

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

Факультет: Інженерних систем та екології

Випускова кафедра: Теплотехніки

Освітній ступінь: Магістра

Спеціальність 192 «Будівництво та цивільна інженерія»

Освітня програма: «Теплогазопостачання та вентиляція»

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Декан факультету

Приймак О.В.

„\_\_\_” \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**З А В Д А Н Н Я**

**ДО ВИКОНАННЯ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА  
ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

Борисенко Наталія Василівна

1. Тема роботи: «Газопостачання населеного пункту з птахофабрикою»  
затверджена наказом ректора КНУБА № 2494/2 від 28.11.2024 року
2. Керівник роботи Гламаздін Павло Михайлович доцент
3. Строк подання здобувачем роботи до захисту: 02.12.24
4. Зміст пояснювальної записки за розділами:
  - Р. 1.Вихідні дані;
  - Р. 2.Газопостачання села;
  - Р. 3.Газопостачання птахоферми;
  - Р. 4.Котельня;
  - Р. 5.Автоматика;
  - Р. 6.Організація будівельно-монтажних робіт;
  - Р. 7.Економічна частина;
  - Р. 8.Охорона праці;
  - Р. 9.Використана література;
- 5.Графічний матеріал за розділами
  - Р. 1.Генплан;

- Р. 2. Схема гідравлічного розрахунку системи газопостачання села;  
 Р. 3. Генеральна схема газопостачання птахофабрики;  
 Р. 4. Газопостачання пташників;  
 Р. 5. Схема газопроводів котельні;  
 Р. 6. Теплова схема котельні;  
 Р. 7. Схема газопостачання котельні;  
 Р. 8. Газопроводи котельні;  
 Р. 9. Схема газопроводів котельні;  
 Р. 10. Газопостачання мінікотельні для учбового закладу;  
 Р. 11. Схема автоматики котла принципова;  
 Р. 12. Організація будівельно-монтажних робіт;  
 Календарний план виконання роботи:

Види робіт та їх зміст	Дата виконання
Розділ 1. Вихідні дані	07.08.24
Розділ 2. Газопостачання села	15.08.24
Розділ 3. Газопостачання птахоферми	25.08.24
Розділ 4. Котельня	18.09.24
Розділ 5. Автоматика	28.09.24
Розділ 6. Організація будівельно-монтажних робіт	19.10.24
Розділ 7. Економічна частина	30.10.24
Розділ 8. Охорона праці	15.11.24
Остаточне оформлення роботи	28.11.24
Направлення роботи для перевірки на плагіат	02.12.24
Попередній захист роботи на випусковій кафедрі	02.12.24
Направлення роботи на рецензування	02.12.24

Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Перевірів	
		дата	підпис

Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

Зав. кафедри	_____	<u>Кириченко М.А.</u>
	(підпис)	(прізвище, ініціали)
Керівник	_____	<u>Гламаздін П.М.</u>
	(підпис)	(прізвище, ініціали)
Здобувач	_____	<u>Борисенко Н.В.</u>
	(підпис)	(прізвище, ініціали)

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

Інженерних систем та екології  
Теплотехніки

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА  
ДО КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

на тему:

«Газопостачання населеного пункту з птахофабрикою»

Борисенко Наталія Василівна

Київ 2024 р.

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

Інженерних систем та екології

Теплотехніки

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Кириченко М.А.

„\_\_\_” \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА  
ДО КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ  
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА**

«Газопостачання населеного пункту з птахофабрикою»

Виконав Борисенко Наталія Василівна

192 «Будівництво та цивільна інженерія»

«Теплогазопостачання та вентиляція»

Група зТВм-23

Керівник Гламаздін П.М. доцент

*Ідентичність підтверджую*

Київ 2024 р.

## ЗМІСТ

1. Вихідні дані
  2. Газопостачання села
  3. Газопостачання птахоферми
  4. Котельня
  5. Автоматика
  6. Організація будівельно-монтажних робіт
  7. Економічна частина
  8. Охорона праці
- Перелік посилань

## 1. Вихідні дані

Проект газопостачання населеного пункту в Черкаській області розроблено на основі наступних вихідних даних та вимог діючих нормативних документів:

- ДБН В.2.5-77:2014 "Котельні";
- ДБН В.2.5-20-2001 " Газопостачання ";
- ДБН В.2.5.-39:2013 "Теплові мережі";
- ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 "Будівельна кліматологія";
- ДСТУ Б В.2.6-145:2010 Защита бетонных и железобетонных конструкций от коррозии;
- ДБН В.2.5-64:2012 «Внутрішній водопровід та каналізація»;
- ДБН А.3.1-5-2009 «Організація будівельного виробництва»;
- ДБН 3.1.5-96 „Організація будівельного виробництва”;
- “Правила безпеки систем газопостачання України”, 1998 р.;
- “Правила подавання та використання природного газу в народному господарстві”;
- ДНАОП 0.00-1.26-96 "Правила будови і безпечної експлуатації парових та водогрійних котлів з тиском пари не більше 0,07 МПа, водогрійних котлів і водопідігрівачів з температурою нагріву води не вище 115°С";
- НД 00.00.000-2005 "Правила експлуатації теплових установок та мереж";
- "Система стандартів безпеки труда. Основные положения".

## 2. ГАЗОПОСТАЧАННЯ СЕЛА

### 2.1. Розрахунок витрати газу споживачами

#### 2.1.1. Розрахунок чисельності населення

В даному проекті кількість жителів не задана, отже її можна визначити за показниками містобудівельних норм в залежності від характеристик житла і площі забудови за формулою:

$$N = F_{\text{ж}}/f \cdot 10^3, \text{ люд. ,}$$

де  $F_{\text{ж}}$  – загальна площа житлових будинків в районі, тис. м<sup>2</sup>

$$F_{\text{ж}} = F_3 \cdot B \cdot 10^{-3}, \text{ тис. м}^2$$

$F_3$  – площа забудови в районі, га;

$B$  – щільність житлового фонду, м<sup>2</sup>/га;

$f$  – норма забезпеченості загальною площею, м<sup>2</sup>/люд.

Результати розрахунків зводимо до таблиці 1.

Таблиця 1

Чисельність жителів

Район	Площа житлової забудови, $F_3$ , га	Густина житлового фонду, $B$ , м <sup>2</sup> /га	Норма забезпеченості загальною площею, $f$ , м <sup>2</sup> /люд	Загальна площа житл. будинків, $F_{\text{ж}}$ , тис. м <sup>2</sup>	Кількість жителів, $N$ , люд.
1	2	3	4	5	6
1	271,2	3300	18	895	49722
2	503,7	6600	21	3324	158286
Всього	774,9	-	-	4219	208008

#### 2.1.2. Розрахунок річної витрати газу.

Річна витрата газу на комунально-побутові потреби населення визначається за формулою:

$$V_{\text{р}^{\text{к-п}}} = N \cdot S \cdot \chi \cdot q_{\text{н}} / Q_{\text{р}^{\text{н}}} \cdot 10^{-6}, \text{ млн. м}^3/\text{рік},$$

де  $N$  – чисельність населення, люд;

$S$  – розрахункова кількість комунальних послуг населенню, які забезпечуються газопостачанням;

$\chi$  – ступінь забезпечення газопостачанням комунально-побутових потреб;

$q_n$  – норма витрати теплоти на даний вид комунальних послуг, МДж;

$Q_p^H$  – нижча теплота згорання природного газу, МДж/м<sup>3</sup>.

Розрахунок річної витрати газу виконано виходячи з таких припущень:

Природний газ витрачається населенням на приготування їжі та гарячої води на газових плитах –  $q_1 = 4600$  МДж/чол.рік.

### 2.1.3. Розрахунок годинної витрати газу.

Годинну витрату газу визначають як частку річної за формулою:

$$V_{г}^{ж-п} = V_{р}^{ж-п} \cdot k_{max}^h \cdot 10^6, \text{ м}^3/\text{год},$$

де  $V_{г}^{ж-п}$  – річна витрата газу споживачем, млн.м<sup>3</sup>/рік;

$k_{max}^h$  – коефіцієнт годинного максимуму, 1/год.

Годинну витрату газу визначають окремо для “невеликих” споживачів (так зване рівномірно розподілене навантаження на мережі низького тиску) і для “великих” підприємств (зосереджених споживачів газу на мережах низького або середнього (високого) тиску).

Сумарна витрата газу населеним пунктом складає  $V = 3997 + 8476 = 12473$  м<sup>3</sup>/год.

### 2.1.4. Визначення витрат газу на потреби промислових підприємств.

Кількість газу, спожитого промисловими підприємствами, знаходиться на основі теплотехнічних характеристик встановленого обладнання, яке забезпечує технологічні процеси і опалювально-вентиляційні потреби.

Годинну витрату газу визначають окремо для кожного з промислових підприємств за формулою:

$$V_{г}^{пн} = Q_{\Sigma} \cdot 3600 / (Q_p^H \cdot \eta), \text{ м}^3/\text{год},$$

де  $Q_{\Sigma}$  – сумарна теплова потужність газовикористовуючого обладнання, МВт;

$\eta$  – середній для підприємства ККД обладнання.

Річну витрату газу визначають на основі даних про годинне споживання газу з урахуванням коефіцієнту годинного максимуму витрати газу для даної галузі промисловості за формулою:

$$V_p^{пп} = V_r^{пп} \cdot 10^{-6} / K_{\max}, \text{ млн.м}^3/\text{рік},$$

де  $K_{\max}$  – коефіцієнт годинного максимуму витрати газу в цілому для підприємства.

## 2.2 Визначення кількості сітьових газорегуляторних пунктів.

Кількість сітьових ГРП визначається окремо для кожного з районів населеного пункту. Оптимальну їх кількість знаходять за формулою:

$$n_o = V_{pp} / V_{opt}, \text{ шт.},$$

де  $V_{pp}$  – рівномірно розподілене навантаження району, який обслуговується гідравлічно зв'язаною мережею газопроводів низького тиску,  $\text{м}^3/\text{год}$ ;

$V_{opt}$  – оптимальне навантаження на один ГРП,  $\text{м}^3/\text{год}$ , яке визначається за формулою:

$$V_{opt} = m \cdot e \cdot R_{opt}^2 / 5000, \text{ м}^3/\text{год},$$

де  $m$  – густина населення в районі,  $\text{люд}/\text{га}$ :

$$m = N / F_3,$$

тут  $N$  – кількість жителів в районі,  $\text{люд.}$ ;

$F_3$  – площа житлової забудови,  $\text{га}$ ;

$e$  – питоме навантаження мережі газопроводів низького тиску:

$$e = V_{pp} / N, \text{ м}^3/(\text{год. люд});$$

$R_{opt}$  – оптимальний радіус дії ГРП:

$$R_{opt} = 6,5 \cdot C^{0,388} \cdot (0,1 \cdot \Delta P)^{0,081} / [\varphi^{0,245} \cdot (m \cdot e)^{0,143}], \text{ м},$$

де  $\Delta P$  – розрахунковий перепад тиску у вуличних газопроводах низького тиску,  $\Delta P = 1200 \text{ Па}$ ;

$C$  – вартість будівництва ГРП,  $C = 15000 \text{ грн.}$ ;

$\varphi$  – коефіцієнт густини мереж низького тиску,  $\text{м}/\text{м}^2$ :

$$\varphi = 0,0075 + 0,003m/100.$$

Обчислену кількість ГРП округлюють до цілого значення з наступним уточненням дійсного навантаження на один пункт.

Результати розрахунків зведені в таблицю 2.

Таблиця 2

Визначення оптимальної кількості ГРП

Рівномірно розподілене навантаження, $V_{pp}$ , м <sup>3</sup> /год.	Кількість жителів, N, люд.	Площа забудови, $F_z$ , га.	Оптимальний радіус дії ГРП, $R_{opt}$ , м.	Оптимальна витрата газу $V_{opt}$ , м <sup>3</sup> /год.	Кількість ГРП, $n_o$ , шт.	Витрата газу на 1 ГРП, м <sup>3</sup> /год.
16751	29040	158,4	594,6	7480	3	5584
789	17914	76	805,6	1346	1	789

**2.2. Гідравлічний розрахунок зовнішніх газопроводів.**

**2.2.1 Гідравлічний розрахунок газопроводів високого тиску.**

Гідравлічний режим роботи газопроводів призначають, виходячи з умов максимального використання розрахункового перепаду тиску.

Максимальні перепади тиску в мережах газопроводів високого та середнього тисків визначають за умов надійності роботи систем автоматики:

$$\Delta P_{max} = K_p \cdot P_1, \text{ кПа,}$$

де  $K_p$  – коефіцієнт використання перепаду тиску ( $K_p = 0,4$ );

$P_1$  – абсолютний тиск газу на виході із джерела газопостачання, кПа.

Отже максимальний перепад в мережах високого тиску другої категорії може сягати  $\Delta P_{max} = 0,4 \cdot 700 = 280$  кПа. Таким чином, мінімальний тиск газу в мережі газопроводів високого тиску другої категорії може бути  $P_{min} = 700 - 280 = 420$  кПа.

Розрахунок розподільчих мереж виконуємо в такій послідовності:

1. Креслимо розрахункову схему газопроводів, на яку наносимо джерела газопостачання, зосереджених споживачів і сітьові ГРП, вказуємо шифри споживачів та їх розрахункові витрати газу.

2. Розбиваємо схему на розрахункові ділянки. Для цього нумеруємо в довільному порядку точки (вузли) з'єднання газопроводів.

3. Для кожної ділянки визначаємо геометричну довжину і розрахункову витрату газу. Витрати газу визначаються спочатку для відгалужень до кожного споживача. На магістральних ділянках мережі витрати газу визначають послідовним додаванням витрат газу на ділянках, які від неї живляться.

4. Обчислюють розрахункові довжини ділянок (такі, що враховують втрати тиску за рахунок гідравлічного тертя і втрати тиску на місцевих опорах). В загальному випадку цю величину визначають за формулою  $l_p = l_r + l_e \cdot \Sigma \xi$ , де  $l_r$  – геометрична довжина ділянки, м;  $l_e$  – еквівалентна довжина ділянки (така умовна довжина, втрати тиску на якій еквівалентні втратам тиску на місцевому опорі з  $\xi = 1$ );  $\Sigma \xi$  – сума коефіцієнтів місцевих опорів на ділянці. Для зовнішніх газопроводів розрахункову довжину можна визначати за формулою  $l_p = \alpha l_r = 1,1 \cdot l_r$ , де  $\alpha$  – коефіцієнт надбавок на втрати тиску в місцевих опорах ( $\alpha = 1,1$ ).

5. Для всіх ділянок визначаємо питому різницю квадратів тиску газу:

$$A = (P_n^2 - P_k^2) / \Sigma l_{pi}, \text{ кПа}^2/\text{м}$$

де  $P_n$  – абсолютний тиск газу в точці живлення, кПа;

$P_k$  – абсолютний тиск газу в найбільш віддаленій від джерела точці, кПа;

$\Sigma l_{pi}$  – сума розрахункових довжин ділянок, які входять до складу ланцюга, м.

6. Для кожної ділянки знаходять розрахункову різницю квадратів тисків на її початку та в кінці:

$$P_{ni} - P_{ki} = A l_{pi} = \Delta p^2.$$

7. Орієнтуючись на різницю квадратів тисків  $\Delta p^2$  за номограмою підбираємо діаметр газопроводу.

8. Дійсний тиск газу в кінці ділянки визначаємо за формулою:

$$P_k = (P_n^2 - \Delta_d^2)^{1/2}, \text{ кПа.}$$

Отриманий тиск газу в кінці даної ділянки є початковим для наступної.

Результати гідравлічного розрахунку зводимо в таблицю 3.

Після цього на кресленні вказуємо діаметри трубопроводів, а також величини тисків у вузлових точках.

Таблиця 3

## Гідравлічний розрахунок газопроводів високого тиску

№ п.п.	Ділянки		Витрата $V_p$ , м <sup>3</sup> /год	$l_p$ , м	$A \cdot l$ , кПа	$d \times S$ , мм	$\Delta d^2$ , кПа	Тиск газу, кПа	
	Поч	Кін						$P_n$	$P_k$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10-11									
1	1	2	29799	275	19899	273x7	32000	700	676,8
2	2	3	28392	594	42982	273x7	67000	676,8	625,3
3	3	4	13266	187	13531	219x6	14000	625,3	614
4	4	5	7458	814	58901	159x4.5	125000	614	502
5	5	6	7369	352	25471	159x4.5	45000	502	455
6	6	7	1785	858	62085	159x4.5	10000	455	453,9
7	7	8	1074	176	12735	89x3	12000	453,9	440,5
8	8	9	936	176	12735	89x3	9000	440,5	430,1
9	9	10	68	209	15123	89x3	50	430,1	430
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	10	11	136	693	50145	89x3	1300	430	428,5
$\Sigma$ 4334 $A_1 = 72,36$ кПа <sup>2</sup> /м									
Півкільце 3-12-13-14-15-16-17-10									
11	3	12	15126	204	16128	219x6	16000	625,3	612,4
12	12	13	14998	616	48701	219x6	50000	612,4	570,1
13	13	14	13137	176	13915	219x6	12000	570,1	559,5
14	14	15	7532	913	72182	159x4.5	135000	559,5	421,9
15	15	16	351	319	25220	89x3	1000	421,9	420,7
16	16	17	124	132	10436	89x3	160	420,7	420,5
17	17	10	68	242	19133	89x3	70	420,5	420,4
$\Sigma$ 2602 $A_2 = 79,06$ кПа <sup>2</sup> /м									
Відгалуження 7-18									
18	7	18	711	473	29625	70x3	33900	453,9	420
Відгалуження 16-19									
19	13	19	1861	396	148614	76x3	15000	570,1	420

Тиск газу у найбільш віддаленого від ГРС споживача становить 428,5 кПа. Запас тиску складає:

$$\varepsilon_1 = (428,5 - 420) / 420 \cdot 100\% = 2\%$$

В результаті гідравлічного розрахунку півкільця 3-12-13-...-17-10 тиск газу у точці 10 дорівнює 420,4 кПа, а нев'язка тисків в цій точці становить:

$$\varepsilon_2 = (430 - 420,4) / 420,4 \cdot 100\% = 2,3\% < 10\%$$

## 2.2.2 Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску.

Живлення газопроводів низького тиску відбувається від сітьових ГРП. Згідно вимог сумарна втрата тиску від ГРП до найбільш віддаленого газового приладу не повинна перевищувати 1800 Па, в т.ч. у вуличних і внутрішньо-квартирних газопроводах – 1200 Па, а у дворових і внутрішніх – 600 Па. Манометричний тиск у газопроводі після ГРП приймається 3000 Па. Суттєвою відмінністю методики гідравлічного розрахунку газопроводів низького тиску є те, що їх мережі відображаються схемами з рівномірно розподіленим навантаженням по довжині трубопроводу, а не зосередженим у вузлах (як в трубопроводах високого тиску). Це пояснюється значною кількістю споживачів газу низького тиску, точки підключення яких до мереж у даному наразі не відомі.

Розрахунок ведеться у такій послідовності:

1. Креслять розрахункову схему, нумерують вузлові точки і визначають шляхові витрати газу на ділянках мережі, яка обслуговується ГРП:

$$V_{ш} = I_{пр} \cdot V_{рр} / \Sigma I_{пр} ,$$

де  $V_{рр}$  – розподілене по мережі навантаження дрібних споживачів газу низького тиску (житлові будинки, дрібні підприємства побутового обслуговування, заклади громадського харчування тощо);

$I_{пр}$  – приведена довжина і-тої ділянки, м. Це умовна величина, за допомогою якої дещо корегується прийнята раніше умова рівномірного розподілу навантаження (щільність газоспоживання) вздовж довжини ділянок.

$$L_{пр} = l_r \cdot K_n \cdot K_z ,$$

де  $l_r$  – геометрична довжина і-тої ділянки;

$K_n$  – коефіцієнт поверховості, який враховує наявність будинків з різною кількістю поверхів вздовж траси газопроводу. Оскільки в даному

проекті населений пункт розбитий на райони однакової поверховості, то  $K_n = 1$ .

$K_3$  – коефіцієнт забудови, який враховує густину житлової забудови вздовж траси газопроводу (при двосторонній забудові  $K_3 = 1$ ; при односторонній  $K_3 = 0,5$ ; на ділянці підключення ГРП до вуличної мережі, а також для транзитних ділянок  $K_3 = 0$ )

2. Визначають вузлові витрати газу за формулою:

$$V_p = 0,5V_{ш} + V_{тр}$$

3. Намічають напрямок руху газу в мережі. При цьому намагаються, щоб у кожний вузол мережі газ надходив найкоротшим шляхом від джерела.

4. Визначають розрахункові годинні витрати газу на ділянках, використовуючи перший закон Кірхгофа –  $\sum V_i = 0$ , який стосовно газових мереж можна сформулювати таким чином: *кількість газу, яка відбирається у вузлі, з урахуванням вузлової витрати  $V_e$ , повинна забезпечуватись рівною кількістю газу, що надходить в даний вузол.* Мінімальне значення розрахункової витрати газу на ділянці повинно бути не менше половини шляхової витрати:

$$V_p \geq 0,5V_{ш}, \text{ м}^3/\text{год.}$$

Для забезпечення економічності системи необхідно виділити головні магістралі, тобто такі гідравлічні ланцюги, по яким буде транспортуватися більша частина транзитної витрати газу. Визначення розрахункових витрат газу починається з найбільш віддалених від ГРП вузлів, записуючи для кожного з них перший закон Кірхгофа.

5. Визначають питому втрату тиску на тертя для вибраної головної магістралі:

$$R_k = \Delta P_{p.k.} / \sum l_{пр}, \text{ Па/м,}$$

де  $\sum l_{пр}$  – сума розрахункових довжин ділянок, що входять до складу магістралі;

$\Delta P_{p.k.}$  – розрахунковий перепад тиску на ділянках газопроводу, які входять до складу гідравлічного ланцюга. Якщо це головна магістраль, то

$\Delta P_{p.k.} = 1200$  Па. Для інших ланцюгів ця величина обчислюється за результатами попередніх розрахунків.

$$\Delta P_{p.k.} = P_{п.д.} - P_{к.д.}$$

6. Згідно з розрахунковою витратою газу на ділянці і величиною  $\Delta P_{p.k.}$  за номограмою знаходимо діаметр ділянки газопроводу головної магістралі ( $d_{min} = 50$  мм), уточнюємо для прийнятого значення діаметру труби питому втрату тиску на тертя  $R_{i.д.}$  і визначаємо дійсну втрату тиску на ділянці  $\Delta P_{i.д.}$ .

$$\Delta P_{i.д.} = R_{i.д.} \cdot l_{p.i.}, \text{ Па.}$$

При виборі діаметрів мережі необхідно дотримуватись поступового зменшення їх перерізів від джерела до розрахункової точки. Після гідравлічного розрахунку головної магістралі переходять до розрахунку інших ділянок мережі.

7. Результати гідравлічного розрахунку зводимо до таблиці 4.

Сумарна втрата тиску на головній магістралі не повинна перевищувати 1200 Па. Нев'язка втрат тисків в точках зустрічі потоків не повинна бути більше 10%.

8. При ув'язці відгалужень знаходять наявний перепад тиску для вузлової точки, від якої бере початок відгалуження, як суму втрат тиску газу від найбільш віддаленого вузла до даної вузлової точки, а потім – питому втрату тиску на тертя для цього відгалуження.

В проекті розглянуто частину мережі. Навантаження на один мережний ГРП в цьому районі згідно виконаних раніше розрахунків становить  $V_{грп} = 5584$  м<sup>3</sup>/год. Для прийнятого числа ГРП в районі ( $N = 3$ ) в середньому один ГРП обслуговує житлові будинки на площі:

$$F_{грп} = F_з / N = 158,4 / 3 = 52,8 \text{ га.}$$

У відповідності із завданням необхідно розрахувати газопроводи низького тиску для ГРП-2 (умовна площа забудови  $F_y = 13,7$  га). Отже виникає необхідність скорегувати навантаження на ГРП:

$$V_p = V_{грп} \cdot F_y / F_{грп} = 5584 \cdot 13,7 / 52,8 = 1449 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Таблиця 4

## Шляхові витрати газу

№ п.п.	Ділянка		Геометрична довжина $l_r$ , м	$K_n$	$K_z$	Приведена довжина $l_{пр}$ , м	Шляхова витрата газу $V_{ш}$ , м <sup>3</sup> /год
	Поч.	Кін.					
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	5	100	1	1	100	85,2
2	2	6	100	1	1	100	85,2
3	3	7	100	1	1	100	85,2
4	4	5	80	1	1	80	68,2
5	5	6	80	1	1	80	68,2
6	6	7	80	1	1	80	68,2
7	7	8	80	1	1	80	68,2
8	8	9	30	1	1	30	25,6
9	5	12	100	1	1	100	85,2
10	6	14	100	1	1	100	85,2
11	7	15	100	1	1	100	85,2
12	8	16	100	1	1	100	85,2
13	11	12	80	1	1	80	68,2
14	12	13	40	1	1	40	34,1
15	10	13	60	1	0	0	0
16	13	14	40	1	1	40	34,1
17	14	15	80	1	1	80	68,2
18	15	16	80	1	1	80	68,2
19	16	17	60	1	0,5	30	25,6
20	12	18	100	1	1	100	85,2
21	14	19	100	1	1	100	85,2
22	15	20	100	1	1	100	85,2
$\Sigma$ 1700						$\Sigma$ 1449	

В результаті розрахунку сума шляхових витрат газу по всіх ділянках мережі складає  $\Sigma V_{ш} = 1449$  м<sup>3</sup>/год, тобто дорівнює навантаженню на ГРП.

Після цього знаходимо вузлові витрати (їх сума також повинна дорівнювати навантаженню на ГРП), а потім і розрахункові. Подальший гідравлічний розрахунок мережі низького тиску зводимо в таблицю 5.

## Гідралічний розрахунок газопроводів низького тиску

Ділянка		Витрата газу $V_p$ , м <sup>3</sup> /год	Розрах. довжина $l_p$ , м	Діаметр, мм		Втрата тиску		Тиск газу, Па	
Поч.	Кін.			$d_y$	$d_s \times S$	Питома , Па/м	Загальна , Па	На початку	В кінці
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Головна магістраль 10-13-14-15-16-8-9									
10	13	1149	66	250	273x7	1,2	79	3000	2921
13	14	836,74	44	200	219x6	1,8	79	2921	2842
14	15	489,28	88	150	159x4	3,5	308	2842	2534
15	16	159,13	88	100	108x4	2,8	246	2534	2288
16	8	56,83	110	70	76x3	3	330	2288	1958
8	9	12,8	33	40	48x3,5	1,8	59	1958	1899
$\Sigma$ 429 м, $R_1 = (3000 - 1800)/429 = 2,8$ Па/м									
Магістраль 13-12-5-6-7-8									
13	12	577,96	44	200	219x6	1,3	57	2921	2864
12	5	364,91	110	125	140x4,5	3,2	352	2864	2512
5	6	134,81	88	100	108x4	2	176	2512	2336
6	7	107,32	88	80	89x3	3	264	2336	2072
7	8	45,47	88	70	76x3	1,6	141	2072	1931
$\Sigma$ 418 м, $R_2 = (2921 - 1958)/418 = 2,3$ Па/м									
Ділянки									
14	6	168,51	110	80	89x3	5	550	2842	2292
15	7	134,15	110	80	89x3	4	440	2534	2094
5	1	42,6	110	50	57x3	6	660	2512	1852
6	2	42,6	110	50	57x3	6	660	2336	1776
7	3	42,6	110	70	76x3	1,4	154	2072	1918
5	4	34,1	88	50	57x3	5	440	2512	2072
12	11	34,1	88	40	48x3,5	14	1232	2864	1732
12	18	42,6	110	50	57x3	6	660	2864	2204
14	19	42,6	110	50	57x3	6	660	2842	2182
15	20	42,6	110	50	57x3	6	660	2534	1874
16	17	12,8	66	32	48x3,5	5	330	2288	1958

За даними таблиці визначаємо дійсні нев'язки тиску газу в точках зустрічі потоків та середнє значення тиску в цих точках.

$$\epsilon_8 = (1958 - 1931)/1958 \cdot 100\% = 1,4\%;$$

$$P_{8 \text{ сер.}} = 1945 \text{ Па};$$

$$\epsilon_7 = (2094 - 2072)/2094 \cdot 100\% = 1,1\%;$$

$$P_{7 \text{ сер.}} = 2083 \text{ Па};$$

$$\epsilon_6 = (2336 - 2294)/2336 \cdot 100\% = 1,9\%;$$

$$P_{6 \text{ сер.}} = 2315 \text{ Па}.$$

### 3. ГАЗОПОСТАЧАННЯ ПТАХОФЕРМИ

#### 3.1. Загальні дані

Нижча теплотворна спроможність газу – 7950ккал/нм<sup>3</sup>. Питома вага газу –0.673кг/м<sup>3</sup>.

Для опалювання приміщень пташників передбачена установка генераторів гарячого повітря Jet Master GP95 VCU. Генератор обладнаний газовим пальником з номінальним тиском газу 1.4 кПа та автоматикою, що забезпечує зупинку генератора при виникненні аварійних ситуацій.

Монтаж генераторів гарячого повітря Jet Master GP95 VCU необхідно виконувати згідно паспорта заводу-виробника.

Для обслуговування газових приладів допускаються особи, які пройшли навчання та мають допуск відповідного зразка.

Вентиляція пташників передбачена припливно-витяжна з механічним та природним спонуканням.

Надземний газопровід, що прокладається по зовнішніх стінах будинків та надземно на опорах прокладається із труб сталевих електрозварних по ГОСТ 10704-91 із сталі покращеної якості групи В по ГОСТ 1050-88, внутрішні газопроводи запроектовані із труб сталевих водогазопровідних по ГОСТ 3262-75 із сталі звичайної якості групи В по ГОСТ 380-88.

Кріплення газопроводів до стін передбачається на кронштейнах згідно серії 5.905-8.

Зварювання труб слід передбачати дугове (ручне або автоматичне), газове.

Типи, конструктивні елементи та розміри зварних з'єднань сталевих газопроводів повинні відповідати вимогам ГОСТ 16037-80 та ДБН В. 2.5-20-2001.

Зовнішній газопровід, що прокладається по стіні будинку або надземно на опорах пофарбувати двома шарами масляної фарби або емалі для

зовнішніх робіт по двом шарам ґрунтовки, внутрішній – двома шарами масляної фарби або емалі.

При перетині зовнішніх стін газопровід прокласти в сталевому футлярі. Ділянка газопроводу, що в футлярі не повинна мати зварних з'єднань. Влаштування футляру виконати згідно серії 5.905-15.

Після монтажу газопроводу та газових приладів проводиться випробування на щільність та міцність з'єднань згідно розділу 23 ДБН В.2.5-20-2001.

В житлових будинках і громадських спорудах, розташованих поблизу газопроводів, необхідно виконати герметизацію введів інженерних мереж і вентиляцію підвалів згідно комплексу 7373-3.

Будівельно-монтажні роботи необхідно виконувати згідно з «Правилами безпеки систем газопостачання України», ДБН В 2.5-20-2001 «Газопостачання» з дотриманням вимог по охороні праці та техніці безпеки, СНиП III-4-80 «Техника безопасности в строительстве».

## 3.2. Гідравлічний розрахунок промислових газопроводів.

### 3.2.1 Методика розрахунку газопроводів та їх особливість.

Мета гідравлічного розрахунку – зводиться до визначення діаметрів трубопроводів для проходження розрахункової (максимально-годинної) витрати газу при допустимих втратах тиску.

Гідравлічний розрахунок виконують методом питомих втрат тиску на тертя з використанням залежностей, які рекомендовані вимогами нормативних документів. Для систем середнього (високого) та низького тисків використовують одні і ті ж самі формули. Особливістю є визначення розрахункової довжини ділянок: як правило, в системах газопостачання промислових підприємств втрата тиску по довжині одного порядку з втратами тиску в місцевих опорах. І тому розрахункова довжина ділянки не збільшується автоматично на 10% (що має місце при розрахунку вуличних газопроводів), а в кожному конкретному випадку визначається окремо.

### 3.2.2. Розрахунок внутрішньоцевих газопроводів.

Розрахункова питома втрата тиску в головній магістралі системи внутрішньоцевового газопроводу дорівнює:

$$\Delta P_{\text{РОЗР}} = \frac{P_{\text{П}} - P_{\text{К}}}{\Sigma l_{\text{геом}}} = \frac{180 - 30}{66.1} = 2.26 \text{ кПа / м}$$

Після ГРУ приймаємо тиск:

$$P_1 = P_{\text{к}} + 100 + (30 \dots 50), \text{ кПа};$$

де  $P_1$  – значення тиску газу на початку внутрішньоцевової мережі, кПа;

$P_{\text{к}}$  – значення надлишкового тиску у найбільш віддаленого споживача,  $P_{\text{к}} = 30$  кПа;

30...50 – втрати тиску в мережі.

Температура газу прийнята 0°C. Швидкість руху газу – 15 м/с.

Розрахункова питома втрата тиску на ділянці 1-2:

$$\Delta P_{1-2} = \Delta P_{\text{розр}} \cdot l_{1-2} = 0.373 \cdot 50 = 18,67 \text{ кПа}$$

Визначаємо кінцевий тиск на ділянці 1-2:

$$P_{\kappa} = P_n - \Delta P_{1-2} = 340 - 18,67 = 321,33 \text{ кПа}$$

Середнє значення тиску на ділянці 1-2 становить:

$$\bar{P} = \frac{P_n + P_{\kappa}}{2} \cdot 10^{-3} = \frac{340 + 321,33}{2} \cdot 10^{-3} = 0,331 \text{ МПа}.$$

Внутрішній діаметр ділянки 1-2 головної магістралі при швидкості руху газу 15 м/с повинен бути не менш ніж:

$$d_{1-2} = 0.036238 \sqrt{\frac{V(273+t)}{\bar{P} \cdot W}} = 0.036238 \sqrt{\frac{2395(273+0)}{0.331 \cdot 15}} = 131,5 \text{ мм}$$

де  $t$  – температура газу, °С;

$\bar{P}$  – середній тиск газу на ділянці, яка розглядається, МПа;

$W$  – швидкість руху газу, приймаємо 15 м/с;

$V$  – витрата газу на ділянці, м<sup>3</sup>/год.

Попереднє визначення діаметрів ділянок системи внутрішньоцехових газопроводів середнього тиску.

№ діл	V, м <sup>3</sup> /год	l <sub>геом</sub> , м	$\Delta P_{\text{розр.}}$ , кПа/м	$\Delta P$ , кПа	P <sub>п</sub> , кПа	P <sub>к</sub> , кПа	$\bar{P}$ , МПа	d, мм	d <sub>з</sub> ×S, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6-7									
1-2	1200	23,5	2,26	53,11	180	126,89	0,15	136,71	159×4,5
2-3	840	12,0	2,26	27,12	126,89	99,77	0,11	133,10	159×4,5
3-4	640	8,0	2,26	18,08	99,77	81,69	0,09	129,84	127×3
4-5	420	8,0	2,26	18,08	81,69	63,61	0,07	117,55	127×3
5-6	210	10,1	2,26	22,83	63,61	40,78	0,05	116,40	127×3
6-7	200	4,5	2,26	10,17	40,78	30,61	0,04	115,71	127×3
Відгалуження 6-8									
6-8	10	6,5	1,7	10,40	40,78	30,38	0,01	47,94	57×3
Відгалуження 2-9-10-11-12									
2-9	360	5,4	3,4	17,25	126,89	109,64	0,12	85,10	89×3
9-10	270	7,0	3,4	23,80	109,64	85,84	0,10	81,25	89×3
10-11	180	7,0	3,4	23,80	85,84	62,04	0,07	76,28	76×3
11-12	90	9,1	3,4	30,94	62,04	31,10	0,05	67,96	76×3
Відгалуження 11-13									
11-13	90	7,2	3,9	28,08	62,04	33,96	0,03	79,3	76×3

Гідравлічний розрахунок внутрішньоцехових газопроводів середнього тиску

№ діл	V, м <sup>3</sup> /год	d <sub>з</sub> ×S, мм	l <sub>геом</sub> , м	l <sub>е</sub> , м	Σξ	l <sub>р</sub> , м	ΔP <sup>2</sup> , кПа <sup>2</sup>	P <sub>п</sub> , кПа	P <sub>к</sub> , кПа
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6-7									
1-2	120 0	159 ×4,5	23,5	2,10	2,10	25,6	100	180, 0	179, 7
2-3	840	159 ×4,5	12,0	1,90	1,0	13,9	75	179, 7	179, 5
3-4	640	127 ×3	8,0	0,90	1,0	8,9	120	179, 5	179, 2
4-5	420	127 ×3	8,0	1,0	1,0	9	140 0	179, 2	175, 2
5-6	210	127 ×3	10,1	1,05	1,0	11,1 5	125 0	175, 2	171, 6
6-7	200	127 ×3	4,5	1,02 5	1,0	5,52 5	160 0	171, 6	166, 9
Відгалуження 7-9									
7-9	10	57х 3	6,5	0,90	1,5	7,4	132 0,0	171, 6	167, 7
Відгалуження 2-9-10-11-12									
2-9	360	89х 3	5,4	0,90	1,5	6,9	158 0,0	179, 7	175, 6
9-10	270	89х 3	7,0	1,1	1,5	8,5	235 0,0	175, 6	168, 7
10-11	180	76х 3	7,0	1,1	1,5	8,5	235 0,0	168, 7	161, 6
11-12	90	76х 3	9,1	1,1	1,5	10,6	235 0,0	161, 6	154, 2
Відгалуження 11-13									
11-	90	76х	7,2	1,1	1,5	8,85	242	161,	153,

13		3					0,0	6	9
----	--	---	--	--	--	--	-----	---	---

Згідно з отриманими даними тиск газу перед агрегатом найвіддаленішого споживача головної магістралі становить 166,5 Па, що перевищує нормативне значення 150 Па. Надлишок тиску може бути здросельований в арматурі обв'язувальних трубопроводів газопальникового пристрою печі при проведенні її еколого-теплотехнічних випробувань.

Отримані значення тисків в кінці останніх ділянок відгалужень також перевищують попередньо прийняті значення тисків газу перед пальниками газовикористовуючого обладнання. Їх зменшення може відбутися аналогічним чином (розглянуто вище для розрахунку головної магістралі).

### 3.2.3. Розрахунок міжцехових газопроводів.

Ділянка 1-2:

$P_{\Pi} = 340$  кПа (абсолютний тиск)

Розрахункова питома втрата тиску в головній магістралі системи міжцехових газопроводів дорівнює:

$$\Delta P_{\text{РОЗР}} = \frac{P_{\Pi} - P_{\text{К}}}{\Sigma l_{\text{Геом}}} = \frac{340 - 200}{306} = 0,45 \text{ кПа / м}$$

де  $P_{\Pi}$  – початковий тиск, кПа;

$P_{\text{К}}$  – кінцевий тиск у споживача газу, кПа;

$\Sigma l_{\text{Геом}}$  – сумарна геометрична довжина головної магістралі, м.

Розрахункова питома втрата тиску на ділянці 1-2:

$$\Delta P_{1-2} = \Delta P_{\text{розр}} \cdot l_{1-2} = 0,45 \cdot 50 = 22,87 \text{ кПа}$$

Визначаємо кінцевий тиск на ділянці 1-2:

$$P_{\text{К}} = P_{\Pi} - \Delta P_{1-2} = 340 - 22,87 = 317,12 \text{ кПа}$$

Середнє значення тиску на ділянці 1-2 становить:

$$\bar{P} = \frac{P_{\Pi} + P_{\text{К}}}{2} \cdot 10^{-3} = \frac{340 + 317,12}{2} \cdot 10^{-3} = 0,328 \text{ МПа}.$$

Внутрішній діаметр ділянки 1-2 головної магістралі при швидкості руху газу 15 м/с повинен бути не менш ніж:

$$d_{1-2} = 0.036238 \sqrt{\frac{V(273+t)}{\bar{P} \cdot W}} = 0.036238 \sqrt{\frac{2465(273+0)}{0.328 \cdot 15}} = 131,5 \text{ мм}$$

де  $t$  – температура газу, °С;

$\bar{P}$  – середній тиск газу на ділянці, яка розглядається, МПа;

$W$  – швидкість руху газу, приймаємо 15 м/с;

$V$  – витрата газу на ділянці, м<sup>3</sup>/год.

Аналогічним чином обчислюємо попередні значення внутрішніх діаметрів інших ділянок газопроводу середнього тиску, і результати розрахунку заносимо до табл. 8.

Попереднє визначення діаметрів ділянок системи міжцехових газопроводів.

діл	$V$ , м <sup>3</sup> /год	$l_{ге}$ ом, М	$\Delta$ $P_{розр}$ , кПа/м	$\Delta$ $P$ , кПа	$P$ $p$ , кПа	$P$ $k$ , кПа	$\bar{P}$ МПа	$d$ , мм	$d_3$ $\times S$ , мм
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10									
1-2	2425	50	0,373	18,65	340	321,35	0,33	132,78	127×3
2-3	2365	43	0,373	16,04	321,35	305,31	0,31	131,6	127×3
3-4	2345	30	0,373	11,19	305,31	294,12	0,30	129,84	127×3
4-5	2335	30	0,373	11,19	294,12	282,93	0,29	114,5	127×3
5-6	2320	54	0,373	20,14	282,93	262,79	0,27	112,98	127×3
6-7	1120	70	0,373	26,11	262,79	236,68	0,25	103,53	102×3
7-8	370	50	0,373	18,65	236,68	218,03	0,23	62,37	76×3
8-9	320	32	0,373	11,94	218,03	206,09	0,21	60,05	57×3
9-10	200	17	0,373	4,8	206,09	201,29	0,20	48,53	57×3
Відгалуження 2-16-17									
2-16	60	105	0,71	74,55	321,35	246,80	0,28	22,47	25×3
16-17	40	65	0,71	46,15	246,80	200,65	0,22	20,67	25×3
Відгалуження 6-15									
6-15	1200	2	31,4	62,79	262,79	200,0	0,22	114,59	102×3
Відгалуження 7-13-14									
7-13	750	10	0,73	7,3	236,68	229,38	0,23	88,28	89×3
13-14	600	40	0,73	29,2	229,38	200,18	0,21	82,64	89×3
Відгалуження 8-12									
8-12	50	110	0,16	17,6	218,03	200,43	0,21	23,85	25×3
Відгалуження 9-11									
9-11	120	5	1,218	6,09	206,09	200,0	0,20	37,87	57×3

Використовуючи дані про сортамент сталевих труб для ділянки 2-3 вибираємо діаметр  $d_3 \times S = 127 \times 3,5$ . На цій ділянці знаходяться такі місцеві опори:

– засувка (на виході з ГГРП)  $\xi = 0,5$ ;

- трійник на прохід  $\xi=1;$
  - поворот на  $90^\circ$   $\xi=3*0,3=0,9;$
  - звуження  $\xi=0,35;$
- $$\Sigma\xi_{2-3}=2,75.$$

Знаходимо внутрішній діаметр труби на ділянці 2-3:

$$d_{\text{вн}} = d_3 - (S \cdot 2) = 127 - 3.5 \cdot 2 = 120 \text{ мм}$$

де  $d_3$  – зовнішній діаметр труби, мм;

$S$  – товщина стінки труби, мм.

Еквівалентну довжину знаходимо за номограмою:

$$l_э = 4,82 \text{ м.}$$

Визначаємо розрахункову довжину ділянки 2-3 за формулою:

$$l_p = l_r + l_э \cdot \Sigma\xi_{2-3}, \text{ м}$$

де  $l_r$  – геометрична довжина ділянки, м;

$l_э$  – еквівалентна довжина ділянки, м;

$\Sigma\xi$  – сума коефіцієнтів місцевих опорів на ділянці.

$$l_p = 50 + 4,82 \cdot 2,75 = 63,25 \text{ м}$$

Для прийнятого діаметра ділянки газопроводу  $d_3 \times S = 127 \times 3,5$  мм, витрати газу на ній  $V_{2-3} = 2465$  м<sup>3</sup>/год і визначеної довжини  $l_p = 63,25$  м вирішуємо обернену задачу гідравлічного розрахунку – за допомогою номограми знаходимо різницю квадратів тиску на ділянці.

Отримане значення тиску газу в кінці ділянки 2-3 є початковим для розрахунку наступної ділянки 3-4. Аналогічно виконуємо розрахунки для інших ділянок мережі газопостачання. Результати розрахунку зводимо до таблиці.

Згідно з розрахунками значення тиску газу у найбільш віддаленого споживача становить  $P_k = 295,7$  кПа, що дещо вище від прийнятого значення 200 кПа. Отриманий запас  $295,7 - 200 = 95,7$  кПа може бути здросельований з допомогою крана на вході газопроводу в цех або безпосередньо в регуляторі тиску. Запас також може відіграти позитивну роль у разі зменшення тиску газу в міській розподільчій мережі, а

відповідно і на вході газопроводу на територію промислового підприємства.

Таблиця 8

Гідравлічний розрахунок міжцехових газопроводів середнього тиску

№ діл	V, м <sup>3</sup> /год	d <sub>з</sub> ×S, мм	d <sub>в</sub> , мм	l <sub>г</sub> , м	l <sub>з</sub> , м	Σξ	l <sub>р</sub> , м	ΔP <sup>2</sup> , кПа	P <sub>п</sub> , кПа	P <sub>к</sub> , кПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10										
1-2	2425	127×3	120	50	4,82	2,75	63,25	16256	340,0	315,2
2-3	2365	127×3	120	43	4,82	2,75	56,26	1384	315,2	313,0
3-4	2345	127×3	120	30	3,17	1,60	35,07	200	313,0	312,7
4-5	2335	127×3	120	30	3,15	2,55	38,03	620	312,7	311,7
5-6	2320	127×3	120	54	2,58	2,20	59,68	3520	311,7	306,0
6-7	1120	102×3	96	70	2,50	2,25	75,63	1594	306,0	303,4
7-8	370	76×3	76	50	1,72	3,2	55,50	530	303,4	302,5
8-9	320	57×3	51	32	2,59	2,45	38,35	2123	302,5	299,0
9-1	200	57×3	51	17	2,59	2,45	23,35	1905	299,0	295,7



### 3.3 . Розрахунок елементів ГРП.

Вихідні дані:

1. Тиск газу на вході в ГРП:  $P_1=0,321$  МПа;
  2. Тиск газу на виході з ГРП:  $P_2=0,300$  МПа;
  3. Максимально-годинна витрата газу технологічним обладнанням:  
 $V=2465$  м<sup>3</sup>/год.
- 2) Густина газу при нормальних умовах –  $0,73$  кг/м<sup>3</sup>.

#### Регулятор тиску газу

Приймаємо регулятор тиску типу РДБК 1-100 з діаметром сідла клапана 50 мм. Його пропускна здатність становить  $2842$  м<sup>3</sup>/год, що перевищує максимальну годинну витрату газу промисловим підприємством -  $1050$  м<sup>3</sup>/год.

З таблиці випишуємо технічні показники вибраного регулятора тиску:

1. Площа сідла клапана –  $f=13,5$  см<sup>2</sup>;
2. Коефіцієнт витрати -  $\alpha=0,6$ .

Співвідношення тисків на вході і виході з ГРП:

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{0.300}{0.321} = 0.93$$

Цьому значенню відповідає коефіцієнт  $\varphi=0,2955$ .

Визначаємо пропускну здатність регулятора:

$$Q = V \cdot f \cdot \alpha \cdot P_1 \cdot \varphi \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho}} = 2465 \cdot 13.5 \cdot 0.6 \cdot 0.321 \cdot 0.2955 \cdot \sqrt{\frac{1}{0.73}} = 2974 \text{ м}^3/\text{год}$$

де  $f$  – площа сідла клапана, см<sup>2</sup>;

$\alpha$  – коефіцієнт витрати;

$P_1$  – абсолютний тиск газу на вході в регулятор, МПа;

$\varphi$  – коефіцієнт, який залежить від співвідношення  $P_2/P_1$ ;

$\rho$  – густина газу за нормальних умов.

Отримане згідно з розрахунком значення пропускної здатності регулятора на

$$\beta = \frac{2974 - 2465}{2974} = 21\%$$

перевищує максимальну годинну витрату газу споживачами промислового підприємства, що перебуває в межах норми. Тобто, регулятор тиску для ГРП підбрано правильно.

### Фільтр

Користуючись даними про технічну характеристику газових фільтрів, встановлюємо волосяний фільтр з чавунним корпусом ФГ7-50-6 з діаметрами патрубків для підключення до газопроводів 50 мм. Його конструкція розрахована на максимальний тиск газу – 0,6 МПа, а допустима пропускна здатність становить не менше 4500 м<sup>3</sup>/год, що більше за максимальну годинну витрату газу всіма споживачами -  $V = 2465$  м<sup>3</sup>/год.

Визначаємо втрати тиску у фільтрі, коли він ще не забруднений:

$$\Delta P = 2000 \left( \frac{V}{V_1} \right)^2 \frac{\rho \ddot{a}}{0,01 \cdot D} = 2000 \left( \frac{2465}{4500} \right)^2 \frac{0,73}{0,01 \cdot 300} = 146 \quad \text{Па}$$

146 Па < 5000 Па, тобто фільтр підбраний вірно.

### Лічильник газу

Встановлюємо лічильник ЛВГ-200:

- діапазон витрат газу – 160...2500 м<sup>3</sup>/год;
- діапазон робочого тиску – 0,1...10 МПа;
- границі допустимої похибки вимірювань  $\pm 1,0\%$

#### 4. Запобіжно-запірна арматура

Приймаємо ПКН-100:

- умовний діаметр 100 мм;

- $P_{вх}$  не більше 1,2 МПа;
- діапазон настроювання тиску, що контролюється, МПа:
  - нижня межа – 0,0003...0,003;
  - верхня межа – 0,002...0,06.

### Запобіжно-скидний клапан

Скидні клапани слугують для видалення в атмосферу газу з газопроводу за регулятором тиску, якщо в ньому на короткий строк підвищується тиск при скороченні витрати газу чи миттєво підвищується тиск перед регулятором. Це запобігає спрацюванню ПЗК.

Пропускна здатність розраховується по формулі:

$$V = 0,0005 \cdot Q = 0,0005 \cdot 2974 = 1,4 \text{ м}^3/\text{год}$$

До установки приймаємо клапани ПСК-50 з діаметром умовного перетину  $D_y=50$  мм.

### Байпас

Діаметр байпасу приймаємо по діаметру сідла клапану регулятора, тобто  $d_y = 50$  мм. На байпасі встановлюємо для надійності 2 крани КСР.

## 4. КОТЕЛЬНЯ

### 4.1.ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Проект технологічної котельні розроблено на підставі завдання на проектування у розрізі:

- Закону України “ Про енергозбереження”;
- Закону України “Про охорону навколишнього природного середовища”;
- Постанови Кабінету міністрів України № 751 від 15.07.1997 р. (Програма заходів щодо скорочення споживання природного газу в Україні).

Проект виконано з дотриманням вимог чинних нормативних документів, зокрема:

- Правил будови і безпечної експлуатації парових та водогрійних котлів ДНАОП 0.00.-1.08-94.
- СНІП II-35-76 “Котельные установки”;  
ДНАОП 0.00 - 1.11 - 98. Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари і гарячої води.
- Правила безпеки систем газопостачання в Україні;
- ДБН В.2.5-20-2001 «Газопостачання».
- Правил пожежної безпеки в Україні;
- Правил улаштування електроустановок;
- Технічних умов, доданих до проекту.

Котельня призначена для виробництва пари, що використовується в технології виробництва, і теплопостачання систем опалення та вентиляції птахоферми.

Котельня на підставі СНІП II-35-76 п. 1.12, відноситься до другої категорії.

## 4.2.ТЕПЛОМЕХАНІЧНІ РІШЕННЯ

Теплові потреби підприємства наведені в таблиці 9.

Таблиця 9

№ п/п	Вид теплоспоживання	Максим. зимовий , МВт	Мінім. літній,  МВт	Примітка
1	Опалення	1,674	-----	вода 95-60°C
2	Вентиляція	3,945	----	вода 95-60°C
3	Власні потреби котельні	0,178		
4	Гаряче водопостачання	0,224	0,185	320 кг/год пари
5	Технологічне пароспоживання	3,5	3,5	Макс. 5,25 т/год мінім. 2,075 т/год P=0,6 МПа
6	Загалом	9,521	3,685	

Відповідно до завдання на проектування в котельні застосовані два автоматизовані котли парові Vitomax 200HS з економайзерами, живильними помпами, пальниками, деаератор атмосферного типу, автоматична установка пом'якшення води. Котли вироблені фірмою „Віссман”.

При загальній продуктивності двох котлів 5,8 т/год , на технологічне споживання максимально спрямовується 5,25 т/год, решта витрачається на гаряче водопостачання і власні потреби котельні .

Технічна характеристика котла Vitomax 200HS з економайзерами наведена в таблиці 10.

Таблиця 10

Показник	Одиниця виміру	Величина	Примітка
Паропродуктивність	т/год	2,9	
Тиск пари розрахунковий (надлишковий)	МПа		
Тиск пари робочий (надлишковий) по проекту	МПа	0,6	
Температура насиченої пари	° С	165	
Температура живильної води	° С	102	
Водний об'єм котла	м <sup>3</sup>	4,37	
Паливо – газ природний			
Коефіцієнт корисної дії	%	93,5	
Габаритні розміри котла:	мм		
довжина		4440	
ширина		2090	
висота		3000	
Маса котла в обсязі заводської поставки	кг	5970	
Питома витрата умовного палива	Кг уп/т/год	84,02	
витрата палива – газу ( $Q_{н^p}=8200$ ккал/м <sup>3</sup> )	м <sup>3</sup> /год	208	
Комплектність котла економайзер пальник	Weishaupt pt G9/1D	6,5 кВт	

Блочний пальник “Вайсгаупт” укомплектований вентилятором, автоматикою, що виконує функції захисту і керування спалювання газу.

Шафа керування Vitocontrol дозволяє впливати на всі регульовальні та керувальні пристрої котла, забезпечує підтримання стабільного тиску пари і рівня води в корпусі котла. Також, автоматично виконується продувка для регулювання солевмісту котлової води і періодична продувка для видалення шламу із нижньої зони котла.

Крім того, при використанні відповідних функцій можлива повністю автоматизована експлуатація парогенераторів без присутності оператора в режимі 24/72 години.

Видалення димових газів передбачено індивідуальними димовими трубами висота 32м, діаметр 440мм. Швидкість потоку на виході з димової труби становить близько 12 м/сек. На газоході кожного котла передбачено стабілізатор тяги, люк для прочистки, відведення конденсату і вибуховий клапан.

Деаератор барботажного типу має робочу температуру 102° С, робочий тиск 0,2 бар. Максимальний припустимий тиск в деаераторі – 0,5 бар. Ємкість баку – 4230 л, на ньому встановлено деаераційну колонку (дегазатор) Ø500, висота 1000 мм. Бак оснащено автоматичним переливом води, запобіжним клапаном, водомірним склом та вакуумним запобіжником. Автоматичний контроль рівня забезпечують електродні датчики.

Передбачено облік відпущеної пари та повернення конденсату.

Якість підживлювальної води для тепломереж з закритою системою тепlopостачання при встановленні водогрійних котлів повинна відповідати таким нормам (розд.13, табл.1 "Правила будови і безпечної експлуатації водогрійних котлів і водопідігрівачів з температурою нагріву води не вище 115°С:

- жорсткість карбонатна - не більше 0,7 мг-екв/л;
- завислих речовин - не більше 5 мг/л;
- вміст кисню - не більше 0,1 мг/л;
- концентрація водневих іонів, рН =8,5.

Для парових котлів якість підживлювальної води повинна відповідати таким нормам (розд.8, табл.3 "Правила будови і безпечної експлуатації водогрійних котлів" ДНАОП 0.00-1.08-94

- жорсткість карбонатна - не більше 0,1 мг-екв/л, (100мкг/кг);
- вміст кисню - не більше 0,1 мг/л, (100мкг/кг);
- концентрація водневих іонів, рН =8,5.

ХВП забезпечує очистку до більш високої якості , притаманної паровим котлам, тому задовольняє і вимогам до підживлювальної води водогрійного контуру.

Відповідно до технічного завдання тепlopостачання підприємства передбачено за графіком 95-60°C. Застосовані водогрійні котли Vitomax 200 фірми „Віссман” на потужність 2,6 та 3,2 МВт. Технічна характеристика котла Vitomax 200 наведена в таблиці 11.

Таблиця 11

№	Найменування	Одиниця виміру	Vitomax 200 2600 кВт	Vitomax 200 3200 кВт
				Величина
1	Теплопродуктивність	МВт	2,6	3,2
2	Вид палива	Природний газ Q=35,58М Дж/м <sup>3</sup>		
3	Робочий тиск	МПа	0,6	0,6
4	Температура нагрітої води	°С	95	95
5	Коефіцієнт корисної дії термічний	%	95	95
6	Аеродинамічний опір	Па	700	1000
7	Гідравлічний опір	кПа	1,5	3,0
8	Витрата газу	м <sup>3</sup> /год	298	366
9	Встановлена електропотужність вентилятора	кВт	6,5	12
10	Діаметр димоходу	мм	500	600

11	Габаритні розміри	мм	4030x2090 x2395	4200x2190x249 5
12	Маса котла	кг	5400	6200
13	Водяний об'єм котла	м <sup>3</sup>	5,19	5,77

Для циркуляції води в системі тепlopостачання в проект закладено дві робочих помпи + одна резервна. Тиск в зворотньому колекторі підтримується автоматично за допомогою станції Wilo Multipres HMP303 додаванням обробленої води від баку запасу. Котельня і система циркуляційних трубопроводів складають герметичну систему. Втрати води за річний цикл не перевищуватимуть 12,5 м<sup>3</sup>. Підживлення герметизованої системи тепlopостачання буде зведена до аварійних випадків.

Для захисту системи опалення застосовано автоматичне дозування комплексонів, які запобігають корозії та утворенню накипу. Насос – дозатор (40 Вт) вводить реагент пропорційно подачі сирі води по кількості імпульсів водоміра. Регенерації в цій обробці непотрібні, скидання хлоридів не відбуватиметься.

На димоходах за котлами передбачені вибухові клапани. Котли не обладнані вибуховими клапанами, це дозволено ДНОП, лист №05-8/1230 від 18.03.99р."Держнаглядохоронпраці".

Відпущена теплоенергія обліковується за допомогою теплोलічильників.

Тиск в зворотньому колекторі підтримується автоматично за допомогою станції Wilo Multipres HMP303 з додаванням обробленої води від баку запасу

#### Регулювання роботи котлів

Контролер котла Vitotronic 100 забезпечує режими програмованого і погодозалежного (по датчику зовнішньої температури) виробітку теплової

енергії з перемінною температурою теплоносія, роботу в залежності від теплового навантаження, автоматичне включення (виключення) помпи рециркуляції. Провідний контролер Vitotronic 333 керує котловими контролерами Vitotronic 100 згідно заданої схеми послідовного включення котлів. Регулювання відпуску тепла в систему опалення будівлі здійснюється автоматично у відповідності з потребою споживача в теплі за допомогою контролера Vitotronic 333.

Робота котельні автоматизована. Котли оснащені автоматикою безпеки та автоматичного керування процесом горіння та контрольованих параметрів, що відповідає чинним нормам і засвідчено дозволом

Якість підживлювальної води для тепломереж з закритою системою теплопостачання при встановленні водогрійних котлів повинна відповідати таким нормам (розд.13, табл.1 "Правила будови і безпечної експлуатації водогрійних котлів і водопідігрівачів з температурою нагріву води не вище 115°C:

- жорсткість карбонатна - не більше 0,7 мг-екв/л;
- завислих речовин - не більше 5 мг/л;
- вміст кисню - не більше 0,1 мг/л;
- концентрація водневих іонів, рН =8,5.

ХВП забезпечує очистку до більш високої якості , наведеної в таблиці 4, тому задовольняє і вимогам до підживлювальної води водогрійного контуру.

Продуктивність ХВП складає 1,5 м<sup>3</sup>/г, що забезпечує величину втрат води в паровому і водогрійному контурі.

Котли не мають визначеного п. 7.3.4. ДНАОП 0.00-1.08.-94 бокового обслуговування, а саме:

- потреби шурування, обдування, очищення газоходів, барабанів, колекторів;
- виймання пакетів економайзера і пароперегрівника;
- виймання труб,

- обслуговування пальникових пристроїв, реперів, елементів топки;

Обслуговування періодичної продувки – котел не містить в своїй конструкції нижніх колекторів, через які здійснюється періодична продувка.

Димова труба теплоізована базальтовими виробами для запобігання конденсації і як захід пожежної безпеки.

На висоті понад 1,5м встановлюються арматура і прилади, що не обслуговують ся оперативно підчас експлуатації, а для регламентних робіт раз на квартал чи на рік мають використовуватися із застосуванням пересувних інвентарних помостів.

Приміщення котельні слід устаткувати двома вогнегасниками, вони передбачені специфікацією .

#### 4.3. Внутрішнє газопостачання.

В котельню газ середнього тиску 0,03 МПа надходить із зовнішнього газопроводу . Газопровід Ду 200 мм при вводі в котельню устатковується електромагнітним клапаном. На газовому колекторі котельні передбачено продувальний газопровід з краном для відбирання проби. На підвідних газопроводах до кожного з котлів запроектовані лічильники для технологічного обліку витрат газу, марка G160 і G250. Безпосередньо перед пальником котла передбачені трубопровід безпеки і продувальний газопровід.

Блочний пальник “Вайсгаупт” укомплектований вентилятором, автоматикою, що виконує функції захисту і керування спалюванням газу, і арматурою – фільтром, регулятором тиску, відсічними клапанами, манометрами. Витрати газу становитимуть:

Таблиця 12

Споживання	Максимальне	Мінімальне	Річне	Примітка
	м <sup>3</sup> /годину	м <sup>3</sup> /годину	тис. м <sup>3</sup> /рік	
Котли Vitomax 200HS (2 шт.)	208x2x416	200	1192	
Котел Vitomax 200 2600кВт	298	90	600	
Котел Vitomax 200 3200кВт	366		400	
Загальне	1080	290	2192	

Комерційний облік встановлюється при вводі газу на підприємство.

Технологічний облік відповідно до ДБН В.2.5-20-2001 «Газопостачання», п. 6.110 передбачено, оскільки витрата газу кожним з котлів досягає 350 тис м<sup>3</sup>/рік.

Необхідний тиск перед газовим обладнанням котлів має бути не більше 30 кПа.

Для виконання цієї умови в комплекті креслень ГПЗ передбачається установка ГРП шафового типу ПШГН -2-2.

Газове обладнання котлів, включно з системою автоматичного керування і безпеки поставляється комплектно з котлами Vitomax 200 .

В кресленнях ГПВ передбачені відсічний електромагнітний клапан на вводі газу, внутрішні газопроводи середнього тиску , продувальні газопроводи, трубопроводи безпеки, інвентарні заглушки і лічильники для технологічного обліку газу на кожен із котлів.

На вводі в приміщення котельні передбачається автоматичний відсічний клапан, який зупиняє подачу газу при загазованості приміщення та в разі пожежі чи знеструмлення котельні.

Проектом передбачено прокладку газопроводів зі сталевих труб, виготовлених у відповідності до стандартів і які дозволяє ДБН В.2.5-20-2001 використовувати для будівництва газопроводів.

Розрахунковий тиск газу в точці приєднання газопроводу до газопроводу середнього тиску – до 0,3 кгс/см<sup>2</sup>.

Фасонні частини на газопроводах застосовувати заводського виготовлення.

З'єднання сталевих труб – електрозварюванням встик. Зварені стики повинні контролюватися фізичними методами контролю в обсязі, регламентованому ДБН В.2.5-20-2001 „Газопостачання”.

Після монтажу та випробування зовнішніх надземних газопроводів і арматури їхні поверхні покриваються емаллю згідно з вимогами ГОСТ 14202-69 по 2-х шарах ґрунту ХС-010 ТУ 6-21-8-89.

Кріплення газопроводу до стіни здійснити згідно креслень УКГ 2.00 СБ серії 5.905-8.

При проходженні газопроводу через стіну влаштовується футляр.

З'єднання сталевих труб – електрозварюванням у стик. Зварені стики повинні контролюватися фізичними методами контролю в обсязі, регламентованому таблицею 41 ДБН В.2.5-20-2001.

Кріплення газопроводу до стін споруд здійснити згідно креслень УКГ 2.00. СБ серії 5,905-8. При монтажі газопроводів на опорах застосовувати діелектричні прокладки.

В точці врізки і на вводі газопровода в котельню запроектовані перекривальні крани.

Монтаж газопроводів повинен виконуватись спеціалізованою організацією у відповідності з вимогами ДБН В.2.5-20-2001 "Газопостачання", СНіП III-4-80 "Техника безопасности в строительстве",

ДНАП 0.00-1.20-98 "Правила безпеки систем газопостачання України" та інших нормативних документів.

Перед виконанням будівельно-монтажних робіт слід отримати дозвіл на підставі вимог ДБН А.3.1-2-93 "Порядок надання дозволу на виконання будівельних робіт". Виконання будівельних робіт слід підпорядковувати вимогам ДБН А.3.1-5-96 "Організація будівельного виробництва".

Прийняття в експлуатацію побудованих газопроводів слід виконати враховуючи вимоги ДБН А.3.1-3-94 "Приймання в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів. Основні положення".

#### 4.4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ

№ п/п	Назва показника	Одиниця вимірювання	Результат
1	Теплопродуктивність котельні	МВт тис.ккал/год	9,57 8250
2	Виробництво теплоенергії	Гкал/рік	16861
3	Кількість палива (газ $Q_H = 8200$ ккал/м <sup>3</sup> )	тис. м <sup>3</sup> /рік туп/рік	2192 2568
4	Витрата електроенергії	кВт-год/ рік	
5	Встановлена потужність електродвигунів	кВт	
6	Річна витрата води	м <sup>3</sup> / рік	1450
7	Чисельність персоналу	осіб	2
8	Питома витрата умовного палива	кг у .п./Гкал	153
9	Питома витрата газу	м <sup>3</sup> /Гкал	130

#### 4.5 ЗАХОДИ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ.

Основні проектні рішення спрямовані на досягнення мінімальних втрат тепла, а саме:

На виконання ТУ територіального управління державної інспекції з енергозбереження передбачено вимірювання і контроль енергетичних потоків, що дозволяють контролювати теплотехнічний режим котлів і тепловий та масовий баланс котельні.

Застосовано автоматизовані котли "Viessmann" (Німеччина) з високим к.к.д., який стало підтверджується в усіх режимах навантаження.

Передбачено автоматичне регулювання температури води на виході з котла відповідно до часового графіка на тиждень за допомогою блоку управління Vitotronic 333/

Проектний лічильник газу і газоаналізатор ГХП-100, теплолічильники відпущеної тепло енергії забезпечують можливість контролю дотримання режимних карт і нормативу споживання газу.

Інтегральна оцінка енергоощадності є питома витрата газу, яке становить 153,2 кг уп/Гкал.

#### 4.6 МІРКУВАННЯ З ОРГАНІЗАЦІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ.

Необхідно забезпечити підготовку операторів котлів і інструктаж на робочому місці з обслуговування котлів. Мають бути підготовлені і затверджені технічним директором експлуатаційні інструкції.

При введенні в експлуатацію необхідно за допомогою спеціалізованої організації створити режимні карти котлів.

Слід контролювати добовий відпуск тепло енергії і споживання газу за цей же період. Особливу увагу необхідно звертати на кількість води, що витрачається на підживлення системи тепlopостачання і кількість конденсату, що повертається від технологічних споживачів.

## 5. АВТОМАТИКА

### 5.1. Основні рішення по автоматизації

Метою автоматизації є:

- забезпечення високої оперативності і надійності управління технологічними процесами котельної установки та допоміжного обладнання;
- економія енергетичних і експлуатаційних ресурсів;
- забезпечення роботи котельні без постійної присутності обслуговуючого персоналу.

Об'єктом управління є парові та водогрійні котли допоміжне устаткування котельні. Організація автоматичним управлінням передбачає: захист, технологічну сигналізацію, дистанційний контроль, автоматичне управління і регулювання основних параметрів котлів, а також передачу аварійних сигналів на щит диспетчера.

Об'єм та рівень автоматизації відповідають наступним принципам:

- параметри, спостереження за якими необхідні для відслідковування процесу на встановлених режимах, контролюються показуючими приладами;
- параметри, зміна яких може призвести до аварійної ситуації, контролюються приладами з сигнальним пристроєм;
- параметри, які повинні відповідати заданим значенням, контролюються та підтримуються автоматичними регуляторами.

### 5.2. Автоматичне управління котлами

#### 5.2.1. Захист устаткування.

Проектом передбачено автоматичне припинення подачі палива до пальників котлів у наступних випадках:

- збільшення чи зменшення тиску газу перед пальниками;

- зменшення тиску повітря перед пальниками;
- загасання полум'я;
- збільшення температури теплоносія на виході з котла;
- зменшення тиску теплоносія у подавальному трубопроводі на вході в котел;

- несправність ланцюгів захисту;
- провалля або зникнення напруги живлення;
- пожежі;
- загазованість приміщення котельні.

#### 5.2.2. Контроль.

Проектом передбачено здійснення контролю наступних параметрів під час експлуатації котельні:

- тиск палива після регулюючого органа перед пальником;
- тиск повітря після вентилятора;
- тиск теплоносія у прямому і зворотному трубопроводах;
- температури теплоносія у прямому і зворотному трубопроводі;
- рівень теплоносія в розширювальній ємності;
- витрата теплоносія з котла;
- температура відхідних газів;
- несанкціонований вхід у котельню.

Передбачено контроль параметрів, що необхідні для обліку при проведенні аналізу роботи устаткування і для комерційних розрахунків. Для цього передбачені прилади, що показують і реєструють:

- витрати палива;
- температуру палива на вході в котельню;
- тиск газу на вході в котельню;
- витрати теплоносія на вході і виході з котельні;
- температуру теплоносія на вході і на виході з котла;
- кількість теплоти, що повертається з теплоносієм та відпускається з котельні.

### 5.2.3. Сигналізація.

У проекті передбачена світлозвукова сигналізація «несправність» та «аварія котельні», винесена на щит сигналізації для подальшої передачі до диспетчерського пункту. Сигналізація автоматично спрацьовує при наступних ситуаціях:

- зупинка котлоагрегату у випадку спрацьовування системи захисту;
- зменшення і збільшення тиску палива;
- зменшення тиску повітря перед пальником;
- спрацьовування датчика автоматичної системи пожежегасіння;
- згасання полум'я;
- збільшення чи зменшення тиску теплоносія;
- збільшення температури теплоносія;
- зниження рівня в розширювальній ємності;
- спрацьовування датчика автоматичної системи пожежегасіння.

### 5.2.4. Автоматичне регулювання.

Система автоматики, що розроблена в даному проекті, передбачає:

- автоматичне регулювання температури теплоносія;
- автоматичне регулювання співвідношення «паливо-повітря» у процесі спалювання газу;
- автоматичне регулювання розрідження у топці котла.

Оптимальне спалювання газу (заданий коефіцієнт співвідношення «паливо-повітря») забезпечується регулюванням витрати повітря шляхом зміни кількості обертів дуттєвого вентилятора. Розроблена система забезпечує якісне регулювання співвідношення «паливо-повітря».

### 5.3. Комплект технічних засобів автоматизації

Система управління технологічним процесом роботи котлоагрегату містить комплект датчиків технологічних параметрів, спеціалізовані програмовані контролери, перетворювачі частоти (зміна кількості обертів електродвигунів вентиляторів), щит управління котлоагрегатом.

Комплект технічних засобів реалізує виконання інформаційних, управляючих і захисних функцій. Інформаційні функції здійснюються:

- виміром та обробкою технічної і технологічної інформації;
- сигналізацією про стан технологічних параметрів устаткування.

Керуючі і захисні функції здійснюються шляхом дистанційного керування, блокування, автоматичного захисту згідно експлуатаційних вимог.

Вхідними та вихідними сигналами системи управління технологічним процесом є дискретні та аналогові сигнали від датчиків та первинних перетворювачів.

Дискретні вихідні сигнали керують відсічними клапанами, пускачами насосів і вентиляторів. Комплекс первинних технічних засобів містить:

- датчики;
- вимірювальні перетворювачі;
- контрольно-вимірювальні прилади.

Датчики розміщуються у характерних точках відбору технологічних параметрів.

Вимірювальні перетворювачі та контрольно-вимірювальні прилади і пристрої керування та регулювання роботою котлоагрегату розміщені в щиті управління котлоагрегатом.

Автоматичне та дистанційне управління основним та допоміжним устаткуванням котельні здійснюється з щита автоматичного управління загальнокотельним обладнанням.

Підключення датчиків, виконавчих механізмів, приводів відсічних клапанів, вимірювальних та регулюючих пристроїв здійснюється

кабелями з мідними жилами. Кабелі прокладаються в металевих трубах, лотках, коробах по будівельних конструкціях.

#### 5.4. ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ І ТЕХНІЦІ БЕЗПЕКИ

Технічні рішення, прийняті проектом, передбачають виконання чинних норм і правил з Техніки безпеки та охорони праці.

Умовами надійності та безаварійної роботи є належний технічний стан котла, допоміжного та газового обладнання, правильна організація праці, а також знання інструкцій та вимог з Техніки безпеки.

При будь-яких аварійних ситуаціях автоматика видає сигнал на вимкнення пальника.

Повторне включення котла в роботу після ліквідації несправності, що призвела до аварійної зупинки котла, можливо тільки за участю оператора.

#### 5.5. ВКАЗІВКИ З МОНТАЖУ ПРИЛАДІВ

Монтаж приладів і засобів автоматизації виконати відповідно до норм та правил СНіП 3.05.07-85.

Місця встановлення датчиків, приладів уточнюються з врахуванням вимог до зручності їх обслуговування.

З'єднувальні лінії виконати кабелями з мідними жилами, що прокладаються по будівельних конструкціях, в коробах або в металевих трубах.

Всі прилади автоматики повинні бути надійно заземлені і занулені.

Монтаж захисного заземлення, занулення виконати згідно "Инструкции по монтажу защитного заземления, зануления электроустановок" РМ 4.200.82.

# **ОРГАНІЗАЦІЯ БУДІВЕЛЬНО-МОНТАЖНИХ РОБІТ**

Організація будівельного виробництва - це сукупність технічних, технологічних і організаційних рішень, що забезпечують правильне виробництво робіт і своєчасне забезпечення об'єкта технологічними обладнанням, будматеріалами і робочими ресурсами.

Цілю організації будівельного виробництва є максимально вдале поєднання трудового процесу: знаряддя праці і предметів праці для досягнення максимальної працездатності.

На сучасному етапі будівництво представляє собою складну динамічну систему і забезпечує всіх елементів будівельного виробництва можна тільки при умові припинення наукової системи її методики організації, планування і керування будівництвом.

### **Проект виробництва робіт.**

Для створення необхідних умов своєчасного і планомірного виконання будівельне - монтажних робіт розробляється проект організації робіт.

Вихідні дані для розробки проекту організації робіт є: проектно - кошторисна документація, затверджені строки виробництва робіт, діючі норми і розрахунки на виробництво монтажних робіт і правила по охороні праці.

Проект виробництва робіт складає монтажна організація на основі робочих креслень.

В проекті виробництва робіт визначається:

- почерговість виконання робіт;
- строки виконання робіт;
- методи виробництва робіт;
- необхідність в матеріалах;
- строки їх поставки;
- необхідність в робочий силі і транспортних засобах.

## **Вибір методу організації монтажних робіт.**

Організація монтажних робіт може вироблятися послідовним, паралельним і поточним методом.

**Послідовний метод** заключається в тому, що наступний вид робіт починається тільки після закінчення попереднього. Недоліком методу є те, що збільшуються строки будівництва.

**Паралельний метод** заключається у проведенні робіт паралельно з будівництвом. В цьому випадку комплекс робіт розбивається на самостійні ділянки - захватки, які можуть бути виконані незалежно від інших робіт, які можуть бути виконані незалежно від інших робіт.

**Поточний метод** - об'єкти поділяються на ряд захваток, а комплекс робіт поділяється на ряд циклів однакової трудоемності. Кожна бригада виконує свій цикл, а потім переходить із однієї захватки на іншу. Цей метод ефективний на будівництві цілих комплексів.

## **Складання календарного плану монтажних робіт.**

Календарний план будівельне - монтажних робіт складається з двох частин:

- лівої - розрахункової,
- правої - графічної;

Порядок розробки календарного плану;

- визначають номенклатуру та об'єм робіт по робочим кресленням, методи виробництва кожного виду робіт та обирають механізми, необхідні для їх виробництва;
- розраховують в людину - діб трудоемність робіт; встановлюють зміну робіт;
- виявляють технологічну послідовність та тривалість кожної з робіт;
- визначають склад бригади ланцюгів;
- встановлюють процент виконання норм виработки;

- складають праву частину плану.

Номенклатуру робіт складають в технологічній послідовності її виконання. При цьому окремі дрібні роботи групуються, а їх трудоемність підсумовують та показують однією лінією.

Тип та потужність машин для будівництва зовнішніх теплових мереж обирають виходячи з об'ємів робіт, умови та строків будівництва.

Графік робіт (права частина календарного плану) уявляє собою лінійне зображення технологічного процесу монтажу, починає з підготовчих робіт до здавання в експлуатацію. Кожній роботі чи групі робіт відповідає лінія, довжина якої відповідає строку виконання даного процесу.

Зверху над лінією вказують кількість робочих, зайнятих у виробництві робіт.

Загальний відсоток виконання норм будівельне - монтажних робіт:

$$V_0 = Q_{\text{норм}} / Q_{\text{план}} \cdot 100\%$$

де  $Q_{\text{норм}}$  ~ нормативна трудоемність, визначають підсумком даних, люд / діб;

$Q_{\text{норм}}$  - планувальна трудоемність по календарному графіку руху робочих, люд / діб. (Кількість днів помножують на кількість робочих).

Моделі календарного плану у вигляді циклограм дають можливість відобразити розвиток будівельних процесів у часі та просторі, і крім цього вказує на технологічний взаємозв'язок всіх робіт

## **ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА**

Вартість будівництва визначається за ДБН.Д.1-1-200.

Дійсні будівельні норми встановлюють основні правила визначення вартості будівництва, розширення, реконструкції, технічного переоснащення підприємств, ремонту житла та ін. видів будівництва.

Для будівництв, фінансування яких здійснюється за рахунок не бюджетних коштів, дані норми носять рекомендаційний характер.

Правила поширюються на підрядний, господарчий и змішаний способи будівництва.

Система ціноутворення в будівництві містить кошторисні нормативи, правила визначення вартості будівництва і складання інвесторської кошторисної документації.

Кошторисні нормативи – це узагальнена назва комплексу кошторисних норм, які об'єднуються в окремі збірники. Разом з правилами і положеннями, що містять необхідні вимоги, вони служать для визначення вартості будівництва.

Кошторисною нормою називається сукупність ресурсів, встановлена на прийнятій визначник будівельних і монтажних робіт, а також конструкцій, виражається як правило в натуральних (фізичних) величинах або у відносній формі (у вигляді коефіцієнтів).

Головна функція кошторисних норм – визначення нормативної кількості ресурсів, необхідних для виконання відповідного виду робіт, як основи для наступного переходу до цінових показників.

В кошторисних нормах врахований повний комплекс операцій, необхідних для виконання певного виду робіт в нормальних умовах труда, що не ускладнені зовнішніми факторами.

При виконанні робіт в ускладнених умовах до кошторисних норм застосовуються коефіцієнти, що приведені в загальних вказівках до нормативів.

Під звичайними умовами виконання робіт мається на увазі виконання робіт, складування, внутрішньо будівельне транспортування необхідних

матеріалів, виробів і конструкцій без впливу специфічних факторів і умов, що ускладнюють роботу.

Коефіцієнти до нормативних показників, приведені в окремих збірниках кошторисних норм, не застосовуються до норм інших збірників кошторисних норм за винятком випадків, обумовлених в технічних частинах відповідних збірників.

Вартість будівництва відображена у договірній ціні на будівельні роботи.

Договірна ціна формується на підставі кошторисних розрахунків.

Кошторисна документація складається зі зведеного кошторису, який в свою чергу складається з об'єктних та локальних кошторисів.

В локальному кошторисі розраховується вартість якогось одного виду робіт або вартість робіт по одній частині великого об'єкту.

Локальні кошторису по об'єкту об'єднуються у об'єктний кошторис, тобто до нього вже входить вартість робіт по декільком роботам або частинам об'єкту.

І нарешті в зведеному кошторисі відображена ціна об'єкту в цілому.

В кошторисах окрім безпосередньої вартості робіт і витрат труда відображаються різні статті витрат організацій, такі як адміністративні витрати, податок на додану вартість і т. і.

Щоб виділити лише цінові показники по кошторисам, існує зведений кошторисний розрахунок.

В даному розділі наведений локальний кошторис на виконання робіт по тепломеханічній частині котельні.

**ΟΧΟΡΟΝΑ ΠΡΑΨΙ**

**1. АНАЛІЗ ПРОЕКТУ ПО ОСНОВНИМ НЕБЕЗПЕЧНИМ ТА ШКІДЛИВИМ ФАКТОРАМ, ЩО ДІЮТЬ ПРИ СПОРУДЖЕННІ ОБ'ЄКТУ**

Таблиця

<b>№ п/п</b>	<b>Небезпечні та шкідливі виробничі фактори</b>	<b>Джерело, види робіт</b>	<b>Кількісні оцінки</b>	<b>Норматив</b>
1.	Падіння людей з висоти	Монтажні	h=4,0 м, h=4,2 м	СНиП III-4-80* п.12.2-12.12 ГОСТ23407-78
2.	Падіння предметів з висоти	Монтажні	h=4,0 м, h=4,2 м	СНиП III-4-80* п.12.2-12.4 п.12.12;12.15 т.1
3.	Електричний струм	Експлуатація технологічної оснастки	U=380В	СНиП III-4-80* п.4.2-4.8;4.11 п.4.13,п.4.16
4.	Вібрація	Наладка і пуск систем в дію	f=150 Гц, v=0,02м/с	ДБН 3.3.6-039-99
5.	Виробничий шум	Наладка і пуск систем в дію	Рівень < 85 Дб	ДБН 3.3.6-037-99
6.	Освітлення робочих місць	Монтажні	30 лк	СНиП II-4-79 ГОСТ12.1.046-85 ГОСТ 12.1.005-88
7.	Шкідливі речовини	Зварювальні	ГДК <sub>со2</sub> = 1,2 мг/м <sup>3</sup>	СНиП III-4-80* п.8.8-8.14
8.	Атмосферна	Блискавкозахи	Сердне число	РД 34.21.122 -

	електрика	ст	ударів на 1 км <sup>2</sup> - 7	87
9.	Термічний фактор	Зварювальні	$t_{\text{зварки}} =$ $= 1200 \text{ }^{\circ}\text{C}$	СниП III-4-80* п.15.7 п.8.5-8.8
10.	Пожежна небезпека	Зварювальні	Категорія по- жежонебезпеч- ності – А. Межа вибухо- небезпеч- ності – 65 г/м <sup>2</sup> . Ступінь вогнестійкості – II	НАПБ Б 07.005-86 ППБ-05-86 ОНТП24-86

## 2. ЗАХОДИ ПРОФІЛАКТИКИ ВИЯВЛЕНИХ ФАКТОРІВ

### 2.1. Падіння людей з висоти

Організація робочого місця повинна забезпечувати безпеку праці, а також безпечний та зручний доступ до робочого місця. Одною з основних вимог безпечної праці по відношенню до організації безпечних умов праці монтажників – є застосування захисних пристосувань в місцях виробництва монтажних робіт.

Безпека працюючих на висоті при прийманні, встановленні та проектному закріпленні конструкції забезпечує, як правило, застосування засобів колективного захисту. При цьому найбільш часто застосовуються приставні сходи з робочими площадками, металеві площадки, підмости по підкрановим балкам, а також площадки для з'єднання стиків збірних залізобетонних колон багатопверхових будівлях.

Поряд з вищеперерахованими засобами колективного захисту в даний час застосовуються захисні сітки з синтетичних матеріалів: капронові та лавсанові.

## **2.2. Падіння предметів з висоти**

Падіння предметів з висоти в процесі монтажу являється одним з найбільш вирішальних факторів профілактики виробничих травматизмів.

В практиці монтажу будівельних конструкцій мали місце втрати міцності та стійкості конструкцій із-за недостатнього врахування по будь-яким організаційно-технічним причинам степені впливу на них монтажних навантажень.

Нормами проектування будівельних конструкцій передбачається забезпечення їх міцності та стійкості в процесі монтажу. У відповідності з цим в проектах будівельних конструкцій приводять місця строповки, якізначаються виходячи з потреб. Розташування зв'язків, які забезпечують стійкість закріплених конструкцій, вирішується в проекті виробництва робіт.

## **2.3. Електричний струм**

При виконання робіт поблизу струмоведучих частин, які знаходяться під напруженням, існує небезпека випадкового до них торкання.

Основні ізолюючі електрозахисні засоби, які можуть довгий час витримувати робоче напруження та їх використання дає можливість торкання до частин електроустановки яка знаходиться під напруженням (до 1000В). До них відносяться діелектричні гумові рукавиці, інструмент з ізольованими рукоятками, струмошукачі, в електроустановках напруження вище 1000В – ізолюючі штанги, ізолюючі та струмоведучі клещі.

## **2.4. Вібрація**

Розробка заходів по захисту від вібрації робочих місць повинна починатися на стадії проектування технологічних процесів та машин, розробки плану виробничого приміщення, схеми організації робіт. Методи зменшення шкідливих вібрацій від працюючого обладнання можна поділити на дві основні групи: 1) методи, основані на зменшенні інтенсивності збуджуючих сил в джерелі їх виникнення; 2) методи послаблення вібрації на шляху їх розповсюдження через опорні зв'язки від джерела до інших машин та будівельних конструкцій.

Технологічні засоби по боротьбі з шкідливими вібраціями складаються з вибору таких технологічних процесів, в яких використовуються машини, які збуджують мінімальні динамічні навантаження.

Ефективним засобом боротьби з шкідливою вібрацією є пасивна віброізоляція з застосуванням віброгасячих основ.

## **2.5. Виробничий шум**

До технологічних заходів по боротьбі з шумом відноситься вибір таких технологічних процесів, в котрих використовуються механізми та машини, які збуджують мінімальні динамічні навантаження.

Для захисту працюючих в виробничих приміщеннях з шумним обладнанням, застосовуються: звукоізоляція допоміжних приміщень, суміжних з шумною виробничою ділянкою; кабінки наглядання та дистанційного управління; акустичні екрани та звукоізоляційні кожухи; обробку стін та стелі звукопоглинаючим облицюванням або застосування штучних поглиначів.

В необхідних випадках засоби колективного захисту доповнюються застосуванням засобів індивідуального захисту від шуму у вигляді різних навушників, вкладишів, шлемів.

## **2.6. Освітлення робочих місць**

Освітленість на робочих місцях повинна відповідати характеру зорової роботи. Збільшення освітленості робочих поверхонь підвищує продуктивність праці. Однак існує межа, при якій подальше збільшення освітленості не дає ефекту та є економічно недоцільно.

Достатньо рівномірне розподілення яскравості на робочій поверхні. При нерівномірній яскравості в процесі праці очі вимушені переадаптуватися, що призводить до стомлення зору.

Відсутність різких тіней на робочих поверхнях. В полі зору людини різкі тіні призводять до викривлення розмірів та форм об'єктів, що збільшує стомленість зору, а рухомі тіні можуть призвести до травматизму.

Постійність освітленості по часу. Коливання освітленості викликають переадаптацію ока, призводять до значного стомлення.

## **2.7. Шкідливі речовини**

При виконанні ізоляційних робіт із застосуванням волокнистого азбесту, мінераловати та шлаковати в повітряне середовище виділяється пил. При роботі з ізоляційними матеріалами необхідно користуватись індивідуальними засобами захисту органів дихання і очей (респіратори та окуляри). Ізолювальники повинні бути забезпечені бавовняними комбінезонами, шкіряним взуттям та брезентовими або гумовими рукавицями.

Шлаковату, мінераловату або волокнистий азбест, що застосовується при ізоляційних роботах, необхідно підіймати на висоту у спеціальній тарі (контейнерах), обережно складати та не кидати.

## 2.8. Атмосферна електрика

Для захисту адміністративної будівлі від блискавки на покрівлі будівлі встановлена блискавкоприймальна сітка (кроком 0,5x0,5м, Ø 0,25мм). Блискавкоприймальна сітка з'єднується з контуром заземлення за допомогою токовідводів, виконаних з круглої сталі діаметром 10мм.

## 2.9. Висновок

Виходячи з аналізу виявлених факторів, інженерних рішень потребують: освітленість робочого котельної зали.

## 3. РОЗРОБКА ІНЖЕНЕРНИХ РІШЕНЬ З КОНКРЕТНИХ ПИТАНЬ З ОХОРОНИ ПРАЦІ

### 3.1. Розрахунок штучного освітлення

Необхідно запроєктувати штучне освітлення в котельній з розмірами приміщення  $A = a_1 \cdot b_1 = 6 \cdot 3 = 18 \text{ м}^2$ ,

де  $a_1$  і  $b_1$  – довжина і ширина приміщення.

Світловий потік розраховуємо по методу коефіцієнту використання. Потрібний світловий потік лампи:

$$\Phi_{л} = \frac{E_n \cdot A \cdot \kappa \cdot z}{\eta \cdot N},$$

де  $E_n$  – нормуєма освітленість, в котельній залі 150 лк [9];  $\kappa$  – коефіцієнт запасу  $\kappa=1,3$ , приймається по [9];  $A$  – площа приміщення, що освітлюється,  $\text{м}^2$ ;  $z$  – коефіцієнт мінімальної освітленості, приймають  $z=1,15$ ;  $N$  – кількість світильників;  $\eta$  – коефіцієнт використання світильників.

Для розрахунку приймаємо світильник “Астра-1” (діаметр і висота 208×315 мм) з лампами накаливання.

Знаходимо індекс приміщення

$$i_n = \frac{a_1 \cdot b_1}{h \cdot (a_1 + b_1)} = \frac{6 \cdot 3}{2,3 \cdot (6 + 3)} = 0,9,$$

де  $h = H - h_i = 3,2 - 0,9 = 2,3 \text{ м}$  - розрахункова висота.

За допомогою індексу приміщення визначаємо коефіцієнт використання й коефіцієнти відображення стелі, стін та підлоги ( $\rho_n, \rho_c, \rho_p$ ).

Приймаємо  $\rho_n = 70\%$ ;  $\rho_c = 50\%$ ;  $\rho_p = 30\%$ ;  $\eta = 49\%$ .

Світловий потік усіх ламп:

$$\Phi_{\lambda} = \frac{150 \cdot 18 \cdot 1,3 \cdot 1,15}{0,49} = 8400 \text{ лм.}$$

$$n = \frac{8400}{1450} = 5,7$$

По [9] вибираємо 6 ламп БК 220-100 із світловим потоком 1450 лм.

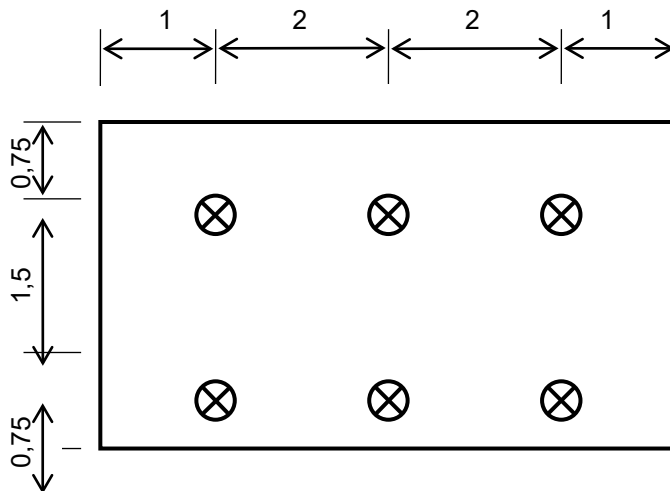


Рисунок 7. Схема розташування світильників в котельній.

## Література

1. ПДБН В.2.5-77:2014 «Котельні», наказ Міністерства регіонального розвитку, будівництва та житлово-комунального господарства України від 15.09.2014 №252.

2. Каталог виробів і рекомендації з використання і проектування ВАТ «Завод сантехнічних заготовок».

3. Кулінко, Є., Скочко, В., Тисленко, П., & Шебанова, М. (2024). Геометричне моделювання мереж системи тепlopостачання на основі мінімізації. Прикладна геометрія та інженерна графіка, 1(106), 278-300.

4. Тепlopостачання житлового мікрорайону. Методичні вказівки до курсового проекту / Уклад.: Худенко А.А., Швачко Н.А., Лисицький М.Ф., Приймак А.В. - К.: КНУБА, 2001. - 60с.

5. «Охорона праці та навколишнього середовища» в дипломних проектах студентів будівельного факультету /: Методичні вказівки / Укл. О. Г. Вільсон, В. Т. Кравчук. - К., 1994. - 20 с.

6. Небезпечні зони на будівельних майданчиках. Методичні рекомендації до виконання розрахунково-графічної роботи та індивідуальних завдань з охорони праці. Уклад.: О. Г Вільсон, В. М. Ольховик. - К.: КНУБА, 2002. - 40 с.

7. Погосов, О. Г., Чепурна, Н. В., Пасічник, П. О., Кулінко, Є. О., & Дорошенко, А. А. (2023). Сучасні системи тепло-та паропостачання промислових підприємств при застосуванні глибокої утилізації енергетичного потенціалу технологічної пари. Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання, 45, 42-51.

8. Інженерні рішення з охорони праці при розробці дипломних проектів інженерно-будівельних спеціальностей. Навчальний посібник. - Київ: Основа, 2001. - 336 с.

9. Козячина, Б., Смілян, М., & Погосов, О. (2024). Перспективи застосування модульних твердопаливних котельних при диверсифікації джерел теплової енергії адміністративних будівель. Collection of scientific papers «ΛΟΓΟΣ», (March 1, 2024; Paris, France), 200-206.

10. Погосов, О. Г., Чепурна, Н. В., Пасічник, П. О., Кулінко, Є. О., & Дорошенко, А. А. (2023). Сучасні системи тепло-та паропостачання промислових підприємств при застосуванні глибокої утилізації енергетичного потенціалу технологічної пари. Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання, 45, 42-51.

11. Грановська О.О. Удосконалення стабілізаторних пальникових пристроїв при мікрофакельному спалюванні газу: Автореф. дис... канд. тех. наук: 05.14.14. - Київ, 2014. - 26 с.

12. Пасічник, П., Погосов, О., & Кулінко, Є. (2024). Можливості децентралізації систем теплопостачання в газифікованих багатоквартирних будинках радянської забудови в м. Києві. Scientific Collection «InterConf+»,(42 (189), 592–600. <https://doi.org/10.51582/interconf.19-20.02..>

13. Методичні рекомендації до практичних занять і курсового проектування з курсу “Опалення” / Укл. Є.С. Зайченко. - К.: КДТУБА, 1999. - 35 с.

14. Правила систем газопостачання, Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України 15.05.2015 № 285.

15. Методичні рекомендації до практичних занять, курсового та дипломного проектування з курсу “Опалення” / Укл. Є.С. Зайченко. - К.: КНУБА, 1999. - 32 с.

16. Malkin, E., & Pogosov, O. (2015). Оцінка вторинних енергоресурсів та напрямки підвищення енергоефективності при реконструкції систем паропостачання промислових підприємств. Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання, (18), 106-112.

17. Котельні установки промислових підприємств: навчальний посібник /Д.В. Степанов, Є.С. Корженко, Л.А. Бондар. - Вінниця: ВНТУ , 2011. - 120с.

## Перелік посилань

1. „Закон України про енергозбереження” // Постанова ВР України №75/94-ВР від 01.07.1994р.
2. Закон України „Про охорону праці” від 14.10.92р. №2694-XII.
3. Закон України „Про трубопровідний транспорт” від 15.05.96 р №192/96-ВР.
4. Закон України „Про альтернативні види рідкого та газового палива” від 14.10.2000р №1391-XIV.
5. Закон України „Про теплопостачання” від 2.06.05р. №2633-IV.
6. Закон України „Об об’єктах підвищеної небезпеки” від 18.01.2001р. №2245-III.
7. Інженерні рішення з охорони праці при розробці дипломних проекттів інженерно-будівельних спеціальностей: Навчальний посібник.К.: Основа, 2001.-336с.
8. СТП 001-97. Оформлення індивідуальних завдань студентів. – К.: КДТУБіА, 1997. – 53 с. – Чинний з 15.12.1997р.
9. Перелік виконавчої та іншої документації, що надається державній приймальній, робочій комісіям при прийнятті в експлуатацію закінчених будівництвом об’єктів: Затв. Наказом Держбуду України 27.01.2005 №21 – чинний з 01.03.2005.
10. СТП 001-97. Оформлення індивідуальних завдань студентів. —К.: КДТУБіА, 1997.-53с.-чинний з 15.12.1997.
11. Перелік чинних в Україні нормативних документів у галузі будівництва (за станом на 1 січня 2006 року). —К.: ТК“Будтехнормування”, 2006.-205с.
12. СНиП 2.01.01.-82. Строительная климатология и геофизика / Госстрой СССР. —М.:Стройиздат,1983.-186с.-чинні з 01.01.84.
13. СНиП III-4-80\* Техника безопасности в строительстве. М.:-348с.
14. “Правила подачі та використання газу в народному господарстві України”.
15. НПАОП 0.00-1.08-94. Правила будови і безпечної експлуатації парових та водогрійних котлів. К.:1998р.- 108с.

16. НПАОП 0.00-1.20-98 „Правила безпеки систем газопостачання України”. К.: 1998р.- 179с.-чинний з 01.10.97.
17. НПАОП 0.00-1.26-96 "Правила будови і безпечної експлуатації парових котлів з тиском пари не більше 0.07 МПа (0.7 кгс/см ) та водогрійних котлів і водонагрівачів з температурою нагріву води не вище 115 °С":Україна.1996р.-63с.
18. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.К.:1987р.-50с.
- 19.ДБН В.2.5-20-2001. Газопостачання. Державний комітет будівництва, архітектури та житлової політики України. К.: 2001р.- 286с.
- 20.СНиП II-89-80 глава 89 Генеральные планы промышленных предприятий. – М.: Стройиздат, 1981. – 31с.
21. П.М.Єнін, Г.Г.Шишко, К.М.Предун Газопостачання населених пунктів і об'єктів природнім газом. – К.: 2002р.-198с.
22. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного коммунально-бытового назначения. Технические условия. —М.: Изд-во стандартов, 1987-2с.-чинний з 01.01.88.
23. ГОСТ 4666-75\*. Арматура трубопроводная. Маркировка и опознавательная окраска. —М.: Изд-во стандартов,1981.-6с.-чинний з 01.01.76.
24. ГОСТ 21.609-83.Газоснабжение. Внутренние устройства . Рабочие чертежи. — М.: Изд-во стандартов, 1984.-12с.-чинний з 01.01.84.
25. ГОСТ 21.610-85.Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи. — М.: Изд-во стандартов, 1986.-6с.-чинний з 01.07.86.
26. ДСТУ Б В.2.7-73-98. Труби поліетиленові для подачі горючих газів. Технічні умови. —К.: Укрархбудінформ, 1998.-41с.-чинний з 01.01.99.
27. ДБН А.3.1-3-94 Приймання в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів. Основні положення. – К.: 2004.-31с.
28. ГДК 34.02.305. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от энергетических установок.-К.: 2002р.-44с.