

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ВІДОКРЕМЛЕНИЙ СТРУКТУРНИЙ ПІДРОЗДІЛ
«ОХТИРСЬКИЙ ФАХОВИЙ КОЛЕДЖ
СУМСЬКОГО НАЦІОНАЛЬНОГО АГРАРНОГО УНІВЕРСИТЕТУ»
(повне найменування вищого навчального закладу)
БУДІВНИЦТВО ТА ЦИВІЛЬНА ІНЖЕНЕРІЯ
(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))
Циклова методична комісія спеціальних дисциплін спеціальності
192 «Будівництво та цивільна інженерія»
(повна назва (предметної, циклової комісії))

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проєкту
фахового молодшого бакалавра

на тему: **«Проектування , монтаж та обслуговування газопостачання села Мошенка Сумської області з розробкою газифікації житлового будинку та висвітлення питання монтажу анодного заземлювача »**

Виконала: студентка IV курсу, групи 44
галузі знань 19 Архітектура та
будівництво
спеціальності 192 Будівництво та
цивільна інженерія
Єжаченко Дарина Олександрівна
Керівник : Сталинська Л.І.

Рецензент : _____

2023

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ВІДОКРЕМЛЕНИЙ СТРУКТУРНИЙ ПІДРОЗДІЛ
«ОХТИРСЬКИЙ ФАХОВИЙ КОЛЕДЖ
СУМСЬКОГО НАЦІОНАЛЬНОГО АГРАРНОГО УНІВЕРСИТЕТУ»

Відділення спеціальностей «Будівництво та цивільна інженерія»,
«Економіка», «Підприємництво, торгівля та біржова діяльність»

Циклова комісія спеціальних дисциплін спеціальності «Будівництво та
цивільна інженерія»

Освітньо-кваліфікаційний рівень молодший спеціаліст

Галузь знань 19 Архітектура та будівництво

Освітньо-професійна програма «Монтаж, обслуговування устаткування і
систем газопостачання»

Спеціальність 192 Будівництво та цивільна інженерія

ЗАТВЕРДЖУЮ

Голова циклової комісії

Олексій

ПУГАЧОВ

«___» _____ 2023
року

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ СТУДЕНТЦІ

Єжаченко Дарині Олександрівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема проєкту «Проектування, монтаж та обслуговування газопостачання
села Мошенка Сумської області з розробки газифікації житлового будинку та
висвітлення питання монтажу анодного заземлювача»

Керівник проєкту – Сталинська Лариса Іванівна

(прізвище, ім'я по батькові)

затверджені наказом по коледжу від 29 листопада 2022 року № 80/І-ДВ.

2 Строк подання студентом проєкту до 17 лютого 2023 року

3 Вихідні дані до проєкту: Генплан населеного пункту, тиск в точці
підключення-400 кПа, промислові підприємства, з потужністю встановленого
газового обладнання: тракторна бригада – 0,5 МВт, АБВ з КЗС – 1,4 МВт, цех
по переробці сої-0,45 МВт, цегельний завод-1,2 МВт, ферма ВРХ-0,8МВт
котельня(школи)-
0,4 МВт, авторемонтна майстерня-0,5 МВт.

Тваринництво: свині- 400 голів, корови- 200 голів

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

1) Загальний розділ:

Вступ. Кліматичні та топографічні умови, характеристика ґрунтів, споживачів.

2) Розрахунково-технічна частина:

Загальні положення по підрахунках витрат газу. Розрахунок газопостачання. Система газопостачання. Гідралічний розрахунок газопроводів. Газопостачання житлового будинку.

3) Автоматизація систем газопостачання:

Автоматика безпеки, контролю установки газорегуляторної будинкової УГРБ з регулятором РТГП-10

4) Будівництво і монтаж систем газопостачання:

Організація будівництва вуличного газопроводу. Вибір ведучого механізму та машин, підрахунок об'ємів робіт і затрат праці, розрахунок ширини робочої зони. Захист газопроводів від корозії..

5) Організація обслуговування систем газопостачання:

Монтаж анодного заземлювача

6) Економічний розділ

7) Охорона праці

Висновок

Перелік використаних джерел

Додатки

5 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

Аркуш 1 – Генплан села, експлікація будівель і споруд

Аркуш 2 – План газопостачання житлового будинку, аксонометрична схема газопроводу, експлікація приміщень

Аркуш 3 – Генплан вулиці, будгенплан, схема стиків, повздовжній профіль.

Аркуш 4- Розрахункова схема мереж середнього тиску

6 Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали консультанта	Підпис, дата	
		завдання видано	завдання прийнято
1	Сталинська Л.І. – керівник	02.12. 22	
2	Кошель Н.Ю.	10.01.23	
3	Сталинська Л.І.– керівник	11.01.23	
4	Сталинська Л.І.	24.01.23	
5	Сталинська Л.І.– керівник	23.01.23	
6	Рудиченко З.Ш.	01.02.23	
7	Більченко Н.В.	24.01.23	
Граф. ч.	Ставицька Л.П. – викладач		
Н. контр.	Ставицька Л.П. – викладач		

7 Дата видачі завдання «02» грудня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
1	Загальний розділ	09.01-10.01.23	
2	Розрахунково-технічна частина	10.01.-20.01.23	
3	Автоматизація систем газопостачання	11.01-13.01.23	
4	Будівництво і монтаж систем газопостачання	24.01-03.02.23	
5	Організація обслуговування систем газопостачання	23.01-03.02.23	
6	Економічний розділ	01.02-10.02.23	
7	Охорона праці	24.01-04.02.23	
8	Графічна частина		
9	Рецензування дипломного проєкту	13.02-17.02.23	
10	Попередній захист дипломного проєкту	20.02.23	
11	Здача закінченого дипломного проєкту в ДКК	21.02-23.02.23	

Студент(ка)
ЄЖАЧЕНКО

(підпис)

Дарина

(власне ім'я, прізвище)

Керівник проєкту
СТАЛИНСЬКА

(підпис)

Лариса

(власне ім'я, прізвище)

1 ЗАГАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Вступ

Розвиток народного господарства в сучасних умовах пов'язаний зі значним споживанням газу. Природні горючі гази є найбільш економічним і універсальним паливом, яке в свою чергу є й екологічно чистим, здатним замінити тверде і рідке паливо в побуті, в сільському та міському енергетичному господарстві, в промисловості і транспорті. Заміна газом інших видів палива дозволяє одержати значний економічний та екологічний ефект.

Сучасні системи газопостачання природним газом міст, областей, селищ, промислових підприємств являють собою складний комплекс газопроводів різних тисків, газорозподільних станцій, проміжних

регуляторних пунктів, газорозподільчих пунктів і установок, устаткування газових мереж, систем зв'язку і приладів обліку споживання газу. Досить суттєвою проблемою в експлуатації систем газопостачання на сьогодні в Україні є проведення бойових дій, що також суттєво підвищує рівень аварійної небезпеки ГТС.

Підземні комунікації вимагають спеціального обслуговування і обладнання, щоб служити довго і надійно. Для подовження амортизаційного строку окрім ізоляції підземних газопроводів застосовують активні методи захисту. Одним з них є катодний захист, конструктивним елементом якого є анодне заземлення. Такий вид захисту застосовується у багатьох підприємств, де встиг стати незамінним елементом. Основна причина, по якій застосовується анодне заземлення - це захист від згубного впливу корозії на метал, яка особливо гостро проявляється саме під землею. А якщо конструкція буде розміщуватися в області з підвищеними рівнем ґрунтових вод, то це може негативно позначитися на стані металу вже через кілька років.

Виходячи з цього для виконання дипломного проекту мною вибрана актуальна тема: «Проектування, монтаж та обслуговування одноступеневої системи газопостачання с. Мошенка Сумської області з розробкою газифікації житлового будинку та висвітлення питання монтажу анодного заземлювача».

1.2 Кліматичні та географічні умови, характеристика ґрунтів, споживачів

Об'єкт проектування знаходиться в Сумській області. Рельєф місцевості в селі Мошенка рівнинний, середня геодезична відмітка місцевості складає +201 м, ґрунти в даній місцевості - чорноземи.

Кліматичні умови для Сумської області:

- Розрахункова температура для вентиляції - -12°C , [11];
- тривалість опалювального періоду - 195 днів, [11];
- середня температура опалювального періоду - $-2,5^{\circ}\text{C}$
- розрахункова температура для опалення - -24°C
- рівень залягання ґрунтових вод нижче - 5 м;
- максимальна глибина промерзання – 0,8 м.

Село споживає газ з магістрального газопроводу. Тому нижню теплоту згорання приймаю :

$CH_4=88,408 \%$, $C_2H_6=7,367 \%$, $C_3H_8=0,828 \%$, $C_4H_{10}=0,7 \%$, $C_5H_{12}=0,3 \%$.

$$Q_u^p = \frac{1}{100} \cdot (35,8 \cdot CH_4 + 63,7 \cdot C_2H_6 + 91,3 \cdot C_3H_8 + 118,7 \cdot C_4H_{10} + 146,2 \cdot C_5H_{12}) \quad (1.1)$$

$$Q_u^p = \frac{1}{100} \cdot (35,8 \cdot 88,408 + 63,7 \cdot 7,367 + 91,3 \cdot 0,828 + 118,7 \cdot 0,7 + 146,2 \cdot 0,3) = 39 \text{ МДж/м}^3$$

Нижча теплота згорання $Q_u^p = 39 \text{ МДж/м}^3$.

Загальна площа земельної ділянки , яку займає село складає 59 га.

Село Мошенка складається із двох районів. Перший район забудований одноповерховими житловими будинками з присадибними ділянками, другий-двоповерховими житловими будинками. Природний газ в ньому витрачається на приготування їжі і гарячої води на газових плитах. Теплопостачання у цих будинках місцеве від індивідуальних опалювальних котлів різних заводів – виготовлювачів. Нагрів води здійснюється від однофункційних газових котлів, так як в селі відсутнє централізоване водопостачання.

2 РОЗРАХУНКОВО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальні положення по підрахунках витрат газу

При розробленні проекту газопостачання села Мошенка Сумської області, визначаємо річну і годинну витрати газу на розрахунковий період з урахуванням перспективи розвитку об'єктів-споживачів природного газу. Розрахунковий період визначається планом перспективного розвитку і складає 20...25 років.

Витрати газу знаходимо окремо для кожної категорії споживачів:

- на комунально-побутові і санітарно-гігієнічні потреби населення;
- на опалення індивідуальних житлових і громадських будинків;

Потреби промислових підприємств, розташованих на території мікрорайону:

- тракторна бригада (котельня),
- ферма ВРХ,
- цех по переробці сої,
- цегельний завод,
- котельня (школа),
- авто ремонтна майстерня,
- АВБ з КЗС.

2.2 Розрахунок газопостачання

2.2.1 Визначення кількості жителів

Кількість жителів N , чол., визначаємо згідно формули

$$N = \frac{F_{\text{ж}}}{f}, \quad (2.1)$$

де $F_{\text{ж}}$ – загальна площа житлових будинків, м^2 ;

f – норма забезпечення загальною площею, $\text{м}^2/\text{чол.}$, залежить від ступеню благоустрою населеного пункту і може бути прийнята: для багатоповерхової існуючої забудови - $15 \text{ м}^2/\text{чол.}$; для перспективної – $21 \text{ м}^2/\text{чол.}$; для малоповерхової – $21 \text{ м}^2/\text{чол.}$, [22].

Загальну площу житлових будинків $F_{\text{ж}}$, м^2 , визначаю за формулою

$$F_{\text{ж}} = F_3 \cdot B, \quad (2.2)$$

де F_3 – площа забудови села, га (визначається по генплану);

B – густина житлового фонду, $\text{м}^2/\text{га}$, [22].

$$F_{\text{ж}} = 42.5 \cdot 500 = 21250 \text{ м}^2$$

$$N = 7590 / 21 = 942 \text{ чол}$$

Таблиця 2.1-Кількість жителів

Район	Площа житлової забудови	Густина житлового фонду	Норма забезпечення загальною площею	Загальна площа житлових будинків	Кількість жителів
1	33,9	500	18	16950	942
2	1,5	3300	21	4950	236
Всього	35,4			21900	1178

Загальна чисельність населення в селі Мошенка складає 1178 чоловік

2.2.2 Визначення витрати газу на комунально-побутові потреби

Річна витрата газу на комунально-побутові потреби $V_p^{к-п}$, м³/рік, визначається в залежності від кількості споживачів, норм витрати теплоти з урахуванням ступеню забезпеченості газопостачання комунально-побутових потреб населенням за формулою

$$V_{річ}^{к-п} = \frac{N \cdot S \cdot x \cdot q_n}{Q_p^n} \cdot 10^{-6} \quad (2.3)$$

де N – чисельність населення, чол.

S – розрахункова кількість комунальних послуг, [];

x – ступінь забезпечення газопостачання побутових потреб (приймається в межах від 0 до 1 згідно вихідних даних)

q_n – норма витрати теплоти на даний вид комунальних послуг, МДж/рік, []; [];

Q_p^n – нижча теплота згорання палива, МДж/м³.

Витрати газу на потреби підприємств торгівлі, побутового обслуговування населення невиробничого характеру необхідно приймати в розмірі 5% від витрат газу житловими будинками

$$V_{річ}^{к-п} = \frac{942 \cdot 8000}{39} \cdot 10^{-6} = 0,193 \text{ млн м}^3 / \text{рік}$$

Розрахунок веде у формі таблиці (дивись таблицю 2.2)

Таблиця 2.2-Річні витрати газу на комунально-побутові потреби

Споживач послуг	Розрахункові одиниці	Норма витрати теплоти, q_n , МДж/рік	Розрахункова кількість послуг, S	Ступінь забезпечення, X	Кількість споживачів, N	Річна витрата $V_p^{к-п}$, млн. газу, м ³ /рік
1. Житлові будинки:						
І район	1 житель	8000	1	1	942	0,193
ІІ район	1 житель	8000	1	1	236	0,048
2. Тваринництво:						
свині	1 тварина	4620	1	1	400	0,047
корови	1 тварина	8820	1	1	200	0,045
3. Лазня	1 миття	50	53	0,6	37460	0,048
4. Хлібопекарня	1 т виробів	5450	0,22	0,90	233	0,032

5. Підприємство громадського харчування	1 обід	4,2	90	0,60	63612	0,006
6. Невеликі комун.-побутові підприємства	1 район	5% від витрати житлових будинків				0,009
	2 район					0,002
ВСЬОГО						0,43

Сумарні річні витрати газу на комунально-побутові потреби населеного пункту складають $V_p^{к-п} = 0,41$ млн. м³/рік .

Максимальну годинну витрату газу $V_{год}^{к-п}$, м³/ГОД, визначаю як частку річної витрати за формулою

$$V_{год}^{к-п} = V_p^{к-п} \cdot K_{max} \cdot 10^6, \quad (2.4)$$

де $V_p^{к-п}$ - річна витрата газу споживачем, млн. м³/рік;
 K_{max} - коефіцієнт годинного максимуму, рік/год, [].

$$V_{год}^{к-п} = 0,252 \cdot (1/1800) \cdot 10^6 = 140 \text{ м}^3/\text{ГОД}$$

Розрахунок веду у формі таблиці (дивись таблицю 2.3).

Таблиця 2.3 – Годинні витрати газу на комунально-побутові потреби

Споживач послуг	Річні витрати газу, $V_p^{к-п}$, млн. м ³ /рік	Коефіцієнт годинного максимуму, K_{max} , рік/год.	Кількість споживачів у районі, N	Годинна витрата газу, $V_p^{к-п}$, млн. м ³ /год.
1. Житлові будинки і не великі к-п підприємства	0,252	1/1800	1178	140
2.Тваринництво	0,092	1/1800	-	51
3. Лазня	0,048	1/2700	-	18
4. Хліб завод	0,032	1/6000	-	5
5.Підприємство громадського харчування	0,006	1/2000	-	3
ВСЬОГО	0,43			217

Сумарні годинні витрати газу на комунально-побутові потреби населеного пункту становлять $V_{год}^{к-п} = 217$ м³/год.

2.2.3 Витрати газу на потреби теплопостачання

Для забезпечення тепlopостачання індивідуальних житлових будинків та дрібних комунально-побутових споживачів пропонуємо використовувати малогабаритні опалювальні котли.

По причині відсутності теплотехнічних характеристик житлової забудови та дрібних комунально-побутових споживачів розрахункові годинні витрати газу визначаю по укрупненим показникам за формулою

$$V_{\text{год}}^{\text{об}} = 3600 \cdot [1 + K \cdot (1 + K_1)] \cdot \frac{q_0 \cdot F_{\text{ж}} \cdot 10^{-6}}{Q_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot \eta}, \quad (2.5)$$

де K – коефіцієнт, який враховує витрату газу на опалення громадських будинків, $K = 0,25$, [];

K_1 – коефіцієнт, який враховує витрату газу на вентиляцію (при розрахунках приймається $K_1 = 0,4$), [];

q_0 – укрупнений показник max теплового потоку на опалення 1m^2 загальної площі, $\text{Вт}/\text{м}^2$, [];

η – коефіцієнт корисної дії опалювального приладу;

$F_{\text{ж}}$ – площа житлової забудови, м^2 , (дивись таблицю 2.1).

Q_{H}^{p} – нижча теплота згорання, $\text{мДж}/\text{м}^3$

$$V_{\text{год}}^{\text{об}} = 3600 \cdot [1 + 0,25 \cdot (1 + 0,4)] \cdot \frac{173 \times 16950 \cdot 10^{-6}}{39 \times 0,8} = 452 \text{ м}^3/\text{год}$$

Річну витрату газу на потреби тепlopостачання, $V_{\text{р}}^{\text{об}}$, млн. $\text{м}^3/\text{рік}$,

визначаю за формулою

$$V_{\text{р}}^{\text{об}} = m_{\text{об}} \cdot V_{\text{год}}^{\text{об}} \cdot 10^{-6}, \quad (2.6)$$

де $m_{\text{об}}$ – кількість годин використання максимуму опалювального приладу, год/рік.

Значення $m_{\text{об}}$ знаходжу по формулі

$$m_{\text{об}} = n_0 \left[24 \cdot \frac{1 + K}{1 + K + K \cdot K_1} \cdot \left(\frac{t_{\text{в}} - t_{\text{ос}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{о}}} \right) + Z \cdot \frac{K \cdot K_1}{1 + K + K \cdot K_1} \cdot \left(\frac{t_{\text{в}} - t_{\text{о}}}{t_{\text{в}} - t_{\text{вент}}} \right) \right] \quad (2.7)$$

де n_0 – тривалість опалювального періоду, 195 діб/рік ;

$t_{\text{в}}$ – температура внутрішнього повітря = 12°C ;

$t_{\text{о}}$ – розрахункова температура за опалювальний період, -24°C ;

$t_{\text{вент}}$ – розрахункова температура для проектування системи вентиляції, -11°C ;

$t_{\text{ос}}$ – середня розрахункова температура зовнішнього повітря за опалювальний період, $-7,5^{\circ}\text{C}$;

Z – кількість годин роботи систем вентиляції (приймаю 10 год/добу).

$$m_{\text{об}} = 195 \cdot \left[24 \cdot \frac{1 + 0,25}{1 + 0,25 + 0,25 \cdot 0,4} \cdot \left(\frac{20 - (-7,5)}{20 - (-24)} \right) + 10 \cdot \frac{0,25 \cdot 0,4}{1 + 0,25 + 0,25 \cdot 0,4} \cdot \left(\frac{20 - (-24)}{20 - (-12)} \right) \right]$$

$$m_{\text{ов}}=2908\text{год/рік}$$

$$V1_p^{ов} = 2908 \cdot 452 \cdot 10^{-6} = 1.31 \text{ млн м}^3/\text{рік}$$

Розрахунок веду в формі таблиці (дивись таблицю 2.4)

Таблиця 2.4 - Витрати газу на потреби теплопостачання

Район	Кількість поверхів	К-ть жителів N чол	Загальна площа Fж, м ²	Тепловий потік на		Значення коефіцієнт		Витрати газу					
				Опалення q _о , Вт/м ²	Гаряче водопостачання q _{гв} , Вт/чол.	m _{ов}	m _{гв}	годинна, м ³ /год			річна, млн. м ³ /рік		
								ов	гв	Σ	Ов	Гв	Σ
1	1	942	16950	173	-	2908	-	452	-	452	1,31	-	1,31
2	2	236	4950	173	-	2908	-	131	-	131	0,38	-	0,38

Витрати газу на місцеве теплопостачання будуть складати:

- годинна 583м³/год,
- річна – 1,69 млн. м³/рік.

2.2.4 Витрати газу на потреби промислових підприємств

Кількість газу, спожитого промисловими підприємствами, знаходяться на основі теплотехнічних характеристик встановленого обладнання, яке забезпечує технологічні процеси і опалювально-вентиляційні потреби. Годинну витрату газу визначаю окремо $V_{\text{год}}^{\text{пм}}$, м³/год, для кожного із промислових підприємств по формулі

$$V_{\text{год}}^{\text{пм}} = \frac{Q_{\Sigma} \cdot 3600}{Q_p^{\text{н}} \cdot \eta}, \quad (2.8)$$

де Q_{Σ} – потужність встановленого обладнання, МВт, (згідно вихідних даних);

η – коефіцієнт корисної дії обладнання ($\eta=0,6$), [].

$$V_{\text{год}}^{\text{пм}} = \frac{0,5 \cdot 3600}{39 \cdot 0,5} = 66 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Річні витрати газу на потреби промислових підприємств, $V_{річ}^{пн}$, млн. м³/рік, визначаю по формулі

$$V_{річ}^{пн} = \frac{V_{год}^{пн}}{K_{max}} \cdot 10^{-6}, \quad (2.9)$$

де K_{max} – коефіцієнт годинного максимуму витрати газу в цілому по підприємству, приймається в залежності від виду виробництва [].

$$V_{річ}^{пн} = \frac{66}{1/4860} \cdot 10^{-6} = 0,32 \text{ млн м}^3 / \text{рік}$$

Результати розрахунку годинної та річної витрати газу зводжу в таблицю (дивись таблицю 2.5)

Таблиця 2.5 - Витрати газу на потреби промислових підприємств

Назва підприємства	Потужність встановленого обладнання, Q _г , мВт	Коефіцієнт годинного максимуму, K _{max}	Витрати газу	
			Годинна, м ³ /год.	Річна, млн. м ³ /рік
1	2	3	4	5
Тракторна бригада	0,5	1/4860	66	0,32
АВБ з КЗС	1,4	1/4860	185	0,9
Цех по переробці сої	0,45	1/5700	59	0,34
Цегельний завод	1,2	1/5900	158	0,39

Продовження таблиці 2.5

1	2	3	4	5
Ферма ВРХ	0,8	1/4860	105	0,51
Котельня (школи)	0,4	1/4860	53	0,26
Авто ремонтна майстерня	0,5	1/2700	66	0,18
Всього				3,44

2.2.5 Розрахункові витрати

За результатами розрахунків витрат газу різними категоріями споживачів з урахуванням рекомендацій по підключенню споживачів до газових мереж складаю зведену таблицю розрахункових витрат газу. На основі даних визначаю навантаження на мережу рівномірно розподіленого і зосередженого тисків, а також ГРП.

Розрахунки веду в формі таблиці (дивись таблицю 2.6)

Таблиця 2.6 – Зведена таблиця розрахункових витрат газу

Споживачі послуг	Розрахункові годинні витрати газу, м ³ /год
------------------	--

	Загальні	Зосереджені	Рівномірно розподілені
Житлові будинки, невеликі комунально-побутові підприємства і тваринництво	191	–	192,6
Великі комунальні підприємства:	18	–	18
а) лазня			
б) хліб завод	5	–	5
Джерела теплопостачання місцевого	583	-	583
Промислові підприємства			
Тракторна бригада(котельня)	66	66	-
Ферма ВРХ	105	105	-
Цех по переробці сої	69	59	–
Цегельний завод	158	158	-
Котельня (школа)	53	53	–
Авт, ремонтна майстерня	185	692	800
АВБ з КЗС	185	185	-
Всього	1492	692	800

Загальні витрати газу населеним пунктом складають – 1492м³/год.

Навантаження на мережу сконцентрованих споживачів складає – 692 м³/год.

Навантаження на мережу рівномірно – розподіленого навантаження складає 800 м³/год

2.3 Система газопостачання

2.3.1 Вибір і обґрунтування систем газопостачання та регуляторів тиску

У відповідності до завдання на проектування в селі Мошенка Сумської області пропонується одноступенева система газопостачання.

Для газопостачання житлових будинків та невеликих комунально – побутових споживачів, що є споживачами низького тиску, в населеному пункті пропонується застосовувати сучасні шафові регуляторні установки, виходячи з величини витрат газу та вимог [1]. Підбір шафового регуляторного пункту з регулятором тиску здійснюється для кожного типу споживачів окремо в залежності від годинної витрати (дивись таблицю 2.2) та технічної характеристики регулятора: вхідного та вихідного тиску з шафового регуляторного пункту, максимальної пропускної здатності регулятора (дивись таблицю 3.1).

Згідно постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики № 420 від 19.04.2012 року « Про затвердження Порядку допуску до Єдиної газотранспортної системи України» передбачено встановлення вузла обліку та редуціювання газу на кожний житловий будинок. В деяких випадках передбачається встановлення установки газорегуляторної будинкової з комбінованим регулятором тиску.

При встановленні повинна виконуватися головна умова: сумарна витрата газу встановленим газовим обладнанням повинна не перевищувати пропускну здатності комбінованого регулятора тиску.

Проаналізувавши витрати споживачів та ознайомившись з технічною характеристикою регуляторів, проектом передбачається наступні види регулюючих пунктів:

-вузол обліку та редуціювання газу з лічильником газу та комбінованим регулятором тиску DSR-10;

-установка газорегуляторна будинкова (УГРБ) з комбінованим регулятором тиску РТГП-10;

-шафвий регулюючий пункт ПГРШ-4-2-01-У1 з регулятором РТГ-10М.

2.4 Гідравлічний розрахунок газопроводів

2.4.1 Гідравлічний розрахунок газопроводів середнього тиску

Метою гідравлічного розрахунку – є визначення діаметрів труб для проходження необхідної кількості газу при допустимих втратах тиску, або знаходження втрат тиску при транспортуванні необхідної кількості газу по трубам існуючого діаметру.

Гідравлічний розрахунок виконано методом питомих втрат тиску на тертя. Для цього накреслюю розрахункову схему газопроводів (дивись аркуш 4 графічної частини). Спочатку знаходжу шляхові витрати газу, $V_{шл}$, м³/год, на ділянках мережі по формулі

$$V_{шл} = L_{пр} \cdot V_{п}, \quad (2.10)$$

де $L_{пр}$ – приведена довжина ділянки, м;

$V_{п}$ – питома витрата газу, м³/год.;

$$V_{шл} = 71 \cdot 0,177 = 12 \text{ м}^3/\text{год}$$

Приведену довжину ділянки $L_{пр}$, м, знаходжу по формулі

$$L_{пр} = L_{д} \cdot K_{п} \cdot K_{з}, \quad (2.11)$$

де L_d – дійсна (геометрична) довжина ділянки, м;
 K_p – коефіцієнт поверховості, [6] ;
 K_z – коефіцієнт забудови [6].

$$L_{пр} = 142 \cdot 1 \cdot 0,5 = 71 \text{ м}$$

Питому витрату газу $V_{п}$, м³/год, знаходжу за формулою

$$V_{п} = \frac{V_{р-р}}{\sum L_{пр}}, \quad (2.12)$$

де: $\sum L_{пр}$ – сума приведених довжини всіх ділянок газопроводів, м.

Розрахунок веду в формі таблиці (дивись таблицю 2.7)

Таблиця 2.7 – Шляхові витрати газу

Ділянки		Дійсна довжина ділянки, $L_{дм}$	Коефіцієнт		Приведена довжина ділянки, $L_{прм}$	Шляхова витрата газу, м ³ /год
Поч.	Кін.		Забудови K_z	Поверховості K_p		
1	2	600	1	0	0	0
2	3	142	1	0,5	71	12
3	4	146	1	1	146	26
30	4	44	1	1	44	8
3	5	326	1	1	326	56
27	30	262	1	0,5	131	23
5	26	220	1	1	110	20

Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4	5	6	7
26	29	166	1	1	166	30
16	18	40	1	1	40	7
18	15	110	1	1	110	20
15	13	254	1	1	254	45
5	6	110	1	1	110	19
6	29	226	1	1	226	40
6	7	110	1	0,5	55	10
7	20	142	1	1	142	25
20	16	68	1	0,5	34	6
7	8	180	1	1	180	32
15	8	200	1	0,5	100	18
8	9	258	1	1	258	46
9	13	160	1	1	160	28
9	10	112	1	0,5	56	10
5	21	160	1	1	160	28
21	22	142	1	1	142	26
21	23	216	1	1	216	38
7	23	110	1	1	110	19
23	25	50	1	0	0	0

9	12	220	1	1	220	40
22	12	622	1	0,5	311	55
12	11	88	1	0,5	44	8
11	35	192	1	1	192	34
26	27	36	0	0	4530	0,177
Всього						Σ804

Сума шляхових витрат повинна дорівнювати загальній витраті газу, рівномірно-розподіленими споживачами Σ804 м³/год

Знаходжу вузлові витрати газу, V^j , м³/год, за формулою

$$V^j = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n V_{mi}, \quad (2.13)$$

$$\begin{aligned} V^1 &= \frac{1}{2} V_{1-2} = 0 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^2 &= \frac{1}{2} (V_{1-2} + V_{2-3}) = 0,5 \cdot (0+12) = 6 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^3 &= \frac{1}{2} (V_{2-3} + V_{3-4} + V_{3-5}) = 0,5 \cdot (12+26+56) = 47 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^4 &= \frac{1}{2} (V_{3-4} + V_{4-30}) = 0,5 \cdot (26+8) = 17 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^5 &= \frac{1}{2} (V_{3-5} + V_{5-26} + V_{5-21} + V_{5-6}) = 0,5 \cdot (56+20+19+28) = 61,5 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^6 &= \frac{1}{2} (V_{5-6} + V_{6-29} + V_{6-7}) = 0,5 \cdot (19+40 + 10) = 34,5 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^7 &= \frac{1}{2} (V_{6-7} + V_{7-20} + V_{7-8} + V_{7-23}) = 0,5 \cdot (10+19+25+32) = 43 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^8 &= \frac{1}{2} (V_{7-8} + V_{8-15} + V_{8-9}) = 0,5 \cdot (32+18+46) = 48 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^9 &= \frac{1}{2} (V_{8-9} + V_{9-13} + V_{9-10} + V_{9-12}) = 0,5 \cdot (46+10+28+40) = 62 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{10} &= \frac{1}{2} V_{9-10} = 10 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{11} &= \frac{1}{2} (V_{11-12} + V_{11-35}) = 0,5 \cdot (8+34) = 21 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{12} &= \frac{1}{2} (V_{12-11} + V_{12-9} + V_{22-12}) = 0,5 \cdot (40+55 + 8) = 51,5 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{13} &= \frac{1}{2} (V_{15-13} + V_{9-13} + V_{13-14}) = 0,5 \cdot (28+45+51) = 62 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{14} &= \frac{1}{2} V_{13-14} = 0,5 \cdot 51 = 26 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{15} &= \frac{1}{2} (V_{18-15} + V_{15-13} + V_{15-8}) = 0,5 \cdot (20+18+45) = 41,5 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{16} &= \frac{1}{2} (V_{29-16} + V_{16-18} + V_{16-20}) = 0,5 \cdot (24+7+6) = 18,5 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{18} &= \frac{1}{2} (V_{16-18} + V_{18-15}) = 0,5 \cdot (7+20) = 13,5 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{20} &= \frac{1}{2} (V_{7-20} + V_{20-16}) = 0,5 \cdot (25+6) = 15,5 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{21} &= \frac{1}{2} (V_{5-21} + V_{21-22} + V_{21-23}) = 0,5 \cdot (28+38+26) = 46 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{22} &= \frac{1}{2} (V_{21-22} + V_{22-12}) = 0,5 \cdot (26+55) = 40,5 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{23} &= \frac{1}{2} (V_{21-23} + V_{7-23} + V_{23-33}) = 0,5 \cdot (38+19+0) = 28,5 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{26} &= \frac{1}{2} (V_{26-27} + V_{26-29} + V_{26-5}) = 0,5 \cdot (20+0+30) = 25 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{27} &= \frac{1}{2} (V_{26-27} + V_{27-30}) = 0,5 \cdot (0+23) = 11,5 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{29} &= \frac{1}{2} (V_{26-29} + V_{29-16} + V_{29-6}) = 0,5 \cdot (30+40+24) = 47 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{30} &= \frac{1}{2} (V_{27-30} + V_{30-4}) = 0,5 \cdot (23+8) = 15,5 \text{ м}^3/\text{год} \end{aligned}$$

Сума вузлових витрат повинна дорівнює навантаженню на мережу, тобто 804 м³/год.

Знаходжу розрахункову витрату газу м³/год, на основі першого закону Кірхгофа: сума витрат газу що підійшли до вузла, повинні дорівнювати сумі витрат газу відійшли від вузла, з урахуванням вузлової витрати.

Вузол 35: $V_{11-35}=V^{35}=17\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 11: $V_{12-11}=V_{11-35}+V^{11}=17+21=38\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 12: $V_{9-12}+V_{22-12}=V_{12-11}+V^{12}=38+51,5=89,5\text{ м}^3/\text{Год.}$
 Вузол 22: $V_{21-22}=V_{22-12}+V^{22}=59,5+40,5=100\text{ м}^3/\text{Год}$
 Вузол 24: $V_{36-24}=185\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 25: $V_{36-25}=105\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 23: $V_{7-23}+V_{21-23}=V_{23-26}+V^{23}=290+28,5=318,5\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 36: $V_{23-36}=V_{36-24}+V_{36-25}+V^{36}=105+185+0=290\text{ м}^3/\text{Год}$
 Вузол 21: $V_{5-21}=V_{21-22}+V_{21-23}+V^{21}=100+218,5+46=364,5\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 14: $V_{13-14}=V^{14}=25\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 13: $V_{15-13}+V_{9-13}=V_{13-14}+V^{13}=25+62=87\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 9: $V_{8-9}=V_{9-13}+V_{9-12}+V_{9-10}+V^9=57+30+5+62=154\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 10: $V_{9-10}=V^{10}=5\text{ м}^3/\text{Год}$
 Вузол 8: $V_{7-8}+V_{15+8}=V_{8-9}+V^8=154+48=202\text{ м}^3/\text{Год}$
 Вузол 15: $V_{18-15}=V_{15-13}+V_{15-8}+V^{15}=30+160+41,5=231,5\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 17: $V_{16-17}=158\text{ м}^3/\text{Год}$
 Вузол 18: $V_{16-18}=V_{18-19}+V_{18-15}+V^{18}=59+231,5+13,5=204\text{ м}^3/\text{Год}$
 Вузол 19: $V_{18-19}=59\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 16: $V_{29-16}+V_{20-16}=V_{16-17}+V_{16-18}+V^{16}=158+304+18,5=418,5\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 32: $V_{20-32}=53\text{ м}^3/\text{Год.}$
 Вузол 20: $V_{7-20}=V_{20-16}+V_{20-32}+V^{20}=150+53+15,5=218,5\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 7: $V_{6-7}=V_{7-20}+V_{7-23}+V_{7-8}+V^7=218,5+100+42+43=403,5\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 29: $V_{26-29}+V_{6-29}=V_{29-6}+V^{29}=330,5+47=377,5\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 6: $V_{5-6}=V_{6-29}+V_{6-7}+V^6=200+403,5+34,5=638\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 4: $V_{3-4}+V_{30-4}=V^4=17\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 31: $V_{30-31}=66\text{ м}^3/\text{Год}$
 Вузол 30: $V_{27-30}=V_{30-31}+V_{30-4}+V^{30}=66+7+15,5=88,5\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 28: $V_{27-28}=66\text{ м}^3/\text{Год}$
 Вузол 27: $V_{26-27}=V_{27-28}+V_{27-30}+V^{27}=66+88,5+11,5=166\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 26: $V_{5-26}=V_{26-27}+V_{26-29}+V^{26}=166+177,5+25=368,5\text{ м}^3/\text{Год}$
 Вузол 5: $V_{3-5}=V_{5-26}+V_{5-6}+V_{5-21}+V^5=368,5+364,5+638+61,5=1432,5\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 3: $V_{2-3}=V_{3-4}+V_{3-5}+V^3=1432,5+10+47=1489,5\text{м}^3/\text{Год}$
 Вузол 2: $V_{1-2}=V_{2-3}+V^2=1489,5+6=1495,5\text{м}^3/\text{Год}$

Сума вузлових витрат дорівнює навантаженню на мережу, тобто $1496\text{м}^3/\text{Год.}$

Мета гідравлічного розрахунку газопроводів середнього тиску зводиться до визначення оптимальних діаметрів таким чином, щоб кінцевий тиск перед самим віддаленим споживачем був не менше заданого. Діаметри ділянок газопроводу вибираються по номограмі [], такі що по розрахунковій витраті газу мають значення середніх квадратичних втрат тиску.

Питому різницю квадратів тисків газу, A , $\text{кПа}/\text{м}^2$, знаходжу за формулою

$$A = \frac{P_{\text{поч}}^2 - P_{\text{кін}}^2}{\sum \ell}, \quad (2.14)$$

де $P_{\text{поч}}^2$ – початковий тиск, кПа;

$P_{\text{кін}}^2$ – кінцевий тиск, кПа;

$\sum \ell$ – сума розрахункових довжин, м.

$$A = \frac{400^2 - 200^2}{2286} = 52,5 \text{ кПа/м}$$

Абсолютний тиск газу в кінці ділянки, $P_{\text{к}}$, кПа, визначаю по формулі

$$P_{\text{к}} = \sqrt{P_{\text{поч}}^2 - \Delta P^2}, \quad (2.15)$$

де ΔP^2 – різниця квадратів тисків газу, кПа^2 .

$$P_{\text{к}} = \sqrt{160000 - 35000} = 353 \text{ кПа}$$

Розрахунок веду у формі таблиці (дивись таблицю 2.8)

Таблиця 2.8 – Гідралічний розрахунок газопроводів середнього тиску

Ділянки		V_1 м ³ /год	L_r м	L_p , м	A , (кПа) ²	$A \cdot L_p$, (кПа) ² /м	$d_3 \times S$	ΔP^2 , Па	P_n , Па	$P_{\text{к}}$, Па
Поч.	Кін.									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Головна магістраль 1-2-3-5-21-22-12-11										
1	2	1496	600	660	52,5	34650	108×4	35000	400	353
2	3	1489,5	142	156,2	52,5	8190	108×4	9500	353	322
3	5	1432,5	326	358,6	52,5	18795	108×4	15000	322	289
5	21	364,5	160	176	52,5	9240	60×3	10500	289	278
21	22	100	142	156,2	52,5	8190	57×3	9400	278	276
22	12	59,5	622	684,2	52,5	35910	57×3	25000	276	215
12	11	38	88	96,8	52,5	5040	57×3	4500	215	210
$A = \frac{400^2 - 200^2}{2286} = 52,5 \text{ кПа/м}$										
Магістраль 5-6-29										
5	6	638	110	121	118	14278	89×3	6500	289	278

6	29	200	226	249	118	29382	57×3	19500	278	260
$A = \frac{289^2 - 200^2}{370} = 118 \text{ (кПа)}^2$										

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Магістраль 6-7-20-16										
6	7	403,5	110	121	154	37268	70×3	16300	278	247
7	20	218,5	42	46,2	154	7084	60×3	6200	247	234
20	16	150	68	74,8	154	5100	57×3	4600	234	223
$A = \frac{278^2 - 200^2}{242} = 154 \text{ (кПа)}^2$										
Магістраль 5-26-27-30-4										
5	26	368,5	220	242	71	17182	60×3	14352	289	263
26	27	166	36	39,6	71	2769	57×3	1050	263	261
27	30	88,5	262	288,2	71	10448	57×3	3585	261	256
30	4	7	44	48,4	71	3408	57×3	6400	256	243
$A = \frac{289^2 - 200^2}{614} = 71 \text{ (кПа)}^2$										
Магістраль 8-9-10										
8	9	154	258	283,8	40	11320	57×3	3500	232	227
9	10	5	56	61,6	40	2480	57×3	5400	227	214
$A = \frac{232^2 - 200^2}{345} = 40 \text{ (кПа)}^2$										

Продовження таблиці 2.8

Магістраль 21-23-36-25										
21	23	218,5	216	238	95	22610	57×3	18720	278	242
23	25	105	70	77	95	7315	57×3	12700	242	214
36	25	105	71	77	95	7315	57×3	12700	214	180
$A = \frac{278^2 - 200^2}{392} = 32 \text{ (кПа)}^2$										
Магістраль 29-16-18-15-13-14										
29	16	330,5	132	145,2	32	4640	57×3	4100	260	252
16	18	304	40	44	32	1408	57×3	10000	252	232
18	15	231,5	110	121	32	3872	57×3	5000	232	220
15	13	30	254	229,1	32	7328	57×3	8000	220	205
13	14	25	284	312,1	32	9984	57×3	9000	205	181
$A = \frac{260^2 - 200^2}{851} = 32 \text{ (кПа)}^2$										
Відгалуження										
7	8	42	180	198	106	20988	57×3	25000	247	189
$A = \frac{247^2 - 200^2}{198} = 106 \text{ (кПа)}^2$										
9	13	57	160	176	60	11616	57×3	5400	227	214

$A = \frac{227^2 - 200^2}{176} = 60 \text{ (кПа)}^2$										
35	11	17	192	211,2	23	4853	37×3	4400	212	201
$A = \frac{212^2 - 200^2}{211,2} = 23 \text{ (кПа)}^2$										
9	12	30	220	242	48	11616	57×3	8400	227	208
$A = \frac{227^2 - 200^2}{242} = 48 \text{ (кПа)}^2$										
36	24	185	70	77	75	5775	57×3	65000	214	198
7	23	100	100	110	190	20990	57×3	10000	247	225
$A = \frac{214^2 - 200^2}{77} = 75 \text{ (кПа)}^2$										
16	17	158	100	110	213	23430	57×3	18000	252	213
$A = \frac{252^2 - 200^2}{110} = 213 \text{ (кПа)}^2$										
27	28	66	80	88	319	28072	57×3	17500	261	224
$A = \frac{261^2 - 200^2}{88} = 319 \text{ (кПа)}^2$										
18	19	59	50	55	251	22088	57×3	12000	232	204
$A = \frac{232^2 - 200^2}{55} = 251 \text{ (кПа)}^2$										

2.5 Газопостачання житлового будинку

2.5.1 Визначення витрат газу

Згідно завдання розраховую газопостачання індивідуального двоповерхового житлового будинку. Згідно вимог [], а саме підбір опалювальних приладів здійснюється за умови, що на кожні 100 м² опалювальної площі приймається приблизно 15 кВт теплової енергії. При встановленні двофункційних опалювальних котлів було здійснено підбір і запроєктовано встановлення опалювального котла «Bosh Gas 6000 WBN 18C RN».

Для приготування їжі в житловому будинку проектується встановлення плити типу «GORENJE G 51103 AW».

Визначаю витрати газу, V^н_{пр}, м³/год, кожним газовим приладом по формулі

$$V = \frac{3,6 \cdot Q}{Q_n^p \cdot \eta}, \quad (2.16)$$

де Q – тепла потужність газового приладу, кВт (Q_l=1 кВт);

$Q_2 = 18$ кВт;)

η – коефіцієнт корисної дії, % ($\eta_2 = 92\%$).

$$V_{\text{пр}}^{\text{н}} = \frac{3,6 \cdot 11,4}{39} = 1,02 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$V_{\text{оп}}^{\text{н}} = \frac{3,6 \cdot 18}{39 \cdot 0,92} = 1,81 \text{ м}^3/\text{год};$$

Визначаю номінальну витрату газу житловим будинком

$$V_{\text{кв1}}^{\text{н}} = V_{\text{пр}}^{\text{н}} + V_{\text{оп}}^{\text{н}} \quad (2.17)$$

$$V_{\text{кв1}}^{\text{н}} = 1,02 + 1,81 = 2,83 \text{ м}^3/\text{год}$$

Розрахункову витрату газу будинком, $V_{\text{р}}$, $\text{м}^3/\text{год}$., визначаю по формулі

$$V_{\text{р}}^{\text{р}} = V_{\text{р}}^{\text{н}} \cdot K_{\text{sim}}, \quad (2.18)$$

де K_{sim} – коефіцієнт одночасності, який залежить від кількості встановленого газового обладнання, $K_{\text{sim}} = 0,85$ [].

$$V_{\text{р}}^{\text{р}} = 2,83 \cdot 0,85 = 2,4 \text{ м}^3/\text{год}$$

По результатам розрахунку розрахункової витрати газу підбираю лічильник, проектую встановлення будинку лічильника газу типу G-2,5

2.5.2 Гідравлічний розрахунок внутрішньобудинкових газопроводів

Гідравлічний розрахунок розпочинаю з точки підключення дворового газопроводу до вуличної мережі (точка 1), кінцева точка розрахунку – опалювальний прилад (4 точка).

Рекомендований перепад тиску для внутрішньобудинкових газопроводів $\Delta P_{\text{р}} = 600$ Па. Гідравлічний опір лічильника $\Delta P_{\text{пр}} = 200$ Па, гідравлічний опір ВПГ $\Delta P_{\text{лп}} = 100$ Па. Тоді розрахунковий перепад тиску $\Delta P_{\text{н}}$, Па, буде складати:

$$\Delta P_{\text{н}} = \Delta P_{\text{р}} - \Delta P_{\text{л}} - \Delta P_{\text{впг}} = 200 + 100 = 300 \text{ Па}$$

Розрахункову довжину ділянок мережі визначаю з урахуванням надбавок на місцеві опори $L_{\text{р}}$, м, по формулі

$$L_p = L_o \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{100}\right), \quad (2.19)$$

де L_g - геометрична довжина ділянки, м (визначаю по плану і аксонометричній схемі внутрішньобудинкового газопроводу);
 α - надбавка на місцеві опори, [%].

$$L_p = 15 \cdot (1 + (25/100)) = 18,75 \text{ м.}$$

По розрахунковим витратам газу і середній питомій втраті тиску за допомогою номограми визначаю діаметри газопроводів.

Середню питому втрату тиску R , Па/м, визначаю по формулі

$$R = \frac{\Delta P}{\sum L_p}, \quad (2.20)$$

Гідравлічний розрахунок веду в формі таблиці (дивись таблицю 2.11)

Таблиця 2.11 – Гідравлічний розрахунок внутрішньобудинкових газопроводів

№ ділянки	Кількість квартир N, шт	Номінальна витрата газу $\Sigma V_{\text{ном}}$, м ³ /год	Коефіцієнт, K_{sim}	Розрахункова витрата газу, ΣV_p , м ³ /год	Геометрична довжина, L_g , м	Надбавки α , %	Розрахункова довжина, L_p , м	D_y , мм	Питома втрата тиску, R , Па/м	Втрата тиску, ΔP , Па
1-2	1	2,83	0,85	2,40	18,0	25	22,5	20	1,0	2,25
2-3	1	2,82	0,85	2,40	3,5	20	4,2	20	3,0	12,6
3-4	1	1,02	1	1,83	6,0	450	33	15	3,5	21
Всього										$\Sigma 56$

Сумарний гідравлічний опір газопроводів $\Sigma \Delta P_T = 56$ Па.

Гідростатичний тиск ΔP_T , Па, для вертикальних ділянок газопроводу визначаю по формулі

$$\Delta P_T = \pm g \cdot h \cdot (\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{г}}), \quad (2.21)$$

де g - прискорення вільного падіння, $g = 9,81$ м/с²;

h - різниця геометричних відміток вертикальних ділянок газопроводу, м, $h = 3$ м;

$\rho_{\text{п}}$, $\rho_{\text{г}}$ - густина відповідно повітря і газу, кг/м³, $\rho_{\text{п}} = 1,21$ кг/м³,

$$\rho_r = 0,73 \text{ кг/м}^3.$$

$$\Delta P_r = 3 \cdot 9,81 \cdot (1,21 - 0,73) = 14 \text{ Па}$$

Таким чином, загальні втрати тиску у внутрішньо будинкових газопроводах будуть складати

$$\begin{aligned} \Sigma \Delta P &= \Sigma \Delta P_r + \Delta P_d + \Delta P_{\text{пр}} - P_r, \text{ Па} \\ \Sigma \Delta P &= 200 + 100 + 56 - 14 = 342 \text{ Па} \end{aligned} \quad (2.22)$$

Як видно, сумарні втрати тиску не перевищують рекомендованого перепаду.

$$342 \text{ Па} < 600 \text{ Па}$$

3 АВТОМАТИЗАЦІЯ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

3.1 Автоматика безпеки, контролю установки газорегуляторної будинкової УГРБ з регулятором РТГП-10

3.1.1 Призначення виробу

Установка газорегуляторна будинкова УГРБ 14 з регулятором тиску РТГП-10 призначена для редукування високого або середнього тиску газу на низький, автоматичної підтримки необхідного вихідного тиску на заданому рівні незалежно від зміни витрати газу і вхідного тиску автоматичного відключення подачі газу при аварійному підвищенні або пониженні вихідного тиску понад допустимі задані значення.

Установка використовується в системах газопостачання побутових житлових об'єктів у містах і сільських населених пунктах. Розрахована на стійку роботу при температурі навколишнього середовища від мінус 40 до плюс 60 °С і відносній вологості до 95%.

Приклад позначення установки при замовленні:

- Установка газорегуляторна будинкова УГРБ 14.

3.1.2 Технічні характеристики

Основні параметри і розміри установки повинні відповідати вказаним в таблиці 1.

Таблиця 3.1 - Технічні характеристики УГРБ

Найменування параметра або розміру	Величина
1	2
Регульоване середовище	Природний газ ГОСТ 5542-87
Вхідний тиск газу, МПа	0,01-0,6
Вихідний тиск газу, кПа	2,2
Нерівномірність регулювання %, не більш	±10
Пропускна спроможність для газу щільністю 0,73кг/см ³ при вхідному тиску 0,1МПа, не менше, нм ³ /год	10
Тиск спрацювання викидного клапана, кПа	2,4 ... 4,0
Тиск спрацювання системи відсічних клапанів викидного пристрою, кПа:	
- при підвищенні вихідного тиску, кПа	2,4 ... 4,0
- при пониженні вихідного тиску, кПа	2,0 ... 1,0

Продовження таблиці 3.1

1	2
Приєднувальні розміри, мм: умовний прохід	
- вхідного патрубка	Ду 20
- вихідного патрубка	Ду 32
З'єднання:	
- вхідного патрубка	G ^{3/4}
- вихідного патрубка	G 1 ^{1/4}
Габаритні розміри (без виступаючих патрубків), мм	235x187x420
Маса, кг, не більш	6,5

3.1.3 Будова і принцип роботи

Установка газорегуляторна УГРБ 14 виконана у вигляді шафи, в якій змонтовані по ходу газу: кран вхідний 3, регулятор тиску газу РТГП-10 і вихідний колектор 4 з штуцером 6 для виміру вихідного тиску дифманометром.

Газ по вхідному колектору 2 поступає через кран 3 до регулятора тиску 1, де вхідний тиск редукується до заданого значення і через вихідний

колектор 4 поступає до споживача. Регулятор автоматично підтримує тиск газу на номінальному рівні 2,2 кПа при зміні тиску на вході і зміні витрати споживачем. При підвищенні вихідного тиску або зниженні його нижче 1,0кПа спрацьовує відсічний пристрій.

3.1.4 Підготовка до роботи

1. Підготовка до монтажу.

- Розпакувати установку.
- Перевірити комплектність поставки відповідно до цього паспорта.
- Провести розконсервування складових частин установки.
- Перевірити установку зовнішнім оглядом на відсутність механічних пошкоджень.

2. Розміщення і монтаж.

– Монтаж установки проводиться спеціалізованою будівельно-монтажною організацією відповідно до затвердженого проекту і відповідно до ДБН В.2.5-20-2001 «Газопостачання».

– Установка монтується на опорах з негорючих матеріалів і на зовнішніх стінах будівель, що газифікуються, не нижче за 3 – За ступеня вогнестійкості.

– Опресування газопроводів проводиться згідно ДБН В.2.5-20-2001 «Газопостачання».

3. Проведення випробування на щільність у наступній послідовності:

- вхідний колектор установки до клапана редукування випробовується повітрям тиском до 0,75МПа;

- вихідний колектор випробовується тиском до 0,0022МПа.

Герметичність з'єднань перевіряється мильною емульсією.

3.1.5 Порядок роботи

1.1. Пуск установки.

1.1.1. Плавно відкрити вхідний кран. При цьому вихідний кран повинен бути закритий. Провести запуск регулятора тиску в роботу згідно паспорту на регулятор тиску газу побутовий РТГП.01-00.00.000 ПС. Відкрити вихідний кран

1.1.2. Після пуску газорегуляторної установки перевірити вихідний тиск по дифманометру, підключеному до штуцера поз. б(див. малюнок 1).

1.1.3. Від'єднати дифманометр і встановити заглушку. Перевірити герметичність заглушки і опломбувати її. Зачинити і замкнути двері установки.

1.1.4. При аварійному відключенні установки необхідно:

- закрити крани на газопроводі до і після пункту;

- після з'ясування і усунення причин аварійного відключення установки повторний запуск здійснити в послідовності.

1.2. Задача в експлуатацію

1.2.1. Приймання установки і введення в експлуатацію проводиться в установленому порядку і оформляється актом.

4 БУДІВНИЦТВО І МОНТАЖ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

4.1 Організація будівництва вуличного газопроводу

Завданням визначена розробка проекту виконання робіт по будівництву підземного сталевих газопроводу по селищній вулиці. Згідно розрахунків другого розділу для забезпечення газовим паливом рівномірно-розподілених споживачів необхідно прокласти сталевий газопровід $\varnothing 57 \times 3$ мм, вулиця має рівнинний характер. Ґрунти на даній вулиці по складності розробки відносяться до третьої категорії, глибина залягання ґрунтових вод нижча 5 м, геодезична відмітка початку будівництва газопроводу – 125; геодезична відмітка останнього пікету газопроводу – 123,3; прокладання буде здійснюватися по зеленій зоні. Довжина газопроводу, на який виконується проект 258м.

Для визначення глибини траншеї необхідно визначити діаметр ізолюваної труби, який знаходжу згідно формули

$$D_{\text{ізіл}} = D_{\text{зовн}} + 2 \cdot T, \quad (4.1)$$

де $D_{\text{ізіл}}$ – діаметр ізолюваної труби, м;
 T – товщина шару ізоляції ($T = 2$ мм), м.

$$D_{\text{ізіл}} = 57 + 2 \cdot 2 = 61 \text{ мм} = 0,061 \text{ м}$$

Визначаю глибину траншеї, $H_{\text{тр}}$, м, за формулою

$$H_{\text{тр}} = H_{\text{закл}} + D_{\text{сер}}, \quad (4.2)$$

де $H_{\text{тр}}$ – глибина траншеї, м;

$D_{\text{сер}}$ – середній діаметр ізоляційної труби, м.

$$H_{\text{тр}} = 0,8 + 0,06 = 0,86 \text{ м}$$

Уточнюємо глибину траншеї з урахуванням перетину траси кабелем на глибині 0,6 м .

$$\Delta H = H_{\text{закл}} - H_{\text{ком.}}, \quad (4.3)$$

$$\Delta H = 0,8 - 0,6 = 0,2 \text{ м}$$

$$H_{\text{тр.ос.}} = 0,85 + 0,063 = 0,91 \text{ м}$$

Вимоги ДБН щодо зазору будуть витримані при умові заключення кабелю в футляр.

Ширина дна траншеї для прокладання сталевихгазопроводів залежить від способу вкладання та діаметра труби Отже, ширину траншеї, B , м, визначаю за формулою

$$B_{\text{тр}} = D_{\text{із}} + 0,3 \geq 0,7 \text{ м}, \quad (4.4)$$

$$B_{\text{тр}} = 0,06 + 0,3 = 0,36 \text{ м} < 0,7 \text{ м}$$

Тому остаточну ширину низу траншеї приймаю по ширині ріжучої кромки ковша екскаватора, попередньо згідно довідника приймаю пневмоколісний екскаватор з оберненою лопатою марки JSV-3CX з ємкістю ковша $0,25 \text{ м}^3$ та шириною ріжучої кромки (ШРК) 0,6 м. в процесі виконання роботи стінки траншеї обрешуються і величина цього обрешення визначається категорією ґрунту.

Остаточну ширину траншеї, $B_{\text{ост}}$, м, визначаю за формулою

$$B_{\text{ост}} = \text{ШРК} + \delta, \quad (4.5)$$

де ШРК – ширина ріжучої кромки (ШРК = 0,6 м), м;

δ – величина обрешення (для третьої категорії ґрунту $\delta = 0,1$), м.

$$V_{\text{ост}} = 0,6 + 0,1 = 0,7 \text{ м}$$

Згідно вимог [] для третьої категорії ґрунту максимальна глибина траншеї з прямими стінками і без кріплення становить 1,5 м, а тому траншея буде виконана з прямими стінками і після проведення необхідних розрахунків траншея матиме наступний вигляд.

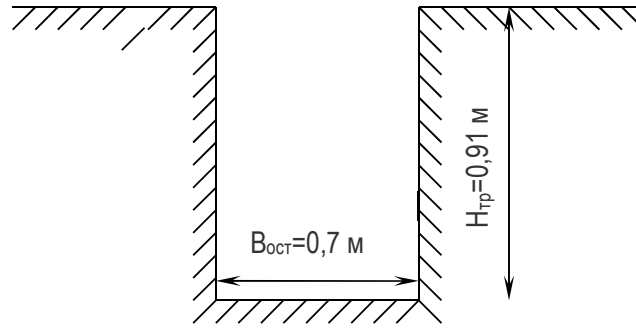


Рисунок 4.1 – Профіль траншеї з прямими стінками

4.2 Вибір ведучого механізму та машин, підрахунок об'ємів робіт і затрат праці, розрахунок ширини робочої зони

При будівництві підземних газопроводів розробка ґрунту полягає у копанні шурфів в місці врізання газопроводу та з метою виявлення місць перетину з іншими інженерними комунікаціями, риття траншеї. В процесі копання траншеї екскаватор не створює рівного дна, тому завжди необхідно робити ручну зачистку, величина якої по глибині для вибраного типу екскаватора становить 0,1 м. Для спрощення підрахунки ведуть на один метр траншеї.

Визначаю об'єм ґрунту, що розробляється при копанні шурфів $V_{\text{шур}}$, м^3 , за формулою на один погонний метр

$$V_{\text{шур}} = B \cdot H \cdot \ell, \quad (4.6)$$

де B – ширина низу траншеї, м;
 H – глибина траншеї, м;
 ℓ – довжина траншеї (прийнято 1 м), м.

$$V_{\text{шур}} = 0,7 \cdot 0,91 \cdot 1 = 0,64 \text{ м}^3$$

Об'єм ґрунту, що розробляється при копанні траншеї екскаватором $V_{\text{екс}}, \text{м}^3$, визначаю згідно формули на один погонний метр

$$V_{\text{екс}} = B \cdot (H - c) \cdot \ell, \quad (4.7)$$

де B – ширина низу траншеї, м;
 H – глибина траншеї, м;
 c – величина недобору (для екскаватора JCB-3CX $c = 0,1$ м), м;
 ℓ – довжина траншеї (прийнято 1 м), м.

$$V_{\text{екс}} = 0,7 \cdot (0,91 - 0,1) \cdot 1 = 0,57 \text{ м}^3$$

Об'єм ґрунту, що розробляється при ручній зачистці дна траншеї $V_{\text{руч.зач}}, \text{м}^3$, визначаю за формулою на один погонний метр

$$V_{\text{руч.зач}} = B \cdot c \cdot \ell, \quad (4.8)$$

де B – ширина низу траншеї, м;
 c – величина недобору (для екскаватора JCB-3CX $c = 0,1$ м), м;
 ℓ – довжина траншеї (прийнято 1 м), м;

$$V_{\text{руч.зач}} = 0,7 \cdot 0,1 \cdot 1 = 0,07 \text{ м}^3$$

Визначаю об'єм земляних робіт по поширенню прямиків $H_{\text{пр}}$, м, для зварювання неповоротних стиків. Згідно вимог [] пряминок копається на 0,7 м нижче дна траншеї, а отже глибина прямика визначиться по формулі

$$H_{\text{пр}} = H_{\text{тр ост}} + 0,7, \quad (4.9)$$

де $H_{\text{тр ост}}$ – остаточна глибина траншеї, м.

$$H_{\text{пр}} = 0,91 + 0,7 = 1,61 \text{ м}$$

Згідно вимог [] ширину низу прямику $B_{\text{пр}}$, м, визначаю за формулою

$$B_{\text{пр}} = D_{\text{із}} + 2 \cdot 0,6, \quad (4.10)$$

де $D_{\text{пол}}$ – діаметр поліетиленової труби, м.

$$B_{\text{пр}} = 0,061 + 2 \cdot 0,6 = 1,25 \text{ м}$$

Ширину верху прямоку $B'_{пр}$, м, визначаю за формулою

$$B'_{пр} = B_{пр} + 2 \cdot H_{пр} \cdot m, \quad (4.11)$$

де $B_{пр}$ – ширина низу прямоку, м;

m – величина крутизни відкосу (для третьої категорії ґрунту $m = 0,25$);

$H_{пр}$ – глибина прямоку, м.

$$B'_{пр} = 1,25 + 2 \cdot 1,61 \cdot 0,25 = 2,07 \text{ м}$$

Об'єм розробленого ґрунту при поширенні прямоку $V_{пр}$, м³, визначаю за формулою

$$V_{пр} = \frac{B_{пр} + B'_{пр}}{2} \cdot H_{пр} \cdot \ell - V_{екс}, \quad (4.12)$$

де $B_{пр}$ – ширина низу прямоку, м;

$B'_{пр}$ – ширина верху прямоку, м;

$H_{пр}$ – глибина прямоку, м;

ℓ – довжина прямоку, м;

$V_{екс}$ – об'єм ґрунту, що розробляється при копанні траншеї екскаватором, м³.

$$V_{пр} = \frac{1,25 + 2,07}{2} \cdot 1,61 \cdot 1 - 0,57 = 2,1 \text{ м}^3$$

Форма і габарити прямоку диктуються вимогами техніки безпеки, а також умовами зручності проведення зварювальних робіт.

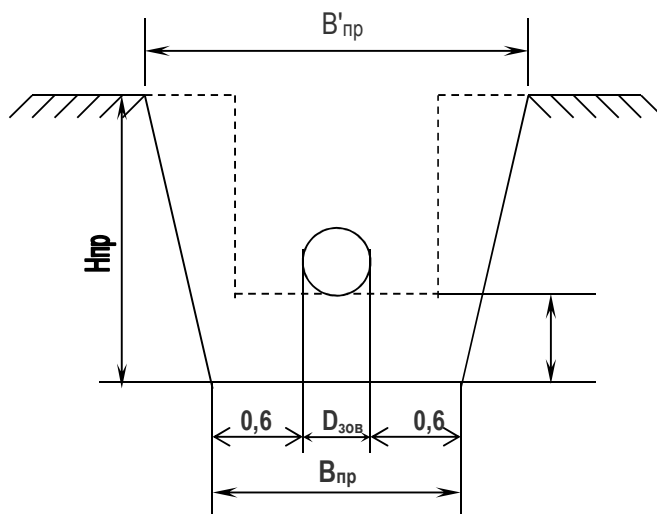


Рисунок 4.2 – Профіль прямоку

З метою визначення робочої ширини будівельного майданчика розрахувати ширину відвалу. Для її визначення необхідно врахувати збільшення об'єму після рихлення. Розрізняють два показники рихлення ґрунту: коефіцієнт початкового рихлення – K_1 , який показує ступінь рихлення щойно розробленого ґрунту; коефіцієнт кінцевого рихлення – K_2 , який показує ступінь рихлення злежаного або втрамбованого ґрунту після його засипання. Для даної категорії ґрунту $K_1=1,28$, $K_2=1,08$.

Визначивши всі об'єми по розробці ґрунту визначаю загальний об'єм робіт по копанню $V_{\text{заг}}$, м^3 , згідно формули

$$V_{\text{заг}} = V_{\text{шур}} \cdot n_{\text{шур}} \cdot \ell_{\text{шур}} + V_{\text{екс}} \cdot (L - n_{\text{шур}} \cdot \ell_{\text{шур}}) + V_{\text{руч.зач}} \cdot (L - n_{\text{шур}} \cdot \ell_{\text{шур}}) + V_{\text{пр}} \cdot n_{\text{пр}}, \quad (4.13)$$

де $V_{\text{шур}}$ – об'єм ґрунту, що розробляється при копанні шурфів, м^3 ;

$V_{\text{екс}}$ – об'єм ґрунту, що розробляється при копанні траншеї екскаватором, м^3 ;

$V_{\text{пр}}$ – об'єм розробленого ґрунту при поширенні прямокутників, м^3 ;

$\ell_{\text{шур}}$ – довжина шурфу;

L – довжина траси газопроводу, м;

$n_{\text{шур}}$ – кількість шурфів, шт.;

$n_{\text{пр}}$ – кількість прямокутників, шт.

$$V_{\text{заг}} = 0,64 \cdot 3 \cdot 4 + 0,57 \cdot (258 - 3 \cdot 4) + 0,07 \cdot (258 - 3 \cdot 4) + 2,1 \cdot 5 = 175,62 \text{ м}^3$$

Об'єм ґрунту у відвалі V_1 , м^3 , визначаю згідно формули

$$V_1 = V_{\text{заг}} \cdot K_1, \quad (4.14)$$

де $V_{\text{заг}}$ – загальний об'єм робіт по копанню, м^3 ;

K_1 – коефіцієнт первинного рихлення, ($K_1=1,28$).

$$V_1 = 175,62 \cdot 1,28 = 224,79 \text{ м}^3$$

Зворотна засипка траншеї

При вкладанні газопроводу в траншею згідно вимог [] є устрій постелі з піску або м'якого щебеню; об'єм матеріалів для цього визначаю за формулою

$$V_{\text{пос}} = B \cdot \frac{D_{\text{із}}}{2} \cdot 1 - \frac{\pi \cdot D_{\text{із}}^2}{8} \cdot 1, \quad (4.15)$$

де B – ширина траншеї, м;

D_{i3} – діаметр труби, м.

$$V_{\text{пос}} = 0,7 \cdot \frac{0,061}{2} \cdot 1 - \frac{3,14 \cdot 0,061^2}{8} \cdot 1 = 0,02 \text{ м}^3$$

Після вкладання газопроводу на постіль він спочатку засипається м'яким ґрунтом з відвалу на 0,2 м вище верхньої відмітки труби, з пошаровим ущільненням ручною трамбівкою та підбивкою "пазух".

Об'єм ґрунту для присипки газопроводу визначається за формулою

$$V_{\text{руч пр}} = B \cdot \left(\frac{D_{i3}}{2} + 0,2 \right) \cdot \ell - \frac{\pi \cdot D_{i3}^2}{8} \cdot \ell, \quad (4.16)$$

де D_{i3} – діаметр труби, м.

B – ширина постелі, м.

$$V_{\text{руч пр}} = 0,7 \cdot \left(\frac{0,061}{2} + 0,2 \right) \cdot 1 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,061^2}{8} \cdot 1 = 0,16 \text{ м}^3$$

Об'єм бульдозерної засипки $V_{\text{бул}}$, м^3 , визначаю за формулою

$$V_{\text{бул}} = B \cdot (H - D_{i3} - 0,4) \cdot \ell, \quad (4.17)$$

де D_{i3} – діаметр сталевий труби, м.

B – ширина низу траншеї, м;

H – глибина траншеї, м.

$$V_{\text{бул}} = 0,7 \cdot (0,91 - 0,061 - 0,2) \cdot 1 = 0,45 \text{ м}^3$$

Визначаю об'єм робіт по зворотній засипці V_2 , м^3 , за формулою

$$V_2 = (V_{\text{руч пр}} \cdot L + V_{\text{бул}} \cdot L + V_{\text{пр}} \cdot n_{\text{пр}}) \cdot K_2, \quad (4.18)$$

де $V_{\text{руч пр}}$ – об'єм ґрунту по ручній присипці газопроводу, м^3 ;

$V_{\text{бул}}$ – об'єм ґрунту по бульдозерній засипці, м^3 ;

$V_{\text{пр}}$ – об'єм ґрунту по засипці прямику;

L – довжина траси газопроводу, м;

$n_{\text{пр}}$ – кількість прямиків, шт.;

K_2 – коефіцієнт вторинного рихлення, ($K_2=1,08$).

$$V_2 = (0,16 \cdot 258 + 0,45 \cdot 258 + 2,1 \cdot 5) \cdot 1,08 = 181,31 \text{ м}^3$$

Визначаємо об'єм труби, $V_{\text{тр}}$, м^3 , знаходимо згідно формули

$$V_{mp} = \frac{\pi \cdot D_{iz}^2}{4} \cdot \ell ,$$

(4.19)

$$V_{\partial\partial} = \frac{3,14 \cdot 0,061^2}{4} \cdot 1 = 0,003 \text{ м}^2$$

Визначаю об'єм робіт по вивезенню ґрунту V_3 , м^3 , за формулою

$$V_3 = V_{\text{заг}} \cdot (K_1 - K_2) + V_{\text{пос}} \cdot L + V_{\text{тр}} \cdot L, \quad (4.20)$$

де $V_{\text{заг}}$ – загальний об'єм робіт по копанню, м^3 ;
 K_1 – коефіцієнт первинного рихлення, ($K_1 = 1,28$);
 K_2 – коефіцієнт вторинного рихлення, ($K_2 = 1,08$);
 $V_{\text{пос}}$ – об'єм матеріалів для устрою постелі, м^3 ;
 $V_{\text{тр}}$ – об'єм труби, м^3 ;
 L – довжина траси газопроводу, м.

$$V_3 = 175,62 \cdot (1,28 - 1,08) + 0,003 \cdot 258 + 0,02 \cdot 258 = 41,054 \text{ м}^3$$

Складаю баланс земляних робіт. Нев'язка в підведенню балансу повинна становити не більше $\pm 5\%$.

$$B = \frac{V_1 - (V_2 + V_3)}{V_1} \cdot 100\% \leq \pm 5\% , \quad (4.21)$$

де V_1 – об'єм ґрунту у відвалі, м^3 ;
 V_2 – об'єм робіт по зворотній засипці, м^3 ;
 V_3 – об'єм робіт по вивезенню ґрунту, м^3 .

$$A = \frac{224,79 - (181,31 + 41,054)}{224,79} \cdot 100\% = 1,08\% < \pm 5\%$$

Баланс земляних робіт складено вірно.

При спорудженні підземних газопроводів найбільш трудомістким є виконання земляних робіт, тому інтенсивність потоку визначається по погонній (умовній) швидкості руху екскаватора, яка може бути визначена по формулі

$$V = \frac{\Pi}{V \cdot T_{\text{зм}}} ,$$

(4.22)

де Π – продуктивність екскаватору, м³/зміну;
 V – середній об'єм ґрунту на даній ділянці, який приходить на 1 м
траншеї, м³;
 $T_{зм}$ – час зміни, год ($T_{зм} = 8$ год).

$$V = \frac{68,376}{0,53 \cdot 8} = 16,1 \text{ м}^3/\text{год}$$

Для риття траншеї під газопровід мною попередньо прийнятий екскаватору JCB-3CX об'ємом ковша 0,25 м³ та оберненою лопатою, змінна продуктивність якого визначаю по формулі

$$\Pi = \frac{T_{зм}}{H_{час}},$$

(4.23)

де $T_{зм}$ – час зміни ($T_{зм}=8$ год), год.
 $H_{час}$ – норма часу в машино-годинах на розробку 1 м³ ґрунту в щільному стані ($H_{час}=0,117$ год), год.

$$\Pi = \frac{8}{0,117} = 68,376 \text{ м}^3/\text{зм}$$

Згідно з завданням монтаж газопроводу буде виконуватись трубами діаметру довжиною 12 м. Кількість стиків, що підлягають зварюванню визначається за формулою

$$n_{ст} = \frac{L}{\ell_{тр}} + 1,$$

(4.24)

де L – довжина траси газопроводу, м;
 $\ell_{тр}$ – довжина окремої труби, м;
1 – стик, що додається на врізання в діючий газопровід.

$$n_{ст} = \frac{258}{12} + 1 = 23 \text{ шт.}$$

Визначаю кількість неповоротних стиків за формулою

$$n_{н.ст} = \frac{L}{\ell_{пл}} + 1, \tag{4.25}$$

де L – довжина траси газопроводу, м;
 $\ell_{пл}$ – довжина пліти, м;
1 – стик, що додається на врізання в діючий газопровід.

$$n_{i.\dot{n}o} = \frac{258}{36} + 1 = 9 \text{ шт.}$$

Кількість поворотних стиків визначаю за формулою

$$n_{n.cm} = n_{cm} - n_{n.cm}, \quad (4.26)$$

де $n_{ст}$ – кількість стиків, шт.;
 $n_{нст}$ – кількість неповоротних стиків, шт.

$$n_{п ст} = 23 - 9 = 14 \text{ шт.}$$

Загальний об'єм ґрунту у відвалі на один метр траншеї визначаю за формулою

$$v'_{заг} = v_{шур} \cdot K_1, \quad (4.27)$$

де $v_{шур}$ – об'єм ґрунту, розробленого при копанні шурфу, м³;
 K_1 – коефіцієнт початкового рихлення ($K_1=1,28$).

$$v'_{заг} = 0,64 \cdot 1,28 = 0,82 \text{ м}^2$$

Знаючи загальний об'єм землі по копанню шурфу, розраховую габаритні розміри відвалу згідно слідуєчих формул

$$h_{від} = \sqrt{v'_{заг}}, \quad (4.28)$$

де $v_{заг}$ – об'єм ґрунту у відвалі на один метр траншеї, м.

$$h_{від} = \sqrt{0,82} = 0,91 \text{ м}$$

Ширину відвалу, ШВ, м визначаю згідно формули

$$ШВ = 2 \cdot h_{від}, \quad (4.29)$$

де $h_{від}$ – висота відвалу, м.

$$ШВ = 2 \cdot 0,91 = 1,82 \text{ м}$$

Визначаю ширину робочої зони ШРЗ, м, за формулою

$$ШРЗ = К + ШВ + 2 \cdot Б + В + З_т + Т, \quad (4.30)$$

де ШВ – ширина відвалу, м;

Б – ширина берми, м;
 В – ширина траншеї, м;
 З_т – зона розташування труби, м;
 Т – зона руху технологічного транспорту, м;
 К – зона виконання робіт по огороженню, м.

$$\text{ШРЗ} = 0,2 + 1,82 + 2 \cdot 0,5 + 0,7 + 0,4 + 3,5 = 7,62 \text{ м}$$

Довжину огорожі будівельного майданчику $L_{\text{огор}}$, м, визначаю за формулою

$$L_{\text{огор}} = 2 \cdot L, \quad (4.31)$$

де L – довжина траси газопроводу, м.

$$L_{\text{огор}} = 2 \cdot 258 = 516 \text{ м}$$

Кількість стиків, що підлягають контролю фізичними методами визначаю наступним чином. Згідно вимог [] для тиску 0,05 МПа повинно контролюватися 50% всіх стиків.

$$n_{\text{ст.ф.м.к}} = n_{\text{ст заг}} \cdot 0,5, \quad (4.32)$$

де $n_{\text{ст}}$ – кількість стиків, шт.

$$n_{\text{ст.ф.м.к}} = 23 \cdot 0,5 = 11,5 \approx 12 \text{ шт.}$$

Об'єм робіт по рекультивації ґрунту $V_{\text{рек}}$, м³, визначаю згідно формули

$$V_{\text{рек}} = (B + S) \cdot L \cdot h, \quad (4.33)$$

де B – ширина низу траншеї, м;
 L – довжина траси газопроводу, м;
 S – поширення приямку, $S = 0,5$ м;
 h – глибина знятого шару ґрунту, $h = 0,25$ м.

$$V_{\text{рек}} = (0,7 + 0,5) \cdot 258 \cdot 0,25 = 77,4 \text{ м}^3$$

Визначивши основні об'єми робіт по спорудженню підземного газопроводу, приступаю до визначення затрат праці на виконання всіх робіт та отриманий результат заносу в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Відомість розрахунків затрат праці по всьому фронту робіт

№ п/п	Назва робіт	Група РЕКН	Один. виміру	Кількість	Норма часу		Трудомісткість	
					будів., люд.-год	машин., люд.-год	будів., люд.-год	машин., люд.-год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Зняття рекультиваційного шару ґрунту	1-26-3	1000 м ³	0,077	–	6,46	–	0,5
2	Розробка ґрунту вручну	1-164-3	100 м ³	0,354	421,6	–	149,25	–
3	Підвішування підземних комунікацій та їх розбір	22-49-1	1 км	0,258	100,96	0,87	26,05	0,224
4	Розробка ґрунту одноковшевим екскаватором	1-13-6	1000 м ³	0,140	25,5	116,96	3,57	16,37
5	Зварювання, вкладання і випробування газопроводу	22-9-1	1 км	0,258	537,6	130,83	138,701	35,785
6	Влаштування тимчасових перехідних містків	20-2-1	100 м ²	0,05	22,04	1,54	1,102	0,077
7	Контроль якості зварних з'єднань (радіографування)	25-122-1	1 шт.	12	1,52	3,35	18,24	40,2
8	Встановлення контрольної трубки	16-25-1	1 шт.	1	5,29	1,02	5,29	1,02
9	Розробка ґрунту екскаватором з одночасним навантаженням	1-18-6	1000 м ³	0,041	63,92	183,26	2,62	7,51
10	Встановлення КВП	16-75-2	1 шт.	1	4,5	0,6	4,5	0,6
11	Ізоляція стиків та фасонних елементів	22-24-1	1 км	0,258	88,16	12,2	22,75	3,17
12	Засипка траншеї вручну	1-166-1	100 м ³	0,156	150,45	–	23,47	–
13	Ручна присипка газопроводу	1-166-3	100 м ³	0,413	205,7	–	84,337	–
14	Зворотнє засипання бульдозером	1-71-3	1000 м ³	0,116	–	1,87	–	0,21
	Всього						∑ 479,88	∑ 105,67

Оскільки, для виконання кожного виду робіт передбачено використання робітників відповідного фаху, то для зменшення кількості працівників, роботи повинні виконуватися комплексною бригадою з максимально можливим суміщенням професій.

Знаючи на основі відомості сумарні затрати праці на спорудження газопроводу, визначаємо строки будівництва газопроводу N , днів, за формулою

$$N = \frac{\sum T}{n_o \cdot T_{zm}},$$

(4.34)

де $\sum T$ – сумарні затрати праці по всьому фронту робіт;

n_6 – кількість робітників в бригаді, чол.;

$T_{зм}$ – час зміни, год.

$$N = \frac{585,55}{7 \cdot 8} = 11 \text{ днів}$$

Вибір машин розпочинаю з вибору ведучого механізму, яким буде одноківшовий екскаватор JCB-3CX, з об'ємом ковша $0,25 \text{ м}^3$ та шириною ріжучої кромки $0,6 \text{ м}$. Вибраний екскаватор буде здійснювати копання траншеї і його буде можна використовувати для виконання робіт по навантаженню надлишкового ґрунту та зворотнього засипання траншеї.

Для виконання зварювальних робіт вибираю зварювальний апарат АСД-500 та компресор повітряний ЗИФ-55.

Попередньо для вивезення надлишкового ґрунту приймаю автосамоскид ЗЛ ММЗ-4502 з об'ємом кузова $4,5 \text{ м}^3$.

Для відпочинку будівельників необхідно передбачити пересувний побутовий вагончик «Тайга».

Для стропування труб доцільно використовувати м'які монтажні рушники марки ПМ-377, вантажопідйомністю 6 т для труб діаметром $87\text{--}337 \text{ мм}$, ширина яких 260 мм , маса 58 кг .

Визначаю кількість рейсів автомобіля для вивезення ґрунту n_p , рейсів, за формулою

$$n_p = \frac{V_3}{V_{\text{куз}} \cdot K_1}, \quad (4.35)$$

де V_3 – загальний об'єм ґрунту, що підлягає вивезенню, м^3 ;

$V_{\text{куз}}$ – об'єм кузова, м^3 ;

K_1 – коефіцієнт, який враховує повноту заповнення кузова ($K_1=0,9$).

$$n_p = \frac{41,054}{4,5 \cdot 0,9} = 10,1 \approx 11 \text{ рейсів}$$

Визначаю час транспортної операції згідно формули

$$t_{\text{тр оп}} = t_{\text{х п}} + t_{\text{зав}} + t_{\text{р п}} + t_{\text{розв}}, \quad (4.36)$$

де $t_{\text{х п}}$ – час холостого переїзду, год;

$t_{\text{зав}}$ – час завантаження, год;

$t_{\text{р п}}$ – час переїзду з вантажем, год;

$t_{\text{розв}}$ – час розвантаження, год.

Час холостого ходу визначаю за формулою

$$t_{x.n} = \frac{L_x}{V \cdot K}, \quad (4.37)$$

де L_x – відстань вивезення ґрунту, км;
 V – середня швидкість руху, км/год;
 K – коефіцієнт зміни швидкості ($K=0,5$).

$$t_{d.i} = \frac{5}{50 \cdot 0,5} = 0,2 \text{ год}$$

Визначаю час завантаження кузова автомобіля за формулою

$$t_{зав} = V_{куз} \cdot K_1 \cdot H_{час}, \quad (4.38)$$

де $H_{час}$ – норма часу в машино-годинах на розробку 1 м^3 ґрунту в щільному стані (згідно РЕКН, $H_{час}=0,146$ маш.год.);
 $V_{куз}$ – об'єм кузова, м^3 ;
 K_1 – коефіцієнт, який враховує повноту заповнення кузова ($K_1=0,9$).

$$t_{зав} = 4,5 \cdot 0,9 \cdot 0,146 = 0,59 \text{ год.}$$

Визначаю час переїзду автомобіля з вантажем згідно формули

$$t_{пер} = \frac{L_x}{V_p \cdot K}, \quad (4.39)$$

де L_x – відстань вивезення ґрунту, км;
 V_p – середня швидкість руху з вантажем, км/год;
 K – коефіцієнт зміни швидкості ($K=0,5$).

$$t_{під} = \frac{5}{45 \cdot 0,5} = 0,2 \text{ год.}$$

Час розвантаження для автомобіля самоскида $t_{розв} = 0,1$ год. А тому, час транспортної операції визначиться

$$t_{тр оп} = 0,2 + 0,59 + 0,2 + 0,1 = 1,09 \text{ год.}$$

Визначаю загальні затрати часу по вивезенню надлишкового ґрунту за формулою

$$T_{заг} = n_p \cdot t_{тр оп}, \quad (4.40)$$

де $t_{тр оп}$ – час транспортної операції, год;
 n_p – кількість рейсів автомобіля для вивезення ґрунту, шт.

$$T_{заг} = 11 \cdot 1,09 = 11,99 \text{ год.}$$

Прийнятий самоскид разом з екскаватором забезпечують виконання робіт в ритмі потоку з заданою потоковою швидкістю. Для більш ефективного використання самоскида він повинен доставляти на будівельний майданчик матеріал для устрою постелі, який доцільно завозити по захватам, починаючи з другого дня будівництва, а зворотній рейс самоскида використовувати для вивезення надлишкового ґрунту.

Вибір вантажозахватних пристроїв та машин для вкладання починаю з визначення ваги монтажної одиниці. Вагу пліті ізольованого газопроводу, котрий підлягає вкладанню визначаю згідно формули

$$P_{пл} = P_{тр} \cdot \ell_{пл} , \quad (4.41)$$

де $P_{тр}$ – вага одного погонного метра труби, кг/м;
 $\ell_{пл}$ – довжина пліті, м.

$$P_{пл} = 4,6 \cdot 36 = 165,6 \text{ кг}$$

Враховуючи те, що вага монтажної одиниці суттєва, то вкладання плітей буду здійснювати за допомогою автокранів.

Згідно [] для спорудження підземних газопроводів використовують труби зі сталей, які добре зварюються і містять не більше 0,27% вуглецю, 0,05% сірки, 0,04% фосфору. Для споруджуваного мною газопроводу використовую безшовні гарячо деформовані труби по ГОСТ 10704-91.

Кількість труб, необхідних для виконання даного об'єму будівництва визначаю слідуючим чином. На основі РЕКН визначаю кількість труб на спорудження 1000 м газопроводу; норма витрати складає 1004 м. Таким чином, для даної траси буде потрібно

$$L_{тр} = L \cdot n_{тр} \quad (4.42)$$

де $n_{тр}$ – нормативна кількість труб для спорудження 1 км газопроводу, м;
 L – кількість кілометрів газопроводу.

$$L_{тр} = 1004 \cdot 0,258 = 259,032 \text{ м}$$

Підбір типу електродів для зварювання веду згідно з робочим проектом. Марка електродів повинна відповідати марці сталі труби і супроводжуватися, як і труба, сертифікатом якості. Для виконання робіт рекомендую використовувати електроди Е 42 А, АНО-3, АНО-4, кількість яких визначаю згідно формули

$$n_{ел} = n_n \cdot K_{ел} , \quad (4.43)$$

де n_n – нормативна кількість електродів для зварювання 1 км газопроводу, кг;

$K_{ел}$ – кількість кілометрів, які необхідно змонтувати.

$$n_{\text{ел}} = 0,02 \cdot 0,258 = 5,16 \text{ кг}$$

Кількість ізоляційних матеріалів необхідних для ізоляції зварених стиків визначаю аналогічно

$$n_{\text{ізіл}} = n_{\text{н}} \cdot K_{\text{ізіл}}, \quad (4.44)$$

де $n_{\text{н}}$ – нормативна кількість матеріалів для проведення необхідних ізоляційних робіт на 1 км газопроводу.

Таблиця 4.2 – Потреби матеріалів на ізолювальні роботи

Назва матеріалів	Норма 22-20-5	Кількість
Гідроізол	47 м ²	12,126 м ²
Стрічка полівінілхлор, товщина 0,4 мм	82 м ²	21,156 м ²
Тканина мішечна	0,7 м ²	0,1806 м ²
Клей фенолполівінілацетиленовий, марка БФ-2,БФ-2Н вищий сорт	0,0007 т	0,00018 т
Брезент	0,5 м ²	0,129 м ²

Визначаю допустиме падіння тиску при проведенні випробувань на щільність даного газопроводу на основі вимог [] за формулою

$$\Delta P_{\text{adm}} = \frac{20 \cdot T}{D}, \quad (4.45)$$

де T – тривалість випробувань, год;
 D – внутрішній діаметр газопроводу, мм.

$$\Delta P_{\text{adm}} = \frac{20 \cdot 24}{51} = 9,41 \text{ кПа}$$

4.3 Захист газопроводів від корозії

Розрахунок електрозахисту

Останніми директивними документами корпорації Укргаз та ДБН заборонено прийняття в експлуатацію об'єктів газифікації без наявності катодного захисту мереж підземних газопроводів.

Загальну площу поверхні газопроводів $S_{\text{г}}$, м², визначається за формулою

$$S_z = \pi \sum_1^n d_i \cdot \ell_i \cdot 10^{-3}, \quad (4.46)$$

де d_i – відповідні діаметри труб, мм;
 ℓ_i – відповідні до діаметрів довжини труб, м.

$$S_r = 3,14 \cdot (108 \cdot 1068 + 89 \cdot 110 + 70 \cdot 110 + 60 \cdot 512 + 57 \cdot 4470) \cdot 10^{-3} = 1313,6 \text{ м}^2$$

Визначаю щільність поверхні газопроводу f , м²/га, на одиницю площі території за формулою

$$f = \frac{S_z}{S_{\text{сел}}}, \quad (4.47)$$

де $S_{\text{сел}}$ – площа забудови по генплану, га.

$$f = \frac{1313,6}{35,4} = 37,11 \text{ м}^2/\text{га}$$

Визначаю середню щільність захисного струму j , мА/м², за формулою

$$j = 20,1 + (\hat{A} + 33,9 \cdot f - 4,96 \cdot \rho) \cdot 10^{-3}, \quad (4.48)$$

де ρ – середній питомий опір ґрунту в зоні прокладання, Ом/м; []
 20,1; 33,9; 4,96 – коефіцієнти прийняті на основі досліджень;
 ГВ- геодезична відмітка.

$$j = 20,1 + (125 + 33,9 \cdot 37,11 - 4,96 \cdot 50) \cdot 10^{-3} = 21,24 \text{ мА/м}^2$$

Сумарну величину захисного струму I , А, визначаю за формулою

$$I = 1,2 \cdot j \cdot S_r, \quad (4.49)$$

$$I = 1,3 \cdot 0,02 \cdot 1313,6 = 36,27 \text{ А}$$

Визначаю необхідну кількість катодних станцій, n , шт. згідно формули

$$n = \frac{I}{25}, \quad (4.50)$$

де I – сумарна величина захисного струму, А.

$$n = \frac{36,27}{25} = 1,45 \approx 2 \text{ шт.}$$

Визначаю оптимальний радіус захисту R , м, за формулою

$$R = 60 \cdot \sqrt{\frac{I}{j \cdot f}}, \quad (4.51)$$

де I – сумарна величина захисного струму, А;
 j – середня щільність захисного струму, мА/м²;
 f – щільність поверхні газопроводу на одиницю площі території, м²/га.

$$R = 60 \cdot \sqrt{\frac{25}{(0,02 \cdot 37,11)}} = 347,4 \text{ м}$$

Визначаю площу дії катодної станції $F_{к.с}$, га, згідно формули

$$F_{к.с} = \pi \cdot R^2 \cdot 10^{-4}, \quad (4.52)$$

$$F_{к.с} = 3,14 \cdot 347,4^2 \cdot 10^{-4} = 37,90 \text{ га}$$

Таким чином, площа зони дії однієї станції катодного захисту газопроводів від електрохімічної корозії становить, $F_{к.с} = 37,90$ га що приблизно відповідає площі забудови, $F_3 = 35,4$ га.

Якщо взяти до уваги, що в реальних умовах поряд з газопроводами на території житлової забудови знаходяться інші підземні інженерні мережі та споруди на них, то прийняття двох станцій катодного захисту є цілком доцільним.

Користуючись даними, які наведено в додатку 19 (таблиця 2), для питомого електричного опору ґрунту в зоні забудови $\rho = 50$ Ом·м і сили струму $I_{к.с} = 25$ А приймають (як найбільш економічне) однорядне анодне заземлення з чотирьох чавунних труб діаметром 150 мм і довжиною 15 м. Опір розтікання струму дорівнює $R_{а.з} = 1,04$ Ом.

З урахуванням опору дренажного кабеля $R_{каб} = 0,1$ Ом вихідна напруга катодної станції, $U_{вих}$, В, буде становити

$$U_{вих} = I_{к.с} \cdot (R_{анод.зах} + R_{каб}), \quad (4.53)$$

$$U_{вих} = 25 \cdot (1,04 + 0,1) = 2625 \text{ В}$$

В якості перетворювачів катодного захисту приймається пристрій типу КСС–1200 з такими характеристиками: вихідна потужність – 1,2 кВт, напруга – 24/48 В, сила струму – 50/25 А.

Вихідна потужність станції КСС–1200 $P=1,2$ кВт перевищує розрахункове значення

$$P = I_{к.с} \cdot U_{вих}, \quad (4.54)$$

$$P = 25 \cdot 26,25 = 0,656 \text{ кВт}$$

Таким чином, обладнання станції катодного захисту газопроводів від корозії підібрано вірно.

5 ОРГАНІЗАЦІЯ ОБСЛУГОВУВАННЯ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

5.1 Монтаж анодного заземлення

Для монтажу анодного заземлення з вертикальними робочими електродами риють траншею глибиною 0,8 – 1 м та шириною 0,8 м. У її дні бурять свердловини глибиною до 2,8 м та діаметром 40 см на відстані 5 м один від одного. Вони встановлюють робочі електроди довжиною до 3 м. Електроди з'єднують в загальний контур приварюванням до них сталеві смуги, прутка або труб, укладених в траншею. З'єднання електрода з горизонтальною шиною має мати міцний контакт. При використанні для горизонтальної шини дроту діаметром 18 – 22 мм його очищають від бруду та іржі, ретельно ізолюють бітумним покриттям та поліхлорвініловою або поліетиленовою стрічкою для продовження терміну служби. З цією метою горизонтальну шину іноді монтують над поверхнею землі, подовжуючи електроди до 4 – 4,5 м

Для анодного заземлення з горизонтальними робочими електродами риють траншею глибиною 2 – 2,5 м та шириною у нижній відмітці 0,8 – 1 м, а у верхній 0,8 – 2,5 м залежно від кута природного укосу ґрунту. Горизонтальне заземлення може бути виконане із труб, кутнків, рейок тощо, у вигляді одного електрода або кількох електродів, що наглухо з'єднані привареними шинами. Для підвищення терміну служби сталевих заземлень їх засипають коксовою крихтою, яку утрамбовують.

Земляні роботи при монтажі анодних заземлювачів із залізкремнієвих анодних електродів, упакованих у коксову засипку, графітованих анодних заземлювачів виконують так само, як при монтажі сталевих заземлень. Кожен електрод приєднують до горизонтальної шини, поміщеної в коксову засипку, або до окремого дроту в ізоляції. Проводи вводять у контрольну-вимірювальну колонку і з'єднують там з кабелем, який прокладають до анодного проводу захисної установки або до позитивної клеми випрямляча. Для сталевих заземлення анодного замість кабелю прокладають сталеву шину. Необхідно ретельно ізолювати сполучну шину анодного заземлення від залізобетонної опори та приставки через можливість руйнування сталеві арматури струмами, що стікають. Особливо ретельно ізолюють підземну ділянку шини.

Якщо на станціях катодного захисту (СКЗ) застосовують глибинні анодні заземлення, для монтажу свердловини бурять верстатами АБВ-400, УРБ-4, УРБ-5. При обсадженні стовбура свердловини муфти бурильних труб

обварюють електрозварюванням, труби зварюють. У свердловину опускають сталевий електрод, зварений із труб меншого діаметра, або залізкремні електроди. Міжтрубний простір засипають коксовим дріб'язком і утрамбовують штангою. В якості робочого електрода служить внутрішня труба, включена в ланцюг СКЗ, або залізкремнієві електроди.

5.2 Застосування комплексного анодного заземлювача



Рисунок 5.1 - Анодний заземлювач комплектний (марка АЗК)

Анодні заземлювачі (АЗК) призначені для використання в якості елементів підповерхневих анодних заземлювачів в системах електрохімічного захисту підземних металевих споруд від корозії. Практично в усіх провідних нафтогазових компаніях світу комплектні анодні заземлювачі суттєво потіснили інші типи анодних заземлювачів зайнявши в даному сегменті провідне місце .

В Україні промислове виробництво даного типу анодних заземлювачів розпочато в 2010 році, причому в порівнянні з іноземними аналогами наявні істотні конструктивні відмінності, це стосується як центральних електродів АЗК, так і вуглецевої засипки використовуваної в анодах. В останні роки АЗК постачаються ряду українських підприємств, зарекомендувавши себе відмінною експлуатацією.

5.3 Конструкція анодного заземлення

Електроди анодного заземлення комплектні типу АЗК являють собою збірну конструкцію, що складається з циліндричного корпусу виготовленого

з тонкостінної оцинкованої сталі, центрального електрода та вуглецевої засипки. Вироби виготовляються різних типів згідно технічних умов

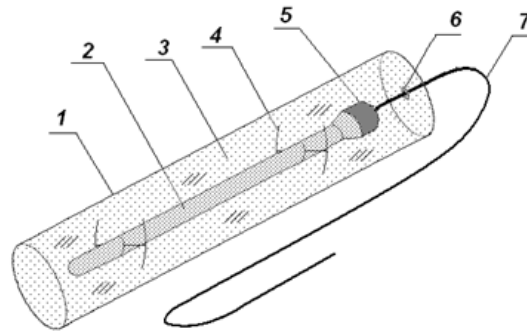


Рисунок 5.2 – Конструктивна будова анодного заземлювача АЗК

1 - циліндричний корпус анода; 2 - центральний корозієстійкий електрод; 3 - вуглецевий наповнювач; 4 - центратори; 5 - герметичний водонепроникний з'єднувальний вузол; 6 - кабельний ввід; 7 – кабель

В якості центральних електродів використовуються графітопластові труби ЕГТ(анодні заземлювачі графітопластові пластинчасті), АЗГП(автомобільний газозаправний пункт зрідженого вуглеводневого газу), феросилід, корозієстійка сталь або чавун, використовують основні два типи матеріалів, феросилід (сплав ЧС-15) та графітові електроди.

Графітопластові електроди використовувані в АЗК в якості центральних електродів в поєднанні з корозієстійкою анодною засипкою високо-електропровідною (АЗВ) основною складовою якої є графіт, має низьку, не більше 0,05-0,1 кг/(А·рік) швидкість електрохімічного розчинення при максимальних струмових навантаженнях.

При оформленні замовлення слід дотримуватися наступної схеми позначення (згідно ТУ): електроди АЗКХ У1.У2 де: Х - тип АЗК по виду центрального електрода, У1 - тип АЗК по діаметру, У2 - тип АЗК по довжині електрода.

Під швидкістю анодного розчинення заземлювача мається на увазі швидкість розчинення вуглецевої засипки, якою заповнений анод, вона не перевищує 1,0 кг/(А·рік) при максимальній вологості і струмовому навантаженні. Основною складовою засипки є спеціальний високоякісний графіт у вигляді крихти розміром до 35 мм і меншої кількості засипки дрібної фракції.

Кількість заземлювачів, а також відстань між ними вибирається відповідно до проекту катодного захисту. Застосовується як горизонтальне, так і вертикальне розташування заземлювачів.

Таблиця 5.1 - Основні модифікації АЗК

Тип АЗ	Габарити $\pm 10\%$		Вага, кг, $\pm 30\%$	Струмове навантаження макс.А	Швидкість розчинення кг\(\text{А}\cdot\text{рік})	Строк експлуатації, (роки)	Ресурс роботи, (А, років)
	Діаметр, мм	Довжина, мм					
	150	1500					
АЗК..2.2	150	1000	20	3	$\leq 1,0$	>20	>25
АЗК..3	200	1500	50	5		>15	>15
АЗК..3.2	200	1000	35	3.5		>30	>40
АЗК..4	300	1500	110	6		>25	>25
АЗК..4.2	300	1000	75	4		>35	>80
						>35	>60

Анодні заземлювачі АЗК призначені для установки та експлуатації в усіх ґрунтових умовах, кліматичних зонах, на всіх існуючих типах станцій катодного захисту. Стандартними комплектами вважаються партії кількістю 12 - 24 шт, проте можливі поставки партій будь-якої комплектації.

АЗК постачаються без магістрального кабелю, про те на прохання замовника можлива така комплектація.

5.4 Порівняння АЗК з іншими анодними заземлювачами

5.4.1 Порівняння характеристик АЗК та ЕГТ

Заземлювачі АЗК пропонуються як еквівалент графітопластових труб

ЕГТ:

- основною перевагою АЗК над ЕГТ є те, що при однакових фінансових витратах АЗК будь-якої модифікації має більшу масу, а отже більший ресурс роботи;

- при однакових фінансових витратах, використання АЗК будь-якої модифікації дозволяє досягти меншого опору розтікання при значно більшому ресурсі роботи в порівнянні з будь-якою модифікацією графітопластових труб ЕГТ;

- в АЗК відсутні ніпелі і ніпельні з'єднання, які як відомо дуже часто бувають причиною виходу графітопластових труб ЕГТ з ладу. В АЗК застосовується наднадійний з'єднувальний вузол з багаторівневим захистом, який виготовляється в заводських умовах;
- АЗК більш транспортабельніші, простіші в процесі монтажу;
- модифікації АЗК(Г) призначені для використання в якості глибинних анодних заземлювачів, використання ЕГТ в якості глибинних заземлювачів складне і трудомістке, важко досягти надійності з'єднувальних вузлів, ніпельних з'єднань, якісно сформувані і закріпити вертикальну колону заземлювачів великої довжини.

5.4.2 Порівняння характеристик АЗК та ЗФС-1

Анодні заземлювачі АЗК можна розглядати як експлуатаційний еквівалент ЗФС-1:

- використання заземлювачів АЗК будь-якої модифікації за рахунок великої контактної площі дозволяє досягти значно нижчого опору розтіканню ніж при використанні ЗФС-1, при значно більшому ресурсі роботи.
- на поверхні АЗК не утворюються діелектричні оксидні плівки як у випадку з ЗФС-1 які, як показує досвід, нерідко заздалегідь виводять залізокремнієві аноди з ладу.
- АЗК можна використовувати як з вуглецевими засипками так і без їх використання, що для ЗФС-1 практично неприпустимо.
- АЗК більш транспортабельніші, простіші в процесі монтажу.
- модифікація АЗК(Г), (анодні заземлювачі комплектні глибинні) призначені для використання в якості глибинних анодних заземлювачів, що для ЗФС-1 без додаткових пристроїв практично неможливо.

Дуже важливою перевагою АЗК над ЗФС-1 на якій варто зупинитися окремо є **низька динаміка зміни опору розтіканню з часом**. На діаграмі наведено порівняльні характеристики динаміки зміни опору розтіканню заземлювачів однієї кількості, в однакових ґрунтових умовах і однаковим середнім навантаженням на один анод $I = 1 \text{ А}$.

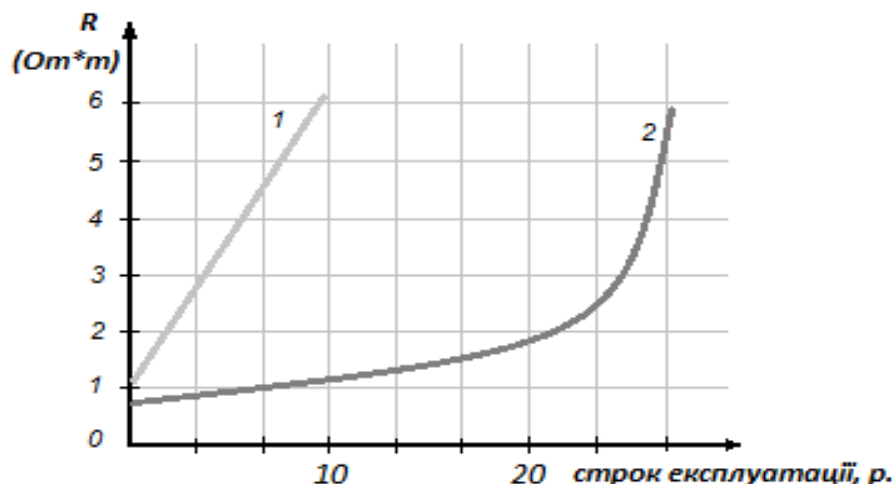


Рисунок 5.3 - Діаграма динаміки зміни опору розтіканню анодних заземлювачів: 1 - ЗФС-1, 2 - АЗК 2

Зростання опору для ЗФС-1 пояснюється утворенням діелектричної окисної плівки на поверхні анода, а для АЗК зменшенням обсягу вуглецевої засипки всередині анода.

З діаграми бачимо, що АЗК заземлювачі в порівнянні з ЗФС-1 значно довше зберігають низьке початкове значення опору розтіканню, що являє собою дуже істотну експлуатаційну перевагу над феросилідовими анодними заземлювачами, причому крива 1 діаграми зображена в оптимістичному ракурсі, реальні експлуатаційні характеристики бувають ще значно гірші, особливо у вологих ґрунтових умовах і за умови неякісного сплаву феросиліду.

Індивідуальне випробування окремої УКЗ повинна виконувати будівельно-монтажна організація не раніше ніж через 14 діб після закінчення монтажу і засипання анодного заземлення. В процесі цих робіт перевіряють відповідність фактичного значення опору розтіканню струму захисного та анодного заземлень проектним значенням і випробовують УКЗ протягом не менше ніж 72 год.

1. Про початок пуско-налагоджувальних робіт повідомляються власники споруд, які захищаються, експлуатаційні організації, яким будуть передаватися захисні установки, проектна організація і власники суміжних підземних комунікацій.

2. На першому етапі налагоджувальних робіт проводяться вимірювання потенціалів ПССГ, які підлягають захисту, до включення ЕХЗ і при проектних режимах роботи установок ЕХЗ.

3. Вимірювання проводяться на всіх пунктах вимірювань, передбачених проектом. Це пункти з найбільш високими позитивними та знакозмінними потенціалами, які зафіксовані в процесі корозійних вишукувань; пункти в місцях на газопроводах, які знаходяться на більш наближеній відстані до

джерел блукаючих струмів, високовольтних кабелів і ліній електропередач, а також найбільш віддалені і найбільш наближені до анодних заземлювачів.

6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

6.1 Розрахунок кошторисної вартості об'єкту газифікації

Паспорт проекту по газопостачанню

Характеристика системи:

- а) тип системи – одноступенева;
- б) спосіб прокладання газових мереж – підземний;
- в) матеріал газопроводу – сталь;
- г) КСС – 2 шт.
- д) загальна довжина газопроводу – 4506 м
- е) річний об'єм споживання газу:
 - комунально-побутове споживання – 430 тис. м³/рік (таблиця 2.2)
 - теплопостачання – 1690 тис. м³/рік (таблиця 2.4)
 - промислові і сільськогосподарські споживачі – 3440 тис. м³/рік (таблиця 2.5)

Загальний об'єм споживання газу ($Q_{річ}$) – 5560 тис. м³/рік

Техніко-економічні показники:

- потужність системи – подача газу за рік при оптимальному використанні основних фондів (мереж і устаткування) повинна встановлюватись по бруто-споживанню, тобто враховуючи втрати газу і його витрати на власні потреби.

Потужність системи $Q_{под}$, тис. м³/рік, визначаю згідно формули

$$Q_{под} = Q_{брутто} = (Q_{річ} \cdot 0,8 \%) + Q_{річ} = Q_{річ} \cdot 1,008, \quad (6.1)$$

де $Q_{под}$ – потужність системи, тис. м³/рік;

$Q_{річ}$ – загальний об'єм споживання газу, тис м³/рік.

$$Q_{брутто} = 5560 \cdot 1,008 = 5604 \text{ тис. м}^3/\text{рік}$$

В суму капітальних витрат входять всі витрати по улаштуванню систем газопостачання, до складу яких входять будівельні роботи, безпосередньо пов'язані з будівництвом газопроводу (земляні, монтажні, ізоляційні роботи, випробування, тощо). Сума капітальних витрат визначається на основі кошторисів по укрупненим показникам кошторисної вартості (УПСС) або по збірникам ресурсних елементних кошторисних норм (РЕКН).

Складання кошторисної документації починають з розробки локальних кошторисів на окремі види робіт і витрати по кожному об'єкту будівництва, а потім складають кошторис, в якому визначається кошторисна вартість будівництва об'єктів, які входять до складу системи газопостачання.

В об'єктному кошторисі розраховують кошторисну вартість загальнобудівельних і спеціальних будівельних та монтажних робіт, технологічного обладнання, його монтаж і наладку, пристосування.

Базисна кошторисна вартість будівництва газопроводу визначається по зведеному кошторисному розрахунку до проекту і являється незмінним документом, у відповідності з яким здійснюється фінансування будівництва

6.1.1 Складання локального кошторису

Локальний кошторис на підземні газопроводи

Основа: креслення № 1
Складено в цінах 2023 р

Базисна кошторисна
вартість тис.

грн.

Шифр норм	Назва робіт і витрат	Кількість, м	Кошторисна вартість	
			За одиницю, грн..	На весь об'єм, тис. грн..
УРБН	Мережа середнього тиску			
	Прокладання газопроводу в сухих ґрунтах			
	10x4	1068	994,04	1061,63
	60x3	422	508,18	214,45
	57x3	2796	325,58	910,32
	89x3	110	781,73	85,99
	70x3	110	536,40	59,00
	ДБН	Всього прямі затрати по мережах низького і середнього тисків		2331,39
ДБН	Накладні витрати (14,4%)		335,72	
	Планові накопичення(30%)		800,13	
	Всього вартість загальнобудівельних і монтажних робіт		3467,24	

6.1.2. Складання об'єктного кошторису

Для визначення кошторисної вартості будівництва об'єктів газопроводу складаю об'єктний кошторис.

Назва будівництва: поліетиленовий (сталевий) газопровід

Узгоджено
Підрядчик

Затверджую
Замовник

Об'єктний кошторис на підземні газопроводи
Базисна кошторисна вартість 3567,24 тис. грн.

Складений в поточних цінах станом на « 1 » січня 2023 р.

№ кошторису, норм, розрахунків	Назва робіт і витрат	Кошторисна вартість, тис. грн.				Всього, тис. грн.
		Будівельні роботи	Монтажні роботи	Обладнання	Інші витрати	
Локальний кошторис	Будівництво підземних газопроводів	3467,24				3467,24
ДБН (методичні вказівки до КП)	ГРП					
	КСС	40,00	60,00			100,00
Всього		3507,24	60,00			3567,00

6.1.3 Складання зведеного кошторису

Кошторисна вартість будівництва газопроводу визначається згідно зведеного кошторисного розрахунку, відповідно цього документу здійснюється фінансування будівництва.

Зведений кошторисний розрахунок визначається по формі № 1 ДБН Д 1-1-1-2000 „Правила складання кошторисної документації і визначення базисної і розрахункової кошторисної вартості будівництва ”.

Міністерство, відомство
Головне управління
Затверджено

Зведений кошторисний розрахунок в сумі 6940,11 тис. грн.
у тому числі повернені суми 8,03 тис. грн.

Зведений кошторисний розрахунок вартості будівництва
Складений в поточних цінах станом на „ 1 ” січня 2023 р.

№	№ кошторисів і кошторисних розрахунків	Назва робіт і витрат	Будівельні роботи	Монтажні роботи	Обладнання, інвентар	Інші витрати	Загальна кошторисна вартість, тис. грн.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Об'єктний кошторис	<u>Глава 2</u> <u>Основні об'єкти будівництва.</u> Зовнішні мережі і споруди	3507,24	60,00			3567.24
		Всього по главі 2	3507,24	60,00			3567.24
Всього по главам 1 -7			3507.24	60,00			3567,24
2	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.6, п.36	<u>Глава 8</u> Кошти на зведення і розробку тимчасових будівель і споруд (Всього по гл. 1-7) 0,015	52,60	0,9			53,50
		Всього по главі 8	52,60	0,9			53,50
Всього по главам 1 - 8			3559,84	60,9			3620,74
3	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.8, п.4	<u>Глава 9</u> <u>Інші роботи і витрати</u> Додаткові витрати при виконанні БМР у зимовий період. (Всього по гл. 1 - 8) · 0,01	35.59	0,61			36,20
		Всього по главі 9	35,59	0,61			36,20
Всього по главам 1 – 9 (вартість основних фондів)			3595,43	61,51			3656,94
4	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.5, п.10	<u>Глава 10</u> <u>Технічний нагляд</u> (Всього по главам 1-9) · 0,025				91,42	91,42

		Здійснення авторського нагляду (Всього по главам 1-9) · 0,0002				0,73	0,73
		Формуванням страхового фонду документації (Всього по главам 1-9) · 0,002				7,31	7,31
		Всього по главі 10				99,46	99,46
5	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.5, п.10	<u>Глава 11</u> Підготовка експлуатаційних кадрів. (Всього по главам 1-9) · 0,005				18,28	18,28
		Всього по главі 11				18,28	18,28
6	ДБН Д.1-1-1-2000	<u>Глава 12</u> Кошторисна вартість проектно-пошукових робіт (Всього по главам 1-9) · 0,005				18,28	18,28
		Державна експертиза проектно-кошторисної документації (проектно-пошукові роботи) 0,15				2,74	2,74
		Всього по главі 12				21,02	21,02
		Всього по главам 1 - 12	3595,43	61,51		138,76	3795,7
7	ДБН Д.1-1-1-2000 п.2.8.16	Кошторисний прибуток - П (Всього по главам 1-9) · 0,06	215,72	3,69			219,41
8		адміністративні витрати - АВ (Всього по главам 1-12, графи-8)·0,1				379,57	379,57
9	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.14,	Кошти на покриття ризиків - Р (Всього по главам 1-12) · 0,036				136,64	136,64
10	ДБН Д.1-1-1-2000 п.3.1.20	Витрати з інфляції - J (Всього по главам 1-12) · 0,10				1138,71	1138,71
		(Всього по главам 1-12) + П + АВ + Р + J	3811,15	65,2		1793,68	5670,03
11	ДБН Д.1-1-1-2000 п.3.1.22	Податки, збори та обов'язкові платежі [(гл.1-12)+П+АВ+Р+J] ·				113,40	113,40

		0,02					
		[(гл. 1- 12) + П + АВ + Р + J]	3811,15	65,2		1907,08	5783,43
12		ПДВ (Всього по графі 8) · 0,2	1156,68				1156,68
13		Всього по зведеному кошторисному розрахунку	4967,83	65,2		1907,08	6940,11
14		Повернені суми (Тимчасові будівлі і споруди) · 0,15					8,03

6.2 Техніко - економічні показники газифікації

6.2.1 Розрахунок експлуатаційних витрат

а) при нарахуванні амортизації користуються загальною річною нормою амортизаційних відрахувань (%), яка визначається по формулі

$$A_p = \frac{O\Phi \cdot H_a}{100}, \quad (6.2)$$

де, A_p – річна сума амортизаційних відрахувань, тис. грн.;

$O\Phi$ – початкова вартість основних фондів, тис. грн.;

H_a – річна норма амортизаційних відрахувань, %.

Розрахунок необхідно звести у таблицю.

Таблиця 6.4 – Розрахунок амортизаційних відрахувань

Основні виробничі фонди	Структура основних фондів, %	Початкова вартість, тис. грн..	Норма амортизаційних відрахувань, %	Сума амортизаційних відрахувань, тис. грн..
Будівлі	15	548,54	5	24,42
Газопроводи	67	2450,15	5	122,50
ГРП	4(--)		5	
Виробниче обладнання	10	365,69	15	54,85
Транспортні засоби	5	182,85	20	36,57
Інші основні	3	109,71	15	16,46

фонди				
Всього	100	3656,94	---	254,8

б) затрати на поточний ремонт і технічне обслуговування визначаємо по формулі

$$З_{п.р.} = 40\% \text{ } A_p \quad (6.3)$$

де, A_p – витрати на амортизацію, тис. грн.

$$З_{п.р.} = 256,8 \times 0,4 = 101,92 \text{ тис. грн.}$$

в) визначаємо витрати на заробітну плату

Чисельність адміністративно-управлінського персоналу та інженерно-технічних працівників визначається на основі трудомісткості обслуговування

Визначаємо загальну трудомісткість обслуговування $T_{об.}$, в умовних одиницях (у. о.)

$$T_{об.} = 0,1 P_{гк} + 0,13 P_{гк+вн} + 10 L_{заг} + 0,5 M_{підп} + 2 Q_{річ}, \quad (6.4)$$

де, $P_{гк}$ – кількість квартир з встановленими газовими плитами, - шт.; (таблиця 2.1. з врахуванням коефіцієнта сімейності)

$P_{гк+вн}$ – кількість квартир з встановленими газовими плитами та двоконтурними котлами, 471 шт.; (таблиця 2.1 з врахуванням коефіцієнта сімейності)

$L_{заг}$ - загальна довжина газопроводу, 4,51 км;

$M_{підп}$ – загальна кількість підприємств, 10 шт.;

$Q_{річ}$ – річна реалізація газу, 5,56 млн. м³.

$$T_{об.} = 0,13 \times 471 + 10 \times 4,51 + 0,5 \times 10 + 2 \times 5,56 = 122,45 \text{ у.о}$$

Визначаємо чисельність робітників ІТП, $Ч_{ауп}$ за формулою

$$Ч_{ауп} = \frac{T_{об.} \cdot \gamma}{1000}, \quad (6.5)$$

де, γ – чисельна величина, яка визначається згідно нормативних даних, приймаємо $\gamma = 2,3$

$$Ч_{ауп} = 122,4 \times 2,3 / 1000 = 0,28 \text{ особи.}$$

Чисельність виробничого персоналу по експлуатації підземного газопроводу розраховується на основі нормативів і розрахунок зводиться в таблицю 6.5.

Таблиця 6.5 - Чисельність виробничого персоналу по експлуатації підземних газопроводів

Спеціальність	Одиниця виміру	Нормативне значення			Фактичне значення	
		Обсяг робіт	Чисельність персоналу	Розряд	Обсяг робіт	Чисельність персоналу
1	2	3	4	5	6	7
Слюсар по експлуатації підземних газопроводів: а) низького тиску б) середнього тиску	км	10	0,6	3		
	км	10	1,4	3	4,51	0,63
Робітники ремонтних бригад	км	10	1	4	4,51	0,45
Обхідники газопроводів і споруд: а) низького тиску б) середнього тиску	км	10	1,5	3		
	км	10	3	3	4,51	1,35
1	2	3	4	5	6	7
Електрозварники підземних газопроводів	км	50	1,5	6	4,51	0,14
Лінійні майстри по кількості лінійних робочих	робочі	10	1,2	5	2,57	0,31
Всього						2,88

Чисельність виробничого персоналу ЕПГ

Слюсарі 3 розряду – 1,98 особи;
особи;

Слюсарі 4 розряду – 0,45

Слюсарі 5 розряду – 0,31 особи;
особи;

Слюсарі 6 розряду – 0,14

Чисельність виробничого персоналу з експлуатації ВБГО розраховується на підставі нормативів для поточного і перспективного планування виробничо-господарської діяльності газових господарств з формулою

$$\text{ЧВБГО} = (0,28 (\text{Пгк} + \text{Пвн}) + 0,95 \text{Пвн} + 0,036 (\text{Пгк} + \text{Пвн}) + 0,12 \text{Пвн}) / 1000 \quad (6.6)$$

$$\text{ЧВБГО} = (0,28 \times 471 + 0,95 \times 471 + 0,036 \times 471 + 0,12 \times 471) / 1000 = 0,65$$

Чисельність виробничого персоналу ВБГО

Слюсарі 4 розряду – 0,65 особи.

Загальна чисельність виробничого персоналу $\text{Ч}_{\text{заг}}$, осіб., визначаю згідно формули

$$\text{Ч}_{\text{заг}} = \text{Ч}_{\text{АДП}} + \text{Ч}_{\text{б.м.}} + \text{Ч}_{\text{в.м.}} + \text{Ч}_{\text{АДС}} + \text{Ч}_{\text{р.с.}} \quad (6.7)$$

де, $\text{Ч}_{\text{АДП}}$ – чисельність адміністративного персоналу, осіб;

$\text{Ч}_{\text{б.м.}}$ – чисельність служби будинкових мереж, осіб;

$\text{Ч}_{\text{в.м.}}$ – чисельність служби по експлуатації підземних газопроводів;

$\text{Ч}_{\text{АДС}}$ – чисельність аварійно-диспетчерської служби, осіб;

$\text{Ч}_{\text{р.с.}}$ – чисельність ремонтної служби, осіб.

$\text{Ч}_{\text{АДС}}$ та $\text{Ч}_{\text{р.с.}}$ мають низьку величину, тому не враховано

$$\text{Ч}_{\text{заг}} = 0,28 + 0,65 + 2,88 = 3,81 \text{ особи}$$

Витрати на оплату праці включають виплати основної і додаткової заробітної плати, обчислені згідно з прийнятим газозбутовим підприємством системи оплати праці, включаючи будь-які види грошових і матеріальних доплат робітникам зайнятим у виробництві продукції, виконанні робіт, або наданні послуг, які можуть бути віднесені до конкретного об'єкта витрат (транспортування і постачання природного газу, реалізації скрапленого газу, іншої діяльності).

Таблиця 6.6 – Кількість робітників газового господарства

Найменування	Кількість робітників відповідного розряду, осіб				
	2	3	4	5	6
Робітники з експлуатації підземних газопроводів	_____	1,98	0,45	0,31	0,14
Робітники з експлуатації ВБГО	_____	_____	0,65	_____	_____
Всього по розряду		1,98	1,1	0,31	0,14
Разом		3,53			

Таблиця 6.7 – Погодинна тарифна ставка робітників газового господарства

Розряд	Розмір, грн..
--------	---------------

2	44,10
3	48,55
4	54,62
5	62,71
6	72,83

Визначаємо середню годинну ставку робітників газового господарства

$$C = \sum_i^n \frac{CI * KI}{K}, \quad (6.8)$$

де, CI – погодинна тарифна ставка робітників відповідних розрядів;
 KI – кількість робітників відповідного розряду;
 K – загальна кількість робітників газового господарства.

$$C = (48,55 \times 1,98 + 54,62 \times 1,1 + 62,71 \times 0,31 + 72,83 \times 0,14) / 3,53 = 52,64 \text{ грн.}$$

Річний фонд заробітної плати робітників визначається по формулі

$$Z_{\text{оп.р.}} = C K T, \quad (6.9)$$

де, C – середня погодинна ставка робітників, грн.;
 K – загальна кількість робітників газового господарства;
 T – річний баланс робочого часу, год.; (1800 год.)

$$Z_{\text{оп.р.}} = 52,64 \times 3,53 \times 1800 = 334,47$$

Річний фонд заробітної плати АУП визначається за формулою

$$Z_{\text{оп.ігр.}} = \chi_{\text{ауп}} 0,8 C_{\text{кп}} 12, \quad (6.10)$$

де $C_{\text{кп}}$ – середня заробітна плата керівника підприємства

$$Z_{\text{оп.ігр.}} = 0,28 \times 0,8 \times 25000 \times 12 / 1000 = 67,20 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 6.8 – Визначення загальної кількості робітників газового господарства та їх заробітної плати

Показники	Один. виміру	АУП і ІТП	Робітники	Всього
1. Чисельність	осіб.	0,28	3,53	3,81
2. Фонд оплати праці	тис. грн.	67,20	334,47	401,67
3. Фонд додаткової оплати праці, 30%	тис. грн.	20,16	100,34	120,5
4. Всього фонд оплати праці	тис. грн.	87,36	434,81	609,53
5. Соціальний внесок, 37%	тис. грн.	32,32	160,88	193,2
6. Всього фонд оплати праці з нарахуваннями	тис. грн.	119,68	595,69	715,37

г) інші витрати, Зінші, тис. грн., визначу за формулою

$$\text{Зінші} = 0,1 \cdot (\text{Заморт.} + \text{Зопл. праці}) , \quad (6.11)$$

$$\text{Зінші} = 0,1 \cdot (254,8 + 715,37) = 97,02 \text{ тис.грн.}$$

Загальну суму собівартості реалізації газу, Сзаг.реаліз, тис. грн., визначаю по формулі

$$\text{Сзаг.реаліз.} = \text{Заморт} + \text{Зпот.рем.} + \text{Зопл.праці} + \text{Зінші} , \quad (6.12)$$

$$\text{Сзаг.реаліз.} = 254,8 + 101,92 + 715,37 + 97,02 = 1169,11 \text{ тис.грн.}$$

Собівартість реалізації газу, С1000 м. куб., грн. / 1000 м³., визначаю за формулою:

$$\text{С1000 м.куб.} = \frac{\text{Сзаг.реал.}}{\text{Qнетто}} , \quad (6.13)$$

$$\text{С1000 м. куб.} = \frac{1169,11}{5560} \times 1000 = 210,27 \text{ грн.}$$

6.2.2 Розрахунок прибутку і рентабельності

Дохід від реалізації газу, Дприбут.реал., тис. грн, визначаю по формулі

$$\text{Дприб.реал.} = \text{Qнетто} \cdot \text{Ттар. реал.} , \quad (6.14)$$

$$\text{Дприб.реал} = 5560 \times 1,61 = 8951,6 \text{ тис.грн.}$$

Балансовий прибуток, Пбаланс., тис.грн, визначаю по формулі

$$\text{Пбаланс.} = \text{Дприб.реал.} - \text{Сзаг.реаліз.} , \quad (6.15)$$

$$\text{Пбаланс} = 8951,6 - 1169,11 = 7782,49 \text{ тис.грн.}$$

Чистий прибуток, Пчист.приб., тис. грн, визначаю по формулі

$$\text{Пчист.приб.} = \text{Пбаланс.} \cdot 0,15 , \quad (6.16)$$

де 0,15 - податки і відрахування в державні фонди, складають 85 % від значення Пбаланс.

$$П_{\text{чист.приб.}} = 7782,49 \times 0,15 = 1167,37$$

Рівень рентабельності по чистому прибутку, $R_{\text{рент.приб.}}$, %, визначаю по формулі

$$R_{\text{рент.приб.}} = \frac{П_{\text{чистий}}}{C_0} \cdot 100\%, \quad (6.17)$$

$$R_{\text{рент.приб.}} = \frac{1167,37}{1169,11} \cdot 100\% = 99,85$$

Термін окупності капітальних вкладень, $T_{\text{окуп}}$, років визначаємо по формулі

$$T_{\text{окуп}} = \frac{БКВ}{П_{\text{ч}}}, \quad (6.18)$$

$$T_{\text{окуп}} = \frac{6940,11}{1167,37} = 5,94 \approx 6 \text{ років}$$

Таблиця 6.9 - Основні техніко - економічні показники газифікації

№ п/п	Назва економічного показника	Одиниця виміру	Позначення по тексту	Числове значення
1	Річний об'єм подачі газу в мережу	тис. метрів кубічних	Qбрутто	5604,48
2	Річний об'єм реалізації газу	тис. м куб.	Qнетто	5560
3	Капітальні вкладення в спорудження системи газопостачання	тис. грн	БКВ	6940,11
4	Загальна собівартість реалізації газу	тис. грн	Сзаг.реал.	1169,11
5	Собівартість реалізації 1000 м кубічних газу	грн	С1000м.куб.	210,27
6	Сума доходу	тис. грн	Дприб.реал.	8951,6
7	Прибуток балансовий	тис. грн	Пбаланс	7782,49
8	Прибуток чистий	тис. грн	Пчист.приб.	1167,37
9	Рівень рентабельності по чистому прибутку	%	Rрент.приб.	99,85
10	Термін окупності	роки	Tокуп	6

Виробничо-експлуатаційна діяльність підприємств газового господарства характеризується наступними основними економічними показниками:

- собівартість продукції;
- сума прибутку, отриманого від реалізації газу і показниками рентабельності;
- термін окупності капіталовкладень

Зроблені розрахунки свідчать, що газифікація населеного пункту з загальною протяжністю сталевих газопроводів 4,306 км складає суму капітальних вкладень у розмірі 6,94 млн. грн..

З об'єму спожитого газу 5560 тис. м³ господарство отримало чистий прибуток у сумі 1,17 млн. грн..

Собівартість відпуску 1000 м³ становить 210,27 грн.. Рентабельність газифікації населеного пункту склала 99,85 %.

Термін окупності капітальних вкладень становить 6 роки, що відповідає нормативним строкам капітальних вкладень в об'єкти газифікації.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ

7.1 Вимоги охорони праці при монтажі установок електрохімічного захисту

7.1.1 Загальні положення

Примірна інструкція з охорони праці для монтера із захисту підземних трубопроводів від корозії призначена для всіх осіб, що працюють за професією монтер із захисту підземних трубопроводів від корозії (далі - монтер ЕХЗ) на діючих магістральних газопроводах (МГ).

До роботи по монтажу електрозахисних установок особи, що працюють за професією монтер із захисту підземних трубопроводів від корозії (далі - монтер ЕХЗ) повинні мати вік не молодше 18 років. Даний спеціаліст у навчальному закладі повинен отримати професію монтера із захисту підземних трубопроводів від корозії і бути придатним за станом здоров'я. Перед допуском до самостійної роботи, після отримання вступного інструктажу, первинного інструктажу, спеціального навчання з питань охорони праці, перевірки знань з охорони праці, яка проводиться за екзаменаційними білетами, перевірки вмінь і навичок безпечного виконання робіт, монтер ЕХЗ повинен пройти безпосередньо на робочому місці стажування протягом 2-15 змін (залежно від стажу, досвіду і характеру роботи) під керівництвом досвідченого кваліфікованого монтера ЕХЗ. Допуск до самостійної роботи здійснюється при задовільних результатах

перевірки знань з питань охорони праці наказом (розпорядженням) роботодавця (або керівника структурного підрозділу).

Монтер ЕХЗ, який допускається до обслуговування установок катодного захисту (УКЗ), повинен мати групу з електробезпеки не нижче ІІІ в установках до 1000 В. Монтерам ЕХЗ, що не мають права обслуговувати УКЗ, дозволяється тільки знімати показання приладів установок захисту. Вони повинні мати групу з електробезпеки не нижче ІІ.

Робота монтера ЕХЗ полягає у забезпеченні безперебійної роботи ліній електроживлення засобів електрозахисту (ЕХЗ), технічному обслуговуванні і ремонті засобів захисту від корозії та періодичному контролі за станом ізоляційного покриття, зокрема на корозійно-небезпечних ділянках.

Монтер ЕХЗ зобов'язаний:

- дбати про особисту безпеку і здоров'я, а також про безпеку і здоров'я оточуючих людей в процесі виконання робіт;
- знати і виконувати вимоги цієї інструкції, внутрішнього трудового розпорядку, правила поведінки з обладнанням, користуватись засобами колективного та індивідуального захисту;
- проходити у встановленому на підприємстві порядку попередні та періодичні медичні огляди.

Монтер ЕХЗ повинен знати безпечні прийоми роботи під час обслуговування і ремонту засобів захисту від корозії; вимоги електробезпеки та електротехніки; методику вимірювань потенційного стану підземних трубопроводів та визначення корозійної агресивності ґрунтів; вимоги безпеки до ручного інструменту; характеристику шкідливих речовин, які можуть виділятися у процесі виконання робіт, їх дію на організм людини і заходи захисту.

Монтер ЕХЗ повинен пам'ятати, що дотримання вимог інструкції з охорони праці є основною умовою запобігання нещасним випадкам. Порухення монтером ЕХЗ вимог цієї інструкції розглядається як порушення ним трудової дисципліни, за яке до нього може бути застосовано стягнення згідно з чинним законодавством.

По території підприємства необхідно пересуватись по пішохідних доріжках і спеціальних містках, прокладених над комунікаціями, реагувати на сигнали водіїв транспортних засобів. Бути уважним, проходячи біля тротуарів, ланцюгів і канатів. Не наступати на кришки колодязів та інші перекриття ям, траншей і котлованів.

Монтер ЕХЗ повинен виконувати тільки ту роботу, яка доручена адміністрацією згідно із змінним завданням; у робочий час, на території та обладнанні підприємства, не виконувати роботи з корисливою метою.

Монтеру ЕХЗ, виконуючи професійні обов'язки і завдання адміністрації поза межами території підприємства, необхідно чітко виконувати завдання, не відхилятися від маршруту, коли це не зумовлено аварійною ситуацією.

Не дозволяється курити у виробничих приміщеннях і на території виробничого об'єкту. Курити дозволяється тільки у спеціально відведених місцях.

7.2 Вимоги безпеки перед початком роботи

7.2.1 Отримати завдання від керівника робіт.

7.2.2 Перед початком роботи монтер ЕХЗ повинен :

- ознайомитись з завданням керівника і можливою небезпекою під час виконання роботи;

- вивчити технологічну документацію на об'єкт роботи, а також спеціальні інструкції на даний вид роботи;

- привести у порядок і надягти спецодяг і взуття, застебнути всі гудзики, підв'язати обшлагаи, не допускаючи звисання окремих частин спецодягу;

- оглянути захисні засоби і впевнитись в їх справності та придатності до користування;

- перевірити діелектричні калоші та рукавички на відсутність проколів і розривів, наявність клейм електричних випробувань, впевнитись, що строки експлуатації їх не закінчились;

- перевірити справність лазів і монтажних поясів;

- укомплектувати згідно з технологічною інструкцією необхідні контрольно-вимірювальні прилади і перевірити наявність клейм по повірці;

- перевірити стан ізоляційних підставок, переносних драбин, захисних засобів ручного електрофікованого інструменту;

- укомплектувати і перевірити справність ручного інструменту :

- а) ручки кусачок і універсальних плоскогубців повинні бути ізольовані;

- б) робоча частина викрутки повинна бути правильно заточена, кругла частина ізольована трубкою поліхлорвініловою (ПХВ), а ручка - з ізоляційного матеріалу, міцно посаджена і без пошкоджень;

- в) гайкові ключі повинні бути без пошкоджень і під час використання розміри ключа повинні відповідати розмірам болта;

- г) з'єднувально-вимірювальні проводи і кабелі повинні бути оснащені необхідними наконечниками, щупами, затискачами, без пошкоджень ізоляції, без використання електричного контакту методом "скрутки";

Не допускати випадків використання автотрансформаторів, дросельних котушок та реостатів для одержання пониженої напруги; включення трансформаторів, перетворювачів частоти струму, випрямлячів струму, не перевіривши їх справності і не оглянувши під підключеною напругою.

7.2.3. Про непридатність спецодягу, взуття, індивідуальних засобів захисту, інструменту, контрольно-вимірювальних приладів та обладнання монтер ЕХЗ повинен повідомити керівника робіт і не ставати до роботи до їх заміни на справні.

7.3 Вимоги безпеки під час виконання роботи

7.3.1. Усі роботи у діючих УКЗ монтери ЕХЗ виконують за нарядами-допусками і розпорядженнями для робіт в електроустановках.

7.3.2. Під час виконання технічних заходів з організації роботи на УКЗ проводяться необхідні відключення та вживаються заходи, що запобігають подачі напруги до місця роботи внаслідок помилкового або самовільного включення комутаційної апаратури, вивішуються різні попереджувачі і забороняючі плакати (наприклад, "НЕ ВКЛЮЧАТИ -ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ", "НЕ ВКЛЮЧАТИ - РОБОТА НА ЛІНІЇ", "НЕ ВІДКРИВАТИ -ПРАЦЮЮТЬ ЛЮДИ"), а за необхідності виставляються огороження, підключають до "землі" переносні заземлення, перевіряють відсутність напруги на струмоведучих частинах, де повинно бути накладено переносне заземлення. Після накладення заземлення, вивішують плакати "СТІЙ - ВИСОКА НАПРУГА", "НЕ ЗАЛАЗЬ - ВБ'Є", "ПРАЦЮВАТИ ТУТ", за необхідності огорожують струмоведучі частини, які залишаються під напругою. Заміряється опір захисного заземлення корпусу перетворювача, він повинен бути не більше 4 Ом.

На УКЗ, які живляться від повітряних ліній електропередач, під час грози проводити роботи не дозволяється.

7.3.3 Експлуатація електроустановок ЕХЗ (до 1000 В) та пов'язані з нею роботи можуть проводитись за письмовим чи усним розпорядженням з наступним оформленням в оперативному (експлуатаційному) журналі, або у порядку поточної експлуатації з записом в оперативному журналі.

7.3.4 У порядку поточної експлуатації в установках ЕХЗ напругою до 1000 В дозволяється проводити наступні роботи без відключення напруги:

- прибирання приміщень, якщо перетворювач установки катодного захисту розміщений у будинку обхідника або на ГРС;
- чищення і витирання кожухів електрообладнання;
- заміну пробочних та трубчастих запобіжників.

7.3.5 За умови повного відключення напруги на УКЗ дозволяється ремонтувати магнітні пускачі, пускові кнопки-автомати, рубильники, реостати, контактори, випрямлячі струму, освітлювальну проводку, міняти запобіжники. При виконанні вказаних робіт установка катодного захисту повинна бути відключена від джерел живлення не менш ніж у двох місцях.

7.3.6. Роботи в установках катодного захисту напругою до 1000 В, що пов'язані з підйомом на висоту і роботою з драбин, проводяться не менше, ніж двома робітниками, при повному відключенні напруги.

Роботи з частковим відключенням напруги повинні виконуватися не менше, ніж двома робітниками.

Кожне анодне заземлення повинно бути занесено у паспорт УКЗ, який містить схему заземлень з прив'язками, основні технічні і розрахункові величини, дані про результати оглядів і вимірів.

7.3.7 Переносний електроінструмент підключається тільки за допомогою штепсельних з'єднань.

Під час роботи переносним електроінструментом у приміщеннях з підвищеною небезпекою необхідно використовувати захисні засоби (діелектричні рукавички, гумові килимки, калоші), корпуси інструментів повинні надійно заземлюватись.

Перетворювач УКЗ повинен закриватися на замок, а по периметру огорожі повинні встановлюватися попереджувачі плакати.

7.3.8 Під час підключення дренажного кабелю, спочатку необхідно його підключити до відключеної дренажної установки, а потім до залізничних рейок, шляхового дроселя або "мінусової" шини тягової підстанції. Підключення повинно проводитися під наглядом працівника залізниці.

7.3.9 Усі роботи з використанням генераторної групи пересувної електролабораторії електрохімзахисту (ПЕЛ ЕХЗ) необхідно виконувати при заземлених корпусах.

7.3.10 Перед кожним новим запуском генератора, для запобігання перенапруженню, необхідно повністю вводити в електричне коло збудження його реостат.

7.3.11 Для запобігання ураженню електричним струмом, забороняється торкатися будь-яких струмонесучих проводів, шин, кабелів, клем, а також внутрішніх вузлів керування і контролю під час роботи.

7.3.12 Під час переключення зовнішніх ланцюгів на розподільчій панелі ПЕЛ ЕХЗ та під час ремонту силових каналів стенда керування і контролю, необхідно відключати напругу з генератора і виключати вимикач В-1.

З метою запобігання можливості нещасних випадків з обслуговуючим персоналом, забороняється відключати, закорочувати автоматичне блокування ПЕЛ ЕХЗ, знімати огороження.

Величина опору ізоляції електроланцюгів повинна відповідати нормам, що вказані в інструкції по експлуатації ПЕЛ ЕХЗ (при температурі оточуючого середовища 25°C і відносній вологості повітря: 45-80% - 40 МОм; 100% - 5 МОм).

Перед роботою на ділянці розміщення електродів генераторної установки необхідно виставляти попереджувачі плакати.

Не допускаються випадки перевезення у салоні ПЕЛ ЕХЗ сторонніх осіб.

7.3.13 Номінальні напруги джерел струму УКЗ не повинні перевищувати 36 В для підземних і 12 В для підводних газопроводів.

7.3.14 Захист об'єктів, поблизу яких можливе виникнення вибухонебезпечних чи пожежеонебезпечних концентрацій повітря робочої зони, може виконуватися тільки за допомогою окремих протекторів із силою струму не більше 1 А. При цьому необхідно вживати попереджувачих заходів проти виникнення у повітрі іскри.

7.3.15. *Вимоги безпеки під час виконання земляних робіт і термітного приварювання катодних виводів на діючому газопроводі:*

Катодним виводом, що приварюється термітним зварюванням, може бути стержень із низьковуглецевої сталі 0 6-12 мм.

Під час копання шурфів для перевірки стану ізоляції труб, приварювання до газопроводу катодних стержнів дозволяється не понижувати тиск у газопроводі. Роботою повинна керувати відповідальна особа, яка призначена наказом по підприємству.

Шурфи необхідно копати тільки вручну з дотриманням кута природного скосу ґрунту і, за необхідності, укріплювати стіни щитами. Розмір шурфу 1 x 1,5 м. У шурфі повинні бути влаштовані два виходи у протилежні від труби напрямки.

Перед початком робіт на діючому газопроводі необхідно уточнити місце його знаходження і глибину залягання за допомогою спеціальних приладів або відриваючи шурфи через 50 м.

Шурфи, що відкриваються на території головних споруд, КС і ГРС, а також на трасі газопроводу в місцях проходження людей, повинні бути огорожені.

Проводити земляні роботи і термітне зварювання катодних стержнів за наявності витoku газу не допускається до усунення витoku.

Роботи по ліквідації витоків газу на лінійній частині магістрального газопроводу виконує персонал лінійно-експлуатаційної служби, який попередньо навчений і допущений наказом по управлінню магістральних газопроводів (УМЕ) до виконання газонебезпечних і вогневих робіт.

Для приварювання виводів ЕХЗ на верхній частині труби знімається ізоляція площею 100x150 мм, поверхня труби старанно очищується і промивається розчинником. Кінець стержня і місце приварювання зачищається напилком до металевого блиску.

До приварювання стержня до труби, оглядається стан ізоляції труби і складається картка огляду.

Приварювання катодних стержнів до діючого газопроводу дозволяється тільки за письмовою вказівкою начальника або головного інженера підприємства.

Перед виконанням роботи необхідно переконатися у справності тигель-форми. Закритий тигель перевіряється на щільність прилягання вкладишів. При прогляданні на світло на стику половинок не повинно бути щілин.

На зачищене місце верхньої частини труби встановлюється тигель-форма. У нижній боковий отвір форми перпендикулярно до осі труби встановлюється зачищений кінець катодного стержня. Необхідно слідкувати за тим, щоб кінець стержня був встановлений точно у центрі литника. Кінець стержня під зварювання з трубою обробляється на довжині 30 мм.

У тигель-форму вставляється один металевий вкладиш. У верхній отвір форми висипається одна порція терміту і закривається кришкою. Для розпалювання тигель-форми запалюють термітний сірник і опускають його в отвір кришки форми. Персонал, що виконує роботу, повинен швидко вийти з шурфу і чекати, поки згорить терміт.

Не менш, ніж через 3 хвилини після закінчення горіння терміту, можна спуститися у шурф і зняти тигель-форму.

Після зняття тигель-форми перевірити якість приварювання і легким постукуванням молотка видалити шлак з поверхні контакту.

Виконати ізоляційне покриття посиленого типу місця приварювання стержня.

З метою запобігання виникненню травматизму, аварій та недопущення порушення нормативних актів з охорони праці необхідно дотримуватись наступних вимог безпеки :

- приварювання катодних стержнів термітним зварюванням необхідно здійснювати на тилі труби, не допускати випадків приварення на зварних швах газопроводів та ближче 100 мм від них (бо це може привести до зниження міцності газопроводу);

- не торкатися голою рукою до місця зварювання до повного його охолодження;

- не допускаються випадки приварювання катодних стержнів термітним зварюванням у вибухонебезпечних приміщеннях КС, АГНКС, ГРС та інших об'єктів;

- під час зварювання не залишати у прямику терміт, термітні сірники або запали;

- не спостерігати за зварюванням термітом без захисних окулярів;

- не підсушувати термітні сірники високою температурою або відкритим полум'ям;

- не проводити термітне зварювання на вологій трубі та гасити терміт водою, бо це може привести до виплеску з тигель-форми термітної суміші або вибуху;

- проводити зварювання тільки справною тигель-формою;

- не передавати терміт і термітні сірники стороннім особам;

- не допускається знаходження людей і техніки ближче 2 м від газопроводу під час проведення термітного зварювання.

Терміт, термітні сірники або запали зберігаються окремо у спеціально відведеному сухому місці у закритій упаковці.

Ящики із запасом терміту, термітні сірники або запали повинні знаходитися на відстані не менш 5 м від прямику. У випадку займання терміту гасити необхідно піском, землею або вуглекислою.

Перевозити терміт дозволяється тільки на автотранспорті, що спеціально виділений. Водій повинен бути проінструктований щодо правил поводження і перевезення піротехнічних матеріалів.

Термітні набойки і коробки з сірниками необхідно відкривати безпосередньо перед використанням.

7.4. Вимоги безпеки після закінчення роботи

4.1. Зробити необхідні записи у відповідній документації. Відновити розміщення попереджувачих табличок, які повинні бути у наявності постійно.

4.2. За наявності на об'єктах дверей, шаф, огорож, все зачинити на замки.

4.3. Прибрати відходи виробництва і сміття у спеціально відведене місце.

4.4. Прибрати інструмент, прилади, захисні засоби, спецодяг і взуття, помити руки і обличчя водою з милом, за можливості прийняти душ.

4.5. Про всі недоліки, виявлені у процесі роботи, монтер ЕХЗ повідомляє керівника робіт (начальника служби ЕХЗ).

7.5. Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях

5.1. Монтер ЕХЗ повинен знати свої обов'язки згідно з Планом локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій (ПЛАС), в якому розроблені заходи безпеки щодо сповіщення про виникнення аварійних ситуацій та аварій і про першочергові дії у разі їх виникнення.

5.2. Види аварійних ситуацій: витоки газу з діючого газопроводу; раптова поява напруги на електрообладнанні; обвал траншеї (шурфу); загорання бітуму в котлі.

5.3. У разі виявлення газу у зоні виконання робіт необхідно терміново :

- призупинити роботу;
- будь-яким доступним способом зв'язку повідомити диспетчера УМГ і інженера ЕХЗ УМ Г про небезпеку;
- виставити попереджуючі і забороняючі плакати (таблички) на напрямках можливої появи людей або засобів транспорту;
- організувати чергування протягом кордону небезпечної зони для запобігання появі у зоні людей і тварин.

Роботи з обслуговування УКЗ дозволяється відновити після повної ліквідації небезпеки спеціалістами лінійно-експлуатаційної служби УМГ.

5.4. Під час раптової появи напруги на обладнанні ЕХЗ, що обслуговується, необхідно терміново :

- призупинити роботу;
- відключити прилади і електроінструмент;
- будь-яким способом зв'язку повідомити диспетчера і інженера ЕХЗ;
- вивчити обстановку і виявити причину появи напруги;
- ліквідувати причину появи напруги;
- виконати додаткові заходи із запобігання подібній ситуації (виконати видимий розрив лінії живлення на вході перетворювача, підключити переносне заземлення на струмоведучі проводи).

Відновлення робіт по обслуговуванню УКЗ дозволяється інженером ЕХЗ за погодженням диспетчера підприємства, в якому проводяться ці роботи.

5.5. У разі обвалу ґрунту траншеї чи шурфу, коли там знаходяться люди, необхідно: призупинити роботу;

терміново, за допомогою підручних знарядь, евакуювати працівників із траншеї

Висновок

В процесі роботи над дипломним проектом на тему : «Проектування , монтаж та обслуговування газопостачання села Мошенка Сумської області з розробки газифікації житлового будинку висвітлення питання монтажу анодного заземлення» на підставі розрахунків обґрунтовано вибір схеми газопостачання села, визначено потреби в газовому паливі споживачів різних категорій, виконано гідравлічний розрахунок розподільчих мереж середнього тиску.

Відповідно до завдання виконано проєкт газифікації житлового будинку та гідравлічний розрахунок системи газопостачання.

На прикладі ділянки вуличного газопроводу обґрунтовано вибір потоково-захватного методу проведення робіт по будівництву підземних розподільчих газових мереж.

Особливу увагу приділено питанню монтажу анодних заземлювачів. Вважаю, що отримані мною знання стануть основою для плідної праці за обраним фахом.

Список використаних джерел

1. ДБН В.2.5-20-2001.Газопостачання. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання. - К.: Держбуд України, 2001. – 286 с.
2. ДСТУ Б.В.2.5-29:2006 Газопроводи підземні сталеві. Загальні вимоги до захисту від корозії. МІНБУД України 2006.
3. НПАОП 0.00-1.76-15Правила безпеки систем газопостачання. - Х.: Форт, 2015.- 92с.
4. ДБН 360-92 Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень. - К.: Укрархбудінформ, 1993.- 107 с.
5. ДБН А.3.1.-5-96 Організація будівельного виробництва. - К.: Укрархбуд - інформ, 1996.- 286 с.
6. ДБН Д.2.2 - 1 - 99 Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Збірник 1. Земляні роботи. - К.: Держбуд України, 2000.
7. ДБН Д. 2.2 - 25 - 99 Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Збірник 25. Магістральні та промислові трубопроводи газонафтопродуктів. - К.: Держбуд України, 2000.
8. ДБН Д. 2.2 - 24 - 99 Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Збірник 24. Теплопостачання та газопроводи - зовнішні мережі. - К.: Держбуд України, 2000.
9. ДБН Д. 2.2-22-99 Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Збірник 22. Водопровід - зовнішні мережі. Державний комітет будівництва, архітектури та житлової політики, Київ.: Держбуд України, 2000.
- 10.СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование. - М.: АПП ЦИТП, 1992. – 64 с.
- 11.СНиП 2.01.01-82 Строительнаяклиматология и геофизика. - М.: Стройиздат, 1983.- 186 с.
- 12.КТМ 204 України. Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні.- К.: Держбуд України, 1998.-376с.
- 13.ДСТУ 3336-96 Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги. - К.: Держбуд України, 1996.- 11 с.
- 14.Технічні вимоги та правила щодо застосування сигналізаторів вибухонебезпечних концентрацій чадного газу у повітрі приміщень житлових будинків і споруд. - К.: КиївЗНДІЕП, 1998.- 15 с.
- 15.Збірник поточних одиночних розцінок на будівельні роботи станом на 1 січня 2004 року. - Дніпропетровськ.: ЦМДБ Созидатель, 2004.
- 16.Наказ № 640 „Про затвердження Порядку технічного огляду, обстеження, оцінки та паспортизації технічного стану, здійснення

запобіжних заходів для безаварійного експлуатування систем газопостачання” від 24.10.2011.

17. Баладінський В.Л.,Лінівський О.М.,Хмара Л.А. та ін. Будівельна техніка: Навчальний посібник.-К.:Либідь,2001.
18. Більченко Н.В. Охорона праці. Конспект лекцій. – К.; 2007. 73с.
19. Дика В.Л., Суглобова С.Я. Газові мережі та устаткування. Методичні рекомендації щодо виконання курсового проекту "Газопостачання населеного пункту". – К. 2005.
- 20.Джигерей В.С. Екологія та охорона навколишнього середовища: Навчальний посібник. - К.: Знання, 2002.
- 21.Коновалов С.В. Автоматизація і телемеханізація газового господарства. - К: Урожай, 1996.- 205 с.
- 22.Єнін П.М., та інші. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природнім газом. Навчальний посібник. - К.: Логос, 2002.
- 23.Ковалко М.І., Денісюк С.П. Енергозбереження - пріоритетний напрямок державної політики України. - К: Держбуд України, 1998.- 506 с..
- 24.В.В. Сафонов. Інженерні рішення з охорони праці при розробці дипломних проектів інженерно-будівельних спеціальностей. – К: „Основа”, 2000.
- 25.Сідак В.С Дудолак О.С. Комплексні підходи до керування надійністю систем газопостачання. – Харків: 2006. – 248с.
- 26.Сідак ІВ.С. Інноваційні технології в діагностиці та експлуатації систем газопостачання. – Харків: - 226с.
- 27.Шальнов А.П. Строительство газових сетей и сооружений. - М.: Стройиздат, 1980.
- 28.Янович А.Я., Аствацатуров А.Ц. Охрана труда в газовомхозяйстве. – М.: «Недра», 1978. – 312с.