

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

БУДІВНИЦТВО ТА ЦИВІЛЬНА ІНЖЕНЕРІЯ

**Циклова комісія спеціальних дисциплін спеціальності
192 «Будівництво та цивільна інженерія»**

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

ДО ДИПЛОМНОГО ПРОЄКТУ

молодшого спеціаліста

**на тему «Проектування, монтаж та обслуговування системи
газопостачання с. Новгородське Сумської області
з розробкою газифікації житлового будинку та висвітлення
питань новітніх технологій монтажу ВБСТ з мідних труб»**

**Виконав студент IV курсу, групи 44
галузі знань 19 Архітектура та будівництво
спеціальності 192 Будівництво та
цивільна інженерія**

Хохоляк О.В.

Керівник Сталинська Л.І.

Рецензент _____

2023р.

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

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

Циклова комісія спеціальних дисциплін спеціальності «Будівництво та цивільна
інженерія»

Освітньо-кваліфікаційний рівень молодший спеціаліст

Галузь знань 19 Архітектура та будівництво

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

Спеціальність 192 Будівництво та цивільна інженерія

ЗАТВЕРДЖУЮ

Голова циклової комісії

_____ Олексій ПУГАЧОВ

«_____» _____ 2022 року

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЄКТ СТУДЕНТУ(ЦІ)

Хохоляку Олександрю Владиславовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема проекту «Проектування, монтаж та обслуговування системи газопостачання с. Новгородське Сумської області з розробкою газифікації житлового будинку та висвітлення питань новітніх технологій монтажу ВБСГ з мідних труб»

Керівник проекту – _____ Сталинська Лариса Іванівна _____

(прізвище, ім'я по батькові)

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

2 Строк подання студентом проекту до 17 лютого 2023 року

3 Вихідні дані до проекту: Генплан населеного пункту, тиск в точці підключення – 400 кПа. Промисловість: цегельний завод – 4 МВт; птахоферма – 0,5 МВт; ферма ВРХ – 0,6 МВт; зерносушильний комплекс – 0,75 МВт; мінімолокозавод – 0,5 МВт; шкільна котельня – 0,5 МВт.

Тваринництво: свині – 1051 голів, корови – 370 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 житлового будинку.

3) Автоматизація систем газопостачання: Автоматика безпеки, контролю, регулювання, управління і сигналізації регулятора тиску

4) Будівництво і монтаж систем газопостачання:

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

5) Організація обслуговування систем газопостачання:

Новітні технології монтажу ВБСГ з мідних труб

6) Економічний розділ

7) Охорона праці

Висновок

Перелік використаних джерел

Додатки

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

Аркуш 1 - Генплан села з мережею газопроводів; експлікація

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

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

Аркуш 4 Розрахункові схеми газопроводів.

6 Консультанти розділів проєкту

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

7 Дата видачі завдання «02» грудня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів дипломного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
-------	--	--------------------------------	----------

1	Загальний розділ	09.01-10.01.23	
2	Розрахунково-технічна частина	10.01.-20.01.23	
3	Автоматизація систем газопостачання	11.01-13.01.23	
4	Будівництво і монтаж систем газопостачання	24.01-03.02.23	
5	Організація обслуговування систем газопостачання	23.01-03.02.23	
6	Економічний розділ	01.02-10.02.23	
7	Охорона праці	24.01-04.02.23	
8	Графічна частина		
9	Рецензування дипломного проєкту	13.02-17.02.23	
10	Попередній захист дипломного проєкту	20.02.23	
11	Здача закінченого дипломного проєкту в ДКК	21.02-23.02.23	

Студент _____ Олександр ХОХОЛЯК
(підпис) (власне ім'я, прізвище)

Керівник проєкту _____ Лариса СТАЛИНСЬКА
(підпис) (власне ім'я, прізвище)

Реферат

Пояснювальна записка містить сторін , **рисуноків, таблиць,**

Об'єкт проектування: с. Новгородське Сумської області

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

Метод дослідження: розрахунково – аналітичний.

При виконанні проєкту було здійснено : розрахунок витрат газу споживачами, гідравлічний розрахунок поліетиленових газопроводів середнього тиску, розроблено газопостачання житлового будинку, визначені об'єми робіт та підібрані необхідні машини і обладнання для виконання будівельно – монтажних робіт, підраховані затрати праці та визначена необхідна кількість працівників комплексної бригади, розроблено будівельний генплан окремої ланки газопроводу, схему зварних стиків та повздовжній профіль газопроводу.

Висвітлені питання новітніх технологій монтажу внутрішньо-будинкових систем газопостачання (ВБСГ) з мідних труб.

Доцільність виконання газифікації села за проєктом обґрунтована в економічній частині, основні показники: прибуток склав 2840,76 тис. грн., термін окупності капіталовкладень 2,4 роки.

Питання охорони праці містять конкретні інструкції щодо охорони праці при пуску газу в житлові будинки.

Ключові слова: СПОЖИВАЧ, ГАЗОПРОВІД, ТИСК, СИСТЕМА, ЖИТЛОВИЙ БУДИНОК, ВНУТРІШНЬОБУДИНКОВИЙ, УСТАНОВКА ГАЗОРЕГУЛЯТОРНА БУДИНКОВА, ЗЕМЛЯНІ РОБОТИ, РОБОЧА ЗОНА, ВЕДУЧИЙ МЕХАНІЗМ, ЗАТРАТИ ПРАЦІ, ВИПРОБОВУВАННЯ, ВИКОНАВЧО-ТЕХНІЧНА ДОКУМЕНТАЦІЯ, ТЕХНОЛОГІЯ, МОНТАЖНІ РОБОТИ, ПРИБУТОК, РЕНТАБЕЛЬНІСТЬ, ТЕРМІН ОКУПНОСТІ КАПІТАЛОВКЛАДЕНЬ, ОХОРОНА ПРАЦІ.

Зміст

1 ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

- 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 Визначення витрати газу на комунально-побутові потреби.....
 - 2.2.3 Витрати газу на потреби теплопостачання.....
 - 2.2.4 Витрати газу на потреби промислових підприємств.....
 - 2.2.5 Розрахунок витрати.....
- 2.3 Система газопостачання.....
 - 2.3.1 Вибір і обґрунтування систем газопостачання та регуляторів тиску.....
- 2.4 Гідравлічний розрахунок газопроводів.....
 - 2.4.1 Гідравлічний розрахунок газопроводів середнього тиску.....
 - 2.4.2 Газопровод низького тиску.....
- 2.5 Газопостачання житлового будинку.....
 - 2.5.1 Визначення витрат газу житлового будинку.....
 - 2.5.2 Гідравлічний розрахунок газопроводів.....
- 2.6 Облаштування систем газопостачання.....

3. АВТОМАТИЗАЦІЯ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

- 3.1 Автоматика безпеки, контролю, регулювання, управління і сигналізації регулятора тиску типу РДГ – 50 – Н
- 3.1.1 Будова та принцип роботи

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 підземних і надземних газопроводів від корозії

5. ОРГАНІЗАЦІЯ ОБСЛУГОВУВАННЯ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

- 5.1 Новітні технології монтажу ВСБГ з мідних труб
- 5.2 Вимоги щодо проектування внутрішнього газопостачання з безшовних мідних труб.....
- 5.3 Технологія монтажних робіт з мідних труб для ВСБГ

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

6.2.2 Розрахунок прибутку і рентабельності.....

7. ОХОРОНА ПРАЦІ

7.1 Вимоги охорони праці при пуску газу в житлові будинки.....

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 безпеки після закінчення робіт.....

7.1.5 Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях

ВИСНОВОК

СПИСОК 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.

Висока якість зведення будівель і споруд гарантує їх успішну і довгострокову експлуатацію. Якість безпосередньо залежить від чіткого дотримання проектних рішень і контролю під час виконання будівельних робіт.

Проектні організації, підприємства газопостачання постійно працюють над удосконаленням своєї роботи. Першими кроками вирішення даної проблеми є публікація в 2010 році: «Вказівки по проектуванню, монтажу і експлуатації газопроводів внутрішніх систем газопостачання з використанням мідних безшовних круглих труб» – ДСТУ-Н Б В.2.5-42:2010.

Мідні труби успішно конкурують з сучасними пластиковими і метало-пластиковими трубами : екологічні, довговічні, мають високу стійкість до корозійної дії води або теплоносія, стійкі до змін тиску, температури і ультрафіолетових променів, прості в монтажі та ін. Мідні труби – це найкраще поєднання «ціна – якість». До того ж новітні технології виробництва газових труб дозволяють випускати і мідні труби з мінімальним вмістом вуглецю і нанесенням на внутрішню поверхню особливого оксидного шару, який підвищує їх стійкість до корозії і до впливу кисню, сульфатів, хлору, лугів і кислот.

З огляду на це я і обрав тему дипломного проекту «Проектування, монтаж та обслуговування системи газопостачання с. Новгородське Сумської області з розробкою газифікації житлового будинку та висвітлення питань новітніх технологій монтажу ВБСГ з мідних труб»

Проектом передбачена повна газифікація с.Новгородське Сумської області природним газом на основі розрахунків потреби соціально - побутової та промислової інфраструктури в газовому паливі.

1.2 Кліматичні та топографічні умови, характеристика ґрунтів, споживачів

Село Новгородське знаходиться між річками Легань і Боромля в Тростянецькому районі Сумської області. Клімат помірно континентальний. Відносно статистично - метеорологічних даних та даних СНиП „Строительная климатология и геофизика“ кліматичні умови характеризуються такими параметрами:

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

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

Тривалість опалювального періоду - 195 діб.

Літній період характеризується більш стійкими кліматичними умовами.

Середня температура складає $18-20^{\circ}\text{C}$, вологість повітря 76%. Найвища температура зафіксована в липні і серпні (35°C). Кількість атмосферних опадів складає 354 - 370 мм.

Територія села за ґрунтово-геологічними ознаками розділена на два інженерно-геологічні райони і займає площу 53,1 га.

Перший район 40% - розповсюдження лісовидних чорноземів, корозійна активність складає 40 - 60 Ом*м ;

Другий район 60% - ґрунти піщаного та глинистого походження, корозійна активність 35 - 50 Ом*м. Середня корозійна активність складає –

$$P_{сер} = (0,4 \times 50) + (0,6 \times 40,5) = 44,5 \text{ Ом*м}$$

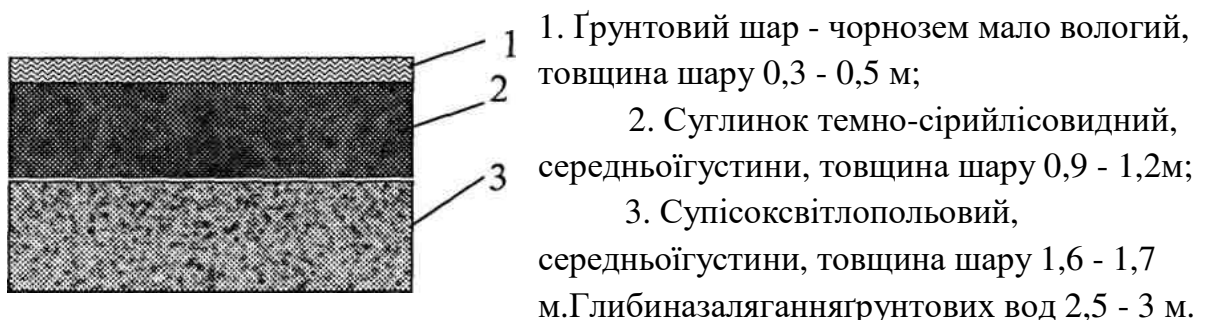


Рисунок 1.2- Типовий ґрунтово-геологічний розріз району

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

За ландшафтними ознаками район будівництва відноситься до зони лісостепу; рельєф місцевості рівнинний, де-не-де порізаний неглибокими балками і ярами. Лісові масиви в

районі будівництва газопроводів невеликі, найбільші з них знаходяться на околиці села. Уздовж доріг і по краях сільськогосподарських ланів розташовані лісосмути.

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

Середня висота над рівнем моря 216 м. В цілому топографічні умови відносяться до нескладних і сприяють прокладанню газопроводів.

В населеному пункті Новгородське слідує споживачі газу:

- побутові: приватні одноповерхові і двоповерхові житлові будинки.
- комунально - побутові: школа, дитячий садок, лікарня, магазини, адміністративний будинок, кафе, аптека, бар.
- промислові споживачі: мінімолокозавод, ферма ВРХ, цегельний завод, птахоферма, зерносушильний комплекс та шкільна котельня.

В залежності від потреб споживачів газ використовується на такі потреби: для приготування їжі, опалення в холодний період року, гаряче водопостачання, а також на промислові та технологічні потреби промислових підприємств.

Опалення індивідуальних житлових будинків здійснюється шляхом використання індивідуальних опалювальних пристроїв, гаряче водопостачання здійснюється в районі двоповерхових житлових будинків та деяких комунальних споживачів за допомогою двох контурних котлів.

2 РОЗРАХУНКОВО–ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальні положення по підрахунках витрат газу

При розробленні проекту газопостачання населеного пункту визначаю річну і годинну витрати газу на розрахунковий період з урахуванням перспективи розвитку об'єктів-споживачів природного газу. Розрахунковий період визначається планом перспективного розвитку населеного пункту і складає 20...25 років.

Витрати газу знаходжу окремо для кожної категорії споживачів: на комунально-побутові і санітарно-гігієнічні потреби населення, на опалення, вентиляцію і гаряче водопостачання житлових і громадських будинків, на потреби промислових підприємств.

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

2.2 Розрахунок газопостачання

2.2.1 Визначення кількості жителів

Витрати газу на комунально-побутові і теплофікаційні потреби населеного пункту залежать від кількості жителів. Кількість населення N , чол., може бути визначена по даних статистичного обліку. Але якщо їх кількість не відома, то її визначаю окремо для кожного з районів населеного пункту згідно формули

$$N = F_{\text{ж}} / f, \quad (2.1)$$

де $F_{\text{ж}}$ - загальна площа житлових будинків у районі, м^2 ;
 f - норма забезпеченості загальною площею, $\text{м}^2/\text{чол}$ (для існуючої забудови, а також малоповерхової забудови $f=18\text{м}^2/\text{чол}$, для багатоповерхової $f=15\text{м}^2/\text{чол}$; для перспективної $f=21\text{м}^2/\text{чол}$.), [18].

Загальну площу житлових будинків у районі визначаю за формулою

$$F_{\text{ж}} = F_{\text{з}} * B, \quad (2.2)$$

де $F_{\text{з}}$ - площа забудови у районі, га (визначається по генплану);

B - густина житлового фонду, $\text{м}^2/\text{га}$, [18].

Приводжу приклад розрахунку першого району.

$$F_{\text{ж}} = 33,3 * 500 = 16650 \text{ м}^2.$$

$$N = 16650 / 18 = 925 \text{ чол.}$$

Інші розрахунки проводжу аналогічно, результати зводжу в таблицю (дивись таблицю 2.1)

Таблиця 2.1- Кількість жителів

Район	Площа житлової забудови $F_{\text{з}}$, га	Густина житлового фонду B , $\text{м}^2/\text{га}$	Норма забезпечення житловою площею f , $\text{м}^2/\text{чол}$.	Загальна площа житлових будинків $F_{\text{ж}}$, м^2	Кількість жителів N , чол.
1	33,3	500	18	16650	925
2	19,8	3300	21	65340	3111
Всього	53,1				4036

Кількість населення: першого району становить - 925 чол.; другого- 3111 чол. Загальна кількість населення становить - 4036 чол.

2.2.2 Визначення витрати газу на комунально-побутові потреби

Витрата газу на комунально-побутові потреби складає 10...15 % загальної витрати газу в населеному пункті. До комунально-побутових споживачів

належать квартири житлових будинків, лікувальні заклади, підприємства побутового обслуговування населення і хлібозаводи.

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

$$V_p^{к-п} = N * S * x * q_n / Q_p * 10^{-6}, (2.3)$$

де N- чисельність населення, чел.;

S- розрахункова кількість комунальних послуг, [];

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

q_n – норма витрати теплоти на даний вид комунальних послуг, МДж/рік, [1];

Q_p - 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.

$$V_p^{к-п} = [(925 * 1 * 1 * 4600) / 34] * 10^{-6} = 0,125 \text{ млн. м}^3/\text{рік}$$

Інші розрахунки проводжу аналогічно, результати зводжу в таблицю (дивись таблицю 2.2)

Таблиця 2.2 - Річні витрати газу на комунально-побутові потреби

Споживач, послуга	Розрахункова одиниця	Норма витрати теплоти, q_n МДж/рік	Кількість розрахункових одиниць на 1 жителя, S	Ступінь забезпечення, x	Загальна кількість розрахункових одиниць	Річна витрата газу, $V_p^{к-п}$ млн. м ³ /рік
Житлові будинки 1 район	1 житель	4600	1	1	925	0,125
2 район	1 житель	8000	1	1	3111	0,732
Тваринництво:						
- свині	1 тварина	4620	1	1	1051	0,143
- корови	1 тварина	8820	1	1	370	0,096
Немеханізована пральня	1т сухої білизни	12600	0,05	0,62	125,12	0,046
Лазня	1помивка	40	53	0,57	12192	0,143
Хлібозавод	1т вироб.	2500	0,22	0,63	559,39	0,041
Лікарня	1 ліжко	3200	0,012	0,92	44,56	0,004
Підпр. громад. харч.	1 обід	4,2	90	0,61	6,4	0,027

Невеликі комунально-побутові підприємства	5 % від житлових будинків	0,0063 0,0366
Всього		1,399

Сумарні річні витрати газу на комунально-побутові потреби населеного пункту складають $V_p^{к-п} = 1,399$ млн. м³/рік.

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

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

де $V_p^{к-п}$ - річна витрата газу споживачем, млн. м³/рік;

K_{max} - коефіцієнт годинного максимуму, рік/год, [].

Таблиця 2.3 - Годинні витрати газу на комунально-побутові потреби

Споживач, послуга	Річні витрати газу $V_p^{к-п}$, млн. м ³ /рік	Коефіцієнт годинного максимуму K_{max} , рік/год	Кількість споживачів N, чоловік	Годинна витрата газу $V_{год}^{к-п}$, м ³ /год
Житлові будинки і невеликі комунально-побутові підприємства	0,899	1/2100	4036	428
Тваринництво	0,239	1/1800	1421	132,78
Немеханізована пральня	0,046	1/2900	-	15,8
Лазня	0,143	1/2700	-	52,9
Хлібзавод	0,041	1/6000	-	6,8
Лікарня	0,004	1/2100	4036	1,9
Підприємство громадського харчування	0,027	1/2000	-	13,5
Всього	1,399			651,68

Сумарні годинні витрати газу на комунально-побутові потреби населеного пункту становлять $V_{год}^{к-п} = 651,68$ м³/год.

По результатам розрахунків годинних витрат газу на великі комунально-побутові підприємства розміщую одну лазню, одну лікарню, одну немеханізовану пральню, один хлібзавод.

2.2.3 Витрати газу на потреби теплопостачання

Годинну витрату газу, на опалення і вентиляцію житлових і громадських будинків $V_{год}^{об}$, м³/год, визначаю за формулою

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

								ОВ	ГВ	Σ	ОВ	ГВ	Σ
1	1	16650	925	172	–	2408	–	511,69	–	511,69	1,23	–	1,23
2	2	65340	3111	172	–	2408	–	2007,2	–	2007,2	4,83	–	4,83
Всього										6,06			

Загальні витрати газу на місцеве теплопостачання становлять :
годинні – 511,69 м³/год, річні – 1,23 млн. м³/рік .

Витрати газу на централізоване теплопостачання становлять :
годинні – 2007,2 м³/год, річні – 4,83 млн. м³/рік .

2.2.4 Витрати газу на потреби промислових підприємств

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

Годинну витрату газу визначаю окремо $V_{\text{год}}$, м³/год, для кожного із проми-слових підприємств по формулі

$$V_{\text{год}}^{\text{п-п}} = 3600 * Q_{\Sigma} / Q_{\text{н}}^{\text{п}} * \eta, \quad (2.8)$$

де Q_{Σ} – потужність встановленого обладнання, МВт;
 η – коефіцієнт корисної дії обладнання ($\eta = 0,7$).

Річні витрати газу на потреби промислових підприємств, $V_{\text{рік}}^{\text{п-п}}$, млн. м³/рік, визначаю по формулі

$$V_{\text{рік}}^{\text{п-п}} = V_{\text{год}}^{\text{п-п}} / K_{\text{мах}} * 10^{-6}, \quad (2.9)$$

де $K_{\text{мах}}$ – коефіцієнт годинного максимуму витрати газу вцілому по підприємству, приймається в залежності від виду виробництва, [18].

Приводжу приклад розрахунку ферми ВРХ

$$V_{\text{год}} = 3600 * 0,6 / (34 * 0,7) = 90,76 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V_{\text{рік}}^{\text{п-п}} = 90,76 / (1/4860) * 10^{-6} = 0,44 \text{ млн. м}^3/\text{рік}$$

Інші розрахунки проводжу аналогічно , результати зводжу в таблицю (дивись таблицю 2.5)

Таблиця 2.5 - Витрати газу на потреби промислових підприємств

Назва підприємства	Потужність встановленого обладнання Q_{Σ} , МВт	Коефіцієнт годинного максимуму, $K_{\text{мах}}$	Витрати газу	
			Годинна, м ³ /год	Річна, млн. м ³ /год
Ферма ВРХ	0,6	1/4860	90,76	0,44
Птахоферма	0,5	1/4860	75,63	0,368
Цегельний завод	4	1/5900	605,04	3,569
Зерносушильний комплекс	0,75	1/4860	113,45	0,55

Мінімолокозавод	0,5	1/5700	75,63	0,43
Шкільна котельня	0,5	-	75,63	-

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 ведуть в формі таблиці (дивись таблицю 2.6).

Таблиця 2.6 – Зведена таблиця розрахункових витрат газу

Споживачі	Розрахункові годинні витрати газу, м ³ /год		
	Загальні	Середнього	Низького
1.Житлові будинки і невеликі комунально-побутові підприємства та тваринництво	560,78	-	560,78
2.Великі комунально-побутові підприємства:	15,8	-	15,8
а) немеханізована пральня			
в) лазня	52,9	52,9	-
в) хлібозавод	6,8	-	6,8
г) лікарня	1,9	-	1,9
д) підприємство громадського харчування	13,5	-	13,5
3.Джерела тепlopостачання:			
а) централізоване	2067,4	2067,4	-
б) місцеве	511,69	-	511,69
4.Промислові підприємства			
а) ферма ВРХ	90,76	90,76	-
б) птахоферма	75,63	75,63	-
в) цегельний завод	605,04	605,04	-
г) зерносушильний комплекс	113,45	113,45	-
д) мінімолокозавод	75,63	75,63	-
е) шкільна котельня	75,63	75,63	-
Всього	4266,91	3156,44	1110,47

Загальна годинна витрата природного газу населеним пунктом складає – 1110,47 м³/год.

2.3 Система газопостачання

2.3.1 Вибір і обґрунтування системи газопостачання та регуляторів тиску

Забудова території с. Михайлівка Сумської області найбільш сприятлива для проектування змішаної системи газопостачання. Проектом передбачена двохступенева система газопостачання:

- перша ступінь - газопроводи середнього тиску - 400 кПа;
- друга ступінь - газопроводи низького тиску < 3000 Па.

Для даного об'єкту економічно доцільне проектування змішаної схеми газопостачання :

- мережу середнього тиску - тупіковою, так як це зменшує матеріалоємкість конструкції;
- мережу низького тиску - кільцевими, щоб забезпечити високу надійність роботи.

Зв'язок між газопроводами середнього і низького, які входять в систему газопостачання населеного пункту, передбачаючі через газорегулюючі пункти (ГРП), ГРУ та шахові установки різної пропускної здатності. Вони призначені для зниження тиску газу і підтримування його на заданому рівні незалежно від коливань витрат газу.

В даному проекті передбачається застосування блочного газорегулюючого пункту ТОВ “Альфа-Газпромкомплект” моделі ПГРК-50-2Н з регулятором РДГ-50Н, основною і резервною лініями редуціювання, з низьким вихідним тиском та вимірвальним комплексом СГ-ЕК. Величина вхідного та вихідного тисків, а також пропускна здатність регулятора зазначена в таблиці (дивись таблицю 2.7).

Основні переваги ГРПБ:

- зменшується вартість будівництва, в першу чергу, вартість будівельно – монтажних робіт;
- в заводських умовах є можливість застосування найбільш прогресивних технологій та технічних засобів;

ГРПБ являє собою металевий утеплений бокс контейнерного типу, встановлений на основу. Складається із двох приміщень: технолічного (категорія А) і допоміжного (категорія Г), розділених газонепроникною перегородкою та мають самостійні виходи. В технолічному приміщенні розташовано газорегулююче обладнання.

Таблиця 2.7 - Технічні характеристики газорегулюючих пунктів

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	1,15P _{вих}	
Тиск спрацювання запобіжно – запірнього клапану, кПа	1,25P _{вих}	
Пропускна здатність в залежності від вхідного тиску, м ³ /год	3000	610

Проектується розмістити блочний газорегулюючий пункт в зеленій зоні в середині житлової забудови. При цьому повинні бути враховані вимоги [1] до розміщення. 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;
- до повітряних ліній електропередачі не менше 1,5 висоти опори лінії.

До території розташування ГРП передбачається можливість вільного під'їзду транспорту (аварійної машини).

Для споживачів газу, які приєднуються до мережі середнього тиску, виходячи з величини витрат газу та вимог, пропонується застосовувати сучасні шахові регуляторні установки ООО«ГАЗТЕХ» [6].

Пропонуємо ШП-2М, ШП-3М з регуляторами РД. Дані пункти випускаються з однією або двома лініями редуціювання. Для обліку газу використовуються відповідні лічильники і при потребі, коректор витрат. Технічна характеристика зазначена в таблиці (дивись таблицю 2.7)

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.

Джерелом газопостачання мереж середнього тиску є магістральний газопровід.

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

- 1) Креслю розрахункову схему газопроводів на яку наносять:
 - а) зосереджених споживачів з вказівкою їх шифрів і навантажень (годинна витрата газу);
 - б) схему газопроводів середнього тиску з поділом на ділянки. Нумерацію вузлів виконую починаючи від джерела газопостачання до найбільш віддаленого споживача;
 - в) розрахункові витрати газу та геометричні довжини ділянок.

В розрахункових схемах витрати газу спочатку наносять на відгалуження до кожного окремого споживача.

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

$$A = (P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2) / \sum L_i, \quad (2.16)$$

де $P_{\text{п}}$ -абсолютний тиск газу на виході з магістрального газопроводу, кПа;

$P_{\text{к}}$ - абсолютний тиск газу на вході у найбільш віддаленого споживача, кПа;

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

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

Значення тиску в кінці ділянки визначаю по формулі

$$P_{\text{к}} = \sqrt{P_{\text{п}}^2 - \Delta P^2}, \quad (2.17)$$

де $P_{\text{п}}$ – початковий тиск газу, кПа;

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

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

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

При ув'язуванні відгалуджень у вузлових точках попередньо визначають тиск газу, а потім знаходжу питому різницю квадратів тиску для даного відгалудження.

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

Початковий тиск прийнято 400 кПа згідно завдання.

Результати розрахунків зводжу в таблицю 2.8.

Таблиця 2.8 - Гідравлічний розрахунок газопроводів середнього тиску

Ділянка		V, м ³ /Год	L, м	L _p , м	A кПа ² /м	A*L, (кПа) ²	Dз×S, мм	ΔP ² , (кПа) ²	P _п , кПа	P _к , кПа
поч	кін									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6-7-8										
1	2	4266,9	312	343,2	88,98	30538	160x14,6	15000	400	381
2	3	3661,86	144	158,4		14094	140x12,7	15000	381	361
3	4	2551,39	230	253		22512	125x11,4	29000	361	318
4	5	2362,31	136	149,6		13311	125x11,4	15000	318	293
5	6	294,92	94	103,4		9200	63x5,8	5000	293	284
6	7	166,39	262	288,2		25644	40x3,6	35000	284	214
7	8	90,76	48	52,8		4698	32x3,0	10000	214	189
A=400 ² -200 ² /1348,6=88,98 кПа ² /м;					α = 189-200/200*100=-5,5%					

Магістраль 6-16-12										
6	16	128,53	114	125,4		16666	40x3,6	10000	284	266
16	12	75,63	164	180,4	132,9	23975	32x3,0	29000	266	204
$A=284^2-200^2/305,8=132,9$ кПа ² /м										
Відгалудження 4-9										
4	9	113,45	310	341	179,2	61107	32x3,0	50000	318	226
Відгалудження 4-10										
4	10	75,63	274	301,4	203	61184	32x3,0	40000	318	247

Продовження таблиці 2.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Відгалудження 3-14										
3	14	1110,47	78	85,8	1060	90948	32x3,0	18000	361	335
Відгалудження 2-15										
2	15	605,04	38	41,8	2516	105169	40x3,6	100000	381	213
Відгалудження 5-13										
5	13	2067,39	24	26,4	1737	45857	63x5,8	50000	293	189
$\alpha = 189-200/200*100 = -5,5\%$										
Відгалудження 7-11										
7	11	75,63	64	70,4	82,3	5794	32x3,0	12000	214	184
$\alpha = 184-200/200*100 = -8\%$										
Відгалудження 16-17										
16	17	52,9	220	242	127,1	30758	32x3,0	30000	266	202

2.4.2 Газопроводи низького тиску

Згідно вимог сумарна втрата тиску від ГРП до найбільш віддаленого приладу не повинна перевищувати 1200 Па. Гідравлічний розрахунок виконують методом питомих втрат тиску на тертя. Креслю розрахункову схему, на якій номерую вузлові точки, проставляю напрямки руху газу і довжини ділянок.

Спочатку знаходжу шляхові витрати газу на ділянках мереж згідно формули

$$V_{\text{шл}} = L_{\text{пр}} * V_{\text{п}}, \quad (2.18)$$

де $L_{\text{пр}}$ -приведена довжина ділянки, м;

$V_{\text{п}}$ -питома витрата газу, м³/год.

Приведену довжину ділянки визначаю за формулою

$$L_{\text{пр}} = L_{\text{г}} * K_{\text{е}} * K_{\text{з}}, \quad (2.19)$$

де $L_{\text{г}}$ -геометрична довжина ділянки, м;

$K_{\text{е}}$ -коефіцієнт етажності (приймаю рівним одиниці);

$K_{\text{з}}$ -коефіцієнт забудови (для двосторонньої забудови $K_{\text{з}}=1$, для односторонньої забудови $K_{\text{з}}=0,5$; для магістрального газопроводу $K_{\text{з}}=0$).

Питому витрату газу визначаю за формулою

$$V_{\text{п}} = V_{\text{грп}} / \sum L_{\text{пр}i}, \quad (2.20)$$

де $V_{\text{грп}}$ -навантаження на ГРП, м³/год;

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

Розрахунки ведуть в формі таблиці (дивись таблицю 2.9).

Таблиця 2.9-Шляхові витрати газу

№ Ділянки		Геометрична довжина $L, \text{м}$	Коефіцієнт		Приведена довжина $L_{\text{пр}, \text{м}}$	Шляхова витрата $V_{\text{шл}}, \text{м}^3/\text{Год}$
По ч.	Кі н.		поверховості, K_e	забудови, K_z		
1	2	3	4	5	6	7
5	4	74	1	0	0	0
4	2	212	1	0,5	106	31,9
4	6	114	1	1	114	34,35
2	3	90	1	0,5	45	13,6
2	1	240	1	1	240	72,3
6	7	92	1	0,5	46	13,9
7	8	268	1	1	268	80,8
7	9	182	1	0,5	91	27,4
9	10	130	1	0	0	0
10	11	66	1	0	0	0
10	13	276	1	0,5	138	41,6
11	12	116	1	0,5	58	17,5
11	14	220	1	0,5	110	33,1
14	15	24	1	0,5	12	3,6
15	17	66	1	0,5	33	9,9
15	16	124	1	0,5	62	18,68
17	18	128	1	1	128	38,57
13	17	80	1	0	0	0
13	23	190	1	0,5	95	28,6
13	22	102	1	0,5	51	15,37
22	21	76	1	0,5	38	11,45
21	19	46	1	1	46	13,86
18	19	110	1	0,5	55	16,57
19	20	140	1	1	140	42,2
7	24	62	1	0,5	31	9,3
24	25	260	1	1	260	78,34
24	26	84	1	0,5	42	12,65
24	31	130	1	0	0	0
26	27	112	1	0,5	56	16,87
26	28	90	1	1	90	27,12
22	23	210	1	1	210	63,27
28	29	160	1	0,5	80	24,1
29	30	66	1	0,5	33	9,9
31	32	192	1	0,5	96	28,92
31	33	40	1	0	0	0
33	28	120	1	1	120	36,2
33	34	96	1	1	96	28,92
34	35	108	1	0,5	54	16,27
34	36	72	1	0,5	36	10,85
33	38	64	1	0	0	0
38	36	118	1	0	0	0

Продовження таблиці 2.9

1	2	3	4	5	6	7
36	37	84	1	0,5	42	12,65
38	39	48	1	0,5	24	7,23
38	29	256	1	1	256	77,13
39	40	130	1	0,5	65	19,58
39	41	100	1	0	0	0
41	42	134	1	1	134	40,37
41	43	168	1	0,5	84	25,3
Всього					3685	1110,22

Визначаю вузлові витрати газу по формулі

$$V^j = 0,5 \sum^m V_{шліi}, (2.21)$$

де $V_{шліi}$ - шляхова витрата газу і-тою ділянкою, м³/год;
m - кількість ділянок, які збігаються в і-ому вузлі.

Вузлові витрати газу:

$$V^1 = 0,5 * V_{2-1} = 0,5 * 72,3 = 36,15 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^2 = 0,5(V_{4-2} + V_{2-3} + V_{2-1}) = 0,5(31,9 + 13,6 + 72,3) = 58,9 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^3 = 0,5 * V_{2-3} = 0,5 * 13,6 = 6,8 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^4 = 0,5(V_{5-4} + V_{4-2} + V_{4-6}) = 0,5(0 + 31,9 + 34,35) = 33,13 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^5 = 0,5 * V_{5-4} = 0,5 * 0 = 0 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^6 = 0,5(V_{4-6} + V_{6-7}) = 0,5(34,35 + 13,9) = 24,13 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^7 = 0,5(V_{6-7} + V_{7-9} + V_{7-8} + V_{7-24}) = 0,5(13,9 + 27,4 + 80,8 + 9,3) = 65,7 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^8 = 0,5 * V_{7-8} = 0,5 * 80,8 = 40,4 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^9 = 0,5(V_{7-9} + V_{9-10}) = 0,5(27,4 + 0) = 13,7 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{10} = 0,5(V_{9-10} + V_{10-11} + V_{10-13}) = 0,5(0 + 0 + 41,6) = 20,8 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{11} = 0,5(V_{10-11} + V_{11-12} + V_{11-14}) = 0,5(0 + 17,5 + 33,1) = 25,3 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{12} = 0,5 * V_{11-12} = 0,5 * 17,5 = 8,75 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{13} = 0,5(V_{10-13} + V_{13-17} + V_{13-23} + V_{13-22}) = 0,5(44,6 + 0 + 28,6 + 15,37) = 42,79 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{14} = 0,5(V_{11-14} + V_{14-15}) = 0,5(33,1 + 3,6) = 18,35 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{15} = 0,5(V_{14-15} + V_{15-16} + V_{15-17}) = 0,5(3,6 + 18,68 + 9,9) = 16,09 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{16} = 0,5 * V_{15-16} = 0,5 * 18,68 = 9,34 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{17} = 0,5(V_{15-17} + V_{13-17} + V_{17-18}) = 0,5(9,9 + 0 + 38,57) = 24,24 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{18} = 0,5(V_{17-18} + V_{18-19}) = 0,5(38,57 + 16,57) = 27,57 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{19} = 0,5(V_{18-19} + V_{21-19} + V_{19-20}) = 0,5(16,57 + 13,86 + 42,2) = 36,32 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{20} = 0,5 * V_{19-20} = 0,5 * 42,2 = 21,1 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{21} = 0,5(V_{22-21} + V_{21-19}) = 0,5(11,45 + 13,86) = 12,66 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{22} = 0,5(V_{13-22} + V_{22-21} + V_{22-23}) = 0,5(15,37 + 11,45 + 63,27) = 45,1 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{23} = 0,5(V_{22-23} + V_{13-23}) = 0,5(63,27 + 28,6) = 45,94 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{24} = 0,5(V_{7-24} + V_{24-25} + V_{24-26} + V_{24-31}) = 0,5(9,3 + 78,34 + 12,65 + 0) = 50,15 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{25} = 0,5 * V_{24-25} = 0,5 * 78,34 = 39,2 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V^{26} = 0,5(V_{24-26} + V_{26-28} + V_{26-27}) = 0,5(12,65 + 27,12 + 16,87) = 28,32 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$\begin{aligned}
V^{27} &= 0,5 * V_{26-27} = 0,5 * 16,87 = 8,44 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{28} &= 0,5(V_{26-28} + V_{33-28} + V_{28-29}) = 0,5(27,12 + 36,2 + 24,1) = 43,71 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{29} &= 0,5(V_{28-29} + V_{38-29} + V_{29-30}) = 0,5(24,1 + 77,13 + 9,9) = 55,6 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{30} &= 0,5 * V_{29-30} = 0,5 * 9,9 = 4,95 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{31} &= 0,5(V_{24-31} + V_{31-33} + V_{31-32}) = 0,5(0 + 0 + 28,92) = 14,46 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{32} &= 0,5 * V_{31-32} = 0,5 * 28,92 = 14,46 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{33} &= 0,5(V_{31-33} + V_{33-28} + V_{33-34} + V_{33-38}) = 0,5(0 + 36,2 + 28,92 + 0) = 32,56 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{34} &= 0,5(V_{33-34} + V_{34-35} + V_{34-36}) = 0,5(28,92 + 16,27 + 10,85) = 28,02 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{35} &= 0,5 * V_{34-35} = 0,5 * 16,27 = 8,14 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{36} &= 0,5(V_{34-36} + V_{38-36} + V_{36-37}) = 0,5(10,85 + 0 + 12,65) = 11,75 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{37} &= 0,5 * V_{36-37} = 0,5 * 12,65 = 6,33 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{38} &= 0,5(V_{33-38} + V_{38-36} + V_{38-29}) = 0,5(0 + 0 + 77,13) = 38,57 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{39} &= 0,5(V_{38-39} + V_{39-40} + V_{39-41}) = 0,5(7,23 + 19,58 + 0) = 13,41 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{40} &= 0,5 * V_{39-40} = 0,5 * 19,58 = 9,79 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{41} &= 0,5(V_{39-41} + V_{41-42} + V_{41-43}) = 0,5(0 + 40,37 + 25,3) = 32,84 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{42} &= 0,5 * V_{41-42} = 0,5 * 40,37 = 20,19 \text{ м}^3/\text{год.} \\
V^{43} &= 0,5 * V_{41-43} = 0,5 * 25,3 = 12,65 \text{ м}^3/\text{год.}
\end{aligned}$$

Сума вузлових витрат дорівнює навантаженню на ГРП: $\Sigma V^j = V_{\text{грп}} = 1106,8 \text{ м}^3/\text{год.}$ (дійсне навантаження на мережу низького тиску $V_{\text{грп}} = 1110,47 \text{ м}^3/\text{год.} = 1110,47 \pm 5 \text{ м}^3/\text{год.}$).

Знаходжу розрахункові витрати газу:

$$\begin{aligned}
\text{Вузол 1: } V_{2-1} &= V^1 = 36,15 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 2: } V_{4-2} &= V_{2-3} + V_{2-1} + V^2 = 6,8 + 36,15 + 58,9 = 101,85 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 3: } V_{2-3} &= V^3 = 6,8 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 4: } V_{5-4} &= V_{4-6} + V_{4-2} + V^4 = 971,82 + 101,85 + 33,13 = 1106,8 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 6: } V_{4-6} &= V_{6-7} + V^6 = 947,69 + 24,13 = 971,82 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 7: } V_{6-7} &= V_{7-8} + V_{7-9} + V_{7-24} + V^7 = 40,4 + 368,05 + 473,54 + 65,7 = 947,69 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 8: } V_{7-8} &= V^8 = 40,4 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 9: } V_{7-9} &= V_{9-10} + V^9 = 354,35 + 13,7 = 368,05 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 10: } V_{9-10} &= V_{10-11} + V_{10-13} + V^{10} = 119,8 + 213,75 + 20,8 = 354,35 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 11: } V_{10-11} &= V_{11-12} + V_{11-14} + V^{11} = 8,75 + 85,75 + 25,3 = 119,8 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 12: } V_{11-12} &= V^{12} = 8,75 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 13: } V_{10-13} &= V_{13-17} + V_{13-22} + V_{13-23} + V^{13} = 50,37 + 98,71 + 21,88 + 42,79 = 213,75 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 14: } V_{11-14} &= V_{14-15} + V^{14} = 67,4 + 18,35 = 85,75 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 15: } V_{14-15} &= V_{15-16} + V_{15-17} + V^{15} = 9,34 + 41,97 + 16,09 = 67,4 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 16: } V_{5-16} &= V^{16} = 9,34 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 17: } V_{15-17} + V_{13-17} &= V_{17-18} + V^{17} = 68,1 + 24,24 = 92,34 \text{ м}^3/\text{год;} \\
V_{15-17} &= 41,97 \text{ м}^3/\text{год;} \quad V_{13-17} = 50,37 \text{ м}^3/\text{год.} \\
\text{Вузол 18: } V_{17-18} &= V_{18-19} + V^{18} = 40,53 + 27,57 = 68,1 \text{ м}^3/\text{год;} \\
\text{Вузол 19: } V_{21-19} + V_{18-19} &= V_{19-20} + V^{19} = 21,1 + 36,32 = 57,42 \text{ м}^3/\text{год;}
\end{aligned}$$

$$V_{21-19} = 16,89 \text{ м}^3/\text{Год}; \quad V_{18-19} = 40,53 \text{ м}^3/\text{Год}.$$

$$\text{Вузол 20: } V_{19-20} = V^{20} = 21,1 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 21: } V_{22-21} = V_{21-19} + V^{21} = 16,89 + 12,66 = 29,55 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 22: } V_{13-22} = V_{22-21} + V_{22-23} + V^{22} = 29,55 + 24,06 + 45,1 = 98,71 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 23: } V_{22-23} + V_{13-23} = V^{23} = 45,94 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$V_{13-23} = 21,88 \text{ м}^3/\text{Год}; \quad V_{22-23} = 24,06 \text{ м}^3/\text{Год}.$$

$$\text{Вузол 24: } V_{7-24} = V_{24-25} + V_{24-26} + V_{24-31} + V^{24} = 39,2 + 65,76 + 318,43 + 50,15 = 473,54 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 25: } V_{24-25} = V^{25} = 39,2 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 26: } V_{24-26} = V_{26-27} + V_{26-28} + V^{26} = 8,44 + 29 + 28,32 = 65,76 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 27: } V_{26-27} = V^{27} = 8,44 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 28: } V_{26-28} + V_{33-28} = V_{28-29} + V^{28} = 23,29 + 43,71 = 67 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$V_{26-28} = 29 \text{ м}^3/\text{Год}; \quad V_{33-28} = 38 \text{ м}^3/\text{Год}.$$

$$\text{Вузол 29: } V_{28-29} + V_{38-29} = V_{29-30} + V^{29} = 4,95 + 55,6 = 60,55 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$V_{28-29} = 23,29 \text{ м}^3/\text{Год}; \quad V_{38-29} = 37,26 \text{ м}^3/\text{Год}.$$

$$\text{Вузол 30: } V_{29-30} = V^{30} = 4,95 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 31: } V_{24-31} = V_{31-32} + V_{31-33} + V^{31} = 14,46 + 289,51 + 14,46 = 318,43 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 32: } V_{31-32} = V^{32} = 14,46 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 33: } V_{31-33} = V_{33-28} + V_{33-34} + V_{33-38} + V^{33} = 38 + 43,01 + 175,94 + 32,56 = 289,51 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 34: } V_{33-34} = V_{34-35} + V_{34-36} + V^{34} = 8,14 + 6,85 + 28,02 = 43,01 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 35: } V_{34-35} = V^{35} = 8,14 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 36: } V_{34-36} + V_{38-36} = V_{36-37} + V^{36} = 6,33 + 11,75 = 18,08 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$V_{34-36} = 6,85 \text{ м}^3/\text{Год}; \quad V_{38-36} = 11,23 \text{ м}^3/\text{Год}.$$

$$\text{Вузол 37: } V_{36-37} = V^{37} = 6,33 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 38: } V_{33-38} = V_{38-36} + V_{38-29} + V_{38-39} + V^{38} = 11,23 + 37,26 + 38,57 + 88,88 = 175,94 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 39: } V_{38-39} = V_{39-41} + V_{39-40} + V^{39} = 65,68 + 9,79 + 13,41 = 88,88 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 40: } V_{39-40} = V^{40} = 9,79 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 41: } V_{39-41} = V_{41-42} + V_{41-43} + V^{41} = 20,19 + 12,65 + 32,84 = 65,68 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 42: } V_{41-42} = V^{42} = 20,19 \text{ м}^3/\text{Год};$$

$$\text{Вузол 43: } V_{41-43} = V^{43} = 12,65 \text{ м}^3/\text{Год};$$

Мінімальний діаметр газопроводів мережі низького тиску становить $D \times S = 32 \times 3,0$ мм.

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	L _г , м	L _р , м	D×S, мм	R, Па/м	ΔP, Па	P _п , Па	P _к , Па
Поч	Кін								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Головна магістраль 5-4-6-7-24-31-33-38-39-41-43									
5	4	1106,8	74	81,4	280x15,9	1,5	122	3000	2878

Продовження таблиці 2.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	6	971,82	114	125,4	250x14,2	1,5	188	2878	2690
6	7	947,69	92	101,2	250x14,2	1,4	142	2690	2548
7	24	473,54	62	68,2	200x11,4	1,4	95	2548	2452
24	31	318,43	130	211,2	180x10,3	1,0	211	2452	2241
31	33	289,51	40	44	180x10,3	0,9	40	2241	2201
33	38	175,94	64	70,4	140x8,0	1,4	99	2201	2102
38	39	88,88	48	52,8	110x6,3	1,1	58	2102	2044
39	41	65,68	100	110	90x5,2	1,5	165	2044	1879
41	43	12,65	168	184,8	50x2,9	1,4	257	1879	1622

R = 3000-1800/1049,4=1,14 Па/м; $\alpha=1622-1800/1800*100\%=-9,8\%$

Магістраль 7-9-10-13-22-21-19

7	9	368,05	182	200,2	200x11,4	0,9	180	2548	2368
9	10	354,35	130	143	200x11,4	0,8	114	2368	2254
10	13	213,75	276	303,6	160x9,1	0,8	243	2254	2011
13	22	98,71	102	112,2	125x7,1	0,8	90	2011	1921
22	21	29,55	76	83,6	75x4,3	1,0	84	1921	1837
21	19	16,89	46	50,6	63x3,6	0,8	41	1837	1796

R = 0,8Па/м; $\alpha= -0,2\%$

Магістраль10-11-14-15-17

10	11	119,8	66	72,6	125x7,1	0,85	61	2254	2193
11	14	85,75	220	242	110x6,3	0,9	217	2193	1976
14	15	67,4	24	26,4	90x5,2	1,7	44	1976	1932
15	17	41,97	66	72,6	75x4,3	1,6	116	1932	1816

R = 1,1 Па/м; $\alpha= 0,88\%$

Магістраль17-18-19-20

17	18	68,1	128	140,8	160x9,1	0,15	21,12	1816	1795
18	19	40,53	110	121	140x8,0	0,1	12,1	1795	1783
19	20	21,1	140	154	110x6,3	0,1	15,4	1783	1767

R = 0,1 Па/м; $\alpha= -1,8\%$

Магістраль24-26-28-29-30

24	26	65,76	84	92,4	90x5,2	1,7	157	2452	2295
26	28	29	90	99	75x4,3	1,0	99	2295	2196
28	29	23,29	160	176	63x3,6	1,5	264	2196	1932
29	30	4,95	66	72,6	40x3,6	2,0	145	1932	1787

R = 1,5 Па/м; $\alpha= -0,7\%$

Магістраль33-34-36-37

33	34	43,01	96	105,6	90x5,2	0,9	95	2201	2106
34	36	6,85	72	79,2	50x2,9	0,6	48	2106	2058
36	37	6,33	84	92,4	40x3,6	3,0	277	2058	1781

R = 1,4 Па/м; $\alpha= -1,06\%$

Магістраль4-2-1

4	2	101,85	212	233,2	110x6,3	1,5	350	2878	2528
2	1	36,15	240	264	63x3,6	3,0	792	2528	1736

R = 2,2 Па/м; $\alpha= -3,6\%$

Відгалудження 2-3

Продовження таблиці 2.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	3	6,8	90	99	32x3,0	6,5	644	2528	1884
R = 7,3 Па/м; $\alpha= 4,7\%$									

Відгалудження 7-8									
7	8	40,4	268	295	75x4,3	1,9	560	2548	1988
R = 2,5 Па/м;						α= 10,4%			
Відгалудження 11-12									
11	12	8,75	116	128	40x3,6	4,0	512	2193	1681
R = 3,1 Па/м;						α= -6,6%			
Відгалудження 24-25									
24	25	39,2	260	286	75x4,3	1,9	543	2452	1909
R = 2,2 Па/м;						α= 6,1%			
Відгалудження 26-27									
26	27	8,44	112	123	40x3,6	5,0	615	2295	1680
R = 4,0 Па/м;						α= -6,7%			
Відгалудження 33-28									
33	28	38	120	132	63x3,6	3,5	462	2201	1739
R = 3,0 Па/м;						α= -3,4%			
Відгалудження 41-42									
41	42	20,19	134	147	75x4,3	0,5	74	1879	1805
R = 0,5 Па/м;						α= 0,3%			
Відгалудження 39-40									
39	40	9,79	130	143	50x2,9	1,0	143	2044	1901
R = 1,7 Па/м;						α= 5,6%			
Відгалудження 38-36									
38	36	11,23	118	130	50x2,9	1,4	182	2102	1920
R = 2,3 Па/м;						α= 6,7%			
Відгалудження 34-35									
34	35	8,14	108	119	40x3,6	4,2	499	2106	1607
R = 2,6 Па/м;						α= -10,7%			
Відгалудження 31-32									
31	32	14,46	192	211	50x2,9	2,0	422	2241	1819
R = 2,1 Па/м;						α= 1,06%			
Відгалудження 15-16									
15	16	9,34	124	136	50x2,9	0,9	122	1932	1810
R = 0,97 Па/м;						α= 0,6%			
Відгалудження 13-17									
13	17	50,37	80	88	75x4,3	2,5	220	2011	1791
R = 2,4 Па/м;						α= -0,5%			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Відгалудження 13-23									
13	23	21,88	190	209	63x3,6	1,2	251	2011	1760
R = 1,0 Па/м;						α= -2,2%			
Відгалудження 22-23									
22	23	24,06	210	231	75x4,3	0,6	139	1921	1782
R = 0,5 Па/м;						α= -1,0%			

2.5 Газопостачання житлового будинку

2.5.1 Визначення витрат газу житлового будинку

Згідно завдання проекту і розраховую газопостачання двоповерхового житлового будинку. В житловому будинку, встановлено: газову плиту ПГ-4МораMGN 51123 FW, однофункційний котел «Данко – 24 ».

Номінальну витрату газу, V_n , м³/год., визначаю по формул

$$V_n = \frac{3,6 \cdot Q}{Q_n^p \cdot \eta} \quad (2.22)$$

де Q –теплова потужність приладу, кВт; $Q_{пг} = 9,8$ кВт; $Q_{кот}=24$ кВт;
 η –коефіцієнт корисної дії.

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

$$V_{п}^n = \frac{3,6 \cdot 9,8}{34} = 1 \text{ м}^3/\text{ГОД}$$

$$V_{кот}^n = \frac{3,6 \cdot 24}{34 \cdot 0,9} = 2,8 \text{ м}^3/\text{ГОД}$$

Номінальну витрату газу будинком, $V_{б\gamma\delta}^n$, м³/год визначаю по формулі :

$$V_{б\gamma\delta}^n = V_{кот} + V_{пг}; \quad (2.23)$$

$$V_{б\gamma\delta}^n = 1+2,8 = 3,8 \text{ м}^3/\text{ГОД}$$

Визначаю номінальну витрату газу будинку, $\sum V$, м³/год.

$$V_{н.к.} = V_{б\gamma\delta}^n \cdot K_{sim}, \quad (2.24)$$

$$V_{н.к.} = 3,8 \cdot 0,85 = 3,23 \text{ м}^3/\text{ГОД.}$$

Так як по результату розрахунку номінальна витрата газу квартирою складає 3,23 м³/год підбираю лічильник газу типу G-4.

2.5.2 Гідравлічний розрахунок газопроводів

Гідравлічний розрахунок розпочинаю з точки підключення дворового газопроводу до вуличної мережі середнього тиску (т.1), кінцева точка розрахунку - останній газовий прилад.

Рекомендований перепад тиску згідно ДБН $\Delta P_p = 600$ Па. Опір газового лічильника $\Delta P_1 = 100$ Па, опір котла $\Delta P_2 = 200$ Па ;

Тоді розрахунковий перепад тиску, ΔP_{pp} , Па, буде складати

$$\Delta P = \Delta P_p - \Delta P_1 - \Delta P_2 = 600 - 200 - 100 = 300 \text{ Па}$$

Середню питому втрату тиску натертя R , Па/м, визначаю

$$R = \frac{\Delta P_p}{\sum l_p}, \quad (2.25)$$

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

Результати розрахунку зводжу у таблицю (дивись таблицю 2.11).

Таблиця 2.11 – Гідравлічний розрахунок внутрішньо-будинкових газопроводів

№ Ділянки	Номінальна витрата газу $\Sigma V_{\text{ном}}, \text{ м}^3/\text{год}$	Кількість квартир N, шт.	Коефіцієнт, K_{sim}	Розрахункова витрата газу $\Sigma V_p, \text{ м}^3/\text{год}$	Геометрична довжина $L_{\text{г.}}, \text{ м}$	Надбавки $\alpha, \%$	Розрахункова довжина $L_p, \text{ м}$	$D_y, \text{ мм}$	Питома втрата тиску R, Па/м	Втрата тиску $\Delta P, \text{ Па}$
1-2	3,8	1	0,85	3,23	8	10	8,8	50	0,1	0,88
2-3	3,8	1	0,85	3,23	4,7	25	5,88	25	0,8	4,70
3-4	3,8	1	0,85	3,23	3,0	20	3,6	20	4,2	15,12
4-5	1	1	1	1	4,1	450	18,45	15	1,9	35,06
Всього										55,76

Гідростатичний тиск на вертикальних ділянках знаходжу по формулі

$$P_r = \pm g \cdot h(\rho_n - \rho_r), \quad (2.26)$$

де h - різниця геометричних відміток, м;
 ρ_r, ρ_n - густина газу і повітря відповідно, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$P_2 = \pm 9,81 \cdot 3 \cdot (1,21 - 0,73) = 14,13 \text{ Па}$$

Тиск газу перед соплом газопальникового пристрою визначаю за формулою

$$P = P_b - \Sigma \Delta P - \Delta P_{\text{л}} - P_{\text{пт}} - P_{\text{оп}} - P_r, \quad (2.27)$$

$$\Sigma P = 55,76 + 200 + 100 - 14,13 = 341,63 \text{ Па}$$

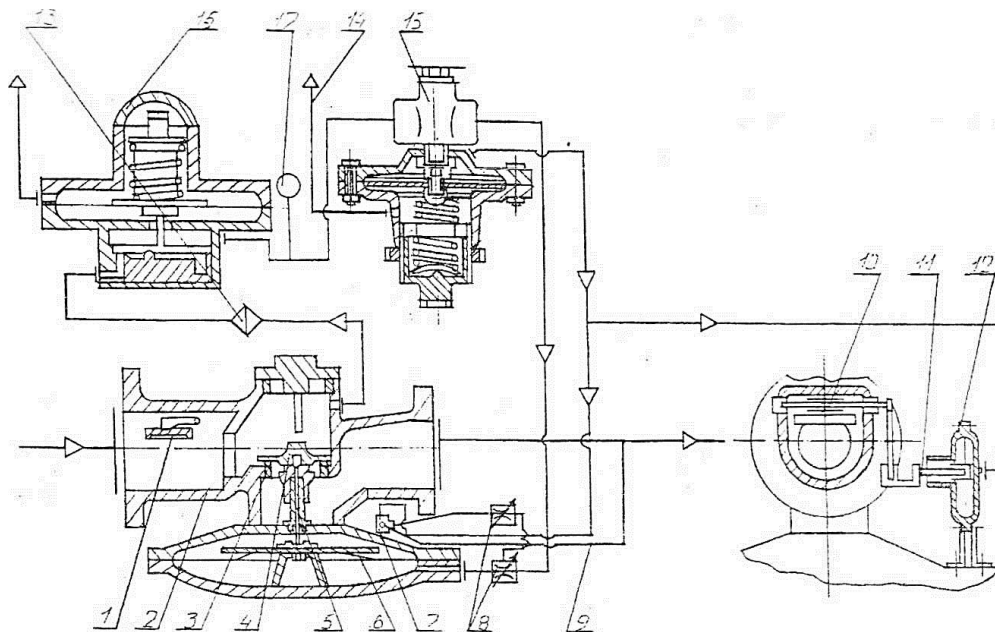
Тиск достатній для нормальної роботи газових приладів. Отже розрахунок виконано вірно.

3 Автоматизація систем газопостачання

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

Регулятор тиску газу з умовним діаметром $D_y=50$ 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.



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

Рисунок 3.1 - Регулятор тиску типу РДГ-50-Н

3.2.1 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 корпусу.

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 0,2 МПа (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 корпусу, 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

Проект виконання робіт розробляю по спорудженню підземного поліетиленового газопроводу по селищній вулиці при малоповерховій забудові; вулиця має рівнинний характер; геодезична відмітка початку будівництва 189; довжина газопроводу, на який виконується проект 276 м; з діаметром 160x9,1мм, геодезична відмітка останнього пікету газопроводу 191; переважна більшість ґрунтів по трасі віднесена до другої категорії. Виконання робіт ведеться поліетиленовою трубою по ДСТУ Б.В.2.7-73-98; довжина окремої труби – 10 м.

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

Згідно „Правил безпеки систем газопостачання” газопроводи, які транспортують осушений газ, дозволяється прокладати в зоні промерзання ґрунту. У відповідності до вимог [1] відстань від поверхні ґрунту до верху труби складає 1 м.

На підставі ДБН В.2.5-20-2001 визначаю глибину траншеї , $H_{тр.}$, м, по формулі

$$H_{тр.}=H_{закл}+D, \quad (4.1)$$

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

$$H_{тр.}=1+0,16=1,16 \text{ м}$$

Остаточна глибина траншеї становить

$$H_{\text{тр ост}}=H_{\text{тр}}=1,16 \text{ м}$$

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

$$V=D_3+0,3(4.2)$$

де D_3 – діаметр труби, м.

$$V=0,16+0,3=0,46 \text{ м}$$

Але остаточно ширину низу траншеї, $V_{\text{ост}}$, м, приймаю по ширині ріжучої кромки ковша екскаватора, попередньо прийнявши згідно довідника [] одноковшовий екскаватор марки ЭО-2621 з шириною ріжучої кромки (ШРК) 0,65 м. В процесі виконання роботи стінки траншеї обриваються і величина цього обриву визначається категорією ґрунту. Таким чином, остаточна ширина низу траншеї може бути визначена за формулою

$$V_{\text{ост}}=\text{ШРК}+\delta(4.3)$$

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

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

$$V_{\text{ост}}=0,65+0,1=0,75 \text{ м}$$

Згідно вимог для другої категорії ґрунту максимальна глибина траншеї з вертикальними стінками і без кріплення становить 1,2 м, а тому після проведення необхідних розрахунків траншея буде виконана з прямими стінками.

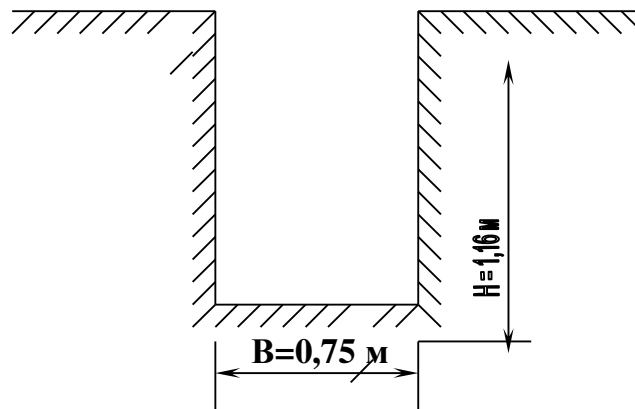


Рисунок 4. 1 – Профіль траншеї

4.2 Підрахунок об'ємів робіт і вибір ведучого механізму, підрахунок об'ємів робіт і затрат праці

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. Для спрощення підрахунки ведуть на один метр траншеї.

Визначаю об'єм ґрунту, що розробляється при копанні шурфів, $v_{\text{шур}}, \text{м}^3$, за формулою на 1 погонний метр

$$v_{\text{шур}} = B * H * l, \quad (4.4)$$

де B – ширина низу траншеї, м;
 H – глибина траншеї, м;
 l – довжина траншеї, м.

$$v_{\text{шур}} = 0,75 * 1,16 * 1 = 0,87 \text{ м}^3$$

Об'єм ґрунту, що розробляється при копанні траншеї екскаватором, $v_{\text{екс}}, \text{м}^3$ визначаю згідно формули

$$v_{\text{екс}} = B * (H - c) * l, \quad (4.5)$$

де B – ширина низу траншеї, м;
 H – глибина траншеї, м;
 c – величина недобору (для екскаватора ЭО-2621 $c = 0,1$ м), м;
 l – довжина траншеї (прийнято 1 м), м.

$$v_{\text{екс}} = 0,75 * (1,16 - 0,1) * 1 = 0,795 \text{ м}^3$$

Визначаю об'єм земляних робіт по поширенню приямків для зварювання стиків. Згідно вимог приямок копається на 0,2 м нижче дна траншеї, а отже глибину приямка, $H_{\text{пр}}, \text{м}$, визначаю за формулою

$$H_{\text{пр}} = H_{\text{тр ост}} + 0,2, \quad (4.6)$$

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

$$H_{\text{пр}} = 1,16 + 0,2 = 1,36 \text{ м}$$

Згідно вимог [1] ширину низу прямоку, $B_{пр}$, м, визначаю за формулою

$$B_{пр} = D + 0,5, \quad (4.7)$$

де D – діаметр труби, м.

$$B_{пр} = 0,16 + 0,5 = 0,66 \text{ м}$$

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

$$B'_{пр} = B_{пр} + 2 * H_{пр} * m, \quad (4.8)$$

де $B_{пр}$ – ширина низу прямоку, м;

m – величина крутизни відкосу (для другої категорії ґрунту $m=0,5$);

$H_{пр}$ – глибина прямоку, м.

$$B'_{пр} = 0,66 + 2 * 1,36 * 0,5 = 2,02 \text{ м}$$

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

$$V_{пр} = \frac{B_{пр} + B'_{пр}}{2} * H_{пр} * \ell - V_{екс}. \quad (4.9)$$

де $B_{пр}$ – ширина низу прямоку, м;

$B'_{пр}$ – ширина верху прямоку, м;

$H_{пр}$ – глибина прямоку, м;

ℓ – довжина прямоку (прийнято 0,6 м), м;

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

$$V_{пр} = (0,66 + 2,02) / 2 * 1,36 * 0,6 - 0,795 * 0,6 = 0,616 \text{ м}^3$$

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

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 – K_1 , який показує ступінь рихлення щойно розробленого ґрунту; коефіцієнт кінцевого рихлення – K_2 , який показує ступінь рихлення злежаного або втрамбованого ґрунту після його засипання. Для даної категорії ґрунту $K_1=1,25$, $K_2=1,06$.

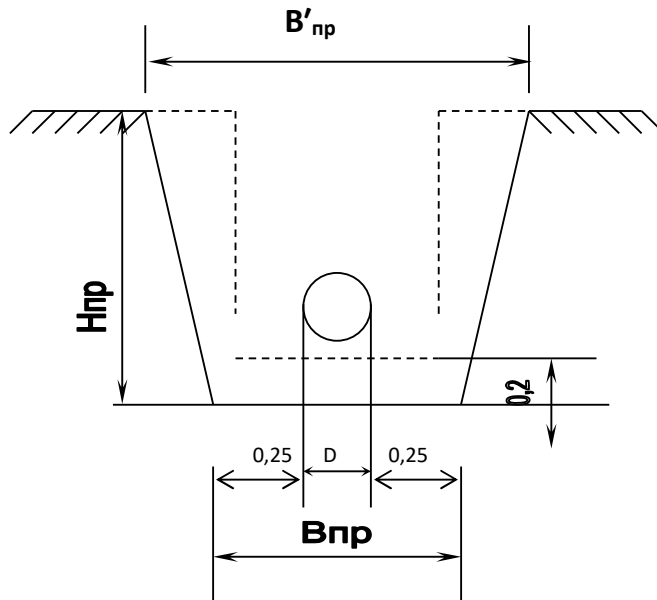


Рисунок 4.2 - Профіль приямку

Таким чином загальний об'єм ґрунту у відвалі, $v'_{заг}, м^3$, на один метр траншеї визначаю за формулою

$$v'_{заг} = v_{шур} * K_1, \quad (4.10)$$

де $v_{шур}$ - об'єм ґрунту, розробленого при копанні шурфу, $м^3$;
 K_1 - коефіцієнт початкового рихлення ($K_1 = 1,25$).

$$v'_{заг} = 0,87 * 1,25 = 1,088 \text{ м}^3$$

Знаючи загальний об'єм землі по копанню шурфу, розраховую габаритні розміри відвалу, $h_{від}, м$, згідно слідуєчих формул

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

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

$$h_{від} = \sqrt{1,088} = 1,04 \text{ м}$$

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

$$B_{від} = 2 * h_{від}, \quad (4.12)$$

де $h_{від}$ - висота відвалу, $м$.

$$B_{від} = 2 * 1,04 = 2,08 \text{ м}$$

Визначаємо об'єм робіт по розробці котловану, $V_{\text{котл.}}$, за формулою

$$V_{\text{котл.}} = \frac{3,14 * (d_k + 0,2)^2}{4} * (h_k + 0,4) - V_{\text{екс}}; \quad (4.13)$$

де d_k – діаметр кільця, (1,6 м);

h_k – висота кільця, (0,7 м);

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

$$V_{\text{котл.}} = \frac{3,14 * (1,6 + 0,2)^2}{4} * (0,7 + 0,4) - 0,79 = 2,79 \text{ м}^3$$

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

$$v_{\text{заг.}} = v_{\text{шур}} * \ell_{\text{шур}} * n_{\text{шур}} + v_{\text{екс}} * (L - \ell_{\text{шур}} * n_{\text{шур}}) + v_{\text{пр}} * \ell_{\text{пр}} * n + v_{\text{руч.зач}} * (L - \ell_{\text{шур}} * n_{\text{шур}}) + v_{\text{котл.}}, \quad (4.14)$$

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

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

$v_{\text{руч.зач}}$ – об'єм ґрунту, що розробляється при ручній зачистці дна траншеї, м^3 ;

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

$v_{\text{котл.}}$ – об'єм ґрунту по розробці котловану, м^3 ;

$\ell_{\text{шур}}$ – довжина шурфу, м;

L – довжина траси газопроводу, м;

$\ell_{\text{пр}}$ – довжина приямку, м;

n – кількість приямків, шт;

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

$$v_{\text{заг.}} = 0,87 * 2 * 4 + 0,795 * (276 - 4 * 2) + 0,616 * 3 * 1 + 0,075 * (276 - 4 * 2) + 1,999 = 243,967 \text{ м}^3$$

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

$$V_1 = v_{\text{заг.}} * K_1, \quad (4.15)$$

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

K_1 – коефіцієнт первинного рихлення, ($K_1 = 1,25$).

$$V_1 = 243,967 * 1,25 = 304,959 \text{ м}^3$$

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

Об'єм ґрунту для присипки газопроводу, $v_{руч пр}, м^3$, визначається за формулою

$$v_{руч пр} = B * (D + 0,4) * \ell - \frac{\pi D^2}{4} * \ell, \quad (4.16)$$

де D – діаметр труби, м;

B – ширина низу траншеї, м.

$$v_{руч пр} = 0,75 * (0,16 + 0,4) * 1 - 3,14 * 0,16^2 / 4 * 1 = 0,4 м^3$$

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

$$v_{бул} = B * (H - D - 0,4) * \ell, \quad (4.17)$$

де D – діаметр труби, м;

B – ширина низу траншеї, м;

H – глибина траншеї, м.

$$v_{бул} = 0,75 * (1,16 - 0,16 - 0,4) * 1 = 0,45 м^3$$

Об'єм робіт по засипці прямиків рівний об'єму робіт по поширенню прямиків.

Визначаю об'єм ґрунту по зворотньому засипанню котлована, $V_{зв.к}, м^3$

$$V_{зв.к} = V_{котл} - V_{кол}, \quad (4.18)$$

де $V_{котл}$ – об'єм ґрунту по розробці котловану, $м^3$;

$V_{кол}$ – об'єм, який займає колодязь, $м^3$.

$$V_{зв.к} = 2,794 - 2,2 = 0,594 м^3$$

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

$$V_2 = (v_{руч пр} * L + v_{бул} * L + v_{пр} * \ell_{пр} + v_{зв.к}) * K_2, \quad (4.19)$$

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 прямику;

L – довжина траси газопроводу, м;

$\ell_{пр}$ – довжина прямику, м;

n – кількість прямиків, шт.;

$v_{зв.к}$ – об'єм ґрунту для засипання котловану, $м^3$;

K_2 – коефіцієнт вторинного рихлення, ($K_2 = 1,06$).

$$V_2 = (0,4 * 276 + 0,45 * 276 + 0,616 * 3 + 0,594) * 1,06 = 251,265 м^3$$

Визначаю об'єм, який займає колодязь, $V_{\text{кол.}}, \text{м}^3$ згідно формули

$$V_{\text{кол}} = \frac{3,14 * d^2}{4} * (h_k + 0,4), \quad (4.20)$$

$$V_{\text{кол}} = \frac{3,14 * 1,6^2}{4} * (0,7 + 0,4) = 2,2 \text{ м}^3$$

Визначаю об'єм робіт по вивезенню ґрунту, $V_3, \text{м}^3$

$$V_3 = v_{\text{заг}} * (K_1 - K_2) + v_{\text{труб}} * L + v_{\text{кол}}, \quad (4.21)$$

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

K_1 – коефіцієнт первинного рихлення, ($K_1=1,25$);

K_2 – коефіцієнт вторинного рихлення, ($K_2=1,06$);

$v_{\text{труб}}$ – об'єм труби, м^3 ;

L – довжина траси газопроводу, м.

$$V_3 = 243,967 * (1,25 - 1,06) + 0,0201 * 276 + 2,2 = 54,1 \text{ м}^3$$

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

$$B = \frac{V_1 - (V_2 + V_3)}{V_1} * 100 \% \leq \pm 5 \% , \quad (4.22)$$

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 .

$$B = \frac{304,95 - (251,26 + 54,1)}{304,95} * 100 \% = -0,13 < \pm 5 \%$$

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

$$V = \Pi / V * T_{\text{зм}} , \quad (4.23)$$

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

$$V = 96,39/0,795 \cdot 8 = 15,15 \text{ м/год}$$

Для риття траншеї під газопровід мною попередньо прийнятий екскаватор ЭО-2621 з оберненою лопатою, змінна продуктивність якого, Π , $\text{м}^3/\text{зм}$, визначається за формулою

$$\Pi = \frac{T_{\text{зм}}}{N_{\text{час}}}, \quad (4.24)$$

де $T_{\text{зм}}$ – час зміни, год ($T_{\text{зм}}=8$ год);
 $N_{\text{час}}$ – норма часу в машино-годинах на розробку 1 м^3 ґрунту в щільному стані (2); $N_{\text{час}}=0,083$ маш.-год.

$$\Pi = 8/0,083 = 96,39 \text{ м}^3/\text{зм}$$

Згідно з завданням монтаж газопроводу буде виконуватись трубами довжиною 10 м. Таким чином загальна кількість труб, $n_{\text{тр}}$, шт., що підлягає монтажу визначається за формулою

$$n_{\text{тр}} = \frac{L}{\ell_{\text{тр}}}, \quad (4.25)$$

де L – довжина траси газопроводу, м;

$\ell_{\text{тр}}$ – довжина окремої труби, м.

$$n_{\text{тр}} = 276/10 = 28 \text{ шт}$$

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

$$n_{\text{ст}} = \frac{L}{\ell_{\text{тр}}} + 1, \quad (4.26)$$

де L – довжина траси газопроводу, м;

$\ell_{\text{тр}}$ – довжина окремої труби, м;

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

$$n_{\text{ст}} = 276/10 + 1 = 29 \text{ шт.}$$

Об'єм робіт по зняттю рекультиваційного шару ґрунту, $V_{\text{рек.}}, \text{м}^3$, визначаю згідно формули

$$V_{\text{рек.}}=(B+0,5)*L*h, \quad (4.27)$$

де В – ширина низу траншеї, м;

L – довжина траси газопроводу, м.

$$V_{\text{рек.}}=(0,75+ 0,5)*276*0,2 = 69 \text{ м}^3$$

Таким чином, мінімальну ширину робочої зони, ШРЗ, м, визначаю згідно формули

$$\text{ШРЗ}=\text{К}+\text{ШВ}+2*\text{Б}+\text{В}+3\text{т}+\text{Т}, \quad (4.28)$$

де ШВ – ширина відвалу, м;

Б – ширина берми, м;

В – ширина траншеї, м;

3т – зона розташування труби, м;

Т – зона руху технологічного транспорту, м;

К – зона виконання робіт по огороженню, м.

$$\text{ШРЗ}=0,5+2,08+2*0,5+0,75+0,46+3,5=8,29 \text{ м}$$

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

$$L_{\text{огор.}}=2*L, \quad (4.29)$$

де L – довжина траси газопроводу, м.

$$L=2*276=552 \text{ м}$$

Кількість стиків, що підлягають контролю фізичними методами, $n_{\text{ст.ф.к.}}$, шт., визначаю таким чином. Згідно вимог [1] для низького тиску повинно контролюватися 5-10% всіх стиків.

$$n_{\text{ст.ф.к.}}=n_{\text{ст}}*0,1, \quad (4.30)$$

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

$$n_{\text{ст.ф.к.}}=29*0,1=3 \text{ шт.}$$

Визначаю фактичну довжину “захвату” за формулою

$$L_{\text{захф}} = \frac{L}{4}, \quad (4.31)$$

де L – довжина траси газопроводу, м.

$$L=276/4=69 \text{ м}$$

Визначивши основні об'єми робіт по спорудженню підземного газопроводу, приступаю до визначення затрат праці на виконання всіх робіт, враховуючи, що види робіт на “захваті” повинні бути закінчені за одну зміну. Знаючи загальний об'єм робіт даного виду, знаходжу норму часу на виконання одиниці, виконую розрахунки (перемножуючи їх) та отриманий результат заносу в таблицю 4.1 (дивись таблицю 4.1).

Таблиця 4.1 – Відомість затрат праці по всьому фронту робіт

№ п/п	Найменування робіт	РЕКН	Вимір-ник	Кіль-кість	Норми часу люд-год		Затрати праці люд-год	
					Буд.	Маш.	Буд.	Маш.
2.	Рекультивация ґрунту	1-70-2	1000м ³	0,069	-	2,89	-	0,199
3.	Розробка ґрунту вручну	1-164-2	100м ³	0,2891	261,8	-	75,69	-
4.	Підвішування підземних комунікацій	22-49-1	1км	0,00175	100,96	0,87	0,1767	0,0015
5.	Розробка ґрунту екскаваторомувідвал	1-13-5	1000м ³	0,1589	18,53	84,66	2,94	13,45
6	Розробка ґрунтуекскаватором з навантаженням на автосамоскид	1-18-5	1000м ³	0,054	45,9	131,58	2,48	7,11
7.	Встановлення перехідних містків	20-2-1	100м ²	0,0368	22,04	1,54	0,81	0,057
8.	Вкладання і зварювання поліетиленових труб з гідравлічним випробуванням	22-11-5	1км	0,276	395,2	59,68	109,1	16,47
9.	Контроль якості зварних стиків	25-122-3	1ст	2	2,01	4,33	4,02	8,66
10.	Засипання вручну траншей і котлованів	1-166-1	100м ³	0,0244	150,45	-	3,67	-
11	Засипання вручну траншей і котлованів	1-166-2	100м ³	1,104	165,24	-	182,42	-
12.	Засипка траншей і котлованів бульдозером	1-71-2	1000м ³	0,124	-	1,7	-	0,21
Всього							Σ=381,3Σ=46,15	

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.

Визначаємо строки на виконання робіт по будівництву газопроводу

$$N_d = T_{\text{заг}} / n_{\text{бр}} * H_{\text{зм}}, \quad (4.32)$$

де $T_{\text{заг}}$ - сумарні затрати праці по всьому фронту робіт ,
 $n_{\text{бр}}$ -кількість чолоків у бригаді ,
 $H_{\text{зм}}$ - час зміни .

$$N_d = 427,46 / 8 * 8 = 7 \text{ днів.}$$

Вибір машин розпочинаю з вибору ведучого механізму, яким буде екскаватор ЄО-2621, з шириною ріжучої кромки 0,65 м. Вибраний екскаватор буде здійснювати копання траншеї, а для виконання робіт по навантаженню надлишкового ґрунту пропоную використати одноковшовий екскаватор, яким також можна буде виконати земляні роботи по зворотньому засипанню траншеї.

Попередньо для вивезення надлишкового ґрунту приймаю автосамоскид ММЗ-555 з об'ємом кузова 4,5 м³.

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

$$n_p = \frac{V_3}{v_{\text{куз}} * K_1}, \quad (4.33)$$

де V_3 – загальний об'єм ґрунту, що підлягає вивезенню, м³;
 $v_{\text{куз}}$ – об'єм кузова, м³;
 K_1 – коефіцієнт, який враховує повноту заповнення кузова ($K_1=0,9$).

$$n_p = 54,1 / 4,5 * 0,9 = 14 \text{ рейсів}$$

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.

Визначаю час транспортної операції, $t_{\text{тр. оп.}}$, год., згідно формули

$$t_{\text{тр. оп.}} = t_{\text{х п}} + t_{\text{зав}} + t_{\text{р.п}} + t_{\text{розв}}, \quad (4.34)$$

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

$t_{рп}$ – час переїзду з вантажем, год;

$t_{розв}$ – час розвантаження, год.

Час холостого ходу, $t_{х.п.}$, год., визначаю за формулою

$$t_{хп} = \frac{L_x}{v * K}, \quad (4.35)$$

де L_x – відстань вивезення ґрунту, км;

v – середня швидкість руху, км/год;

K – коефіцієнт зміни швидкості ($K=0,5$).

$$t_{хп} = 10/45 * 0,5 = 0,44 \text{ год}$$

Визначаю час завантаження, $t_{зав.}$, год., кузова автомобіля за формулою

$$t_{зав} = v_{куз} * K_1 * N_{час}, \quad (4.36)$$

де $N_{час}$ – норма часу в машино-годинах на розробку 1 м³ ґрунту в щільному стані []; $N_{час} = 0,083$ маш.-год.;

$v_{куз}$ – об'єм кузова, м³;

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

$$t_{зав} = 4,5 * 0,9 * 0,083 = 0,34 \text{ год.}$$

Визначаю час переїзду автомобіля з вантажем $t_{зав.}$, год., згідно формули

$$t_{рп} = \frac{L_x}{v_p * K}, \quad (4.37)$$

де L_x – відстань вивезення ґрунту, км;

v_p – середня швидкість руху з вантажем, км/год;

K – коефіцієнт зміни швидкості ($K=0,5$).

$$t_{рп} = 10/40 * 0,5 = 0,5 \text{ год.}$$

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

$$t_{тр оп} = 0,44 + 0,34 + 0,5 + 0,1 = 1,38 \text{ год}$$

Визначаю загальні затрати часу по вивезенню надлишкового ґрунту, $T_{заг.}$, год., за формулою

$$T_{заг} = n_p * t_{тр оп}, \quad (4.38)$$

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

n_p - кількість рейсів автомобіля для вивезення ґрунту, шт.

$$T_{\text{заг}}=14*1,38=19,32 \text{ год.}$$

Згідно [1] для спорудження підземних поліетиленових газопроводів використовують труби поліетиленові ПЕ 80 ГАЗ SDR11-160x9,1 ДСТУ Б.В.2.7-73-98.

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

$$L_{\text{тр}}=L_{\text{нор}}*K_{\text{тр}}, \quad (4.39)$$

де $L_{\text{нор}}$ – нормативна довжина для спорудження 1 км газопроводу, м;
 $K_{\text{тр}}$ – кількість кілометрів.

$$L_{\text{тр}}=1010*0,276=278,76 \text{ м}$$

Матеріали для виконання зварювальних робіт визначаю аналогічно

$$N_M=0,44*0,276=0,12 \text{ м}^3$$

де 0,44 – нормативна кількість толі з крупнозернистою посипкою ТГ-350 ;

Визначаю необхідний об'єм води;

$$N_B=48*0,276=13,25 \text{ м}^3$$

4.3 Захист підземних і надземних газопроводів від корозії

При будівництві сталевих газопроводів використовується активний і пасивний види захисту. До активного відноситься електродренажний захист, катодний, протекторний. До пасивного бітумно-мастичні ізоляції та термоплівки.

Так, як поліетилен не піддається корозії, то активний захист не виконується. В моєму проекті використано роз'ємне з'єднання поліетилен-сталь. Так, як сталь піддається корозії, виконуємо пасивний захист, тобто наносимо дуже посилену бітумно-мастичну ізоляцію. При нанесенні бітуму, його

температуру доводять до 80 С°. При ізоляції поліетиленову частину накривають негорючою тканиною, запобігаючи оплавленню.

Конструкції ізоляційних покриттів сталевих трубопроводів-вводів приймаються згідно зДСТУ Б В.2.5-29:2006. Вони можуть бути виконані як у заводських умовах, так і в польових умовах (при будівнанні трубопроводу). Перехідний електричний опір ізольованого трубопроводу після укладання і засипки має бути не нижче $10^4 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$.

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

5 ОРГАНІЗАЦІЯ ОБСЛУГОВУВАННЯ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

5.1 Новітні технології монтажу ВБСГ з мідних труб

В сьогодніні впровадження на практиці інноваційних схем газопостачання житлових будинків (дивись рисунок 5.1) обумовлено нормами ДСТУ-Н Б В.2.5-42:2010 «Вказівки по проектуванню, монтажу і експлуатації газопроводів внутрішніх систем газопостачання з використанням мідних безшовних круглих труб».

Цей стандарт встановлює загальні вимоги відносно проектування, монтажу, випробувань, експлуатації газопроводів внутрішніх будинкових систем газопостачання (ВБСГ), виконаних з мідних безшовних круглих труб, – надалі (мідні труби), які застосовуються для внутрішніх газопроводів низького тиску (з робочим тиском не більше 0,005 МПа) відповідно ДБН В.2.5-20, при будівництві і реконструкції житлових будинків, об'єктів цивільного і виробничого призначення згідно ДБН В. 2.2-15 і ДБН А. 2.2-3.

Для облаштування ВБСГ слід застосовувати труби з міді марки CU-DHP згідно ДСТУ ISO 1190-1, або CW024A згідно ДСТУ EN 1412, або M1ф згідно ДСТУ ГОСТ 617.

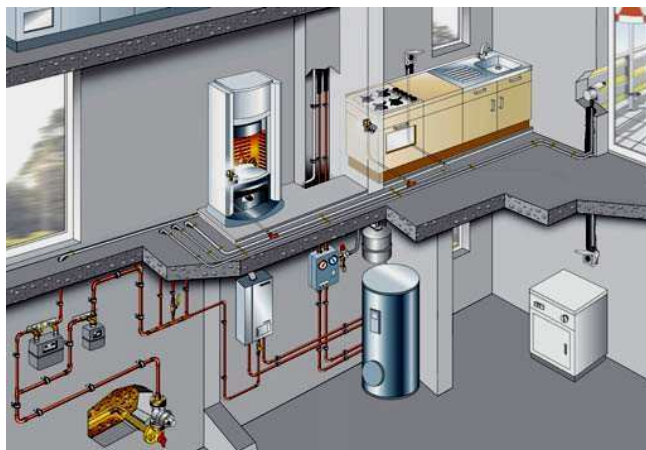


Рисунок 5.1 – Облаштування газопроводів внутрішніх систем трубами з міді

Для облаштування газопроводів внутрішніх систем газопостачання застосовують труби з товщиною стінки не менше 1,0 мм.

Мідні труби успішно конкурують з сучасними пластиковими і метало-пластиковими трубами.

Переваги у використанні мідних труб для ВБСГ: екологічність (окрім того, сплав міді, який використовується для трубопроводів, має бактерицидні властивості), довговічність, висока стійкість до корозійної дії води або теплоносія, мідь не псується від часу, а лише з'являється окисна плівка, покриваючи нержавіючою захисною окисною плівкою, гарний зовнішній вигляд закритих комунікацій, простота монтажу, стійкість до змін тиску, температури і ультрафіолетових променів, можливість повної рекуперації та вторинного використання.

Випускаються мідні газові труби дуже широкою номенклатурою: діаметр може бути від 6 до 267 мм, товщина стінки – від 0,7 до 3 мм, труба може бути в оболонці і без неї і т. д.

Надземний і підземний трубопроводи з мідних труб проектується згідно ДСТУ Н Б В. 2.5-42:2010 «Настанова з проектування, монтажу та експлуатації внутрішніх систем газопостачання за допомогою мідних безшовних труб». Для під'єднання мідних газопроводів до приладів та пристроїв слід застосовувати перехідні різьбові фітинги з бронзи, латуні або нержавіючої сталі.

Вибір конкретного матеріалу фітинга слід здійснювати залежно від матеріалу пристрою, що під'єднується, а також обраного способу з'єднання труби та фітинга. Виконання з'єднань внутрішніх газопроводів повинен здійснювати виключно кваліфікований персонал. Труби між собою, а також з фітингами з'єднуються зварюванням, твердим капілярним паянням або механічним пресуванням. З'єднання, отримані в такий спосіб, є нероз'ємними.

Виконання різби на мідній трубі не допускається.

Слід дотримуватись ряд вимог при з'єднанні труб методом механічного пресування згідно ДСТУ Н Б В. 2.5-42:2010*:

1. В разі необхідності тримання роз'ємного з'єднання мідних труб з арматурою чи обладнанням, слід застосовувати роз'ємні фітинги, складова частина яких з'єднується безпосередньо з трубою шляхом, відповідно до п. 4.4 цього стандарту-настанови.

2. Інструмент та оснащення для виконання пресових з'єднань повинні відповідати приписам виробника прес-фітингів.

3. Слід використовувати виключно пресові фітинги, що сертифіковані в Україні.

4. Колір та матеріал, з якого виготовлено ущільнювач пресового з'єднання, і відповідне маркування фітинга повинні вказувати на призначення до застосування у сфері газопостачання згідно таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Маркування фітинга у сфері газопостачання

Колір ущільнювального кільця	Матеріал	Призначений для носія
Жовтий	Каучук (акрил-нітрил-бутадієн-каучук)	Газ

5

Пресові фітинги, призначені для газопроводів внутрішніх систем газопостачання, повинні мати відповідне маркування, що містить позначення:

- GAS («ГАЗ») – тип носія газ;
- PN або MOP – максимальний робочий тиск;
- GT – стійкість до впливу підвищеної температури;
- DN – номінальний діаметр трубопроводу.

6. Слід застосовувати пресові фітинги, конструкція яких гарантовано забезпечує:

- обтискання об'язково з обох боків від ущільнювального кільця;
- можливість виявлення стану прес-з'єднання (ущільнено – неущільнено)

під час випробування. Для нашого проекту з'єднання мідних труб відбувається методом зварюванням.

5.2 Вимоги щодо проектування внутрішнього газопостачання з безшовних мідних труб

1. При проектуванні газопроводів внутрішніх систем газопостачання з мідних труб слід дотримуватись вимог стандарту-настанови ДСТУ Н Б В. 2.5-42:2010, а також вимог ДБН А. 2.2-3, ДБН В. 1.1-7, ДБН В. 2.5-20.

2. Розрахункова швидкість потоку газу не повинна перевищувати 7 м/с з метою уникнення розривів у місцях змін напрямку газопроводу.

3. Проект улаштування системи повинен мати розрахунок кріплень мідних газопроводів та компенсації температурних та механічних деформацій, а саме:

- відстань між окремих кріпленнями;
- кількість та розташування нерухомих (фіксованих) та рухомих кріплень;
- кількість та розташування елементів компенсації деформацій.

3.1 Вибір відстані між точками кріплень газопроводів слід здійснювати згідно таблиці 4.3.

Якщо діаметр газопроводу відрізняється від наведених у таблиці 5.2. відстань між кріпленнями слід приймати як для значення найближчого діаметра в бік зменшення. На вертикальному стояку на кожному поверсі будівлі незалежно від висоти поверху повинно бути встановлено щонайменше одне кріплення.

Відстань від точки кріплення до з'єднувальної деталі повинна становити не менше 50 мм.

Таблиця 5.2 – Відстань між точками кріплень газопроводів

Зовнішній діаметр, мм	Максимальна відстань між точками кріплення, м
12	1,25
15	1,25
18	1,50
22	2,00
28	2,25
35	2,75
42	3,0
54	3,50
64	4,00

3.2 В системах газопостачання слід передбачати компенсацію температурної деформації мідного газопроводу, що виникає внаслідок змін температури газу або навколишнього середовища.

Компенсація температурної деформації досягається за рахунок використання:

- спеціальних компенсаторів подовження промислового виробництва.

Розрахунок газопроводу із застосуванням компенсаторів слід виконувати згідно приписів виробника;

- додаткових вигинів, дуг та відводів на прямолінійних ділянках газопроводу;

- рухомих та нерухомих кріплень з урахуванням геометрії будівлі, відступів приєднання стояків і приладових відгалужень.

4. Прокладання внутрішніх мідних газопроводів слід передбачати відкрито в місцях, де виключено їх механічне ушкодження.

4.1 При проектуванні газопроводів, за винятком транспортуючих зріджений газ, дозволяється передбачати сховане розташування труб в окремих каналах та шахтах. Зашпаровування мідних газопроводів не дозволяється.

4.2 Не дозволяється прокладання газопроводів із мідних труб:

- у приміщеннях, які відносяться до категорій А, Б, В за вибухопожежною та пожежною небезпекою, згідно НАПБ Б. 03.002;
- у приміщеннях, де можливе наведення електричних струмів;
- у приміщеннях із середовищем, що містить речовини корозійного впливу, амоній, нітриту або сульфіди.

4.3 Якщо проектом передбачається експлуатація мідних труб в агресивних середовищах, слід додатково застосовувати:

- мідні труби з нанесеною на них у промисловий спосіб ізоляцією;
- полімерне покриття;
- антикорозійний захист стиків клейовим або термоусадочним полімерним покриттям.

4.4 Слід уникати постійного впливу вологи на зовнішню поверхню мідного газопроводу. Якщо проектом передбачається експлуатація мідних труб у приміщеннях з підвищеною вологістю, слід застосовувати теплоізоляцію з метою запобігання утворенню конденсату на зовнішній поверхні труби. Слід застосовувати теплоізоляцію із негорючих матеріалів. В Україні технологія прес-з'єднання Viega впроваджується тільки останні декілька років.

5.3 Технологія монтажних робіт з мідних труб для ВБСГ

Сучасні інноваційні технології з'єднання мідних труб методом механічного пресування в нашій країні представлено німецькою компанією Viega у виробництві монтажного обладнання для газопостачання та водопровідно-опалювальних систем. Протягом багатьох десятиліть компанія Viega пропонує своїм клієнтам революційні технології в області з'єднання мідних та сталевих труб методом механічного пресування, дизайнерської сантехніки і ексклюзивних аксесуарів в багатьох країнах.

Завдяки нескладному монтажу і високій надійності виробів компанія Viega визнана однією з кращих в більшості країн світу.

У нашій країні продукти цієї компанії з'явилися відносно недавно, приблизно 5 років тому, але поки не сильно користуються попитом, так як Viega вважається елітною дорогою сантехнікою, але є багато позитивних моментів.

Мідні труби та фітинги є універсальним конструкційним матеріалом при використанні їх в різних технічних установках, в системах газопостачання, холодного і гарячого водопостачання, водяного опалення, кондиціонування повітря та інше. Вони знайшли дуже широке застосування в більшості країн Європи, рівно як в США і Канаді, незважаючи на конкуренцію пластмасових трубопроводів.

Для з'єднання мідних труб між собою, а також з'єднання з виробами з інших матеріалів застосовуються чотири види фітингів:

- мідні для капілярної пайки;
- латунні для затискних з'єднань;
- нарізні, виготовлені з латуні або бронзи;
- прес-фітинги.

Мідні прес-фітинги (рис. 5.2) виготовлені з того ж самого сорту міді, що і труби. Асортимент вироблених мідних фітингів дуже широкий, основними є:

- одно і двох розтрубні відводи (кутові),
- одно і двох розтрубні дугові відводи з кутом 45° і 90° ;
- дугові відводи з кутом 180° ;
- прямі і перехідні трійники;
- хрестовини;
- прямі і перехідні муфти;
- заглушки;
- обводи.

Розглянемо трубопровідні системи з прес-фітингами Profipress G і Profipress G / XL (рис.5.2), вони здійснюють функцію транспортування по них газів та рідких газів згідно DVGW-A8 G 260, призначених для господарсько-побутових цілей. Згідно з німецькими нормами, монтаж трубопроводів газопостачання регламентується інструкціями щодо виконання робіт DVGW G 600, TRGI2008 і TRF 1996. При монтажі систем можливе використання тільки мідних трубопроводів згідно EN 10571 в поєднанні з DVGW-AB-GW 392.

Пресові фітинги, призначені для газопроводів внутрішніх систем газопостачання, повинні мати відповідне маркування, що містить позначення:

- GAS («ГАЗ») – тип носія – газ;
- PN або MOP – максимальний робочий тиск;
- GT – стійкість до впливу підвищеної температури;
- DN – номінальний діаметр трубопроводу.

Технічні властивості:

1. Максимальний тиск середовища, що транспортується – 5 бар.
2. Максимальний робочий тиск середовища, що транспортується згідно техніки безпеки при високому термічному навантаженні – 1 бар.

3. Максимальна робоча температура і температура середовища – 70°C .
Всі прес-фітинги Profipress промарковані з 2 сторін жовтою крапкою на прес-муфті. Наведемо приклад маркування прес-фітингів Profipress G і

Profipress G / XL (рис. 5.2):

Газ – Застосовується для газопроводів.

PN 5 – Робочий тиск - до 5 бар.

GT1 – При високому термічному навантаженні максимальний робочий тиск – 1 бар.



Рисунок 5.2 – Мідна труба, прес - фітинги Profipress

Колір та матеріал, з якого виготовлено ущільнювач пресового з'єднання, і відповідне маркування фітинга повинні вказувати на призначення до застосування у сфері газопостачання.

Маркування: жовті крапки на обох сторонах фітингів, ущільнюючий елементиз HNBR жовтого кольору (дивись рисунок 5.3).

Переваги з'єднання мідних труб – механічним пресуванням по технології Viega:

1. Надійність з'єднання мідних труб - контур безпеки SC-Contur.
2. Прес-фітинги для чисельних варіантів монтажу.
3. Прес-інструменти з живленням від батареї або від електричної мережі.

Застосовування пресових фітингів, конструкція яких гарантовано забезпечує:

- обтискання обов'язково з обох боків від ущільнювального кільця;
- можливість виявлення стану прес-з'єднання (герметично – не герметично) під час випробування системи на щільність.

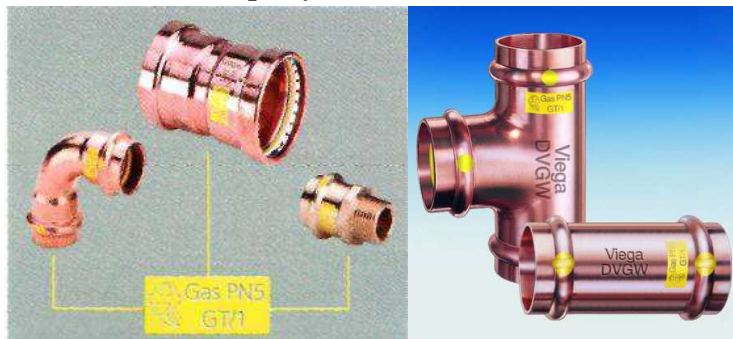


Рисунок 5.3 – Маркування прес-фітингів Profipress G и Profipress G/XL

Сучасна інноваційна технологія монтажу ВБСГ з мідних труб.

Мідні труби можна з'єднувати нероз'ємними або роз'ємними фітингами. Нероз'ємні з'єднання виконуються шляхом пайки, зварювання або використання простих фітингів з різьбленням і кінцем для пайки.



Рисунок 5.4 – Надійність з'єднання мідних труб прес-інструментом Viega-PT3

Роз'ємні з'єднання – це фланцеві з'єднання і з'єднання затискними фітингами. Метод пресування сталевих труб був розроблений ще 30 років тому, пресування мідних труб почало поширюватися тільки в кінці 90-тих років 20 століття. Перевага метода пресування перш за все, це більш проста, швидка та надійна техніка з'єднання.

Розглянемо більш детально систему з'єднання мідних труб методом холодного пресування для монтажу газопровідних мереж згідно німецьких стандартів DVGW-TRGI 86/96 HTRF1996, зі знаком якості DVGW, для мідних труб, та згідно європейських норм EN 1057 діаметром 12, 15, 18, 22, 28, 35, 42 і 54 мм (рис. 5.5). DVGW – Союз німецьких спеціалістів по воді та газу.

TRGI – Будівельні норми і правила Німеччини по монтажу газових мереж.

Необхідно використовувати матеріали та комплектуючі:

1. Труби мідні та прес-фітинги з міді;
2. Прес-фітинги з різьбленням з бронзи;
3. Ущільнювальні кільця з високоякісного полімеру HNBR (акрил-нітрил-бутадієн-каучук).

Технічні характеристики для системи з'єднання мідних труб методом холодного пресування для монтажу газопровідних мереж:

- система призначена для газів згідно робочої інструкції G 260 DVGW;
- для зовнішнього і прихованого монтажу;
- не призначена для прокладки зовнішніх газопровідних мереж в землі;
- Максимально допустимий робочий тиск 5 бар, термічні навантаження до 600 °С;
- допустима навколишня температура від -20 °С до +70 °С;
- сполучення системи Profipress G – трубні з'єднання нероз'ємні, нерозривні і не розтягуються;
- прес-фітинги Profipress G мають мікроскопічний паз (SC-Contur), який гарантує негерметичність в не опресованому стані і повну герметичність після

пресування рекомендованим інструментом.



Рисунок 5.5 – Система з'єднання мідних труб Profipress G

Пресування з'єднань може здійснюватися тільки тими інструментами, застосування яких допускається виробниками фітингів (рис. 5.4). Слід використовувати тільки ті прес-фітинги, які мають знак технічного контролю DVGW. Прес-інструменти Profipress G для мідних труб діаметрами від 12 мм до 54 мм з прес-кліщами; Profipress G/XL для мідних труб з діаметром до 64,0 мм з прес-насадками. Номер допуску DVGW:

Profipress G - DG-45S0AU0070; Profipress G/XL - DG-8531 BR0258.

4.2.4 Порядок проведення технології монтажу мідних труб Profipress G:

Технологія прес з'єднання з мідних труб та фітингів Profipress G для монтажу ВБСГ має ряд переваг, а саме: економія часу до 30-50 %, а монтаж всього в три етапи. Технологія прес-з'єднань Viega дозволяє значно прискорити роботу в порівнянні зі звичайною технологією пайки. Робота виконується всього лише в три кроки: відрізається труба потрібної довжини, монтується прес-фітинг і перевіряється глибина вставки, після чого використовується прес-інструмент. Надійне з'єднання готове. Подвійне пресування гарантує надійне з'єднання.

На рисунку 5.6 показано перші три пункти розробленої інструкції.

1. Мідну трубу відрізати під прямим кутом (труборізом або дрібною зубчастою пилюкою по металу).
2. Зачистити зсередини і ззовні.
3. Перевірити правильність положення ущільнювального кільця (колір – жовтий).



Рисунок 5.6 – Технологія монтажу мідних труб Profipress G (пункти 1-3)

На рисунку 5.7 показано четвертий, п'ятий та шостий крок технології монтажу.

4. Злегка прокручуючи фітинг, надіти на трубу до упору.
5. Провести маркування на глибину посадки труби в фітинг.
6. При мінімальній відстані між фітингами = 0, звернути особливу увагу на глибину посадки і маркування.

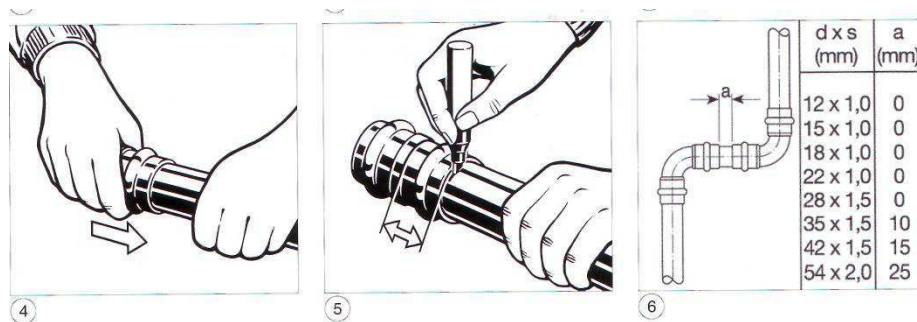


Рисунок 5.7 – Технологія монтажу мідних труб Profipress G (пункти 4-6)

На рисунку 5.8 представлені останні шість пунктів монтажу системи газопостачання з впровадженням прес-з'єднання по технології монтажу мідних труб Profipress G.

7. Взяти прес-губки потрібного розміру, вставити в паз прес-інструменту і засунути фіксатор.

8. Розкрити прес-губки, під прямим кутом обхопити гребінь фітинга, відпустити губки і натиснути курок прес-інструменту - через 2,5 секунди прес-губки змикаються, при цьому чути клацання. Фітинг опресовані.

9. Розкрити губки.

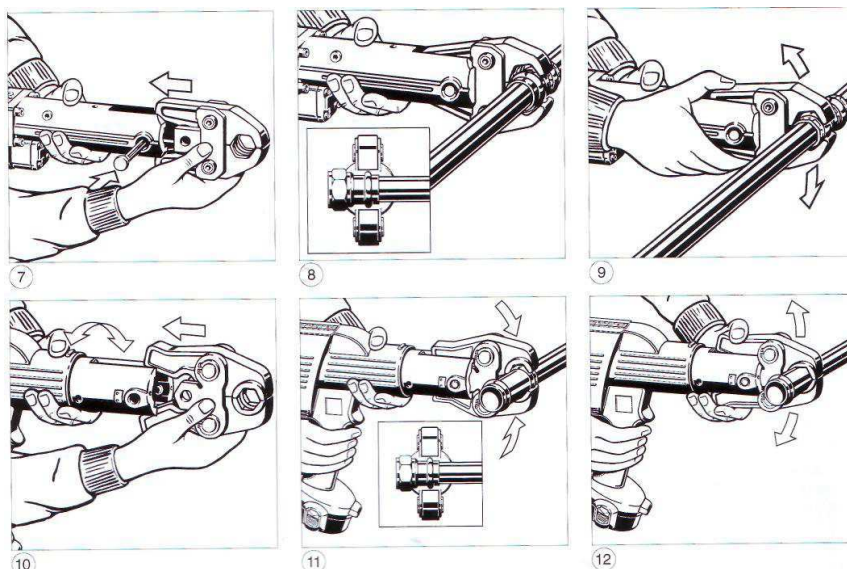


Рисунок 5.8 – Технологія монтажу мідних труб Profipress G (пункти 7-12)

10. Акумуляторний прес-пістолет. Вставити прес-губки потрібного розміру і засунути фіксатор.

11. Відкрити прес-губки, під прямим кутом обхопити гребінь фітинга, проконтролювати відмітку глибини посадки фітинга і натиснути курок - прес-

губки повинні з'єднати з'єднанням зімкнутися.

12. Після обпресування розкрити прес-губки.

Прес-фітинги Profipress G мають мікроскопічний паз (МП) або контур безпеки (SC-Contur). МП служить для визначення при випробуванні на герметичність не опресованих сполучень в змонтованих, але ще не прийнятих в експлуатацію газопровідних систем.

При випробуванні тиском не опресоване з'єднання легко помітити: шипіння – виходить повітря, пузиріння піни на з'єднаннях, падіння тиску в манометрі. Після обпресування МП втрачає своє практичне призначення.

Виходить нероз'ємне, міцне, абсолютно надійне і довговічне з'єднання.

Щоб гарантувати тривалу міцність з'єднань, прес-інструменти Viega за одну операцію виконують два опресування – одну перед буртом з SC-Contur і одну за ним. Робота небезпечна і виконується за кілька секунд.

Трудомісткі заходи протипожежного захисту при холодному опресуванні не потрібні. Всього один інструмент для всіх систем – це прес-пістолет Viega. Непотрібно ні кисневих або газових балонів, ні пальників, ні устаткування для пайки – замість цього лише один із трьох зручних прес-пістолетів Viega.

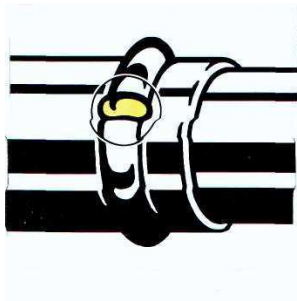


Рисунок 5.9 – Готові прес-з'єднання з мідних труб та фітингів та приклад монтажу

Найсучасніша техніка, заощаджує час і гроші. Прес-інструменти Viega дозволяють знизити витрати не тільки на трудомістке транспортування, а й на витратні матеріали, такі як газові балони, кисень, ацетилен та аксесуари для пайки. Універсальні прес-пістолети Viega забезпечують ефективність виконуваних робіт. Вони відрізняються легкістю, швидкодією і надійністю.

Робимо висновки, що це:

- техніка, перевірена мільйони разів;
- гарантоване виявлення не опресованих сполучень завдяки Viega SC-Contur;
- холодний метод з'єднання не є пожежонебезпечним;
- довговічні прес-з'єднання;
- монтаж ВБСГ проходить всього в три етапи;
- на операцію опресування потрібно всього кілька секунд, економія часу 30-50 % в порівнянні з паянням.

6 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

6.1 Розрахунок кошторисної вартості об'єкту газифікації

Паспорт проекту по газопостачанню

Характеристика системи:

- а) тип системи – двоступенева;
- б) ГРП – 1 шт.;
- в) спосіб прокладання – підземний;
- г) матеріал газопроводу – поліетилен;
- д) загальна довжина газопроводу – 8322 метри
- е) річний об'єм споживання газу:
 - теплопостачання – 6060 тис. м³/рік (таблиця 2.4)
 - промислові і сільськогосподарські споживачі – 5357 тис.м³/рік(таблиця2.5)
 - комунально-побутові споживачі – 1399 тис. м³/рік (таблиця 2.2)Загальний об'єм споживання газу ($Q_{річ}$) = 12816 тис. м³/рік

Техніко-економічні показники:

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

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

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

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

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

$$Q_{брутто} = 12816 \cdot 1,008 = 12918,5 \text{ тис. м}^3/\text{рік}$$

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 3365,12 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				
		Ø 160x14,6	312	827,45	258,16	
		Ø 140x12,7	144	627,38	90,34	
		Ø 125x11,4	366	503,88	184,42	
		Ø 40x3,6	414	52,74	21,83	
		Ø 63x5,8	118	129,68	15,30	
		Ø 32x3	1158	34,09	39,48	
Мережа низького тиску						
2	УРБН	Ø 280x15,9	74	1642,55	121,55	
		Ø 250x14,2	206	1309,10	269,67	
		Ø 200x11,4	374	837,33	313,16	
		Ø 180x10,3	170	681,72	115,89	
		Ø 140x8,0	174	411,26	71,56	
		Ø 110x6,3	620	255,65	158,50	
		Ø 90x5,2	304	172,90	52,56	
		Ø 50x2,9	804	54,72	43,99	
		Ø 160x9,1	404	535,99	216,54	
		Ø 125x7,1	168	328,50	55,19	
		Ø 75x4,3	1180	119,80	141,36	
		Ø 63x3,6	756	85,35	64,52	
		Ø 40x3,6	486	52,74	25,63	
		Ø 32x3,0	90	34,09	3,07	
3	ДБН 1.1-1-2000	Всього прямих витрат			2262,72	
		Накладні витрати (14,4%)			325,83	
4	ДБН 1.1-1-2000	Планові накопичення (30%)			776,57	
		Всього вартість будівельних робіт			3365,12	

6.1.2 Складання об'єктного кошторису

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

Назва будівництва

Узгоджено

Затверджую

Підрядчик

Замовник

Об'єктний кошторис на підземні газопроводи

Базисна кошторисна вартість 3515,12 тис. грн.

№ п/п	№ кошторису, норм, розрахунків	Назва робіт і витрат	Кошторисна вартість, тис.грн.				Всього, тис. грн.
			Буд. роб.	Монт. роб.	Обладнання	Інші витрати	
1	Локальний кошторис	Будівництво підземних газопроводів	3365,12				3365,12
2	ДБН, методичні вказівки до ДП	ГРП			150,00		150,00
3	ДБН, методичні вказівки до ДП	КСС	-----	-----	-----	-----	-----
	Всього		3365,12		150,00		3515,12

6.1.3 Складання зведеного кошторису

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

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

Міністерство, відомство

Головне управління

Затверджено

Зведений кошторисний розрахунок в сумі 6838,84тис. грн.

у тому числі повернені суми 7,91 тис. грн.

Зведений кошторисний розрахунок вартості будівництва

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

№	№ кошторисів і кошторисних розрахунків	Назва робіт і витрат	Будівельні роботи	Монтажні роботи	Обладнання, інвентар	Інші витрати	Загальна кошторисна вартість, тис.грн.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Об'єктний кошторис	<u>Глава 2</u>					
		<u>Основні об'єкти будівництва.</u>	3365,12		150,00		3515,12
		Зовнішні мережі і споруди					
		Всього по главі 2	3365,12		150,00		3515,12
		Всього по главам 1 -7	3365,12		150,00		3515,12
2	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.6, п36	<u>Глава 8</u>					
		Кошти на зведення і розробку тимчасових будівель і споруд (Всього по гл. 1-7) 0,015	50,48		2,25		52,73
		Всього по главі 8	50,48		2,25		52,73
		Всього по главам 1 - 8	3415,6		152,25		3567,85
3	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.8, п.4	<u>Глава 9</u>					
		<u>Інші роботи і витрати</u> Додаткові витрати при виконанні БМР у зимовий період. (Всього по гл. 1 - 8) · 0,01	34,16		1,52		35,68

		Всього по главі 9	34,16		1,52		35,68
		Всього по главам 1 – 9 (вартість основних фондів)	3449,76		153,77		3603,53
4	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.5, п.10	<u>Глава 10</u> <u>Технічний нагляд</u> (Всього по главам 1-9) · 0,025				90,09	90,09
		Здійснення авторського нагляду (Всього по главам 1-9) · 0,0002				0,72	0,72
		Формуванням страхового фонду документації (Всього по главам 1-9) · 0,002				7,21	7,21
		Всього по главі 10				98,02	98,02
5	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.5, п.10	<u>Глава 11</u> Підготовка експлуатаційних кадрів. (Всього по главам 1-9) · 0,005				18,02	18,02
		Всього по главі 11				18,02	18,02
1	2	3	4	5	6	7	8
6	ДБН Д.1-1-1-2000	<u>Глава 12</u> Кошторисна вартість проектно- пошукових робіт (Всього по главам 1-9) · 0,005				18,02	18,02
		Державна експертиза (проектно-пошукові роботи) 0,15				2,70	2,70
		Всього по главі 12				20,72	20,72
		Всього по главам 1 – 12	3449,76		153,77	136,76	3740,29
7	ДБН Д.1-1-1-2000 п.2.8.16	Кошторисний прибуток – П (Всього по главам 1-9) · 0,06	206,99		9,23		216,22
8		адміністративні витрати – АВ (Всього по главам 1-12, графи-8)-0,1				374,03	374,03
9	ДБН Д.1-1-1-2000 дод.14,	Кошти на покриття ризиків – Р (Всього по главам 1-12) · 0,036				134,65	134,65

10	ДБН Д.1-1-1-2000 п.3.1.20	Витрати з інфляції – J (Всього по главам 1-12) · 0,30				1122,09	1122,09
		(Всього по главам 1-12) + П + АВ + Р + J	3656,75		163	1767,53	5587,28
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				111,75	111,75
		(гл. 1- 12) + П + АВ + Р + J	3656,75		163	1879,28	5699,03
12		ПДВ (Всього по графі 8) · 0,2	1139,81				1139,81
13		Всього по зведеному кошторисному розрахунку	4796,56		163	1879,28	6838,84
14		Повернені суми (Тимчасові будівлі і споруди) · 0,15					7,91

6.2 Техніко - економічні показники газифікації

6.2.1 Розрахунок експлуатаційних витрат

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

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

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

OF – початкова вартість основних фондів, тис. грн.;

H_a – річна норма амортизаційних відрахувань, %.

Розрахунок необхідно звести у таблицю.

Таблиця 6.4 – Розрахунок амортизаційних відрахувань

Основні виробничі фонди	Структура основних фондів, %	Початкова вартість, тис. грн..	Норма амортизаційних відрахувань, %	Сума амортизаційних відрахувань, тис. грн..
Будівлі	15	540,53	5	27,01
Газопроводи	65	2342,29	2	46,85
ГРП	4	144,14	5	7,21
Виробниче обладнання	8	288,28	15	43,24
Транспортні засоби	5	180,18	20	36,04
Інші основні фонди	3	108,11	15	16,22
Всього	100	3603,53	---	176,57

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

$$Z_{п.р.} = 40\% A_p \quad (6.3)$$

де A_p – витрати на амортизацію, тис. грн.

$$Z_{п.р.} = 176,57 * 0,4 = 70,63 \text{ тис. грн.}$$

в) визначаємо витрати на заробітну плату

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

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

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

де $P_{гк}$ – кількість квартир з встановленими газовими плитами, -370 шт.;

(таблиця 2.1. з врахуванням коефіцієнта сімейності)

$P_{гк+вн}$ – кількість квартир з встановленими газовими плитами та водонагрівачами, 1244.; (таблиця 2.1 з врахуванням коефіцієнта сімейності)

$L_{заг}$ – загальна довжина газопроводу, 8,32 км;

$M_{підп}$ – загальна кількість підприємств, 11 шт.;

$Q_{річ}$ – річна реалізація газу, 12,82 млн. м³.

$$T_{об} = 0,1 \times 370 + 0,13 \times 1244 + 10 \times 8,32 + 0,5 \times 11 + 2 \times 12,82 = 313 \text{ ум. од.}$$

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

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

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

приймаємо $\gamma = 2,3$

$$Ч_{ауп} = 313 \times 2,3 / 1000 = 0,72 \text{ особи}$$

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	Чисельність	Розряд	Обсяг	Чисельність

		робіт	Персоналу		Робіт	персоналу
Слюсар по експлуатації підземних газопроводів:						
а) низького тиску	км	10	0,6	3	5,81	0,35
б) середнього тиску	км	10	1,4	3	2,51	0,35
Робітники ремонтних бригад	км	10	1	4	8,32	0,83
Обхідники газопроводів і споруд:						
а) низького тиску	км	10	1,5	3	5,81	0,87
б) середнього тиску	км	10	3	3	2,51	0,75
Електрозварники підземних газопроводів	км	50	1,5	6	8,32	0,25
Лінійні майстри по кількості лінійних робочих	робочі	10	1,2	5	3,4	0,41
Всього						3,81

Чисельність виробничого персоналу ЕПГ

Слюсарі 3 розряду – 2,32 особи;

Слюсарі 5 розряду – 0,41 особи;

Слюсарі 4 розряду – 0,83 особи;

Слюсарі 6 розряду – 0,25 особи.

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

$$Ч_{ВБГО} = (0,28 (P_{ГК} + P_{ВН}) + 0,95 P_{ВН} + 0,036 (P_{ГК} + P_{ВН}) + 0,12 P_{ВН}) / 1000 \quad (6.6)$$

$$Ч_{ВБГО} = (0,28 \times (370 + 1244) + 0,95 \times 1244 + 0,036 \times (370 + 1244) + 0,12 \times 1244) / 1000 = 1,84 \text{ особи}$$

Чисельність виробничого персоналу ВБГО

Слюсарі 4 розряду – 1,84 особи.

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

$$Ч_{\text{заг}} = Ч_{\text{Адп}} + Ч_{\text{ВБГО}} + Ч_{\text{в.м.}} + Ч_{\text{АдС}} + Ч_{\text{р.с}} \quad (6.7)$$

де $Ч_{\text{Адп}}$ – чисельність адміністративного персоналу, осіб;

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

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

$Ч_{\text{АдС}}$ – чисельність аварійно-диспетчерської служби, осіб;

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

$Ч_{\text{АдС}}$ та $Ч_{\text{р.с}}$ мають низьку величину, тому не враховано

$$Ч_{\text{заг}} = 0,72 + 1,84 + 3,81 = 6,37 \text{ особи}$$

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		2,32	0,83	0,41	0,25
Робітники з експлуатації ВБГО	—	—	1,84	—	—
Всього по розряду		2,32	2,67	0,41	0,25
Разом	5,65				

Таблиця 6.7 – Погодинна тарифна ставка робітників газового господарства

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

Визначаємо середню годинну ставку робітників газового господарства

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

де CI – погодинна тарифна ставка робітників відповідних розрядів;

KI – кількість робітників відповідного розряду;

K – загальна кількість робітників газового господарства.

$$C = (48,55 \times 2,32 + 54,62 \times 2,67 + 62,71 \times 0,41 + 72,83 \times 0,25) / 5,65 = 53,52 \text{ грн.}$$

Річний фонд заробітної плати робітників визначається по формулі

$$Z_{оп р} = C K T, \quad (6.9)$$

де K – загальна кількість робітників газового господарства;

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

$$Z_{оп р.} = 53,52 \times 5,65 \times 1800 = 544,30 \text{ тис. грн.}$$

Річний фонд заробітної плати АУП визначається за формулою

$$Z_{опітр} = Ч_{ауп} 0,8 C_{кп} 12 \quad (6.10)$$

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

$$Z_{\text{опітр}} = 0,72 \times 0,8 \times 25,00 \times 12 = 172,80 \text{ тис. грн.}$$

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

Показники	Один. Виміру	АУП і ІТП	Робітники	Всього
1. Чисельність	осіб.	0,72	5,65	6,37
2. Фонд оплати праці	тис. грн.	172,80	544,30	717,10
3. Фонд додаткової оплати праці, 30%	тис. грн.	51,84	163,29	215,13
4. Всього фонд оплати праці	тис. грн.	224,64	707,59	932,23
5. Соціальний внесок	тис. грн.	83,12	261,81	344,93
6. Всього фонд оплати праці з нарахуваннями	тис. грн.	307,76	969,40	1277,16

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

$$Z_{\text{інші}} = 0,1 \cdot (Z_{\text{аморт.}} + Z_{\text{опл. праці}}) , \quad (6.11)$$

$$Z_{\text{інші}} = 0,1 \cdot (176,57 + 1277,16) = 145,37 \text{ тис. грн.}$$

Загальну суму собівартості реалізації газу, $S_{\text{заг.реаліз}}$, тис. грн., визначаю по формулі

$$S_{\text{заг.реаліз.}} = Z_{\text{аморт}} + Z_{\text{пот.рем.}} + Z_{\text{опл.праці}} + Z_{\text{інші}}, \quad (6.12)$$

$$S_{\text{заг.реаліз.}} = 176,57 + 70,63 + 1277,16 + 145,37 = 1669,73 \text{ тис. грн.}$$

Собівартість реалізації газу, $S_{1000 \text{ м.куб.}}$, грн. / 1000 м^3 ., визначаю за формулою:

$$S_{1000 \text{ м.куб.}} = \frac{S_{\text{заг.реал.}}}{Q_{\text{нетто}}}, \quad (6.13)$$

$$C_{1000 \text{ м. куб.}} = 1669,73 : 12816 \cdot 1000 = 130 \text{ грн} / 1000 \text{ м куб.}$$

6.2.2 Розрахунок прибутку і рентабельності

Дохід від реалізації газу, $D_{\text{приб.реал.}}$, тис. грн, визначаю по формулі

$$D_{\text{приб.реал.}} = Q_{\text{нетто}} \cdot T_{\text{тар. реал.}} , \quad (6.14)$$

$$D_{\text{приб.реал.}} = 12816 \cdot 1,608 = 20608,13 \text{ тис грн.}$$

Балансовий прибуток, $P_{\text{баланс.}}$, тис.грн, визначаю по формулі

$$P_{\text{баланс.}} = D_{\text{приб.реал.}} - C_{\text{заг.реаліз.}} , \quad (6.15)$$

$$P_{\text{баланс.}} = 20608,13 - 1669,73 = 18938,40 \text{ тис. грн.}$$

Чистий прибуток, $P_{\text{чист.приб.}}$, тис. грн, визначаю по формулі

$$P_{\text{чист.приб.}} = P_{\text{баланс.}} \cdot 0,15 , \quad (6.16)$$

де $P_{\text{податки}}$ - податки і відрахування в державні фонди (складають 85 %)

$$P_{\text{чист.приб.}} = 18938,40 \cdot 0,15 = 2840,76 \text{ тис. грн.}$$

Рівень рентабельності по чистому прибутку, Р_{рент.приб.}, %, визначаю по формулі

$$Р_{рент.приб.} = \frac{П_{чистий}}{С_{заг.реал.}} \cdot 100\%, \quad (6.17)$$

$$Р_{рент.приб.} = 2840,76 : 1669,73 \cdot 100\% = 170\%$$

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

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

$$Т_{окуп} = 6838,84 / 2840,76 = 2,4 \text{ роки.}$$

Таблиця 6.9 - Основні техніко - економічні показники газифікації

№ п/п	Назва економічного показника	Одиниця виміру	Позначення по тексту	Числове значення
1	Річний об'єм подачі газу в мережу	тис. метрів куб.	Q _{брутто}	12918,5
2	Річний об'єм реалізації газу	тис. м куб.	Q _{нетто}	12816
3	Капітальні вкладення в спорудження системи газопостачання	тис. грн.	БКВ	6838,84
4	Загальна собівартість реалізації газу	тис. грн.	С _{заг.реал.}	1669,73
5	Собівартість реалізації 1000 м кубічних газу	грн.	С _{1000м.куб.}	130
6	Сума доходу	тис. грн.	Д _{приб.реал.}	20608,13
7	Прибуток балансовий	тис. грн.	П _{баланс}	18938,40
8	Прибуток чистий	тис. грн.	П _{чист.приб.}	2840,76
9	Рівень рентабельності по чистому прибутку	%	Р _{рент.приб.}	170
10	Термін окупності	роки	Т _{окуп}	2,4

Зроблені розрахунки свідчать, що газифікація населеного пункту з загальною протяжністю поліетиленових газопроводів 8,32 км складає суму капітальних вкладень у розмірі 6838,84тис. грн..

З об'єму спожитого газу 12816 тис. м³ господарство отримало чистий прибуток у сумі 2840,76 тис. грн.. Термін окупності капітальних вкладень становить 2,4 роки, що не відповідає нормативним строкам капітальних вкладень в об'єкти газифікації. Це відбулося за рахунок великої кількості споживачів і більш дешевої вартості поліетиленового газопроводу.

7.ОХОРОНА ПРАЦІ

7.1 Вимоги охорони праці припуску газу в житлові будинки

7.1.1 Загальні положення.

Робота з пуску газу в житлові будинки, є газонебезпечна має виконуватись за нарядом-допуском бригадою ускладі не менше 3-х працівників, одного з яких призначено керівником робіт. Робоче місце - непостійне, об'єкти систем газопостачання незалежно від місця їх розташування.

Пуск газу проводиться, як правило, в денний час.

До виконання робіт з пуску газудопускаютьсяособине молодші 18 років, які пройшлипопередніймедичнийогляд, навчання з безпечнихметодівта прийомів виконання робіту газовому господарстві, пройшлиперевірки знань з питань охорони праці, стажування до початку самостійної роботи, пройшли вступний та первинний інструктажі з охорони праці, вміютьзастосовувати засоби індивідуального захисту, надавати першу долікарнянумедичну допомогу потерпілому, маютькваліфікацію не нижче другого розрядута посвідчення встановленого зразку.

Особа перед допуском до самостійного виконання робіт по пуску газу повинна пройти стажування під наглядом досвідченого працівника протягом не

менше перших десяти робочих змін. Допуск до роботи працюючих в газовому господарстві оформляється наказом по підприємству.

Всі працівники зайняті обслуговуванням і ремонтом газового обладнання забезпечуються спецодягом згідно норм, і справним інструментом.

При нещасному випадку на виробництві - негайно припинити роботу, надати першу медичну допомогу, сповістити керівника ділянки.

При нещасному випадку у побуті - сповістити на протязі доби.

Працювати в стані алкогольного та наркотичного сп'яніння - заборонено. Використовувати особистий транспорт в службових цілях - заборонено.

Підчас виконання робіт слюсар зобов'язаний виконувати вимоги санітарних норм та правил особистої гігієни.

7.1.2 Вимоги безпеки перед початком роботи.

Перевірити наявність та справність засобів індивідуального захисту та інструменту.

Ознайомитися з виконавчо-технічною документацією, розташуванням дворового та внутрішньо-будинкового газопроводу, газовим обладнанням та арматурою, уточнити безпечні прийоми виконання робіт у керівника робіт.

Ознайомитися на місці з порядком проведення робіт з пуску газу у житловий будинок.

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

Бригада під керівництвом керівника робіт повинна виконати:

- ретельний огляд вводу, надземного та внутрішньо-будинкового газопроводу на відсутність механічних пошкоджень, незаглушених кінців газопроводу, перевірити комплектність газового обладнання, провести інструктаж населення;
- усунення виявлених дефектів слід виконувати з відключеною подачею газу;
- контроль невипробування щільності газопроводу зі всіма підключеними газовими приладами тиском повітря - 500 мм водного стовпа. Газопровід вважається щільним, якщо падіння тиску за 5 хвилин не перевищує 20 мм водяного стовпа;

– попередження абонентів про необхідність дотримання запобіжних заходів (невмикати електроосвітлення та електрообладнання, не запалювати вогню та інше) під час виконання робіт з пуску газу;

– перевірити відсутність газу в підвальних приміщеннях та приміщеннях першого поверху;

– перевірити відповідність фактичного монтажу внутрішньобудинкових газопроводів, арматури, газового обладнання з проектною і виконавчою технічною документацією;

– перевірити наявність тяг в димарях приладів та вентиляційних каналах життєвої вентиляції. Контрольне опресування внутрішніх газопроводів промислових і сільськогосподарських підприємств, котельень, підприємств побутового обслуговування населення не виробничого характеру проводиться тиском повітря 0,01 МПа. Падіння тиску не має перевищувати 60 даПа за 1 годину. Контрольне опресування внутрішніх газопроводів газового обладнання населення не виробничого характеру має проводитись тиском повітря 0,005 МПа, падіння тиску не більше 20 даПа.

Про виявленні несправності газового обладнання, інструменту, засобів захисту доповісти керівнику робіт.

7.1.3 Вимоги безпеки під час робіт

Перш ніж зайти у двір, квартиру, потрібно викликати господаря, показати йому своє посвідчення, попросити заперти собаку, і з його дозволу заходити у двір чи квартиру.

На час проведення робіт по пуску газу в житлові будинки та комунально-побутові об'єкти, установлюється безперервний нагляд за працюючими.

Газонебезпечні роботи повинна виконувати бригада не менше 3 чол.

Перед пуском газу керівник зобов'язаний перевіряти наявність та справність інструменту, виписати наряд-допуск на газонебезпечні роботи. Ознайомити членів бригади з технічною документацією, розташуванням дворового та внутрішньобудинкового газопроводу, газовим обладнанням та арматурою, а також ознайомити на місці членів бригади з їхніми обов'язками та порядком проведення робіт по пуску газу в житлові будинки та комунально-побутові підприємства.

Кожен газовий стояк має продуватися. Продувку стояків починають від самого віддаленого стояка і самої віддаленої по ходу подачі газу квартири (приміщення, комунально-побутового об'єкту). Випуску газоповітряної суміші з газопроводу здійснюється в атмосферу за допомогою гумового шлангу, що приєднується до сопла пальника газового приладу і

виводиться назовні ввікно. При цьому слід унеможливити попадання суміші газів в приміщення будинку. Для цього встановлюється постійне спостереження.

Продувка виконується за допомогою спеціальної пробки крана із закріпленим гумовим шлангом. Пробка встановлюється у корпус крана на опуску, перед газовим приладом, а вільний кінець шлангу випускається назовні за вікно.

Кінець продувки визначається по характеру спалахування проби газу, яку продувають через відроз мильною емульсією.

Пробу газу треба підпалювати за межами газифікованого приміщення:

- якщо проба газу не спалахує, та із газопроводу йде повітря і треба продовжувати продувку;
- якщо проба газу спалахує з тріском, то з газопроводу йде вибухонебезпечна суміш газу з повітрям і треба продовжувати продувку;
- якщо горіння проби газу спокійне, без тріску, то з газопроводу йде газ і продувка вважається закінченою.

Після закінчення продувки кран, через який робилась продувка, приєднується до газового пристрою. Щільність приєднання крану перевіряється під робочим тиском газу мильною емульсією.

Не дозволяється перевіряти щільність з'єднання газопроводу тиском.

У разі пуску газу у газів прилад із відводом продуктів згорання димарі, задалегідь перевіряють відповідність прив'язок димових каналів та наявність тяги.

У разі відсутності тяги димарі приладивключати не дозволяється.

Після продувки і заповнення газопроводу газом робиться регулювання горіння газу. Проводиться детальний інструктаж абонентів з вивчення інструкції з правил безпечного користування газовими приладами.

Не включені по будь-яким причинам газів прилади від'єднуються від газопроводу з встановленням заглушок на опуску перед газовим приладом і за актом здаються на збереження представнику житлово-експлуатаційної організації. Від'єднання приладів від газопроводу оформлюється актом.

Під час пуску газу роботу слід припинити у таких випадках:

- виявленні дефектів газового обладнання та механічних пошкоджень газопроводів;
- виявленні корозії газопроводів;
- виявлена нещільність (падіння тиску більше 20 мм вод.ст.).

У разі раптового захворювання, нещасного випадку, виявлення порушень технологічного процесу, несправності обладнання, інструменту,

засобів захисту та інших небезпечних та шкідливих виробничих факторів негайно поставити до відома керівника робіт для прийняття невідкладних заходів.

7.1.4 Вимоги безпеки після закінчення робіт

Після закінчення роботи з пуску газу необхідно перевірити на щільність мильною емульсією з'єднання і арматуру, що розбиралися, перевірити на відсутність загазованості приміщень, в яких робили продувку газопроводу.

Прибрати сміття і залишки ущільнюючих матеріалів, зібрати пристрої та інструмент, обтерти їх ганчір'ям і скласти у спеціальну валізу.

Про виконану роботу і всі виявлені недоліки доповісти керівнику робіт з пуску газу безпосередньо на об'єкті.

В приміщенні служби необхідно привести спецодяг і спецвзуття в 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 витoku газу на внутрішньо-будинковому газопроводі чи на газовому приладі, необхідно терміново перекрити відключаючий пристрій на вводі по ходу газу, або біля газового приладу.

При концентрації газу до 1% проводити інтенсивну вентиляцію загазованого приміщення. Пошук місця витoku 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 оповістити 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 проектом на тему: «Проектування, монтаж та обслуговування системи газопостачання с. Новгородське Сумської області з розробкою газифікації житлового будинку та висвітлення питань новітніх технологій монтажу ВБСГ з мідних труб» я навчився практично використовувати теоретичні знання, набуті при вивченні дисциплін:

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

Працюючи під керівництвом викладачів, я мав можливість вдосконалити знання норм проектування газових мереж, норм витрат газу, правил експлуатації газового обладнання, глибше вивчити “Правила безпеки систем газопостачання”, впровадженні в життя Державні будівельні норми України.

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

Олександр ХОХОЛЯК

Список використаних джерел

1. ДБН В.2.5-20-2001.Газопостачання. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання. - К.: Держбуд України, 2001. – 286 с.
2. ДБН В.2.5-41:2009 Газопроводи з поліетиленових труб. Частина I. Проектування. Частина II. Будівництво.- К.: Мінрегіонбуд України, 2010.
3. НПАОП 0.00-1.76-15 Правила безпеки систем газопостачання. - Харків.: Форт, 2015.- 88с.

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.Альбом технологических карт на основне виды строительно-монтажных работ при сооружении наружных и внутренних газопроводов. - Саратов.: ГИПРОНИИГАЗ, 1982.
- 15.Технічні вимоги та правила щодо застосування сигналізаторів вибухонебезпечних концентрацій чадного газу у повітрі приміщень житлових будинків і споруд. - К.: КиївЗНДІЕП, 1998.- 15 с.
- 16.Збірник поточних одиночних розцінок на будівельні роботи станом на 1 січня 2004 року. - Дніпропетровськ.: ЦМДБ Созидатель, 2004.
- 17.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
- 18.Більченко Н.В. Охорона праці. Конспект лекцій. – К.; 2007. 73с.
- 19.Дика В.Л., Суглобова С.Я. Газові мережі та устаткування. Методичні рекомендації щодо виконання курсового проекту "Газопостачання населеного пункту". – К. 2005.
- 20.Джигерей В.С. Екологія та охорона навколишнього середовища: Навчальний посібник. - К.: Знання, 2002.
- 21.Єнін П.М., та інші. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природнім газом. Навчальний посібник. - К.: Логос, 2002.
22. Коновалов С.В. Автоматизація і телемеханізація газового господарства. - К: Урожай, 1996.- 205 с.

- 23.Ковалко М.І., Денісюк С.П. Енергозбереження - пріоритетний напрямок державної політики України. - К: Держбуд України, 1998.- 506 с..
- 24.В.В. Сафонов. Інженерні рішення з охорони праці при розробці дипломних проектів інженерно-будівельних спеціальностей. – К: „Основа”, 2000.
- 25.Сідак В.С Дудолак О.С. Комплексні підходи до керування надійністю систем газопостачання. – Харків: 2006. – 248с.
- 26.Сідак ІВ.С. Інноваційні технології в діагностиці та експлуатації систем газопостачання. – Харків: - 226с.
- 27.Шальнов А.П. Строительство газових сетей и сооружений. - М.: Стройиздат, 1980.
- 28.Янович А.Я., Аствацатуров А.Ц. Охрана труда в газовомхозяйстве. – М.: «Недра», 1978. – 312с.
- 29.Шишко Г.Г., Скляренко О.М., Предун К.М., Молодих В.Л. Газопостачання.Част. 1. Газопостачання населених пунктів: Навч. посібник Під ред. П.М.Єніна. – К.: КДТУ будівництва і архітектури, 1997. – 119 с.