набір секцій підігрівача, обв'язаних вузлами вимірювання та регулювання і змонтованих на рамі-підставці. Стійки рами мають петлі для стропування при вантажно-розвантажувальних роботах. Блок виготовляється на заготівельному підприємстві монтажної організації.

Після закінчення складання блок піддається на заготівельному підприємстві гідростатичному випробуванню відповідно до "Правил пристрою та безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води. Прилади КВП та автоматизації, призначені для встановлення на блоках, поставляються на котельню разом з блоком у тарі, що відповідає правилам упаковки підприємства- виробника цих виробів.

Штуцери, бобишки, а також приєднувальні кінці трубопроводів на період транспортування та зберігання блоку закриваються пробками або заглушками.

Навантажувально-розвантажувальні роботи:

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Виготовлений, зібраний у блок із секцій та випробуваний на заготівельному підприємстві монтажної організації водопідігрівач вантажиться в автомобіль, що доставляє його до місця монтажу, що існують у цеху збирання вантажопідйомними механізмами: тельфером, кранбалкою або лебідкою через проміжний блок. При навантаженні необхідно дотримуватись вимог такелажних робіт, які передбачають забезпечення справності та цілісності водопідігрівача. Після завантаження водопідігрівача в автомобіль його необхідно закріпити, щоб при транспортуванні він не отримав пошкоджень. Блок водопідігрівача доставляється на об'єкт монтажу разом з документацією, що супроводжує: монтажні креслення з деталізацією окремих вузлів і деталей; комплектуючу відомість із найменуванням деталей та їх розмірів; акти заводських випробувань

Доставлені водопідігрівачі приймаються за актом. Для розвантаження водопідігрівача, а також його монтажу використовується автомобільний кран КС-55729-1В.

Як вантажозахоплювальні пристрої використовується знімні гнучкі сталеві канати (стропи), які відповідають необхідної вантажопідйомності (розрахунок дивися вище).

Послідовність монтажу:

- будову фундаменту;
- встановлення рами підставки;
- стропування водопідігрівача на вантажному автомобілі;
- підйом блоку краном;
- переміщення блоку водопідігрівача тельфером у котельні;
- встановлення блоку на фундаментну основу;
- закріплення блоку до фундаментних болтів гайками;
- приєднання блоку до трубопроводів на зварюванні та фланцях;
- встановлення регулюючого обладнання;
- встановлення термометрів та манометрів;

2.3.3 Монтаж насосних агрегатів

Під насосні агрегати також влаштовуються фундаменти. Для поглинання вібрації та зменшення небажаного шуму.

Насосні агрегати заводи-виробники поставляють зібраними на фундаментній рамі із заглушеними та опломбованими патрубками. Справність та комплектність насосного агрегату перевіряють зовнішнім оглядом. Прокручуючи ротор насоса вручну за сполучну муфту, перевіряють легкість обертання, відсутність заїдань, стукотів та ударів. Осьовий розбіг ротора не повинен перевищувати величин, зазначених у паспорті насоса.

Фундамент під насосний агрегат приймають, перевіряючи геометричні його розміри.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Насосний агрегат мають на фундаменті таким чином, щоб відхилення від проектного положення не перевищували: по висоті в плані 10 мм, а горизонтальній площині 0,1 мм на 1 м довжини фундаментної рами.

Вертикальне положення насосного агрегату вивіряють у разі відхилення від горизонтальності між фундаментною рамою та опорною поверхнею фундаменту поміщають підкладки відповідної товщини. Вертикальність механізму у напрямку поперечної осі перевіряють рівнем при затягнутих фундаментних болтах, який встановлюють на оброблену ділянку фундаментної рами.

Після вивіряння вертикальності агрегат підливають бетонною сумішшю. Після того, як бетон затвердіє, виконують контрольну підтяжку та вивіряння механізму. Далі закріплений на фундаменті насосний агрегат з'єднують із трубопроводами.

Перед пробним пуском насоса перевіряють правильність центрування валів насоса та електродвигуна, а також правильність збирання сполучних муфт.

2.3.4 Монтаж трубопроводів гарячої води

Підготовчі роботи:

До початку монтажу мають бути закінчені необхідні загальнобудівельні роботи та встановлено технологічне обладнання, яке пов'язане із трубопровідними роботами.

Об'єкт, що монтується, повинен бути повністю укомплектований вузлами та деталями трубопроводів, арматурою, що не входить у вузли, опорами та підвіскою, фланцями, прокладками, болтами та іншими кріпильними засобами відповідно до проекту. Після комплектації всі ці матеріали надсилають до місця виконання робіт.

При прийманні вузлів трубопроводів за кресленнями та специфікаціями перевіряють їх комплектність та відповідність маркуванню. За кресленнями перевіряють також відповідність будівельної довжини всіх вузлів та окремих труб як із фланцями, так і без фланців; будівельної довжини фасонних деталей, компенсаторів, арматури; внутрішніх та зовнішніх деталей трубопроводів; відповідність фланців у відповідь один одному за розмірами; відсутність торцевого перекосу фланців; відповідність ущільнювальних поверхонь фланців кресленням.

Монтаж:

При блочному методі монтажу технологічних трубопроводів роблять укрупнювальне складання вузлів, деталей та елементів у монтажні блоки. Жорсткість і міцність таких блоків повинні бути достатніми, щоб вони не прогнулися і не зламалися при підйомі та транспортуванні.

Блоки повністю зварюють або з'єднують фланцями та піднімають за один прийом. Арматуру включають до складу блоків. При складанні всі фланцеві з'єднання із встановленими прокладками мають бути затягнуті, а зварні стики заварені.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

У готові блоки вварюють, де це передбачено проектом, дренажні, спускні та повітряні патрубки, штуцери та боби для контрольно-вимірювальних приладів. Перед укрупненням та встановленням на місце з деталей, вузлів та елементів трубопроводів знімають заглушки та пробки, що оберігають їх кінці від забруднення, крім того, перевіряють, чи немає всередині трубопроводів сторонніх предметів.

Якість складання блоків залежить від підготовки вузлів деталей та елементів під зварювання.

При монтажі трубопроводів зварювання елементів, призначених для роботи під тиском, виконують за температури навколишнього повітря не нижче 0 ос.

Фаски на трубах підготовляють механічною обробкою на труборізах ПТА або газовою різкою з припуском обов'язкове подальше доведення до необхідної форми.

При різниці в товщині стінок стикуваних труб більш допустимої величини, з труби з більшою товщиною стінки плавно знімають надлишок металу зсередини по всьому колу до необхідного розміру (на довжині, що дорівнює не менше п'ятикратної різниці товщин стикуваних труб).

Прямолінійність труб у місцях стиків (відсутність переломів) перевіряють лінійкою завдовжки 400 мм, яку прикладають у трьох місцях по колу стику. У правильно зібраному стику має бути перелому осей труб у місці стику. Максимально допустимий просвіт між кінцем лінійки та тілом труби (на відстані 200 мм від стику) повинен бути не більше 0,5 мм.

При монтажі можна виконувати підгинання труб, якщо кут підгинання не перевищує 10...15° - для вуглецевих сталей і 5...10° - для хромомолібденових сталей.

Перед складанням, кромки труб, що стикуються, і поверхні труб на довжині не менше 10 мм зачищають до металевого блиску. Труби з тріщинами та вм'ятинами до монтажу не допускаються. Стики під зварювання збирають в центрувальному пристосуванні, що забезпечує правильне взаємне розташування осей кінців, що стикуються.

Після перевірки правильності складання стику виконують прихватку кромки. Неправильно зібраний стик необхідно виправити, а потім зварювати. Прихватки розташовують по колу: не менше двох прихваток для труб діаметром до 57 мм і щонайменше трьох для труб більшого діаметра. Довжина прихваток 12...15 мм і висота трохи більше товщини стінки труби. Прихватки повинні бути виконані якісно, так як надалі вони не видаляються і переплавляються і складають частину шва. При виявленні у прихватці тріщин метал прихватки видаляють, край зачищають і приварюють знову.

Одна з найважливіших робіт, від якої залежить якість монтажу трубопроводів – розмітка (розбивка) осей та окремих точок, що визначають положення трубопроводів у просторі.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

Розбивку роблять за кресленнями, на яких вказані прив'язки осей трубопроводів до перекриттів, стін та колон, а також позначку та ухили. При розбивці розміри та позначки, вказані на кресленні та визначальні положення трубопроводів, переносять безпосередньо на місце їх прокладання. Відстань, що визначають положення осей та позначок трубопроводів, відміряють від осей та реперів будівлі або інших споруд.

Горизонтальні ділянки паропроводів укладають із ухилом не менше 0,002 з влаштуванням дренажів. Щоб вирівняти висотні позначки трубопроводу та створити його проектний ухил, під підшви опор поміщають сталеві прокладки з приварюванням їх до закладних частин або опорних конструкцій. Встановлення прокладок між трубою та опорою не допускається.

Всі рухомі частини опор змащують консистентним мастилом з температурою розм'якшення, що перевищує температуру нагрівання трубопроводу. Металеві деталі конструкцій опор та підвісок забарвлюють, щоб не було корозії.

Монтаж блоків і вузлів трубопроводів починають від апаратів, залишають кінці труб для приєднання до них прямих ділянок трубопроводів. Для цього підняті блоки або вузли трубопроводів тимчасово закріплюють на опорах і підвісках, а потім приєднують до апарату. Консольні вузли, приєднані до апаратів, але не закріплені на опорах чи підвісках, не допускаються. Прямі ділянки трубопроводу укладають не менш як на дві опори.

Монтаж арматури зазвичай ведуть у збиранні з блоками трубопроводів. Арматуру великих розмірів, що попередньо пройшла випробування, встановлюють індивідуально, стропуючи її тільки за корпус. Стропування за штурвали, шпінделі, важелі та інші деталі забороняється, оскільки можливе пошкодження цих деталей.

Вентилі та крани можна встановлювати в будь-якому положенні, проте для зручності обслуговування та ремонту встановлення вентилів маховиками вниз, а кранів пробкою вниз не рекомендується. Засувки монтують з будь-яким нахилом шпінделя в межах верхнього півкола. Зворотні клапани на горизонтальних ділянках трубопроводу розміщують кришкою нагору, а на вертикальних - сідлом або диском вниз. При монтажі вентилів, зворотних клапанів та іншої арматури слідкують за тим, щоб напрямок стрілки на корпусі арматури збігався із напрямком потоку продукту у трубопроводі. Як правило, продукт, що транспортується, повинен надходити під клапан арматури.

Фланцеву арматуру поміщають на трубопроводі із закритим затвором. Фланцеві з'єднання чавунної арматури затягують особливо обережно, оскільки надмірне зусилля може призвести до пошкодження фланця. При закритті арматури слід користуватись лише маховиком, важелі застосовувати не можна.

До пуску трубопроводу в експлуатацію змонтована арматура вентильного типу повинна знаходитись у закритому стані, а кранового типу у відкритому.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Якість зварних з'єднань трубопроводів гарячої води контролюють відповідно до правил та інструкції зі зварювання.

Трубопроводи гарячої води фарбують по всій довжині, крім того, на них наносять кольорові кільця різної ширини. Відстань між кільцями в залежності від місцевих умов від 1 до 5 м.

При покритті поверхні ізоляції трубопроводу металевою обшивкою листами алюмінію, оцинкованого заліза та іншим його можна не фарбувати по всій довжині. У цьому випадку в залежності від середовища, що транспортується, наносять умовні позначення і кільця на прямих ділянках не рідше ніж через кожні 50 метрів.

Дозвіл на експлуатацію змонтованих трубопроводів видається інспектором котлонагляду після реєстрації трубопроводів на підставі акта приймання їх підприємством - власником від монтажною організацією та технічного огляду.

2.3.5 Монтаж газоповітропроводів

Газові повітряпроводи виготовляють на заводах монтажних заготовок або виробничих базах монтажних організацій окремими ділянками. Щоб скоротити трудовитрати на припасування та виправлення дефектів при монтажі, при виготовленні проводять контрольне складання блоків газоповітропроводів.

Газові повітряпроводи збирають окремими вузлами або блоками. Монтаж блоками більш доцільний, тому що дозволяє проводити підгоночні та складальні роботи внизу і скорочує кількість операцій, що виконуються на висоті. На монтажному майданчику для контролю збирають та підганяють суміжні блоки, щоб потім полегшити з'єднання монтажних стиків на висоті. У цьому випадку на висоті з'єднують лише невелику кількість стиків монтажних між блоками.

Газоповітропроводи піднімають вантажопідйомними механізмами, при цьому їх крокують за приварені до них такелажні скоби або «в обхват». Вантажний строп до остаточного закріплення блоку на постійних опорах або підвісках не можна знімати.

Газоповітропровід повинен спиратися на опору по всій ширині короба. Якщо між коробом і опорою утворився проміжок, його усувають, використовуючи сталеві підкладки, які приварюють до опори. Вертикальні ділянки газоповітропроводів закріплюють на перекритті привареними до коробу лапами. Якщо між опорною частиною лап і перекриттям утворився проміжок, його усувають за допомогою металевих підкладок відповідної товщини.

Прокладки у фланцях розташовують таким чином, щоб краї їх не виходили всередину газоповітряпроводу, так як це призводить до збільшення аеродинамічного опору газоповітряного тракту. Щоб фланцева прокладка не розривалася, отвори для болтів пробивають у ній конусною оправкою.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						85
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При складанні ділянок прямокутних коробів забезпечують співвісність поздовжніх ребер жорсткості на стінках, що стикуються, і надійно зварюють їх між собою.

Клапана, шиберы і заслінки приєднують до газоповітропроводів без перекосів і натягів, тому що в іншому випадку це призводить до їх викривлення, заїдання та поломки чавунних фланців.

Робота тягодуттьового механізму залежить від якості приєднання до нього газоповітряпроводів. Тому газовоздухопроводи необхідно приєднувати до димососу без перекосу у сполучних фланцях. Тягодітьовий механізм розвантажують від власної ваги газовоздухопроводів за допомогою опор і підвісок.

2.3.6 Опробування та випробування обладнання котельні

Змонтоване обладнання випробувають та випробовують, щоб перевірити правильність монтажу та його підготовленість до комплексного випробування котельного агрегату. У процесі випробування обладнання домагаються надійної роботи механізмів без стуків і заїдання, витоків рідини, а також неприпустимого нагріву підшипників та інших поверхонь, що труться.

До початку випробування та випробування обладнання оформлюють акти повузлової перевірки та перевіряють виконання наступних робіт:

- підлив бетоном фундаментних болтів, опорних рам механізмів, опорних конструкції трубопроводів та металоконструкцій;
- обтяжку фундаментних болтів, а також болтових з'єднань механізму та приєднаних до нього трубопроводів та металоконструкцій;
- завершеність монтажу комунікацій, що підключаються до механізму, включаючи гідравлічне випробування;
- завершеність електромонтажних робіт, включаючи постійне освітлення робочих майданчиків та встановлення кнопки для аварійного відключення електродвигуна;
- справність запірної арматури, дистанційних приводів та наявність на них показників напрямку обертання;
- монтаж контрольно-вимірювальних приладів та автоматичних пристроїв;
- встановлення огорож і кожухів на відкритих частинах механізму, що обертаються;
- теплоізоляцію гарячих поверхонь;
- перекриття каналів, прямиків, лазів тощо, а також встановлення майданчиків обслуговування, сходів та огорож;
- видалення сторонніх предметів, сміття та бруду.

Особливу увагу звертають на наявність та якість мастильних матеріалів у підшипниках та корпусах редукторів. Перед пробним пуском механізму вручну прокручують ротор і переконуються без заїдання і стуків. Спрацювання пристроїв

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

автоматичного вимкнення механізму перевіряють вручну. Далі короткочасним включенням електродвигуна визначають правильність обертання механізму ротора. Пробний пуск роблять на холостому ході.

Насоси включають роботу в такій послідовності: закривають засувку на напірному патрубку насоса, кран вакуумметра і відкривають кран манометра; насос і всмоктуючий трубопровід заливають рідиною, що перекачується, одночасно випускаючи повітря через повітряні крани, пробки та інші пристрої. Робота насоса вважається нормальною, якщо відсутня стукіт і заїдання, нагрівання підшипників не перевищує 65 °С і сальників не вище ніж на 25 °С температури навколишнього повітря. Опробування насоса вважається закінченим після нормальної та стійкої роботи протягом 2 год.

Пробний пуск насосів та вентиляторів виконують на холостому ходу при закритих направляючих апаратах. Після досягнення агрегатами повної частоти обертання шибер частково відкривають і у разі відсутності несправностей механізм працює протягом 10 хв. Після цього димосос чи вентилятор зупиняють та оглядають. Якщо в процесі огляду не виявлені дефекти і несправності, механізм пускають вдруге і обкатують його вхолосту протягом 1 години, при цьому стежать за відсутністю заїдань деталей, що обертаються, і підвищеної вібрації. Підшипники можуть нагріватися на 35...40 оС вище температури навколишнього повітря, але не більше 65 оС.

Щоб визначити та усунути нещільності газоповітряного тракту котельного агрегату, випробувають топку та газоходи котла. Для визначення нещільностей у топці та газоходах котла в них за допомогою вентиляторів створюється невеликий надлишковий тиск (при цьому шибер перед димососом повинні бути закриті). Одночасно у топці котла підпалюють спеціальну димову шашку. Місця виходу диму відзначають крейдою і після випробування усувають нещільності. У топці та газоходах нещільності можна визначити іншим способом. Для цього включають димосос та створюють у газоходах розрідження. До зовнішніх поверхонь газоходів підносять факел, що горить. Якщо є нещільності, то полум'я факела відхилитиметься у бік місць присосів повітря. Останній спосіб визначення нещільності більш трудомісткий і вимагає особливої обережності при застосуванні відкритого вогню в котелень, що діють.

Результати індивідуального випробування обладнання під навантаженням оформляють актом, який є документом, що фіксує закінчення монтажних робіт для даного обладнання.

При гідравлічних випробуваннях котельного агрегату необхідно дотримуватися наступної послідовності:

- встановлення двох заглушок;
- приєднання до котла гідравлічного пресу та водню;
- установка у верхній частині котла повітряного крана для випуску повітря

при наповненні котла водою;

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- наповнення котла водою до заданого тиску;
- огляд котла з усуненням виявлених дефектів;
- зняття повітряного крана;
- від'єднання від котла преса та водопроводу;
- спуск води з котла;
- зняття заглушок.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

3. Техніко економічний розрахунок

3.1 Визначення кошторисної вартості

Пояснення до локально-кошторисного розрахунку

Кошторисна вартість-сума коштів, необхідних для здійснення будівництва відповідно до проектних матеріалів. Кошторисна вартість є основною визначення розміру капітальних вкладень, фінансування будівництва, розрахунків за виконані підрядні роботи, оплати витрат із придбання устаткування й доставці його за будівництво. Вимоги до кошторисної документації визначено у МДС 81-35.2004 «Методика визначення кошторисної вартості будівництва».

Для визначення кошторисної вартості складається кошторисна документація, основною частиною якої є локальний кошторис.

Локальний кошторис відноситься до первинного кошторисного документа, де окремі види робіт згруповані в розділ відповідно до технологічної послідовності.

Кошторисна вартість визначена у цінах 2022 року з індексацією на ціни чинного періоду, прогнозований коефіцієнт індексації прийнято, згідно з рішенням ДЕРЖБУДУ УР.№БФ 906/12.

Накладні витрати, як частина кошторисної собівартості, є сукупність витрат, пов'язаних зі створенням необхідних умов виконання робіт, а також їх організацією, управлінням та обслуговуванням. Накладні витрати нормуються непрямым способом у відсотках кошторисних витрат за оплату праці робочих (будівельників, механізаторів) у складі прямих витрат. Розмір накладних витрат приймають згідно з МДС 81-33.2004 «Методика визначення величини накладних витрат у будівництві» та змін, внесених листом від 31.01.2005 № ЮТ-260/06

Для земляних робіт – 95%, для монтажних робіт 128%, для ізоляційних робіт – 100%, ці показники прийняті за видами робіт, згідно з МДС 81-33.2004 додаток 4.

Кошторисний прибуток, як частина кошторисної вартості, є кошти передані підряднику в розвитку власного виробництва, матеріальне стимулювання працівників. Кошторисний прибуток приймається у відсотках від кошторисних витрат за оплату праці (будівельників, механізаторів) у складі прямих витрат. Розмір кошторисного прибутку приймають згідно з МДС 81-25.2001 «Методика визначення кошторисного прибутку» та змін, внесених листом від 18.11.2004р. №АП-5536/06.

Для земляних робіт – 50%, для монтажних робіт 83%, для ізоляційних робіт-70%, ці показники прийнято за видами робіт, згідно з МДС 81-25.2001 додаток 3.

В умовах ринкових відносин оцінка будівельної продукції здійснюється інвестором (замовник) та підрядником на рівноправній основі у процесі укладання договору. Вартість будівництва у кошторисній документації можна визначати у базисному чи поточному рівні.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						89
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Найбільш поширений метод складання кошторисних розрахунків - базисно-індексний, який ґрунтується на використанні системи поточних та прогнозних індексів стосовно вартості визначених у базисному рівні 2001 року. Приведення в рівень поточних цін здійснюється шляхом перемноження даних з індексом до поточних цін.

Індекси вартості (цін) у будівництві - це відношення поточних вартісних показників на складання за номенклатурою та структурою ресурсів у базисному періоді. Індекси виражаються у безмірних величинах. Створювана система індексів у будівництві має забезпечити інвесторам підвищення посади техніко-економічних обґрунтувань наміченого будівництва та потреби у фінансових ресурсах підрядника. Вона є основою визначення рівня договірних цін у будівництві та є методикою для здійснення розрахунків за виконані роботи, вона сприяє плануванню та статистичному контролю підвищення точності економічних розрахунків, що оцінюються як у поточних, так і в базисних цінах.

Вільна ціна на будівельну продукцію - це ціна, що встановлюється інвестором та генпідрядником на рівноправній основі під час укладання договору на будівництво, капітальний ремонт та реконструкцію будівель, споруд. Ця ціна формується з урахуванням попиту та пропозиції на будівельну продукцію, що складаються на ринку праці, кон'юнктури вартості матеріалів, застосовуваних машин та обладнання, а також з урахуванням прибутку підрядної організації для розширеного відтворення.

Договірна ціна встановлюється як сумована вартість за локальними кошторисними розрахунками у поточних цінах та додаткових витрат за підсумком договірної ціни на будівельну продукцію. Із залученням коштів на покриття податків та ПДВ-18% складається протокольна погоджена ціна.

Результати розрахунків економічної частини зведені до таблиці 3.1.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1 Техніко-економічні показники проекту

№ п/п	найменування показника	Од. змін.	Значення показника
1.	Кошторисна вартість будівельно-монтажних робіт, у тому числі ПДВ 19.5%	грн	4052897,88
2.	Кошторисна зарплата	грн	193440,91
3.	Нормативна трудомісткість	люд. / год	4188
4.	Чисельність працюючих	чол	6
5.	Виробіток на одного робітника	грн. / Чол.	32240,15

3.2 Розрахунок фактичного терміну окупності капіталовкладень

Фактичний термін окупності, рік:

$$TФ = K/(E1-E2) \quad (3.1)$$

де:

K - капітальні вкладення, K = 5 000 000 грн

E1 – річні витрати на виробництво теплової енергії при використанні старого обладнання, E1 = 4375246,50 грн

E2 - річні витрати на виробництво теплової енергії при використанні нового обладнання, грн/рік:

$$E2 = E_T + E_B + E_E + E_{AM} + E_{ЗП} + E_{п.р.} + E_{В.М.} \quad (3.2)$$

де:

E_T – витрати на паливо, грн/рік;E_B - витрати на воду, грн/рік;E_E – витрати на електроенергію, грн / Рік;E_{ЗП} - вести, крб./год;E_{AM} - амортизаційні відрахування, грн / Рік;E_{Т.р.} - Витрати на поточний ремонт, грн / Рік;E_{В.М.} - Витрати на допоміжні матеріали, витрати на управлінський апарат, витрати на технічне інформування, грн / Рік.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.2.1 Витрати паливо

Витрати на паливо, грн/рік:

$$E_T = 1,45 \times B \quad (3.3)$$

де:

B – річна витрата палива, $B = 333033,3 \text{ м}^3/\text{рік}$;

10-вартість 1 м^3 газу, грн/ м^3 .

$$E_T = 10 \times 333033,3 = 33303330 \text{ грн/рік.}$$

3.2.2 Витрати на воду

Витрати на воду, грн/рік:

$$E_B = 7,21 \times B \quad (3.4)$$

де:

B – річна витрата води, $B = 2340 \text{ м}^3/\text{рік}$;

20-вартість 1 м^3 води, грн/ м^3 .

$$E_B = 20 \times 2340 = 46800 \text{ грн/рік.}$$

3.2.3 Витрати електроенергії

Розрахунок загальної електричної потужності зведений до таблиці 3.2.

Таблиця 3.2. Загальна електрична потужність

№ п/п	Найменування	Позначення	Кількість, шт	Потужність однієї установки N, кВт/год.	Загальна потужність Nзаг, кВт/год
1	Насос «GRUNDEFOS»	CR1-8	1	0,37	0,37
2	Насос «GRUNDEFOS»	CR5-3	1	0,75	0,75
3	Насос «GRUNDEFOS»	CR5-8	1	2,2	2,2
4	Насос «GRUNDEFOS»	CR5-16	1	4,0	4,0
5	Насос «GRUNDEFOS»	TP50-230/4	1	3,0	3,0
6	Насос «GRUNDEFOS»	TP100-250/2	1	5,5	5,5
7	Насос «GRUNDEFOS»	UPS40-60/2F	2	0,28	0,56
8	Димосос	ВДН-8	3	11,0	33,0
9	Димосос	ВДН-6,3	2	5,5	11,0
10	Димосос	ВДН-5	1	1,5	1,5
Електрична потужність всіх установок					61,88

Річне споживання електричної енергії всіх, кВт/год:

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$N_{\text{рік}} = 8760 \times N_{\text{ус}} \quad (3.5)$$

де:

$N_{\text{ус}}$ – електрична потужність усіх установок, $N_{\text{ус}} = 61,88$ кВт/год;
8760-кількість годин на рік, годину.

Витрати на електроенергію на рік, грн/рік:

$$EE = 3 \times N_{\text{год}} \quad (3.6)$$

де:

3,00 – вартість 1 кВт.

$N_{\text{рік}} = 8760 \times 61,88 = 542068,8$, кВт/рік;

$EE = 3 \times 542068,8 = 1626206,4$, грн. / Рік.

3.2.4. Зарплата основних виробничих робітників

Зарплата основних виробничих робітників на рік, руб/рік:

$$E_{\text{зп}} = 12 \times 3n \times n \quad (3.7)$$

де:

12 – кількість місяців на рік, міс.;

$3n$ - середня заробітна плата одного робітника;

n - кількість робочих, чол.

$E_{\text{зп}} = 12 \times 30000 \times 6 = 2160000$, грн. / Рік.

3.2.5. Амортизаційні відрахування

Амортизаційні відрахування, грн/рік:

$$E_{\text{ам}} = ((P1 \times C_{\text{взр}}) / 100) + ((P2 \times C_{\text{об}}) / 100) \quad (3.8)$$

де:

$P1$, $P2$ - відсоткові відрахування від вартості загальнобудівельних робіт (3,2%) та вартості обладнання (8,2%);

$C_{\text{взр}}$ - кошторисна вартість загальнобудівельних робіт з урахуванням ПДВ,

$C_{\text{взр}} = 1,18 \times (72452,00 + 32397,00) = 123721,82$ грн;

$C_{\text{об}}$ - кошторисна вартість нового обладнання, $C_{\text{об}} = 2700000$ грн.

$E_{\text{ам}} = ((3,2 \times 123721) / 100) + ((8,2 \times 2700000) / 100) = 225359,072$ грн. / Рік.

3.2.6. Витрати на ремонт.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		93

Витрати на поточний ремонт, грн/рік:

$$E_{n.p.} = 0,2 \times E_{AM} \quad (3.9)$$

$$E_{n.p.} = 0,2 \times 225359,072 = 45071,81 \text{ грн./рік.}$$

3.2.7. Витрати допоміжні матеріали, Витрати управлінський апарат, Витрати технічне інформування.

Витрати на допоміжні матеріали, витрати на управлінський апарат, витрати на технічне інформування, грн/рік:

$$E_{в.м.} = 0,2 \times (E_{ЗП} + E_{AM} + E_{n.p.}) \quad (3.10)$$

$$E_{в.м.} = 0,2 \times (39600,00 + 546587,78 + 109317,56) = 139101,07, \text{ грн / рік.}$$

Річні витрати на виробництво теплової енергії при використанні нового обладнання з урахуванням коефіцієнта рентабельності підприємства (1,2) становлять:

$$E_2 = 1,2 \times (E_m + E_{в.м.} + E_E + E_{AM} + E_{ЗП} + E_{n.p.} + E_{в.м.}) = 1,2 \times (33303330 + 46800 + 1626206,4 + 225359,072 + 2160000 + 45071,81 + 139101,07) = 3734304,35 \text{ грн./рік}$$

Фактичний термін окупності:

$$ТФ = K / (E_1 - E_2) = 5000000 / (4375246,50 - 3734304,35) = 7,8 \approx 8,0 \text{ років.}$$

3.3 Розрахунок ефективності проекту

Витрати за термін окупності, грн

$$З = ТФ \times E \quad (3.11)$$

де:

ТФ – фактичний термін окупності, рік;

E - річні витрати на виробництво теплової енергії, грн/рік.

Витрати за термін окупності при використанні старого обладнання:

$$З_1 = 3,9 \times 4518846,97 = 17623503,18, \text{ грн.}$$

Витрати за термін окупності при використанні нового обладнання:

$$З_1 = 3,9 \times 3076208,25 = 11997212,18, \text{ грн.}$$

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Економічний ефект складе:

$$31 - 31 = 17623503,18 - 11997212,18 = 5626291,01, \text{ грн}$$

Економічний ефект визначається зіставленням ефекту та витрат. Показник економічної ефективності дорівнює відношенню зниження річних витрат на послуги вентиляції до капітальних вкладень, що призвели до зниження:

$$\text{ПЕК} = (E_1 - E_2) / K = 1 / T\Phi \quad (3.12)$$

$$\text{ПЕК} = 1 / 3,9 \approx 0,26.$$

Котел Protherm Ruma 25 KLO *3 – коштує $\approx 400\,000$ грн = 1 200 000 грн

Котел Термотехнік ТТ100*2 – коштує $\approx 500\,000$ грн = 1 000 000 грн

Котел Велден УТГ 050 – коштує $\approx 500\,000$ грн = 500 000 грн

В сумі всі котли обійдуться $\approx 2\,700\,000$ грн

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. Автоматизація.

4.1 Система автоматизації контролю, регулювання та безпеки котельного агрегату

У котельні передбачено встановлення трьох парових котлів Protherm Puma 25 KLO, №1...3, двох водогрійних котлів ТЕРМОТЕХНІК Т100 №4...5 та одного водогрійного котла Велден УТГ 050 №6.

Автоматика безпеки припиняє подачу палива в котельню подальшою зупинкою котлів при перевищенні загазованості в котельні оксидом вуглецю, що досяг 100 мг/м³ (2 поріг), метаном, що досяг 10% від нижньої межі займистості, а також при відключенні електроенергії.

Контроль загазованості здійснюється сигналізатором RGY000MBP4. Прилад встановлюється на висоті 1,5-1,8 метрів від рівня підлоги котельні, в операторній, блоки датчиків горючих газів-під стелею над газопроводом, блоки датчиків чадного газу-на висоті 1,5-1,8 метрів від рівня статі.

Автоматизація котлів прийнята на базі комплекту засобів управління КСУМ 6432 виробництва фірми «АГАВА».

Контролер «АГАВА 6432» забезпечує:

- плавне регулювання потужності;
- захисне відключення у разі аварійної ситуації;
- захист котла від позаштатних дій персоналу;
- запам'ятовування першопричини виникнення аварії;
- режим «Пусконаладження»: перевірка входних та вихідних ланцюгів, налаштування виконавчих механізмів;
- режим "Регламент": періодичний контроль датчиків без зупинки котла;
- виведення інформації на вбудований дисплей.

Автоматика управління КСУМ 6432 парових котлів Protherm Puma 25 KLO з пальниками RGL 9/1-D, фірми «Weishaupt» забезпечує відключення газу при таких аварійних випадках:

- підвищення тиску газу перед пальником;
- зниження газу перед пальником;
- зниження тиску дизельного палива перед пальником;
- зниження тиску повітря перед грілкою;
- підвищення тиску у топці котла;
- підвищення тиску пари в барабані котла;
- згасанні факела пальника;
- несправностей ланцюгів захисту;
- припинення подачі електроенергії.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Комплектом автоматики також передбачається автоматичне регулювання палива, повітря та рівня води в барабані котла.

Управління котлів здійснюється з шаф КВП №1...3, які встановлюються поблизу кожного котла.

Автоматика управління КСУМ 6432 водогрійних котлів ТЕРМОТЕХНІК ТТ100 з пальниками RGL 7/1-D та Велден УТГ 050 з пальником GL 3/1-E, фірми «Weishaupt» забезпечує відключення газу при таких аварійних випадках:

- підвищення тиску газу перед пальником;
- зниження газу перед пальником;
- зниження тиску дизельного палива перед пальником;
- зниження тиску повітря перед грілкою;
- підвищення тиску у газоході котла;
- підвищення температури води на виході із котла;
- відхилення тиску води на виході з котла;
- згасанні факела пальника;
- несправностей ланцюгів захисту;
- припинення подачі електроенергії.

Комплектом автоматики також передбачається автоматичне регулювання палива, повітря та температури води на виході з котла.

Управління котлів здійснюється з шаф КВП №4...6, які встановлюються поблизу кожного котла.

4.2 Система автоматизації обліку, реєстрації відпустки та споживання газу

Для обліку, реєстрації відпустки та споживання газу прийнято вимірювальний комплекс обліку газу «ФЛОУТЕК-ТМ».

Облік, реєстрація відпустки та споживання газу організується з метою:

- здійснення взаємних фінансових розрахунків між постачальником та споживачем газу;
- контролю над режимами роботи системи газопостачання;
- контролю над раціональним використанням газу;
- вимірювання витрати та обсягу газу за стандартних умов та середніх значень тиску та температури;
- архівування даних;
- захист даних та результатів вимірювань та обчислень від несанкціонованого доступу;
- збереження даних та результатів вимірювань у енергозалежній пам'яті при перервах електроживлення;
- реєстрація інформації про параметри газу на паперовому носії.

Проектом передбачено:

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- захист приладів від несанкціонованого втручання у їх роботу, що порушує облік кількості газу та реєстрацію параметрів газу;
- безперервний цілодобовий режим роботи вимірювального комплексу;
- збір та перетворення значень температури, тиску та витрати;
- виконання обчислювальних операцій;
- діагностику зовнішніх ланцюгів, складових частин та індикацію результатів діагностики;
- відображення інформації;
- виведення інформації на ЕОМ диспетчера та друкувальний пристрій.

Параметри газу:

- газ: природний;
- вологість газу: сухий;
- щільність газу за нормальних умов: $\rho = 0,670 \dots 0,675 \text{ кг/м}^3$;
- барометричний тиск: $P_b = 749 \dots 760 \text{ мм.рт.ст.}$;
- витрата природного газу максимальна на введенні (наведена до нормальних умов): $912,42 \text{ нм}^3/\text{год}$;
- витрата природного газу мінімальна на введенні (наведена до нормальних умов): $29,11 \text{ нм}^3/\text{год}$;
- діапазон надлишкового тиску природного газу в місці встановлення газового лічильника: $P_{роб} = 0,5 \dots 0,7 \text{ МПа}$;
- діапазон температур природного газу: $T_{max} = +25^\circ\text{C} \dots T_{min} = -30^\circ\text{C}$, $T_{роб} = +5^\circ\text{C}$;
- максимальна витрата природного газу в робочих умовах за $P_{роб} = 0,5 \text{ МПа}$ і $T_{max} = +25^\circ\text{C}$: $\text{м}^3/\text{год}$; $Q_{max} = \frac{912,42 \times (273+25)}{273 \times 6} = 165,99$
- мінімальна витрата природного газу в робочих умовах за $P_{роб} = 0,7 \text{ МПа}$ і $T_{max} = -30^\circ\text{C}$: $\text{м}^3/\text{год}$; $Q_{max} = \frac{29,11 \times (273-30)}{273 \times 8} = 3,24$

Структурна схема вузла обліку наведена малюнку 5.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						98
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

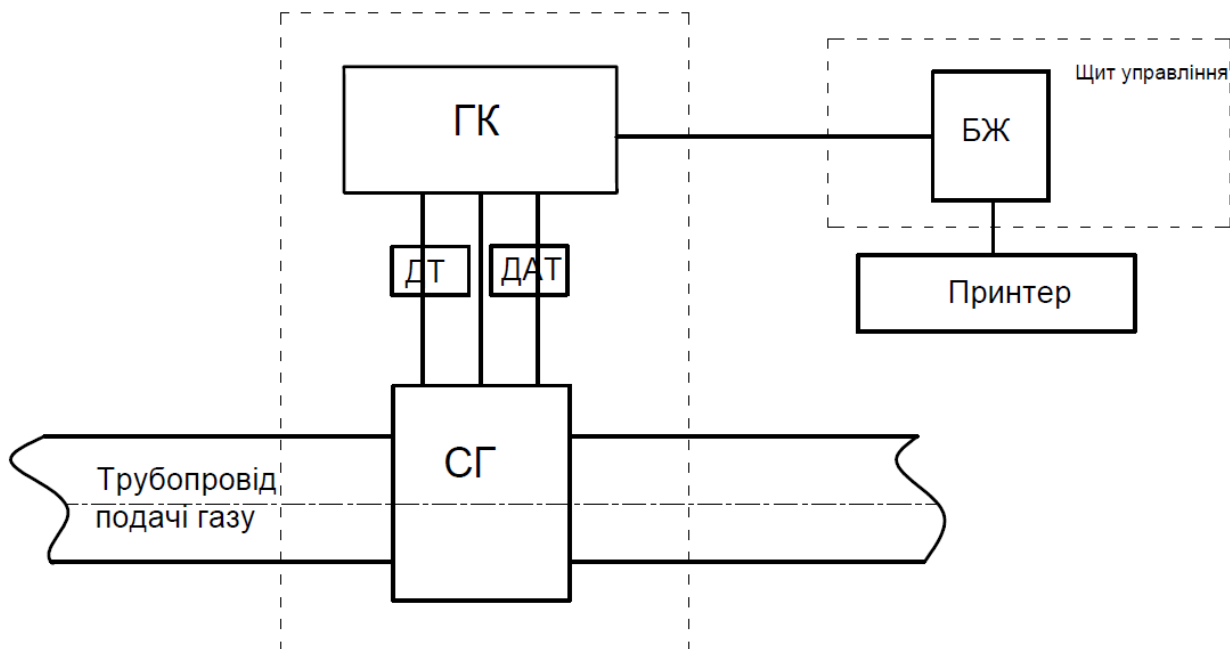


Рис. 5 – структурна схема елементів вузла обліку щодо вимірювання параметрів природного газу

СГ-ЕК – вимірювальний комплекс обліку газу СГ-ЕКВз-Р-0,75-250/1,6;

ГК – газовий колектор ЕК260, забезпечує обчислення наведеного до стандартних умов витрати та обсягу газу, перегляд на дисплеї поточних вимірюваних та розрахункових параметрів, даних архіву, програмування та зчитування інформації, формування архіву по робочому та стандартному об'єму, тиску, температурі газу, коефіцієнту стисливості за останні 9 місяців при вимірювальному періоді 60 хвилин, запис значень до архіву, запис до журналу подій у разі виходу тиску або температури за межі встановлених значень;

СГ-лічильник газу ротаційний RVG G160 Ду80, забезпечує вимірювання діапазону витрат за робочих умов-2,5...250 м³/год;

ДП-датчик температури Pt500, вмонтований у корпус лічильника, забезпечує вимірювання температури газу - -50...+50°C;

ДАТ-датчик абсолютного тиску, вбудований у корпус коректора, забезпечує вимірювання діапазону абсолютних тисків.-0,08 ... 0,2 МПа;

БЖ-блок живлення (живлення коректора та передача даних на принтер);

Принтер-забезпечує виведення даних на паперовий носій.

Технічні характеристики вимірювального комплексу наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1. Технічні характеристики вимірювального комплексу.

№п/п	Найменування параметру	Од. змін.	Значення
1	Кількість трубопроводів, що обслуговуються	шт	1
2	Діапазон вимірюваних робочих витрат природного газу лічильником $Q_{min} \dots Q_{max}$	м ³ /год	2,5...250
3	Діапазон витрат природного газу, наведених до стандартних умов (відповідних вимірювальних робочих витрат): Q_{max}^{norm} при надмірному тиску в газопроводі 0,5 МПа та температурі +25°C Q_{min}^{norm} при надмірному тиску в газопроводі 0,7 МПа та температурі -30°C	нм ³ /год	3,24
		нм ³ /год	165,99
4	Діапазон вимірюваних температур природного газу	°C	-30 ... +25
5	Діапазон вимірюваного абсолютного тиску природного газу	МПа	0,5 ... 0,7
6	Межа відносної похибки вимірювання комплексом СГ-ЕКВз-Р-0,75-250/1,6 в залежності від витрати не більше: - від Q_{min} до 0,1 Q_{max} - від 0,1 Q_{max} до Q_{max}	%	±2,5
		%	±1,5
7	Міжповірочний інтервал комплексу СГЕКВз-Р-0,75-250/1,6	років	5
8	Температура оточуючого повітря: - для вимірювального комплексу СГЕКВз-Р-0,75-250/1,6 - для блоку живлення БП ЕК-02	°C	-20...+60
		°C	0...+40
9	Відносна допустима вологість повітря: - для вимірювального комплексу СГЕКВз-Р-0,75-250/1,6 - для блоку живлення БП ЕК-02	%	95 при 35°C
		%	-
10	Потужність всіх приладів (з урахуванням принтера) не більше	Вт	41
11	Повний середній термін служби вузла обліку	років	12

4.3 Умовні позначення засобів вимірювання та автоматизації

Умовні позначення засобів вимірювання та автоматизації прийняті за ГОСТ 21.404-85 та зведені до таблиці 5.1.

Таблиця 5.1. Зображення засобів вимірювання та автоматизації.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						100
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

№п/п	Позначення	Найменування
1		Первинний вимірювальний перетворювач (чутливий елемент) вимірювання температури, встановлений за місцем.
2		Прилад для вимірювання температури безшкільний з контактним пристроєм, встановлений за місцем.
3		Первинний вимірювальний перетворювач (чутливий елемент) вимірювання тиску, встановлений за місцем.
4		Прилад для вимірювання тиску (розрідження), що показує, встановлений за місцем.
5		Прилад для вимірювання тиску із контактним пристроєм, встановлений за місцем.
6		Прилад для вимірювання тиску (розрідження), що показує з контактним пристроєм, встановлений за місцем.
7		Прилад для вимірювання витрати показує, встановлений за місцем.
8		Первинний вимірювальний перетворювач (чутливий елемент) вимірювання витрати, встановлений за місцем.
9		Прилад для вимірювання рівня безшкільний з дистанційною передачею показань, встановлений за місцем.
10		Прилад для вимірювання рівня показу, встановлений за місцем.

Охорона праці – це комплексна інтегрована система забезпечення безпеки життя й здоров'я працівників у процесі трудової діяльності, яка включає у себе правові, соціально-економічні, організаційно-технічні, санітарно-гігієнічні, лікувально-профілактичні, реабілітаційні й інші заходи.

Права та обов'язки працівників в сфері охорони здоров'я та безпеки праці гарантуються конституцією України тв. існуючою нормативно-правовою базою у цій сфері, і в першу чергу законом України «Про охорону праці», який регламентує трудові відносини між власниками і робітниками.

Виявлення можливих причин виробничого травматизму, професійних захворювань, аварій, вибухів і пожеж, та розробка необхідних заходів і вимог, спрямованих на усунення існуючих ризиків, дозволяють створити такі умови праці, які є безпечними й сприятливими для людини. Комфортні й безпечні умови праці – один з основних аспектів, що впливають на продуктивність та безпеку праці і стан здоров'я робітників.

Темою дипломного проекту є реконструкція паро-водогрійної котельні ТОВ «ТД Богодухівська птахофабрика». У котельні передбачена установка трьох парових котлів паропроductивністю 3 т/год кожен марки Protherm Puma 25 KLO, двох водогрійних котлів тепловою потужністю 1,0 МВт кожен марки Термотехнік ТТ100 та одного водогрійного котла тепловою потужністю 0,5 МВт марки Велден УТГ 050 на газі середнього тиску (0,3 МПа).

В даному розділі дипломного проекту запропоновані необхідні технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації технологічного устаткування котлів, а також визначено основні заходи з гігієни праці, виробничої санітарії та пожежної безпеки та профілактики.

5.1 Технічні рішення та організаційні заходи з безпеки експлуатації технологічного устаткування котельних установок

Для забезпечення діючих вимог з безпеки експлуатації котельних установок проектом передбачені наступні технічні рішення:

1. Установка системи контролю тиску і температури: Для запобігання перевищення допустимого тиску і температури, можуть бути встановлені датчики, які контролюють ці параметри. При досягненні критичних значень система може виконувати автоматичне відключення або вживати інші заходи для запобігання аваріям.

2. Використання клапанів безпеки: Клапани безпеки можуть бути встановлені для регулювання тиску і температури. Вони автоматично відкриваються, коли ці параметри перевищують допустимі значення, і випускають надмірний тиск або пар, забезпечуючи безпечну експлуатацію.

3. Установка системи аварійного відключення: Ця система може відключати котел в разі виникнення небезпечних ситуацій, таких як витік газу або пожежа.

4. Застосування системи механічного очищення: Для запобігання утворенню накипу і нагромадженню забруднень в системі котла може бути встановлена система механічного очищення.

5. Вимоги до вентиляції та димовідведення: Котли повинні мати відповідну систему вентиляції та димовідведення, яка забезпечує безпечне виведення продуктів згоряння.

5.2 Забезпечення вимог з електробезпеки

Основні нормативні документи, що регламентують вимоги з електробезпеки, це ПУЕ-2017, НПАОП 40.1-1.21-98, НПАОП 40.1-1.01-97, НПАОП-40.1-1.32-01, ДСТУ 7237:2011 та Технічний регламент з безпеки низьковольтного електричного обладнання (постанова Каб. Міністрів України №1149 від 23.10.2009 р.), а також вимог ДСТУ Б В.2.5-82:2016. «Інженерне обладнання будинків і споруд. Захисні заходи електробезпеки в електроустановках будинків і споруд».

Живлення котлів здійснюється від загальної мережі, використовується п'ятипровідна трифазна електромережа із глухо заземленою нейтраллю і робочою напругою 220/380 В. Застосовано систему захисного заземлення типу TN-S. Передбачено використання системи максимального струмового захисту та системи захисту від струмів витоку.

Згідно з ДСТУ ІЕС 61140:2015 по способу захисту людини від ураження електричним струмом котли відносяться до І класу за електрозахистом, тому що мають робочу ізоляцію, трьох провідний шнур живлення з заземлюючим захисним РЕ-провідником. У разі виникнення К.З., струмових перевантажень або перевищення допустимих значень струмів витоку аварійна ЕУ буде відключена від електромережі.

5.3 Технічні рішення по запобіганню електротравматизму від випадкового контакту з струмоведучими частинам електрообладнання котельної установки

Були запроваджені наступні технічні рішення по запобіганню електротравм від контакту з струмоведучими елементами котельної установки:

1. Кабелі підключення котлів до електричної мережі ізольовані. Вибір ізоляції здійснювався з розрахунку 1 кОм на 1В напруги. Таким чином, кабелі котлу виконані в ізоляційному корпусі з опором не менше 220 кОм.

2. Опір ланцюга заземлення повинен періодично перевірятися, його значення не повинно перевищувати 0,1 Ом;

3. Автоматичний вимикач і розетка встановлені на панелі захисту і розташовані на стіні поблизу від котлів;

4. Передбачено тільки сухе прибирання панелей пульта керування;

5. Всі внутрішні розводки кабелів живлення розташовані за захисними панелями;

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- 6. Всі внутрішні кабелі ізольовані;
- 7. Всі органи керування й контролю на панелях пульта керування підписані й пронумеровані;
- 8. Заземлення котлів здійснюється штепсельною вилкою із заземлюючим контактом;

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						104
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.4 Технічні рішення по запобіганню електротравматизму при переході напруги на нормально неструмоведучі частини електрообладнання котлів

1) Так як використовується п'ятипровідна трифазна мережа із глухо заземленою нейтраллю (380х220В), то проектом передбачено використання захисного заземлення нормально неструмоведучих частин устаткування, які через ушкодження ізоляції можуть опинитися під напругою й до яких може доторкнутися людина.

Застосування системи захисного заземлення (тип TN-S) виключає можливість ураження персоналу електричним струмом при пробіі на корпус ЕУ однієї з фаз електромережі. Це досягається завдяки швидкому вимиканню ділянки електромережі, на якій виникло замикання фази на корпус, за рахунок використання автоматів максимального струмового захисту. Пробіі на корпус призводить до короткого замикання фази (контур: фаза – корпус споживача – РЕ-провідник – нейтраль – фаза), що гарантує надійне спрацювання автоматів максимального струмового захисту і відключення від ЕУ електромережі.

5.5 Технічні рішення та організаційні заходи з гігієни праці та виробничої санітарії

5.5.1 Забезпечення нормативних параметрів мікроклімату в робочій зоні обслуговуючого персоналу котельної установки

Згідно ДСН 3.3.6.042-99 під забезпеченням нормативних параметрів мікроклімату в робочій зоні виробничих приміщень розуміють клімат їхнього внутрішнього середовища, що визначається в сумарній дії на організм людини температури, вологості і швидкості руху повітря.

У виробничих приміщеннях обслуговуючого персоналу котлів клімат повинен відповідати наступним санітарним нормам:

- температура повітря в теплий період року - не більше 23-25 °С, у холодний – 22-24 °С;
- відносна вологість повітря - 40-60%;
- швидкість руху повітря - 0,1м/с.

У приміщенні роботи виконуються сидячи й не вимагають систематичних фізичних навантажень.

Відповідно до інтенсивності виконуваних рухів людиною, що працює з котельною установкою роботи відносяться до категорії - легка Іб.

Оптимальні (припустимі) параметри мікроклімату для цих умов наведені в таблиці 11.1.

Таблиця 11.1 - Параметри мікроклімату відповідно до ДСН 3.36042-99

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						105
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Період року	Оптимальні			Допустимі		
	$t, ^\circ\text{C}$	$W, \%$	$V, \text{м/с}$	$t, ^\circ\text{C}$	$W, \%$	$V, \text{м/с}$
Теплий	22-24	40-60	0,2	21-28	60 при 27°C	0,3
Холодний	21-23	40-60	0,1	20-24	75	0,2

Для забезпечення необхідних по нормативах параметрів мікроклімату проектом передбачено:

1. Відстань від стіни або іншого предмета, що затримує вільну циркуляцію повітря, до стінок установки становить не менше 1,2 м;

2. Всі тепловиділяючі частини установки ізолювані для забезпечення оптимальних показників мікроклімату (температура зовнішньої поверхні установки не повинна виходити більше ніж на 2°C за межі оптимальних величин температури повітря);

3. Для забезпечення норм установка розміщена: у місцях, що недоступні для попадання на неї прямих сонячних променів і на віддалені від опалювальних приладів;

4. Для створення нормальних умов праці у компресорному відділенні передбачена приточно-витяжна вентиляція, призначена для подачі приточного повітря.

5.6 Виробниче освітлення приміщення холодильної установки

До 80% виробничої інформації робітники одержують органами зору. При недостатньому природному освітленні передбачаються джерела штучного освітлення.

Оскільки котли призначені для експлуатації в закритому приміщенні, у проекті розглядається тільки штучне освітлення.

Штучне освітлення приміщень здійснюється системою загального або комбінованого освітлення. Зорові умови праці при штучному освітленні характеризуються найменшим об'єктом розпізнавання, розрядом і під розрядом зорових робіт, контрастом об'єкту розпізнавання з фоном, системою освітлення. Нормативними показниками штучного освітлення є: величина освітленості, показники засліпленості або дискомфорту, коефіцієнт пульсації освітленості. Освітлення виконано відповідно до вимог ДБН В2.5-28-2006.

В умовах експлуатації холодильної установки повинно бути забезпечене загальне освітлення. Для освітлення необхідно застосовувати газорозрядні лампи з рівномірним розподілом плафонів по стелі приміщення, щоб у будь-якій точці освітленість складала не менше 300 лк.

5.7 Захист від виробничого шуму та вібрацій

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		106

Для забезпечення допустимих параметрів шуму (поліпшення шумового клімату) у приміщенні вбудованого теплового пункту проектом передбачено згідно з:

- застосування віброізолюючих вставок на трубопроводи для насосів з сухим ротором (система підживлювання);
- застосування безшумних насосів з мокрим ротором марки WILO;
- під опори трубопроводів і обладнання при їх кріпленні до будівельних конструкцій передбачені віброізолюючі прокладки - гумові віброізолятори (коврики);

Для усунення та зменшення вібрацій проектом передбачено:

- зменшення до мінімуму допусків між з'єднуючими деталями, збалансування, своєчасні змазки;
- під опори трубопроводів та обладнання при їх кріпленні до будівельних конструкціях передбачено встановлення віброізолюючих прокладок – гумові килимки.

5.8 Пожежна безпека та профілактика

Пожежна безпека забезпечується: системою запобігання пожежі, системою протипожежного захисту, організаційно-технічними заходами.

У приміщенні може виникнути пожежа у випадку порушення ізоляції електропроводів й устаткування при короткому замиканні, при порушенні правил пожежної безпеки, при порушенні правил експлуатації електроустановок. У приміщенні експлуатації знаходяться наступні пожежонебезпечні матеріали: дерев'яні покриття підлог, столи, стільці, шафи й ін., а також складові частини котлів - електро й теплоізоляція котлів. Приміщення згідно з НАПБ Б07-005-86 відноситься за вибухопожежною небезпекою до категорії "В", а робочі зони згідно з НПАОП 40.1-1.32-0 відносяться до класу П-П-а – пожежонебезпечні.

Існує можливість пожежі при короткому замиканні в системі електроживлення. Для усунення можливості запалення, живлення електричною енергією відбувається через щиток, на якому встановлені автоматичні вимикачі системи максимального струмового захисту. При підвищенні струму вище допустимого значення (5А), відбувається відключення ЕУ від загальної мережі електроживлення. Кабелі електропроводки захищені негорючою ізоляцією.

У приміщенні кабельні комунікації мають II ступінь вогнестійкості з межею вогнестійкості 0,75 ч.

Відповідно до діючих вимог, розглянуте приміщення категорії "В" не входить у перелік приміщень, що підлягають устаткуванню автоматичними установками пожежогасіння. Згідно вимог ДСТУ 3675-98, із засобів пожежогасіння в приміщенні необхідна наявність вогнегасника типу ВВ-8 (1 шт.).

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						107
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Основними нормативними документами, що регламентують вимоги щодо безпечного проведення робіт, є:

- «Правила влаштування та безпечної експлуатації парових та водогрійних котлів», ПБ 10-574-03;
- «Правила влаштування та безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води», ПБ 10-573-03;
- "Правила безпеки в газовому господарстві", ПБ 12-368-00;
- СНиП 12-03-01 «Безпека праці у будівництві»;
- СНиП 12-04-01 «Безпека праці у будівництві»;

На підставі цих та інших документів у проекті виконання робіт (ППР) розробляється розділ з безпеки, який є основним документом, що визначає необхідні положення та вимоги охорони праці під час проведення будівельно-монтажних робіт.

Загалом по організації для запобігання травматизму та аварійності розробляються стандарти підприємства (СТП) з безпеки праці на основі СП 12-131-95 та СП 12-132-99.

Заходи з охорони праці повинні бути присутніми у посадових та виробничих інструкціях персоналу організації. Відповідальними за забезпечення охорони праці, як правило, є:

- головний інженер – загалом з організації;
- керівники підрозділів – у структурних підрозділах;
- майстер – у виконанні конкретних робіт і робочих місцях.

Для здійснення координації діяльності підрозділів та посадових осіб з охорони праці в організаціях створюються служби охорони праці, що входять до структури підприємства. Перед допуском до роботи робітники повинні пройти інструктаж з безпеки праці відповідно до ГОСТ 12.0.004-90 та пройти необхідне навчання методам та прийомам безпечного проведення робіт. Допуск до робіт оформляється записом у журналі інструктажу з техніки безпеки, у якому кожен працівник ставить свій підпис на підтвердження отримання необхідного інструктажу.

Працівники організації за затвердженим графіком повинні проходити перевірку знання ними правил охорони праці та техніки безпеки обсягом їх посадових інструкцій. Газонебезпечні роботи повинні проводитися за спеціальними нарядами-допусками та під керівництвом інженерно-технічного працівника.

5.9 Заходи щодо охорони навколишнього середовища

Заходи з охорони навколишнього середовища виконуються відповідно до законів України про надра, землю. Про охорону тваринного світу, атмосферного повітря, пам'яток історії та культури, закон про захист навколишнього природного середовища.

Природовідновлювальні роботи вважаються завершеними, якщо:

- виконано рекультивацію земель;

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						108
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- очищені ділянки, забруднені паливно-мастильними матеріалами, будівельними та побутовими відходами.

Відповідальність за дотримання проектних рішень щодо охорони навколишнього середовища несе будівельна організація, яка здійснює монтаж.

Надані у тимчасове користування земельні ділянки після закінчення будівельно-монтажних робіт мають бути рекультивовані (відновлені).

Тимчасові будівлі та споруди (зварювальні майданчики, пересувні вагончики тощо), необхідні для облаштування, слід розміщувати на землях несільськогосподарського призначення.

Приведення земельних ділянок у придатний стан проводиться у ході робіт, а за неможливості цього – протягом року після завершення робіт, виключаючи період промерзання ґрунту. У разі провалів, просадок, зсувів, розвитку процесів, що погіршують стан ґрунтів (заболочування, засолення) з вини підприємств, організацій, які виконують роботи з технічної рекультивації, усунення недоліків здійснюється силами та за рахунок коштів підприємств, організацій та установ, що займають земельні ділянки.

5.10 Охорона праці та техніка безпеки під час виконання робіт

Усі роботи при реконструкції котельні повинні виконуватися відповідно до ППР та вимог інструкцій з ТБ для видів робіт, передбачених ППР, оскільки недотримання їх призводить до аварій та виробничого травматизму.

5.10.1. Вимоги щодо техніки безпеки, обов'язкові для робітників усіх професій

До робіт з реконструкції котельні допускаються особи не молодші 18 років, які пройшли медичний огляд та визнані придатними до виконання робіт. До призначення на самостійну роботу, робітники зобов'язані пройти навчання безпечним методам та прийомам виконання робіт та скласти іспит у встановленому порядку, після чого їм видається відповідне посвідчення.

Знов вступники на роботу допускаються до виконання своїх обов'язків тільки після вступного інструктажу з охорони праці та інструктажу з техніки безпеки безпосередньо на робочому місці.

Перед початком робіт необхідно оглянути своє робоче місце та переконатися, що умови праці відповідають вимогам техніки безпеки.

Під час роботи слід користуватися захисним спецодягом, спецвзуттям, захисною каскою, а також, за потреби, засобами індивідуального захисту відповідно до виконуваної роботи.

Механізми, обладнання, інвентар, інструменти та пристрої повинні відповідати характеру виконуваної роботи і перебувати у справному стані.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						109
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Робітник зобов'язаний виконувати лише ту роботу, яка йому доручена. Забороняється розпочинати нові роботи без дозволу майстра. Сторонніх осіб на монтажному майданчику не повинно бути. Куріння дозволяється лише у спеціально відведених місцях. Категорично забороняється допускати до роботи осіб у нетверезому стані.

5.10.2. Техніка безпеки під час монтажу систем газопостачання

При монтажі газопроводу слід виконувати такі вимоги:

- дозволяється користуватися лише справним інструментом;
- рукоятки кувалд повинні бути гладко оброблені та розклинені металевими клинами, а рукоятки лопат закріплені шурупами;
- слюсарний молоток повинен мати трохи опуклу поверхню бойка, бути без наклепів, вибоїн і тріщин, зубила не повинні мати збитих головок;
- ножівки, викрутки, напилки повинні бути міцно закріплені на ручках, забезпечених металевими кільцями;
- ключі повинні відповідати розмірам гайок та болтів;
- забороняється відвертати та загортати гайки та болти шляхом подовження рукояток гайкових ключів другим ключем або відрізком труби, а також застосовувати прокладки між гранями гайки та ключа;
- роботу з пневмоінструментом має право виконувати навчений персонал, що має посвідчення. Перед роботою із пневмоінструментом слід перевірити його справність.

5.10.3. Техніка безпеки під час ізоляційних робіт

Робочі, зайняті очищенням труб металевими щітками, повинні працювати у захисних окулярах. Готова гаряча мастика і ґрунтовка доставляються в спеціально обладнаних ємностях з кришками, що щільно закриваються.

Розігрів бітумних мастик допускається тільки на відведених для цієї мети спланованих майданчиках, віддалених від дерев'яних будівель не менше ніж на 50 м, а від траншеї – не менше ніж на 15 м.

Котли для розігріву мастик допускається заповнювати лише на 3/4. Біля котла має бути комплект протипожежних засобів: пінні вогнегасники, лопати та сухий пісок. У разі загоряння бітумної мастики, користуватися водою при гасінні забороняється, щоб уникнути утворення пари, що сприяє викиду суміші та посиленню полум'я.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						110
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Нимич Г.В. Современные системы вентиляции и кондиционирования воздуха / Г.В.Нимич, В.А.Михайлов, Е.С.Бондарь. – ТОВ «Видавничий будинок Авваност Прим», 2003. – 626 с.
2. ДБН В.2.5-67:2013 Опалення, вентиляція та кондиціонування. – Чинний від 01-01-2014. – Київ: Мінрегіон України, 2013. – 140 с.
3. Боженко М.Ф. Системи опалення, вентиляції і кондиціонування повітря будівель : навч. посіб. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2019. 380 с. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/30248> (дата звернення: 22.05.2023).
4. Отопление и вентиляция жилых и гражданских зданий : Проектирование: Справочник / Г.В.Русланов, М.Я.Розкин, Э.Л.Ямпольский. – К.: Будівельник, 1983. – 272 с.
5. 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. – 123 с.
6. ДБН В.2.2-24:2009 Будинки і споруди. Проектування висотних житлових і громадських будинків. – Чинний від 2009-09-01. – Київ: Мінрегіон України, 2009. – 105 с.
7. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. – Чинний від 01-03-2019. – Київ: Мінрегіон України, 2018. – 132 с.
8. ДБН В.2.2-28:2010 Будинки і споруди. Будинки адміністративного та побутового призначення. – Чинний від 10.02.2011. – Київ: Мінрегіонбуд України, 2011. – 27 с.
9. Каталог фірми CLIVET. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://clivet.in.ua/> (24.05.2023).
10. Боженко М.Ф. Энергозбереження в теплопостачанні : навч. посіб./ М.Ф.Боженко, В.П.Сало. - Київ. : НТУУ «КПІ», 2008. – 268 с.
11. Краснощеков Е.А. Задачник по теплопередаче: Учеб. пособие для вузов / Е.А.Краснощеков и А.С.Сукомел. - 4-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1980. – 288 с.
12. Ананьев В. А. Системы вентиляции и кондиционирования Теория и практика / В. А. Ананьев, А. Н. Балугев, В. П. Мурашко. – Москва: Евроклимат, 2008. – 504 с.
13. Каталог насосів фірми WILO. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [WILO | Prom-nasos.com.ua](http://WILO-Prom-nasos.com.ua) | 1 (24.05.2023).
14. ДСТУ Б В.2.5-82:2016 Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. – Чинні від 2017-04-01. – Київ: Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України, 2016. – 156 с.
15. ДСТУ ІЕС 61140:2015 Захист проти ураження електричним струмом. Загальні аспекти щодо установок та обладнання. – Чинні від 2016-01-01. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2016. – 31 с.
16. ДСНЗ.3.6.042-99 Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. – Чинні від 1999-12-01. – Київ: Міністерство охорони здоров'я, 1999. – 9 с.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		111

17. ДСТУ Б В.1.1-36:2016 Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою. – Чинні від 2017-02-01. – Київ: Мінрегіон України, 2016. – 27 с.
18. НПАОП 40.1-1.32-01 Правила улаштування електроустановок споживачів. – Чинні від 2001-06-21. – Київ: Міністерство труда и социальной политики Украины, 2001. – 74 с.
19. ДБН В.2.5-56-2014 Системи протипожежного захисту. – Чинні від 2015-07-01. – Київ: Мінрегіон України, 2015. – 125 с.
20. ДБН 1.1-7-2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. – Чинні від 2017-06-01. – Київ: Міністерство регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України, 2017. – 35 с.
21. ДСТУ 3675-98 Пожежна техніка. Вогнегасники переносні. Загальні технічні вимоги та методи випробувань. – Чинні від 1999-01-01. – Київ: УкрНДІПБ, 1999. – 58 с.

					ДП ТП 91 2603 002 ТМК - 2023	Арк.
						112
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		