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

«Будівництво та цивільна інженерія»
(повне назва факультету (відділення))

Циклова комісія спеціальних дисциплін спеціальності
«Будівництво та цивільна інженерія»
(повна назва циклової комісії)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проєкту
молодшого спеціаліста

на тему: «Проєктування, монтаж та обслуговування системи газопостачання мікрорайону м. Охтирка Сумської області з розробкою газифікації п’ятиповерхового житлового будинку та висвітлення питання впровадження інноваційних схем газопостачання житлових будинків і побутових об’єктів».

Виконав студент 4 курсу, групи 44
галузі знань 19 Архітектура та будівництво
спеціальності 192 Будівництво та цивільна інженерія
Жмурко С.А.

Керівник Сопітько А.А.

Рецензент _____

2023 р.

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

Жмурку Сергію Анатолійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема проєкту «Проєктування, монтаж та обслуговування системи газопостачання мікрорайону м. Охтирка Сумської області з розробкою газифікації п'ятиповерхового житлового будинку та висвітлення питання впровадження інноваційних схем газопостачання житлових будинків і побутових об'єктів».

Керівник проєкту – Сопітько Анна Анатоліївна
(прізвище, ім'я по батькові)
затверджені наказом по коледжу від 29 листопада 2022 року № 80/І-ДВ.

2 Строк подання студентом проєкту до 17 лютого 2023 року

3 Вихідні дані до проєкту: Генплан мікрорайону м. Охтирка Сумської області, тиск в точці підключення- 400 кПа, промислові підприємства: Генплан м. Охтирка. Кліматичні дані. Тиск в точці підключення 400кПа. Промисловість: автомайстерня, котельня дитячого садка, підприємство по переробці молока, котельня.
Тваринництво: свині – 400 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 п'ятиповерхового житлового будинку.

3) Автоматизація систем газопостачання:

Автоматика безпеки, контролю, регулювання, управління і сигналізації регулятора тиску типу РДГ-50-Н.

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:

Впровадження інноваційних схем газопостачання житлових будинків і побутових об'єктів

6) Економічний розділ

7) Охорона праці

Висновок

Перелік використаних джерел

Додатки

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

Аркуш 1 – Генплан мікрорайону м.Охтирка з мережею газопроводів.

Аркуш 2 – Розрахункові схеми газопроводів.

Аркуш 3 - Газифікація п'ятиповерхового житловогобудинку. План типового поверху будівлі з розташуванням газового обладнання. Аксонометрична схема внутрішньобудинкового газопроводу. Специфікація. Експлікація.

Аркуш 4 - Фрагмент генплану вулиці. Схема зварних стиків. Повздовжній профіль.

6 Консультанти розділів проєкту

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

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 _____ Сергій ЖМУРКО
(підпис) (власне ім'я, прізвище)

Керівник проєкту _____ Анна СОПІТЬКО
(підпис) (власне ім'я, прізвище)

Реферат

Пояснювальна записка містить: 77 сторінок, 11 рисунків, 22 таблиці.

Об'єкт проєктування: система газопостачання мікрорайону м. Охтирка Сумської області.

Мета: Закріплення теоретичних знань з професійних дисциплін та набуття практичних навичок з проєктування мереж газопостачання реального населеного пункту з урахуванням перспективи його розвитку.

Метод дослідження: розрахунково-аналітичний.

При виконані проєкту було здійснено: розрахунок витрат газу споживачами, гідравлічний розрахунок поліетиленових газопроводів середнього і низького тиску, розроблено проєкт газопостачання п'ятиповерхового житлового будинку. Крім того визначені об'єми роботи та підібрані необхідні машини і обладнання при будівництві газопроводу, підраховані затрати праці і визначена потрібна кількість працівників, розроблено будгенплан окремої ланки газопроводу, схему зварних стиків та повздовжній профіль будівництва ділянки газопроводу, складено будівельний паспорт підземного газопроводу.

В проєкті висвітлене питання впровадження інноваційних схем газопостачання житлових будинків і побутових об'єктів. Доцільність виконання газифікації села обґрунтована в економічному розділі проєкту.

Питання охорони праці містять конкретні інструкції та пропозиції.

Ключові слова: ПРОЄКТ. ОПТИМІСТИЧНЕ. СПОЖИВАЧ. ГАЗОПРОВІД. СИСТЕМА. ГАЗОПОСТАЧАННЯ. РОБОТИ. РОБОЧА ЗОНА. ВЕДУЧИЙ МЕХАНІЗМ. КОРОЗІЯ.ВИПРОБОВУВАННЯ. ВИКОНАВЧО-ТЕХНІЧНА ДОКУМЕНТАЦІЯ. БІОГАЗ. КОМБІНОВАНИЙ РЕГУЛЯТОР. ПАСПОРТ. ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ. КАТОДНА СТАНЦІЯ, АВТОМАТИКА. ПРИБУТОК. РЕНТАБЕЛЬНІСТЬ. ТЕРМІН. ОКУПНІСТЬ. КАПІТАЛОВКЛАДЕННЯ. ОХОРОНА. ПРАЦІ. ДЖЕРЕЛА. ПРИЧИНА. ЗАБРУДНЕННЯ. ЕКОЛОГІЯ. ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ. ДОДАТОК.

Зміст

1 ЗАГАЛЬНИЙ РОЗДІЛ
1.1 Вступ
1.2 Кліматичні та топографічні умови, характеристика ґрунтів, споживачів.
2 РОЗРАХУНКОВО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА
2.1 Загальні положення по підрахунках витрат газу
2.2 Розрахунок газопостачання
2.2.1 Визначення кількості жителів
2.2.2 Витрати газу на комунально-побутові потреби
2.2.3 Витрати газу на потреби теплопостачання
2.2.4 Витрати газу на потреби не промислових підприємств
2.2.5 Розрахункові витрати
2.3 Система газопостачання
2.3.1 Вибір і обґрунтування систем газопостачання та регуляторів тиску
2.4 Гідравлічний розрахунок газопроводів
2.4.1 Газопроводи середнього тиску
2.4.2 Газопроводи низького тиску
2.5 Газопостачання житлового будинку
2.5.1 Визначення витрат газу
2.5.2 Гідравлічний розрахунок газопроводів
3. АВТОМАТИТИЗАЦІЯ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ
3.1 Автоматика безпеки, контролю, регулювання, управління і сигналізації регулятора тиску типу РДГ-50-Н.
4. БУДІВНИЦТВО І МОНТАЖ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ
4.1 Організація будівництва вуличного газопроводу
4.2 Вибір ведучого механізму та машин, підрахунок об’ємів робіт і затрат праці, розрахунок ширини робочої зони
4.3 Захист газопроводів від корозії
5. ОРГАНІЗАЦІЯ ОБСЛУГОВУВАННЯ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ
5.1 Впровадження інноваційних схем газопостачання житлових будинків і побутових об’єктів
6. ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ
6.1 Розрахунок кошторисної вартості об’єкту газифікації
6.1.1 Складання локального кошторису
6.1.2 Складання об’єктного кошторису
6.1.3 Складання зведеного кошторису
6.2 Техніко-економічні показники газифікації
6.2.1 Розрахунок експлуатаційних витрат та показників
6.2.2 Розрахунок прибутку і рентабельності
7. ОХОРОНА ПРАЦІ
7.1 Вимоги охорони праці при обстеженні газопроводів з метою виявлення витоків газу
7.1.1 Загальні положення
7.1.2 Вимоги безпеки перед початком роботи

7.1.3 Вимоги безпеки під час робіт
7.1.4 Вимоги охорони праці після закінчення робіт
7.1.5 Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях

ВИСНОВОК
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1 ЗАГАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Вступ

Рівень розвитку енергетики має визначальний вплив на стан економіки кожної держави, на вирішення проблем соціальної сфери та рівень життя людей. Тому небезпідставно енергетичну незалежність завжди пов'язують з національною безпекою.

Основним завданням при використанні природного газу є раціоналізація його використання, тобто зниження витрат за допомогою введення зберігаючих технологічних процесів, при яких максимально реалізуються корисні властивості газу. Використання прогресивних технологій споживання газового палива дозволяє уникнути втрат теплоти, які виникають внаслідок механічного і хімічного недопалу. Зменшення втрат теплоти з продуктами згорання досягається при малих коефіцієнтах витрати повітря. При роботі агрегатів на газовому паливі можливе також реалізувати поступеневе використання продуктів згорання.

Для ефективного вирішення проблем енергоресурсозбереження необхідно розробити цілий комплекс заходів. Насамперед, це повинні бути заходи, спрямовані на організацію і застосування нових підходів: впровадження нової техніки, енергозберігаючих будівельних технологій, інформатизацію і автоматизацію процесів керування.

При проєктуванні, будівництві і реконструюванні систем газопостачання, які використовують природний газ і газоповітряні суміші з збитковим тиском не більшим 1,2 МПа, необхідно керуватися вказівками ДБН В.2.5-20-2001, ДБН В.2.5-41:2009 Газопроводи з поліетиленових труб, Правилами безпеки систем газопостачання, Правилами експлуатації електроустаткування іншими нормативними документами.

Суттєве значення при проєктуванні і будівництві газових мереж і обладнання мають раціональний вибір систем газопостачання і створення умов для їхньої безаварійної роботи шляхом використання сучасного обладнання з високою ступінню автоматизації. Але на даний час суттєвої популярності набирає утеплення домів і енергозбереження.

Виходячи з цього для виконання дипломного проєкту мною вибрана актуальна тема: «Проєктування, монтаж та обслуговування системи газопостачання мікрорайону м. Охтирка Сумської області з розробкою газифікації п'ятиповерхового житлового будинку та висвітлення питання впровадження інноваційних схем газопостачання житлових будинків і побутових об'єктів».

1.2 Кліматичні та географічні умови, характеристика ґрунтів, споживачів.

У відповідності з завданням на проектування, необхідно запроектувати систему газопостачання мікрорайону, розміщеного в м. Охтирка Сумської області.

Кліматичні дані для населеного пункту:[11]

1) тривалість опалювального періоду – $n_o = 195$ діб;
2) середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період – $t_{oc} = (-2,5)°C$;
3) розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення – $t_o = (-24)°C$;
4) розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування систем вентиляції – $t_{вент} = (-12)°C$.

Даний мікрорайон споживає газ Качанівського газового родовища

Склад газу: CH_4=88,408%, C_2H_6=7,367%, C_3H_8=0,828%, C_4H_{10}=0,7%, C_5H_{12} = 0,3 %,

Визначаю нижчу теплоту згорання газу за формулою:

$$Q_н^р = \frac{1}{100} \cdot (35,8 \cdot CH_4 + 63,7 \cdot C_2H_2 + 91,3 \cdot C_3H_8 + 118,7 \cdot C_4H_{10} + 146,2 \cdot C_5H_{12}), \quad (1.1)$$

$$Q_н^р = \frac{1}{100} \cdot (35,8 \cdot 84,408 + 63,7 \cdot 7,367 + 91,3 \cdot 0.828 + 118,7 \cdot 0.7 + 146,2 \cdot 0.3) = 38 МДж/м^3$$

Населений пункт складається з чотирьох районів. Перший район забудований одноповерховими будинками, другий район - двоповерховими будинками, третій район - п`ятиповерховими будинками, четвертий район - дев`ятиповерховими будинками

В населеному пункті розміщені наступні промислові об’єкти: автомайстерня з потужністю встановленого газового обладнання Q = 0,6МВт; підприємство по переробці молока з потужністю встановленого газового обладнання Q = 0,6МВт; котельня дитячого садка з потужністю встановленого газового обладнання Q = 0,5МВт цех по виготовленню консервів з потужністю встановленого газового обладнання Q = 0,35 МВт; будівельна база з потужністю встановленого газового обладнання Q= 0,5МВт; котельня для потреб кузні і пилорами з потужністю встановленого газового обладнання Q = 0,6МВт, котельня №3 з потужністю газового обладнання Q=1МВт.

Ступінь забезпечення газом комунально-побутових споживачів становить: лазні – 90 %,

Тиск в точці підключення – 400 кПа.

2 РОЗРАХУНКОВО - ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальні положення по підрахунках витрат газу

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

Витрати газу знаходимо окремо для кожної категорії споживачів:

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

Потреби промислових підприємств, розташованих на території мікрорайону:

– автомайстерня з потужністю встановленого газового обладнання Q = 0,6МВт;

– підприємство по переробці молока з потужністю встановленого газового обладнання Q = 0,6МВт;

– котельня дитячого садка з потужністю встановленого газового обладнання Q = 0,5МВт;

– цех по виготовленню консервів з потужністю встановленого газового обладнання Q = 0,35 МВт;

– будівельна база з потужністю встановленого газового обладнання Q= 0,5МВт;

– котельня для потреб кузні і пилорами з потужністю встановленого газового обладнання Q = 0,6МВт,

– котельня №3 з потужністю газового обладнання Q=1МВт

Ступінь забезпечення газом комунально-побутових споживачів становить: лазні – 90 %.

2.2 Розрахунок газопостачання

2.2.1 Визначення кількості жителів

Кількість жителів N, чол., визначаємо згідно формули

$$N = \frac{F_{ж}}{f}, \qquad (2.1)$$

де $F_ж$ – загальна площа житлових будинків, м²;

f – норма забезпечення загальною площею, м²/чол. , залежить від ступеню благоустрою населеного пункту і може бути прийнята: для багатоповерхової забудови – 18 м²/чол; для існуючої забудови - 15 м²/чол; для перспективної – 21 м²/чол; для малоповерхової – 18 м²/чол, [4]

Загальну площу житлових будинків Fж, м^2, визначаю за формулою

$$F_ж = F_з \cdot B, \qquad (2.2)$$

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

B – густина житлового фонду, м²/га, [4].

$F_ж$ 12*500= 6000м^2

N =6000/18=333 осіб

Розрахунок веду у формі таблиці (дивись таблицю 2.1)

Розрахунок веду у формі таблиці (дивись таблицю 2.1)

Таблиця 2.1 - Визначення кількості жителів

Район	Площа житлової забудови F3, га	Густина житлового фонду B, м^2/га	Норма забезпечення житловою площею f, м^2/га	Загальна площа житлових будинків Fж, м^2	Кількість жителів N, чол.
1	6000	500	18	6000	333
2	990	3300	18	9900	550
3	2650	5300	15	2650	176
4	1980	6600	21	3300	157
Всього					1216

Загальна кількість населення в мікрорайоні м Охтирка 1216 осіб.

2.2.2 Визначення витрати газу на комунально-побутові потреби

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

$$V_{річ}^{к-п} = N \cdot S \cdot x \cdot \frac{q_н}{Q_р^н}, \qquad (2.3)$$

де N – чисельність населення , чол.;

S – розрахункова кількість комунальних послуг, [4];

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

$q_н$ – норма витрати теплоти на даний вид комунальних послуг, МДж/рік, [15];

$Q_р^н$ – нижча теплота згорання палива, МДж/м³.

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

Приводжу приклад розрахунку першого району:

$$V_{річ}^{к-п} = \frac{333 \cdot 8000 \cdot 1}{38} \cdot 10^6 = 0.007 \text{ , млн. м}^3\text{/рік}$$

Розрахунок веду у формі таблиці (дивись таблицю 2.2).

Таблиця 2.2 - Річні витрати газу на комунально-побутові потреби

Споживач, послуг	Розрахункові одиниці	Норма витирати теплоти, $q_н$, мДж/рік	Розрахункова кількість послуг, S	Ступінь забезпе-чення, X	Кількість споживачів, N	Річна витрата газу, $V_р^{К-П}$, млн. м³/рік
Житлові будинки 1 район	1 житель	8000	1	1	333	0,07
2 район	1 житель	8000	1	1	550	0,11
3 район	1 житель	8000	1	1	176	0,037
4 район	1 житель	2800	1	1	157	0,012
Тваринництво - свині	1 тварина	4620	1	1	400	0,05
Лазня	1 миття	40	23	0,90	25047	0,026
Невеликі комунальні підприємства	5% від витрат житлових будинків					0,0035 0,0058 0,0018 0,0006
Всього						0,3237

Сумарні річні витрати газу на комунально-побутові потреби мікрорайону міста Охтирка складають $V_{год}^{к-п}$= 0,3237млн. м^3/рік .

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

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

де $V_p^{к-п}$ - річна витрата газу споживачем, млн. м ³/рік;
K_{max} - коефіцієнт годинного максимуму, рік/год, [1].

Приводжу приклад розрахунку для житлових будинків та невеликих комунально-побутових підприємств

$$V_{год}^{к-п} = (0{,}235 : 1800 - 10^{-6}) = 131 \text{ м}^3/\text{год}$$

Розрахунок веду у формі таблиці (дивись таблицю 2.3).

Таблиця 2.3 - Годинні витрати газу на комунально-побутові потреби

Споживач послуг	Річні витрати газу, $V_p^{К-П}$, млн. м^3/рік	Коефіцієнт годинного максимуму, K_{max}, рік/год.	Кількість споживачів у районі, N	Годинна витрата газу, $V_{год}^{К-П}$, м^3/год.
1	2	3	4	5
Житлові будинки, невеликі комунально-побутові підприємства	0.235	1/1800	1210	131
Тваринництво	0,05	1/1800		28
Лазня	0,026	1/2700		10
Всього				169

Сумарні годинні витрати газу на комунально-побутові на потреби мікрорайону міста Охтирка становлять $V_{год}^{к-п}$ = 169 м^3/год.

2.2.3 Витрати газу на потреби теплопостачання

Для забезпечення теплопостачання індивідуальних житлових будинків та дрібних комунально-побутових споживачів пропоную використовувати малогабаритні опалювальні котли, як зарубіжних, так і вітчизняних заводів, обладнані водонагрівачами з тепловим ККД 92%.

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

$$\mathbf{V}_{\text{год}}^{\text{ов}} = 3600 \cdot [1 + K \cdot (1 + K_1)] \cdot \frac{q_0 \cdot Fж \cdot 10^{-6}}{Q_н^р \eta}, \qquad (2.5)$$

де К – коефіцієнт, який враховує витрату газу на опалення громадських будинків, К = 0,25, [1];

K_1– коефіцієнт, який враховує витрату газу на вентиляцію (при розрахунках приймається $K_1 = 0,4$), [1];

q_0 – укрупнений показник max теплового потоку на опалення 1м^2 загальної площі, Вт/м^2, [1];

η - коефіцієнт корисної дії опалювального приладу;

$F_ж$ – площа житлової забудови, м^2, (дивись таблицю 2.1).

$Q^р_н$ – нижча теплота згорання, мДж/м^3.

$$\mathbf{V}_{\text{год}}^{\text{ов}} = 3600 \cdot [1 + 0,25 \cdot (1 + 0,4)] \cdot \frac{173 \cdot 6000 \cdot 10^{-6}}{38 \cdot 0.8} = 277 \text{ м}^3/\text{год}$$

Річну витрату газу на потреби теплопостачання, $V_р^{ов}$, млн. м ³/рік, визначаю за формулою

$$V_р^{ов} = m_{ов} \cdot V_{год}^{ов} \cdot 10^{-6}, \qquad (2.6)$$

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

Значення $m_{ов}$ знаходжу по формулі

$$m_{ов} = n_0[24 \cdot \frac{1+K}{1+K+K \cdot K_1} \cdot (\frac{t_в - t_{ос}}{t_в - t_о}) + Z \cdot \frac{K \cdot K_1}{1+K+K \cdot K_1} \cdot (\frac{t_в - t_о}{t_в - t_{вент}})], \qquad (2.7)$$

де n_0 – тривалість опалювального періоду, діб/рік, [11];

$t_в$ – температура внутрішнього повітря = 20^{0}С ;

$t_о$ – розрахункова температура за опалювальний період, ^{0}С;

$t_с$ – середня температура для розрахунку системи опалення, ^{0}С;

$t_{вен}$ – розрахункова температура для проектування системи вентиляції,^{0}С;

$t_{ос}$ – середня розрахункова температура зовнішнього повітря за опалювальний період, ^{0}С;

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

$$m_{ов} = 195 \cdot [24 \cdot \frac{1+0,25}{1+0,25+0,25 \cdot 0,4} \cdot (\frac{20 - (-2,5)}{20 - (-24)}) + 10 \cdot \frac{0,25 \cdot 0,4}{1+0,25+0,25 \cdot 0,4} \cdot (\frac{20 - (-24)}{20 - (-12)})] =$$

$$= 2407 \text{ діб/рік}$$

Розрахунок веду в формі таблиці (дивись таблицю 2.4).

Таблиця 2.4 - Витрати газу на потреби теплопостачання

Район	Кількість пове-рхів	Загаль-на площа, $F_ж$, м^2	К-ть жите-лів, N	Тепловий потік на опалення, q_o, Вт/м^2	Гаряче водопостачан-ня	Коефіцієнт,		Витрати газу			
								Годинна, м^3/год.		Річна, млн. м^3/рік.	
						$m_{ов}$	$m_{гв}$	ОВ	ГВ	ОВ	ГВ
1	1	6000	333	173	-	2407		277	-	-	-
2	2	9900	550	173	-	2407		274	-	-	-

Для теплопостачання та гарячого водопостачання житлових будинків III та IV районів проєктується будівництво котельні (дивись таблицю2.5) .

Витрати газу на місцеве теплопостачання будуть складати:

- годинні – 1070 м^3/год,
- річні – 2,58 млн. м^3 /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 $V_{год}^{пп}$, м³/год, для кожного із промислових підприємств по формулі

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

де Q_{Σ} – потужність встановленого обладнання, МВт,

η – коефіцієнт корисної дії обладнання (η= 0,5), [1].

$$V_{год}^{пп} = \frac{0{,}6 \cdot 3600}{38 * 0{,}6} = 95 м^3 / год,$$

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

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

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

$$V_{річ}^{пп} = \frac{95}{1/2700} \cdot 10^{-6} = 0.26\,млн.м^3 / рік$$

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

Таблиця 2.5 - Витрати газу на потреби промислових і сільськогосподарських підприємств

Назва підприємства	Потужність встановленого обладнання, ΣQ, МВт	Коефіцієнт годинного максимуму, K_{max}	Витрати газу	
			годинна, $м^3$/год	річна, млн, $м^3$/рік
Автомайстерня	0,6	1/2700	95	0,26
Котельня дитячий садок	0,5	1/4860	79	0,38
Будівельна база	0,5	1/5090	79	0,4
Котельня (кузня, пилорама)	0,4	1/4860	63	0,31
Котельня №3	1	1/4860	158	0,77
Виробнича база по переробці молока	0,6	1/5700	95	0,54
Цех по виготовленню консервів	0,35	1/4860	55	0,27

Сумарні витрати природного газу складають
- годинна –624 $м^3$/год;
- річна – 2,93 млн. $м^3$/рік.

2.2.5 Розрахункові витрати

За результатами розрахунків витрат газу різними категоріями споживачів з урахуванням рекомендацій по підключенню споживачів до газових мереж складаю зведену таблицю розрахункових витрат газу. На основі даних визначаю навантаження на мережі низького і середнього тисків, а також ГРП. Розрахунки веду в формі таблиці (дивись таблицю 2.6).

Таблиця 2.6 – Зведена таблиця розрахункових витрат газу

Споживачі	Розрахункові годинні витрати газу, $м^3$/год		
	Загальні	Середній	Низький
1	2	3	4
1 .Житлові будинки, невеликі комунально-побутові підприємства і тваринництво	159	-	159
2. Великі комунально-побутові підприємства:	-	-	-
а) Лазня	10	-	10
3. Джерела теплопостачання: місцеве	551	-	551
4. Промислові і сільськогосподарські підприємства:	-	-	-
Автомайстерня	95	95	-
Котельня дитячий садок	79	79	-
Цех по виготовленню консервів	55	55	-
Будівельна база	79	79	-
Котельня (кузня, пилорама)	63	63	-
Котельня№3	158	158	-
Виробнича база по переробці молока	95	95	-
Всього	1344	624	720

Загальні витрати газу мікрорайону міста Охтирка складають-1344$м^3$/год.

Навантаження на мережу середнього тиску становить – 624 $м^3$/год.

Навантаження на мережу низького тиску становить – 720 $м^3$/год.

Розрахункове навантаження на розподільчі мережі міста Охтирка Сумської області в основному складаються з рівномірно розподіленого навантаження комунально-побутового сектора та його опалення, дрібних комунально-побутових споживачів. Промислові об'єкти з годинними витратами газу менше 50 $м^3$/год. теж рекомендую підключити до мережі низького тиску і при гідравлічному розрахунку вважати рівномірно розподіленим навантаженням.

2.3 Система газопостачання

2.3.1 Вибір і обґрунтування системи газопостачання та регулятора тиску

Забудова території мікрорайону міста Охтирка, розміщеного у Сумській області найбільш сприятлива для проектування змішаної системи газопостачання. Проєктом передбачена двохступенева система газопостачання.

Перша ступінь – газопроводи середнього тиску, друга ступінь – газопроводи низького тиску.

Для даного об'єкту економічно доцільне проектування змішаної схеми газопостачання: мережу середнього тиску - тупіковою, так як це зменшує металоємкість конструкції, низького тиску - кільцевими, щоб забезпечити високу надійність роботи. Джерелом газопостачання служить ГРС.

Всі зовнішні газопроводи прокладаю підземним способом на глибині не менше 1,0 м, використовуючи поліетиленові труби різних діаметрів.

Зв'язок між газопроводами різних тисків, які входять в систему газопостачання населеного пункту, передбачаю через газорегуляторні пункти. Пункти газорегуляторні призначені для очищення природного газу по ГОСТ5542-87 від механічних домішок, редуціювання (зниження) середнього тиску газу на низький, автоматичного підтримання вихідного тиску на заданому рівні незалежно від зміни витрат і вихідного тиску, скидання газу в атмосферу і автоматичного вимикання подачі газу при аварійному підвищенні чи пониженні вихідного тиску вище допустимих заданих значень.

В даному проєкті передбачається застосування пункту газорегуляторного контейнерного типу ПГРК-50-2Н (виробник-завод газового обладнання «АЛЬФА-ГАЗПРОМКОМПЛЕКТ») з регулятором РДГ-50Н . Технічна характеристика пункту приведена в таблиці (дивись таблицю 2.7)

Пропонується розмістити ГРПБ в зеленій зоні. При цьому повинні бути враховані вимоги ДБН В.2.5-20-2001. Відстань у просвіті від окремо стоячих ГРПБ по горизонталі до будинків і споруд не менше 10 метрів, до залізничних і трамвайних колій не менше 10 метрів, до узбіччя автомобільних доріг не менше 5 метрів, повітряних ліній електропередачі не менше 1,5 висоти опори лінії. До території розташування ГРПБ передбачається можливість вільного під'їзду транспорту (аварійної машини).

Замість традиційного стаціонарного (цегляної кладки) газо-регуляторного пункту передбачається застосування компактного блочного ГРП модульної конструкції, з опаленням і обігрівом газу. Дане ГРП монтується з готових елементів заводського виготовлення.

Це дає можливість знизити термін будівництва та витрати на капітальні вкладення на 15-30% і меншу матеріалоємність при газифікації об'єктів.

Рисунок 2.1 - Блочний газорегулятьорний пункт

Таблиця 2.7 - Технічна характеристика газорегуляторного пункту моделі ПГРК-50-2Н

Назва параметрів	Значення параметрів	
	ПГРК-50-2Н	ШП-2М
Регульоване середовище	Природний газ	
Тип регулятора	РДГ-50Н	РД-50М
Діаметр сідла клапана,мм	50	
Максимальний вхідний тиск, МПа	0,6- 1,2	0,6
Діапазон налаштування вихідного тиску, кПа	0,5-6	1,5-4
Тиск спрацювання запобіжно скидного клапану, кПа	$1,15Р_{вих}$	
Тиск спрацювання запобіжно – запірного клапану, кПа	$1,25Р_{вих}$	
Пропускна здатність в залежності від вхідного тиску, $м^3$/год	3000	610

Основні переваги зазначеного ГРПБ:

– значно скорочується термін будівництва;

– зменшується вартість будівництва, в першу чергу, вартість будівельно монтажних робіт;

– в заводських умовах є можливість застосування найбільш прогресивних технологій та технічних засобів;

– підвищується рівень стандартизації та уніфікації технологічних схем та застосованого на об’єктах технологічного обладнання.

ПГБ являє собою металевий утеплений бокс контейнерного типу, встановлений на основу. Складається із двох приміщень : технологічного (категорія А) і допоміжного (категорія Г), розділених газонепроникною перегородкою та мають самостійні виходи. В технологічному приміщені розташовано газо регулююче обладнання.

Даний пункт оснащений модернізованим регулятором тиску РДГ-50Н із збільшеною спрощеною здатністю і розширеним діапазоном вхідних і вихідних тисків. Запропонована модернізація підвищує вдвічі їх надійність і безпечність.

2.4 Гідравлічний розрахунок газопроводів

2.4.1 Гідравлічний розрахунок газопроводів 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.

Гідравлічний режим роботи газопроводів призначаю виходячи з умов максимального використання розрахункового перепаду тиску. Розрахунок розподільчих мереж виконують згідно [1].

Результати розрахунків зводжу в таблицю (дивись таблицю2.8)

Таблиця 2.8 – Гідравлічний розрахунок газопроводів середнього тиску

Ділянки		V, $м^3$/год	L_2,М	$L_р$,М	A, $кПа^2/м$	$A \cdot L_1$, $кПа^2$	D_3 x S, мм	ΔP^2, $кПа^2$	Pn, кПа	$P_к$, кПа
поч.	кін									
Головна магістраль 1-2-34-5-6-7										
1	2	1289	236	260	69.7	18122	90 x 8,2	20000	400	374
2	3	1186	600	660		46002	90 x 8,2	55000	374	291
3	4	332	40	44		3067	63 x 5,8	3000	291	285
4	5	269	40	44		3067	50 x 4,6	5000	285	276
5	6	174	170	187		13033	50 x 4,6	12000	276	253
6	7	95	478	526		36662	40 x 3,6	20000	253	209
A = 69.7										
Магістраль 3-8-9										
3	8	854	40	44	60.4	2658	90 x 8,2	2000	291	287
8	9	79	632	695		41978	40 x 3,6	31000	287	226
A=60.4кПа/м										
Відгалудження										
2	10	158	210	231	432,3	99861	32 x 3,0	100000	374	199
8	12	720	50	55	205,8	11319	40 x 3,6	50000	287	180
8	13	55	140	154	275,1	42365	32 x 3,0	35000	287	217
4	11	63	50	55	749,5	41222	32 x 3,0	10000	285	266
6	14	79	50	55	154,9	8519	32 x 3,0	7500	253	237

2.4.2 Газопроводи низького тиску

Згідно вимог сумарна втрата тиску від ГРП до найбільш віддаленого приладу не повинна перевищувати 1800 Па. Манометричний тиск у газопроводі після ГРП як правило приймається 3000 Па, [1].

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

Спочатку знаходжу шляхові витрати газу на ділянках мереж $V_ш$, $м^3$/год, згідно формули

$$V_ш = L_{пр} \cdot \frac{V_{грп} - V}{\sum_{1}^{n} L_{пр}}, \qquad (2.10)$$

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

$V_{грп}$ – потужність ГРП, $м^3$/год.;

V – витрати газу зосередженими споживачами, які приєднані до мережі низького тиску, $м^3$/год.;

n – кількість ділянок мережі низького тиску.

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

$$L_{пр} = L_г \cdot К_е \cdot К_з ,$$

де $L_г$ – геометрична довжина ділянки, м;

$К_п$– коефіцієнт поверховості (приймаю рівним одиниці);

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

Питому витрату газу $V_п$, визначаю за формулою

$$V_п = \frac{V_{грп}}{\sum L_{прі}}, \qquad (2.11)$$

де $V_{грп}$ – навантаження на ГРП, $м^3$/год;

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

Розрахунки веду в формі таблиці (дивись таблицю 2.9).

Таблиця 2.9 – Шляхові витрати газу

Ділянки		Геометрична довжина, $L_д$ м	Коефіцієнт		Приведена довжина ділянки, $L_{пр}$, м	Шляхова витрата газу, $V_{шл}$, м^3/год
Поч.	Кін.		Поверховості Кп	Забудови Кз		
1	2	3	4	5	6	7
1	2	100	1	0	0	0
2	3	50	1	0	0	0
3	4	20	1	0	0	0
4	5	200	1	1	200	22
5	6	194	1	0,5	97	10
6	7	388	1	1	388	42
7	8	172	1	0	0	0
8	9	160	1	0,5	80	8
9	10	70	1	0,5	35	3
9	23	260	1	1	260	28
23	22	80	1	0,5	40	4
22	21	106	1	0,5	53	5
21	20	80	1	0,5	40	4
20	16	156	1	0,5	78	8
16	17	50	1	0	0	0
16	18	196	1	1	196	21
2	11	80	1	0,5	40	4
11	12	80	1	1	80	8
12	13	172	1	1	172	18
13	14	86	1	1	86	9
14	15	328	1	1	328	36
15	16	188	1	1	188	20
15	20	220	1	1	220	24
15	19	90	1	1	90	9
14	21	434	1	1	494	54
13	25	280	1	0,5	140	15
12	39	50	1	0	0	0
39	40	70	1	1	70	7
40	36	50	1	0,5	25	2
36	37	70	1	0	0	0
37	38	50	1	1	50	5
40	35	84	1	0,5	42	4
39	34	104	1	0	0	0
34	35	56	1	1	56	6
34	33	88	1	1	88	9
33	28	240	1	0,5	120	13
3	27	120	1	1	120	13
27	29	156	1	1	156	17
29	30	76	1	1	76	8
30	31	140	1	1	140	15
30	32	198	1	1	198	21

Продовження таблиці 2.9

1	2	3	4	5	6	7
29	43	260	1	1	260	28
27	44	164	1	0,5	82	9
44	42	140	1	0,5	70	7
4	26	140	1	0	0	0
26	41	142	1	0,5	71	7
26	44	144	1	1	144	15
41	42	156	1	0,5	78	8
41	8	688	1	0,5	304	33
5	23	540	1	1	540	59
11	24	404	1	1	404	44
24	22	324	1	1	324	35
7	45	66	1	1	66	7
24	25	0	1	0	0	0
Всього						724

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, м^3/год, по формулі

$$V^j = \frac{1}{2}\sum_{1}^{m} V_{шлі} \ , \qquad (2.12)$$

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

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

Вузлові витрати газу

V^1 0,5·(V_{1-2})=0 м^3/год;

V^2= 0,5·(V_{1-2}+V_{2-11}+V_{2-3})=0,5·(0+4+0)=2 м^3/год;

V^3 = 0,5·(V_{2-3}+V_{3-27}+V_{3-4})=0,5·(0+13+0)=6,5 м^3/год;

V^4= 0,5·(V_{3-4}+V_{4-26}+V_{4-5})=0.5·(0+0+22)=11 м^3/год;

V^5= 0,5·(V_{4-5}+V_{5-6}+V_{5-23})=0.5·(22+10+59)=45.5 м^3/год;

V^6= 0,5·(V_{5-6}+V_{6-7})=0.5·(10+42)=26 м^3/год;

V^7 = 0,5(V_{6-7}+V_{7-8}+V_{7-45})=0.5·(42+0+7)=24.5 м^3/год;

V^8 = 0,5·(V_{7-8}+V_{8-9}+V_{8-41})=0.5·(0+8+33)=20.5 м^3/год;

V^9= 0,5·(V_{8-9}+V_{9-10}+V_{9-23})=0.5·(8+3+28)=19.5 м^3/год;

V^{10}= 0,5·(V_{9-10})=0.5·(3)=1.5 м^3/год;

V^{11} = 0,5·(V_{2-11}+V_{11-12}+V_{11-24})=0.5·(4+8+44)=28 м^3/год;

V^{12}= 0,5· (V_{11-12}+V_{12-13}+V_{12-39})=0.5·(8+18+0)=13 м^3/год;

V^{13} = 0,5·(V_{12-13}+V_{13-14}+V_{13-25})=0.5·(18+9+15)=21 м^3/год;

$V^{14} = 0{,}5 \cdot (V_{13-14}+V_{14-15}+V_{14-21})=0.5 \cdot (9+36+54)=49.5$ м^3/год;
$V^{15} = 0{,}5 \cdot (V_{14-15}+V_{15-16}+V_{15-19}+V_{15-20})=0.5 \cdot (36+20+9+24)=44.5$ м^3/год;
$(V_{16} = 0{,}5 \cdot (V_{15-16}+V_{16-17}+V_{16-18}+V_{16-20})=0.5 \cdot (20+0+21+8)=24.5$ м^3/год;
$V^{17} = 0{,}5 \cdot (V_{16-17})=0$ м^3/год;
$V^{18} = 0{,}5 \cdot (V_{16-18})=0.5 \cdot (21)=10.5$ м^3/год;
$V^{19} = 0{,}5 \cdot (V_{15-19})=0.5 \cdot (9)=4.5$ м^3/год;
$V^{20} = 0{,}5 \cdot (V_{21-20}+V_{20-16}+V_{20-15})=0.5 \cdot (4+8+24)=18$ м^3/год;
$V^{21} = 0{,}5 \cdot (V_{14-21}+V_{21-20}+V_{22-21})=0.5 \cdot (54+4+5)=31.5$ м^3/год;
$V^{22} = 0{,}5 \cdot (V_{24-22}+V_{23-22}+V_{22-21})=0.5 \cdot (35+4+5)=22$ м^3/год;
$V^{23} = 0{,}5 \cdot (V_{9-23}+V_{5-23}+V_{23-22})=0.5 \cdot (28+59+4)=45.5$ м^3/год;
$V^{24} = 0{,}5 \cdot (V_{11-24}+V_{24-22}+V_{24-25})=0.5 \cdot (44+35+0)=39.5$ м^3/год;
$V^{25} = 0{,}5 \cdot (V_{24-25}+V_{13-25})=0.5 \cdot (0+15)=7.5$ м^3/год;
$V^{26} = 0{,}5(V_{26-4}+V_{44-26}+V_{41-26})=0.5 \cdot (0+15+7)=11$ м^3/год;
$V^{27} = 0{,}5 \cdot (V_{3-4}+V_{27-29}+V_{27-44})=0.5 \cdot (0+17+9)=13$ м^3/год;
$V^{28} = 0{,}5 \cdot (V_{33-28})=0.5 \cdot (13)=6.5$ м^3/год;
$V^{29} = 0{,}5 \cdot (V_{27-29}+V_{29-43}+V_{29-30})=0.5 \cdot (17+28+8)=26.5$ м^3/год;
$V^{30} = 0{,}5 \cdot (V_{29-30}+V_{30-31}+V_{30-32})=0.5 \cdot (8+15+21)=22$ м^3/год;
$V^{31} = 0{,}5 \cdot (V_{30-31})=0.5 \cdot (15)=7.5$ м^3/год;
$V^{32} = 0{,}5 \cdot (V_{30-32})=0.5 \cdot (21)=11.5$ м^3/год;
$V^{33} = 0{,}5 \cdot (V_{34-33}+V_{33-28})=0.5 \cdot (9+13)=11$ м^3/год;
$V^{34} = 0{,}5 \cdot (V_{39-34}+V_{34-35}+V_{34-33})=0.5 \cdot (0+6+9)=7.5$ м^3/год;
$V^{35} = 0{,}5 \cdot (V_{34-35}+V_{40-35})=0.5 \cdot (6+4)=5$ м^3/год;
$V^{36} = 0{,}5 \cdot (V_{40-36}+V_{37-36})=0.5 \cdot (2+0)=1$ м^3/год;
$V^{37} = 0{,}5 \cdot (V_{36-37}+V_{37-38})=0.5 \cdot (0+5)=2.5$ м^3/год;
$V^{38} = 0{,}5 \cdot (V_{37-38})=0.5 \cdot (5)=2.5$ м^3/год;
$V^{39} = 0{,}5 \cdot (V_{2-39}+V_{39-34}+V_{39-40})=0.5 \cdot (0+0+7)=3.5$ м^3/год;
$V^{40} = 0{,}5 \cdot (V_{39-40}+V_{40-36}+V_{40-35})=0.5 \cdot (7+2+4)=6.5$ м^3/год;
$V^{41} = 0{,}5 \cdot (V_{26-41}+V_{41-42}+V_{8-41})=0.5 \cdot (7+8+33)=24$ м^3/год;
$V^{42} = 0{,}5 \cdot (V_{41-42}+V_{44-42})=0.5 \cdot (8+7)=7.5$ м^3/год;
$V^{43} = 0{,}5 \cdot (V_{29-43})=0.5 \cdot (28)=14$ м^3/год;
$V^{44} = 0{,}5 \cdot (V_{26-44}+V_{44-42}+V_{44-27})=0.5 \cdot (15+7+9)=15.5$ м^3/год;
$V^{45} = 0{,}5 \cdot (V_{7-45})=0.5 \cdot (7)=3.5$ м^3/год;

Сума вузлових витрат дорівнює навантаженню на ГРП:

$$\Sigma V^j = V_{грп} = 717.5 \text{ м}^3\text{/год}.$$

Розрахункові витрати газу

Визначаю розрахункові годинні витрати газу на ділянках, використовуючи перший закон Кірхгофа, 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, м^3/год, розпочинаю з найбільш віддалених від ГРП вузлів за формулою

$$V_i \le \frac{1}{2} V_{шлі}, \qquad (2.13)$$

Знаходжу розрахункові витрати газу

Вузол 2: $V_{1-2}=V_{2-11}+V_{2-3}+V_2=356+357+2=715$ м^3/год;
$V_{1-2}=715$ м^3/год;

Вузол 3: $V_{2-3}=V_{3-4}+V_{3-27}+V_3=247+103.5+6.5=357$ м^3/год;
$V_{2-3}=357$ м^3/год;

Вузол 4: $V_{3-4}=V_{4-26}+V_{4-5}+V_4=28+208+11=247$ м^3/год;
$V_{3-4}=247$ м^3/год;

Вузол 5: $V_{4-5}=V_{5-6}+V_{5-23}+V_5=133.5+27+45.5=208$ м^3/год;
$V_{4-5}=208$ м^3/год;

Вузол 6: $V_{5-6}=V_{6-7}+V_6=109.5+26=135.5$ м^3/год;
$V_{5-6}=135.5$ м^3/год;

Вузол 7: $V_{6-7}=V_{7-45}+V_{7-8}+V_7=3.5+81.5+24.5=109.5$ м^3/год;
$V_{6-7}=109.5$ м^3/год;

Вузол 8: $V_{7-8}=V_{8-9}+V_{8-41}+V_8=41+20+20.5=81.5$ м^3/год;
$V_{7-8}=81.5$ м^3/год;

Вузол 9: $V_{8-9}=V_{9-10}+V_{9-23}+V_9=1.5+20+19.5=41$ м^3/год;
$V_{8-9}=41$ м^3/год;

Вузол 10: $V_{9-10}=V_{10}=1.5$ м^3/год;
$V_{9-10}=1.5$ м^3/год;

Вузол 11: $V_{2-11}=V_{11-24}+V_{11-12}+V_{11}=61+266.5+28=355.5$ м^3/год;
$V_{2-11}=355.5$ м^3/год;

Вузол 12: $V_{11-12}=V_{12-39}+V_{12-13}+V_{12}=46+199.5+21=266.5$ м^3/год;
$V_{11-12}=266.5$ м^3/год;

Вузол 13: $V_{12-13}=V_{13-25}+V_{13-14}+V_{13}=6+172.5+21=199.5$ м^3/год;
$V_{12-13}=199.5$ м^3/год;

Вузол 14: $V_{13-14}=V_{14-21}+V_{14-15}+V_{14}=25+98+49.5=172.5$ м^3/год;
$V_{13-14}=172.5$ м^3/год;

Вузол 15: $V_{14-15}=V_{15-19}+V_{15-16}+V_{15-20}+V_{15}=4.5+42+44.5+7=98$ м^3/год;
$V_{14-15}=98$ м^3/год

Вузол 16: $V_{15-16}=V_{16-20}+V_{16-17}+V_{16-18}+V_{16}=7+0+10.5+24.5=42$ м^3/год;
$V_{15-16}=42$ м^3/год;

Вузол 17: $V_{16-17}=V_{17}=0$ м^3/год;
$V_{16-17}=0$ м^3/год;

Вузол 18: $V_{16-18}=V_{18}=10.5$ м^3/год;
$V_{16-18}=10.5$ м^3/год;

Вузол 19: $V_{15-19}=V_{19}=4.5$ м^3/год;
$V_{15-19}=4.5$ м^3/год;

Вузол 20: $V_{21-20}+V_{16-20}+V_{15-20}=V_{20}=18$ м^3/год;

$V_{21-20}=4$ м^3/год;

$V_{16-20}=7$ м^3/год;

$V_{15-20}=7$ м^3/год;

Вузол 21:$V_{22-21}+V_{14-21}=V_{21-20}+V_{21}=4+31.5=39.5$ м^3/год;

$V_{22-21}=9.5$ м^3/год;

$V_{14-21}=25$ м^3/год;

Вузол 22: $V_{23-22}+V_{24-22}=V_{22-21}+V_{22}=9.5+22=31.5$ м^3/год;

$V_{23-22}=11.5$ м^3/год;

$V_{24-22}=20$ м^3/год;

Вузол 23: $V_{9-23}+V_{5-23}=V_{23-22}+V_{23}=11.5+45.5=57$ м^3/год;

$V_{9-23}=20$ м^3/год;

$V_{5-23}=27$ м^3/год;

Вузол 24: $V_{11-24}=V_{24-25}+V_{24-22}+V_{24}=1.5+20+39.5=61$ м^3/год;

$V_{11-24}=61$ м^3/год;

Вузол 25: $V_{13-25}+V_{24-25}=V_{25}=7.5$ м^3/год;

$V_{13-25}=6$ м^3/год;

$V_{24-25}=1.5$ м^3/год;

Вузол 26: $V_{4-26}-V_{26-41}=V_{26-44}+V_{26}=8+9+11=28$ м^3/год;

$V_{4-26}=28$ м^3/год;

Вузол 27: $V_{3-27}=V_{27-44}+V_{27-29}+V_{27}=10+80.5+13=103.5$ м^3/год;

$V_{3-27}=103.5$ м^3/год;

Вузол 28: $V_{33-28}=V_{28}=6.5$ м^3/год;

$V_{33-28}=6.5$ м^3/год;

Вузол 29: $V_{27-29}=V_{29-30}+V_{29-43}+V_{29}=40+14+26.5=80.5$ м^3/год;

$V_{27-29}=80.5$ м^3/год;

Вузол 30: $V_{29-30}=V_{31-30}+V_{30-32}+V_{30}=7.5+10.5+22=40$ м^3/год;

$V_{29-30}=40$ м^3/год;

Вузол 31: $V_{30-31}=V_{31}=7.5$ м^3/год;

$V_{30-31}=7.5$ м^3/год;

Вузол 32: $V_{30-32}=V_{32}=10.5$ м^3/год;

$V_{30-32}=10.5$ м^3/год;

Вузол 33: $V_{34-33}=V_{33-28}+V_{33}=6.5+11=17.5$ м^3/год;

$V_{34-33}=17.5$ м^3/год;

Вузол 34: $V_{39-34}=V_{34-35}+V_{34-33}+V_{34}=2+17.5+7.5=27$ м^3/год;

$V_{39-34}=27$ м^3/год;

Вузол 35: $V_{40-35}+V_{34-35}=V_{35}=5$ м^3/год;

$V_{40-35}=3$ м^3/год;

$V_{34-35}=2$ м^3/год;

Вузол 36: $V_{40-36}=V_{36-37}+V_{36}=5+1=6$ м^3/год;

$V_{40-36}=6$ м^3/год;

Вузол 37: $V_{36-37}=V_{37-38}+V_{37}=2.5+2.5=5$ м^3/год;

$V_{36-37}=5$ м^3/год;

Вузол 38: $V_{37=38}=V_{38}=2.5$ м^3/год;

V_{37-38}=2.5 м^3/год;

Вузол 39: $V_{12-39}=V_{39-34}+V_{39-40}+V_{39}$=27+15.5+3.5=46 м^3/год;

V_{12-39}=46 м^3/год;

Вузол 40: $V_{39-40}=V_{40-35}+V_{40-36}+V_{40}$=3+6+6.5=15.5 м^3/год;

V_{39-40}=15.5 м^3/год;

Вузол 41: $V_{8-41}+V_{26-41}=V_{41-42}+V_{41}$=4+24=28 м^3/год;

V_{8-41}=20 м^3/год;

V_{26-44}=8 м^3/год;

Вузол 42: $V_{44-42}+V_{41-42}=V_{42}$=7.5 м^3/год;

V_{44-42}=3.5 м^3/год;

V_{41-42}=4 м^3/год;

Вузол 43: $V_{29-43}=V_{43}$=14 м^3/год;

V_{29-43}-14 м^3/год;

Вузол 44: $V_{26-44}+V_{27-44}=V_{44-42}+V_{44}$=3.5+15.5=19 м^3/год;

V_{26-44}=9 м^3/год;

V_{27-44}=10 м^3/год;

Вузол 45: $V_{7-45}=V_{45}$=3.5 м^3/год;

V_{7-45}=3.5 м^3/год;

Мінімальний діаметр газопроводів мережі низького тиску становить D_3*S=32x3.0.

Результати гідравлічного розрахунку газопроводів низького тиску зводжу в таблицю (дивись таблицю 2.10).

Таблиця 2.10 – Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску

Ділянка		V, м^3/год	Lr,м	Lp, м	D_3xS, мм	R, Па/м	ΔP, Па	Рп, Па	Рк, Па
Поч.	Кін.								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10									
1	2	715	100	110	250x14.2	1.0	110	3000	2890
2	3	357	50	55	200x11.4	0.8	44	2890	2846
3	4	247	20	22	180x10.3	0.7	15.4	2846	2831
4	5	208	200	220	160x9.1	0.9	198	2830	2633
5	6	133,5	194	213	140x8.0	0.7	149	2633	2484

Продовження таблиці 2.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	7	109,5	388	427	125x7.1	0.9	384	2484	2100
7	8	81,5	172	189	110x6.3	1.0	189	2100	1911
8	9	41	160	176	90x5.2	0.8	141	1911	1770
9	10	1,5	70	77	32x3.0	0.5	39	1770	1731
R=0.8									
Магістраль 2-11-12-13-14-15-16-18									
2	11	355.5	80	88	200x11.4	0.8	70	2890	2820
11	12	266.5	80	88	180x10.3	0.8	70	2820	2750
12	13	199.5	172	189	160x9.1	0.8	151	2750	2599
13	14	172.5	86	95	140x8.0	1.0	95	2599	2504
14	15	98	328	361	125x7.1	0.7	253	2504	2251
15	16	42	188	207	90x5.2	0.9	186	2251	2065
16	18	10.5	196	216	50x2.9	1.1	238	2065	1827
R=0.9									
Магістраль 12-39-40-36-37-38									
12	39	46	50	55	63x3.6	4.0	220	2750	2530
39	40	15.5	70	77	50x2.9	2.0	140	2530	2390
40	36	6	50	55	40x3.6	3.5	193	2390	2197
37	38	2.5	50	55	32x3.0	1.1	61	2197	2136
R = 3.9									
Магістраль 3-27-29-30-32									
3	27	103.5	120	132	110x6.9	1.4	185	2846	2661
27	29	80.5	156	172	90x5.2	2.5	430	2661	2231
29	30	40	76	84	75x4.3	1.6	134	2231	2097
30	32	10.5	198	218	50x2.9	1.2	262	2097	1835
R=1.7									
Магістраль 39-34-33-28									
39	34	27	104	114	63x3.6	2.0	228	2530	2302
34	33	17.5	88	97	50x29	2.5	243	2302	2059
33	28	6.5	240	264	50x2.9	0.5	132	2059	1927
R=1.5									
Магістраль 5-23-22-21-20									
5	23	27	260	286	75x4.3	0.9	257	2633	2376
23	22	11.5	80	88	50x2.9	1.4	123	2376	2253
22	21	9.5	106	117	50x2.9	1.0	117	2253	2136
21	20	4	80	88	40x3.6	1.6	141	2136	1995
R=1.4									
Магістраль 4-26-44-42									
4	26	28	140	154	63x3.6	2.0	308	2831	2523
26	44	9	144	158	50x2.9	1.0	158	2523	2365
44	42	3.5	140	154	32x3.0	2.0	308	2365	2057
R=2.2									
Магістраль 11-24-22									
11	24	61	404	444	90x5.2	1.6	710	2820	2110

Продовження таблиці 2.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	22	20	324	356	63x3.6	1.2	427	2110	1683
R=1.2									
Магістраль 26-41-42									
26	41	8	142	156	50x2.9	0.7	109	2523	2421
41	42	4	156	172	32x3.0	2.5	430	2421	1991
R=2.2									
Магістраль 8-41-42									
8	41	20	608	669	90x5.2	0.2	194	1911	1777
41	42	4	156	172	50x2.9	0.2	34	1777	1743
R=0.4									
Відгалудження									
29	43	14	260	286	50x2.9	1.8	515	2504	1989
30	31	7.5	140	154	50x2.9	0.7	108	2097	1989
40	35	3	84	32	32x3.0	1.6	147	2390	2243
34	35	2	56	62	32x3.0	0.8	50	2302	2252
13	25	6	280	308	40x3.6	0.2	770	2599	1829
24	25	1.5	40	44	32x3.0	0.5	22	2110	2088
14	21	25	434	477	63x3.6	1.6	763	2504	1741
15	19	4.5	90	99	32x3.0	3.0	297	2251	1954
15	20	7	220	242	50x2.9	0.6	145	2251	2106
7	45	3.5	66	73	32x3.0	2.0	146	2100	1954
9	23	16.5	260	286	50x2.9	2.5	715	2376	1661
26	41	8	142	156	40x3.6	5.0	780	2523	1743

2.5 Газопостачання житлового будинку

2.5.1 Визначення витрат газу

Згідно з завданням розраховую газопостачання п'ятиповерхового житлового будинку. В кухні встановлена газова плита типу ПГ-4, водопідігрівач типу « CL-11 ».

Визначаю витрати газу V, м^3/год кожним газовим приладом по формулі

$$V = \frac{3{,}6 \cdot Q}{Q_н^р \cdot \eta} \ , \qquad (2.14)$$

де Q – теплова потужність газового приладу, кВт;

η – коефіцієнт корисної дії.

$$V_{ПГ} = \frac{3{,}6 \cdot 11{,}25}{38} = 1{,}1 \ \text{м}^3/\text{год}$$

$$V_{ВПГ} = \frac{3{,}6 \cdot 11}{38 \cdot 0{,}9} = 1{,}2 \ \text{м}^3/\text{год}$$

Визначаємо номінальну витрату газу кухнею

$$V^{н}_{кв.} = V_{ПГ} + V_{ВПГ} \ , \qquad (2.15)$$

$$V^{н}_{кв.} = 1{,}1 + 1{,}2 = 2{,}3 \ \text{м}^3/\text{год}$$

Розрахункову витрату газу квартирою $V_р$, м^3/год визначаю по формулі

$$V^{р}_{кв.} = V^{н}_{кв.} \cdot K_{sim} \ , \qquad (2.16)$$

де K_{sim} – коефіцієнт одночасності, який залежить від кількості встановленого газового обладнання, K_{sim} =0,7.

$$V^{р}_{кв.} = 2{,}3 \cdot 0{,}7 = 1{,}61 \ \text{м}^3/\text{год}$$

Так як по результату розрахунку номінальна витрата газу квартирою складає 1,61 м^3/год підбираю лічильник газу типу G-1,6.

2.5.2 Гідравлічний розрахунок внутрішньобудинкових газопроводів

Гідравлічний розрахунок розпочинаю з точки підключення дворового газопроводу до вуличної мережі (точка 1), кінцева точка розрахунку – газовий прилад ВПГ останнього стояка верхнього поверху (точка 13).

Рекомендований перепад тиску для внутрішньобудинкових газопроводів $\Delta P_р$ = 600 Па. Гідравлічний опір лічильника $\Delta P_л$ = 200 Па, гідравлічний опір ВПГ $\Delta P_{впг}$ = 100 Па, гідравлічний опір газової плити $\Delta P_{пг}$ = 60 Па. Тоді розрахунковий перепад тиску $\Delta P_н$, Па буде складати:

$$\Delta P_н = \Delta P_р – \Delta P_л – \Delta P_{впг} – \Delta P_{пг} = 600 – 200 – 100 – 60 = 240 \text{ Па}.$$

Розрахункову довжину ділянок мережі визначаю з урахуванням надбавок на місцеві опори $L_р$, м по формулі

$$L_p = L_д \cdot (1 + \frac{a}{100}) \qquad (2.17)$$

де $L_д$ – дійсна або геометрична довжина ділянки, м (визначаю по плану і по аксонометричній схемі внутрішньобудинкового газопроводу);

α - надбавка на місцеві опори, [6].

$$L_p = 8 \cdot (1 + \frac{10}{100}) = 8{,}8 \text{ м}$$

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

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

$$R = \frac{\Delta P_н}{\sum L_p} \ , \qquad (2.18)$$

де $\sum L_р$ – розрахункова довжина т.зв. „головної магістралі” (за аналогією вуличних газопроводів: від точки підключення дворового газопроводу до вуличного до найбільш віддаленого газового приладу найбільш віддаленого будинку, м).

$$R = \frac{240}{79{,}8} = 3 \text{ Па/м}$$

Гідравлічний розрахунок веду в формі таблиці (дивись таблицю 2.11)

Таблиця 2.11 – Гідравлічний розрахунок внутрішньобудинкових газопроводів

№ ділянки	Кількість квартир, N, шт	Номінальна витрата газу $\Sigma V_{ном}$, м³/год	Коефіцієнт, K_{sim}	Розрахункова витрата газу, $\Sigma V_р$, м³/год	Геометрична довжина, $L_г$, м	Надбавки α, %	Розрахункова довжина, $L_р$, м	$D_у$, мм	Питома втрата тиску, R, Па/м	Втрата тиску, ΔР, Па
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*
1–2	20	50	0,280	14	8	10	8,8	50	0,8	7
2–3	20	50	0,280	14	19,75	25	24,7	32	8	197,6
3–4	15	37,5	0,300	11,25	3,8	25	4,75	32	4,5	21,4
4–5	10	25	0,340	8,5	11,25	25	14	32	2,75	42
5–6	5	12,5	0,400	5	3,8	25	4,75	32	1	4,75
6–7	5	12,5	0,400	5	1,25	25	1,6	20	6	9,6
7–8	4	10	0,430	4,3	3	20	3,6	20	5	18
8–9	3	7,5	0,480	3,6	3	20	3,6	20	3	10,8
9–10	2	5	0,560	2,8	3	20	3,6	20	2,5	9
10-11	1	2,5	0,700	1,75	3,4	20	4	20	1	4
11-12	1	2,5	0,700	1,75	1	20	1,2	20	1	1,2
12-13	1	1,3	1	1,3	0,95	450	5,2	15	2,75	14,3
Всього										340

Сумарний гідравлічний опір газопроводів $\Sigma\Delta P_т = 340$ Па.

Гідростатичний тиск $\Delta P_г$, Па для вертикальних ділянок газопроводу визначаю по формулі

$$\Delta P_г = \pm g \cdot h \cdot (\rho_п - \rho_г), \qquad (2.19)$$

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

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

$\rho_п$ - густина повітря, кг/м³, $\rho_п = 1,21$ кг/м³,

$\rho_г$ - густина газу, кг/м³, $\rho_г = 0,73$ кг/м³.

$$\Delta P_г = 9,81 \cdot 15 \cdot (1,21–0,73) = 70 \text{ Па}$$

Таким чином, загальні втрати тиску у внутрішньобудинкових газопроводах будуть складати: $\Sigma\Delta P = \Sigma\Delta P_т + \Delta P_л + \Delta P_{впг} – \Delta P_г$, Па

$$\Sigma\Delta P = 340 + 200 + 100 – 70 = 570 \text{ Па} \leq 600 \text{ Па}$$

Як видно, сумарні втрати тиску не перевищують рекомендованого перепаду.

3 АВТОМАТИЗАЦІЯ СИСТЕМ ГАЗОАПОСТАЧАННЯ

3.1 Автоматика безпеки, контролю, регулювання, управління і сигналізації регулятора тиску типу РДГ-50-Н

Регулятор тиску газу з умовним діаметром Ду =50 мм РДГ-50-Н призначений для редукування середнього тиску, автоматичного підтримання вихідного тиску на заданому рівні незалежно від зміни витрати і вхідного тиску та автоматичного відключення подачі газу при аварійному підвищенні і зниженні вихідного тиску за межі допустимих заданих значень. Регулятор встановлюється в ГРП, ГРПБ і ГРУ систем газопостачання населених пунктів. Умови експлуатації регулятора тиску повинні відповідати температурі навколишнього середовища від плюс 1 до плюс 40 С.

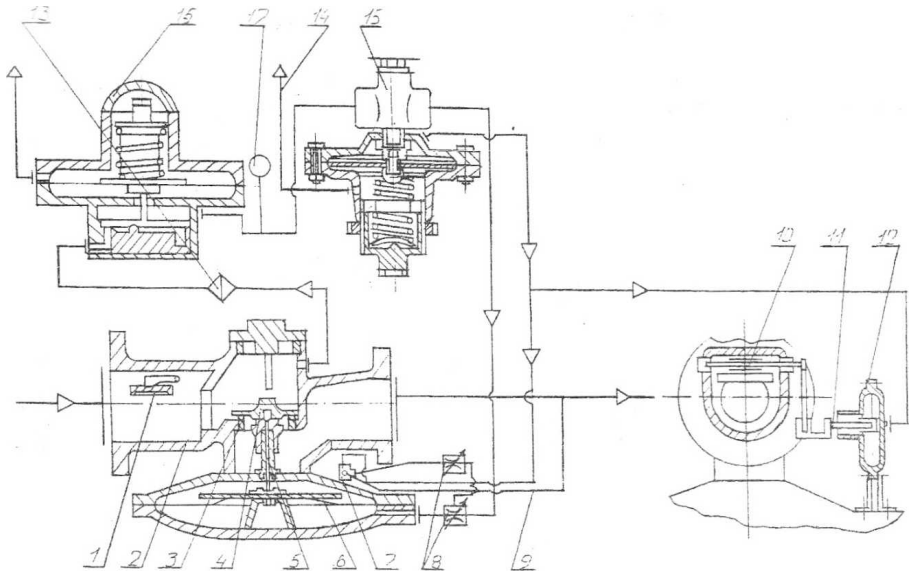

Рисунок 3.1 - Регулятор тиску типу РДГ-50-Н

1 - клапан відсічний; 2 - виконавчий пристрій; 3 - сідло; 4 - клапан; 5 - стержень; 6 - мембрана виконавчого пристрою; 7 - дросельна прокладка; 8 - дроселі регулювальні ; 9 - трубка імпульсного вихідного газопроводу; 10 - пружина відсічного клапана;

11 - шток механізму контролю; 12 - механізм контролю; 13 - фільтр; 14 - свіча; 15 - регулятор управління (КН - 2); 16 – стабілізатор.

Будова та принцип роботи

Регулятор тиску газу модифікації РДГ-Н складається з виконавчого пристрою 2, стабілізатора 16, регулятора керування КН-2 15 і механізму контролю 12.

Виконавчий пристрій 2 має литий корпус, в якому встановлено сідло 3, мембранний привод і клапан 4.

Мембранний привод складається з мембрани 6, жорстко з'єднаного з нею стержня 5, на кінці якого закріплений клапан 4. Стержень 5 переміщується у втулці направляючої колонки корпуса.

Виконавчий пристрій, призначений для зміни прохідного перерізу між клапаном 4 і сідлом 3, автоматично підтримує заданий вихідний тиск на всіх режимах витрати газу, включаючи відсутність відбору газу.

Стабілізатор 16 призначений для підтримання сталого тиску на вході в регулятор керування, тобто для виключення впливу коливань вхідного тиску на роботу регулятора загалом. Тиск газу, що показує манометр після стабілізатора повинен бути не менше 0,2МПа (для забезпечення стабільної витрати). Стабілізатор виконаний у вигляді регулятора прямої дії і включає: корпус, вузол мембранний з пружинним навантаженням, робочий клапан.

Регулятор керування КН-2 15 виробляє керуючий тиск для підмембранної порожнини виконавчого пристрою з метою перестановки регулюючого клапана.

У склад регулятора керування входить головка і мембранна камера. Головка має вхідний і вихідний отвори. Верхня камера має різьбовий отвір для підводу імпульсу вихідного тиску.

Регулювальні дроселі 8 у підмембранній порожнині виконавчого пристрою і на скидній імпульсній трубці служать для налаштування на спокійну (без автоколивань) роботу регулятора. Регулювальні дроселі 8 включають штуцер 18, дросель 19 з проріззю і болт.

Манометр призначений для контролю тиску після стабілізатора.

Механізм контролю 12 відсікаючого клапана призначений для безперервного контролю вихідного тиску і подачі сигналу на спрацювання відсікаючого клапана у виконавчому пристрої при аварійних підвищеннях і пониженнях вихідного тиску понад допустимі задані значення. Механізм контролю складається з роз'ємного корпуса, мембрани, штока, механізму контролю 11, великої і малої пружин, що зрівноважують дію на мембрану імпульсу вихідного тиску.

Фільтр 13 призначений для очистки газу, що живить стабілізатор і регулятор керування, від механічних домішок.

Регулятор працює наступним чином: газ вхідного тиску поступає через фільтр до стабілізатора 16, потім в регулятор керування КН-2 15. Від регулятора керування газ через регулювальний дросель 8 поступає в підмембранну порожнину, при цьому надмембранна порожнина виконавчого пристрою зв'язана імпульсною трубкою 9 з виходом регулятора.

Через дросель 8 і імпульсну трубку 9 підмембранна порожнина виконавчого пристрою зв'язана з газопроводом за регулятором.

Тиск в підмембранній порожнині виконавчого пристрою при роботі завжди буде більший вихідного тиску. Надмембранна порожнина виконавчого пристрою знаходиться під дією вихідного тиску. Регулятор керування КН-2 підтримує за собою сталий тиск, тому тиск в підмембранній порожнині також буде постійним (в усталеному режимі роботи).

Будь-які відхилення вихідного тиску від заданого значення викликають зміну тиску в надмембранній порожнині виконавчого пристрою, що призводить до переміщення клапана 4 у новий рівноважний стан, який відповідає новим значенням вихідного тиску і витрати газу, при цьому відновлюється заданий вихідний тиск.

При відсутності витрати газу клапан 4 закритий, так як відсутній керуючий перепад тиску у надмембранній і підмембранній порожнинах та дія вхідного тиску. При наявності мінімального споживання газу утворюється керуючий перепад тиску на підмембранній і надмембранній порожнинах виконавчого пристрою, у результаті чого мембрана 6 з жорстко з'єднаним з нею стержнем 5, на кінці якого закріплений клапан 4, приведе систему в рух і відкриє прохід газу через щілину, що виникає між ущільненням клапана і сідлом.

При подальшому підвищенні витрати газу під дією керуючого перепаду тиску в зазначених вище порожнинах виконавчого пристрою мембрана прийде в подальший рух і стержень з клапаном почне збільшувати витрату газу через збільшену щілину між ущільненням клапана і сідлом.

При зменшенні витрати газу клапан під дією зміненого керуючого перепаду тиску в порожнинах виконавчого пристрою зменшує прохід газу через зменшену щілину між ущільненням клапана і сідлом і в подальшому перекриє сідло.

4 БУДІВНИЦТВО І МОНТАЖ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

4.1 Організація будівництва вуличного газопроводу

Завданням визначена розробка проекту виконання робіт по будівництву підземного поліетиленового газопроводу по вулиці Сумська при малоповерховій забудові. Виконання робіт ведеться поліетиленовою трубою ДСТУ Б.В.2.7-73-98; Ø63х3,6 мм довжина ділянки – 140м; та Ø 50х2,9 мм довжина ділянки 142 м; трубами по 10 м. Вивезення надлишкового ґрунту буде здійснюватися на відстань 5 км; рівень залягання ґрунтових вод нижче 3м, трасу будівництва перетинає кабель на глибині 0,7 м.

Земляні роботи по риттю траншеї повинні виконуватись після розбивки траси газопроводу.

Розкриття інженерних комунікацій, що перетинають газопровід, повинно виконуватися в присутності представників зацікавлених організацій, при цьому повинні прийматися заходи для захисту розкритих комунікацій від пошкоджень, а в зимових умовах від промерзання.

Згідно вимог ДБН В.2.5-41-2009 глибина прокладання поліетиленових газопроводів повинна бути не менше 1 м від верху труби до поверхні.

Визначаю середній зовнішній діаметр за формулою

$$Dcep. = \frac{D_1^2 * L_1 + D_2^2 * L_2 + D_n^2 * L_n}{D_1 * L_1 + D_2 * L_2 + D_n * L_n}, \qquad (4.1)$$

де D_1, D_2 – діаметри трубопроводів;
L_1, L_2 – відповідні довжини , м.

$$Dcep.з. = \frac{63^2 * 140 + 50^2 * 142}{63 * 140 + 50 * 142} = 0{,}057 \text{ м}$$

На підставі ДБН В.2.5-41-2009 визначаю глибину траншеї, $H_{тр}$, м, по формулі

$$H_{тр} = H_{закл} + D_з, \qquad (4.2)$$

де $H_{закл}$ – глибина закладання (згідно вимог ДБН $H_{закл}$ = 1 м), м;
$D_з$ –діаметр поліетиленової труби, м.

$$H_{тр}=1,0 +0,057=1,057 \text{ м}$$

Уточнюю глибину траншеї з урахуванням перетину траси кабелем на глибині 0,7м.

$$H = H_з - H_г , \qquad (4.3)$$

де $H_{закл}$ – глибина закладання (згідно вимог ДБН $H_{закл}$=1 м), м;
$H_г$ – глибина газопроводу, м.

$$H = 1 – 0,7 = 0,3 \text{ м}$$

Згідно з вимогами ДБН зазор між газопроводом і кабелем повинен становити 0,5 м. Згідно вимог ДБН цей зазор можна зменшити до 0,25 м при умові заключення кабелю в футляр.

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

$$B = D_{зовн.} + 0,2 , \qquad (4.4)$$

де $D_{зовн.}$ – діаметр поліетиленової труби, м.

$$B = 0,057 + 0,2 = 0,257\text{м}$$

Але остаточно ширину низу траншеї приймаю по ширині ріжучої кромки ковша екскаватора, попередньо прийнявши згідно довідника [5] приймаю багатоковшовий екскаватор марки ЭТН-123 з ємкістю ковша 0,25м^3 та шириною ріжучої кромки 0,4м, максимальна глибина розробки 1,2м , продуктивність – 80м^3/ год.

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

$$B_{ост}=ШРК+\delta, \qquad (4.5)$$

де ШРК – ширина ріжучої кромки (ШРК=0,4 м), м;
δ – величина обрушення (для третьої категорії ґрунту δ=0,1 м), м.

$$B_{ост}=0,4+0,1=0,5 \text{ м}$$

Згідно вимог [2] для третьої категорії ґрунту максимальна глибина траншеї з вертикальними стінками і без кріплення становить 1,5 м, а тому після проведення необхідних розрахунків траншея матиме слідуючий вигляд.

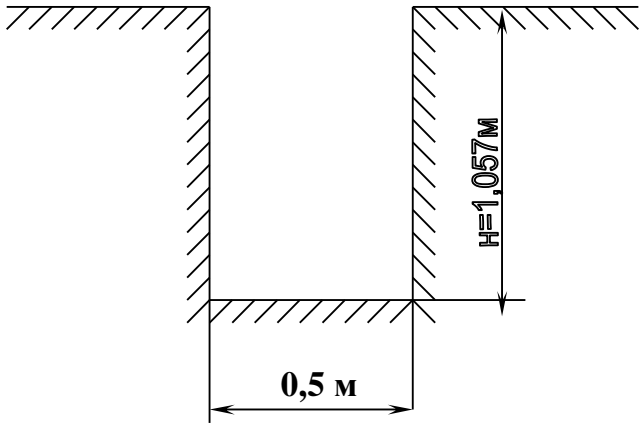

Рисунок 4.1 – Профіль траншеї

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

При будівництві підземних газопроводів розробка ґрунту полягає у копанні шурфів в місці врізання газопроводу та з метою виявлення місць перетину з іншими інженерними комунікаціями, риття траншеї, поширення приямків для зварювання стиків.. Для спрощення підрахунки веду на один метр траншеї.

Визначаю об'єм ґрунту, що розробляється при копанні шурфів, за формулою

$$V_{шур}=B*H*l, \quad (4.5)$$

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

$$V_{шур}=0,5*1,057*1=0,53\ м^3$$

Об'єм ґрунту, що розробляється при копанні траншеї екскаватором визначаю згідно формули

$$V_{екс}=B*H*l, \qquad (4.6)$$

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

$$V_{екс}=0,5*1,057*1=0,47\ м^3$$

Визначаю об'єм земляних робіт по поширенню приямків для зварювання стиків. Згідно вимог [2] приямок копається на 0,2 м нижче дна траншеї, а отже глибину приямка визначаю за формулою

$$H_{пр}=H_{тр\ ост}+0,2\ , \qquad (4.7)$$

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

$$H_{пр}=1,057+0,2\ =1,26\ м$$

Згідно вимог [1] ширину низу приямку визначаю за формулою

$$B_{пр}=D_{зовн}+0,5 \qquad (4.8)$$

де D – діаметр полыетиленової труби, м.

$$B_{пр}=0,057+0,5=0,557\ м$$

Об'єм розробленого ґрунту при поширенні приямків визначаю за формулою

$$V_{пр}= B_{пр*} *H_{пр*}*l_{пр} - V_{екс*} l\ , \qquad (4.9)$$

де $B_{пр}$ – ширина низу приямку, м;
$H_{пр}$ – глибина приямка, м;
$l_{пр}$ - довжина приямка (прийнято 0,6 м), м;
$V_{екс}$ – об'єм ґрунту, що розробляється при копанні траншеї екскаватором, $м^3$.

$$V_{пр}= 0,557\ *1,26*0,6-0,47*06\ =1,023\ м^3$$

Форма і габарити приямку диктуються [1] та вимогами техніки безпеки, а також умовами зручності проведення зварювальних робіт.

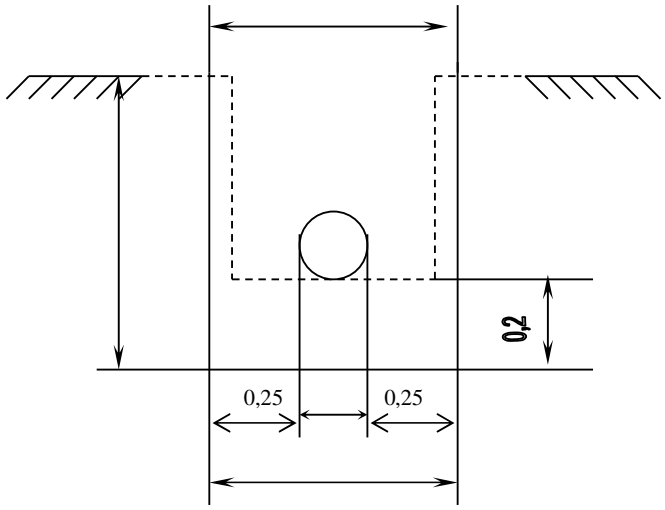

Рисунок 4.2 - Профіль приямку

З метою визначення робочої ширини будівельного майданчика розраховую ширину відвалу. Для її визначення необхідно врахувати збільшення об'єму після рихлення. Розрізняють два показники рихлення ґрунту: коефіцієнт початкового рихлення – $К_1$, який показує ступінь рихлення щойно розробленого ґрунту; коефіцієнт кінцевого рихлення – $К_2$, який показує ступінь рихлення злежаного або втрамбованого ґрунту після його засипання. Для даної категорії ґрунту $К_1$=1,18, $К_2$=1,05.

Таким чином загальний об'єм ґрунту у відвалі на один метр траншеї визначаю за формулою

$$V'_{заг}=\nu_{шур}* К_1, \quad (4.10)$$

де $V_{шур}$- об'єм ґрунту, розробленого при копанні шурфу, м^3;
$К_1$ – коефіцієнт початкового рихлення ($К_1$=1,18).

$$V'_{заг}=0,53*1,18=0,63 \text{ м}^3$$

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

$$h_{від}=\sqrt{\nu}_{заг}, \quad (4.11)$$

де $\nu_{заг}$ - об'єм ґрунту у відвалі на один метр траншеї, м.

$$h_{від} = \sqrt{0,63} = 0,8 \text{ м}$$

Ширину відвалу визначаю згідно формули

$$B_{від}=2*h_{від}, \quad (4.12)$$

де $h_{від}$ – висота відвалу, м.

$$B_{від}=2*0,8=1,6 \text{ м}$$

Визначивши всі об'єми по розробці ґрунту визначаю загальний об'єм робіт по копанню

$$V_{заг}=V_{шур}*l_{шур}*n_{ш} +V_{екс}*(L-l_{шур}*n_{ш})+V_{пр} *n_{пр}, \quad (4.13)$$

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

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

$V_{пр}$ - об'єм розробленого ґрунту при поширенні приямків, м^3;

$l_{шур}$ – довжина шурфу, м;

L – довжина траси газопроводу, м;

$n_{пр}$ – кількість приямків, шт.;

$n_{ш}$ - кількість шурфів, шт.

$$V_{заг}=0,53*4*3+0,47(282-3*4)+1,023*5+2,3=140,67 \text{ м}^3$$

Об'єм ґрунту у відвалі визначаю згідно формули

$$V_1=V_{заг}*К_1, \quad (4.14)$$

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

$К_1$ – коефіцієнт первинного рихлення, ($К_1$=1,18).

$$V_1=140,67*1,18=165,99 \text{ м}^3$$

При вкладанні газопроводу в траншею згідно вимог [1] є устрій постелі з піску або мілкого щебеню; об'єм матеріалів для цього визначаю за формулою

$$V_{пос} = B* \frac{D_{зов}}{2} *1 - \frac{\pi*D^{2}_{зовн}}{8} * \ell , \quad (4.15)$$

де В – ширина низу траншеї, м;
$D_{зовн}$ – діаметр поліетиленової труби, м.

$$V_{пос}= 0,5 * \frac{0,057}{2} - \frac{3,14 * 0,057^{2}}{8} * 1 = 0,013 \text{ м}^3$$

Після вкладання газопроводу на постіль він спочатку засипається м'яким ґрунтом з відвалу на 0,4 м вище верхньої відмітки поліетиленової труби, з пошаровим ущільненням ручною трамбівкою та підбивкою "пазух".

Об'єм ґрунту для присипки газопроводу визначається за формулою

$$V_{руч\ пр}= B * \left(\frac{D_{зовн}}{2} + 0,4 \right) * \ell - \frac{\pi D_{зовн}^{2}}{8} * \ell , \qquad (4.16)$$

де $D_{зовн}$– діаметр поліетиленової труби, м;
В – ширина низу траншеї, м.

$$V_{руч\ пр}= 0,87 * \left(\frac{0,057}{2} + 0,4 \right) * 1 - \frac{3,14 * 0,057^{2}}{8} * 1 = 0,21 \text{ м}^3$$

Об'єм бульдозерної засипки визначаю за формулою

$$V_{бул}=B*(H-D_{зовн}-0,4)*l, \qquad (4.17)$$

де $D_{зовн}$ – діаметр поліетиленової труби, м;
В – ширина низу траншеї, м;
Н – глибина траншеї, м.

$$V_{бул}=0,5*(1,07-0,057-0,4)*1=0,3 \text{ м}^3$$

Визначаю об'єм робіт по зворотній засипці за формулою

$$V_2=(V_{руч\ пр}*L+V_{бул}*L+V_{пр}*\ell_{пр}*n)*K_2, \qquad (4.18)$$

де $V_{руч\ пр}$ – об'єм ґрунту по ручній присипці газопроводу, м^3;
$V_{бул}$ – об'єм ґрунту по бульдозерній засипці, м^3;
$V_{пр}$ - об'єм ґрунту по засипці приямку;
L – довжина траси газопроводу, м;
$l_{пр}$ – довжина приямку, м;
n – кількість приямків, шт.;
K_2 – коефіцієнт вторинного рихлення, (K_2=1,05%).

$$V_2=(0,21*282+0,3*282+1,023*5+1,24)*1,05=150,175м^3$$

Визначаю об'єм робіт по вивезенню ґрунту

$$V_3=V_{заг}*(К_1-К_2)+V_{труб}*L+V_{пос}*L, \quad (4.19)$$

де $V_{заг}$ – загальний об'єм робіт по копанню, $м^3$;
$К_1$ – коефіцієнт первинного рихлення, ($К_1$=1,18);
$К_2$ – коефіцієнт вторинного рихлення, ($К_2$=1,05);
$V_{труб}$ – об'єм поліетиленової труби, $м^3$;
$V_{пос}$ – об'єм матеріалів для устрою постелі, $м^3$;
L – довжина траси газопроводу, м.

$$V_3=140,67*(1,18-1,05)+0,003*282+0,013*282=23,86\ м^3$$

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

$$Б= \frac{V_1 - V_2 + V_3}{V_1} * 100\% \le \pm 5\%, \quad (4.20)$$

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

$$Б = \frac{165.99 - 150,175 - 23,86}{165.99} * 100\% = -2.37\% \le \pm 5\ \%$$

Баланс показує, що розрахунок земляних робіт проведено вірно.

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, яка може бути визначена по формулі

$$\nu = \frac{П}{V * T_{зм}}, \quad (4.21)$$

де П – продуктивність екскаватору, $м^3$/зміну;
V – середній об'єм ґрунту на даній ділянці, який приходиться на 1м траншеї, $м^3$;
$T_{зм}$ – час зміни, год ($T_{зм}$=8 год).

Для риття траншеї під газопровід мною попередньо прийнятий екскаватор ЭТН-123; змінна продуктивність якого 80 м^3/год

$$V = \frac{80}{0.47 * 8} = 21.28 \text{ м/год}$$

Згідно з завданням монтаж газопроводу буде виконуватись трубами довжиною 10 м. Таким чином загальна кількість труб, що підлягає монтажу визначається за формулою

$$n_{тр} = \frac{L}{\ell_{тр}}, \quad (4.22)$$

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

$$n_{тр} = \frac{140}{10} = 14 \text{ шт.}$$

$$n_{тр} = \frac{142}{10} = 15 \text{ шт.}$$

Аналогічно можна визначити кількість стиків, які підлягають зварюванню

$$n_{ст} = \frac{L}{\ell_{тр}} + 1, \quad (4.23)$$

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

$$n_{ст1} = \frac{140}{10} + 1 = 15 \text{ шт.}$$

$$n_{ст2} = \frac{142}{10} + 1 = 16 \text{ шт.}$$

Об’єм робіт по зняттю родючого шару грунту $V_{рек\ г}$, м^3, визначаю згідно формули

$$V_{рек} = (B + 0,2)*L*h, \quad (4.24)$$

де В – ширина низу траншеї, м;
L – довжина траси газопроводу, м.

$$V_{рек} = (0,5 + 0,2)*282*0,2= 39,48 \text{ м}^3$$

Визначаємо мінімальну ширину робочої зони за формулою

$$ШРЗ=К+ШВ+2*Б+В+Зт+Т, \quad (4.25)$$

де ШВ – ширина відвалу, м;
Б – ширина берми, м;
В – ширина траншеї, м;
Зт – зона розташування труби, м;
Т – зона руху технологічного транспорту, м;
К – зона виконання робіт по огородженню, м.

$$ШРЗ=0,15+2*0,5+1,6+0,5+0,363+3,5=7,2 \text{ м}$$

Довжину огорожі будівельного майданчику визначаю за формулою

$$L_{огор}=2*L, \quad (4.26)$$

де L – довжина траси газопроводу, м.

$$L=2*282=564 \text{ м}$$

Кількість стиків, що підлягають контролю фізичними методами слідуючим чином.

Згідно вимог [1] для тиску 0,003 МПа повинно контролюватися 5-10% всіх стиків.

$$n_{ст\ ф\ к}=n_{ст}*0,1, \quad (4.27)$$

де $n_{ст}$ – кількість стиків, шт.

$$n_{ст\ ф\ к}=31*0,1=4 \text{ шт.}$$

Визначаю фактичну довжину “захвату” за формулою

$$L_{захф} = \frac{L}{4}, \quad (4.28)$$

де L – довжина траси газопроводу, м.

$$L_{захф} = \frac{282}{5} = 71\,\text{м}$$

Визначивши основні об'єми робіт по спорудженню підземного газопроводу, приступаю до визначення затрат праці на виконання всіх робіт. (дивись таблицю 4.1).

Таблиця 4.1 – Відомість розрахунків затрат праці по всьому фронту робіт

№ п/п	Найменування робіт	Одиниці вимірук	Група РЕКН	Кількість	Норми часу		Трудомісткість	
					Буд., люд·год	Маш., люд·год	Буд., люд·год	Маш., люд·год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Рекультивація грунту	1000м^3	1-26-2	0,04	-	5,02	-	0,2
2	Розробка шурфів	100м^3	1-164-2	0,064	261,8	-	16,755	-
3	Підвішування підземних комунікацій	1км	22-49-1	0,282	100,96	0,87	28,47	0,245
4	Розробка грунту у відвал	1000м^3	1-14-2	0,135	-	25,12	-	3,391
5	Розробка грунту екскаватором з одночасним на вант.на самоскид	1000м^3	1-18-5	0,0238	45,9	131,58	1,092	3,132
6	Влаштування тимчасових перехідних містків	100м^3	20-2-1	0,042	22,04	1,54	0,925	0,0646
7	Виконання зварювальних робіт, вкладання і випробування	100км	22-11-1 22-11-2	0,142 0,140	276,8 286,4	28,96 33,02	39,31 40,096	4,112 4,623
8	Встановлення поліетиленових фасонних частин	10шт	22-34-1	0,1	6,62	3,62	0,662	0,362
9	Контроль якості зварних стиків	1стик	25-123-1	4	0,74	1,86	2,96	7,44

Продовження таблиці 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Встановлення КВП	1шт	16-75-2	2	4,5	0,6	9	1,2
11	Монтаж колодязя	1м^3	16-31-1	1,06	16,31	4,46	17,288	4,727
12	Встановлення засувки	1шт	25-35-1	1	1,41	0,02	1,41	0,02
13	Засипання траншеї вручну грунтом з відвалу	100м^3	1-166-2	0,618	164,24	-	100,5	-
14	Засипання траншеї вручну (постелі)	100м^3	1-166-1	0,071	150,45	-	10,682	
15	Зворотнє засипання траншеї бульдозером	1000м^3	1-71-2	0,0,846	-	3,40	-	0,287
	Всього						270,15	29,8

Оскільки для виконання кожного виду робіт передбачено використання робітників відповідного фаху, то для зменшення кількості працівників роботи повинні виконуватися комплексною бригадою з максимально можливим суміщенням професій. Знаючи на основі відомості сумарні затрати праці на спорудження газопроводу, визначаю строки виконання робіт по будівництву підземного поліетиленового газопроводу. Визначаємо тривалість будівництва за формулою

$$N_{дн} = \frac{T_{заг}}{N_{бр} * H_{зм}}, \qquad (4.29)$$

де $T_{заг}$ – загальні затрати праці по всьому об'єкту будівництва;
$N_{бр}$ – кількість робітників в бригаді;
$H_{зм}$ – час зміни.

$$N_{дн} = \frac{410\ ,294}{8 * 8} = 7 \text{ днів}$$

Розрахунки показують, що строки виконання робіт по будівництву підземного поліетиленового газопроводу 7 робочих днів.

Вибір машин розпочинаю з вибору ведучого механізму, яким буде екскаватор з оберненою лопатою ЭТН-123, з об'ємом ковша 0,25 м^3 та шириною ріжучої кромки 0,4 м.

Для виконання робіт по навантаженню надлишкового ґрунту та зворотної засипки газопроводу пропоную вибрати одноковшовий екскаватор марки ЕО-2621.

Для виконання зварювальних робіт вибираю зварювальний апарат FRIAMAT.

Попередньо для вивезення надлишкового ґрунту приймаю автосамоскид ЗІЛ-ММЗ-4502 з об`ємом кузова 4м^3.Визначаю кількість рейсів автомобіля для вивезення ґрунту за формулою

$$n_р = \frac{V_З}{\nu_{куз} * К_1}, \qquad (4.30)$$

де $V_З$ – загальний об'єм ґрунту, що підлягає вивезенню, м^3;
$V_{куз}$ – об'єм кузова, м^3;
$К_1$ – коефіцієнт, який враховує повноту заповнення кузова ($К_1$=0,9).

$$n_р = \frac{23,86}{4 * 0,9} = 7 \, рейсів$$

Визначаю час транспортної операції згідно формули

$$t_{тр\ оп}=t_{х\ п}+t_{зав}+t_{р\ п}+t_{розв}, \qquad (4.31)$$

де $t_{х\ п}$ – час холостого переїзду, год;
$t_{зав}$ – час завантаження, год;
$t_{р\ п}$ – час переїзду з вантажем, год;
$t_{розв}$ – час розвантаження, год.

Час холостого ходу визначаю за формулою

$$t_{õ\ ї} = \frac{L_х}{\nu * К}, \qquad (4.32)$$

де $L_х$ – відстань вивезення ґрунту, км;
ν – середня швидкість руху, км/год;
К – коефіцієнт зміни швидкості (К=0,5).

$$t_{хп} = \frac{5}{50 * 0,5} = 0,2 \text{ год}$$

Визначаю час завантаження кузова автомобіля за формулою

$$t_{зав}=\nu_{куз} * К_1 * Н_{час}, \qquad (4.33)$$

де $Н_{час}$ – норма часу в машино-годинах на розробку 1 $м^3$ ґрунту в щільному стані (згідно [3] $Н_{час}$=0,105 маш.-год);

$V_{куз}$ – об'єм кузова, $м^3$;

$К_1$ – коефіцієнт, який враховує повноту заповнення кузова ($К_1$=0,9).

$$Т_{зав}=4*0,9*0,105=0,378 \text{ год.}$$

Визначаю час переїзду автомобіля з вантажем згідно формули

$$t_{п.в} = \frac{L_x}{V_p * K}, \quad (4.34)$$

де L_x – відстань вивезення ґрунту, км;

$\nu_р$ – середня швидкість руху з вантажем, км/год;

К – коефіцієнт зміни швидкості (К=0,5).

$$t_{п.в} = \frac{5}{40 * 0,5} = 0,25 \text{ год.}$$

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

$$t_{тр\ оп}=0,378+0,25+0,1+0,2=0,928 \text{ год}$$

Визначаю загальні затрати часу по вивезенню надлишкового ґрунту за формулою

$$Т_{заг}= n_р*t_{тр\ оп}, \quad (4.35)$$

де $t_{тр\ оп}$ – час транспортної операції, год;

$n_р$ – кількість рейсів автомобіля для вивезення ґрунту, шт.

$$Т_{заг}=7*0,928 =6,5 \text{ год.}$$

Для забезпечення виконання робіт на захваті необхідно затратити 1,63 години. Прийнятий самоскид разом з екскаватором забезпечують виконання робіт в ритмі потоку з заданою потоковою швидкістю. Для більш ефективного використання самоскида він повинен доставляти на будівельний майданчик матеріал для устрою постелі.

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

$$P_{пл}=p_{тр}*l_{пл} \quad (4.36)$$

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

$$P_{пл} =0,443*40=17,72 \text{ кг}$$

$$P_{пл2}=40*0,691=27,64 \text{ кг}$$

Згідно завдання для спорудження підземного газопроводу використовують поліетиленові труби які повинні відповідати ДСТУ Б.В.2.7-73-98.

Кількість труб, необхідних для виконання даного об'єму будівництва визначаю слідуючим чином. На основі збірника [ ] визначаю кількість труб на спорудження 1 км газопроводу; норма витрати складає 1010 м. Таким чином, для даної траси буде потрібно

$$L_{тр}=L_{нор}*К_{тр}, \quad (4,37)$$

де $L_{нор}$ – нормативна довжина для спорудження 1 км прямого газопроводу, км;
$К_{тр}$ – кількість тисяч метрів.

$$L_{тр}=1010*0,14 =141,4 \text{ м}$$

$$L_{тр}=1010*0,142=143,42 \text{ м}$$

Матеріали для проведення зварювальних робіт визначаю аналогічно

$$L_{толь}=К_{тр.} \quad (4.38)$$

$$L_{толь}=0,22\cdot 0,14= 3,08 \text{ м}^2$$

$$L_{толь}=0,16\cdot 0,142=0,02272 \text{ м}^2$$

0,16 – нормативна кількість толі з крупнозернистою посипкою ТГ-350 на 1км газопроводу.

Кількість води визначаємо за формулою

$$N_B = n_{нор} * K_{тр} \quad (4.39)$$

$$N_B = 8 \cdot 0,14 = 1,12 \text{ м}^3$$

$$N_B = 5 \cdot 0,142 = 0,71 \text{м}^3$$

4.3 Захист газопроводів від корозії

Оскільки поліетиленові газопроводи не потребують захисту від корозії (ЕХЗ), то пасивні методи захисту будуть використані на ділянках газопроводу, де встановлено сталеві вставки, а саме: в колодязях для приєднання арматури та на (кінцевих) тупікових ділянках для встановлення заглушок на газопроводі (нанесення ізоляційного покриття). Ізоляцію сталевих вставок будуть виконувати в умовах виробничих майстерень, а на об'єкті будівництва проводитимуться лише ізоляція стиків.

Надземні газопроводи слід захищати від атмосферної корозії покриттям, що складається з двох шарів грунтівки та двох шарів фарби, лаку або емалі, призначених для зовнішніх робіт при розрахунковій температурі зовнішнього повітря в районі будівництва відповідно ГОСТ 14202. [6]

5 ОРГАНІЗАЦІЯ ОБСЛУГОВУВАННЯ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

5.1 Впровадження інноваційних схем газопостачання житлових будинків і побутових об’єктів

Новітні технології підвищення безпеки ВБСГ на основі концепції Viega

В наш час необхідність комплексних рішень викликана різноманітністю практичного застосування трубопровідних систем. Будучи провідним виробником у сфері інженерного устаткування будівель, фірма Viega відрізняється системним мисленням і забезпечує можливість комбінацій найрізноманітніших матеріалів. Мідь, нержавіюча сталь, бронза або пластик - технологія прес-з'єднань Viega дозволяє надійно з'єднати найрізноманітніші матеріали і, тим самим, вносить постійний внесок у реалізацію економічних комплексних рішень. Всі компоненти інженерних мереж будинку можна без проблем комбінувати один з одним. Так, наприклад, розташовані в підвалі системи металевих трубопроводів і стояків можуть прямо підключатися до поверхових систем трубопроводів з пластмаси. Це дозволяє оптимальним чином поєднувати чистоту і міцність металевих труб з зручністю монтажу пластмасових трубопроводів. Основним елементом системи є відома по всьому світу технологія прес-з'єднань з SC-Contur. Вона гарантує надійність і універсальність. Асортимент прес-фітингів включає в себе різні артикули для монтажу і підключення інженерних систем, в тому числі і для труб великого діаметра: відводи, трійники, фланці, різьбові фітинги і переходи, муфти, а також арматуру.

При проектуванні, будівництві та експлуатації газових мереж велику увагу необхідно приділяти питанню надійності й безпеки. За сучасними схемами газопостачання житлових будинків контроль тиску газу відбувається на трьох рівнях . У місці підключення вводу на розподільчому газопроводі приладом, який припинить газопостачання при підвищенні витрати газу вище заданої норми. Наступним етапом безпечної схеми газопостачання є регулятор тиску, що знижує тиск і підтримує його на заданому рівні. Також важливу роль відіграє електромагнітний клапан, що відключає подачу газу при надходженні сигналу від датчика загазованості, або пожежосповіщувача.

Ми знаємо, що до переваг використання природного газу відноситься зручність доставки енергоносія прямо в будинок. Щоб при цьому виключити зовнішній вплив, нормативи TRGI вимагають дотримання активних і пасивних мір безпеки, при цьому *активним мірам* приділяється особлива увага.

До активних мір відноситься мідний клапан відключення надлишкових витрат газу «Газ-стоп» (рис. 5.1):

1. Забезпечує максимальну безпеку експлуатації трубопроводів, що транспортують газ.
2. Встановлюється в трубопроводах індивідуальних споживачів.
3. Автоматично перекриває потік газу при механічному пошкодженні газопроводу.

Активний пристрій безпеки - мідний клапан «Газ-стоп».

Часто під час виконання земляних робіт із застосуванням важких механізмів: екскаваторів, бульдозерів руйнуванню або ушкодженню піддаються розподільчі газопроводи та газопроводи-вводи (рис. 5.1). Найбільшого ризику зазнають відгалуження до споживачів, тому що, як правило, вони розташовані під прямим кутом до напрямку траншеї й тому пошкоджуються частіше, ніж основні розподільчі газопроводи.

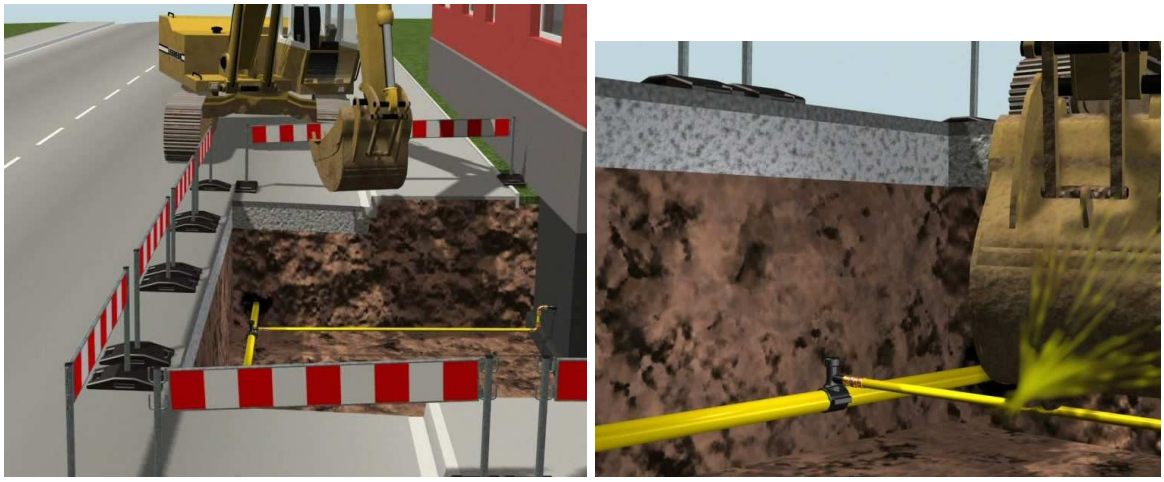

Рисунок 5.1 – Пошкодження газопроводу-вводу екскаватором

Клапан відключення надлишкових витрат газу «Газ-стоп», при зростанні швидкості потоку понад норму, встановлюється відповідно до системи контролю якості ISO9002, має механічну конструкцію, унікальний дизайн, найсучасніші комплектуючі і відрізняється винятковою простотою монтажу при будівництві газопроводу.

Клапан, зібраний всередині конструкції сідельного відводу, призначений для роботи при тиску від 0,1 МПа до 0,4 МПа. При пошкодженні газопроводу збільшується швидкість потоку газу, внутрішній клапан сідельного відводу автоматично перекриває потік, тим самим запобігає аварії в системі газопостачання (рис. 5.2) та дозволяє провести ремонт газопроводу.

Розмір клапану «Газ-стоп» вибираємо в залежності від номінальної витрати газу за таблицею 5.1.

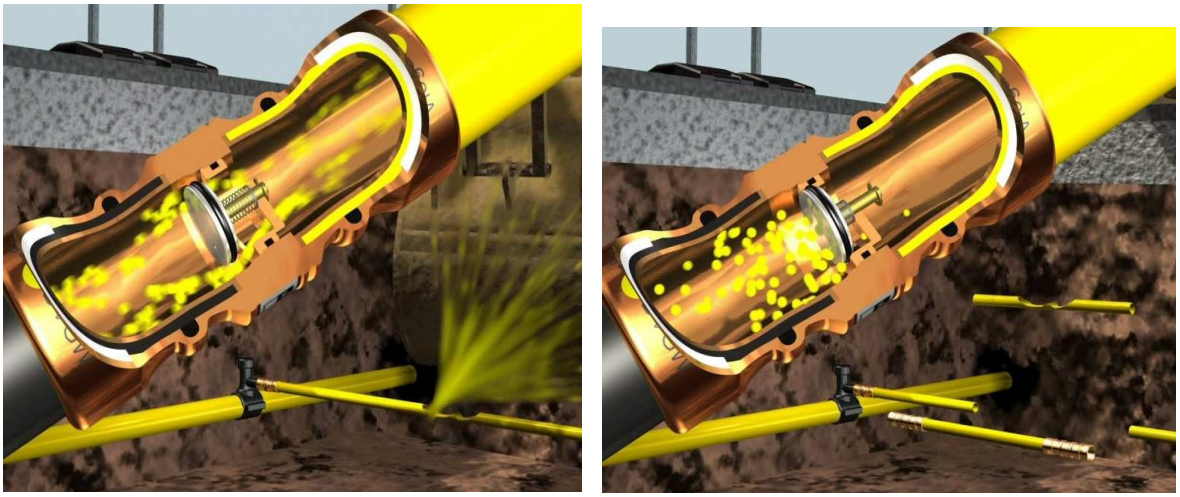

Рисунок 5.2 – Спрацювання «Газ-стоп» при пошкодженні газопроводу-вводу та його ремонт

Таблиця 5.1– Тип, розміри клапану «Газ-стоп» і номінальні витрати газу

Тип пристрою «Газ-стоп»	Номінальна витратагазу, V $м^3$/год	Розміри клапана для діапазонутисків від 25 до 100 мбар
GS32/25	6	G2,5
GS32/25	10	G2,5-G6
GS50/25	25	G10, G16
GS63/25	40	G25

На вводі в будинок встановлюється для автоматичного управління подачі природного газу: регулятори тиску з електромагнітним клапаном і термокраном для надійного регулювання тиску газу і забезпечення безаварійних ситуацій (рис. 5.3).

Рисунок 5.3 – Регулятор тиску з електромагнітним клапаном і термокраном

Розглянемо роботу цього блоку безпеки. Важливу роль відіграє електромагнітний клапан, що відключає подачу газу при надходженні сигналу від датчика загазованості, або пожежосповіщувача.

Після відкриття електромагнітного клапана регулятор тиску знижує тиск і підтримує його на заданому рівні. Стабільність встановленого вихідного тиску забезпечує оптимальні умови для горіння газу та захищає приміщення від загазованості. В разі пожежі, або при збільшенні номінальної температури вище 96 градусів, клапан термокрану закривається та припиняє подачу газу в будинок (рис. 4.36).

Надійне рішення для підвищення безпеки газопостачання – це відтинаючі вентилі для газу (рис. 5.4). Вони дозволені для монтажу газових систем по нормам TRGI 2008 DVGW AB G 600B.

Крани газові кульові ***типа К*** для газових лічильників з однією точкою підключення виконані:

- ❖ кран без відсікання потоку газу (рис. 5.4,а);
- ❖ кран з відтинаючим клапаном(GS) (рис. 5.4,б) ,
- ❖ кран з автоматичним термо–відтинаючим клапаном (ТАЄ) (рис. 5.4,в).

Монтаж кранів газових кульових для газових лічильників підключення проводять шляхом прес-з'єднання Profipress Gas або муфтами із зовнішнім різьбленням і внутрішнім різьбленням. При несправності, коли кількість газу, яка не відповідає нормі, досягає пропускного отвору вентиля, тоді клапан блокує подачу газу.

а) б) в)

Рисунок 5.4 – Крани газові кульові

Якщо робочі параметри нормалізуються, клапан відкривається за принципом початкового тиску автоматично. Відтинаючі *вентилі* Viega (рис. 5.4) підходять для роботи зі всіма типами газу по нормам DVGW AB G 260 у побутовій сфері і дозволені для монтажу систем з робочим тиском до 100 мбар.

Для того, щоб відтинаючий вентиль функціонував правильно, необхідно монтувати його в правильному положенні. Саме тому він забезпечений ярликом, на якому вказані всі необхідні дані: номінальний внутрішній діаметр, тиск і правильне положення для монтажу. Вентилі виробляються різних діаметрів – від 20 до 50 мм, дозволяють застосовувати різні варіанти монтажу завдяки різноманітності можливостей з'єднання, наприклад, на газовій трубі, на регуляторі тиску або на з'єднанні газового лічильника (рис. 5.5).

Рисунок 5.5 – Нормальна робота газового відсічного вентиля типа К

Вентилі бувають двох видів: з прес – або різьбовим з'єднанням. Прес-з'єднання на кульовому крані для підключення газового лічильника є нероз'ємними з'єднаннями з високим ступенем захисту від зовнішнього впливу. Діаметри сполучних елементів від 15 мм до 54 мм, можуть бути використані для газових лічильників 1 і 2, з одного або двома точками підключення, і навіть для підключення цілого ряду газових лічильників. В систему не входять різьбові з'єднання і перехідники, так як вони замінені спеціальними кутовими і прохідними елементами, що дозволяє економити місце при монтажі (рис. 5.6).

Крани виробляються з вмонтованим відтинаючим вентилем і термічним блокуючим пристроєм для пожежозахисту, всі деталі відповідають актуальним нормам і вимогам. Щоб добитися оптимального рішення при монтажі компанія Viega пропонує універсальні монтажні вузли та газову арматуру (рис. 5.6).

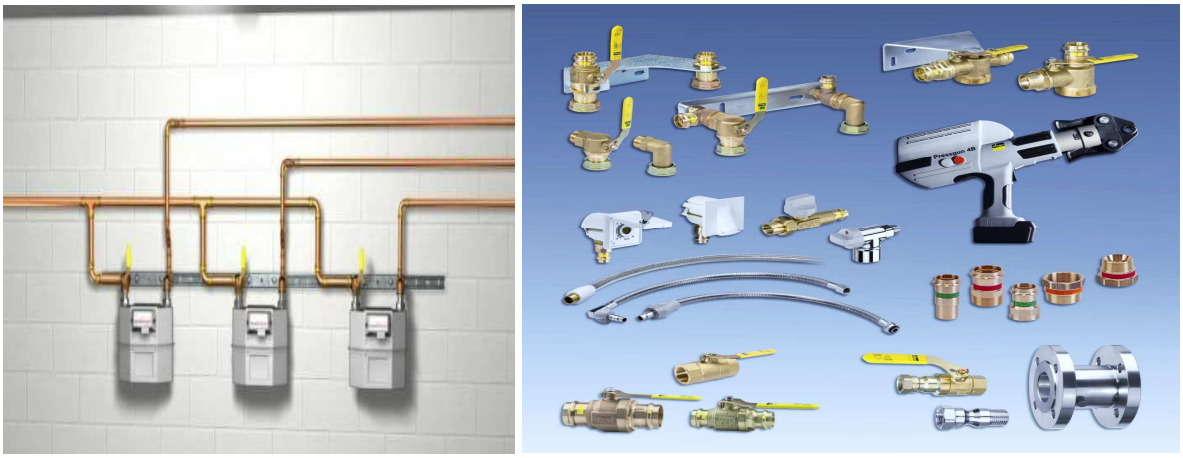

Рисунок 5.6 – Нові безпечні монтажні вузли та газова арматура

Їх перевага полягає в тому, що відпадає необхідність закріплення кожного окремого елемента. Лічильники монтуються в один ряд на спеціальної шині, що дозволяє збігти перекосів або будь-яких інших складнощів при монтажі. Вся конструкція виглядає професійно і акуратно.
Газові розетки Viega (рис. 5.7) не тільки зручні у використанні, вони виділяються також чудовим дизайном.

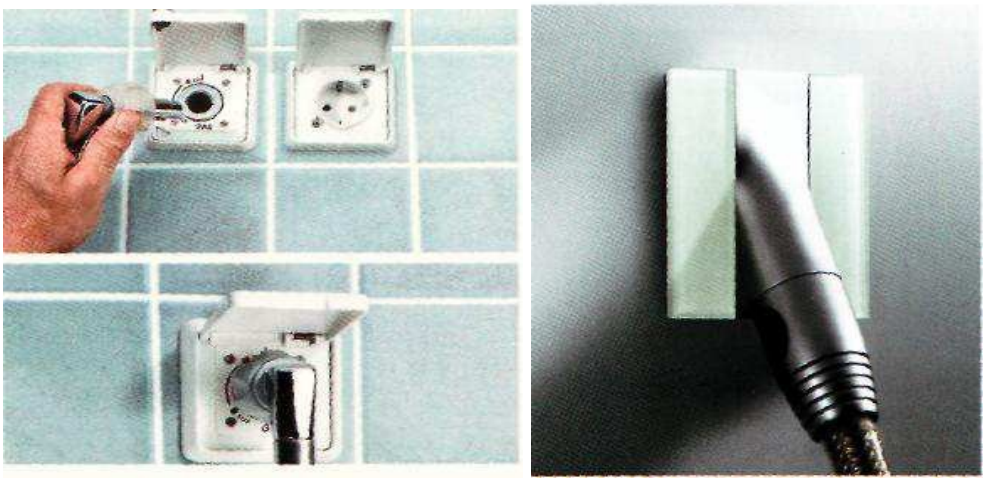

Рисунок 5.7 – Нові газові розетки

Перевага використання газу виявляється з найкрасивішого боку, якщо мова йде про газові розетки. Газові розетки Viega стають об'єктом підвищеної уваги. Сучасні форми і високоякісні матеріали надають особливий акцент сучасному будинку. Завдяки багаторівневій концепції безпеки розетки газових приладів легко і надійно підключаються до системи газопостачання. Інтегрований відтинаючий вентиль і багатоступеневе блокування захищають від несанкціонованих дій.

Газові розетки (рис. 5.7) захищені від несанкціонованих маніпуляцій особливим запірним пристроєм із спеціальним газовим шлангом. Газова магістраль відкривається тільки після вставки газового шлангу в розетку.

[https://drive.google.com/file/d/1jDSFa3VhClDvPHbNPs75hk0xB_G6qyWo/view?usp=gmail]

6 ЕКОНОМІЧИЙ РОЗДІЛ

6.1 Розрахунок кошторисної вартості об’єкту газифікації

Паспорт проєкту по газопостачанню

Характеристика системи:

а) тип системи – двоступенева;

б) ГРП – 1 шт.;

в) спосіб прокладання – підземний;

г) матеріал газопроводу – поліетилен;

д) загальна довжина газопроводу – 11234 метрів

е) річний об’єм споживання газу:

- побутове споживання –279 тис. м^3/рік (таблиця 2.2)
- теплопостачання – 2580 тис. м^3/рік (таблиця 2.4)
- промислові і сільськогосподарські споживачі – 2930 тис.м^3/рік (таблиця2.5)
- комунально-побутові підприємства – тис. 37,7 м^3/рік (таблиця 2.2)

Загальний об’єм споживання газу ($Q_{річ}$) = 5826,7 тис. м^3/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 $Q_{под}$, тис. м^3/рік, визначаю згідно формули

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

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

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

$$Q_{брутто} = 5826,7 \cdot 1,008 = 5873,31 \text{ тис. м}^3\text{/рік}$$

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

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

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

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

6.1.1 Складання локального кошторису

Локальний кошторис на підземні газопроводи

Основа: креслення № 1 Базисна кошторисна

Складено в цінах 2023 р вартість 2725,13 тис. грн.

№ п/п	Шифр норм	Назва робіт і витрат	К-сть, м	Кошторисна вартість	
				За один.	За об'єм
1	2	3	4	5	6
1	УРБН	Мережа середнього тиску			
		Прокладання газопроводу в сухих ґрунтах			
		∅ 90х8,2	876	261,82	229,35
		∅ 63х5,8	40	129,68	5,19
		∅ 50х4,6	210	81,89	17,20
		∅ 40х3,6	1110	52,74	58,50
		∅ 32х3,0	500	34,09	17,05
		Мережа низького тиску			
2	УРБН	∅ 250х14,2	100	1309,10	130,91
		∅ 200х11,4	130	837,33	108,85
		∅ 180х10,3	100	681,72	68,17
		∅ 160х9,1	372	535,99	199,39
		∅ 140х8,0	280	411,26	115,15
		∅ 125х7,1	716	325,50	235,21
		∅ 110х6,3	292	255,65	74,65
		∅ 90х5,2	1516	172,90	262,12
		∅ 75х4,3	336	119,80	40,25
		∅ 63х3,6	1052	85,35	89,79
		∅ 50х2,9	2300	54,72	125,86
		∅ 40х3,6	552	52,74	29,11
		∅ 32х3,0	752	34,09	25,64
3	ДБН 1.1-1-2000	Всього прямих витрат			1832,39
		Накладні витрати (14,4%)			263,86
4	ДБН 1.1-1-2000	Планові накопичення (30%)			628,88
		Всього вартість будівельних робіт			2725,13

6.1.2. Складання об’єктного кошторису

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

Назва будівництва: поліетиленовий газопровід

Узгоджено Затверджую

Підрядчик Замовник

Об’єктний кошторис на підземні газопроводи

Базисна кошторисна вартість 2875,13 тис. грн.

№ п/п	№ кошторису, норм, розрахунків	Назва робіт і витрат	Кошторисна вартість, тис.грн.				Всього, тис. грн.
			Буд. роб.	Монт. роб.	Облад-нання	Інші вит-рати	
1	Локальний кошторис	Будівництво підземних газопроводів	2725,13				2725,13
2	ДБН, методичні вказівки до ДП	ГРП			150,00		150,00
3	ДБН, методичні вказівки до ДП	КСС					
	Всього		2725,13		150,00		2875,13

5.1.3 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 5593,68 тис. грн.

у тому числі повернені суми 6,47 тис. грн.

Зведений кошторисний розрахунок вартості будівництва

Складений в поточних цінах станом на „ 1 ” січня 2023 р.

№	№ кошторисів і кошторисних розрахун.	Назва робіт і витрат	Будівельні роботи	Монтажні роботи	Обладнання, інвентар	Інші витрати	Загальна кошторисна вартість, тис.грн.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Об′єктний кошторис	*Глава 2* Основні об′єкти будівництва. Зовнішні мережі і споруди	2725,13		150,00		2875,13
		Всього по главі 2	2725,13		150,00		2875,13
		Всього по главам 1 -7	2725,13		150,00		2875,13
2	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.6, п36	*Глава 8* Кошти на зведення і розробку тимчасових будівель і споруд (Всього по гл. 1-7) 0,015	40,88		2,25		43,13
		Всього по главі 8	40,88		2,25		43,13
		Всього по главам 1 - 8	2766,01		152,25		2918,26
3	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.8, п.4	*Глава 9* Інші роботи і витрати Додаткові витрати при виконанні БМР у зим. період. (Всього по гл. 1 - 8) · 0,01	27,66		1,52		29,18
		Всього по главі 9	27,66		1,52		29,18
		Всього по главам 1 – 9 (вартість основних фондів)	2793,67		153,77		2947,44
4	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.5, п.10	*Глава 10* Технічний нагляд (Всього по главам 1-9) · 0,025				73,69	73,69
		Здійснення автор. нагляду (Всього по главам 1-9) ·0,0002				0,59	0,59
		Формуванням страхового фонду документації (Всього по главам 1-9) · 0,002				5,89	5,89
		Всього по главі 10				80,17	80,17
5	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.5, п.10	*Глава 11* Підготовка експлуатаційних кадрів. (Всього по главам 1-9) ·0,005				14,74	14,74
		Всього по главі 11				14,74	14,74

6	ДБН Д.1-1-1-2000	*Глава 12* Кошторисна вартість проектно-пошукових робіт (Всього по главам 1-9) · 0,005				14,74	14,74
		Державна експертиза (проектно-пошукові роботи) 0,15				2,21	2,21
		Всього по главі 12				16,95	16,95
		Всього по главам 1 – 12	2793,67		153,77	111,86	3059,3
7	ДБН Д.1-1-1-2000 п.2.8.16	Кошторисний прибуток – П (Всього по главам 1-9) · 0,06	167,62		9,23		176,85
8		адміністративні витрати – АВ (Всього по главам 1-12, графи-8)·0,1				305,93	305,93
9	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.14,	Кошти на покриття ризиків – Р (Всього по главам 1-12) · 0,036				110,13	110,13
10	ДБН Д.1-1-1-2000 п.3.1.20	Витрати з інфляції – J (Всього по главам 1-12) · 0,30				917,79	917,79
		(Всього по главам 1-12) + П + +АВ + Р + J	2961,29		163	1445,71	4570
11	ДБН Д.1-1-1-2000 п.3.1.22	Податки, збори та обов′язкові платежі [(гл.1-12)+П+АВ+Р+J] · 0,02				91,4	91,4
		[(гл. 1- 12) + П + АВ + Р + J]	2961,29		163	1537,11	4661,4
12		ПДВ (Всього по графі 8) · 0,2	932,28				932,28
13		Всього по зведеному кошторисному розрахунку	3893,57		163	1537,11	5593,68
14		Повернені суми (Тимчасові будівлі і споруди) · 0,15					6,47

6.2 Техніко - економічні показники газифікації

6.2.1 Розрахунок експлуатаційних витрат

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

$$Ар = \frac{ОФ \cdot Н_а}{100}, \qquad (6.2)$$

де Ар – річна сума амортизаційних відрахувань, тис. грн.;
ОФ – початкова вартість основних фондів, тис. грн.;
$Н_а$ – річна норма амортизаційних відрахувань, %.

Розрахунок необхідно звести у (дивись таблицю 6.4)

Таблиця 6.4 – Розрахунок амортизаційних відрахувань

Основні виробничі фонди	Структура основних фондів ,%	Початкова вартість, тис. грн..	Норма амортизаційних відрахувань, %	Сума амортизаційних відрахувань, тис. грн..
Будівлі	15	442,12	5	22,11
Газопроводи	65	1915,84	2	38,32
ГРП	4	117,90	5	5,90
Виробниче обладнання	8	235,80	15	35,37
Транспортні засоби	5	147,37	20	29,47
Інші основні фонди	3	88,42	15	13,26
Всього	100	2947,44	---	144,43

б) затрати на поточний ремонт і технічне обслуговування, $\mathbf{З_{п.р}}$, тис. грн., визначаємо по формулі

$$З_{п.р.} = 40\% \ Ар \qquad (6.3)$$

де Ар – витрати на амортизацію, тис. грн.

$$\mathbf{З_{п.р.}} = 144,43*0,4 = 57,77 \text{ тис. грн.}$$

в) визначаємо витрати на заробітну плату

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

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

$$Т_{об.} = 0,1\ П_{гк} + 10\ L_{заг} + 0,5\ Мпідп + 2\ Q_{річ}, \qquad (6.4)$$

де $П_{гк}$ – кількість квартир з встановленими газовими плитами, 424 шт.; (таблиця 2.1. з врахуванням коефіцієнта сімейності)
Пгк+вн – кількість квартир з встановленими газовими плитами та водонагрівачами, 63 шт.; (таблиця 2.1 з врахуванням коефіцієнта сімейності);

$L_{заг}$ - загальна довжина газопроводу, 11,23км;
Мпідп – загальна кількість підприємств, 7 шт..;
$Q_{річ}$– річна реалізація газу, 5,83 млн. м^3.

$T_{об}$ = 0,1х424+0,13х63+10х11,23+0,5х7+2х5,83 = 178,05 ум. од.

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

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

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

$Ч_{ауп}$ = 178,05х2,3/1000 = 0,41 особи.

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

Таблиця 6.5 - Чисельність виробничого персоналу по експлуатації підземних газопроводів

Спеціальність	Одиниця виміру	Нормативне значення			Фактичне значення	
		Обсяг робіт	Чисельність Персоналу	Розряд	Обсяг Робіт	Чисельність персоналу
Слюсар по експлуатації підземних газопроводів:						
а) низького тиску	км	10	0,6	3	8,50	0,51
б)середнього тиску	км	10	1,4	3	2,73	0,38
Робітники ремонтних бригад	км	10	1	4	11,23	1,12
Обхідники газопроводів і споруд:						
а) низького тиску	км	10	1,5	3	8,50	1,28
б)середнього тиску	км	10	3	3	2,73	0,82
Електрозварники підземних газопроводів	км	50	1,5	6	11,23	0,34
Лінійні майстри по кількості лінійних робочих	робочі	10	1,2	2	4,45	0,53
Всього						4,98

Чисельність виробничого персоналу ЕПГ

Слюсарі 3 розряду – 2,99 особи; Слюсарі 5 розряду – 0,53 особи;

Слюсарі 4 розряду – 1,12 особи; Слюсарі 6 розряду – 0,34 особи.

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

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

$$ЧВБГО = (0,28х(424+63)+0,95*63+0,036(424+63)+0,12*63/1000 = 0,22 \text{ особи}$$

Чисельність виробничого персоналу ВБГО

Слюсарі 4 розряду – 0,22 особи.

Загальна чисельність виробничого персоналу $Ч_{заг}$, осіб., визначаю згідно формули

$$Ч_{заг} = Ч_{АДП} + Ч_{ВБГО} + Ч_{в.м.} + Ч_{АДС} + Ч_{р.с} \quad (6.7)$$

де $Ч_{АДП}$ – чисельність адміністративного персоналу, осіб;

$Ч_{ВБГО}$ – чисельність служби будинкових мереж, осіб;

$Ч_{в.м.}$ – чисельність служби по експлуатації підземних газопроводів, осіб;

$Ч_{АДС}$ – чисельність аварійно-диспетчерської служби, осіб;

$Ч_{р.с}$ – чисельність ремонтної служби, осіб.

$Ч_{АДС}$ та $Ч_{р.с}$ мають низьку величину, тому не враховано

$$Ч_{заг} = 0,41 + 0,22 + 4,98 = 5,61 \text{ особи}$$

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

Таблиця 6.6 – Кількість робітників газового господарства

Найменування	Кількість робітників відповідного розряду, осіб				
	2	3	4	5	6
Робітники з експлуатації підземних газопроводів		2,99	1,12	0,53	0,34
Робітники з експлуатації ВБГО	_____	_____	0,22	_____	_____
Всього по розряду		2,99	1,34	0,53	0,34
Разом	5,20				

Таблиця 6.7 – Погодинна тарифна ставка робітників газового господарства

Розряд	Розмір, грн..
2	44,10
3	48,55
4	54,62
5	62,71
6	72,83

Визначаємо середню годинну ставку робітників газового господарства

$$\mathbf{C} = \sum_{i}^{n} \frac{CI * KI}{K}, \qquad (6.8)$$

де СІ – погодинна тарифна ставка робітників відповідних розрядів;
КІ – кількість робітників відповідного розряду;
К – загальна кількість робітників газового господарства.

С = 2,99х48,55+1,34х54,62+0,53х62,71+0,34х72,83)/5,20 = 53,14 грн.

Річний фонд заробітної плати робітників визначається по формулі

$$\mathbf{З_{оп\ р}} = \text{С К Т}, \qquad (6.9)$$

де К – загальна кількість робітників газового господарства;
Т – річний баланс робочого часу, год.; (1800 год.)

$$\mathbf{З_{оп\ р.}} = 53{,}14х5{,}20х1800 = 497{,}39 \text{ тис. грн.}$$

Річний фонд заробітної плати АУП визначається за формулою

$$\mathbf{З_{оп\ ітр}} = Ч_{ауп}\ \ 0{,}8\ \text{Скп}\ \ 12 \qquad (6.10)$$

де Скп – середня заробітна плата керівника підприємства

$$\mathbf{З_{оп\ ітр}} = 0{,}41х0{,}8х25000х12 = 98{,}40 \text{ тис. грн.}$$

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

Показники	Один. Виміру	АУП і ІТП	Робітники	Всього
1. Чисельність	осіб.	0,41	5,20	5,61
2. Фонд оплати праці	тис. грн.	98,40	497,39	595,79
3. Фонд додаткової оплати праці, 30%	тис. грн.	29,52	149,22	178,74
4. Всього фонд оплати праці	тис. грн.	127,92	646,61	774,53
5. Соціальний внесок	тис. грн.	47,33	239,25	286,58
6. Всього фонд оплати праці	тис. грн.	175,25	885,86	1061,11

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

$$Зінші = 0,1 \cdot (Заморт. + Зопл. праці) \ , \qquad (6.11)$$

$$Зінші = 0,1 \cdot (144,43+ 1061,11) = 120,55 \text{ тис.грн.}$$

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

$$Сзаг.реаліз. = Заморт + Зпот.рем. + Зопл.праці + Зінші \ , \qquad (6.12)$$

$$Сзаг.реаліз. = 144,43+57,77+1061,11+120,55 = 1383,86 \text{ тис.грн.}$$

Собівартість реалізації газу, С1000 м. куб., грн. / 1000 $м^3$., визначаю за формулою:

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

$$С1000 \text{ м. куб.} = 1383,86 : 5826,7 = 5,782х1000=237,5 \text{ грн / 1000 м куб.}$$

6.2.2 Розрахунок прибутку і рентабельності

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

$$Дприб.реал. = Qнетто \cdot Тдост. \ , \qquad (6.14)$$

$$Д.приб.реал = 5826,7 \text{ х } 1,608 = 9369,33 \text{ тис грн.}$$

Балансовий прибуток, П баланс., тис.грн, визначаю по формулі

$$П_{баланс} = Д.приб.реал – Сзаг.реаліз. \ , \qquad (6.15)$$

$$П_{баланс} = 9369,33 – 1383,86 = 7985,47 \text{ тис. грн}$$

Чистий прибуток, $П_{чист.приб.}$, тис. грн, визначаю по формулі

$$Пч_{ист.приб.} = П_{баланс.} \cdot 0,15 \ , \qquad (6.16)$$

де $П_{податки}$ - податки і відрахування в державні фонди, складають 85 % від значення Пбаланс.

$$Пчист.приб. = 7985,47 \cdot 0,15 = 1197,82 \text{ тис. грн}$$

Рівень рентабельності по чистому прибутку, Ррент. приб., %, визначаю по формулі

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

$$\text{Ррент.приб.} = 1197,82 : 1383,86 \cdot 100\ \% = 86,6\ \%$$

Термін окупності капітальних вкладень, $Т_{окуп}$, років визначаємо по формулі

$$Т_{окуп} = \frac{БКВ}{П_{чп}}, \quad (6.18)$$

$$Т_{окуп} = 5593,68 / 1197,82 \approx 5 \text{ років.}$$

Таблиця 6.9 - Основні техніко - економічні показники газифікації

№ п/п	Назва економічного показника	Одиниця виміру	Позначення по тексту	Числове значення
1	Річний об′єм реалізації газу	тис. м куб.	Qнетто	5826,7
2	Капітальні вкладення в спорудження системи газопостачання	тис. грн.	БКВ	5593,68
3	Загальна собівартість реалізації газу	тис. грн.	Сзаг.реал.	1383,86
4	Собівартість реалізації 1000 м куб. газу	грн.	С1000м.куб.	237,5
5	Сума доходу	тис. грн.	Дприб.реал.	9369,33
6	Прибуток балансовий	тис. грн.	Пбаланс	7985,47
7	Прибуток чистий	тис. грн.	Пчист.приб.	1197,82
8	Рівень рентабельності	%	Ррент. приб.	86,6
9	Термін окупності	роки	$Т_{окуп}$	5

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

- собівартість доставки газу;
- сума прибутку, отриманого від доставки газу і показниками рентабельності;
- рівень рентабельності і термін окупності.

Зроблені розрахунки свідчать, що газифікація населеного пункту з загальною протяжністю поліетиленових газопроводів 11,23 км складає суму капітальних вкладень у розмірі 5,59 млн. грн.. З об’єму реалізованого газу господарство отримало чистий прибуток у сумі 1197,82 тис. грн. Рентабельність газифікації населеного пункту склала 86,6 % по чистому прибутку. Термін окупності капітальних вкладень становить 5 років, що відповідає нормативним строкам капітальних вкладень в об’єкти газифікації.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ

7.1 Вимоги охорони праці при обслуговуванні і ремонті ГРП

7.1.1 Загальні положення

Роботи з обслуговування і ремонту ГРП є газонебезпечними. До виконання цих робіт допускаються особи віком не молодше 18 років, що пройшли медичний огляд та не мають медичних протипоказань, пройшли навчання в спеціальних закладах, мають відповідну кваліфікацію, підтверджену свідоцтвом (посвідченням кваліфікаційної комісії) необхідні навики в роботі. Пройшли вступний та первинний інструктажі з питань охорони праці. Робітник перед допуском до самостійного виконання робіт повинен пройти стажування під наглядом досвідченого працівника не менше 10 робочих змін. Роботи виконуються бригадою в складі не менше 3 працівників під курівництвом інженерно-технічного працівника.

Роботи по планово-запобіжному огляду і ремонту устаткування ГРП повинні виконуватися в денний час. При недостатньому природному освітленні допускається, застосування переносного освітлення у вибухозахищеному виконанні, напругою не більше 12В.

Слід зазначити місце роботи є непостійне. Робота пов'язана з виїздом на місця де є можливим витік газу.

Працівники повинні бути вдягнені в спецодяг, при собі мати засоби індивідуального захисту, необхідні прилади та інструменти.

7.1.2 Вимоги безпеки перед початком роботи

Отримавши наряд на проведення планово-запобіжного огляду або ремонту ГРП, керівник робіт зобов'язаний:

ознайомити бригаду з планом проведення робіт;

забезпечити бригаду необхідним для виробництва робіт інструментом, устаткуванням, приладами, запасними частинами і матеріалами;

забезпечити робітників засобами особистого захисту, заздалегідь перевіривши їх справність;

попередити про майбутні роботи споживачів газу.

Прямуючи до місця роботи і з роботи пішки чи міським транспортом усі робітники повинні дотримуватись правил дорожнього руху і правил проїзду у міському транспорті.

На місці виконання робіт керівник робіт зобов'язаний провести інструктаж робітників, який повинен включати розбір порядку проведення планово-запобіжного огляду мула ремонту, конкретне виконання робіт кожним членом бригади, розгляд плану ліквідації можливих аварій при виконанні робіт, безпечне ведення робіт з урахуванням вимог «Правил безпеки систем газопостачання України». Після інструктажу кожний член бригади розписується в наряді на газонебезпечні роботи. Перевірити приміщення ГРП на загазованість, провітрити його, перевірити наявність і справність засобів пожежогасіння, стан системи вентиляції, стан заземлення обладнання.

7.1.3 Вимоги безпеки під час робіт

Під час виконання ремонтних і інших робіт не допускається іскроутворення, тому робочий інструмент повинен бути із іскронеутворюючого матеріалу, обміднений або густо змащений солідолом. На період роботи підлога з метою запобігання іскроутворення, повинна застилатися гумовими ковбиками або фанерою.

В приміщенні можливе небезпечне накопичення газоповітряної суміші в результаті витоку газу. В зв'язку з цим працівники повинні суворо дотримуватися заходів безпеки: не палити, не користуватися відкритим полум'ям. Огляд ГРП виконувати двома і більше робітниками, забезпеченими шланговими протигазами (один з працівників повинен залишатися на зовні і спостерігати за тим, що ввійшов в приміщенні, котре необхідно провітрити). При підвищеній концентрації газу входити в приміщення дозволяється тільки в протигазі.

В приміщеннях ГРП зварювальні роботи повинні виконуватися за нарядами - допусками на виконання вогневих і газонебезпечних робіт.

Встановлене на газопроводах устаткування (арматура, лічильники, фільтри і т. д.) перед розкриттям відключається засувками. В тих випадках, коли засувки не забезпечують щільність закриття, за ними повинні встановлюватися заглушки з хвостовиками.

Ревізію устаткування необхідно проводити в чіткій відповідності з вимогами паспортів заводів-виробників. Планово-запобіжний огляд устаткування і перевірку його роботи слід проводити при діючому устаткуванні.

При планово-попереджувальному огляді виявляються і усуваються всі несправності, проводиться точна настройка устаткування на заданий режим. При цьому необхідно:

провести зовнішній огляд устаткування ГРП;

при необхідності перевести роботу ГРП з регулятора на обвідну лінію;

оглянути газовий фільтр і провести його очищення; при розкритті фільтру щоб уникнути запалювання касета з фільтруючим матеріалом повинна бути негайно винесений з приміщення, а корпус фільтру протертий

дрантям, змоченим в гасі або машинному маслі; розбирання і очищення касети повинне проводитися зовні приміщення ГРП;

- перевірити щільність всіх з'єднань і арматури мильною емульсією, усунути знайдені витоки газу;

- в газопроводах середнього і високого тиску при необхідності підтягання болтів фланців і різьбових з'єднань тиск газу повинен бути заздалегідь понижений до 100 мм вод. ст.;

- для запобігання витоків газу, пов'язаних з розбиранням газопроводу, ремонтована ділянка повинна надійно відключатися металевими заглушками, а тиск в ньому знижуватися до нуля;

- провести перенабивку сальників;

- продути імпульсні трубки до контрольно-вимірювальних приладів і запірно-запобіжного клапану;

- перевірити роботу і чутливість регулятора тиску, плавність регулювання, щільність закриття клапана (у регуляторів з постійним вихідним тиском коливання тиску не повинне перевищувати 5% заданого);

- перевірити настройку і роботу запірно-запобіжного клапану; запірно-запобіжні клапани регуляторів з тиском до 500 мм вод. ст. настроюються на закриття при тиску, рівному заданому робочому тиску газу на виході з регулятора, плюс 50 мм вод. ст., з тиском понад 500 мм вод. ст. — при тиску, рівному заданому робочому тиску на виході з регулятора, плюс 25% цього тиску; нижня межа спрацьовування запірно-запобіжних клапанів налагоджується в залежності від нижньої межі стійкої роботи газопальникових пристроїв і приймається рівним йому з урахуванням гідравлічних втрат в газопроводі;

- перевірити настройку скидних запобіжних клапанів (пружинних і гідравлічних); скидні запобіжні клапани настроюються «на скидання» при тиску більшому, ніж тиск за регулятором, по меншому тиску, встановленого для запірно-запобіжного клапана;

- після перевірки устаткування і усунення всіх неполадок провести аналіз проб повітря, узятих з приміщень ГРП, на наявність газу; якщо концентрація газу перевищує допустиму норму, необхідно відшукати місце його витоку за допомогою мильної емульсії і ліквідувати її.

Ремонт електрообладнання ГРП і заміна перегорілих електроламп повинні проводитися при знятому навантаженні персоналом, який пройшов перевірку знань згідно з вимогами ПУЕ і ПБЕ електроустановок.

При виконанні робіт з перевірки і настроювання запобіжних пристроїв і регуляторів тиску повинно бути забезпечене безперебійне газопостачання.

Газ по обвідній лінії допускається подавати тільки протягом часу, потрібного для ремонту обладнання і апаратури, а також в період зниження тиску газу перед ГРП до величини, яка не забезпечує надійної роботи регулятора тиску. При цьому на увесь період подачі газу по байпасу повинен бути забезпечений постійний контроль за вихідним тиском газу.

Газозварювальні роботи можуть виконуватися лише в виняткових випадках за спеціальним планом, котрий забезпечує необхідні заходи безпеки. При зварюванні на діючих газопроводах, останні повинні бути обов'язково відключені за допомогою запірних пристроїв із встановленням інвентарних заглушок, і продуті інертним газом або повітрям.

Встановлене на газопроводах обладнання повинно перед відкриттям відмикатися засувками. В тих випадках коли засувки не забезпечують щільності перекриття подачі газу, за ними повинні встановлюватися заглушки з хвостовиками.

Результати ревізій устаткування ГРП (ГРУ), а також ремонтів, пов'язаних із заміною деталей і вузлів устаткування, повинні заноситися в паспорт ГРП (ГРУ). Про всі інші роботи по планово-запобіжному огляду і ремонту повинні робитися записи в експлуатаційному журналі.

7.1.4 Вимоги безпеки після закінчення робіт

Після закінчення роботи, зібрати пристрої та інструмент, обтерти їх ганчір'ям і скласти у спеціальну валізу. Про виконану роботу і всі виявлені недоліки доповісти керівнику робіт В приміщенні служби необхідно привести спецодяг і спецвзуття у порядок, за необхідності просушити їх та зберігати у спеціальній шафі для спецодягу. Вимити обличчя та руки теплою водою з милом.

7.1.5 Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях

При виявленні порушення режимів газопостачання або наявності аварійної ситуації потрібно повідомити АДС і вжити заходів згідно з планом локалізації і ліквідації аварії.

При концентрації газу до 1% проводити інтенсивну вентиляцію загазованого приміщення. Пошук місця витоку газу виконувати тільки за допомогою мильної емульсії. У разі виникнення пожежі, вибуху в будинках або спорудах відключити даний об'єкт від газопостачання і прийняти міри для ліквідації аварії.

Негайно повідомити диспетчера аварійної служби про аварію (рація телефон 104).

Використовувати протипожежні засоби які необхідні в даній ситуації.

При нещасному випадку надати першу медичну допомогу потерпілому, зберегти обстановку на робочому місці і стан обладнання такими, якими вони були на момент випадку, якщо це не загрожує життю інших працівників і не приведе до аварії. Направити потерпілого в медичний заклад та доповісти про випадок керівництву.

Висновок

Працюючи над дипломним проєктом на тему: «Проєктування, монтаж та обслуговування системи газопостачання мікрорайону м. Охтирка Сумської області з розробкою газифікації п’ятиповерхового житлового будинку та висвітлення питання впровадження інноваційних схем газопостачання житлових будинків і побутових об’єктів» я навчився практично використовувати теоретичні знання набуті при вивченні дисциплін:

- газові мережі та устаткування;
- технологія і організація будівельно-монтажних і ремонтних робіт;
- експлуатація систем газопостачання;
- охорона праці в галузі;
- економіка та планування галузі.

Працюючи під керівництвом викладачів, я мав можливість вдосконалити знання норм проєктування газових мереж, норм витрат газу, правил експлуатації газового обладнання, , впровадити в життя Державні будівельні норми України.

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

_____ лютого 2023р _____

Перенлік використаних джерел

1. ДБН В.2.5-20-2001.Газопостачання. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання. - К.: Держбуд України, 2001. – 286 с.
2. ДБН В.2.5-41:2009 Газопроводи з поліетиленових труб. Частина І. Проєктування. Частина ІІ. Будівництво.- К.: Мінрегіонбуд України, 2010.
3. НПАОП 0.00-1.76-15Правила безпеки систем газопостачання. - Х.: Форт, 2015.- 92с.
4. ДБН 360-92 Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень. - К.: Укрархбудінформ, 1993.- 107 с.
5. ДБН А.3.1.-5-96 Організація будівельного виробництва. - К.: Укрархбуд - інформ, 1996.- 286 с.
6. ДБН Д.2.2 - 1 - 99 Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Збірник 1. Земляні роботи. - К.: Держбуд України, 2000.
7. ДБН Д. 2.2 - 25 - 99 Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Збірник 25. Магістральні та промислові трубопроводи газонафтопродуктів. - К.: Держбуд України, 2000.
8. ДБН Д. 2.2 - 24 - 99 Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Збірник 24. Теплопостачання та газопроводи - зовнішні мережі. - К.: Держбуд України, 2000.
9. ДБН Д. 2.2-22-99 Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Збірник 22. Водопровід - зовнішні мережі. Державний комітет будівництва, архітектури та житлової політики, Київ.: Держбуд України, 2000.
10. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование. - М.: АПП ЦИТП, 1992. – 64 с.
11. СНиП 2.01.01-82 Строительная климатология и геофизика. - М.: Стройиздат, 1983.- 186 с.
12. КТМ 204 України. Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні.- К.: Держбуд України, 1998.- 376с.
13. ДСТУ 3336-96 Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги. - К.: Держбуд України, 1996.- 11 с.
14. Наказ № 640 Про затвердження Порядку технічного огляду, обстеження, оцінки та паспортизації технічного стану, здійснення запобіжних заходів для безаварійного експлуатування систем газопостачання. від 24.10.2011.
15. Альбом технологических карт на основне виды строительно-монтажних работ при сооружении наружних и внутрених газопроводов. - Саратов.: ГИПРОНИИГАЗ, 1982.
16. Технічні вимоги та правила щодо застосування сигналізаторів вибухонебезпечних концентрацій чадного газу у повітрі приміщень житлових будинків і споруд. - К.: Київ ЗНДІЕП, 1998.- 15 с.

17. Збірник поточних одиночних розцінок на будівельні роботи станом на 1 січня 2004 року. - Дніпропетровськ.: ЦМДБ Созидатель, 2004.
18. Наказ № 640 „Про затвердження Порядку технічного огляду, обстеження, оцінки та паспортизації технічного стану, здійснення запобіжних заходів для безаварійного експлуатування систем газопостачання" від 24.10.2011
19. Більченко Н.В. Охорона праці. Конспект лекцій. – К.; 2007. 73с.
20. Дика В.Л., Суглобова С.Я. Газові мережі та устаткування. Методичні рекомендації щодо виконання курсового проекту "Газопостачання населеного пункту". – К. 2005.
21. Джигерей В.С. Екологія та охорона навколишнього середовища: Навчальний посібник. - К.: Знання, 2002.
22. Єнін П.М., та інші. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природнім газом. Навчальний посібник. - К.: Логос, 2002.
23. Коновалов С.В. Автоматизація і телемеханізація газового господарства. - К: Урожай, 1996.- 205 с.
24. Ковалко М.І., Денісюк С.П. Енергозбереження - пріоритетний напрямок державної політики України. - К: Держбуд України, 1998.- 506 с..
25. В.В. Сафонов. Інженерні рішення з охорони праці при розробці дипломних проектів інженерно-будівельних спеціальностей. – К: „Основа", 2000.
26. Сідак В.С Дудолак О.С. Комплексні підходи до керування надійністю систем газопостачання. – Харків: 2006. – 248с.
27. Сідак ІВ.С. Інноваційні технології в діагностиці та експлуатації систем газопостачання. – Харків: - 226с.
28. Шальнов А.П. Строительство газових сетей и сооружений. - М.: Стройиздат, 1980.