

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІДОКРЕМЛЕНИЙ СТРУКТУРНИЙ ПІДРОЗДІЛ
«ОХТИРСЬКИЙ ФАХОВИЙ КОЛЕДЖ
СУМСЬКОГО НАЦІОНАЛЬНОГО АГРАРНОГО УНІВЕРСИТЕТУ»
БУДІВНИЦТВО ТА ЦИВІЛЬНА ІНЖЕНЕРІЯ
Циклова комісія спеціальних дисциплін спеціальності
192 «Будівництво та цивільна інженерія»

Пояснювальна записка

до дипломного проекту

МОЛОДШОГО СПЕЦІАЛІСТА

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему «Проектування, монтаж та обслуговування систем газопостачання с. Гай Мошенка Сумської області одноступеневою системою з розробкою газифікації двоповерхового житлового будинку та питань використання біогазу з сміттєзвалищ як палива»

Виконала: студентка IV курсу, групи 44
галузі знань 19 **Архітектура та**
будівництво
спеціальності 192 **Будівництво та**
цивільна інженерія

Юрій Болюбах

(прізвище та ініціали)

Керівник Олексій ПУГАЧОВ

(прізвище та ініціали)

Рецензент _____

(прізвище та ініціали)

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

«____» _____ 2022 року

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ СТУДЕНТУ(ЦІ)

Болюбаху Юрію Романовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема проєкту «Проектування, монтаж та обслуговування систем газопостачання с. Гай- Мошенка Сумської області одноступеневою системою з розробкою газифікації двоповерхового житлового будинку та висвітлення питання використання біогазу з сміттєзвалищ як палива»

Керівник проєкту – Пугачов Олексій Олександрович
(прізвище, ім'я по батькові)

затверджені наказом по коледжу від 23 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-300кПа, промислові підприємства: мале підприємство 2МВт, ферма ВРХ 1,0 МВт,цегельний завод 2,5МВт . Тваринництво в індивідуальному секторі: свині -100 голів, корови - 75 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. Гідравлічний розрахунок газопроводів. Газопостачання двоповерхового житлового будинку.

3) Автоматизація систем газопостачання: Застосування комбінованих надомних регуляторів тиску.

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:

Організація робіт при введенні в експлуатацію систем газопостачання. Виконавча документація при введенні систем газопостачання в експлуатацію. Використання біогазу з сміттєзвалищ як палива.

6) Економічний розділ.

7) Охорона праці і навколишнього середовища. Висновок

Перелік використаних джерел. Додатки

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

Аркуш 1 - Генплан села. Розрахункові схеми газопостачання. Експлікація.

Аркуш 2 – Газифікація житлового будинку. План будинку з розташуванням газових приладів. Аксонометрична схема. Специфікація. Експлікація.

Аркуш 3 - Фрагмент генплану вулиці. Схема зварних стиків. Повздовжній профіль.

6 Консультанти розділів проєкту

Розділ	Прізвище, ініціали консультанта	Підпис, дата	
		завдання видано	завдання прийнято
1	Пугачов О.О. – керівник	02.12. 22	
2	Кошель Н.Ю.	10.01.23	
3	Пугачов О.О. – керівник	11.01.23	
4	Сталинська Л.І.	24.01.23	
5	Пугачов О.О. – 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)

(підпис)

Юрій Болубах

(власне ім'я, прізвище)

Керівник проєкту

(підпис)

Олексій Пугачов

(власне ім'я, прізвище)

Зміст

	Зміст	5
1	Загальний розділ	6
1.1	Вступ	6
1.2	Кліматичні та топографічні умови, характеристика ґрунтів, споживачів	6
2	Розрахунково-технічна частина	9
2.1	Загальні положення по підрахунках витрат газу.....	9
2.2	Розрахунок газопостачання.....	9
2.2.1	Визначення кількості жителів.....	9
2.2.2	Витрати газу на комунально-побутові потреби	10
2.2.3	Витрати газу на потреби теплопостачання.....	13
2.2.4	Витрати газу на потреби промислових і с/г підприємств.....	15
2.2.5	Розрахункові витрати.....	14
2.3	Система газопостачання.....	16
2.3.1	Вибір і обґрунтування систем газопостачання	16
2.3.2	Визначення оптимальної кількості КБРТ	16
2.4	Гідравлічний розрахунок газопроводів	16
2.4.1	Газопроводи високого (середнього) тиску	16
2.5	Газопостачання будинку	24
2.5.1	Визначення витрат газу	24
2.5.2	Гідравлічний розрахунок газопроводів	24
3	Автоматизація систем газопостачання	25
3.1	Застосування комбінованих надомних регуляторів тиску	25
4	Будівництво і монтаж системи газопостачання	26
4.1	Організація будівництва вуличного газопроводу	26
4.2.1	Організація будівництва вуличного газопроводу	26
4.2.2	Вибір ведучого механізму та машин, підрахунок об'ємів робіт і затрат праці	28
4.3	Захист газопроводів від корозії	35

5	Організація обслуговування систем газопостачання	40
5.1	Використання біогазу з сміттєзвалищ як паливо	40
6	Економічний розділ	42
6.1	Розрахунок кошторисної вартості об'єкту газифікації с. Гай Мошенка Сумської області	69
6.1.1	Складання локального кошторису газифікації	70
6.1.2	Складання об'єктного кошторису	71
6.1.3	Складання зведеного кошторису	72
6.2	Техніко-економічні показники газифікації	74
6.2.1	Розрахунок експлуатаційних витрат	74
7	Охорона праці і навколишнього середовища	53
7.1	Вимоги охорони праці при проведенні ремонтних робіт	53
7.3	Заходи по захисту навколишнього середовища при будівництві і експлуатації систем газопостачання	55
	Висновок	57
	Список використаних джерел	60

1 ЗАГАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Вступ

Дипломний проект виконано у відповідності до завдання, яке розроблено на основі наказу по коледжу.

Проектом передбачена повна газифікація села Гай Мошенка Сумської області природним газом на основі розрахунків потреби в газовому палеві споживачами

Задачею і основною метою даного проекту являється:

а) забезпечення соціально – побутових потреб населення в природному газі;

б) забезпечення газом промислової та іншої інфраструктури села при виконанні технологічних і виробничих завдань.

Основою для проектування є генеральний план населеного пункту, перспективний план розвитку інфраструктури населеного пункту та наявність джерел газопостачання.

Проектування виконувалося у відповідності до вимог будівельних норм і стандартів, які діють в нашій державі на даний час, зокрема: ДБН В.2.5-20-2018. Газопостачання, ДБН Б.2.2-12:2019 "Планування і забудова територій", НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання та ін.

Проект складається з розрахункової частини і графічної.

1.2 Кліматичні та топографічні умови, характеристика ґрунтів, споживачів

Село Гай Мошенка Сумської області знаходиться в південній частині області, в 5 км від районного центру м. Охтирка. Клімат помірно континентальний. Відносно статистично – метеорологічних даних та даних СНиП „Строительная климатология и геофизика” кліматичні умови характеризуються такими параметрами:

Розрахункова температура для проектування систем опалення $t_{оп} = -24^{\circ}\text{C}$;

Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період $t_c = -2,5^{\circ}\text{C}$;

Тривалість опалювального періоду – 195 діб.

Літній період характеризується більш стійкими кліматичними умовами. Середня температура складає $18 - 20^{\circ}\text{C}$, вологість повітря 76%. Найвища

температура зафіксована в липні і серпні (35°C). Кількість атмосферних опадів складає 354 – 370 мм.

Територія села за ґрунтово-геологічними ознаками має один інженерно геологічний район (лісовидних чорноземів, корозійна активність складає 40 – 60 омхм) і займає площу 12,9 га.

Висновок: Згідно класифікації ґрунтів, він відносяться до середньої корозійної активності. Всі сталеві газопроводи повинні бути захищені пасивною ізоляцією посиленого типу, і катодною поляризацією.



Рисунок 1. 2 – Типовий ґрунтово-геологічний розріз району

- 1 Ґрунтовий шар – чорнозем мало вологий, товщина шару 0,3 – 0,5 м;
- 2 Суглинок темно-сірий лісо видний, середньої густини, товщина шару 0,9 – 1,2м;
- 3 Супісок світло польовий, середньої густини, товщина шару 1,6 – 1,7 м.

Глибина залягання ґрунтових вод 2,5 – 3 м.

Глибина промерзання ґрунту складає 0,7 – 0,8 м.

Село Гай Мошенка знаходиться в західній частині Охтирського району.

Має достатньо високу щільність забудови.

За ландшафтними ознаками район будівництва відноситься до зони лісостепу; рельєф місцевості рівнинний, де не де має ухили місцевості до 3%.

В населеному пункті знаходяться такі підземні інженерні комунікації: водопровід та кабелі електрозв'язку.

До штучних перешкод на шляху газопроводів є автомобільні дороги, які проходять по вулицям села і які мають асфальтне покриття і відноситься до доріг III – ї категорії згідно класифікації.

Максимальна топографічна відмітка $H_{\max} = 157$ м;

Мінімальна $H_{\min} = 144$ м.

В цілому топографічні умови відносяться до нескладних і сприяють прокладанню газопроводів. Вулиці села достатньо широкі і майже всі мають зелені зони та тротуари.

В населеному пункті маємо таких споживачів газу:

1 Побутові – приватні одноповерхові і двоповерхові житлові будинки.

2 Комунально – побутові – школа, дитячий садок, лікарня, магазини, будинок побуту, поштове відділення, лазня, лікувально - профілактичний заклад, церква.

3 Промислові споживачі – цегельний завод, мале підприємство та ферма ВРХ.

В залежності від потреб споживачів газ використовується на такі потреби: для приготування їжі, гаряче водопостачання та опалення в

холодний період року, а також на промислові та технологічні потреби підприємств.

Проектується використання газу у всьому селі на опалення житлових будинків, гаряче водопостачання та приготування їжі на плитах. В населеному пункті мається опалювальна котельня, тому двоповерхові багатоквартирні будинки мають централізоване гаряче і холодне водопостачання та централізоване опалення. В цих будинках встановлені тільки газові плити.

2 РОЗРАХУНКОВО–ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальні положення по підрахунках витрат газу

При розробці проекту газопостачання с. Гай Мошенка Сумської області, визначаю 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 знаходжу окремо для кожної категорії споживачів:

- на комунально-побутові і санітарно-гігієнічні потреби населення;
- на опалення, вентиляцію і гаряче водопостачання індивідуальних житлових і громадських будинків;
- на промислові і с/г підприємства.

Споживання газу в населеному пункті в основному залежить від кількості жителів, ступеню благоустрою житла, кількості і потужності промислових підприємств, кліматичних умов характерних для району проектування.

2.2 Розрахунок газопостачання

2.2.1 Визначення кількості жителів

Кількість жителів N , чол., в селі визначаю згідно формули

$$N = \frac{F_{жс}}{f}, \quad (2.1)$$

де $F_{ж}$ – загальна площа житлових будинків, m^2 ;
 f – норма забезпеченості загальною площею, $m^2/чол.$, [23].

Загальну площу житлових будинків $F_{ж}$, m^2 , визначаю за формулою:

$$F_{ж} = F_з * B, \quad (2.2)$$

де $F_з$ – площа забудови населеного пункту, га (визначається по генплану);

B – густина житлового фонду, $m^2/га$, [23]

Таблиця 2.1 – Кількість жителів

Площа житлової забудови $F_з$, га	Густина житлового фонду B , $m^2/га$	Норма забезпечення житловою площею f , $m^2/га$	Загальна площа житлових будинків $F_{ж}$, m^2	Кількість жителів N , чол.
1	2	3	4	5
10,1	500	18	5050	278
2,8	3300	21	9240	513

Загальна кількість жителів в селі становить – 791 чол.

2.2.2 Визначення витрати газу на комунально-побутові потреби

Річна витрата газу на комунально-побутові потреби $V_{р}^{к-п}$, $m^3/рік$, визначається в залежності від кількості споживачів, норм витрати теплоти з урахуванням ступеню забезпеченості газопостачанням комунально-побутових потреб населення за формулою

$$V_{р}^{к-п} = N * S * x * \frac{q_n}{Q_p^n}, \quad (2.3)$$

де N – чисельність населення, чол.;

S – розрахункова кількість комунальних послуг, [23];

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

q_n – норма витрати теплоти на даний вид комунальних послуг, $МДж/рік$, [18];

Q_p^n – нижча теплота згорання палива, $МДж/м^3$.

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

Таблиця 2.2- Річні витрати газу на комунально-побутові потреби

Споживач, послуга	Розрахункова одиниця	Норма витрати теплоти, q_n МДж/рік	Кількість розрахункових одиниць на 1 жителя, S	Ступінь забезпечення, х	Загальна кількість розрахункових одиниць	Річна витрата газу, $V_p^{к-п}$ млн. м ³ /рік
1	2	3	4	5	6	7
Житлові будинки 1	1житель	4600	1	1	278	0,0376
2	1житель	8000	1	1	513	0,1210
Тварини: ВРХ	1 голову	8820			75	0,018
Свині	1 голову	4620			100	0,012
Немеханізовані пральні	1т сухої білизни	12600	0,05	0,5	19,8	0,0074
Лазні	1 помивка	40	53	0,5	9097	0,0107
Хлібозаводи	1т виробів	2500	0,22	1	174	0,013
Лікарні	1 ліжко	3200	0,012	1	9,5	0,008
Підприємства громадського харчування	1 обід	4,2	90	0,5	35595	0,004
Невеликі комунально-побутові підприємства						0,002
Всього						0,2037

Сумарні річні витрати газу на комунально-побутові потреби населеного пункту складають $V_p^{к-п} = 0,2037$ млн. м³/рік .

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

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

де $V_p^{к-п}$ - річна витрата газу споживачем, млн. м³/рік;
 K_{max} - коефіцієнт годинного максимуму, рік/год, [23].

Таблиця 2.3 – Годинні витрати газу на комунально-побутові потреби

Споживач, послуга	Річні витрати газу $V_p^{к-п}$, млн. м ³ /рік	Коефіцієнт Годинного Максимуму K_{max} , рік/год	Кількість споживачів N , чоловік	Годинна витрата газу $V_{год}^{к-п}$, м ³ /год
1	2	3	4	5
Житлові будинки	0,1586	1/2080	791	88,1
Тваринництво	0,03	1/1800	-	1,67
Немеханізовані пральні	0,0074	1/2900	—	2,5
Лазні	0,0107	1/2700	—	3,96
Хлібозавод	0,013	1/6000	—	2,17
Лікарня	0,008	1/2080	—	3,8
Гром. харчув.	0,004	1/2080	--	2,74
Невел.ком. побут.	0,002	1/2080	-	1,37
Всього				121,22

Сумарні годинні витрати газу на комунально-побутові потреби населеного пункту становлять $V_{год}^{к-п} = 121,22$ м³/год.

2.2.3 Витрати газу на потреби теплопостачання

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

$$V_{год}^{ов} = 3600 * [1 + K * (1 + K_1)] * \frac{q_0 * F_{ж} * 10^{-6}}{Q_n^p \eta}, \quad (2.5)$$

де K – коефіцієнт, який враховує витрату газу на опалення громадських будинків, $K = 0,25$, [23];

K_1 – коефіцієнт, який враховує витрату газу на вентиляцію (при розрахунках приймається $K_1 = 0,4$), [23];

q_0 – укрупнений показник мах теплового потоку на опалення 1м² загальної площі, Вт/м², [15];

η - коефіцієнт корисної дії опалювального приладу;

$F_{ж}$ – площа житлової забудови, м², (дивись табл.2.1).

Річну витрату газу на потреби теплопостачання, $V_p^{ов}$, млн. м³/рік, визначаю за формулою

$$V_p^{ов} = m_{ов} * V_{год}^{ов} * 10^{-6}, \quad (2.6)$$

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

Значення $m_{ов}$ знаходжу по формулі

$$m_{ов} = n_0 [24 * \frac{1 + K}{1 + K + K * K_1} * (\frac{t_g - t_{oc}}{t_g - t_o}) + Z * \frac{K * K_1}{1 + K + K * K_1} * (\frac{t_g - t_o}{t_g - t_{вент}})], \quad (2.7)$$

де n_0 – тривалість опалювального періоду, діб/рік, [15];
 t_v – температура внутрішнього повітря = 20°C;
 t_o – розрахункова температура за опалювальний період, °C;
 t_c – середня температура для розрахунку системи опалення, °C;
 $t_{вен}$ – розрахункова температура для проектування системи вентиляції,
 °C; t_{oc} – середня розрахункова температура зовнішнього повітря за
 опалювальний період, °C;

Z – кількість годин роботи систем вентиляції, год/добу.

Розрахунок витрат газу на потреби тепlopостачання веду в формі таблиці (дивись таблицю 2.4).

Таблиця 2.4 – Витрати газу на потреби тепlopостачання

Район	Загальна площа $F_{ж}, м^2$	К-ть жителів N , чол.	Тепловий потік на	Значення коефіцієнт	Витрати газу	
			Опалення q_0 , Вт/м ²		годинна, м ³ /год	Річна, млн. м ³ /рік
				$m_{ов}$	Ов	Ов
1	21	3	4	5	6	7
1	5050	278	169	2695	120,8	0,32
2	9240	513	83	2695	219,6	0,29

Витрата газу на тепlopостачання буде складати: $V_{год} = 340,4$ м³/год, $V_{річ} = 0,61$ 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 $V_{год}$, м³/год, для кожного із промислових підприємств по формулі

$$V_{год}^{mn} = \frac{Q_{\Sigma} * 3600}{Q_p * \eta}, \quad (2.8)$$

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

η – коефіцієнт корисної дії обладнання ($\eta = 0,7$), [18].

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

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

де K_{\max} – коефіцієнт годинного максимуму витрати газу в цілому по підприємству, приймається в залежності від виду виробництва. Розрахунки ведуть в формі таблиці (дивись таблицю 2.5).

Таблиця 2.5 – Витрати газу на потреби промислових підприємств

Назва підприємства	Потужність встановленого обладнання, МВт	Коефіцієнт годинного максимуму, K_{\max}	Витрати газу	
			Годинні, м ³ /год	річні, млн.м ³ /рік
1	2	3	4	5
Мале підпр.	2	1/5200	353	2,012
Ферма ВРХ.	1	1/2000	105	0,21
Цег. завод	2,5	1/5200	227	1,2

2.2.5 Розрахункові витрати

За результатами розрахунків витрат газу різними категоріями споживачів з урахуванням рекомендацій по підключенню споживачів до газових мереж складають зведену таблицю розрахункових витрат газу. На основі даних визначають навантаження на мережу середнього тиску, з урахуванням концентрації витрат газу. Розрахунки ведуть в формі таблиці (дивись таблицю 2.6).

Таблиця 2.6 – Зведена таблиця розрахункових витрат газу

Споживачі	Розрахункові годинні витрати газу, м ³ /год		
	Загальні	Середнього (р/роз)	Зосереджені
1	2	3	4
1.Житлові будинки	88,1	88,1	-
2.Великі комунально-побутові підприємства:			-
а) немех. пральня	2,55	2,55	
б) лазня	3,96	3,96	-
в) хлібозавод	2,17	2,17	-
г) лікарня	3,8	3,8	-
д) гр.харч.	2,74	2,74	-
3. Ферм. господар.	2,1	2,1	-

4. Теплопостачан.	340,4	340,4	-
5.Промислові підпр.			
а) мале підприєм.	353	-	353
б) ферма ВРХ.	105		105
в) цег.завод	227	-	227
Всього	1121	685	436

Загальна витрата газу населеним пунктом складає 1121 м³/год. Тому що прийнята одноступенева система газопостачання в селі все навантаження на мережу середнього тиску.

2.3 Система газопостачання

2.3.1 Вибір і обґрунтування систем газопостачання

Забудова с. Гай Мошенка Сумської області найбільш сприятлива для проектування закільцьованої системи газопостачання. Проектом передбачається одноступенева система газопостачання. Останнім часом така система набула широкого застосування при газифікації сільської місцевості (для зниження тиску з середнього до низького у кожного споживача встановлюють комбінованих будинкових регуляторів тиску газу (КБРТ) типу РТГП-20. Газопроводи середнього тиску - 400 кПа живляться від газорозподільних станцій (ГРС).

2.3.2 Визначення оптимальної кількості КБРТ

Кількість КБРТ , n , шт. визначаю за формулою:

$$n = \frac{V_{p.p}}{V_{opt}} , \quad (2.10)$$

де $V_{p.p}$ –рівномірно розподілене навантаження на мережу середнього тиску (див. таблицю 2.6) ;

V_{opt} –оптимальна витрата газу одним КБРТ, м³/год [23]. Вважаю доцільним в селі від одного КБРТ жити не менше 2-3 садиб, витрати газу в середньому складатимуть 18-20 м³/год. Такі витрати забезпечить регулятор РТГП-20.

$$n = 685/20 = 34 \text{ шт.}$$

Так як , витрата газу одним регулятором більше 10 м³/год , то згідно вимог [12] проектую шахову установку з двома лініями редуціровання ПГРШ-5-2-У2 з вихідним тиском 2200Па.

2.4 Гідравлічний розрахунок газопроводів

2.4.1 Газопроводи середнього тиску

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

Джерелом газопостачання мереж середнього тиску є газопровід середнього тиску.

Гідравлічний режим работ газопроводів призначаю виходячи з умов максимального використання розрахункового перепаду тиску. Розрахунок розподільчих мереж виконую у наступній послідовності:

1. складаю розрахункову схему газопроводів на яку наношу:

а) зосереджених споживачів з вказівкою їх шифрів і навантажень (годинна витрата газу);

б) схему газопроводів середнього тиску з поділом на ділянки. Нумерацію вузлів виконую починаючи від джерела газопостачання до найбільш віддаленого споживача;

в) розрахункові витрати газу та геометричні довжини ділянок.

В розрахункових схемах витрати газу спочатку наношу на відгалуження до кожного окремого споживача. На магістральних ділянках мережі витрати газу визначаю у вигляді суми витрат для всіх відгалужень, починаючи з самого віддаленого споживача.

Згідно вимог сумарна втрата тиску від ГРС до найбільш віддаленого приладу не повинна перевищувати 200 кПа. Манометричний тиск у газопроводі після ГРС як правило приймається 400 кПа, [23].

Гідравлічний розрахунок виконую методом питомих втрат тиску на тертя в наступній послідовності. Креслю розрахункову схему, на якій нумерую вузлові точки, проставляю напрямок руху газу і довжини ділянок.

Спочатку знаходжу шляхові витрати газу на ділянках мереж $V_{шли}$, м³/год, згідно формули

$$V_{шли} = L_{прі} * \frac{V_{грп} - V}{\sum_1^n L_{пр}}, \quad (2.11)$$

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

$V_{грп}$ – потужність ГРП м³/год.;

V – витрати газу зосередженими споживачами, які приєднані до мережі низького тиску, м³/год.;

n – кількість ділянок мережі низького тиску.

Приведену довжину ділянки $L_{прі}$, м, визначаю за формулою

$$L_{прі} = L_r * K_e * K_3, \quad (2.12)$$

де L_r – геометрична довжина ділянки, м;

K_e – коефіцієнт поверховості (приймаю рівним одиниці);

K_3 – коефіцієнт забудови (для двосторонньої забудови $K_3=1$, для односторонньої забудови $K_3=0,5$; для магістрального газопроводу $K_3=0$).

Питому витрату газу V_n , визначаю за формулою

$$V_n = \frac{V_{грп}}{\sum L_{прі}}, \quad (2.13)$$

де $V_{грп}$ – навантаження на ГРП, м³/год;

$\sum L_{прі}$ – приведена довжина і-тої ділянки газопроводу, м.

$$V_{пит} = 685/5000 = 0,0872 \text{ м}^3/\text{год} \cdot \text{м}$$

Розрахунки ведуть в формі таблиці (дивись таблицю 2.7).

Таблиця 2.7-Шляхові витрати газу

№ ділянки		Геометрична довжина L_r , м	Коефіцієнт		Приведена довжина $L_{пр}$, м	Шляхова витрата $V_{шл}$, м ³ /год
поч	кін		етажності K_e	збудови K_3		
1	2	140	1	0,5	70	6
2	3	130	1	0,5	65	5
3	4	140	1	1	140	12
4	5	250	1	1	250	22
5	6	90	1	0,5	45	4
6	7	210	1	0,5	105	9
7	8	210	1	1	210	18
8	9	100	1	1	100	9
9	10	350	1	1	350	30
7	23	240	1	1	240	21
23	24	280	1	1	280	24
24	10	120	1	0,5	60	5
5	21	270	1	0,5	130	12
7	21	90	1	0,5	45	4
21	22	220	1	0,5	110	10
22	23	170	1	1	170	14
6	18	220	1	0,5	110	10
18	8	120	1	1	120	10
5	16	150	1	0,5	75	7
16	17	200	1	0,5	100	9
17	18	120	1	1	120	10

1	11	230	1	0,5	115	10
11	12	140	1	1	140	12
12	13	130	1	1	130	11
13	14	100	1	1	100	9
14	15	125	1	1	125	11
15	16	125	1	1	125	11
14	19	320	1	0,5	160	13
19	20	130	1	1	130	12
20	17	120	1	1	120	11
15	20	280	1	1	280	24
2	12	220	1	1	220	20
3	13	220	1	1	220	20
4	14	240	1	1	240	21
$\sum L_{\text{пр}} = 5000$						685

Вузлові витрати газу

Поняття вузлової витрати газу вводиться для полегшення обчислення розрахункових витрат газу. При цьому припускається, що в системі відбір газу відбувається лише у вузлах.

Визначаю вузлові витрати газу V^j , м³/год, по формулі

$$V^j = \frac{1}{2} \sum_1^m V_{\text{шлі}} \text{ ,} \quad (2.1 \ 4)$$

де $V_{\text{шлі}}$ – шляхова витрата газу i -тою ділянкою, м³/год;

m – кількість ділянок, які збігаються в i -ому вузлі.

$$V^1 = 0,5 \cdot (V_{1-2} + V_{1-11} + V_{1-25}) = 8 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^2 = 0,5 \cdot (V_{1-2} + V_{2-3} + V_{12-2}) = 15,5 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^3 = 0,5 \cdot (V_{2-3} + V_{3-4} + V_{3-13}) = 18,5 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^4 = 0,5 \cdot (V_{3-4} + V_{5-4} + V_{4-14}) = 27,5 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^5 = 0,5 \cdot (V_{5-4} + V_{5-21} + V_{6-5} + V_{5-16}) = 22,5 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^6 = 0,5 \cdot (V_{18-6} + V_{6-5} + V_{6-7}) = 11,5 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^7 = 0,5 \cdot (V_{6-7} + V_{7-8} + V_{7-21} + V_{7-23}) = 26 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^8 = 0,5 \cdot (V_{7-8} + V_{8-9} + V_{8-18}) = 18,5 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^9 = 0,5 \cdot (V_{8-9} + V_{9-10} + V_{9-27}) = 19,5 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{10} = 0,5 \cdot (V_{9-10} + V_{24-10}) = 17,5 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{11} = 0,5 \cdot (V_{1-11} + V_{11-12}) = 11 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{12} = 0,5 \cdot (V_{12-11} + V_{2-12} + V_{12-13}) = 22,5 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{13} = 0,5 \cdot (V_{13-12} + V_{3-13} + V_{14-13}) = 20 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{14} = 0,5 \cdot (V_{14-13} + V_{14-15} + V_{4-14} + V_{14-19}) = 27 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$V^{15} = 0,5 \cdot (V_{14-15} + V_{20-15} + V_{15-16}) = 23 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V^{16} = 0,5 \cdot (V_{11-16} + V_{17-16} + V_{5-16}) = 13,5 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V^{17} = 0,5 \cdot (V_{20-17} + V_{17-18} + V_{16-17}) = 15 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V^{18} = 0,5 \cdot (V_{17-18} + V_{18-8} + V_{18-6}) = 15 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V^{19} = 0,5 \cdot (V_{14-19} + V_{19-20}) = 12,5 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V^{20} = 0,5 \cdot (V_{19-20} + V_{20-17} + V_{15-20}) = 23,5 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V^{21} = 0,5 \cdot (V_{5-21} + V_{22-21} + V_{7-21}) = 13 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V^{22} = 0,5 \cdot (V_{21-22} + V_{23-22}) = 12 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V^{23} = 0,5 \cdot (V_{23-22} + V_{23-24} + V_{7-23}) = 29,5 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V^{24} = 0,5 \cdot (V_{23-24} + V_{10-24}) = 14,5 \text{ м}^3/\text{год}$$

Сума вузлових витрат дорівнює навантаженню на середню мережу з рівномірно розподіленим навантаженням $\Sigma V^j = 685 \text{ м}^3/\text{год}$.

Розрахункові витрати газу

Визначаю розрахункові годинні витрати газу на ділянках, використовуючи перший закон Кіргофа, який стосовно газових мереж, можна сформулювати таким чином: кількість газу, який відбирається у вузлі з урахуванням вузлової витрати, повинно забезпечуватись рівною кількістю газу, що надходить в даний вузол.

Мінімальне значення розрахункової витрати газу на ділянці повинно бути не менше половини шляхової витрати. Визначення розрахункових витрат V_i , $\text{м}^3/\text{год}$, розпочинаю з найбільш віддалених від початку мережі вузлів за формулою:

$$V_i \leq \frac{1}{2} V_{\text{шлп}}, \quad (2.15)$$

Вузол 10: $V^{10} = V_{9-10} + V_{10-24} = 17,5 \text{ м}^3/\text{год}$; $V_{9-10} = 15 \text{ м}^3/\text{год}$; $V_{10-24} = 2,5 \text{ м}^3/\text{год}$.

Вузол 9: $V^{27} + V_{9-10} + V^9 = V_{8-9} = 353 + 15 + 19,5 = 387,5 \text{ м}^3/\text{год}$;

Вузол 8: $V_{7-8} = V^8 + V_{8-9} + V_{8-18} = 18,5 + 387,5 + 5 = 411 \text{ м}^3/\text{год}$;

Вузол 18: $V_{18-17} + V^{18} = V_{6-18} + V_{8-18}$; $V_{18-17} = 5 \text{ м}^3/\text{год}$; $V_{6-18} = 15 \text{ м}^3/\text{год}$.

Вузол 19: $V^{19} = V_{19-20} + V_{14-19} = 12,5 \text{ м}^3/\text{год}$; $V_{19-20} = 6 \text{ м}^3/\text{год}$; $V_{14-19} = 6,5 \text{ м}^3/\text{год}$.

Вузол 20: $V^{20} + V_{19-20} + V_{17-20} = V_{15-20}$; $V_{17-20} = 5,5 \text{ м}^3/\text{год}$; $V_{15-20} = 35 \text{ м}^3/\text{год}$.

Вузол 17: $V^{17} = V_{18-17} + V_{20-17} + V_{16-17} = 15 \text{ м}^3/\text{год}$; $V_{16-17} = 4,5 \text{ м}^3/\text{год}$.

Вузол 16: $V^{16} + V_{16-17} + V_{16-5} = V_{15-16}$; $V_{5-16} = 3,5 \text{ м}^3/\text{год}$; $V_{15-16} = 21,5 \text{ м}^3/\text{год}$.

Вузол 15: $V^{15} + V_{15-16} + V_{15-10} = V_{14-15} = 79,5 \text{ м}^3/\text{год}$;

Вузол 24: $V^{24} + V_{24-10} = V_{23-24} = 17 \text{ м}^3/\text{год}$.

Вузол 22: $V^{22} = V_{23-14} + V_{21-22} = 12 \text{ м}^3/\text{год}$; $V_{21-22} = 5 \text{ м}^3/\text{год}$; $V_{23-22} = 7 \text{ м}^3/\text{год}$;

Вузол 23: $V^{23} + V_{23-24} + V_{23-22} = V_{7-21} = 53,5 \text{ м}^3/\text{год}$.

Вузол 21: $V^{21} + V_{21-22} = V_{5-21} + V_{7-21}$; $V_{7-21} = 2 \text{ м}^3/\text{год}$; $V_{5-21} = 16 \text{ м}^3/\text{год}$.

Вузол 7: $V^7 + V_{7-23} + V_{7-21} + V_{7-8} = V_{6-7} = 492,5 \text{ м}^3/\text{год}$;

Вузол 6: $V^6 + V_{6-7} + V_{6-18} = V_{5-6} = 535 \text{ м}^3/\text{год}$.

Вузол 5: $V^5 + V_{5-12} + V_{5-6} = V_{4-5} + V_{16-5}$; $V_{4-5} = 570 \text{ м}^3/\text{год}$.

Вузол 4: $V^4 + V_{4-5} + V_{4-14} = V_{3-4}$; $V_{4-14} = 10,5 \text{ м}^3/\text{год}$; $V_{3-4} = 608 \text{ м}^3/\text{год}$.

Вузол 3: $V^3 + V^{26} + V_{3-4} + V_{13-3} = V_{2-3}$; $V_{13-3} = 10 \text{ м}^3/\text{год}$; $V_{2-3} = 741,5 \text{ м}^3/\text{год}$.
 Вузол 2: $V^2 + V_{2-3} = V_{12-2} + V_{1-2}$; $V_{12-2} = 10 \text{ м}^3/\text{год}$; $V_{2-3} = 767 \text{ м}^3/\text{год}$.
 Вузол 14: $V^{14} + V_{14-19} + V_{14-15} = V_{13-14} + V_{4-14}$; $V_{13-14} = 102,5 \text{ м}^3/\text{год}$.
 Вузол 13: $V^{13} + V_{13-14} = V_{12-13} + V_{3-13}$; $V_{12-13} = 112,5 \text{ м}^3/\text{год}$.
 Вузол 12: $V^{12} + V_{12-13} = V_{11-12} + V_{2-12}$; $V_{11-12} = 45 \text{ м}^3/\text{год}$.
 Вузол 11: $V^{11} + V_{11-12} = V_{1-11} = 136 \text{ м}^3/\text{год}$.
 Вузол 1: $V^1 + V_{1-2} + V_{1-11} + V^{25} = V_{0-1} = 1121 \text{ м}^3/\text{год}$. –дорівнює витратам.

2. Визначаю питому різницю квадратів тиску для головної магістралі, A , $(\text{кПа})^2/\text{м}$, по формулі:

$$A = \frac{P_n^2 - P_k^2}{\Sigma L_i}, \quad (2.16)$$

де P_n – абсолютний тиск газу на виході з ГРС;

P_k – абсолютний тиск газу на вході у найбільш віддаленого споживача, кПа;

L_i – довжина i -ої ділянки головної магістралі, м.

$$A = \frac{400^2 - 200^2}{1620} = 74 \text{ кПа}^2/\text{м}$$

3. орієнтуючись на різницю квадратів тиску по номограмі в залежності від витрати газу на ділянці та її довжини підбираю діаметр газопроводу, уточнюю дійсне значення величини ΔP^2 .

Значення тиску в кінці ділянки визначаю по формулі:

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - \Delta P^2}, \quad (2.17)$$

де P_n – початковий тиск газу, кПа;

ΔP^2 – різниця квадратів тиску, $(\text{кПа})^2$.

$$P_k = \sqrt{160000 - 119716} = 346 \text{ кПа}$$

Отриманий тиск є початковим для наступної, за напрямком руху газу, ділянки.

Нев'язка тисків у найбільш віддаленого споживача не повинна перевищувати 10%.

При ув'язуванні відгалужень у вузлових точках попередньо визначаю тиск газу, а потім знаходжу питому різницю квадратів тиску для даного відгалуження.

4. нев'язка тисків у вузлових точках повинна бути не більше 10%.

Початковий тиск прийняла 400 кПа.

Результати розрахунків зводжу в таблицю (дивись таблицю 2.8).

Таблиця 2.8 – Гідравлічний розрахунок газопроводів середнього тиску

Ділянка		V, м³/Го д	L _i ,м	L _p , м	A, (кПа)²/м	A·L _i , (кПа)²	D _з ×S, мм	ΔP², (кПа)²	P _{пi} , кПа	P _{кi} , кПа
Поч.	Кін.									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10.										
1	2	758	140	154	67,0	10318	133x4	9000	400	388
2	3	732	130	143		9581	114x4	14000	388	369
3	4	608	140	154		10318	114x4	16000	369	346

Продовження табл.2.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	5	570	250	275	67,0	18425	108x4	35000	346	290
5	6	535	90	99		6613	89x3	2000	290	285
6	7	492	210	231		15477	89x3	18000	285	250
7	8	411	210	231		15477	89x3	20000	250	210
8	9	388	100	110		7370	76x3	2500	210	203
9	10	15	350	385		25795	57x3	1250	203	199
ΣL _p = 1782						$\alpha = \frac{200 - 199}{200} = 0,005$				
Магістраль 1-11-12-13-14-15-16-17-18-8										
1	11	136	230	253	85,0	21505	60x3	19000	400	375
11	12	125	140	154		13090	60x3	14000	375	355
12	13	112	130	143		12151	57x3	14000	355	330
13	14	102	100	110		9350	57x3	10000	330	314
14	15	79	125	137		11645	57x3	11000	314	295
15	16	21	125	138		11730	57x3	11500	295	270
16	17	5	200	220		18700	57x3	16500	270	237
17	18	5	120	132		11220	57x3	11500	237	211
18	8	5	120	132		11220	57x3	5000	211	200
ΣL _p =1419					$\alpha = \frac{210 - 200}{210} = 0,05$					
Магістраль 7-23-24-10										
7	23	54	240	264	16,0	4224	57x3	4000	250	231
23	24	17	280	308		4928	57x3	4000	231	209
24	10	2,5	120	132		2112	57x3	2500	209	200
ΣL _p = 704										
Магістраль 5-21-22-23										
5	21	16	270	297	58,0	6210	57x3	2500	290	260
21	22	5	220	242		6100	57x3	2400	260	240
22	23	7	170	187		4870	57x3	2000	240	230
ΣL _p = 726										
Магістраль 14-19-20-17										
14	19	7	320	352	182,0	3506	57x3	2800	314	290
19	20	6	130	143		2580	57x3	2500	290	270
20	17	5	120	132		2480	57x3	2500	270	240
ΣL _p = 627										
Перемичка 15 - 20										
15	20	35	280	308	132,0	40566	57x3	12000	295	272
Перемичка 2 -12										
2	12	10	220	240	27,0	6480	57x3	3000	388	355

Перемичка 3 -13										
3	13	10	220	240	42,6	10224	57x3	3000	369	335

Продовження таблиці 2.8

Перемичка 4 -14										
4	14	10	240	264	50,5	13332	57x3	4000	346	310
Відгалуження 1 - 25										
1	25	227	50	55	2800	154000	57x3	120000	400	198
Відгалуження 3 - 26										
3	26	105	50	55	1722,0	94689	57x3	90000	369	211
Відгалуження 9 -27										
9	27	353	50	55	446	24516	76x3	10000	203	198

2.5 Газопостачання житлового будинку

2.5.1 Визначення витрат газу

Згідно завдання проекту і розраховую внутрішнє будинковий газопровід двохповерхового житлового будинку з восьми квартир. В кожній квартирі встановлено газова плита типу ПГ-4 «NORD». Номінальну витрату газу однією квартирою, V_n , м³/год., визначаємо за формулою

$$V_n = \frac{3,6 \cdot Q}{Q_n^p \cdot \eta}, \quad (2.18)$$

де Q – теплова потужність приладу, кВт;
 η – коефіцієнт корисної дії приладу.

$$Q_{ПГ} = 11,165 \text{ кВт};$$

Витрата газовою плитою $V_{ПГ}$, м³/год, буде складати

$$V_{ПГ} = \frac{3,6 \cdot 11,165}{34} = 1,18 \text{ м}^3/\text{год}$$

По витраті газу квартирою вибираємо лічильник: так як номінальні витрата газу складає 1,18 м³/год, тоді розрахункові витрати становитимуть $V_{p.p.} = V_{ПГ} \cdot K_{sim} = 1,18 \cdot 0,265 = 0,31 \text{ м}^3/\text{год}$. Проектую встановлення лічильників типу G1,6.

Сумарні витрати газу будинком становитимуть:

$$V_{сум.} = 8 \cdot 0,31 = 2,5 \text{ м}^3/\text{год.}$$

2.5.2 Гідравлічний розрахунок газопроводів.

Гідравлічний розрахунок розпочинаю з точки підключення дворового газопроводу до регулятора тиску, який встановлено на межі роз'єднання. Кінцева точка розрахунку – останній газовий прилад, проточний газовий водонагрівач. Розрахункова схема газопроводу приведена на аркуші №2 графічної частини.

Рекомендуємий перепад тиску згідно ДБН, $\Delta P_p = 600$ Па.

Гідравлічний опір лічильника, $\Delta P_1 = 200$ Па.

Тоді розрахунковий перепад тиску головної магістралі $\Delta P_{p1} = \Delta P_p - \Delta P_1 - \Delta P_2 = 600 - 200 = 400$ Па.

Середню питому втрату тиску на тертя R , Па/м, визначаємо

$$R = \frac{\Delta P_p}{\sum l_p}, \quad (2.19)$$

де $\sum l_p$ – сума розрахункових довжин по головній магістралі, м.

$\sum l_p = 32,3$ м, відповідно до схеми газопостачання будинку.

$$R = 17,35/29,0 = 0,6 \text{ Па/м}$$

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

Результати розрахунку зводжу у таблицю (дивись таблицю 2.9)

Таблиця 2.9 Гідравлічний розрахунок внутрішніс будинкових газопроводів

№ Ділянки	Номинальна витрата газу $\Sigma V_{ном}$, м ³ /год	Кількість квартир N,	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	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1-2	2,5	8	0,265	0,66	4,0	20	4,8	20	0,4	1,9
2-3	1,9	6	0,28	0,53	3,5	20	4,2	20	0,4	1,7
3-4	1,3	4	0,35	0,46	7,6	20	9,2	20	0,28	1,8
4-5	0,6	2	0,65	0,39	3,0	20	3,6	20	0,25	0,9
5-6	0,6	2	0,65	0,39	1,0	15	1,2	15	0,2	0,25
6-7	0,31	1	1,0	0,31	5,0	15	6,0	15	1,8	10,8
							$\Sigma = 29,0$			$\Sigma = 17,35$

Сумарний гідравлічний опір газопроводів становить 17,35 Па.

Гідростатичний тиск на вертикальних ділянках знаходжу по формулі

$$P_z = \pm g \cdot h(\rho_n - \rho_z), \quad (2.20)$$

де h – різниця геометричних відміток, м;

ρ_r , ρ_n – густина газу і повітря відповідно, кг/м³.

$$P_r = 9,8 \cdot 6,4 (1,2 - 0,7) = 31,4 \text{ Па}$$

Тоді загальні втрати тиску будуть складати:

$$\sum \Delta P = 17,35 + 200 - 31,4 = 186,0 \text{ Па} < 600 \text{ Па}$$

Як видно, сумарні втрати тиску не перевищують рекомендованого перепаду.

Розрахункова схема внутрішньо будинкового газопроводу приведено на кресленні № 2.

3 АВТОМАТИЗАЦІЯ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

3.1 Застосування комбінованих надомних регуляторів тиску

Основним з елементів газопостачання будинків при одноступеневій системі є комбінований регулятор. Розроблено регулятор тиску перед побутовими газовими приладами для підтримання на заданому рівні вихідного тиску газу при коливанні тиску на вході регулятора від 0,05 до 0,3 МПа і зміні витрат газу від 0 до 100 % -ної пропускної здатності.

Регулятор встановлюється на одноступеневій системі середнього тиску газу для газопостачання житлових і суспільних будинків, підприємств комунального, сільськогосподарського та промислового призначення.

Технічні характеристики:

1. Середовище, що регулюється - природний газ;
2. Вхідний тиск, МПа, в межах - по ГОСТ 5542-87, 0,05-0,3;
3. Номінальний вхідний тиск газу, кПа - 2,2;
4. Зона нерівномірності регулювання, % - ± 10 ;
5. Зона чутливості, % - $\pm 2,5$;
6. Час перехідного процесу регулювання при різких змінах витрати газу чи вхідного тиску, с, не більше - 60;
7. Пропускна спроможність регулятора по природному газу густиною $0,73 \text{ кг/м}^3$ при вхідному тиску 0,05 МПа, $\text{м}^3/\text{год.}$, не менше як - 6;
8. Тиск спрацювання відключаючого пристрою, кПа, в межах:
 - при зниженні вихідного тиску - 1,1-1,6;
 - при збільшенні вихідного тиску - 3,1-3,6;
9. Тиск спрацювання скидного клапана, кПа, в межах - 2,6-3,0;
10. Пропускна спроможність скидного клапана при тиску 3,0 кПа, $\text{м}^3/\text{год.}$, не менше як - 0,5;
11. Умовний прохід приєднаних патрубків $D_{\text{ум}}$, мм:
 - вхідного - 15;

- вихідного – 25;
- скидного – 15;

13. Маса, кг, не більше - 1,0.

Головною конструктивною особливістю РДГД-20 (рис, 3.1) є наявність в ньому вбудованого відсічного клапана, що виконує функції запобіжно-запінного клапана (ПЗК).

У вхідному патрубку регулятора встановлена фільтрувальна сітка 35. Для з'єднання підвідного газопроводу передбачено штуцер $D_y 20$ мм.

Очищений газ проходить через сідло з відсічного клапана в камеру Б, дроселюється в регулювальному органі до низького тиску і через вихідний патрубок надходить до споживача. Для під'єднання газопроводу низького тиску використовують штуцер $18 D_y 32$ мм.

Регулювальний орган складається з сідла 5 і плунжера 4, який з'єднаний штоком 15 з приводом — еластичною мембраною 14. Підмембранна порожнина корпусу А відділена від вхідної порожнини Б розвантажувальною мембраною 13 і з'єднана з вихідним патрубком імпульсної трубки 16. Ця трубка на кінці має головку 17 обтічної форми з кількома радіальними отворами для сприйняття тільки статичного напору в вихідному патрубку.

При зміні витрати газу змінюється тиск на вхідному патрубку і камері А регулятора. Мембрана 14 через шток 15 змінює відстань плунжера від сідла 5 так, щоб тиск у вихідному патрубку відновився до заданого. Настроювання регулятора на вихідний тиск провадять стисканням пружини 11, яке регулюється обертанням в різі стакану 12 шайби 10.

Для запобігання від розриву в мембрану 14 вмонтовано запобіжний скидний клапан, настроювання якого виконують за допомогою пружини 7. Надлишок газу з порожнини А через скидний клапан надходить в надмембранну порожнину, з якої через штуцер 8 з $D_y 15$ мм виводиться в атмосферу.

Якщо тиск у вхідному патрубку регулятора збільшиться до 4000—5000 Па, то спрацює відсічний клапан, привід якого — мембрана 22, розміщена в коробці 21 під корпусом 34 регулятора. Над мембранна порожнина В приводу з'єднана імпульсною трубкою 19 з вихідним патрубком регулятора і в ній підтримується тиск, рівний вихідному. При нормальній роботі регулятора, і при відкритому положенні плунжера 2, горизонтальний шток 30 пружиною 27 через втулку 28 і упор 29 притиснутий до тонкої частини штока 32, нижній кінець якого упирається в горизонтальний шток, перешкоджаючи закриттю клапана. Коли вихідний тиск збільшується більше 3000 Па, мембрана 22, долаючи зусилля пружини 26, починає опускатися донизу разом з штовхачем 20. Штовхач при цьому своєю верхньою скошеною кромкою переміщує вправо горизонтальний шток, долаючи опір пружини 27. Коли вихідний тиск досягне 4000—5000 Па,

горизонтальний шток виходить із зачеплення з штоком 32, запірний плунжер 2 під дією пружини 33 підніметься догори і притиснеться до сідла 3. Доступ газу до споживача припиняється. Настроювання відсікача на спрацювання при підвищенні тиску виконується зміною стиску пружини 26 за допомогою регулювальної гайки 25.

Якщо тиск у вихідному патрубку зменшиться до 70— 100 Па, то відсічний клапан також закриється і подача газу до споживача припиняється.

Вмикання відсічного клапана виконують вручну, для цього викручують пробку 31 і плавно переміщують шток 32 доти, поки за його виступ потрапить кінець горизонтального штока 30. Цей момент визначається на слух, потім пробку вкручують на місце.

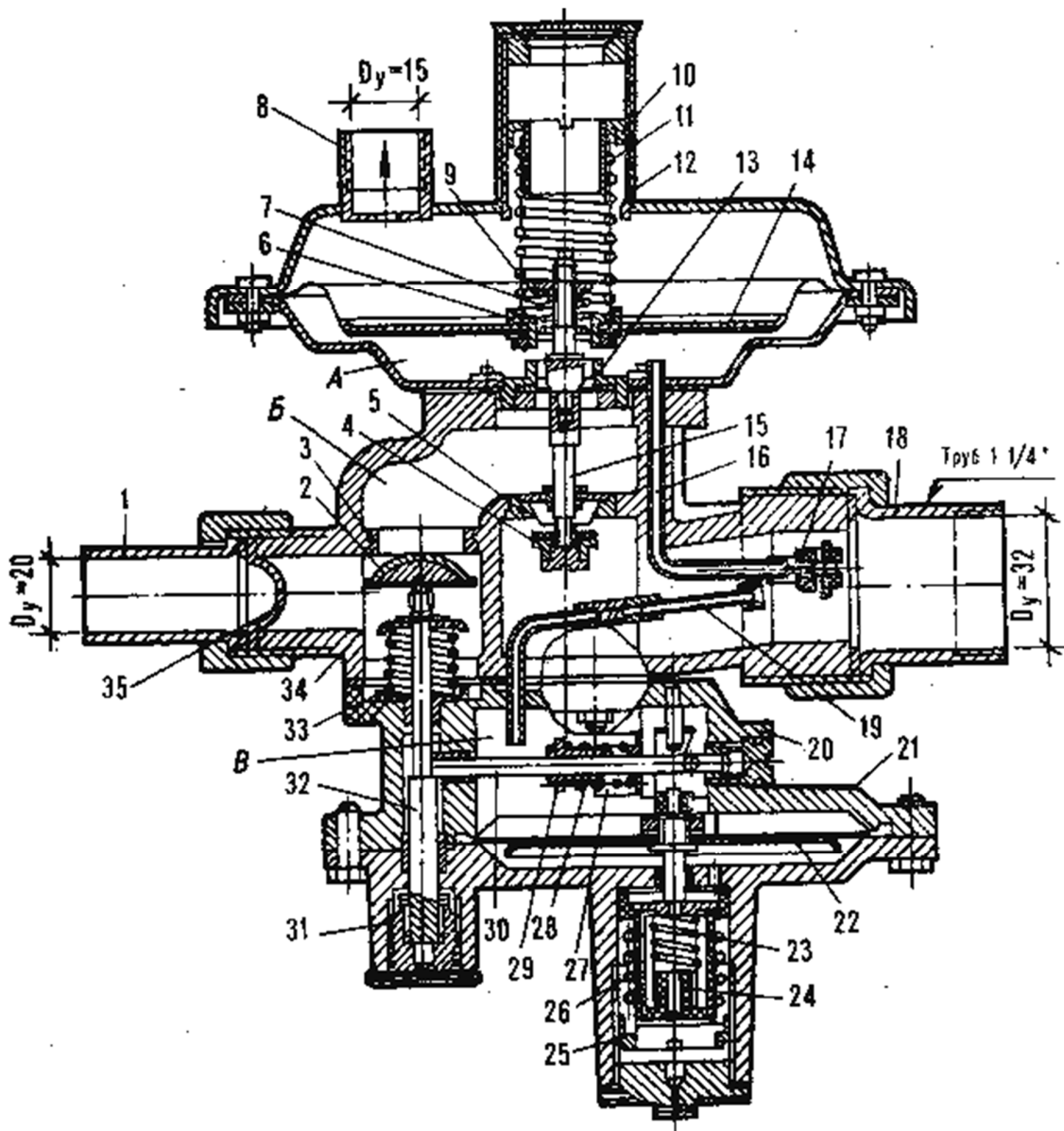


Рис.3.1. Будинковий регулятор тиску РДГД-20. 1, 18- патрубки; 2, 4- плунжери; 3, 5- сідла; 6- порожнина; 7, 11, 23, 24, 26, 27, 33- пружини;

8-штуцер; 9- скидний патрубок; 10- шайба; 12- стакан; 13, 15, 30, 32- штоки; 14, 22 – мембрани; 16, 19- імпульсні трубки; 17- голівка; 18- вхідний патрубок; 20- штовхач; 21- коробка; 22- мембрана; 25- гайка; 28- втулка; 29- упор; 31- пробка; 34- корпус; 35- фільтр.

4 БУДІВНИЦТВО І МОНТАЖ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

4.1 Організація будівництва вуличного газопроводу

4.1.1 Вибір методу виконання робіт

Завданням визначена розробка проекту виконання робіт по будівництву підземного сталевих газопроводу по вулиці с. Гай Мошенка Сумської області. Згідно розрахунків другого розділу для забезпечення газовим паливом рівномірно-розподілених споживачів необхідно прокласти сталевий газопровід $\varnothing 57 \times 3,0$ та довжиною 350 м. Ґрунти по даній вулиці відносяться до другої категорії, глибина залягання ґрунтових вод нижча 3 м, середня геодезична відмітка населеного пункту – 149,0 прокладання буде здійснюватися по зеленій зоні.

Головним фактором при виборі методу виконання робіт по будівництву підземного газопроводу по вулицям сіл є фактор часу виконання робіт, так як сам процес виконання робіт створює тимчасові незручності для жителів даної вулиці, руху громадського транспорту.

Найбільш ефективним з цієї точки зору є потоково-захватний метод виконання робіт. Суть його зводиться до того, що весь фронт будівництва розподіляємо на приблизно однакові по довжині ділянки – “захвати”, на яких одночасно виконуються взаємозв’язані комплекси робіт з однаковою швидкістю. Це дає змогу закінчити роботу по окремим “захватам” на протязі п’яти робочих днів.

Кожний з захватів отримав свою назву і передбачає виконання робіт, котрі забезпечують подальше будівництво.

4.1.2 Обґрунтування форми і габаритів траншеї

Земляні роботи по риттю траншеї і котлованів повинні виконуватися після розбивки траси газопроводу, визначення меж розбивки і встановлення попереджувачих знаків про наявність на даній ділянці траси підземних комунікацій.

Згідно Правил безпеки в газовому господарстві газопроводи, які транспортують осушений газ, дозволяється прокладати в зоні промерзання ґрунту.

У відповідності до вимог ДБН відстань від поверхні ґрунту до верху ізолюваної труби складає 0,8 м. Для визначення глибини траншеї необхідно визначити діаметр ізолюваної труби $D_{ізл}$, м, який знаходжу згідно формули

$$D_{ізл}=D_{зовн}+2T, \quad (4.1)$$

де $D_{зовн}$ – зовнішній діаметр труби, м;

T – товщина шару ізоляції (для “дуже посиленої” ізоляції $T=0,009$ м), м.

$$D_{ізл}= 0,057+2*0,009=0,075 \text{ м}$$

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

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

де $H_{закл}$ – глибина закладання (згідно вимог ДБН $H_{закл}=0,8$ м), м;

$D_{ізл}$ – діаметр ізолюваної труби, м.

$$H_{тр}=0,8+0,075=0,875 \text{ м}$$

Ширина дна траншеї для прокладання сталевих газопроводів залежить від способу вкладання та діаметра ізолюваної труби і може бути визначена за формулою

$$B=D_{ізл}+0,3\geq 0,7, \quad (4.3)$$

де $D_{ізл}$ – діаметр ізолюваної труби, м.

$$B=0,075+0,3=0,375<0,7 \text{ м}$$

Але остаточно ширину низу траншеї приймаю по ширині ріжучої кромки ковша екскаватора, попередньо прийнявши згідно довідника пневмоколісний екскаватор з оберненою лопатою марки ЭО-2621 з ємністю ковша $0,25 \text{ м}^3$ та шириною ріжучої кромки (ШРК) $0,65$ м. В процесі виконання роботи стінки траншеї обрушуються і величина цього обрушення

визначається категорією ґрунту. Таким чином, остаточна ширина низу траншеї може бути визначена за формулою

$$B_{\text{ост}} = \text{ШПК} + \delta, \quad (4.4)$$

де ШПК – ширина ріжучої кромки (ШПК=0,65 м), м;

δ – величина обрушення (для другої категорії ґрунту $\delta=0,15$ м), м.

$$B_{\text{ост}} = 0,65 + 0,15 = 0,8 \text{ м}$$

Згідно вимог ДБН для другої категорії ґрунту максимальна глибина траншеї з вертикальними стінками і без кріплення становить 1,25 м, а тому, виходячи з розрахунків траншея буде з вертикальними стінками без кріплень.

4.2 Вибір ведучого механізму та машин, підрахунок об'ємів робіт і затрат праці

Під час будівництва підземних газопроводів, в основному, виконуються транспортні, ізолювальні, такелажні, зварювальні і земляні роботи. Основний об'єм робіт припадає на земляні роботи, утворення траншеї. Частину земляних робіт виконують механізмами, частину вручну. Для копання траншеї застосовують екскаватори. Ручні земляні роботи застосовують для створення шурфів, поширення приямоків, зачистки дна та часткової зворотної засипки. Об'єм земляних робіт визначаємо розрахуванням, спрощеним методом.

Спочатку визначаємо об'єм екскаваторних робіт за формулою

$$V_{\text{ек}} = B \cdot H \cdot L, \text{ м}^3, \quad (4.5)$$

де B – ширина низу траншеї, м;

H – глибина траншеї, м;

L – довжина газопроводу, м.

$$V_{\text{ек}} = 0,75 \cdot 0,875 \cdot 350 = 229,7 \text{ м}^3$$

Потім визначаємо об'єм земляних робіт що розробляється вручну, визначаючи його в об'ємі 5% від екскаваторних робіт

$$V_{\text{р.р.}} = 0,05 \cdot V_{\text{ек}}, \quad (4.6)$$

$$V_{p,p} = 0,05 \cdot 229,7 = 11,5 \text{ м}^3$$

Загальний об'єм землі у відвалі визначимо за формулою

$$V_1 = (V_{ек} + V_{p,p}) \cdot K_1, \text{ м}^3, \quad (4.7)$$

де K_1 - коефіцієнт початкового рихлення, для даної категорії ґрунту $K_1=1,18$.

$$V_1 = (229,7 + 11,5) \cdot 1,18 = 284,6 \text{ м}^3$$

З метою визначення робочої ширини будівельного майданчика розраховую ширину відвалу. Для її визначення необхідно визначити спочатку об'єм землі у відвалі на одному погонному метрі, тобто весь об'єм землі у відвалі поділити на довжину відвалу

$$v' = 284,6 / 350 = 0,81 \text{ м}^3$$

Висота відвалу $h_{від}$, м, визначається за формулою

$$h_{від} = \sqrt{v'} \quad (4.8)$$

$$h_{від} = \sqrt{0,81} = 0,9 \text{ м.}$$

Ширину відвалу $B_{від}$, м, визначаю згідно формули

$$B_{від} = 2 \cdot h_{від}, \quad (4.9)$$

де $h_{від}$ – висота відвалу, м.

$$B_{від} = 2 \cdot 0,9 = 1,80 \text{ м}$$

Зворотна засипка траншеї

При вкладанні газопроводу в траншею згідно вимог ДБН є устрій постелі з піску або мілкого щебеню; об'єм матеріалів $v_{пос}$, м^3 на погонний метр визначаю за формулою

$$v_{пос} = B \cdot \frac{D_{ізн.}}{2} \cdot l - \frac{\pi \cdot D_{ізн.}^2}{8} \cdot l \quad (4.10)$$

де B – ширина низу траншеї, м;

$D_{ізн.}$ – діаметр ізолюваної труби, м.

$$v_{пос} = \left(0,75 \cdot \frac{0,075}{2} \cdot 1 - \frac{3,14 \cdot 0,075^2}{8} \cdot 1 \right) = 0,03 \text{ м}^3$$

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

Об'єм ґрунту для присипки одного погонного метру газопроводу $V_{\text{руч.пр}}$, м³, визначається за формулою

$$V_{\text{руч.пр}} = B \cdot \left(\frac{D_{\text{ізіл}}}{2} + 0,2 \right) - \frac{\pi D_{\text{ізіл}}^2}{8}, \quad (4.11)$$

де $D_{\text{ізіл}}$ – діаметр ізолюваної труби, м;
 B – ширина низу траншеї, м.

$$V_{\text{руч.пр}} = 0,75 \cdot \left(\frac{0,075}{2} + 0,2 \right) \cdot 1 - \frac{3,14 \cdot 0,075^2}{8} \cdot 1 = 0,16 \text{ м}^3$$

Об'єм ручних робіт по зворотній засипці всього газопроводу визначаю за формулою

$$V_{\text{руч.газ}} = (V_{\text{руч.пр}} + V_{\text{пос}}) \cdot L, \text{ м}^3, \quad (4.12)$$

$$V_{\text{руч.газ}} = (0,16 + 0,03) \cdot 350 = 66,5 \text{ м}^3$$

Об'єм бульдозерної засипки $V_{\text{бул}}$, м³, визначаю за формулою

$$V_{\text{бул}} = K_1 \cdot K_2 \cdot (V_{\text{ек}} - V_{\text{руч.газ}}), \text{ м}^3 \quad (4.13)$$

де K_2 – коефіцієнт вторинного рихлення ($K_2 = 1,03$);

$$V_{\text{бул}} = 1,18 \cdot 1,03 (229,7 - 66,5) = 198,4 \text{ м}^3$$

Визначаю об'єм робіт по зворотній засипці V_2 , м³, за формулою

$$V_2 = V_{\text{бул}} + V_{\text{руч.газ}}, \text{ м}^3 \quad (4.14)$$

$$V_2 = 198,4 + 66,5 = 264,9 \text{ м}^3$$

Визначаю об'єм робіт по вивезенню ґрунту V_3 , м³, за формулою

$$V_3 = v_1 - v_2, \text{ м}^3 \quad (4.15)$$

$$V_3 = 284,6 - 264,9 = 19,7 \text{ м}^3$$

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

$$B = \frac{V_1 - (V_2 + V_3)}{V_1} * 100\% \leq \pm 5\%, \quad (4.16)$$

де V_1 – об'єм ґрунту у відвалі, м³;
 V_2 – об'єм робіт по зворотній засипці, м³;
 V_3 – об'єм робіт по вивезенню ґрунту, м³.

$$Б = \frac{284,6 - (264,9 + 19,7)}{284,6} * 100\% = 0,1\% < 5\%$$

Основним фактором, який забезпечує своєчасне виконання робіт при потоково-захватному методі є правильно визначена потокова швидкість будівництва. При спорудженні підземних газопроводів найбільш трудомістким є виконання земляних робіт, тому інтенсивність потоку визначається по погонній (умовній) швидкості руху екскаватора v , м/год, яка може бути визначена по формулі

$$V = \frac{\Pi}{V * T_{зм}}, \quad (4.17)$$

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

$$V = \frac{76,2}{0,7 * 8} = 13,61 \text{ м/год}$$

Для риття траншеї під газопровід мною попередньо прийнятий екскаватор ЭО-2621 з об'ємом ковша 0,25 м³ з оберненою лопатою, змінна продуктивність Π , м³/зм, якого визначається за формулою

$$\Pi = \frac{T_{зм}}{H_{час}}, \quad (4.18)$$

де $T_{зм}$ – час зміни, год ($T_{зм}=8$ год);
 $H_{час}$ – норма часу в машино-годинах на розробку 1 м³ ґрунту в щільному стані (згідно з РЕКН, $H_{час}=0,131$), [7].

$$\Pi = \frac{8}{0,131} = 61,0 \text{ м}^3/\text{зм}$$

$$V = \frac{61,06}{0,66 * 8} = 11,5 \text{ м/год}$$

Таким чином, потокова швидкість виконання будівельних робіт буде дорівнювати 11,5 м/год.

Для вивезення надлишкового ґрунту використовуємо автосамоскид ММЗ-555 з об'ємом кузова 4,5 м³.

Все інше обладнання і устаткування підбирається по технологічній потребі. Для виконання зварювальних робіт – зварювальний апарат АСД-500. Для приготування бітумної мастики - малогабаритний котел для приготування мастики. Для виконання робіт по вкладанню приймаю два крани КС-1562.

Згідно з завданням монтаж газопроводу буде виконуватись трубами довжиною 12 м. Таким чином загальна кількість труб, що підлягає монтажу $n_{тр}$, шт., визначається за формулою

$$n_{тр} = \frac{L}{\ell_{тр}}, \quad (4.19)$$

де L – довжина траси газопроводу, м;
 $\ell_{тр}$ – довжина окремої труби, м.

$$n_{тр} = \frac{350}{12} = 29,2 \text{ шт.}$$

Аналогічно можна визначити кількість стиків, які підлягають зварюванню $n_{ст}$, шт., за формулою

$$n_{ст} = \frac{L}{\ell_{тр}} + 1, \quad (4.20)$$

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

$$n_{ст} = \frac{350}{12} + 1 = 30 \text{ шт.}$$

З метою прискорення робіт по монтажу максимально можлива кількість стиків повинна зварюватися поворотними стиками, які при найменших затратах праці гарантують якість виконання робіт і потребують нижчу кваліфікацію зварювальника. Кількість поворотних стиків обмежується максимальною довжиною пліти, яка згідно ДБН не повинна перевищувати 36 м (з метою запобігання пошкодження ізоляції при вкладанні в траншеї). Таким чином, маю змогу визначити кількість неповоротних стиків $n_{н.ст}$, шт., за формулою

$$n_{н.ст} = \frac{L}{\ell_{пл}} + 1, \quad (4.21)$$

де L – довжина траси газопроводу, м;

$\ell_{пл}$ – довжина пліті, м;

1 – стик, що додається на візання в діючий газопровід.

$$n_{нст} = \frac{350}{36} + 1 = 9,7 \text{ шт, приймаємо } 10 \text{ шт.}$$

Кількість поворотних стиків $n_{п.ст}$, шт., визначаю за формулою

$$n_{пст} = n_{ст} - n_{нст}, \quad (4.22)$$

де $n_{ст}$ – кількість стиків, шт.;

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

$$n_{пст} = 30 - 10 = 20 \text{ шт.}$$

Об'єм робіт по зняттю рекультиваційного ґрунту V , m^3 , визначаю згідно формули

$$V = (B+0,5) \cdot L \cdot 0,2, \quad (4.23)$$

де B – ширина низу траншеї, м;

L – довжина траси газопроводу, м.

$$V = (0,8+0,5) \cdot 350 \cdot 0,2 = 91 \text{ м}^3$$

Визначаємо мінімальну ширину робочої зони за формулою

$$\text{ШРЗ} = K + \text{ШВ} + 2 \cdot B + B + 3T + T, \text{ м} \quad (4.24)$$

Де K – зона робіт по огороженню, м;

ШВ – ширина відвалу, м;

B – ширина берми, м;

B – ширина траншеї, м;

$3T$ – зона розташування труби, м;

T – зона руху технологічного транспорту, м.

$$\text{ШРЗ} = 0,7 + 1,80 + 0,75 + 2 \cdot 0,5 + 0,388 + 3,5 = 8,13 \text{ м.}$$

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

$$L_{огор} = 2 \cdot L, \quad (4.25)$$

де L – довжина траси газопроводу, м.

$$L = 2 \cdot 350 = 700 \text{ м}$$

Кількість стиків, що підлягають контролю фізичними методами $n_{ст.ф.к}$, шт., для мережі середнього тиску визначаю наступним чином

$$n_{ст. ф. к} = n_{ст} \cdot 0,5, \text{ шт.} \quad (4.26)$$

де $n_{ст}$ – кількість стиків, шт.

$$n_{ст ф к} = 30 \cdot 0,5 = 15 \text{ шт.}$$

Визначаю фактичну довжину “захвату” $L_{\text{захв}}$, м, за формулою

$$L_{\text{захв}} = \frac{L}{5}, \quad (4.27)$$

де L – довжина траси газопроводу, м.

$$L_{\text{захв}} = \frac{350}{5} = 70 \text{ м}$$

Визначивши основні об’єми робіт по спорудженню підземного газопроводу, приступаю до визначення затрат праці на виконання всіх робіт. Знаючи загальний об’єм робіт даного виду згідно РЕКН по групам робіт, знаходжу норму часу на виконання одиниці, виконую розрахунки (перемножуючи їх) та отриманий результат заношу в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Відомість розрахунків затрат праці по всьому фронту робіт

№ п/п	Група РЕКН	Назва робіт	Один. виміру.	К-ть	Норма часу		Трудоміст.	
					Будів.	Маш.	Будів.	Маш.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	164	Розробка ґрунту вручну	100м ³	0,11	261,8	-	86,4	-
2	22-49-1	Підвіш. підземних комунікацій	1 км	0,35	10,96	0,87	3,84	0,30
3	1-18-5	Розробка ґрунту екскаватором з одночасним навантаженням надлишкового ґрунту	1000 м ³	0,23	45,9	131,58	15,15	43,42
4	22-9-1	Вкладання і зварювання сталевих труб з пневматичним випробуванням	1 км	0,35	537,6	130,8	188,2	45,8
5	22-17-1	Нанесення дуже посиленої бітумно-гумової ізоляції	1 км	0,35	111,84	10,5	39,14	3,7
6	25-122-1	Контроль якості зварних з’єднань	1 стик	15	1,52	3,35	22,8	50,25
8	1-166-1	Засипка вручну траншеї і котлован.	100м ³	0,33	150,45	-	49,6	-
8	1-166-2	Засипка вручну траншеї і котлован	100м ³	0,33	165,24	-	54,5	-
9	1-134-1	Ущільнення ґрунту пневматич. трамбівками.	100м ³	0,66	18,36	4,45	11,0	2,67
10	1-71-5	Засипка траншеї бульдозером	1000м ³	0,20	-	1,7	-	0,34
Σ							490,46	240,7

Оскільки РЕКН для виконання кожного виду робіт передбачає використання робітників відповідного фаху, то для зменшення кількості працівників роботи повинні виконуватися комплексною бригадою з максимально можливим суміщенням професій. Виходячи з переліку робіт мінімальна кількість працівників в бригаді (n) дорівнює 10 чоловік. Знаючи, на основі відомості сумарні затрати праці на спорудження газопроводу, та кількість членів в бригаді визначаю термін виконання робіт при спорудженні визначеної ланки газопроводу за формулою

$$N = \frac{T}{t \cdot n}, \quad (4.28)$$

де T- сумарні затрати праці на виконання всіх робіт, люд. · год.;

t – продовження зміни, год.;

n – кількість людей в бригаді,

$N = 490/10 \cdot 8 = 6,1$ доби.

Потрібні матеріали для будівництва вуличного газопроводу визначаємо з норм витрат на 1 км довжини газопроводу або на одиницю будівництва. Кількість труб, необхідних для виконання даного об'єму будівництва визначаю наступним чином. На основі збірника визначаю кількість труб на спорудження 100 м газопроводу; норма витрати складає 100,4 м. Таким чином, для даної траси буде потрібна така кількість труб $L_{тр}$, м, яку визначаю згідно формули:

$$L_{тр} = L_{нор} \cdot K_{тр}, \quad (4.29)$$

де $L_{нор}$ – нормативна довжина для спорудження 100 м прямого газопроводу, м, [31];

$K_{тр}$ – кількість сотень метрів.

$$L_{тр} = 100,4 \cdot 3,5 = 351,4 \text{ м}$$

Обов'язковою умовою якісного монтажу підземного газопроводу є устрій постелі з піску або мілкого щебеню. Нормами передбачено витрати на 100 м² постелі. Кількість матеріалу для устрою постелі визначаю аналогічно, попередньо визначивши площу постелі газопроводу $F_{пос}$, м², згідно формули:

$$F_{пос} = B \cdot L, \quad (4.30)$$

де B – ширина низу траншеї, м;

L – довжина траси газопроводу, м.

$$F_{пос} = 0,8 \cdot 350 = 208 \text{ м}^2$$

Кількість матеріалу для устрою постелі $N_{пос}$, м³, визначаю за формулою

$$N_{\text{пос}} = N_{\text{нор}} \cdot K_{\text{пос}}, \quad (4.31)$$

де $N_{\text{нор}}$ – нормативний об'єм піску на 100 м² площі, м³, [31];
 $K_{\text{пос}}$ – кількість сотень метрів.

$$N_{\text{пос}} = 8,4 \cdot 3,5 = 29,4 \text{ м}^3$$

Підбір типу електродів для зварювання ведуть 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 46 А, АНО-3, АНО-4, кількість яких $n_{\text{ел}}$, кг, визначають згідно формули

$$n_{\text{ел}} = n_{\text{н}} \cdot K_{\text{ел}}, \quad (4.32)$$

де $n_{\text{н}}$ – нормативна кількість електродів для зварювання 1 км газопроводу, кг, [31];

$K_{\text{ел}}$ – кількість км газопроводу, які необхідно зварити.

$$n_{\text{ел}} = 0,35 \cdot 20 = 7,0 \text{ кг}$$

Кількість ізоляційних матеріалів необхідних для ізоляції зварених стиків визначають аналогічно

$$n_{\text{іزل}} = n_{\text{н}} \cdot K_{\text{іزل}}, \quad (4.33)$$

де $n_{\text{н}}$ – нормативна кількість матеріалів для проведення необхідних ізоляційних робіт на 1 км [РЕКН 22-17-1]:

Результати заносимо в таблицю (дивись таблицю 4.2).

Таблиця 4.2 – Кількість ізоляційних матеріалів

№	Назва матеріалу	Од. виміру	Норма на 1 км	Розрахункова кількість
1	Бензин Б-70	тон	0,003	0,001
2	Нафтовий бітум БН-90/10	тон	0,0013	0,00042
3	Склотканина марки ВВК	10 м ²	2,8	0,98
4	Папір для обертання листовий	1000 м ²	0,0024	0,0009
5	Мастика бітумно-гумова	тон	0,11	0,038
6	Тканина мішечна	10 м ²	0,08	0,028
7	Брезент	10 м ²	0,06	0,021

4.3 Захист газопроводів від корозії

Захист газопроводів від корозії класифікується на пасивний і активний. Пасивним захистом передбачається нанесення на поверхню труби відповідного типу ізоляційного покриття, тим самим запобігається взаємодія з електролітом. Конструкції ізоляційних покриттів підземних трубопроводів приймаються згідно з ДСТУ Б.В2.5-29-2009 . Вони можуть бути виконані як у заводських умовах, так і в польових умовах (при будівництві трубопроводу). Перехідний електричний опір ізолюваного трубопроводу після укладання і засипки має бути не нижче $1 \cdot 10^4$ Ом/м².

Надземні газопроводи слід захищати від атмосферної корозії покриттям, що складається з двох шарів ґрунтовки та двох шарів фарби, лаку або емалі, призначених для зовнішніх робіт при розрахунковій температурі зовнішнього повітря в районі будівництва відповідно до ГОСТ 14202.

Активний захист газопроводів від корозії містить три способи захисту залежно від умов, у яких знаходиться труба: катодний, протекторний і

електродренажний. Останніми директивними документами корпорації Укргаз та ДБН заборонено прийняття в експлуатацію об'єктів газифікації без наявності катодного захисту мереж підземних газопроводів. В проекті розробляється катодний захист газопроводу прокладений в сільські місцевості.

Розрахунок електрозахисту

Поверхня захищаних трубопроводів S_r , м², визначається за формулою

$$S_r = \pi \sum_{i=1}^n d_i \ell_i \cdot 10^{-3}, \quad (4.34)$$

де d_i – зовнішній діаметр ізолюваного газопроводу, мм;

ℓ_i – довжина ізолюваного газопроводу, м;

n – кількість діаметрів газопроводів мережі, яку захищаємо.

$$S_r = 3,14 \cdot (57 \cdot 3140 + 60 \cdot 370 + 76 \cdot 100 + 89 \cdot 510 + 108 \cdot 250 + 114 \cdot 270 + 133 \cdot 140) \cdot 10^{-3} = 1037,9 \text{ м}^2$$

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

$$f = \frac{S_r}{S_{\text{сел}}}, \quad (4.35)$$

де $S_{\text{сел}}$ – територія захисту газопроводу, га.

$$f = \frac{1037,9}{12,9} = 80,4 \text{ м}^2/\text{га}$$

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

$$J = 20,1 + (33,9 \cdot f + 4,96\rho) \cdot 10^{-3}, \text{ мА/м}^2 \quad (4.36)$$

де ρ – середній питомий опір ґрунту в зоні прокладання, Ом·м;
20,1; 33,9; 4,96 – коефіцієнти прийняті на основі досліджень, [25].

$$j = 20,1 + (33,9 \cdot 86,4 + 4,96 \cdot 30) \cdot 10^{-3} = 23,51 \text{ мА/м}^2$$

Сумарну величину захисного струму I , А, визначаю за формулою

$$I = 1,3 \cdot j \cdot S_r, \quad (4.37)$$

$$I = 1,3 \cdot 0,0253 \cdot 1037,9 = 34,1 \text{ А}$$

Визначаю кількість катодних станцій n_c , шт., згідно формули

$$n_c = \frac{I_z}{25}, \quad (4.38)$$

де I_z – сумарна величина захисного струму, А;

число 25 показує величину робочого струму катодної станції, типу

КСС-600. Напруга на виході становить 24/48 В, потужність 0,6 кВт.

$$n_c = \frac{34,1}{25} = 1,36, \text{ приймаємо 1 шт.}$$

Визначаю оптимальний радіус захисту R , м, за формулою

$$R = 60 \cdot \sqrt{\frac{I_{к.с.}}{j \cdot f}}, \quad (4.39)$$

де $I_{к.с.}$ – величина захисного струму катодної станції, А;

j – середня щільність захисного струму, мА/м²;

f – щільність поверхні газопроводу на одиницю площі території,
м²/га.

$$R = 60 \cdot \sqrt{\frac{25}{0,0253 \cdot 86,4}} = 203 \text{ м}$$

Таким чином, площа зони дії станції катодного захисту газопроводів від електрохімічної корозії становить

$$F_{кз} = \pi \cdot R^2 \cdot 10^{-4} = 3,14 \cdot 203^2 \cdot 10^{-4} = 13,6 \text{ га,}$$

що забезпечує покриття захистом від корозії всієї території забудови села.

Користуючись табличними даними для питомого опору ґрунту в зоні забудови $\rho=30$ Ом·м і сили струму 25А, приймаємо двохрядне заземлення з 10 чавунних труб діаметром 150 мм і довжиною 6м, опір заземлювачів ($R_{зз}$) становить 0,69 Ом.

Перевіряючи правильність вибраної катодної станції, перевіримо можливість її роботи за технічними характеристиками, тобто величини напруги на виході. Її можливо обчислити без врахування падіння напруги на з'єднувальних проводах за формулою Ома.

$$U = I_{\text{кв}} \cdot R_{\text{зав}} = 25 \cdot 0,69 = 17,3 \text{ В} < 24 \text{ В}$$

Тобто катодна станція КСС-600 24/48 працюватиме в режимі 24В.

5 ОРГАНІЗАЦІЯ ОБСЛУГОВУВАННЯ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

5.1 Використання біогазу з сміттєзвалищ як палива

Проблема поводження з твердими побутовими відходами (ТПВ) впродовж повного періоду їх існування є надзвичайно актуальною для України. Щорічно в містах і селищах міського типу України утворюється близько 40 млн. м³ (10 млн. т) ТПВ. На одного жителя припадає близько 0,8м³ ТПВ щорічно. Принаймні, ТПВ вивозяться на більш ніж 700 офіційно існуючих полігонів і звалищ.

За даними Міністерства екології і природних ресурсів України, на 80 з них не дотримуються вимоги екологічної безпеки відносно забруднення підземних вод і повітряного басейну. Екологічні аспекти утворення біогазу на полігонах ТПВ.

Будь-який полігон твердих побутових відходів (ТПВ) є великим біохімічним реактором, в надрах якого в процесі експлуатації, а також впродовж декількох десятиліть після закриття в результаті анаеробного розкладання відходів рослинного і тваринного походження утворюється біогаз, що є сумішшю метану і вуглекислого газу приблизно в рівній пропорції.

Окрім метану і вуглекислого газу, у біогаз входять органічні добавки, сумарний зміст яких зазвичай не перевищує доль відсотка і в загальному випадку залежить від морфологічного складу ТПВ і фізико-хімічних умов в тілі полігону. Неминуче попадання біогазу в атмосферу супроводжується викидами забруднюючих органічних речовин. Наявність неметанових органічних сполук є причиною неприємного запаху, що поширюється в околицях полігону.

Деякі з органічних речовин мають виражену токсичну дію. Список основних органічних речовин, що входять у біогаз, складає від декількох десятків до декількох сотень найменувань. Емісія органічних речовин може відрізнитися у декілька разів для різних полігонів ТПВ. Дійсна величина емісії органічних речовин може бути визначена тільки на підставі вимірів, реалізованих після початку стабільного метаногенеза.

Для грубої оцінки величини емісії можна використати рекомендовані дані Американського агентства захисту довкілля (US EPA), що є узагальненням вимірів викидів органічних речовин, проведених на 23

полігонах ТПВ в США. В процесі проведення програми вимірів було підтверджено, що величина концентрації органічних речовин у викидах в атмосферу залежить від полігону і може змінюватися від 0.024 до 1.43 об % .

Для проведення попередніх оцінок в США рекомендується наступні значення сумарної концентрації органічних речовин : 0.0595 об % . ля полігонів з роздільним похованням побутових і небезпечних відходів і 0.242 об % . ля спільного поховання. Процедура збору і спалювання біогазу дозволяє істотно (у 2-4 рази) понизити емісію органічних речовин в атмосферу. Тому, навіть просте спалювання біогазу у факелі є потужним екологічним заходом.

Існуючі в Європі законодавчі і нормативні вимоги до полігонів ТПВ в концентрованому виді містяться в Директиві Європейського Союзу 1999/31/ЄС про полігони відходів від 26 квітня 1999 року. Європейська директива також відповідає практиці, прийнятій в інших розвинених країнах світу. Загальні вимоги директиви для усіх класів відходів торкаються вибору місця полігону, контролю вод і фільтратів, захисту ґрунту і води.

Відносно газоподібних викидів документ містить наступні положення:

- На полігонах мають бути вжиті необхідні заходи по контролю за освітою і міграцією газу, що утворюється на полігоні. - Газ, що утворюється на полігонах, що приймають біодеградуєчі відходи, повинен збиратися, оброблятися і використовуватися, по можливості в енергетичних цілях. Якщо енергетичне використання неможливе, він повинен спалюватися в спеціальних факелах (свічках).

- Збір, обробка і використання газу, що виділяється на полігонах, повинні проводитися за умов, що забезпечують мінімальну дію на довкілля і здоров'я людей. Проект державних будівельних норм України "Розміщення і проектування полігонів твердих побутових відходів", що розробляється нині, також передбачає необхідність збору біогазу на полігонах будь-якого розміру. При цьому доцільність утилізації біогазу передбачається визначати за допомогою техніко-економічного обґрунтування.

У разі недоцільності утилізації біогазу з метою виробництва енергії він повинен спалюватися у факельній установці. Таким чином, в недалекому майбутньому в Україні системи збору і, в деяких випадках, утилізації біогазу повинні стати природною частиною проектів рекультивувати полігонів, що закриваються, а також проектів нових полігонів. Вимога будівництва таких систем буде усе більш актуальною у міру узгодження законодавчих і нормативних актів України і ЄС. Біогаз і проблема зміни клімату.

Останнім часом особливу актуальність придбали парникові властивості метану, що міститься у біогазі, у зв'язку з проблемою зміни земного клімату. Велика вірогідність того, що в період з 2008 по 2012 роки набуде чинності так званий Кіотський протокол, у рамках якого розвинені країни візьмуть на себе зобов'язання по обмеженню викидів парникових газів (ПГ), другим за значенням з яких (після вуглекислого газу) являється метан (CH₄).

Основне природне джерело метану в атмосфері - мікробіологічний розпад органічних речовин в анаеробних умовах.

У лютому 2004 року парламент України ратифікував Кіотський Протокол. У разі, якщо Протокол набуде чинності, а сьогодні це залежить тільки від його ратифікації Росією або США, країни, що приєдналися, візьмуть на себе зобов'язання по обмеженню емісії ПГ. Одночасно з цим у них з'явиться можливість брати участь в проектах на території інших країн, що призводять до зниження емісії ПГ. При цьому інвестиції можуть бути повернені за рахунок передачі одиниць зниження емісії (ЕСЭ).

Після реалізації проекту інвестор є власником одиниць зниження емісії ПГ, отриманих в процесі реалізації проекту і може продати їх на ринку. Вже сьогодні існують організації, готові купувати ЕСЭ. Наприклад, після ратифікації Україною Кіотського протоколу у українських компаній з'явилася реальна можливість участі в програмі ИРАПТ (Egupt), фінансованої Міністерством Економіки Королівства Нідерланди. У січні 2004 р. були зібрані попередні заявки в четвертий раунд програми.

Наприклад, зниження емісії ПГ в атмосфері, досягнуте за рахунок реалізації проекту по використанню біогазу на полігоні ТПВ Луганська, міста з півмільйонним населенням, може скласти близько 70 тис. т CO₂екв./год.

Облаштування систем збору біогазу на полігонах ТПВ (аркуш №4, формату А1).

Найбільш поширена система збору біогазу складається з мережі вертикальних свердловин, пов'язаних між собою горизонтальними трубами, які збирають отримуваний біогаз і подають його на свічку або в устаткування для енергетичного використання. Свердловини можуть буритися, коли звалище повністю або одна з її секцій заповнені.

Також свердловини можуть споруджуватися поступово, у міру заповнення відходами працюючого звалища. За допомогою горизонтального зв'язку вертикальних свердловин в нижній їх частині витягання біогазу може початися вже під час заповнення звалища. Відстань між свердловинами зазвичай не перевищує 50 метрів (2-3 свердловини на гектар). Залежно від місцевих умов кількість газу складає від 5 - 50 м³/ч до 250 м³/ч на одну свердловину.

У разі, якщо система збору газу встановлюється в процесі заповнення звалища, для дегазації прийнятніше створити мережу горизонтальних колекторів. Горизонтальні системи для витягання біогазу можуть бути розміщені в поверхневих шарах звалища на глибині 2-4 метри. На глибоких звалищах з метою збільшення ефективності збору спільно використовують вертикальні свердловини і горизонтальні колектори. Переважним матеріалом для трубопроводів є поліетилен високої щільності.

У разі активної дегазації система газопроводів повинна працювати при розрідженні до 800 мм водяного стовпа. Діаметр труб розраховується виходячи з розмірів полігону і максимально допустимої швидкості газу в трубах. Зазвичай мінімальний діаметр використовуваних труб складає 100

мм. При заглибленому розташуванні труби закладаються у вириті в шарі ТПВ траншеї глибиною не менше 900 мм і обсыпаються гравієм або піском шаром до 500 мм. Потім траншея знову закладається шаром ТПВ.

Мінімальний нахил горизонтальних трубопроводів складає 4 кутові градуси в межах ділянки поховання ТПВ, і 1 градус за його межами. Для з'єднання поліетиленових труб використовується термічне зварювання у стик або спеціальні термоелектричні муфти. У деяких випадку замість загального транспортного колектора використовуються індивідуальні колектори від кожної свердловини.

Перевагою цього варіанту є можливість установки регулюючої арматури в одному місці за межами полігону і забезпечення зручного доступу для оператора. До недоліків можна віднести відносну дорожнечу будівництва, пов'язану з великою витратою труб. Система збору біогазу повинна включати конденсатозбірники (КС), кількість яких визначається геометрією тіла звалища і газозбірних колекторів.

Монтаж поліетиленових трубопроводів може бути виконаний сертифікованими компаніями, що спеціалізуються на прокладенні транспортних мереж природного газу. Для буріння вертикальних шурфів необхідно притягнути місцеву будівельну або геолого-разведувальную компанію. Вартість робіт по спорудженню системи збору біогазу орієнтовно складає 50 тис. гривень на гектар площі полігону, зайнятий ТПВ. Кількість і швидкість утворення біогазу Потенціал утворення метану залежить від морфологічного складу ТПВ і кліматичних умов регіону, в якому розташований полігон і може змінюватися від 6.2 до 270 м³/т ТПВ для різних полігонів.

Для того, щоб визначити кількість біогазу, що утворюється з однієї тонни ТПВ конкретного полігону, необхідно врахувати масову долю органічного вуглецю в ТПВ і долю вуглецю, що бере участь в утворенні метану і вуглекислого газу (коефіцієнт розкладання вуглеродних з'єднань). Використання в розрахунках довідкових даних про морфологічний склад ТПВ, типових для України, приведених в [5] для середньої кліматичної зони, призводить до величини 110-120 м³ біогазу/т ТПВ.

Швидкість утворення біогазу є функцією вологості ТПВ, змісту в ТПВ органічних (поживних) речовин, в основному целюлози і геміцелюлози, кислотності (рН) і температури. Для того, щоб досить точно визначити динаміку утворення біогазу, необхідно врахувати, що ТПВ складаються з фракцій, швидкість розкладання і потенціал газоутворення яких істотно відрізняються.

Часткою випадком може бути чотирьохкомпонентна модель, в якій ТПВ діляться на чотири фракції - легкорозкладаєміє (I), середнерозкладаєміє (II), труднорозкладаєміє (III) і інертні (IV). Якщо вологість ТБО рівна 50% період напіврозпаду ТБО складає для фракцій 1-3 - 6, 9 і 15 років відповідно. Наведені результати розрахунків, проведені авторами для Дергачевського

полігону ТПВ (м. Харків) в межах периметра нового полігону, відкритого в 1999 році.

Показана емісія біогазу на старому (перший максимум) і новому полігоні, а також сумарна величина емісії. Видно, що кількість біогазу, що утворюється, росте зі збільшенням загальної кількості ТПВ на полігоні аж до моменту передбачуваного закриття полігону в 2005 році. Провал в період з 1990 по 1999 роки викликаний перенесенням зони складування ТПВ за межі периметра нового полігону. Слід зазначити, що погрішність розрахунку газоутворення складає не менше 30%.

У разі відсутності надійних даних про морфологічний склад ТПВ і реєстрації кількості ТПВ, що завозяться, погрішність може збільшитися у декілька разів. Якщо дегазація полігону планується в якості екологічного заходу, а біогаз передбачається спалювати у факельній установці, то велика погрішність оцінки кількості біогазу не має критичного значення. Якщо ж біогаз планується використати в енергетичних цілях, така погрішність недопустима.

Тому до ухвалення рішення про будівництво повномасштабній системі збору і утилізації біогазу на полігоні ТПВ рекомендується проводити програму моніторингу, що включає будівництво трьох тестових свердловин і моніторинг кількості і складу газу принаймні впродовж трьох місяців. Орієнтовна вартість робіт складає 100 тис. гривен, загальну тривалість робіт - 4-5 місяців.

Нині така програма реалізована за участю авторів на Луганському полігоні ТПВ і планується на полігоні Одеси. Устаткування для утилізації і потенційним виготівником факельної установки відкритого типу для спалювання надлишку біогазу (до 1000 м³/година) є Інститут газу НАН України, м. Київ (керівник робіт проф. Стрибав І.Я.).

Загальні витрати на виготовлення факельного пристрою і опорної колони (висота 10-12 м, діаметр 150 мм), транспортування, будівництво фундаменту, а також роботи по установці і під'єднуванню факела до трубопроводу біогазу можуть скласти до 100 тис. гривен. Витрати на аналогічну факельну установку європейського виробництва складають 27-150 тис. \$[7]. Для отримання теплової енергії біогаз може спалюватися в модернізованих котлах, потужність яких визначається кількістю біогазу.

Для спалювання біогазу Інститут газу НАН України рекомендує спеціально розроблені під біогаз череневі пальники МПІГ-3Б (модернізований череневий випромінюючий пальник для спалювання біогазу). Пальники добре зарекомендували себе впродовж дворічної експлуатації на котлі ДКВР- 6,5 на Бортницькій станції аерації (Київ).

Інститут пропонує пальники для серійних котлів ДКВР (потужність більше 1 МВтт), а також власні водогрійні котли ІГ- 08 для роботи на біогазі, отриманому на середніх і малих полігонах ТПВ (потужність 800 кВтт). Тут є значний досвід створення мініелектростанцій потужністю 30-1000 кВтэ на природному газі (більше 100 установок), у тому числі двох

мініелектростанцій на біогазі. Витрати на аналогічні спеціалізовані МНІ-ТЕЦ для роботи на біогазі західного виробництва значно вище. Наприклад, вартість двигунів австрійської компанії Jenbacher складає 600 Євро/кВтэ (300 тис. Євро за електростанцію потужністю 500 кВтэ) із складу заводу в Австрії.

Одно з можливих напрямів утилізації надмірної теплоти і електроенергії зробленим з біогазу є створення внутрішньополігонного господарства, що виробляє продукцію, що має попит, з використанням надлишку енергії, що утворюється. Найбільш очевидним є розвиток тепличного господарства з вирощуванням овочів або квітів.

Потенційно привабливим є отримання біометану з біогазу полігонів ТПВ і використання його в якості моторного палива. На заході існують численні демонстраційні проекти отримання моторного палива з біогазу, що фінансуються з різних фондів. Роботи по отриманню біометану з біогазу проводяться в Україні в Харківському фізико-технологическом інституті.

Проте вартість отриманого біометану доки не може конкурувати з вартістю природного газу, принаймні, при існуючих нині цінах на природний газ. Висновки: Системи збору і утилізації біогазу на полігонах ТПВ мають значний потенціал комерційного використання в Україні. Їх широкому впровадженню сприятиме гармонізація норм проектування і експлуатації полігонів ТПВ в Україні і країнах ЄС.

6 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

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 – 1 шт.
- д) загальна довжина газопроводу – 5890 м
- е) річний об'єм споживання газу:
 - побутове споживання – 158,6 тис. м³/рік
 - комунально-побутові – 75,1 тис. м³/рік;
 - промислові і с/г споживачі – 3422 тис. м³/рік;
 - потреби теплопостачання – 610 тис. м³/рік.

Загальний об'єм споживання газу ($Q_{річ}$) = 4265,7 тис. м³/рік

Техніко-економічні показники:

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

Потужність системи $Q_{\text{под}}$, тис. $\text{м}^3/\text{рік}$, визначаю згідно формули

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

де $Q_{\text{под}}$ – потужність системи, тис. $\text{м}^3/\text{рік}$;

$Q_{\text{річ}}$ – загальний об'єм споживання газу, тис $\text{м}^3/\text{рік}$.

$$Q_{\text{брутто}} = 4265,7 \cdot 1,008 = 4299,83 \text{ тис. } \text{м}^3/\text{рік}$$

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

Базисна кошторисна

Складено в цінах 2019 р

вартість 1529,41 тис.

грн.

№ п/п	Шифр норм	Назва робіт і витрат	Кількість метрів	Кошторисна вартість, тис. грн.		
				за одиницю	на весь об'єм	
1	УРБН	Мережа середнього тиску				
		Прокладання газопроводу в сухих ґрунтах				
		57x3	4200	137,45	577,29	
		76x3	150	160,15	24,02	
		60x3	370	160,15	59,26	
		89x3	510	241,00	122,91	
		108x4	250	300,00	75,00	
		114x4	270	370,00	99,90	
		133x4	140	500,00	70,00	
					Σ	1028,38
3		Всього прямих витрат, ПЗ		1028,38		
4		Накладні витрати, НВ = 0,144 · ПЗ		148,09		
5		Планові накопичення, ПН = 0,3 (ПЗ+НВ)		352,94		
6		Загальна вартість будівельних робіт		1529,41		

6.1.2 Складання об'єктного кошторису

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

Назва будівництва: сталевий газопровід

Узгоджено

Затверджую

Підрядчик

Замовник

Об'єктний кошторис на підземні газопроводи

Базисна кошторисна вартість 1579,41 тис. грн.

Складений в поточних цінах станом на « 1 » січня 2018р.

№ 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	1529,41				1529,41
ДБН (методичні вказівки)	КСС (1шт)	20,00	30,00			50,00
Всього		1549,41	30,00			1579,41

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”.

Форма

1

Міністерство, відомство
Головне управління
Затверджено

Зведений кошторисний розрахунок в сумі 2702,54 тис. грн.
у тому числі повернені суми 3,55 тис. грн.

Зведений кошторисний розрахунок вартості будівництва

Складений в поточних цінах станом на 1 січня 2019 р.

№ п/п	№ кошторисів і кошторисних розрахунків	Назва глав, об'єктів робіт і витрат	Кошторисна вартість, тис. грн.				Загальна кошторисна вартість, тис.грн.
			Будівельні роботи	Монтажні роботи	Обладнання	Інші витрати	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Об'єктний кошторис	Глава 2. Основні об'єкти будівництва	1549,41	30,00			1579,41
		Всього по гл. 2	1549,41	30,00		-	1579,41
		Всього по гл. 1-7	1549,41	30,00		-	1579,41
2		Глава 8.					
	ДБН Д.1.1--1-2000 дод.6 п.36	Кошти на зведення і розробку тимчасових будівель і споруд 1,5 % (всього по гл. 1-7 · 0,015)	23,24	0,45		-	23,69
		Всього по гл. 8	23,24	0,45		-	23,69
		Всього по гл. 1-8	1572,65	30,45			1603,10
3		Глава 9. Інші роботи і витрати					
	ДБН Д.1.1--1-2000 дод.8 розд. VIII п.4	Додаткові витрати при виконанні БМР в зимовий період – 1% (всього по гл. 1-8 · 0,01)	15,73	0,30			16,03
		Всього по гл. 9	15,73	0,30			16,03
		Всього по гл. 1-9 Вартість осн. фондів	1588,38	30,75		-	1619,13
		Глава 10.					
		Утримання служби замовника (технічний нагляд – 2,5%)				40,48	40,48

4		(всього по гл.1-9 · 0,025)					
		Здійснення авторського нагляду – 0,02% (всього по гл.1-9 · 0,0002)				0,32	0,32
		Страховий фонд документації – 0,2% (всього по гл.1-9 0,002)				3,24	3,24
		Всього по главі 10				44,04	44,04
5		Глава 11.					
		Підготовка експлуатаційних кадрів – 0,5% (всього по гл.1-9 · 0,005)				8,10	8,10
		Всього по гл.11				8,10	8,10

Продовження зведеного кошторису

1	2	3	4	5	6	7	8
6		Глава 12 Проектні та пошукові роботи					
		Кошторисна вартість проектно-пошукових робіт - 0,5% (всього по гл.1-9 · 0,005)				8,10	8,10
		Державна експертиза – 15% від вартості проектно-пошукових робіт				1,21	1,21
		Всього по гл. 12				9,31	9,31
		Всього по гл.1-12	1588,38	30,75		61,45	1680,58
7	ДБН Д 1.1-1-2000 п.2.8.16	Кошторисний прибуток (всього по гл.1-9 · 0,06) (П)	95,30	1,85			97,15
8		Адміністративні витрати (Всього по главам 1-12 гр.8 х 0,1) (АВ)				168,06	168,06
9	ДБН Д 1.1-1-2000 дод.14 таб.3 п.1	Покриття ризику всіх учасників будівництва – Р (Всього по главам 1-12 гр.8 х 0,036) (Р)				60,50	60,50
10	ДБН Д 1.1-1-2000 п.3.1.20	Витрати пов'язані з інфляційними процесами (Всього по главам 1-12 гр. 8 х 0,12) (І)				201,67	201,67
		Всього (по гл.1-12 + +П+АВ+Р+І)	1683,68	32,60		491,68	2207,96
11	ДБН Д 1.1-1-2000 п.3.1.22	Податки, збори та обов'язкові платежі (гл.1-12+П+АВ+Р+І) по гр.8х0,02				44,16	44,16
		Всього (гл.1-12+П+АВ+Р+І + податки і збори)	1683,68	32,60		535,84	2252,12
12		Податок на добавлену вартість – 20% (Всього по гр.8 х 0,2)	450,42				450,42
13		Всього по зведеному кошторисному розрахунку	2134,10	32,60		535,84	2702,54
14		Повернені суми (15% від вартості тимчасових					3,55

6.2 Техніко - економічні показники газифікації

6.2.1 Розрахунок експлуатаційних витрат

а) затрати на купівлю газу, $Z_{\text{куп.газу}}$, тис грн, визначаю за формулою

$$Z_{\text{куп.газу}} = Q_{\text{брутто}} \cdot C_{1000 \text{ м куб.}}, \quad (6.2)$$

де $Q_{\text{брутто}}$ - об'єм подачі газу споживачам з урахуванням витрат, тис. м³/рік;
 $C_{1000 \text{ м куб.}}$ - ціна купівлі 1000 м куб. газу 8400 грн. (на 1.01.2019 р.)
 $Z_{\text{куп.газу}} = 4299,83 \times 8400 = 36118,57$ тис. грн

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

$$A_p = \frac{O\Phi \cdot H_a}{100}, \quad (6.3)$$

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 (дивись таблицю 6.1)

Таблиця 6.1 – Розрахунок амортизаційних відрахувань

Основні виробничі фонди	Структура основних фондів	Початкова вартість, тис. грн..	Норма амортизаційних відрахувань, %	Сума амортизаційних відрахувань, тис. грн..
Будівлі	15	242,87	5	12,14
Газопроводи	67	1084,82	5	54,24
Виробниче обладнання	10	161,91	15	24,29
Транспортні засоби	5	80,96	20	16,19
Інші основні фонди	3	48,57	15	7,29
Всього	100	1619,13	---	114,15

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

$$Z_{\text{п.р.}} = 40\% A_p \quad (6.4)$$

де A_p – витрати на амортизацію, тис. грн.

$$З_{п.р.} = 114,15 \times 0,4 = 45,66 \text{ тис. грн.}$$

г) 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.)

$$T_{об.} = 0,1 P_{ГК} + 0,13 P_{ГК+ВН} + 10 L_{заг} + 0,5 M_{підп} + 2 Q_{річ}, \quad (6.5)$$

де $P_{ГК}$ – кількість квартир з встановленими газовими плитами, 111 шт.;

$P_{ГК+ВН}$ – кількість квартир з встановленими газовими плитами та водонагрівачами, 205 шт.;

$L_{заг}$ - загальна довжина газопроводу, 5,89 км;

$M_{підп}$ – загальна кількість підприємств, 8 шт.;

$Q_{річ}$ – річна реалізація газу, 4,27 млн. м³.

$$T_{об.} = 0,1 \cdot 111 + 0,13 \cdot 205 + 10 \cdot 5,89 + 0,5 \cdot 8 + 2 \cdot 4,27 = 109 \text{ ум.од.}$$

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

$$Ч_{ауп} = \frac{T_{об.} \cdot \gamma}{1000}, \quad (6.6)$$

де γ – чисельна величина, яка визначається згідно нормативних даних,

приймаємо $\gamma = 2,3$

$$Ч_{ауп} = 109 \times 2,3 / 1000 = 0,25 \text{ особи}$$

Чисельність виробничого персоналу по експлуатації підземного газопроводу розраховується на основі нормативів і розрахунок зводиться в таблицю (дивись таблицю 6.1)

Таблиця 6.2 - 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) середнього тиску	км	10	1,4	3	5,89	0,82
б) низького тиску	км	10	0,6	3	--	--
Роб. рем. бригад	км	10	1	4	5,89	0,59
Обхідники газопроводів і споруд:						
а) середнього тиску	км	10	3	3	5,89	1,77
б) низького тиску	км	10	1,5	3	--	--
Електрозварники підземних газопроводів	км	50	1,5	6	5,89	0,18
1	2	3	4	5	6	7

Розрахунок витрат на заробітну плату виконуємо на основі даних таблиць 6.3 та 6.4

Таблиця 6.3. – Кількість робітників газового господарства

Найменування	Кількість робітників відповідного розряду, осіб				
	2	3	4	5	6
Робітники з експлуатації підземних газопроводів		2,59	0,59	0,40	0,18
Робітники з експлуатації ВБГО			0,32		
Всього по розряду		2,59	0,91	0,40	0,18
Разом	4,08				

Таблиця 6.4. – Погодинна тарифна ставка робітників газового господарства

Розряд	Розмір, грн..
2	29,07
3	33,32
4	37,32
5	41,43
6	48,06

Визначаємо середню годинну ставку робітників газового господарства

$$C = \sum_i^n \frac{CI * KI}{K},$$

(6.9)

Де CI – погодинна тарифна ставка робітників відповідних розрядів;

KI – кількість робітників відповідного розряду;

K – загальна кількість робітників газового господарства.

$$C = (33,32 \times 2,59 + 37,32 \times 0,91 + 41,43 \times 0,40 + 48,06 \times 0,18) / 4,08 = 34,33 \text{ грн.}$$

Річний фонд заробітної плати робітників визначається по формулі

$$Z_{оп р} = C K T,$$

(6.10)

де, C – середня погодинна ставка робітників, грн.;

K – загальна кількість робітників газового господарства;

T – річний баланс робочого часу, год.; (1800 год.)

$$Z_{оп р.} = 34,33 \times 4,08 \times 1800 / 1000 = 252,12 \text{ тис. грн.}$$

Річний фонд заробітної плати АУП визначається за формулою

$$Z_{оп ігр} = Ч_{ауп} 0,8 C_{кп} 12,$$

(6.11)

де C_{кп} – середня заробітна плата керівника підприємства

$$Z_{оп ігр} = 0,25 \times 0,8 \times 10000 \times 12 / 1000 = 24 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 6.5 – Визначення загальної кількості робітників газового господарства та їх заробітної плати

Показники	Один. виміру	АУП і ІТП	Робітники	Всього
1. Чисельність	осіб.	0,25	4,08	4,33
2. Фонд оплати праці	тис. грн.	24,00	252,12	276,12
3. Фонд додаткової оплати праці, 20%	тис. грн.	4,80	50,42	55,22
4. Всього фонд оплати праці	тис. грн.	28,80	302,54	331,34
5. Соціальний внесок, 37%	тис. грн.	10,66	111,94	122,60
6. Всього фонд оплати праці з нарахуваннями	тис. грн.	39,46	414,48	453,94

Інші витрати $Z_{\text{інші}}$, тис. грн., визначаю згідно формули

$$Z_{\text{інші}} = 10\% \cdot (Z_a + Z_{\text{оп}}), \quad (6.12)$$

де Z_a – витрати на амортизацію, тис. грн.

$Z_{\text{оп}}$ – виплати на оплату праці, тис. грн.

$$Z_{\text{інші}} = 0,1 \cdot (114,15 + 453,94) = 56,81 \text{ тис. грн.}$$

Тоді загальну суму собівартості реалізації газу $C_{\text{заг.реал.}}$, тис. грн., визначаємо по формулі

$$C_{\text{заг.реал.}} = Z_{\text{куп.газу}} + Z_{\text{аморт.}} + Z_{\text{пот.рем}} + Z_{\text{оп}} + Z_{\text{інші}} \quad (6.13)$$

$$C_{\text{заг.реал.}} = 36118,57 + 114,15 + 45,66 + 453,94 + 56,81 = 36789 \text{ тис. грн.}$$

Собівартість реалізації 1000 м^3 газу $C_{1000 \text{ м}^3}$, грн./ 1000 м^3 , визначаю згідно формули

$$C_{1000 \text{ м}^3} = \frac{C_{\text{заг.реал.}}}{Q_{\text{нетто}}}, \quad (6.14)$$

де C_o – загальна собівартість реалізації газу;

$Q_{\text{нетто}}$ – об'єм реалізованого газу споживачам.

$$C_{1000 \text{ м}^3} = 36789/4265,7 = 8624 \text{ грн./}1000 \text{ м}^3$$

Ціну реалізації газу для підприємства, $C_{\text{підпр}}$, грн./ 1000 м^3 . визначаю за формулою

$$C_{\text{підпр}} = 1,1 \cdot C_{1000 \text{ м}^3} \quad (6.15)$$

$$C_{\text{підпр}} = 8624 \cdot 1,1 = 9486 \text{ грн./}1000 \text{ м}^3$$

Тариф реалізації газу споживачам, $T_{\text{спож}}$ визначаю по формулі

$$T_{\text{спож}} = 1,2 \cdot C_{\text{підпр}} \quad (6.16)$$

$$T_{\text{спож}} = 1,2 \cdot 9486 = 11383 \text{ грн./}1000 \text{ м}^3$$

6.2.2 Розрахунок прибутку і рентабельності

Прибуток від реалізації газу, $D_{\text{заг}}$, визначаю за формулою

$$D_{\text{заг}} = Q_{\text{нетто}} \cdot T_{\text{спож.}}, \quad (6.17)$$

$$D_{\text{заг}} = 4265,7 \cdot 11383 = 48556 \text{ тис. грн.}$$

Балансовий прибуток Π_6 , тис. грн., визначаю згідно формули

$$\Pi_6 = D_{\text{заг}} - C_{\text{заг.реал}}, \quad (6.18)$$

$$\Pi_6 = 48556 - 36789 = 11767 \text{ тис. грн.}$$

Визначаю чистий прибуток $\Pi_{\text{ч}}$, тис. грн., згідно формули

$$\Pi_{\text{ч}} = \Pi_6 \cdot 0,15, \quad (6.19)$$

де Π_6 – балансовий прибуток, тис. грн.;

$$\Pi_{\text{ч}} = 11767 \cdot 0,15 = 1765 \text{ тис. грн.}$$

Визначаю рівень рентабельності по балансу, $R_{\text{бал}}$, %, згідно формули

$$R_{\text{бал}} = \frac{\Pi_6}{C_o} \cdot 100\%, \quad (6.20)$$

$$R_{\text{бал}} = \frac{11767}{36789} \cdot 100 = 32\%$$

Рівень рентабельності по чистому прибутку, $R_{\text{чист.}}$, % визначаю за формулою

$$R_{\text{чист}} = \frac{\Pi_{\text{ч}}}{C_o} \cdot 100, \quad (6.21)$$

$$R_{\text{чист}} = \frac{1765}{36789} \cdot 100 = 4,8 \%$$

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

$$T_{\text{окуп}} = \text{БКВ} / \Pi_{\text{ч}} \quad (6.22)$$

$$T_{\text{окуп}} = 2702,54 / 1765 \approx 1,5 \text{ роки.}$$

Таблиця 6.6 – Основні техніко-економічні показники

№ п/п	Назва показників	Одиниця виміру	Позначення по тексту	Кількість
1	Річний об'єм подачі газу в мережу	тис. м ³	Q _{брутто}	4299,83
2	Річний об'єм реалізації газу	тис. м ³	Q _{нетто}	4265,7
3	Капітальні вкладення в спорудження системи газопостачання	тис. грн.	БКВ	2702,54
4	Загальна собівартість реалізації газу	тис. грн.	C _о	36789
5	Собівартість реалізації 1000 м ³ газу	грн./1000	C ₁₀₀₀	8624
6	Сума доходу	тис. грн.	D _{заг.}	48556
7	Прибуток: - балансовий - чистий	тис. грн. тис. грн.	П	11767 1765
8	Рівень рентабельності - по чистому прибутку - по балансовому прибутку	%	P _p	4,8 32
9	Відпускна ціна	грн./1000 м ³	Ц _{підпр}	9486
10	Середній тариф	грн./1000 м ³	T _{спож}	11383
11	Термін окупності капітальних вкладень	рік	T _{окуп}	1,5

Проводячи аналіз роботи з експлуатації системи газопостачання села по основним техніко - економічним показникам можливо зробити такі висновки:

- система газопостачання села може працювати з прибутком при середній відпускній ціні 9486 грн. за 1000 м³ газу;
- прибуток буде збільшуватися при збільшенні долі промислових споживачів газу;
- термін окупності капітальних вкладень становить 1,5 роки, що не відповідає нормативним строкам капітальних вкладень в об'єкти газифікації. Такий малий строк окупності обумовлено великим об'ємом спожитого газу.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

7.1 Вимоги охорони праці при проведенні ремонтних робіт на підземних газопроводах

При проведенні робіт в котловані, колодязі на/поряд проїзній частині вулиці необхідно стежити за рухом транспорту і не допускати до колодязя /котловану сторонніх осіб. Під час виконання робіт на поверхні землі з навітряного боку повинні знаходитися не менше двох чоловік, що тримають кінці вірьовок від рятувальних поясів робітників, які знаходяться в колодязі, і ведуть за ними безперервне спостереження. Для проведення робіт в колодязі одночасно можуть спускатися одна-дві людини.

Ремонтні роботи та роботи по реновації допускається на діючих газопроводах після відключення і продування їх повітрям або інертним газом і тільки після повного зняття перекриттів.

Перед початком зварювання або газового різання в колодязях, котлованах і колекторах повинне проводитися перевірення на наявність горючого газу.

Об'ємна частка газу в повітрі не повинна перевищувати 1/5 НМВ. Проби повинні відбиратися з невентильованих зон протягом всього часу проведення вогневих робіт на газопроводах ЗВГ колодязі і котловани повинні вентильоватися нагнітанням повітря вентилятором або компресором.

Газове різання і зварювання на діючих газопроводах при приєднанні до них газопроводів і їх ремонт повинні проводитися при тиску газу 40-150 да Па (40-150 мм вод.ст.). Наявність вказаного тиску повинна перевірятися протягом всього часу виконання робіт.

При зниженні тиску нижче 40 да Па (40 мм вод.ст.) і підвищенні його понад 150 да Па (150 мм вод.ст.) різання або зварювання слід припинити. Для контролю за тиском в місці проведення робіт повинен встановлюватися або

використовуватися манометр, розміщений на відстані не більше 100 м від місця проведення робіт.

Перебування сторонніх осіб, а також куріння в місцях проведення газонебезпечних робіт і застосування відкритого вогню забороняється.

7.2 Заходи по захисту навколишнього середовища при будівництві і експлуатації систем газопостачання

При проектуванні, будівництві, експлуатації об'єктів газопостачання необхідно приймати рішення які зводять до мінімуму їх шкідливий вплив на навколишнє середовище.

Напрямок трас газопроводів, розміщення майданчиків ГРП, ГНС, АЗГП, АГЗС, ГНП, ПСБ та інших споруд необхідно передбачити переважно на землях, непридатних для сільськогосподарської діяльності або на малопродуктивних угіддях. Газопроводи слід прокладати уздовж автодоріг, уздовж лісосмуг, в обхід ланів що мають дренажні системи. [33]

Необхідно передбачити рекультивацію родючого шару ґрунту, відшкодування порушених зелених насаджень та інших видів благоустрою. Рекультивація земель повинна здійснюватися в процесі будівництва, згідно з проектом. В процесі рекультивації згідно умов надання земельних ділянок у тимчасове користування, та з урахуванням місцевих природно-кліматичних особливостей повинні бути визначені :

- площі, на яких необхідно проведення рекультивації ;
- глибина родючого шару, що змінюється ;
- місце розташування відвалу для тимчасового збереження родючого шару ґрунту
- обсяги і засоби вивезення зайвого ґрунту після засипання траншеї і котлованів.

Допускається не знімати родючий шар :

- при товщині родючого шару менше за 10 см. У цьому випадку виконується тільки біологічна рекультивація, що передбачає внесення добрив у зовнішній ґрунтовий шар, висаджування на ньому ґрунтопокрощуючих культур ;
- на болотах, заболочених та обводнених землях ;
- на ґрунтах із низькою родючістю ;
- при розробленні траншеї по верху до 1 м включно ;
- якщо рельєф місцевості не дозволяє його зняти ;
- на ділянках із виходом на поверхню скельних оголень, крупних /вище 1 м/ каменів.

На майданчиках під споруди необхідно передбачити зняття родючого шару для подальшого використання при рекультивації.

При підземному та надземному /у насипу/ прокладанні газопроводів передбачаються протиерозійні заходи з максимальним використанням місцевих матеріалів, а при перетинанні підземними газопроводами крупних схилів, вимоїн, зрошувальних каналів та кюветів - передбачати перемички, що запобігають попаданню в траншею води та поширенню її вздовж траншеї.

При покладанні газопроводів в земляних насипах, через яри - слід передбачати влаштування водопропускних споруд /лотки, труби і т.п./ здатних пропускати воду паводка з можливістю його повторення раз у 60 років. Забороняється використовувати родючий шар ґрунту для влаштування перемичок та інших постійних та тимчасових споруд.

Категорично забороняється зливати в річки, озера та інші водоймища воду, з газопроводу, після його випробування, без попереднього її очищення. Кріплення незатоплюваних берегів річок, в місцях пересічення їх підземним газопроводом, слід передбачати до відмітки води, що піднімається не менш ніж на 0,5 м, над розрахунковим паводковим горизонтом, який може повторюватися один раз у 50 років. На затоплюваних берегах, крім укисної частини, повинна зміцнюватися заплавна частина на ділянці, що прилягає до укусу, згідно проекту та в залежності від геологічних та гідротехнічних умов.

Будівництво систем газопостачання повинно проводитися з урахуванням вимог природоохоронного законодавства та забезпечувати ефективний захист навколишнього середовища від забруднення довкілля.

Висновок

Під час роботи над дипломним проектом на тему: «Проектування, монтаж та обслуговування систем газопостачання с. Гай- Мошенка Сумської області одноступеневою системою з розробкою газифікації двоповерхового житлового будинку та висвітлення питання використання біогазу з сміттєзвалищ як палива» я практично втілював знання набуті при вивченні основних навчальних дисциплін:

- ✓ газіві мережі і устаткування;
- ✓ технологія і організація будівельно-монтажних і ремонтних робіт;
- ✓ експлуатація систем газопостачання;
- ✓ газифіковані котельні агрегати;
- ✓ економіка та планування галузі.

Працюючи самостійно, я мав можливість вдосконалити знання норм проектування газових мереж, норм витрат газу, правил експлуатації газового обладнання, глибше вивчити “Правила безпеки в газовому господарстві”. Навчився впроваджувати в життя Державні будівельні норми України.

Важливим на мій погляд є визначення економічних показників роботи газового господарства вартості будівництва при газифікації населеного пункту. Зміг переконатися в доцільності газифікації об’єктів теплопостачання та житлових будинків.

Описав правил організація робіт при введення в експлуатацію систем газопостачання та використання біогазу з сміттєзвалищ як палива.

Вважаю, що отримані мною знання стануть міцною основою для плідної праці за обраним фахом.

Підпис:

Список використаних джерел

1. ГОСТ 4666-75*. Арматура трубопроводная. Маркировка и опознавательная окраска. – М.: Изд-во стандартов, 1981. – 6 с. – Чинний з 01.01.76
2. ГОСТ 9.402-80*. Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием. – М.: Изд-во стандартов, 1991. – 92 с. – Чинний з 01.07.81.
3. ГОСТ 9.602-89. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 51 с. – Чинний з 01.01.91.
4. ГОСТ 21.609-83. Газоснабжение. Внутренние устройства. Рабочие чертежи. М.: Изд-во стандартов, 1984. – 11 с. – Чинний з 01.01.84.
5. ГОСТ 21.610-85. Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи. М.: Изд-во стандартов, 1986. – 6 с. – Чинний з 01.07.86.
6. ДБН 360-92*. Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень / Мінбудархітектури України. – К.: Укрархбудінформ, 1993. – 107 с. – Чинні з 01.01.92.
7. ДБН А.3.1.-5-96. Організація будівельного виробництва / Держкоммістобудування України. – К.: Укрархбудінформ, 1996.
8. ДБН В.2.5-20-2018. Газопостачання / Держбуд України. – К.: Держбуд України, 2018. – 286 с. – Чинні з 01.07.2019.
9. НПАОП 0.00-1.76-15 Правила безпеки систем газопостачання. – затверджені Міністерством енергетики і промислової політики наказ №285 від 15.05.2015 року.
10. ДСТУ 3336-96. Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги. – К.: Держстандарт України, 1996. – 11 с. – Чинний з 01.07.96.
11. ДСТУ Б А.2.4-1-95. Умовні позначення трубопроводів. – К.: Укрархбудінформ, 1996. – 13 с. – Чинний з 01.03.95.
12. ДСТУ Б А.2.4-8-95 (ГОСТ 21.205-93). Умовні позначення елементів санітарно-технічних систем. – К.: Укрархбудінформ, 1995. – 15 с. – Чинний з 01.07.95.
13. СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика / Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1983. – 186 с. – Чинні з 01.01.92.
14. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование / Госстрой СССР. – М.: АПП ЦИТП, 1992. – 64 с. – Чинні з 01.01.92.
15. Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні; КТМ 204 України 244-94. – К.: 1998. – 376 с.
16. Технічні вимоги та правила щодо застосування сигналізаторів вибухонебезпечних концентрацій чадного газу у повітрі приміщень

- житлових будинків та громадських будинків і споруд. – К.: Київ. ЗНДІЕП, 1998. – 15 с.
17. Астанин Л.П., Благосклонов К.Н. Охрана природы. – М.: Колос, 1978.
 18. Багдасаров В.А. Аварийная служба городского газового хозяйства.- Ленинград.: Недра, 1975.
 19. Гордюхин А.И. Газовые сети и установки.- М.: Стройиздат, 1978. – 381 с.
 20. Гулько Т.В., Драганов Б.Х., Шишко Г.Г. Газификация и газоснабжение сельского хозяйства: Учебн. пособие. – М.: ИРИЦ «Фермер», 1994.–319 с.
 21. Джигирей В.С. Екологія та охорона навколишнього природного середовища: Навчальний посібник. – К.: Знання, 2002.
 22. Енин П.М., Шишко Г.Г., Пилюгин Г.В. Газификация сельской местности: Справ. пособие. – К.: Урожай, 1992. – 200 с.
 23. Єнін П.М., Шишко Г.Г., Предун К.М. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом: Навчальний посібник. – К.: Логос, 2002.
 24. Зрібняк Л.Я., Полозенко Н.Г., Короповський Т.Д. Організація і планування виробництва на сільськогосподарських підприємствах. – К.: Урожай, 1999.
 25. Ивашина Ю.Г., Шпренгель Л.Е. Защита трубопроводов от коррозии. – К.: Будівельник, 1980. – 72с.
 26. Ковалко М.И., Денисюк С.П. Энергозбереження – пріоритетний напрямок державної політики України. – К.: УЕЗ, 1998. – 506 с.
 27. Котов В.Т. Охрана труда в газовом хозяйстве. – Л.: Недра, 1989. – 117 с.
 28. Мельников О.Н., Ежов В.Т., Блоштейн А.Х. Справочник монтажника сети теплогазоснабжения. – Л.: Стройиздат, 1980.
 29. Ментюков В.П. Земельные работы на строительстве магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1972.
 30. Методические указания к выполнению курсовых работ «Газоснабжение городов, населенных пунктов, промышленных предприятий, общественных и жилых зданий» для студентов специальности 29.07 / Сост. А.Ф.Редько, Н.М.Басова. – Харьков: ХИСИ, 1991. – 176 с.
 31. Ресурсні елементні кошторисні норми на ремонтно-будівельні роботи. частина 2.- К.: Інпроект, 2000.
 32. Сазонов В.В. Інженерні рішення з охорони праці при розробці дипломних проектів інженерно-будівельних спеціальностей.-К.:2000.-331с.
 33. Шальнов А.П. Строительство газовых сетей и сооружений. – М.: Стройиздат, 1980. – 333 с.
 34. Шишко Г.Г. Эксплуатация и ремонт систем газоснабжения. – К.: МП «радуга», 1992. – 248 с.
 35. Шишко Г.Г., Склярєнко О.М., Предун К.М., Молодих В.Л. Газопостачання. Част. 1. Газопостачання населених пунктів: Навч. посібник / Під ред. П.М.Єніна. – К.: КДТУ будівництва і архітектури, 1997. – 119 с.
 36. <https://mind.ua/news/20185313-rgk-perejshla-na-dobove-balansuvannya-gazorozpodilnih-sistem>