

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД  
«НАЦІОНАЛЬНИЙ ГІРНИЧИЙ УНІВЕРСИТЕТ»**



**ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ.**

**МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ВИКОНАННЯ  
ПРАКТИЧНИХ РОБІТ (ЧАСТИНА І).**

Для студентів спеціальностей  
101 «Екологія»,  
183 «Технології захисту навколишнього середовища»

Дніпро  
НГУ  
2017

**Екологічні проблеми енергетики.** Методичні рекомендації до виконання практичних робіт (частина 1) студентами спеціальностей 101 «Екологія» та 183 «Технології захисту навколишнього середовища»/ А. Г. Рудченко. – Дніпро: Національний гірничий університет, 2017. – 44 с.

Автор:

А.Г. Рудченко, ст. викл.

Затверджено методичними комісіями з спеціальностей 101 «Екологія» (протокол №4 від 01.12.2017) та 183 «Технології захисту навколишнього середовища» (протокол №4 від 30.11.2017) за поданням кафедри екології та технологій захисту навколишнього середовища (протокол №4 від 16.11.2017).

Подано методичні рекомендації до виконання практичних робіт з дисципліни «Екологічні проблеми енергетики» для студентів спеціальності 101 «Екологія», 183 «Технології захисту навколишнього середовища». Розглянуто екологічні аспекти застосування викопних та альтернативних джерел енергії в промисловості та комунально-побутовому секторі.

Відповідальний за випуск завідувач кафедри екології та технологій захисту навколишнього середовища, д-р техн. наук, доц. А. В. Павличенко

© Рудченко А.Г.  
ДВНЗ «Національний гірничий університет», 2017

## ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

В енергетичному балансі України теплові електричні станції (ТЕС) і потужні котельні є основним джерелом теплової та електричної енергії.

Взаємодія енергетичного підприємства з навколишнім середовищем відбувається на всіх стадіях добування та використання паливних ресурсів, перетворення та передачі теплової та електричної енергії.

Продукти, які утворюються під час згоряння, передають основну частину теплоти робочому тілу енергетичної установки, частина розсіюється в навколишньому середовищі, а частина виноситься з продуктами згоряння, що викидаються в атмосферу. Ці викиди містять забруднюючі речовини і парникові гази: оксиди азоту  $\text{NO}_x$ , вуглецю  $\text{CO}_x$ , сірки  $\text{SO}_x$ , вуглеводи, пари води та інші речовини у твердому, рідкому та газоподібному стані.

Кількість шкідливих викидів в навколишнє середовище залежить від виду паливних ресурсів, що використовуються (газ, мазут, вугілля, сланці, деревина тощо), технологічного режиму спалювання палива, технічного стану обладнання.

Методичні рекомендації призначені для формування у студентів-екологів практичних навичок з розрахунку обсягів шкідливих речовин, що утворюються при згорянні палива в котлах та підбору технологічного обладнання для захисту навколишнього середовища й вибору заходів з мінімізації впливу на довкілля.

Методичні рекомендації включають 3 практичних роботи, тексти яких викладено за типовою структурною схемою – тема, мета роботи, стисле подання теоретичних положень за темою, опис методу, приклад розрахунку, контрольне завдання, питання для самоконтролю.

Послідовність проведення практичних робіт відповідає темам лекційних занять, що сприяє практичному закріпленню теоретичних знань з даної дисципліни.

### ***В результаті виконання практичних робіт студенти повинні:***

❖ опанувати методи розрахунків процесу горіння палива, визначення нижньої теплоти згорання палива та необхідного об'єму повітря й об'єму продуктів згорання;

❖ ознайомитися з особливостями розрахунку і визначення кількості викидів основних забруднюючих речовин, що надходять в атмосферне повітря з димовими газами, які утворюються під час спалювання органічного палива в енергетичних установках;

❖ ознайомитися з особливостями енергозбереження на вугільних шахтах на прикладі системи провітрювання.

## ПРАКТИЧНА РОБОТА №1 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ПРОЦЕСУ ГОРІННЯ ПАЛИВА

**Мета роботи:** ознайомитися з особливостями розрахунку процесу горіння палива, навчитися визначати нижню теплоту згорання палива, а також необхідний об'єм повітря та об'єм продуктів згорання.

### 1.1. ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

#### 1.1.1. Розрахунок процесу горіння палива та визначення нижньої теплоти згорання палива

##### *Сухе газоподібне паливо.*

Нижня теплота згорання в кДж/м<sup>3</sup> визначається за виразом:

$$Q_H^p = 107.98H_2 + 126.36CO + 234H_2S + 358.2CH_4 + 590.66C_2H_4 + 637.46C_2H_6 + 860.05C_3H_6 + 913.2C_3H_8 + 1187.36C_4H_{10} + 1461.89C_5H_{12} \quad (1.1)$$

де H<sub>2</sub>, CO, H<sub>2</sub>S, CH<sub>4</sub> та інші компоненти – склад газоподібного палива у відсотках (%) за об'ємом (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Характеристики природного та промислового газу для різних газопроводів

Газопровід	Склад газу за об'ємом									
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> та більш важкі	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	H <sub>2</sub>	CO
Природні газу										
Середня Азія – Центр	93,8	3,6	0,7	0,2	0,4	0,7	0,6	0	0	0
Уренгой – Ужгород	98,9	0,12	0,011	0,01	0	0,9	0,06	0	0	0
Промислові газу										
Доменний газ	0,3	-	-	-	-	55	12,5	0,2	5	27
Коксовий газ	25,5	-	-	-	-	3	2,4	3,1	59,5	6,5

##### *Рідке та тверде паливо.*

Нижня теплота згорання в кДж/м<sup>3</sup> визначається за виразом:

$$Q_H^p = 339.5C^p + 1256H^p - 109(O^p - S_n^p) - 25.14(9H^p + W^p) \quad (1.2)$$

де H, C, S та інші компоненти – склад твердого та рідкого палива у відсотках (%) за масою (табл. 1.2).

#### 1.1.2. Визначення необхідного об'єму повітря та об'єму продуктів згорання

Теоретичний об'єм повітря і продуктів згорання для газоподібного палива в м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> розраховується за формулами:

- теоретична кількість повітря для повного згорання 1 м<sup>3</sup> газу:

$$V^0 = 0,0476[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \sum((m+n)/4)C_mH_n - O_2] \quad (1.3)$$

- теоретичний об'єм трьохатомних газів в продуктах згорання:

$$V_{RO_2} = 0,01[CO_2 + CO + H_2S + \sum mC_mH_n] \quad (1.4)$$

- теоретичний об'єм азоту в продуктах згорання:

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,01N_2 \quad (1.5)$$

- теоретичний об'єм водяних парів в продуктах згорання:

$$V_{H_2O}^0 = 0,01[H_2 + H_2S + \sum(n/2)C_mH_n + 0,0161V^0 + 1,24W^p] \quad (1.6)$$

Таблиця 1.2 – Характеристики твердого та рідкого палива

Вид палива	Склад палива за масою									
	C <sup>p</sup>	H <sup>p</sup>	N <sup>p</sup>	O <sup>p</sup>	S <sup>p</sup> <sub>л</sub>	A <sup>p</sup>	W <sup>p</sup>	SO <sup>p</sup>	(CO <sub>2</sub> ) <sup>p</sup> <sub>к</sub>	
Рідке паливо (мазут)										
Малосірчистий мазут марки 40	87,50	11,50	-	0,60	0,40	0,15	2,00	-	-	
Малосірчистий мазут марки 100	87,50	11,10	-	1,00	0,40	0,15	2,00	-	-	
Високосірчистий мазут марки 40	85,50	11,20	-	0,80	2,50	0,15	2,00	-	-	
Високосірчистий мазут марки 100	85,70	10,60	-	1,00	2,70	0,15	2,00	-	-	
Високосірчистий мазут марки 200	85,90	10,20	-	0,90	3,00	0,30	1,00	-	-	
Тверде паливо										
Антрацитовий штиб АШ	93,5	1,8	0,8	1,5	2,4	15	8	-	-	
Пісне вугілля ГР	89,0	4,2	1,5	2,1	3,3	21	7	-	-	
Донецьке газове ГР	81,0	5,4	1,5	7,7	4,4	25,2	10	-	-	
Донецьке довгополуменеве ДР	75,5	5,5	1,6	13,1	4,3	18	8	-	-	
Львівсько-волинське (ЛВ) ГР	79,5	5,2	1,3	10,3	3,7	20	12	-	-	
Олександрійське буре БІР	67,5	5,8	0,9	19,9	5,9	30	9	-	-	
Сланці	20,6	2,7	0,1	2,8	1,7	46	11,5	-	16,4	

Теоретичний об'єм повітря і продуктів згорання для твердого та рідкого палива в м<sup>3</sup>/кг розраховується за формулами:

- теоретична кількість повітря для повного згорання 1 кг твердого або рідкого палива:

$$V^0 = 0,089C^p + 0,226H^p + 0,033(S_{л}^p + O^p) \quad (1.7)$$

- теоретичний об'єм трьохатомних газів в продуктах згорання для твердого та рідкого палива, крім сланців:

$$V_{RO_2} = 0,0187 \left[ C^P + 0,375 S_n^P \right] \quad (1.8)$$

• для сланців:

$$V_{RO_2} = 0,0187 \left[ C^P + 0,375 S_n^P \right] + K \left[ 0,509 (CO_2)_n^P / 100 \right] \quad (1.9)$$

де  $K$  – коефіцієнт розкладу карбонатів, який приймається рівним 0,7 при спалюванні шарами, та 1 при спалюванні в камері;

• теоретичний об'єм азоту в продуктах згорання:

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8N_2 / 100 \quad (1.10)$$

• теоретичний об'єм водяних парів в продуктах згорання при спалюванні рідкого та твердого палива:

$$V_{H_2O}^0 = 0,0124 \left[ 9H^P + W^P \right] \quad (1.11)$$

Для розрахунку **дійсного об'єму повітря** та продуктів згорання необхідно визначити коефіцієнти надлишку повітря, знати тип топки та величину притоку повітря в топці та газоходах котла.

Коефіцієнт надлишку повітря для газомазутної топки  $\alpha=1,05-1,15$ , для топки пошарового зпалювання  $\alpha=1,3-1,5$ .

Коефіцієнт надлишку повітря за котлом (у вихідних газах) визначається:

$$\alpha_{\text{вз}} = \alpha_m + \sum \Delta\alpha_i \quad (1.12)$$

де  $\sum \Delta\alpha_i$  – сума притоків повітря у відповідних газоходах котла (табл. 1.3).

Таблиця 1.3 – Значення коефіцієнту притоку повітря в залежності від типу топки та газоходу

Тип газоходу	Коефіцієнт притоку повітря
Газомазутні котли без металевої обшивки	0,1
Шарові топки механічні та полумеханічні	0,1
Шарові топки ручні	0,3
Перший котельний пучок	0,05
Другий котельний пучок	0,1
Пароперегрівач	0,03
Водяний економайзер сталевий	0,1
Водяний економайзер чавунний	0,2
Підігрівач повітря трубчастий	0,06
Підігрівач повітря чавунний	0,1
Золовловлювач	0,05
За сталевим котлом	0,01 на 1 м
За цегляним котлом	0,01 на 1 м

**Дійсний об'єм продуктів згорання** визначається за формулами:

• дійсний об'єм повітря для спалювання рідкого палива:

$$V_D = \alpha_m V^0 \quad (1.13)$$

• дійсний об'єм продуктів згорання:

$$V_{зг} = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha_{e2} - 1)V^0 \quad (1.14)$$

де  $V_{H_2O}$  – дійсний об'єм водяних парів для газоподібного, рідкого та твердого палива, крім сланців, визначається:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{e2} - 1)V^0 \quad (1.15)$$

для сланців:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161\alpha_m V^0 \quad (1.16)$$

Маса продуктів згорання визначається для газоподібного палива:

$$M_{г} = \rho_{c2} + 0,001d_2 + 1,306\alpha_m V^0 \quad (1.17)$$

де  $\rho_{c2}$  – щільність сухого газу;  $d_2$  – вологовміст газу;

для рідкого та твердого палива, крім сланців, визначається:

$$M_{г} = 1 - 0,01A^p + 1,306\alpha_m V^0 \quad (1.18)$$

де  $A^p$  – вміст золи в паливі (розрахунковий);

для сланців:

$$M_{г} = 1 - 0,01A_k^p + 1,306\alpha_m V^0 + 0,01K(CO_2)_k^p \quad (1.19)$$

де  $A_k^p$  – вміст золи в паливі (розрахунковий) з урахуванням карбонатів, що не розклалися, визначається за виразом:

$$A_k^p = A^p + (1 - K)(CO_2)_k^p \quad (1.20)$$

## 1.2. ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

### 1.2.1 Розрахунок нижньої теплоти згорання органічного палива.

Розрахуйте нижню теплоту згорання для трьох видів органічного палива.

Для варіантів вибору види органічного палива наведено у табл. 1.4.

**Розв'язання.** Приймаємо наступні умови: сухе газоподібне паливо (Уренгой – Ужгород), рідке паливо (високосірчистий мазут марки 40) та тверде паливо (сланці).

Згідно табл. 1.1 та 1.2 розраховуємо нижню теплоту згорання вказаного виду органічного палива:

1. Сухе газоподібне паливо (Уренгой – Ужгород):

$$\begin{aligned} Q_H^p &= 107,98H_2 + 126,36CO + 234H_2S + 358,2CH_4 + 590,66C_2H_4 + 637,46C_2H_6 + \\ &+ 860,05C_3H_6 + 913,2C_3H_8 + 1187,36C_4H_{10} + 1461,89C_5H_{12} = 358,2 \cdot 98,9 + 637,46 \cdot 0,12 + \\ &+ 913,2 \cdot 0,011 + 1187,36 \cdot 0,01 = 35525 \cdot \text{кДж} / \text{м}^3 \end{aligned}$$

2. Рідке паливо (високосірчистий мазут марки 40):

$$\begin{aligned} Q_H^p &= 339,5C^p + 1256H^p - 109(O^p - S_n^p) - 25,14(9H^p + W^p) = 339,5 \cdot 85,5 + 1256 \cdot 11,2 - \\ &- 109 \cdot (0,8 - 2,5) - 25,14(9 \cdot 11,2 + 2) = 40627,45 \cdot \text{кДж} / \text{м}^3 \end{aligned}$$

3. Тверде паливо (сланці):

$$\begin{aligned} Q_H^p &= 339,5C^p + 1256H^p - 109(O^p - S_n^p) - 25,14(9H^p + W^p) = 339,5 \cdot 20,6 + 1256 \cdot 2,7 - \\ &- 109(2,8 - 1,7) - 25,14(2,7 + 11,5) = 9908 \cdot \text{кДж} / \text{м}^3 \end{aligned}$$

Таблиця 1.4 – Характеристики органічного палива

Органічне паливо	Варіанти									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Середня Азія – Центр	+				+				+	
Уренгой – Ужгород		+				+				+
Доменний газ			+				+			
Коксовий газ				+				+		
Малосірчистий мазут марки 40	+					+				
Малосірчистий мазут марки 100		+					+			
Високосірчистий мазут марки 40			+					+		
Високосірчистий мазут марки 100				+					+	
Високосірчистий мазут марки 200					+					+
Антрацитовий штиб АШ	+							+		
Пісне вугілля ТР		+							+	
Донецьке газове ГР			+							+
Донецьке довгополуменеве ДР				+						
Львівсько-волинське (ЛВ) ГР					+					
Олександрійське буре Б1Р						+				
Сланці							+			

### 1.2.2. Розрахунок необхідного об'єму повітря та теоретичного об'єму продуктів згорання органічного палива.

Розрахуйте необхідний об'єм повітря та теоретичний об'єм продуктів згорання для трьох видів органічного палива.

Для варіантів вибору види органічного палива наведено у табл. 1.4.

**Розв'язання.** Приймаємо наступні умови: сухе газоподібне паливо (Уренгой – Ужгород), рідке паливо (високосірчистий мазут марки 40) та тверде паливо (сланці).

1. Сухе газоподібне паливо (Уренгой – Ужгород):

• теоретична кількість повітря для повного згорання 1 м<sup>3</sup> газу:

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

$$= 0,0476 \left[ 98,9(1+4)/4 + 0,12(2+6)/4 + 0,011(3+8)/4 + 0,01(4+10)/4 \right] =$$

$$= 6,1 \cdot \frac{m^3}{m^3}$$

• теоретичний об'єм трьохатомних газів в продуктах згорання:

$$V_{RO_2} = 0,01 \left[ CO_2 + CO + H_2S + \sum mC_mH_n \right] = 0,01 \left( \begin{array}{l} 0,06 + 98,9 + 2 \cdot 0,12 + \\ + 3 \cdot 0,011 + 4 \cdot 0,01 \end{array} \right) =$$

$$= 0,9927 \cdot \frac{m^3}{m^3}$$

• теоретичний об'єм азоту в продуктах згорання:

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,01N_2 = 0,79 \cdot 6,1 + 0,01 \cdot 0,9 = 4,83 \cdot \frac{m^3}{m^3}$$

• теоретичний об'єм водяних парів в продуктах згорання:



$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \left[ H_2 + H_2 S + \sum (n/2) C_m H_n + 0,0161 V^0 + 1,24 W^p \right] =$$

$$= 0,01 \left( \frac{4}{2} 98,9 + \frac{6}{2} 0,12 + \frac{8}{2} 0,011 + \frac{10}{2} 0,01 + 0,016 \cdot 6,1 \right) = 1,98 \cdot \frac{m^3}{m^3}$$

2. Рідке паливо (високосірчистий мазут марки 40):

• теоретична кількість повітря для повного згорання 1 кг рідкого палива:

$$V^0 = 0,089 C^p + 0,226 H^p + 0,033 (S_l^p + O^p) = 0,089 \cdot 85,5 +$$

$$+ 0,226 \cdot 11,2 + 0,033 (2,5 + 0,8) = 10,4 \cdot \frac{m^3}{kg}$$

• теоретичний об'єм трьохатомних газів в продуктах згорання для рідкого палива:

$$V_{RO_2} = 0,0187 [C^p + 0,375 S_l^p] = 0,0187 (85,5 + 0,375 \cdot 2,5) = 1,6 \cdot \frac{m^3}{kg}$$

• теоретичний об'єм азоту в продуктах згорання:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 V^0 + 0,8 N_2 / 100 = 0,79 \cdot 10,4 = 8,2 \cdot \frac{m^3}{kg}$$

• теоретичний об'єм водяних парів в продуктах згорання при спалюванні рідкого палива:

$$V_{H_2O}^0 = 0,0124 [9 H^p + W^p] = 0,0124 (9 \cdot 11,2 + 2) = 1,3 \cdot \frac{m^3}{kg}$$

3. Тверде паливо (сланці)

• теоретична кількість повітря для повного згорання 1 кг твердого палива:

$$V^0 = 0,089 C^p + 0,226 H^p + 0,033 (S_l^p + O^p) = 0,089 \cdot 20,6 +$$

$$+ 0,226 \cdot 2,7 + 0,033 (1,7 + 2,8) = 2,6 \cdot \frac{m^3}{kg}$$

• теоретичний об'єм трьохатомних газів в продуктах згорання для сланців:

а) при спалюванні шарами

$$V_{RO_2} = 0,0187 [C^p + 0,375 S_l^p] + K [0,509 (CO_2)_l^p / 100] =$$

$$= 0,0187 (20,6 + 0,375 \cdot 1,7) + 0,7 (0,509 \cdot 16,4 / 100) = 0,46 \cdot \frac{m^3}{kg}$$

б) при спалюванні в камері

$$V_{RO_2} = 0,0187 [C^p + 0,375 S_l^p] + K [0,509 (CO_2)_l^p / 100] =$$

$$= 0,0187 (20,6 + 0,375 \cdot 1,7) + 1,0 (0,509 \cdot 16,4 / 100) = 0,48 \cdot \frac{m^3}{kg}$$

де  $K$  – коефіцієнт розкладу карбонатів, який приймається рівним 0,7 при спалюванні шарами, та 1 при спалюванні в камері;

• теоретичний об'єм азоту в продуктах згорання:

$$V_{N_2}^0 = 0,79 V^0 + 0,8 N_2 / 100 = 0,79 \cdot 2,6 + 0,8 \cdot 0,1 / 100 = 2,06 \cdot \frac{m^3}{kg}$$

• теоретичний об'єм водяних парів в продуктах згорання при спалюванні твердого палива:

$$V_{H_2O}^0 = 0,0124 [9 H^p + W^p] = 0,0124 (9 \cdot 2,7 + 11,5) = 0,44 \cdot \frac{m^3}{kg}$$

**1.2.3. Розрахунок дійсного об'єму повітря та продуктів згорання органічного палива.**

Розрахуйте дійсний об'єм повітря та продуктів згорання для трьох видів

органічного палива. Коефіцієнт надлишку повітря для газомазутної топки приймаємо  $\alpha=1,15$ , для топки пошарового зпалювання  $\alpha=1,5$ . Інші дані наведені в п 1.2.2.

Для варіантів вибору типу топки наведено у табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Вихідні дані для розрахунку дійсного об'єму повітря та продуктів згорання органічного палива

Органічне паливо	Варіанти									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Шарові топки механічні та полумеханічні	+		+		+		+		+	
Шарові топки ручні		+		+		+		+		+
Довжина газоходу	6	8	10	12	5	4	3	9	7	11

**Розв'язання.** Приймаємо наступні умови: сухе газоподібне паливо (Уренгой – Ужгород), рідке паливо (високосірчистий мазут марки 40) та тверде паливо (сланці). Для газоподібного та рідкого палива тип топки – газомазутний котел без металеві обшивки. Для твердого палива – шарова топка ручна. Довжина газоходу 10 м.

1. Сухе газоподібне паливо (Уренгой – Ужгород).

• дійсний об'єм повітря для спалювання газоподібного палива:

$$V_D = \alpha_m V^0 = 1,15 \cdot 6,1 = 7,02 \cdot \frac{m^3}{m^3}$$

• дійсний об'єм продуктів згорання:

$$V_{зг} = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha_{вз} - 1)V^0 = 0,9927 + 4,83 + 2,01 + (1,35 - 1)6,1 = 9,97 \cdot \frac{m^3}{m^3}$$

де  $V_{H_2O}$  – дійсний об'єм водяних парів для газоподібного палива визначається:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{вз} - 1)V^0 = 1,98 + 0,0161(1,35 - 1)6,1 = 2,01 \cdot \frac{m^3}{m^3}$$

Коефіцієнт надлишку повітря за котлом (у вихідних газах) визначається:

$$\alpha_{вз} = \alpha_m + \sum \Delta \alpha_i = 1,15 + 0,2 = 1,35$$

де  $\sum \Delta \alpha_i = 0,1 + 0,01 \cdot 10 = 0,2$  – сума притоків повітря у відповідних газоходах котла (табл. 1.3).

• маса продуктів згорання для газоподібного палива визначається:

$$M_{г} = \rho_{сг} + 0,001d_2 + 1,306\alpha_m V^0 = 0,764 + 0,001 \cdot 17 \cdot 10^{-3} + 1,306 \cdot 1,15 \cdot 6,1 \approx 9,9 \cdot \frac{кг}{m^3}$$

де  $\rho_{сг}$  – щільність сухого газу (визначається за допомогою додатка 1);  $d_2$  – вологовміст газу при нормальних умовах становить 17 г/м<sup>3</sup>;

2. Рідке паливо (високосірчистий мазут марки 40).

• дійсний об'єм повітря для спалювання рідкого палива:

$$V_D = \alpha_m V^0 = 1,15 \cdot 10,4 = 11,96 \cdot \frac{m^3}{кг}$$

- дійсний об'єм продуктів згорання:

$$V_{3Г} = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha_{вз} - 1)V^0 = 1,6 + 8,2 + 1,36 + (1,35 - 1)10,4 = 14,8 \cdot \text{м}^3/\text{кг}$$

де  $V_{H_2O}$  – дійсний об'єм водяних парів для газоподібного палива визначається:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{вз} - 1)V^0 = 1,3 + 0,0161(1,35 - 1)10,4 = 1,36 \cdot \text{м}^3/\text{кг}$$

Коефіцієнт надлишку повітря за котлом (у вихідних газах) визначається:

$$\alpha_{вз} = \alpha_m + \sum \Delta\alpha_i = 1,15 + 0,2 = 1,35$$

де  $\sum \Delta\alpha_i = 0,1 + 0,01 \cdot 10 = 0,2$  – сума притоків повітря у відповідних газоходах котла (табл. 1.3).

- маса продуктів згорання для рідкого палива визначається:

$$M_{Г} = 1 - 0,01A^p + 1,306\alpha_m V^0 = 1 - 0,01 \cdot 0,15 + 1,306 \cdot 1,15 \cdot 10,4 = 16,62$$

де  $A^p = 0,15$  – вміст золи в паливі (табл. 1.2);

### 3. Тверде паливо (сланці)

- дійсний об'єм повітря для спалювання твердого палива:

$$V_{Д} = \alpha_m V^0 = 1,5 \cdot 2,6 = 3,9 \cdot \text{м}^3/\text{кг}$$

- дійсний об'єм продуктів згорання:

$$V_{3Г} = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha_{вз} - 1)V^0 = 0,46 + 2,06 + 0,5 + (1,9 - 1)2,6 = 5,36 \cdot \text{м}^3/\text{кг}$$

де  $V_{H_2O}$  – дійсний об'єм водяних парів для сланців, визначається:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161\alpha_m V^0 = 0,44 + 0,0161 \cdot 1,5 \cdot 2,6 = 0,5 \cdot \text{м}^3/\text{кг}$$

Коефіцієнт надлишку повітря за котлом (у вихідних газах) визначається:

$$\alpha_{вз} = \alpha_m + \sum \Delta\alpha_i = 1,5 + 0,4 = 1,9$$

де  $\sum \Delta\alpha_i = 0,3 + 0,01 \cdot 10 = 0,4$  – сума притоків повітря у відповідних газоходах котла (табл. 1.3).

- маса продуктів згорання для сланців визначається:

$$M_{Г} = 1 - 0,01A_k^p + 1,306\alpha_m V^0 + 0,01K(CO_2)_k^p = 1 - 0,01 \cdot 50,92 + 1,306 \cdot 1,5 \cdot 2,6 + 0,01 \cdot 0,7 \cdot 16,4 = 5,7$$

де  $A_k^p$  – вміст золи в паливі (розрахунковий) з урахуванням карбонатів, що не розклалися, визначається за виразом:

$$A_k^p = A^p + (1 - K)(CO_2)_k^p = 46 + (1 - 0,7)16,4 = 50,92$$

### **Питання для самоконтролю**

1. Надайте визначення поняттю «забруднення атмосферного повітря».
2. Що є основними джерелами забруднення атмосферного повітря?
3. Де вникають найбільш високі концентрації шкідливих речовин в атмосферному повітрі?

4. Що є головною причиною несприятливої екологічної ситуації в Україні?
5. Наведіть класифікацію джерел забруднення атмосфери.
6. Надайте визначення поняттю «забруднююча речовина» та привести їх класифікацію.
7. Охарактеризуйте методику визначення нижньої теплоти згорання палива.
8. Як розраховується теоретичний об'єм повітря та продуктів згорання газоподібного палива?
9. Як розраховується теоретичний об'єм повітря та продуктів згорання твердого та рідкого палива?
10. Охарактеризуйте особливості розрахунку при спалюванні сланців.
11. Наведіть методика розрахунку дійсного об'єму повітря та продуктів згорання різних типів палива.

## **ПРАКТИЧНА РОБОТА №2**

### **РОЗРАХУНОК ВИКИДІВ ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН У АТМОСФЕРУ ВІД ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК**

**Мета роботи:** ознайомитися з особливостями розрахунку і визначення кількості викидів основних забруднюючих речовин, що надходять в атмосферне повітря з димовими газами, які утворюються під час спалювання органічного палива в енергетичних установках.

#### **2.1. ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА.**

##### **2.1.1. Загальні положення**

За методикою, що застосовується в Україні з 2002 р., обліку підлягають забруднюючі речовини та парникові гази, які надходять з димовими газами в атмосферне повітря від енергетичних установок.

Забруднюючі речовини:

- речовини у вигляді суспендованих твердих частинок;
- оксиди сірки  $SO_x$  у перерахунку на двоокис сірки або сірчистий ангідрид  $SO_2$ ;
- оксиди азоту  $NO_x$  у перерахунку на двоокис азоту  $NO_2$ ;
- оксид вуглецю  $CO$ ;
- важкі метали та їх сполуки.

Парникові гази:

- двоокис вуглецю  $CO_2$ ;
- метан  $CH_4$ ;
- азоту (I) оксид або оксид діазоту  $N_2O$ .

Розрахункові методи визначення викиду забруднюючої речовини базуються на використанні показника емісії. Показник емісії характеризує масову кількість забруднюючої речовини, яка викидається енергетичною установкою в атмосферне повітря разом з димовими газами, віднесена до одиниці енергії, що виділяється під час згорання палива. У даній роботі для розрахунків використовується специфічний показник емісії, який є питомою

величиною викиду, що визначається для конкретної енергетичної установки з урахуванням індивідуальних характеристик палива, конкретних характеристик процесу спалювання та заходів щодо зниження викиду забруднюючої речовини.

Валовий викид  $j$ -ї забруднюючої речовини  $E_j$ ,  $t$ , що надходить у атмосферу з димовими газами енергетичної установки за проміжок часу  $P$ , визначається як сума валових викидів цієї речовини під час спалювання різних видів палива, у тому числі під час їх одночасного спільного спалювання:

$$E_j = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i (Q_i^r)_i, \quad (2.1)$$

де  $E_{ji}$  – валовий викид  $j$ -ї забруднюючої речовини під час спалювання  $i$ -го палива за проміжок часу  $P$ ,  $t$ ;

$k_{ji}$  – показник емісії  $j$ -ї забруднюючої речовини для  $i$ -го палива,  $г/ГДж$ ;

$B_i$  – витрата  $i$ -го палива за проміжок часу  $P$ ,  $t$ ;

$(Q_i^r)_i$  – нижча робоча теплота згоряння  $i$ -го палива,  $МДж/кг$ .

### 2.1.2. Визначення викидів забруднюючих речовин розрахунковими методами

#### Речовини у вигляді твердих частинок.

Показник емісії речовини у вигляді твердих частинок розраховується:

$$k_{тв} = \frac{10^6}{Q_i^r} a_{вин} \frac{A^r}{100 - \Gamma_{вин}} (1 - \eta_{зy}) + k_{твS}, \quad (2.2)$$

або

$$k_{тв} = \frac{10^6}{Q_i^r} \left( a_{вин} \frac{A^r}{100} + \frac{q_4}{100} \cdot \frac{Q_i^r}{Q_C} \right) (1 - \eta_{зy}) + k_{твS}, \quad (2.3)$$

де  $k_{тв}$  – показник емісії твердих частинок,  $г/ГДж$ ;

$Q_i^r$  – нижча робоча теплота згоряння палива,  $МДж/кг$ ;

$A^r$  – масовий вміст золи в паливі на робочу масу, %;

$a_{вин}$  – частка золи, яка виходить з котла у вигляді легкої золи;

$Q_C$  – теплота згоряння вуглецю до  $CO_2$ , яка дорівнює  $32,68$   $МДж/кг$ ;

$q_4$  – втрати тепла, пов'язані з механічним недопалом палива, %;

$\eta_{зy}$  – ефективність очищення димових газів від твердих частинок;

$\Gamma_{вин}$  – масовий вміст горючих речовин у викидах твердих частинок, %;

$k_{твS}$  – показник емісії твердих продуктів взаємодії сорбенту та оксидів сірки і твердих частинок сорбенту,  $г/ГДж$ .

Вміст золи  $A^r$  в паливі та горючих у викиді твердих частинок  $\Gamma_{вин}$  визначаються при проведенні технічного аналізу за ГОСТ 11022-95 (ISO 1171-81) палива і легкої золи, яка виходить з енергетичної установки, відповідно. Для виконання даної роботи склад і характеристики різних видів органічного палива слід вибрати згідно з додатками 1-4.

Частка золи, яка виноситься з енергетичної установки у вигляді легкої золи,  $a_{вин}$  залежить від технології спалювання палива і визначається за табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Частка леткої золи  $a_{\text{вин}}$  при різних технологіях спалювання палива [4]

Котел	Вугілля	Мазут
З твердим (сухим) шлаковидаленням	0,95	1,00
Відкрита топка з рідким шлаковидаленням	0,80	1,00
Напіввідкрита топка з рідким шлаковидаленням	0,70	1,00
Двокамерна топка:	0,55	1,00
з вертикальним передтопком	0,30	1,00
горизонтальна циклонна	0,15	1,00
З циркулюючим киплячим шаром	0,50	–
З бульбашковим киплячим шаром	0,20	–
З нерухомим шаром	0,15	–

При використанні сорбенту для зв'язування оксидів сірки в топці котла (наприклад, за технологіями спалювання палива в киплячому шарі) чи при застосуванні технологій сухого або напівсухого зв'язування сірки утворюються тверді частинки сульфату та сульфїту і невикористаного сорбенту. Показник емісії твердих частинок невикористаного в енергетичній установці сорбенту та утворених сульфатів і сульфїтів  $k_{\text{твS}}$ , г/ГДж, розраховується за формулою

$$k_{\text{твS}} = \frac{10^6}{Q_i^r} \cdot \frac{S^r}{100} \left[ \eta_I \frac{\mu_{\text{прод}}}{\mu_S} + (m - \eta_I) \frac{\mu_{\text{сорб}}}{\mu_S} \right] a_{\text{вин}} (1 - \eta_{\text{зy}}), \quad (2.4)$$

де  $Q_i^r$  – нижча робоча теплота згоряння палива, МДж/кг;

$S^r$  – масовий вміст сірки в паливі на робочу масу, %;

$a_{\text{вин}}$  – частка золи, яка виходить з котла у вигляді леткої золи;

$\mu_{\text{прод}}$  – молекулярна маса твердого продукту взаємодії сорбенту та оксидів сірки, кг/кмоль;

$\mu_{\text{сорб}}$  – молекулярна маса сорбенту, кг/кмоль;

$\mu_S$  – молекулярна маса сірки, яка дорівнює 32 кг/кмоль;

$m$  – мольне відношення активного хімічного елемента сорбенту та сірки (табл. 2.2);

$\eta_I$  – ефективність зв'язування сірки сорбентом у топці або при застосуванні сухих та напівсухих методів десульфурізації димових газів (табл. 2.2 і 2.3);

$\eta_{\text{зy}}$  – ефективність очистки димових газів від твердих частинок.

#### Двоокис сірки $\text{SO}_2$ .

Показник емісії  $k_{\text{SO}_2}$ , г/ГДж, оксидів сірки  $\text{SO}_2$  та  $\text{SO}_3$  у перерахунку на двоокис сірки  $\text{SO}_2$ , які надходять в атмосферу з димовими газами, розраховується за формулою:

$$k_{\text{SO}_2} = \frac{10^6}{Q_i^r} \frac{2S^r}{100} (1 - \eta_I)(1 - \eta_{\text{II}}\beta), \quad (2.5)$$

де  $Q_i^r$  – нижча робоча теплота згоряння палива, МДж/кг;

$S^r$  – вміст сірки в паливі на робочу масу за проміжок часу  $P$ , %;

$\eta_I$  – ефективність зв’язування сірки золюю або сорбентом у енергетичній установці;

$\eta_{II}$  – ефективність очистки димових газів від оксидів сірки;

$\beta$  – коефіцієнт роботи сіркоочисної установки.

Таблиця 2.2 – Ефективність зв’язування оксидів сірки золюю або сорбентом у топці

Технологія спалювання	$\eta_I$	Примітка
Факельне спалювання вугілля в котлах з рідким шлаковидаленням	0,05	Зв’язування золюю палива
Факельне спалювання вугілля в котлах з твердим шлаковидаленням	0,10	те саме
Факельне спалювання мазуту в котлах	0,02	те саме
Спалювання в киплячому шарі	0,95	Зв’язування сорбентом у котлі при мольному відношенні Ca/S $m=2,5$

Таблиця 2.3 – Ефективність та коефіцієнт роботи сіркоочисної установки [5]

Технологія десульфуризації димових газів	Параметри сіркоочисної установки	
	$\eta_{II}$	$\beta$
Мокре очищення – у скрубєрі з використанням вапняку (вапна) або доломіту з одержанням гіпсу	0,95	0,99
Мокре очищення – процес Веллмана-Лорда з використанням солей натрію	0,97	0,99
Мокре очищення – процес Вальтера з використанням аміачної води	0,88	0,99
Напівсухе очищення – розпилення крапель суспензії або розчину сорбенту в реакторі (технології ESOX, GSA, Niro Atomizer)	0,90	0,99
Сухе очищення – інжекція сухого сорбенту (DSI)	0,45	0,98
Напівсухе очищення – процес LIFAC як розвиток процесу DSI з розпиленням крапель води	0,80	0,98
Напівсухе очищення – процес Lurgi CFB (з використанням реактора циркулюючого киплячого шару) з розпиленням крапель води	0,90	0,99
Сухе очищення – абсорбція активованим вугіллям	0,95	0,99
Каталітичне очищення від оксидів сірки і азоту (DESONOX, SNOX)	0,95	0,99

Значення вмісту сірки для різних видів і марок палива наведено в додатках 1-4.

Ефективність зв’язування оксидів сірки золюю або сорбентом у

енергетичній установці  $\eta_I$  залежить від технології спалювання та хімічного складу палива, яке спалюється, і типу сорбенту. Дані для енергетичної установки про ефективність зв'язування сірки в топковому просторі значення  $\eta_I$  для різних технологій спалювання палива беруться з табл. 2.2.

Димові гази можуть бути очищені від оксидів сірки в сіркоочисних установках шляхом застосування технологій десульфуризації димових газів з різною ефективністю очищення  $\eta_{II}$ . Коефіцієнт роботи сіркоочисної установки  $\beta$  визначається як відношення часу роботи сіркоочисної установки до часу роботи енергетичної установки і визначається згідно з табл. 2.3.

До установок десульфуризації димових газів належать і деякі види золоуловлювальних установок. Для електростатичних фільтрів та циклонів ефективність уловлення оксидів сірки  $\eta_{II}$  є незначною і дорівнює нулю. Для мокрих золоуловлювальних установок (мокрих скрубєрів типу МС та МВ) величина  $\eta_{II}$  залежить від загальної лужності води на зрошення та від вмісту сірки в паливі  $S'$ . Зведений вміст сірки визначається як відношення масового вмісту сірки на робочу масу палива до нижчої робочої теплоти згоряння палива ( $S' = S'/Q_i'$ ). Дані про ефективність уловлення оксидів сірки в мокрих скрубєрах наведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Ефективність уловлювання оксидів сірки  $\eta_{II}$  під час золоочищення за допомогою мокрого скрубєра [6]

Зведений вміст сірки, %/(МДж/кг)	Лужність води на зрошення, мг-екв/дм <sup>3</sup>		
	0	5	10
1	2	3	4
0,01	0,0250	0,1450	0,3000
0,02	0,0220	0,0850	0,1680
0,03	0,0195	0,0520	0,1010
0,04	0,0180	0,0390	0,0660
0,05	0,0175	0,0300	0,0520
0,06	0,0170	0,0260	0,0430
0,07	0,0165	0,0215	0,0350
0,08	0,0160	0,0200	0,0300
0,09	0,0155	0,0190	0,0275
0,10	0,0150	0,0180	0,0230
0,11	0,0145	0,0170	0,0205
0,12	0,0135	0,0160	0,0200
0,13	0,0130	0,0150	0,0185
0,18	0,0120	0,0120	0,0120

#### Оксиди азоту NO<sub>x</sub>.

Під час спалювання органічного палива утворюються оксиди азоту NO<sub>x</sub> (оксид азоту NO та двоокис азоту NO<sub>2</sub>), викиди яких визначаються в перерахунку на NO<sub>2</sub>.



Показник емісії оксидів азоту  $k_{NO_x}$ , г/ГДж, з урахуванням заходів скорочення викиду розраховується як:

$$k_{NO_x} = (k_{NO_x})_0 \cdot f_n (1 - \eta_I) (1 - \eta_{II} \beta), \quad (2.6)$$

де  $(k_{NO_x})_0$  – показник емісії оксидів азоту без урахування заходів скорочення викиду, г/ГДж;

$f_n$  – ступінь зменшення викиду  $NO_x$  під час роботи на низькому навантаженні;

$\eta_I$  – ефективність первинних (режимно-технологічних) заходів скорочення викиду;

$\eta_{II}$  – ефективність вторинних заходів (азотоочисної установки);

$\beta$  – коефіцієнт роботи азотоочисної установки.

Значення узагальненого показника емісії оксидів азоту під час спалювання органічного палива за різними технологіями без урахування заходів щодо скорочення викиду  $NO_x$  визначаються згідно з табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Показник емісії оксидів азоту без урахування первинних заходів, г/ГДж

Технологія спалювання	Тверде паливо	Мазут	Газотур-бінне паливо	Природний газ
Факельне спалювання:				
Теплова потужність котла $\geq 300$ МВт:		200		150
з рідким шлаковидаленням при спалюванні антрациту	420	–	–	–
з рідким шлаковидаленням при спалюванні кам'яного вугілля	250	–	–	–
з твердим шлаковидаленням при спалюванні кам'яного вугілля	230	–	–	–
Теплова потужність котла $< 300$ МВт:		140		100
з рідким шлаковидаленням при спалюванні антрациту	250	–	–	–
з рідким шлаковидаленням при спалюванні кам'яного вугілля	180	–	–	–
з твердим шлаковидаленням при спалюванні кам'яного вугілля	160	–	–	–
з горизонтальною циклонною топкою для кам'яного вугілля	480	–	–	–
Циркулюючий киплячий шар	70	–	–	–
Киплячий шар під тиском	100	–	–	–
Нерухомий шар	100	–	–	–
Камера згоряння газової турбіни	–	150	150	120

Під час роботи енергетичної установки на низькому навантаженні зменшується температура процесу горіння палива, завдяки чому скорочується викид оксидів азоту.

Ступінь зменшення викиду  $\text{NO}_x$  визначається за емпіричною формулою:

$$f_n = (Q_\phi / Q_n)^z, \quad (2.7)$$

де  $f_n$  – ступінь зменшення викиду оксидів азоту під час роботи на низькому навантаженні;

$Q_\phi$  – фактична теплова потужність енергетичної установки, МВт;

$Q_n$  – номінальна теплова потужність енергетичної установки, МВт;

$z$  – емпіричний коефіцієнт, який залежить від виду енергетичної установки, її потужності, типу палива тощо.

Якщо відома тільки продуктивність парового котла  $D$ , його теплова потужність  $Q$  визначається згідно з формулою:

$$Q = D_0 \frac{1}{w}, \quad (2.8)$$

де  $D_0$  – паропроодуктивність парового котла, т/год;

$w$  – відношення паропроодуктивності до теплової потужності котла, т/(год·МВт).

Значення відношення паропроодуктивності котла  $D_0$  до його теплової потужності  $Q$  наведено в табл. 2.6. Значення емпіричного коефіцієнта  $z$  у формулі (2.7) береться з табл. 2.7.

Таблиця 2.6 – Значення відношення паропроодуктивності котла до його теплової потужності

Обладнання	Значення
Котел з тиском свіжої пари $p_0$ (13,8 МПа (при $D_0 \geq 500$ т/год) з проміжним перегрівом	1,35
Котел з тиском пари в межах: $9,8 \text{ МПа} \leq p_0 \leq 13,8 \text{ МПа}$ (при $D_0 < 500$ т/год) без проміжного перегріву	1,45
Котел з тиском пари в межах: $1,4 \text{ МПа} < p_0 < 9,8 \text{ МПа}$ (при $D_0 = 6,5 \dots 75$ т/год для перегрітої пари) без проміжного перегріву	1,35
Котел з тиском пари $p_0 \leq 1,4 \text{ МПа}$ (при $D_0 \leq 20$ т/год для насиченої пари) без проміжного перегріву	1,50

Таблиця 2.7 – Значення емпіричного коефіцієнта  $z$

Теплова потужність (паропроодуктивність) котельної установки	Тверде паливо	Природний газ, мазут
Паровий котел 140 МВт і вище (200 т/год і вище)	1,15	1,25
Паровий котел від 22 до 140 МВт (від 30 до 200 т/год)	1,15	1,25
Водогрійний котел	1,15	1,25

Первинні (режимно-технологічні) заходи спрямовано на зменшення утворення оксидів азоту в топці або камері згоряння енергетичної установки. До цих заходів відносяться: використання малотоксичних пальників, ступенева

подача повітря та палива, рециркуляція димових газів тощо. Орієнтовні значення ефективності первинних заходів зменшення викиду оксидів азоту наведено в табл. 2.8. При неможливості досягнення за допомогою первинних заходів допустимої концентрації оксидів азоту в димових газах для їх очищення від  $\text{NO}_x$  використовують азотоочисну установку. Значення ефективності  $\eta_{II}$  та коефіцієнта роботи азотоочисної установки (відношення часу роботи азотоочисної установки до часу роботи енергетичної установки) визначаються згідно з табл. 2.9.

Таблиця 2.8 – Ефективність первинних заходів  $\eta_I$  скорочення викиду  $\text{NO}_x$  [7]

Тип первинних заходів	Ефективність $\eta_I$
Малотоксичні пальники	0,20
Ступенева подача повітря	0,30
Подача третинного повітря	0,20
Рециркуляція димових газів	0,10
Триступенева подача повітря та палива	0,35
Малотоксичні пальники + ступенева подача повітря	0,45
Малотоксичні пальники + подача третинного повітря	0,40
Малотоксичні пальники + рециркуляція димових газів	0,30
Ступенева подача повітря + подача третинного повітря	0,45
Ступенева подача повітря + рециркуляція димових газів	0,40
Малотоксичні пальники + ступенева подача повітря + рециркуляція димових газів	0,50
Малотоксичні пальники + ступенева подача повітря + подача третинного повітря	0,60

Таблиця 2.9 – Ефективність та коефіцієнт роботи азотоочисної установки  $\text{NO}_x$

Технологія очищення димових газів від $\text{NO}_x$	Ефективність $\eta_{II}$	Коефіцієнт роботи $\beta$
Селективне некаталітичне відновлення (СНКВ)	0,50	0,99
Селективне каталітичне відновлення (СКВ)	0,80	0,99
Активоване вугілля	0,70	0,99
DESONOX – SNOX	0,95	0,99

*Примітка.* Технологія DESONOX і її різновид SNOX базуються на каталітичному очищенні димових газів одночасно від оксидів сірки та азоту

**Важкі метали.** Викид важких металів та їх сполук пов'язаний з наявністю в мінеральній частині палива сполук важких металів. До важких металів, сполуки яких найбільше шкідливі для навколишнього середовища, належать: арсен (As), кадмій (Cd), хром (Cr), мідь (Cu), ртуть (Hg), нікель (Ni), свинець (Pb), селен (Se), цинк (Zn). Під час спалювання мазуту або важкого дизельного палива до важких металів цієї групи віднесено також ванадій (V) та його сполуки. У частинках легкої золи більшість цих елементів трапляється у вигляді оксидів і хлоридів. У газоподібних викидах можлива наявність ртуті, селену та арсену, які частково випаровуються з палива.

а) Спалювання вугілля.

Під час спалювання вугілля показник емісії важкого металу  $k_{в.м}$ , г/ГДж, є специфічним і визначається за формулою:

$$k_{в.м} = \frac{c_{в.м}}{Q_i^r} \left[ a_{вин} f_{зб} (1 - \eta_{зy}) (1 - f_{г}) + f_{г} (1 - \eta_{гзy}) \right], \quad (2.9)$$

де  $c_{в.м}$  – масовий вміст важкого металу у паливі, мг/кг;

$Q_i^r$  – нижча робоча теплота згоряння палива, МДж/кг;

$a_{вин}$  – частка золи, яка виходить з котла у вигляді леткої золи;

$f_{зб}$  – коефіцієнт збагачення важкого металу;

$\eta_{зy}$  – ефективність золоуловлювальної установки;

$f_{г}$  – частка важкого металу, яка виходить у газоподібній формі;

$\eta_{гзy}$  – ефективність уловлення газоподібної фракції важкого металу в золоуловлювальній установці.

Частка золи  $a_{вин}$ , яка виноситься з енергетичної установки у вигляді леткої золи, залежить від технології спалювання палива (табл. 2.1).

Масовий вміст важкого металу в паливі  $c_{в.м}$  визначають згідно додатка 3.

Частка важкого металу, яка виходить з вугілля у газоподібному вигляді,  $f_{г}$  залежить від фізико-хімічних властивостей важкого металу. Орієнтовні значення цієї частки наведено в табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Частка газоподібної фракції важкого металу при спалюванні вугілля [8]

Важкий метал	Частка газоподібної фракції
Арсен (As)	0,005
Ртуть (Hg)	0,900
Селен (Se)	0,150
Інші	0

Коефіцієнт збагачення  $f_{зб}$  характеризує властивість “збагачення” (підвищення вмісту) важкого металу в частинках золи. Оскільки в золоуловлювальній установці найбільш ефективно уловлюється крупна фракція, то в атмосферне повітря викидається дрібна фракція, в якій вміст важких металів більший. Діапазон значень та рекомендовані величини  $f_{зб}$  наведено в табл. 2.11.

Ефективність уловлювання твердих частинок золоуловлювальною установкою  $\eta_{зy}$  залежить від типу очисного обладнання, встановленого на енергетичній установці, наприклад електростатичного фільтра, рукавного фільтра, мокрого скрубера чи батарейного циклона.

Значення ефективності уловлення газоподібної фракції важких металів  $\eta_{гзy}$  в електрофільтрах наведено в табл. 2.12.

Таблиця 2.11 – Коефіцієнт збагачення важких металів після золоуловлювача [7]

Важкий метал	Ступінь уловлення			
	$\eta \leq 0,7$	$0,7 < \eta \leq 0,97$	$0,97 < \eta \leq 0,99$	$\eta > 0,99$
Арсен (As)	1,0	$= 3,70 \cdot \eta - 1,59$	$= 175 \cdot \eta - 167,75$	5,5
Кадмій (Cd)	1,0	$= 7,04 \cdot \eta - 3,93$	$= 205 \cdot \eta - 195,55$	7,0
Хром (Cr)	1,0	1,0	1,0	1,0
Мідь (Cu)	1,0	$= 0,37 \cdot \eta + 0,74$	$= 60 \cdot \eta - 57,10$	2,3
Ртуть (Hg)	1,0	1,0	1,0	1,0
Нікель (Ni)	1,0	$= 1,48 \cdot \eta - 0,04$	$= 95 \cdot \eta - 90,75$	3,3
Свинець (Pb)	1,0	$= 5,56 \cdot \eta - 2,89$	$= 175 \cdot \eta - 167,25$	6,0
Селен (Se)	1,0	$= 7,78 \cdot \eta - 4,44$	$= 220 \cdot \eta - 210,30$	7,5
Цинк (Zn)	1,0	$= 7,04 \cdot \eta - 3,93$	$= 205 \cdot \eta - 195,55$	7,0

Таблиця 2.12 – Ефективність уловлювання газоподібної фракції важкого металу золоуловлювальною установкою під час спалювання твердого палива

Золоуловлювальна установка	Ефективність
Електростатичний фільтр	0,35
Інші	0

б) Спалювання мазуту.

Сполуки ванадію належать до основних складових мазутної золи. Тому кількість викиду ванадію взято за контрольний параметр шкідливої дії мазутної золи на довкілля.

Показник емісії мазутної золи  $k_v$ , г/ГДж, у перерахунку на ванадій розраховується за формулою:

$$k_v = \frac{c_v}{Q_i^r} (1 - \eta_{oc}) (1 - \eta_{zy(v)}), \quad (2.10)$$

де  $Q_i^r$  – нижча теплота згоряння палива, МДж/кг;

$c_v$  – масовий вміст ванадію в паливі, мг/кг;

$\eta_{oc}$  – частка ванадію, який осідає з твердими частинками на поверхнях нагріву котла;

$\eta_{zy(v)}$  – ефективність уловлювання ванадію золоуловлювальною установкою.

Частка ванадію  $\eta_{oc}$ , яка осідає з твердими частинками на поверхнях нагріву котлів, залежить від конструктивних особливостей котлів. Її значення наведено в табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Значення частки ванадію, яка осідає з твердими частинками на поверхнях нагріву котлів

Котел	Значення
З проміжними пароперегрівачами, очищення поверхонь яких проводиться під час зупинення	0,07
Без проміжних пароперегрівачів (за тих самих умов очищення)	0,05

Після одночасного спалювання твердого палива та мазуту в пиловугільному котлі ефективність очищення димових газів  $\eta_{zy(V)}$  від мазутної золи (в перерахунку на ванадій)  $\eta_{zy(V)}$  розраховується за емпіричною формулою

$$\eta_{zy(V)} = 1 - \frac{1 - \eta_{zy}}{f_V}, \quad (2.11)$$

де  $\eta_{zy}$  – ефективність очищення димових газів від твердих частинок згідно з п. 2.2;

$f_V$  – емпіричний коефіцієнт, який враховує ефект «збагачення» ванадієм золи, яка виходить після золоуловлювальної установки, і залежить від типу золоуловлювальної установки (табл. 2.14).

Таблиця 2.14 – Значення емпіричного коефіцієнта  $f_V$  для розрахунку ефективності уловлювання ванадію золоуловлювальною установкою, формула (2.11)

Золоуловлювальна установка	Емпіричний коефіцієнт
Електростатичний фільтр	0,6
Мокрий скруббер	0,5
Батарейний циклон	0,4

Емпірична формула розрахунку ефективності очищення димових газів від мазутної золи (у перерахунку на ванадій)  $\eta_{zy(V)}$  в газомазутних котлах батарейними циклонами, які спеціально застосовуються для цього:

$$\eta_{zy(V)} = 3,1277\eta_{zy}^2 - 1,4948\eta_{zy} - 0,1412, \quad (2.12)$$

де  $\eta_{zy(V)}$  – ефективність очищення димових газів від мазутної золи;

$\eta_{zy}$  – ефективність очищення димових газів від твердих частинок.

Для розрахунку показника емісії  $k$  п'ятиокису ванадію  $V_2O_5$ , г/ГДж, як забруднювальної речовини необхідно показник емісії мазутної золи в перерахунку на ванадій помножити на відношення молекулярних мас п'ятиоксиду ванадію та ванадію:

$$k_{V_2O_5} = k_V \frac{\mu_{V_2O_5}}{2\mu_V} = k_V \frac{182}{2 \cdot 51} \cong 1,8k_V, \quad (2.13)$$

де  $k_V$  – показник емісії мазутної золи в перерахунку на ванадій;

$\mu_{V_2O_5}$  – молекулярна маса п'ятиокису ванадію, яка дорівнює 182 кг/кмоль;

$\mu_V$  – молекулярна маса ванадію, яка дорівнює 51 кг/кмоль.

в) Спалювання природного газу.

При спалюванні в енергетичній установці природного газу можуть виділятися в газоподібній формі в незначній кількості ртуть та її сполуки.

Показник емісії ртуті  $k_{Hg}$ , г/ГДж, розраховується за формулою

$$k_{Hg} = (k_{Hg})_0 (1 - \eta_{zzy}), \quad (2.14)$$

де  $(k_{Hg})_0$  – показник емісії ртуті без використання золоуловлювальної установки, г/ГДж, (табл. 2.15);

$\eta_{zzy}$  – ефективність уловлювання ртуті в золоуловлювальній установці (табл. 2.12).

Таблиця 2.15 – Показник емісії важкого металу під час спалювання природного газу (без урахування золоуловлювальної установки)

Важкий метал	Показник емісії, г/ГДж
Ртуть (Hg)	$1 \cdot 10^{-4}$
Інші	0

**Оксид вуглецю (СО).** Утворення оксиду вуглецю (СО) є результатом неповного згоряння вуглецю органічного палива. Із зменшенням потужності енергетичної установки концентрація СО в димових газах зростає.

Значення узагальненого показника емісії оксиду вуглецю залежно від виду палива, потужності енергетичної установки та технології спалювання визначаються з табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Показник емісії оксиду вуглецю  $k_{CO}$ , г/ГДж

Показник	Тверде паливо	Мазут	Природний газ
Факельне спалювання:	–	15	17
- котел з рідким шлаковидаленням	11,4	–	–
- котел з твердим шлаковидаленням	11,4	–	–
Спалювання в киплячому шарі	9,7	–	–
Спалювання в нерухомому шарі	121	–	–
Спалювання в камері згоряння ГТУ	–	15	15

**Двоокис вуглецю  $CO_2$ .** Двоокис вуглецю належить до парникових газів і є основним газоподібним продуктом окиснення вуглецю органічного палива. Об'єм викиду  $CO_2$  безпосередньо пов'язаний із вмістом вуглецю в паливі та ступенем окиснення вуглецю палива в енергетичній установці.

Показник емісії двоокису вуглецю  $k_{CO_2}$ , г/ГДж, визначається за формулою:

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{C^r}{100} \cdot \frac{10^6}{Q_i^r} \varepsilon_C = 3,67 k_C \varepsilon_C, \quad (2.15)$$

де  $C^r$  – масовий вміст вуглецю в паливі на робочу масу, %;

$Q_i^r$  – нижча робоча теплота згоряння палива, МДж/кг;

$\varepsilon_C$  – ступінь окиснення вуглецю палива (для вугілля  $\varepsilon_C=0,993$ , для мазуту  $\varepsilon_C=0,99$ , для природного газу  $\varepsilon_C=0,995$ );

$k_C$  – показник емісії вуглецю палива, г/ГДж.

Масовий вміст вуглецю в паливі визначається за даними додатків 1-4.

Узагальнений показник емісії вуглецю  $k_C$  наведений у табл. 2.17.

**Оксид діазоту  $N_2O$ .** Оксид діазоту (або оксид азоту (I),  $N_2O$ ) належить до парникових газів. Значення узагальненого показника емісії  $N_2O$  залежно від виду палива, потужності енергетичної установки та технології спалювання наведено в табл. 2.18.

**Метан  $CH_4$ .** Метан  $CH_4$  також належить до парникових газів. Утворення метану під час спалювання органічного палива в енергетичних установках дуже незначне. Воно пов'язане з неповним згорянням органічного палива і

зменшується з підвищенням температури згоряння та масштабу енергетичної установки. Значення узагальненого показника емісії метану залежно від виду палива наведено в табл. 2.19.

Таблиця 2.17 – Показник емісії вуглецю палива  $k_C$ , г/ГДж [9]

Паливо	Значення
Вугілля:	
антрацит	28 160
пісне	26 050
газове та довгополуменеве	25 180
буре	25 630
Мазут	21 100
Природний газ	15 300

Таблиця 2.18 – Показник емісії оксиду діазоту  $N_2O$ , г/ГДж [9]

Технологія і паливо	Значення
Вугілля (факельне спалювання)	1,4
Вугілля (киплячий шар)	56
Вугілля (нерухомий шар)	1,4
Мазут	0,6
Природний газ	0,1
Камера згоряння газової турбіни	2,5

Таблиця 2.19 – Показник емісії метану  $CH_4$ , г/ГДж [9]

Паливо	Значення
Вугілля	1,0
Мазут	3,0
Природний газ	1,0

## 2.2. ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА.

### 2.2.1. Загальні вимоги до виконання завдання

Завдання, яке містить загальні дані з роботи енергоблоку, типу палива, що використовувалось, і т. ін., студент виконує за варіантом, номер якого збігається з останньою цифрою у списку студентської групи.

Склад і характеристику різних видів органічного палива слід вибирати згідно з додатками 1-4.

Розрахунки повинні супроводжуватися поясненнями та посиланнями на відповідні формули і таблиці. Формули спочатку наводяться у загальному вигляді, а далі – з підстановкою кількісних значень.

Розрахунок викидів забруднюючих речовин проводиться за кожним типом палива окремо. Значення викидів всього розглянутого спектру забруднюючих речовин щодо кожного виду палива та загалом наводяться в кінці роботи у вигляді окремої таблиці.



## 2.2.2. Контрольні завдання

**Завдання 1.** Розглядається енергоблок з котлом, який призначено для факельного спалювання вугілля з твердим шлаковидаленням. Номінальна паропродуктивність котла енергоблоку становить 1000 т/год, а середня фактична паропродуктивність – 800 т/год. На ньому застосовуються малотоксичні пальники. Проміжний пароперегрівач котла очищується при зупиненні блока. Для уловлювання твердих частинок використовується електростатичний фільтр типу ЕГА з ефективністю золовловлення 0,985. Установки для очищення димових газів від оксидів азоту відсутні. Для очищення газів від оксидів сірки застосовується сухе очищення – абсорбція сухим активованим вугіллям. За звітний період використовувалося таке паливо:

- антрацитовий штиб АШ – 2957985 т;
- високосірчистий мазут марки 40 – 100286 т;
- природний газ із газопроводу Уренгой-Ужгород – 100544 тис. м<sup>3</sup>.

За даними елементного та технічного аналізу склад робочої маси вугілля, %, поданий у додатку 2.

Технічний аналіз уловленої золи та шлаку показав, що масовий вміст горючих речовин у леткій золі  $\Gamma_{\text{вин}}$  дорівнює 1,6%, а в шлаці  $\Gamma_{\text{шл}}$  – 0,7%.

Склад горючої маси мазуту та об'ємний склад сухої маси природного газу взяти за даними додатку 3.

Перерахована теплова потужність при номінальній паропродуктивності 1000 т/год становить  $1000/1,35=741$  МВт, при середній фактичній паропродуктивності 800 т/год –  $800/1,35=593$  МВт.

**Завдання 2.** Розглядається енергоблок з котлом із напіввідкритою топкою з рідким шлаковидаленням. Номінальна паропродуктивність котла енергоблоку становить 1200 т/год, а середня фактична паропродуктивність – 1000 т/год. На ньому застосовується ступенева подача повітря. Проміжний пароперегрівач котла очищується при зупиненні блока. Для уловлювання твердих частинок використовується скруббер з ефективністю золовловлення 0,95. Установки для очищення димових газів від оксидів сірки відсутні. Для очищення газів від оксидів азоту застосовується селективне некаталітичне відновлення. За звітний період використовувалось таке паливо:

- донецьке пісне вугілля ТР – 1000835 т;
- високосірчистий мазут марки 200 – 89683 т;
- природний газ із газопроводу Середня Азія – Центр – 53674 тис. м<sup>3</sup>.

За даними елементного та технічного аналізу склад робочої маси вугілля, %, поданий у додатку 2.

Технічний аналіз уловленої золи та шлаку показав, що масовий вміст горючих речовин у леткій золі  $\Gamma_{\text{вин}}$  дорівнює 2%, а в шлаці  $\Gamma_{\text{шл}}$  – 0,1%.

Склад горючої маси мазуту та об'ємний склад сухої маси природного газу взяти за даними додатку 4.

Перерахована теплова потужність при номінальній паропродуктивності 1200 т/год становить  $1200/1,35=889$  МВт, при середній фактичній паропродуктивності 1000 т/год –  $1000/1,35=741$  МВт.

**Завдання 3.** Розглядається енергоблок з котлом з циркулюючим киплячим

шаром. Номінальна паропродуктивність котла енергоблоку становить 800 т/год, а середня фактична паропродуктивність – 610 т/год. На ньому застосовується подача третинного повітря. Проміжний пароперегрівач котла очищується при зупиненні блока. Для уловлювання твердих частинок використовується батарейний циклон з ефективністю золовловлення 0,9. Установки для очищення димових газів від оксидів азоту відсутні. Для очищення газів від оксидів сірки застосовуються напівсухе очищення – розпилення крапель суспензії або розчину сорбенту в реакторі. За звітний період використовувалося таке паливо:

- донецьке газове вугілля ГР – 1579902 т;
- високосірчистий мазут марки 100 – 55754 т;
- природний газ із газопроводу Середня Азія – Центр – 120384 тис. м<sup>3</sup>.

За даними елементного та технічного аналізу склад робочої маси вугілля, %, поданий у додатку 2.

Технічний аналіз уловленої золи та шлаку показав, що масовий вміст горючих речовин у леткій золі  $\Gamma_{\text{вин}}$  дорівнює 1,1%, а в шлаці  $\Gamma_{\text{шл}}$  – 0,3%.

Склад горючої маси мазуту та об'ємний склад сухої маси природного газу взяти за даними додатка 4.

Перерахована теплова потужність при номінальній паропродуктивності 800 т/год становить  $800/1,35=593$  МВт, при середній фактичній паропродуктивності 610 т/год –  $610/1,35=452$  МВт.

**Завдання 4.** Розглядається енергоблок з котлом з бульбашковим киплячим шаром. Номінальна паропродуктивність котла енергоблоку становить 850 т/год, а середня фактична паропродуктивність – 670 т/год. На ньому застосовується рециркуляція димових газів. Пароперегрівач котла очищується при зупиненні блока. Для уловлювання твердих частинок використовується батарейний циклон з ефективністю золовловлення 0,91. Установки для очищення димових газів від оксидів сірки відсутні. Для очищення газів від оксидів азоту застосовується селективне каталітичне відновлення. За звітний період використовувалося таке паливо:

- донецьке довгополуменеве вугілля ДР – 856240 т;
- малосірчистий мазут марки 100 – 150283 т;
- природний газ із газопроводу Уренгой–Ужгород – 9538 тис. м<sup>3</sup>.

За даними елементного та технічного аналізу склад робочої маси вугілля, %, поданий у додатку 2.

Технічний аналіз уловленої золи та шлаку показав, що масовий вміст горючих речовин у леткій золі  $\Gamma_{\text{вин}}$  дорівнює 1,5%, а в шлаці  $\Gamma_{\text{шл}}$  – 0,5%.

Склад горючої маси мазуту та об'ємний склад сухої маси природного газу взяти за даними додатку 4.

Перерахована теплова потужність при номінальній паропродуктивності 850 т/год становить  $850/1,35=630$  МВт, при середній фактичній паропродуктивності 670 т/год –  $670/1,35=496$  МВт.

**Завдання 5.** Розглядається енергоблок з котлом з нерухомим шаром. Номінальна паропродуктивність котла енергоблоку становить 900 т/год, а середня фактична паропродуктивність – 790 т/год. На ньому застосовується

триступенева подача повітря і палива. Проміжний пароперегрівач котла очищується при зупиненні блока. Для уловлювання твердих частинок використовується скрубєр з ефективністю золовловлення 0,957. Установки для очищення димових газів від оксидів сірки і азоту відсутні. За звітний період використовувалось таке паливо:

- львівсько-волинське вугілля ЛВ – 974565 т;
- малосірчистий мазут марки 40 – 120073 т;
- природний газ із газопроводу Уренгой – Ужгород – 109286 тис. м<sup>3</sup>.

За даними елементного та технічного аналізу склад робочої маси вугілля, %, поданий у додатку 2.

Технічний аналіз уловленої золи та шлаку показав, що масовий вміст горючих речовин у леткій золі  $\Gamma_{\text{вин}}$  дорівнює 2,1%, а в шлаці  $\Gamma_{\text{шл}}$  – 0,85%.

Склад горючої маси мазуту та об'ємний склад сухої маси природного газу взяти за даними додатку 4.

Перерахована теплова потужність при номінальній паропроductивності 900 т/год становить  $900/1,35=667$  МВт, при середній фактичній паропроductивності 690 т/год –  $690/1,35=653$  МВт.

**Завдання 6.** Розглядається енергоблок з камерою згорання газової турбіни. Установки для очищення димових газів від оксидів сірки і азоту відсутні. За звітний період використовувалося таке паливо:

- малосірчистий мазут марки 100 – 58934 т;
- природний газ із газопроводу Середня Азія – Центр – 34632 тис. м<sup>3</sup>.

Склад горючої маси мазуту та об'ємний склад сухої маси природного газу взяти за даними додатку 4.

Номінальна теплова потужність становить 490 МВт при середній фактичній тепловій потужності 450 МВт.

**Завдання 7.** Розглядається енергоблок з котлом з горизонтальною циклонною топкою. Номінальна паропроductивність котла енергоблоку становить 570 т/год, а середня фактична паропроductивність – 500 т/год. На ньому застосовується малотоксичні пальники із ступеневою подачею повітря. Проміжний пароперегрівач котла очищується при зупиненні блока. Для уловлювання твердих частинок використовується рукавний фільтр з ефективністю золовловлення 0,85. Установки для очищення димових газів від оксидів сірки відсутні. Для очищення від оксидів азоту застосовується активоване вугілля. За звітний період використовувалося таке паливо:

- олександрійське буре вугілля Б1Р – 781356 т;
- малосірчистий мазут марки 40 – 67306 т;
- природний газ із газопроводу Середня Азія – Центр – 50238 тис. м<sup>3</sup>.

За даними елементного та технічного аналізу склад робочої маси вугілля, %, поданий у додатку 2.

Технічний аналіз уловленої золи та шлаку показав, що масовий вміст горючих речовин у леткій золі  $\Gamma_{\text{вин}}$  дорівнює 0,3%, а в шлаці  $\Gamma_{\text{шл}}$  – 1%.

Склад горючої маси мазуту та об'ємний склад сухої маси природного газу взяти за даними додатка 4.

Перерахована теплова потужність при номінальній паропроductивності

570 т/год становить  $570/1,35=422$  МВт, при середній фактичній паропродуктивності 500 т/год –  $500/1,35=370$  МВт.

**Завдання 8.** Розглядається енергоблок з котлом з бульбашковим киплячим шаром. Номінальна паропродуктивність котла енергоблоку становить 680 т/год, а середня фактична паропродуктивність – 620 т/год. На ньому застосовуються малотоксичні пальники з подачею третинного повітря. Проміжний пароперегрівач котла очищується при зупиненні блока. Для уловлювання твердих частинок використовується скруббер з ефективністю золовловлення 0,96. Установки для очищення димових газів від оксидів азоту відсутні. Для очищення від оксидів сірки застосовується мокре очищення з використанням аміачної води (процес Вальтера). За звітний період використовувалося таке паливо:

- львівсько-волинське вугілля ЛВ – 849502 т;
- високосірчистий мазут марки 200 – 72845 т;
- природний газ із газопроводу Уренгой–Ужгород – 56304 тис. м<sup>3</sup>.

За даними елементного та технічного аналізу склад робочої маси вугілля, %, поданий у додатку 2.

Технічний аналіз уловленої золи та шлаку показав, що масовий вміст горючих речовин у леткій золі  $\Gamma_{\text{вин}}$  дорівнює 0,5%, а в шлаці  $\Gamma_{\text{шл}}$  – 0,9%.

Склад горючої маси мазуту та об'ємний склад сухої маси природного газу взяти за даними додатка 4.

Перерахована теплова потужність при номінальній паропродуктивності 680 т/год становить  $680/1,35=504$  МВт, при середній фактичній паропродуктивності 620 т/год –  $620/1,35=459$  МВт.

**Завдання 9.** Розглядається енергоблок з котлом для факельного спалення вугілля з рідким шлаковиділенням. Номінальна паропродуктивність котла енергоблоку становить 860 т/год, а середня фактична паропродуктивність – 790 т/год. На ньому застосовуються малотоксичні пальники з рециркуляцією димових газів. Пароперегрівач котла очищується при зупиненні блока. Для уловлювання твердих частинок використовується батарейний циклон з ефективністю золовловлення 0,9. В установках для очищення димових газів від оксидів азоту і сірки застосовується технологія DESONOX–SNOX (каталітичне очищення газів від оксидів азоту і сірки). За звітний період використовувалося таке паливо:

- донецьке довгополуменеве вугілля ДР – 901355 т;
- високосірчистий мазут марки 100 – 77623 т;
- природний газ із газопроводу Уренгой–Ужгород – 71320 тис. м<sup>3</sup>.

За даними елементного та технічного аналізу склад робочої маси вугілля, %, поданий у додатку 2.

Технічний аналіз уловленої золи та шлаку показав, що масовий вміст горючих речовин у леткій золі  $\Gamma_{\text{вин}}$  дорівнює 1,5%, а в шлаці  $\Gamma_{\text{шл}}$  – 0,85%.

Склад горючої маси мазуту та об'ємний склад сухої маси природного газу взяти за даними додатка 4.

Перерахована теплова потужність при номінальній паропродуктивності 860 т/год становить  $860/1,35=637$  МВт, при середній фактичній

паропродуктивності 790 т/год –  $790/1,35=585$  МВт.

**Завдання 10.** Розглядається енергоблок з котлом з двокамерною топкою з вертикальним передтопком. Номінальна паропродуктивність котла енергоблоку становить 475 т/год, а середня фактична паропродуктивність – 470 т/год. На ньому застосовується ступенева подача повітря і подача третинного повітря. Пароперегрівач котла очищується при зупиненні блока. Для уловлювання твердих частинок використовується електрофільтр з ефективністю золовловлення 0,99. Установки для очищення газів від оксидів азоту і сірки відсутні. За звітний період використовувалося таке паливо:

- донецьке газове вугілля ГР – 75570 т;
- високосірчистий мазут марки 40 – 5537 т;
- природний газ із газопроводу Середня Азія–Центр – 3780 тис. м<sup>3</sup>.

За даними елементного та технічного аналізу склад робочої маси вугілля, %, поданий у додатку 2.

Технічний аналіз уловленої золи та шлаку показав, що масовий вміст горючих речовин у леткій золі  $\Gamma_{\text{вин}}$  дорівнює 1,2 %, а в шлаці  $\Gamma_{\text{шл}}$  – 1,3 %.

Склад горючої маси мазуту та об'ємний склад сухої маси природного газу взяти за даними додатка 4.

Перерахована теплова потужність при номінальній паропродуктивності 475 т/год становить  $475/1,45=328$  МВт, при середній фактичній паропродуктивності 470 т/год –  $470/1,45=324$  МВт.

### 2.2.3. Розв'язання типового завдання

Розглядається енергоблок з котлом, який призначено для факельного спалювання вугілля з твердим шлаковидаленням. Номінальна паропродуктивність котла енергоблоку становить 800 т/год, а середня фактична паропродуктивність – 600 т/год. На ньому застосовуються малотоксичні пальники. Проміжний пароперегрівач котла очищується при зупиненні блока. Для уловлювання твердих частинок використовується електростатичний фільтр типу ЕГА з ефективністю золовловлення 0,985. Установки для очищення газів від оксидів азоту і сірки відсутні. За звітний період використовувалося таке паливо:

- антрацитовий штиб АШ – 2957985 т;
- високосірчистий мазут марки 100 – 77623 т
- природний газ із газопроводу Уренгой-Ужгород – 100544 тис. м<sup>3</sup>.

За даними елементного та технічного аналізу склад робочої маси вугілля, %, поданий у додатку 2.

Технічний аналіз уловленої золи та шлаку показав, що масовий вміст горючих речовин у леткій золі  $\Gamma_{\text{вин}}$  дорівнює 1,4%, а в шлаці  $\Gamma_{\text{шл}}$  – 0,8%.

Склад горючої маси мазуту та об'ємний склад сухої маси природного газу взяти за даними додатка 4.

Перерахована теплова потужність при номінальній паропродуктивності 800 т/год становить  $800/1,35=593$  МВт, при середній фактичній паропродуктивності 600 т/год –  $600/1,35=445$  МВт.

**Визначення викидів забруднюючих речовин розрахунковими**

методами.

**1. Тверде паливо (антрацитовий штиб АШ).**

- Речовини у вигляді твердих частинок

$$k_{\text{ТВ}} = \frac{10^6}{Q_i^r} a_{\text{ВИН}} \frac{A^r}{100 - \Gamma_{\text{ВИН}}} (1 - \eta_{\text{ЗУ}}) + k_{\text{ТВS}} = \frac{10^6}{33,24} 0,95 \frac{15}{100 - 1,4} (1 - 0,985) = 65,2 \text{ г/ГДЖ}$$

- Двоокис сірки SO<sub>2</sub>

$$k_{\text{SO}_2} = \frac{10^6}{Q_i^r} \frac{2S^r}{100} (1 - \eta_I) (1 - \eta_{II} \beta) = \frac{10^6}{33,24} \frac{2 \cdot 2,4}{100} (1 - 0,1) (1 - 0 \cdot 0,99) = 1299,6 \text{ г/ГДЖ}$$

- Оксиди азоту NO<sub>x</sub>

$$k_{\text{NO}_x} = (k_{\text{NO}_x})_0 f_{\text{H}} (1 - \eta_I) (1 - \eta_{II} \beta) = 230 \cdot 0,72 = 165,6 \text{ г/ГДЖ}$$

Ступінь зменшення викиду NO<sub>x</sub> при цьому:

$$f_{\text{H}} = (Q_{\Phi} / Q_{\text{H}})^z = \left( \frac{445}{593} \right)^{1,15} = 0,72$$

- Важкі метали

а) Арсен (As)

$$\text{Коефіцієнт збагачення } f_{\text{зб}} = 175\eta - 167,75 = 175 \cdot 0,985 - 167,75 = 4,625$$

$$k_{\text{As}} = \frac{C_{\text{As}}}{Q_i^r} \left[ a_{\text{ВИН}} f_{\text{зб}} (1 - \eta_{\text{ЗУ}}) (1 - f_{\Gamma}) + f_{\Gamma} (1 - \eta_{\text{ГЗУ}}) \right] = \frac{20}{33,24} \left[ \begin{array}{l} 0,95 \cdot 4,625 \times \\ \times (1 - 0,985) (1 - 0,005) + \\ 0,005 (1 - 0,35) \end{array} \right] = 0,004 \text{ г/ГДЖ}$$

б) Хром (Cr)

$$\text{Коефіцієнт збагачення } f_{\text{зб}} = 1$$

$$k_{\text{Cr}} = \frac{C_{\text{Cr}}}{Q_i^r} \left[ a_{\text{ВИН}} f_{\text{зб}} (1 - \eta_{\text{ЗУ}}) (1 - f_{\Gamma}) + f_{\Gamma} (1 - \eta_{\text{ГЗУ}}) \right] = \frac{47}{33,24} [0,95 \cdot 1 \cdot (1 - 0,985) (1 - 0)] = 0,02 \text{ г/ГДЖ}$$

в) Мідь (Cu)

$$\text{Коефіцієнт збагачення } f_{\text{зб}} = 60\eta - 57,1 = 60 \cdot 0,985 - 57,1 = 2,0$$

$$k_{\text{Cu}} = \frac{C_{\text{Cu}}}{Q_i^r} \left[ a_{\text{ВИН}} f_{\text{зб}} (1 - \eta_{\text{ЗУ}}) (1 - f_{\Gamma}) + f_{\Gamma} (1 - \eta_{\text{ГЗУ}}) \right] = \frac{29}{33,24} [0,95 \cdot 2 \cdot (1 - 0,985) (1 - 0)] = 0,025 \text{ г/ГДЖ}$$

г) Ртуть (Hg)

$$\text{Коефіцієнт збагачення } f_{\text{зб}} = 1,0$$

$$k_{\text{Hg}} = \frac{C_{\text{Hg}}}{Q_i^r} \left[ a_{\text{ВИН}} f_{\text{зб}} (1 - \eta_{\text{ЗУ}}) (1 - f_{\Gamma}) + f_{\Gamma} (1 - \eta_{\text{ГЗУ}}) \right] = \frac{0,28}{33,24} \left[ \begin{array}{l} 0,95 \cdot 1 \times \\ \times (1 - 0,985) (1 - 0,9) + \\ + 0,9 (1 - 0,35) \end{array} \right] = 0,005 \text{ г/ГДЖ}$$

д) Свинець (Pb)

$$\text{Коефіцієнт збагачення } f_{\text{зб}} = 175\eta - 167,25 = 175 \cdot 0,985 - 167,25 = 5,13$$

$$k_{\text{Pb}} = \frac{C_{\text{Pb}}}{Q_i^r} \left[ a_{\text{ВИН}} f_{\text{зб}} (1 - \eta_{\text{ЗУ}}) (1 - f_{\Gamma}) + f_{\Gamma} (1 - \eta_{\text{ГЗУ}}) \right] = \frac{20}{33,24} [0,95 \cdot 5,13 \cdot (1 - 0,985)] = 0,044 \text{ г/ГДЖ}$$

е) Цинк (Zn)

$$\text{Коефіцієнт збагачення } f_{\text{зб}} = 205\eta - 195,55 = 205 \cdot 0,985 - 195,55 = 6,38$$

$$k_{\text{Zn}} = \frac{C_{\text{Zn}}}{Q_i^r} \left[ a_{\text{ВИН}} f_{\text{зб}} (1 - \eta_{\text{ЗУ}}) (1 - f_{\Gamma}) + f_{\Gamma} (1 - \eta_{\text{ГЗУ}}) \right] = \frac{40}{33,24} [0,95 \cdot 6,38 \cdot (1 - 0,985)] = 0,109 \text{ г/ГДЖ}$$

**- Оксид вуглецю CO**

$$k_{CO}=11,4 \text{ г/ГДж}$$

**- Двоокис вуглецю CO<sub>2</sub>**

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{C^r}{100} \cdot \frac{10^6}{Q_i^r} \varepsilon_C = 3,67 k_C \varepsilon_C = 3,67 \cdot 28160 \cdot 0,993 = 1,03 \cdot 10^5 \text{ г/ГДж}$$

**- Оксид діазоту N<sub>2</sub>O**

$$K_{N_2O}=1,4 \text{ г/ГДж}$$

**- Метан CH<sub>4</sub>**

$$K_{CH_4}=1,0 \text{ г/ГДж}$$

**2. Рідке паливо (високосірчистий мазут марки 100).**

**- Речовини у вигляді твердих частинок**

$$k_{тв} = \frac{10^6}{Q_i^r} a_{внн} \frac{A^r}{100 - \Gamma_{внн}} (1 - \eta_{zy}) + k_{твс} = \frac{10^6}{40,03} 1 \frac{0,15}{100 - 1,4} (1 - 0,985) = 0,57 \text{ г/ГДж}$$

**- Двоокис сірки SO<sub>2</sub>**

$$k_{SO_2} = \frac{10^6}{Q_i^r} \frac{2S^r}{100} (1 - \eta_I) (1 - \eta_{II} \beta) = \frac{10^6}{40,03} \frac{2 \cdot 2,7}{100} (1 - 0,02) (1 - 0 \cdot 0,99) = 1322,0 \text{ г/ГДж}$$

**- Оксиди азоту NO<sub>x</sub>**

$$k_{NO_x} = (k_{NO_x})_0 f_H (1 - \eta_I) (1 - \eta_{II} \beta) = 200 \cdot 0,7 = 140 \text{ г/ГДж}$$

Ступінь зменшення викиду NO<sub>x</sub> при цьому:

$$f_H = (Q_\phi / Q_H)^z = \left( \frac{445}{593} \right)^{1,5} = 0,7$$

**- Важкі метали**

$$k_V = \frac{c_V}{Q_i^r} (1 - \eta_{oc}) (1 - \eta_{zy(v)}) = \frac{600}{40,03} (1 - 0,05) (1 - 0,975) = 0,36 \text{ г/ГДж}$$

Ефективність уловлювання ванадію золоуловлювальною установкою:

$$\eta_{zy(v)} = 1 - \frac{1 - \eta_{zy}}{f_V} = 1 - \frac{1 - 0,985}{0,6} = 0,975$$

$$k_{V_2O_5} = k_V \frac{\mu_{V_2O_5}}{2\mu_V} = k_V \frac{182}{2 \cdot 51} \cong 1,8 k_V = 1,8 \cdot 0,36 = 0,648 \text{ г/ГДж}$$

**- Оксид вуглецю CO**

$$k_{CO}=15 \text{ г/ГДж}$$

**- Двоокис вуглецю CO<sub>2</sub>**

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{C^r}{100} \cdot \frac{10^6}{Q_i^r} \varepsilon_C = 3,67 k_C \varepsilon_C = 3,67 \cdot 21100 \cdot 0,99 = 0,77 \cdot 10^5 \text{ г/ГДж}$$

**- Оксид діазоту N<sub>2</sub>O**

$$K_{N_2O}=0,6 \text{ г/ГДж}$$

**- Метан CH<sub>4</sub>**

$$K_{CH_4}=3,0 \text{ г/ГДж}$$

**3. Газоподібне паливо (природний газ із газопроводу Уренгой-Ужгород)**

**- Оксиди азоту NO<sub>x</sub>**

$$k_{NO_x} = (k_{NO_x})_0 f_H (1 - \eta_I) (1 - \eta_{II} \beta) = 150 \cdot 0,7 = 105 \text{ г/ГДж}$$

Ступінь зменшення викиду NO<sub>x</sub> при цьому:

$$f_H = (Q_\Phi / Q_H)^z = \left( \frac{445}{593} \right)^{1,25} = 0,7$$

- Важкі метали

$$k_{Hg} = (k_{Hg})_0 (1 - \eta_{zpy}) = 1 \cdot 10^{-4} \cdot (1 - 0,35) = 0,65 \cdot 10^{-4} \text{ г/ГДж}$$

- Оксид вуглецю CO

$$k_{CO} = 17 \text{ г/ГДж}$$

- Двоокис вуглецю CO<sub>2</sub>

$$k_{CO_2} = \frac{44}{12} \cdot \frac{C^r}{100} \cdot \frac{10^6}{Q_i^r} \varepsilon_C = 3,67 k_C \varepsilon_C = 3,67 \cdot 15300 \cdot 0,995 = 0,56 \cdot 10^5 \text{ г/ГДж}$$

- Оксид діазоту N<sub>2</sub>O

$$K_{N_2O} = 0,1 \text{ г/ГДж}$$

- Метан CH<sub>4</sub>

$$K_{CH_4} = 1,0 \text{ г/ГДж}$$

#### 4. Валовий викид

- Речовини у вигляді твердих частинок

$$E_{me} = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i(Q_i^r)_i = 10^{-6} \left( 65,2 \cdot 2957985 \cdot 33,24 + 0,57 \cdot 77623 \cdot 40,03 \right) = 6,4 \cdot 10^3 \text{ т}$$

- Двоокис сірки SO<sub>2</sub>

$$E_{SO_2} = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i(Q_i^r)_i = 10^{-6} \left( 1299,6 \cdot 2957985 \cdot 33,24 + 1322 \cdot 77623 \cdot 40,03 \right) = 1,32 \cdot 10^5 \text{ т}$$

- Оксиди азоту NO<sub>x</sub>

$$E_{NO_x} = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i(Q_i^r)_i = 10^{-6} \left( 165,6 \cdot 2957985 \cdot 33,24 + 140 \cdot 77623 \cdot 40,03 + 105 \cdot 100544 \cdot 33,08 \right) = 0,17 \cdot 10^5 \text{ т}$$

- Важкі метали

а) Арсен (As)

$$E_{As} = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i(Q_i^r)_i = 10^{-6} (0,004 \cdot 2957985 \cdot 33,24) = 0,39 \text{ т}$$

б) Хром (Cr)

$$E_{Cr} = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i(Q_i^r)_i = 10^{-6} (0,02 \cdot 2957985 \cdot 33,24) = 1,97 \text{ т}$$

в) Мідь (Cu)

$$E_{Cu} = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i(Q_i^r)_i = 10^{-6} (0,025 \cdot 2957985 \cdot 33,24) = 2,46 \text{ т}$$

г) Ртуть (Hg)

$$E_{Hg} = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i(Q_i^r)_i = 10^{-6} \left( 0,005 \cdot 2957985 \cdot 33,24 + 0,65 \cdot 10^{-4} \cdot 100544 \cdot 33,08 \right) = 0,49 \text{ т}$$

д) Свинець (Pb)

$$E_{Pb} = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i(Q_i^r)_i = 10^{-6} (0,044 \cdot 2957985 \cdot 33,24) = 4,33 \text{ т}$$

е) Цинк (Zn)

$$E_{Zn} = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i(Q_i^r)_i = 10^{-6} (0,109 \cdot 2957985 \cdot 33,24) = 10,72 \text{ т}$$

є) Окис ванадію (V<sub>2</sub>O<sub>5</sub>)



$$E_{V_2O_5} = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i (Q_i^r)_i = 10^{-6} (0,648 \cdot 77623 \cdot 40,03) = 2,01 \text{ Т}$$

**- Оксид вуглецю CO**

$$E_{CO} = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i (Q_i^r)_i = 10^{-6} \left( \begin{array}{l} 11,4 \cdot 2957985 \cdot 33,24 + \\ + 15 \cdot 77623 \cdot 40,03 + \\ + 17 \cdot 100544 \cdot 33,08 \end{array} \right) = 1,25 \cdot 10^3 \text{ Т}$$

**- Двоокис вуглецю CO<sub>2</sub>**

$$E_{CO_2} = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i (Q_i^r)_i = 10^{-6} \left( \begin{array}{l} 1,03 \cdot 2957985 \cdot 33,24 + \\ + 0,77 \cdot 77623 \cdot 40,03 + \\ + 0,56 \cdot 100544 \cdot 33,08 \end{array} \right) \cdot 10^5 = 10,56 \cdot 10^6 \text{ Т}$$

**- Оксид діазоту N<sub>2</sub>O**

$$E_{N_2O} = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i (Q_i^r)_i = 10^{-6} \left( \begin{array}{l} 1,4 \cdot 2957985 \cdot 33,24 + \\ + 0,6 \cdot 77623 \cdot 40,03 + \\ + 0,1 \cdot 100544 \cdot 33,08 \end{array} \right) = 139,84 \text{ Т}$$

**- Метан CH<sub>4</sub>**

$$E_{CH_4} = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \sum_i k_{ji} B_i (Q_i^r)_i = 10^{-6} \left( \begin{array}{l} 1 \cdot 2957985 \cdot 33,24 + \\ + 3 \cdot 77623 \cdot 40,03 + \\ + 1 \cdot 100544 \cdot 33,08 \end{array} \right) = 110,9 \text{ Т}$$

***Питання для самоконтролю***

1. Які речовини підлягають обліку згідно методики, що застосовується в Україні з 2002 р.?
2. Дайте визначення показнику емісії та його характеристику.
3. Наведіть методику визначення викиду речовин у вигляді твердих часток.
4. Наведіть методику визначення викиду речовин у вигляді двоокису сірки.
5. Наведіть методику визначення викиду речовин у вигляді оксиду азоту.
6. Особливості визначення емісії важких металів при спалюванні вугілля.
7. Особливості визначення емісії важких металів при спалюванні мазуту.
8. Особливості визначення емісії важких металів при спалюванні природного газу.
9. Визначення емісії двоокису вуглецю, оксиду діазоту та метану.

**ПРАКТИЧНА РОБОТА №3  
ЗАХОДИ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В СИСТЕМІ  
ПРОВІТРЮВАННЯ ШАХТ**

**Мета роботи:** ознайомитися з особливостями методології енергозбереження на вугільних шахтах на прикладі системи провітрювання.

**3.1. ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА**

**3.1.1. Загальні положення**

Електроенергетика – основа розвитку економіки. Виробництво електроенергії в Україні ґрунтується на спалюванні органічного палива, використанні атомної енергії, енергії річок, і в незначній кількості від

використання енергії вітру та Сонця.

Більшу частку електроенергії виробляють теплові електростанції. Вивільнення енергії у цьому випадку пов'язане зі спалюванням органічного палива, а значить, і з надходженням продуктів горіння в довкілля.

Одним із напрямів екологізації промислового виробництва є впровадження енергозберігаючих технологій, в тому числі по збереженню електроенергії.

Електрична енергія являється основною у вугледобувній галузі. Серед споживачів шахти значної кількості електроенергії знаходяться – система провітрювання, підйом, водовідлив, транспорт, очисні та прохідницькі механізми, а на глибоких шахтах – охолоджувальні установки.

Найбільше споживає енергії головна вентиляторна установка (до 60%), за нею слідує охолоджувальна установка (до 30%). Отже ці дві установки можуть споживати до 90% електроенергії.

Провітрювання шахти є важливим процесом зі створення безпечних умов праці: це постачання свіжого повітря, зменшення концентрації пилу та шкідливих газів, нормалізація теплових умов. Згідно правил безпеки у вугільних шахтах усі виробки повинні провітрюватися примусово і безперервно за допомогою вентиляторів.

Схеми провітрювання більшості шахт досить складні, у них безперервно змінюються параметри під впливом природних та технологічних чинників, як правило, в гіршу сторону (збільшення аеродинамічного опору, зростання внутрішніх та зовнішніх втрат повітря). В результаті виявляється зменшення надходження повітря в очисних та підготовчих вибоях до небезпечного рівня. Для оперативної компенсації цих зменшень необхідно збільшувати загальну витрату повітря в шахту, витрату повітря через головний вентилятор, що призводить до значного зростання споживання електроенергії.

Заходи, які можна запровадити для підтримки вентиляційної системи у нормованому стані, або покращення окремих її параметрів, призводить досить часто до суттєвого зменшення споживання електроенергії. Такі заходи називаються енергозберігаючими, і з точки зору економічних вимог мають важливе значення для України.

При скороченні витрат електроенергії на провітрювання шахти відповідно менше буде витрачено енергоносіїв на електростанції (вугілля, нафти, мазуту, природного газу, ядерного палива). Це відповідає принципам раціонального природокористування та екологізації енергомістких виробництв (процесів), щодо економного витрачання енергоресурсів, зменшення шкідливих викидів та утворення відходів на електростанціях.

### **3.1.2. Методика розрахунку**

Для впровадження енергозбереження в системі провітрювання шахт рекомендуються наступні заходи:

- Застосовувати дегазацію вугільних пластів на виїмкових дільницях для зменшення витрати повітря.
- Зменшити витрати повітря через вентиляційні споруди в шахтній мережі до нормативних.

- Зменшити зовнішні витрати повітря до нормативних.
- Зменшити аеродинамічний опір шахтної мережі.
- Врахувати наявність природної тяги повітря в зимовий період на глибоких шахтах.

- Зменшити витрати повітря в шахті у вихідні та святкові дні (це можливо зробити лише на негазових та безпечних по пилу шахтах з дозволу державного гірничого нагляду).

Наведена методика розрахунків дещо спрощена авторами в деталях для зменшення об'єму обчислень в даній практичній роботі і досягнення основної мети – дати студентам уявлення про можливості енергозбереження на шахтах.

Витрати на провітрювання діючої шахти складаються з плати за спожиту електроенергію  $P_{ел}$ , а також за заявлену (встановлену) потужність електродвигуна вентилятора  $P_{потужн.}$

Після впровадження заходів щодо енергозбереження, які рекомендуються в табл. 3.1, розрахунок витрат повторюють і порівнюють з витратами в попередньому розрахунку, тобто до впровадження заходів по енергозбереженню. Різниця в витратах буде приблизно характеризувати економічну ефективність заходів з енергозбереження.

На заходи щодо вдосконалення вентиляційної системи шахти, природно, витрачаються певні матеріальні та грошові витрати, тому рівень впровадження заходів визначається в першу чергу вимогами безпеки, а в другу чергу – техніко-економічним обґрунтуванням.

Сплата за спожиту електроенергію на провітрювання шахти впродовж року визначається за формулою:

$$P_{ел} = \frac{Q_v h_g}{102 \eta_{заг}} \cdot 24 \cdot 365 \cdot C_1, \text{ грн/рік} \quad (3.1)$$

де  $Q_v$  – витрата вентилятора,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$h_g$  – статичний тиск вентилятора,  $\text{даПа}$  (мм вод. ст.);

$\eta_{заг}$  – загальний коефіцієнт корисної дії (ККД) вентиляційної установки;

$C_1$  – вартість 1 кВт-години спожитої електроенергії, грн/кВт-година

Витрата вентилятора  $Q_v$  знаходиться наступним чином:

$$Q_v = K Q_{ш}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.2)$$

де  $K$  – коефіцієнт зовнішніх втрат повітря через надшахтну будівлю, в якій розташовано вентилятор.

Нормативні значення  $K$  залежать від призначення ствола, біля якого встановлено вентилятор, і мають такі величини: для клітьового ствола (КЛ) – 1,25; для скіпового ствола (СК) – 1,2; для флангового без підйому (ФЛ б/п) – 1,1; для флангового з підйомом (ФЛ з/п) – 1,3. Фактичні значення для  $K$  на діючих шахтах можуть перевищувати нормативні на 20- 50%.

$Q_{ш}$  – витрата повітря в шахті визначається за спрощеною формулою:

$$Q_{ш} = 1,15 \sum_{i=1}^n [Q_{в.д.} (1 - K_d) + Q_{вс} + Q_{инш}], \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.3)$$

де  $Q_{в.д.}$  – витрата повітря на виїмковій дільниці,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$K_d$  – середній коефіцієнт дегазації на виїмковій дільниці;

$Q_{вс}$  – загальні втрати повітря через вентиляційні споруди в шахті, м<sup>3</sup>/с;

$Q_{інш}$  – інші джерела споживання повітря в шахті, м<sup>3</sup>/с;

$n$  – кількість виїмкових ділянок.

Статичний тиск вентилятора  $h_в$ , визначається за формулою:

$$h_в = 1,1 \cdot 1,2(h_{ш} - h_{пр.тяга}), \text{ даПа} \quad (3.4)$$

де 1,1 – коефіцієнт, що враховує місцевий опір в вентиляційній мережі;

1,2 – коефіцієнт, що враховує наявність вентиляційного каналу;

$h_{ш}$  – статичний тиск вентиляційної мережі, даПа;

$h_{пр.тяга}$  – природна тяга повітря в шахті, даПа. В умовах клімату України в шахтах глибиною за 500 м в зимові місяці може сягати 10-30% від статичного тиску шахти.

Загальний ККД вентиляційної установки розраховується за виразом:

$$\eta_{заг} = \eta_{дв} \eta_{ред} \eta_{вент},$$

де  $\eta_{дв}$  – ККД двигуна вентилятора;

$\eta_{ред}$  – ККД редуктора (трансмисії);

$\eta_{вент}$  – ККД вентилятора, залежить від аеродинамічної схеми вентиляційної установки та дифузора, а також від режиму роботи вентилятора (тобто від співвідношення  $Q_в$  та  $h_в$ )

*Примітка:* Фактичні параметри  $Q_в$ ,  $h_в$  і  $\eta_{заг}$  можуть відрізнятися від розрахункових в залежності від особливості аеродинамічних характеристик діючого вентилятора.

Зв'язок між  $Q_в$  та  $h_в$  визначається формулою

$$h_в = R_{ш} Q_в^2, \quad (3.5)$$

де  $R_{ш}$  – аеродинамічний опір шахтної мережі, да·Па·с<sup>2</sup>/м<sup>6</sup>.

Плата за заявлену (встановлену) потужність електродвигуна вентилятора визначається за наступною формулою:

$$П_{потужн.} = \left[ \frac{Q_в h_в}{102 \eta_{заг}} \right]_{станд.кВт} C_2 12, \text{ грн/рік} \quad (3.6)$$

де «станд.кВт» – індекс, що вказує на найближче більше стандартне значення потужності електродвигуна або на заявлену потужність, кВт. Якщо після запровадження заходів розрахункова стандартна потужність двигуна буде значно меншою від фактичної потужності, то меншу потужність можна брати до розрахунків плати лише у випадку планової заміни двигуна;

$C_2$  – вартість 1 кВт заявленої (встановленої) потужності, грн./міс.;

Кінцевий економічний ефект від впровадження заходів розраховують наступним чином:

$$E = (П_{ел} + П_{потужн.})_{факт.} - (П_{ел} + П_{потужн.})_{заход.}$$

Питомі витрати електроенергії визначаються за виразом:

$$q = \frac{Q_в h_в}{102 \eta_{заг} A}, \text{ кВт год/т}$$

## 3.2. ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

Згідно з табл. 3.1 студент визначає наступні параметри:

- Плату за спожиту електроенергію на провітрювання шахти впродовж року.

- Плату за заявлену (встановлену) потужність електродвигуна вентилятора.

- Кінцевий економічний ефект від впровадження заходів з енергозбереження.

- Питомі витрати електроенергії.

Рекомендується результати розрахунку оформляти у вигляді табл. 3.2.

### Приклад розрахунку.

*Вихідні дані.* Річний видобуток вугілля  $A=1$  млн. т, ствол; на якому встановлено вентилятор – скіповий; фактичний коефіцієнт зовнішніх втрат повітря  $K=1,3$ ; статичний тиск вентиляційної мережі шахти відповідно до та після заходів  $h_{u1}=350$  даПа,  $h_{u2}=300$  даПа; статичний тиск природної тяги повітря в шахті у зимовий період  $h_T=30$  даПа; витрата повітря на виїмкових ділянках  $Q_{e.d.}=60$  м<sup>3</sup>/с; коефіцієнт дегазації на виїмкових ділянках відповідно до та після заходів  $K_{d1}=0$ ,  $K_{d2}=0,25$ ; втрати повітря через вентиляційні споруди в шахті відповідно до та після заходів  $Q_{ec1}=85$  м<sup>3</sup>/с,  $Q_{ec2}=55$  м<sup>3</sup>/с; інші джерела соживання повітря в шахті  $Q_{inu}=30$  м<sup>3</sup>/с; коефіцієнт корисної дії установки відповідно до та після заходів  $\eta_{за1}=0,61$ ,  $\eta_{за2}=0,74$ ; вартість 1 кВт/годин  $C_1=1,5626$  грн./кВт-годину, вартість 1 кВт заявленої (встановленої) потужності двигуна вентилятора  $C_2=109,2$  грн/кВт міс.

1. Плата за спожиту електроенергію на провітрювання шахти на протязі року визначається до заходів:

$$P_{en1} = \frac{261,625 \cdot 462}{102 \cdot 0,61} \cdot 24 \cdot 365 \cdot 1,5626 = 26,6 \cdot 10^6 \text{ грн/рік}$$

та відповідно після заходів:

$$P_{en2} = \frac{224,25 \cdot 356,4}{102 \cdot 0,74} \cdot 24 \cdot 365 \cdot 1,5626 = 14,5 \cdot 10^6 \text{ грн/рік}$$

Витрата вентилятора  $Q_e$  до заходів:

$$Q_{e1} = 1,3 \cdot 201,25 = 261,625 \text{ м}^3/\text{с}$$

та відповідно після заходів:

$$Q_{e2} = 1,2 \cdot 149,5 = 224,25 \text{ м}^3/\text{с}$$

$Q_{u1}$  – витрата повітря до заходів:

$$Q_{u1} = 1,15(60(1-0)+85+30) = 201,25 \text{ м}^3/\text{с}$$

та відповідно після заходів:

$$Q_{u2} = 1,15(60(1-0,25)+55+30) = 149,5 \text{ м}^3/\text{с}$$

Статичний тиск вентилятора  $h_e$  до заходів:

$$h_{e1} = 1,1 \cdot 1,2(350 - 0) = 462 \text{ даПа}$$

та відповідно після заходів:

$$h_{e2} = 1,1 \cdot 1,2(300 - 30) = 356,4 \text{ даПа}$$

2. Зв'язок між  $Q_e$  та  $h_e$  визначається через аеродинамічний опір шахтної мережі:

$$R_{u1} = \frac{h_e}{Q_e^2}, \text{ даПа} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$$

Аеродинамічний опір шахтної мережі до заходів:

$$R_{ш1} = \frac{462}{261,625^2} = 0,0067 \text{ даПа} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$$

та відповідно після заходів:

$$R_{ш2} = \frac{356,4}{224,25^2} = 0,0071 \text{ даПа} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$$

Таблиця 3.1 – Завдання на виконання практичної роботи №3

Позначення	Од. виміру	Варіант									
		1		2		3		4		5	
		до	після	до	після	до	після	до	після	до	після
<i>A</i>	10 <sup>6</sup> т/рік	0,30	0,30	0,45	0,45	0,50	0,50	0,60	0,60	0,75	0,75
СТВОЛ		КЛ	КЛ	СК	СК	ФЛ б/п	ФЛ б/п	СК	СК	КЛ	КЛ
<i>K</i>	–	1,35	1,25	1,30	1,2	1,30	1,1	1,33	1,2	1,40	1,25
<i>h<sub>ш</sub></i>	даПа	300	280	320	300	350	320	400	360	500	460
<i>h<sub>T</sub></i>	даПа	0	30	0	33	0	40	0	50	0	60
<i>Q<sub>інш</sub></i>	м <sup>3</sup> /с	50	50	80	80	20	20	50	50	30	30
<i>Q<sub>в.д.</sub></i>	м <sup>3</sup> /с	50	50	60	60	70	70	80	80	100	100
<i>K<sub>д</sub></i>	–	0	0,1	0	0,1	0	0,2	0	0,25	0	0,30
<i>Q<sub>вс</sub></i>	м <sup>3</sup> /с	60	40	70	40	80	50	90	60	100	60
<i>η<sub>заг</sub></i>	–	0,58	0,62	0,60	0,65	0,65	0,70	0,66	0,70	0,60	0,67

Продовж. табл. 3.1

Позначення	Од. виміру	Варіант									
		6		7		8		9		10	
		до	після	до	після	до	після	до	після	до	після
<i>A</i>	10 <sup>6</sup> т/рік	0,90	0,90	1,00	1,00	1,20	1,20	1,80	1,80	0,30	0,30
СТВОЛ		ФЛ з/п	ФЛ з/п	СК	СК	СК	СК	КЛ	КЛ	ФЛ б/п	ФЛ б/п
<i>K</i>	–	1,40	1,3	1,30	1,2	1,40	1,2	1,30	1,25	1,40	1,1
<i>h<sub>ш</sub></i>	даПа	600	550	450	350	320	280	320	300	340	320
<i>h<sub>T</sub></i>	даПа	0	65	0	70	0	75	0	80	0	0
<i>Q<sub>інш</sub></i>	м <sup>3</sup> /с	35	35	50	50	40	40	45	45	80	80
<i>Q<sub>в.д.</sub></i>	м <sup>3</sup> /с	110	110	120	120	140	140	150	150	60	60
<i>K<sub>д</sub></i>	–	0	0,33	0	0,4	0	0,35	0	0,15	0	0,1
<i>Q<sub>вс</sub></i>	м <sup>3</sup> /с	120	80	130	100	120	90	100	70	50	40
<i>η<sub>заг</sub></i>	–	0,67	0,72	0,70	0,77	0,68	0,68	0,72	0,78	0,40	0,60

3. Плата за заявлену (встановлену) потужність електродвигуна вентилятора до заходів:

$$P_{потужн.1} = \left[ \frac{261,625 \cdot 462}{102 \cdot 0,61} \right] 109,2 \cdot 12 = 2,55 \cdot 10^6 \text{ грн/рік}$$

та відповідно після заходів:

$$P_{потужн.2} = \left[ \frac{224,25 \cdot 356,4}{102 \cdot 0,74} \right] 109,2 \cdot 12 = 1,39 \cdot 10^6 \text{ грн/рік}$$

4. Кінцевий економічний ефект від впровадження заходів:

$$E = (26,6 + 2,55) - (14,5 + 1,39) = 13,26 \cdot 10^6 \text{ грн/рік}$$

5. Питомі витрати електроенергії до заходів:

$$q_1 = \frac{261,625 \cdot 462}{102 \cdot 0,61 \cdot 10^6} = 1,94 \cdot 10^{-3} \text{ кВт год/т}$$

та відповідно після заходів:

$$q_2 = \frac{224,25 \cdot 356,4}{102 \cdot 0,74 \cdot 10^6} = 1,06 \cdot 10^{-3} \text{ кВт год/т}$$

Результати розрахунків зведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Вихідні дані та результати розрахунків

Параметри, показники	Позначення	Од. виміру	Значення	
			до впровадження	після впровадження
Річний видобуток вугілля	$A$	$10^6$ т/рік	1	1
Ствол, на якому встановлено вентилятор		–	СК	СК
Коефіцієнт зовнішніх втрат повітря	$K$	–	1,3	1,2
Статичний тиск вентиляційної мережі шахти	$h_{ш}$	даПа	350	300
Статичний тиск природної тяги повітря в шахті у зимовий період	$h_T$	даПа	0	30
Інші джерела соживання повітря в шахті	$Q_{інш}$	$м^3/с$	30	30
Витрата повітря на виїмкових дільницях	$Q_{в.д.}$	$м^3/с$	60	60
Коефіцієнт дегазації на виїмкових дільницях	$K_d$		0	0,25
Втрати повітря через вентиляційні споруди в шахті	$Q_{вс}$	$м^3/с$	85	55
Аеродинамічний опір шахтної мережі	$R_{ш}$	даПа·с <sup>2</sup> / м <sup>6</sup>	0,0067	0,0071
Коефіцієнт корисної дії установки	$\eta_{заг}$	-	0,61	0,74
Вартість 1 кВт/годин	$C_1$	грн./кВт-годину	1,5626	1,5626
Вартість 1 кВт заявленої (встановленої) потужності двигуна вентилятора	$C_2$	грн./кВт-місяць	109,2	109,2
Розмір сплати за спожиту електроенергію	$P_{ел}$	грн./рік	$26,6 \cdot 10^6$	$14,5 \cdot 10^6$
Розмір сплати за встановлену потужність двигуна вентилятора	$P_{потуж}$	грн./рік	$2,55 \cdot 10^6$	$1,39 \cdot 10^6$
Сумарний розмір сплати за провітрювання шахти	$(P_{ел} + P_{потуж})$	грн./рік	$29,15 \cdot 10^6$	15,89
Економічний ефект від впровадження заходів по енергозбереженню	$\Delta(P_{ел} + P_{потуж})$	грн./рік	$13,26 \cdot 10^6$	
Питома витрата електроенергії	$q$	кВт-год/т	$1,94 \cdot 10^{-3}$	$1,06 \cdot 10^{-3}$

### **Питання для самоконтролю**

1. Які технологічні процеси на вугільній шахті являються значними споживачами електроенергії?
2. Від яких показників вентиляційної системи залежить рівень витрат електроенергії?
3. Яка роль дегазації вугільних пластів при запровадженні на шахті енергозберігаючих технологій?
4. Пояснити вплив аеродинамічного опору шахтної мережі на витрати електроенергії.
5. Як впливає статичний тиск вентилятора на витрати електроенергії?
6. Пояснити за яких умов витрата електроенергії на провітрювання шахти залежить від сезону року.
7. Як впливають внутрішні витрати повітря на економічні показники провітрювання шахти?
8. Що таке зовнішні втрати повітря і як вони впливають на витрати електроенергії?
9. Які заходи можна рекомендувати з метою енергозбереження в системі провітрювання шахт?
10. Який зв'язок можна встановити між поняттями «енергія», «економіка», «екологія» після виконання цієї практичної роботи?
11. Які види платежів передбачено за використання електроенергії на вугільній шахті?

### **Додаток 1**

#### Характеристики природного газу для різних газопроводів [10]

Газопровід	CH <sub>4</sub> , %	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , %	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> , %	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> , %	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> , %	CO <sub>2</sub> , %	N <sub>2</sub> , %	H <sub>2</sub> S, %	$Q_i^d$ , МДж/нм <sup>3</sup>	$\rho_n$ , кг/нм <sup>3</sup>
Уренгой-Ужгород	98,90	0,12	0,011	0,01	0,00	0,06	0,90	0	33,08	0,723
Середня Азія-Центр	94,29	2,80	0,73	0,15	0,03	1,00	1,00	0	34,21	0,764

У методиці для визначення величин викидів та питомого об'єму використовуються масові характеристики палива – масовий елементний склад, масова теплота згоряння, маса використаного палива. Тому для газоподібного палива об'ємні характеристики необхідно перерахувати в масові.

Питома маса кожного індивідуального газу в сухому стані газоподібного палива визначається за формулами:

$$m_{CH_4} = 0,716 \cdot 0,01(CH_4)_v; \quad m_{C_2H_6} = 1,342 \cdot 0,01(C_2H_6)_v; \quad m_{C_3H_8} = 1,967 \cdot 0,01(C_3H_8)_v;$$

$$m_{C_4H_{10}} = 2,593 \cdot 0,01(C_4H_{10})_v; \quad m_{C_5H_{12}} = 3,219 \cdot 0,01(C_5H_{12})_v; \quad m_{C_6H_6} = 3,492 \cdot 0,01(C_6H_6)_v;$$

$$m_{N_2} = 1,250 \cdot 0,01(N_2)_v; \quad m_{H_2S} = 1,521 \cdot 0,01(H_2S)_v; \quad m_{CO} = 1,250 \cdot 0,01(CO)_v;$$

$$m_{CO_2} = 1,964 \cdot 0,01(CO_2)_v,$$

де  $m_i$  – питома маса  $i$ -го індивідуального газу в 1 нм<sup>3</sup> сухого палива, кг/нм<sup>3</sup>;  
 $(i)_v$  – об'ємний вміст  $i$ -го індивідуального газу, %.



Густина сухого газоподібного палива  $\rho_n$ , кг/нм<sup>3</sup>, за нормальних умов визначається як сума питомих мас індивідуальних газів, що входять до складу палива:

$$\rho_n = \sum m_{C_pH_q} + m_{N_2} + m_{H_2S} + m_{CO} + m_{CO_2},$$

де  $m_i$  – питома маса  $i$ -го індивідуального газу в 1 нм<sup>3</sup> сухого палива за нормальних умов, кг/нм<sup>3</sup>;

$m_{C_pH_q}$  – питома маса вуглеводню  $C_pH_q$ , який складається з  $p$  атомів вуглецю та  $q$  атомів водню за нормальних умов, кг/нм<sup>3</sup>.

## Додаток 2

### Елементний склад вугілля (масовий вміст на горючу масу) [10]

Вугілля	C <sup>daf</sup> , %	H <sup>daf</sup> , %	S <sup>daf</sup> , %	O <sup>daf</sup> , %	N <sup>daf</sup> , %	V <sup>daf</sup> , %	Q <sub>i</sub> <sup>daf</sup> , МДж/кг	A, %	W, %
Антрацитовий штиб АШ	93,5	1,8	2,4	1,5	0,8	4,0	33,24	15	8
Пісне вугілля ТР	89,0	4,2	3,3	2,1	1,5	12,0	34,29	21	7
Донецьке газове ГР	81,0	5,4	4,4	7,7	1,5	40,0	31,98	25,2	10
Донецьке довгополуменеве ДР	75,5	5,5	4,3	13,1	1,6	43,0	30,56	18	8
Львівсько-волинське (ЛВ) ГР	79,5	5,2	3,7	10,3	1,3	39,0	31,69	20	12
Олександрійське буре Б1Р	67,5	5,8	5,9	19,9	0,9	58,5	26,96	30	9

## Додаток 3

Таблиця А.2 – Вміст важких металів  $c_{BM}$  у енергетичному вугіллі, мг/кг [11, 12]

Вугілля	As	Cd	Cr	Cu	Hg	Ni	Pb	Se	Zn
Антрацитовий штиб АШ	20	0	47	29	0,28	26	20	0	40
Донецьке пісне ТР	20	0	47	29	0,20	26	18	0	40
Донецьке ГР	20	0	47	29	0,14	26	14	0	40
Донецьке довгополуменеве ДР	20	0	47	29	0,16	26	16	0	40
Львівсько-волинське (ЛВ) ГР	20	0	47	29	0,16	26	16	0	40
Олександрійське буре Б1Р	20	0	47	29	0,16	26	14	0	40

## Додаток 4

### Склад енергетичних мазутів [10]

Показник	Марка мазуту				
	високосірчастого			малосірчастого	
	40	100	200	40	100
Середні:					
S <sup>daf</sup> , %	2,50	2,70	3,00	0,40	0,40
C <sup>daf</sup> , %	85,50	85,70	85,90	87,50	87,50
H <sup>daf</sup> , %	11,20	10,60	10,20	11,50	11,10
(O+N) <sup>daf</sup> , %	0,80	1,00	0,90	0,60	1,00
Q <sup>daf</sup> , МДж/кг	40,40	40,03	39,77	41,24	40,82
Граничні:					
A <sup>d</sup> , %	0,15	0,15	0,30	0,15	0,15
Мазутна зола (V <sub>2</sub> O <sub>5</sub> ), мг/кг	600	600	1200	600	600
W <sup>r</sup> , %	2,00	2,00	1,00	2,00	2,00

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ТА РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Основы теплоэнергетики: практикум / Л.В. Хахалева. – Ульяновск : УлГТУ, 2015. – 11 с.
2. Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни „Основні проблеми життєзабезпечення міста та промислових зон” на тему „Викиди забруднюючих речовин в атмосферу від енергетичних установок” для студентів 4-го курсу спеціальності 6.070801 „Екологія та охорона навколишнього середовища” денної форми навчання / Укладач В.О. Соляник. – Суми: Вид-во СумДУ, 2005. – 39 с.
3. ГДК 34. 02. 305-2002 ”Викиди забруднювальних речовин у атмосферу від енергетичних установок. Методика визначення”, який діє від 01.07.2002р.
4. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – М.: Энергоиздат, 1982. – 624 с.
5. Питомі показники викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від основних виробництв промисловості та сільського господарства. – К.: Мінекоресурсів України, 2001.
6. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / Под ред. Н.В. Кузнецова, В.В. Митора, И.Е. Дубровского, Э.С. Карасиной. – М.: Энергия, 1973. – 295 с.
7. Питомі показники викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від основних виробництв промисловості та сільського господарства. – К.: Мінекоресурсів України, 2001.
8. Какарека С.В., Хомич В.С. и др. Выбросы тяжелых металлов в атмосферу: Опыт оценки удельных показателей. – Минск: Ин-т геологических наук НАН Беларуси, 1998. – 156 с.
9. Викиди парникових газів. Підприємства Міненерго України. 1990 та 1999 роки. Ініціатива з питань зміни клімату, 2000. – 62 с.
10. Энергетическое топливо СССР (ископаемые угли, горючие сланцы, торф, мазут и горючий природный газ): Справочник / Под ред. Т.А. Зикеева. – М.: Энергия, 1968.
11. Справочник по содержанию малых элементов в товарной продукции угледобывающих и углеобогащательных предприятий Донецкого бассейна. – Днепропетровск, 1994. – 187 с.
12. Какарека С.В., Хомич В.С. и др. Выбросы тяжелых металлов в атмосферу: Опыт оценки удельных показателей. – Минск: Ин-т геологических наук НАН Беларуси, 1998. – 156 с.
13. Закон України про енергозбереження. Відомості Верховної Ради України від 1.07.1994. № 75/94.
14. Ушаков К.З. и др. Аэрология горных предприятий: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1987. – 421 с.
15. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. – К.: 1994. – 311 с.
16. Руководство по дегазации угольных шахт. – Донецк: 1990.
17. Правила безпеки у вугільних шахтах. – К.: 1998.

18. Шахтные вентиляторные установки главного проветривания. Справочник/ Бабак Г.А. и др. – М.: Недра, 1982. – 296 с.

19. Енергетичні ресурси та потоки / За заг. ред. А.К. Шидловського. – К.: Українські енциклопедичні знання, 2003. – 468 с.

## ЗМІСТ

ПРАКТИЧНА РОБОТА №1. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ПРОЦЕСУ ГОРІННЯ ПАЛИВА .....	4
ПРАКТИЧНА РОБОТА №2. РОЗРАХУНОК ВИКИДІВ ЗАБРУДНЮЮЧИХ РЕЧОВИН У АТМОСФЕРУ ВІД ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК .....	12
ПРАКТИЧНА РОБОТА №3. ЗАХОДИ З ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В СИСТЕМІ ПРОВІТРЮВАННЯ ШАХТ .....	33
Додаток 1 .....	40
Додаток 2 .....	41
Додаток 3 .....	41
Додаток 4 .....	41
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ТА РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....	42

**РУДЧЕНКО** Андрій Геннадійович

ЕКОЛОГІЧНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ.

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ВИКОНАННЯ  
ПРАКТИЧНИХ РОБІТ (ЧАСТИНА I).

Для студентів спеціальностей  
101 «Екологія» та 183 «Технології захисту навколишнього середовища»

Друкується в редакційній обробці авторів.

Підписано до друку 15.12.2017. Формат 30x42/4.

Папір офсет. Ризографія. Ум. друк. арк. 2,4.

Обл.-вид. арк. 2,4. Тираж 30 прим. Зам. №648

Державний ВНЗ «Національний гірничий університет»  
49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19.