

ЖИТОМИРСЬКИЙ АГРОТЕХНІЧНИЙ ФАХОВИЙ КОЛЕДЖ
Відділення «Інженерної інфраструктури та комп'ютерних наук»
Циклова комісія спеціальності
«Будівництво та цивільна інженерія»

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проєкту
фаховий молодший бакалавр

на тему: **«Проектування системи газопостачання вулиць
села Потіївка Житомирського району Житомирської області
з влаштуванням автономної котельні дитячого садочка»**

Виконав: здобувач освіти IV курсу, групи БЦІ-42г
галузь знань 19 Архітектура та будівництво
спеціальності 192 Будівництво та цивільна
інженерія
за ОПП «Монтаж, обслуговування устаткування і
систем газопостачання»
Андрій ЖЕРЕБЧУК

Керівник: **Микола ОЛІФІР**

Рецензент: **Діана ПАЛІЙ**

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість. арк.	№ прим.	Примітка
			Документація			
			Текстові документи			
1	A4	ДП. 192. 042. 006 ПЗ	Розрахунково- пояснювальна записка	94		
			Графічні матеріали			
2	A2x3	ДП. 192. 042. 006 ГПЗ	План газових мереж	1		
3	A1	ДП. 192. 042. 006 ГПЗВ	Газообладнання індивідуального житлового будинку	1		
4	A2x3	ДП. 192. 042. 006 ГПЗ і ТМ	Зовнішнє газопостачання теплогенераторної дитячого садочка	1		
5	A1	ДП. 192. 042. 006 ГПВ і ТМ	Внутрішнє газообладнання автономної котельні дитячого садочка	1		

					ДП. 192.042.006 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ВІДОМІСТЬ ПРОЄКТУ	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив	Жеребчук А.О.			14.06.24		У	1	1
Перевірів	Оліфір М.В.			14.06.24		ЖАТФК група БЦІ-42Г		
Рецензент	Палій Д.М.			17.06.24				
Н.Контр	Прищепя М.О.			14.06.24				
Затверд								

**«Проектування системи газопостачання вулиць
села Потіївка Житомирського району Житомирської області з влаштуванням
автономної котельні дитячого садочка»
з висвітленням проектування
газопостачання автономної котельні (теплогенераторної) дитячого садочка**

РЕФЕРАТ

Дипломний проєкт складається з розрахунково – пояснювальної записки та графічного матеріалу.

Розрахунково – пояснювальна записка містить **94** сторінки, в тому числі **7** розділів, **20** таблиць, **15** літературних джерел.

Ключові слова: ТЕХНОЛОГІЯ, ОРГАНІЗАЦІЯ, БУДІВНИЦТВО, ТЕХНОЛОГІЧНА КАРТА, ЗЕМЛЯНІ РОБОТИ, БУДІВЕЛЬНО-МОНТАЖНІ РОБОТИ, ПОТОКОВО-СУМІЩЕНИЙ МЕТОД, ОБ'ЄМИ РОБІТ, ЗАТРАТИ ПРАЦІ, ТРУДОМІСТКІСТЬ, НОРМАТИВНА ТРИВАЛІСТЬ БУДІВНИЦТВА, КОШТОРИСНА ВАРТІСТЬ БУДІВНИЦТВА, ЗВЕДЕНИЙ КОШТОРИСНИЙ РОЗРАХУНОК.

Графічний матеріал містить **1** аркуші формату **A0** та **3** аркуші формату **A1**, на яких представлено: план газових мереж населеного пункту, схеми гідравлічного розрахунку газопроводів, техніко-економічні показники газифікації; газообладнання індивідуального будинку, зовнішнє газопостачання та внутрішнє газообладнання автономної котельні дитячого садочка.

В дипломному проєкті відображено проектування одноступеневої системи газопостачання населеного пункту природним газом середнього тиску поліетиленовими трубами.

В розрахунково-технічній частині проведено розрахунок витрати природного газу за категоріями споживачів, виконано гідравлічний розрахунок (підбір діаметрів труб) газопроводів високого тиску II категорії, середнього та низького тисків, підібрано регулююча та запірна арматура.

В експлуатаційній частині розглянуто питання періодичності обслуговування системи газопостачання населеного пункту, визначено чисельність експлуатаційного персоналу.

В дипломному проєкті висвітлено питання охорони праці та захисту навколишнього природного середовища. Розроблено спецзавдання - інструкція з охорони праці при виконання бурових і шурфових робіт на підземних газопроводах.

Розрахункова годинна витрата газу – **999,9** м³/год.; протяжність газопроводів: підвідних високого тиску II категорії – **1000** м, розподільчих газопроводів середнього тиску – **2822** м; дворових введів – **1380** м; загальна кошторисна вартість будівництва – **6940,584** тис.грн.; собівартість 1м³ газу **6,2** грн.; термін окупності капітальних вкладень – **2,37** років.

Результати та навички виконання дипломного проєкту рекомендовано використовувати при виконанні робочих проєктів зовнішніх та внутрішніх систем газопостачання сільських населених пунктів.

Зміст

розрахунково – пояснювальної записки

Вступ	5
1 Загальна частина	6
1.1 Вихідні дані, опис проєктованих об'єктів	6
2 Розрахунково-технічна частина	7
2.1 Загальні положення по підрахунках витрат газу	7
2.2 Розрахунок газопостачання	8
2.2.1 Визначення кількості жителів	8
2.2.2 Втрати газу на комунально-побутові потреби	9
2.2.3 Витрати газу на потреби теплопостачання	11
2.2.4 Витрати газу на потреби сільськогосподарських і промислових підприємств	14
2.2.5 Розрахункові витрати	15
2.3 Системи газопостачання	16
2.3.1 Вибір і обґрунтування систем газопостачання	16
2.3.2 Підбір та обґрунтування обладнання ГРП	16
2.3.3 Визначення оптимальної кількості КБРТ	18
2.4 Гідравлічний розрахунок газопроводів	20
2.5 Гідравлічний розрахунок мереж високого тиску	27
2.6 Газопостачання індивідуального житлового будинку	29
2.6.1 Визначення витрат газу, підбір лічильника, комплектація ВБГО	29
2.6.2 Гідравлічний розрахунок внутрішньобудинкових газопроводів	33
2.7 Газопостачання автономної котельні (теплогенераторної) дитячого садочка	37
2.7.1 Проектна потужність та коротка характеристика об'єкту	37
2.7.2 Обґрунтування вибору системи опалення існуючої будівлі дитячого садочка	38
2.7.3 Тепломеханічна частина котельні дитячого садочка	41
2.7.4 Газопостачання теплогенераторної	47
2.7.5 Опалення та вентиляція теплогенераторної	49
2.7.6 Водопостачання та каналізація теплогенераторної	50
2.7.7 Електротехнічна частина теплогенераторної	51
2.7.8 Охорона праці і техніка безпеки під час експлуатації теплогенераторної дитячого садочка	55
2.7.9 Основні техніко-економічні теплогенераторної	56

					ДП. 192.042.006 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Проектування системи газопостачання вулиць села Потіївка Житомирського району Житомирської області з влаштуванням автономної котельні дитячого садочка	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив	Жеребчук А.О.			14.06.24		У	3	94
Перевірив	Оліфір М.В.			14.06.24				
Рецензент	Палій Д.М.			17.06.24				
Н.Контр	Прищепя М.О.			14.06.24				
Затверд						ЖАТФК група БЦІ-42г		

3	Експлуатаційна частина	57
3.1	Приймання в експлуатацію газопроводу та організація служби експлуатації	57
3.2	Розрахунок чисельності експлуатаційного персоналу, організація газової служби в селі	60
3.3	Організація обслуговування газопроводів, споруд на них та газового обладнання на зовнішніх газопроводах	61
3.4	Маршрутна карта. Періодичність обслуговування системи газопостачання	64
3.5	Графік обслуговування закріпленої ділянки газового господарства. Оцінка стану та герметичності газопроводів	66
4	Економічна частина	67
4.1	Розрахунок капітальних вкладень у газопровід	67
4.2	Розрахунок експлуатаційних витрат, прибутку, рентабельності, терміну окупності	75
5	Охорона праці	79
5.1	Охорона праці в газовому господарстві	79
5.2	Індивідуальні засоби захисту	80
5.3	Розробка інструкції з охорони праці «Виконання бурових і шурфових робіт на підземних газопроводах»	81
6	Захист навколишнього середовища	85
6.1	Загальні положення впливу на навколишнє середовище	85
6.2	Охорона довкілля при експлуатації газових приладів в житлових, громадських та комунально-побутових будинках	87
7	Енергоресурсозбереження	88
7.1	Енергоресурсозбереження при експлуатації систем газопостачання	88
7.2	Економія енергоресурсів при експлуатації газообладнання в житловому будинку	92
	Висновки	93
	Список використаних джерел	94

ВСТУП

Постачання природного газу споживачам Житомирського району здійснює Житомирське відділення з експлуатації газового господарства АТ «Житомиргаз».

Газифікація сіл Житомирського району виконувалась в основному за рахунок власних коштів громадян. Зокрема завдяки будівництву газопроводів із поліетиленових труб – прискорюються та значно здешевлюються будівельно-монтажні роботи. Селяни, особливо у яких є господарство, задоволені, адже природний газ залишається найзручнішим видом палива, економить час і сили, покращує комфортність житла, не забруднюється навколишнє середовище, не потрібно додатково утримувати майданчики для складування палива та ін.

У непростих реаліях сьогодення «Житомиргаз» та її дві тисячі працівників продовжують працювати, залишаючись одним з найбільших платників податків Житомирщини. У планах на 2024 рік – замінити 2 км старого газопроводу на новий, 87 газорегуляторних пунктів та газорегуляторні пункти шафового типу, 620 од. комбінованих будинкових регуляторів тиску, щоб газорозподіл залишався стабільним та безпечним. А також компанія планує замінити понад 8 тис. побутових лічильників газу.

На сьогодні на балансі компанії – близько 14 тисяч км газорозподільних мереж; 2,5 тисячі об'єктів газорегулюючого обладнання, що забезпечує необхідний тиск для кінцевого споживача, 1200 станцій катодного захисту. Близько 800 км газопроводів – більше 40 років експлуатації, які потребують щоденної уваги.

Для селян, особливо у яких є господарство, природний газ під час воєнного стану залишається найзручнішим видом палива, так як економить час і сили.

В дипломному проєкті запроєктовано систему газопостачання села **Потіївка** із поліетиленових труб газопроводами середнього тиску з використанням сучасних будинкових регуляторів тиску DSR-10, з встановленням лічильників газу з термореакцією, на межі земельної ділянки споживача.

Село **Потіївка** Житомирського району Житомирської області має такі показники:

- загальна чисельність населення села **1777** чоловік,
- площа села **3,264** км²,
- густина населення **651,96** осіб/км²,

В селі окрім житлових будинків присадибного типу знаходяться об'єкти соціальної інфраструктури такі як: Потіївська ЗОШ, Дитячий садочок, Селищна рада, Торгівельний центр з кафе, Центр дозвілля (клуб), Фельдшерсько-акушерський пункт, Майстерня та промислові споживачі газу: Ковбасний цех, Овочесушільний цех, Цех сушки деревини, Котельня МТФ.

Селяни, затративши кошти на газифікацію отримують природний газ, який навіть під час воєнного стану залишається найзручнішим видом палива, так як він економить час і сили, покращує комфортність житла, не забруднюється навколишнє середовище, не потрібно додатково утримувати майданчики для складування палива та ін.

					ДП. 192.042.006 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ВСТУП	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив	Жеребчук А.О.		14.06.24			У	5	1
Перевірив	Оліфір М.В.		14.06.24			ЖАТФК група БЦІ-42г		
Рецензент	Палій Д.М.		17.06.24					
Н.Контр	Прищепя М.О.		14.06.24					
Затверд								

1. ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

1.1 Вихідні дані, опис проєктованих об'єктів

Відповідно до завдання на дипломне проєктування необхідно запроєктувати систему газопостачання вулиць Центральна, Жордочкіна, Бугайченка, Ю.Мілієнка, В.Заляського села Потіївка Житомирського району Житомирської області.

Рельєф місцевості в районі села помірний, особливих перешкод немає.

Проєкт газопостачання розроблюється на основі таких вихідних даних: завдання на проєктування; технічних умов на газопостачання, що видаються в УЕГГ; нормативних положень та даних будівельних норм та правил; матеріалів інженерно-топографічних та геологічних вишукувань.

Траса запроєктованих газопроводів проходять по землях сільськогосподарського призначення та забудованих землях Житомирського району.

Забудова села в основному складається із одно- та дво-поверхових житлових будинків присадибного типу з господарськими спорудами.

В основному газ в селі витрачається на комунально-побутові потреби, на теплопостачання і на потреби промислових і сільськогосподарських підприємств.

Район будівництва, згідно [11], відносять до **I** кліматичного району України – **Північно-західний, зона – Полісся, Лісостеп**, клімат – **помірно-континентальний** з наступними характеристиками:

- розрахункова зимова температура зовнішнього повітря:
найбільш холодної п'ятиднівки -22°C ;
- абсолютний мінімум температур повітря $-37 \div -40^{\circ}\text{C}$;
- абсолютний максимум температур повітря $+37 \div +40^{\circ}\text{C}$;
- середня температура повітря:
літнього періоду (липень) - $+18 \div +20^{\circ}\text{C}$;
- зимового періоду (січень) - $-5 \div -8^{\circ}\text{C}$;

Кліматичні умови села для визначення витрат газу в Житомирській області :

- середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період $t_{oc} = -0,8^{\circ}\text{C}$;
- розрахункова температура зовнішнього повітря для проєктування систем опалення $t_o = -21^{\circ}\text{C}$;
- розрахункова температура зовнішнього повітря для проєктування систем вентиляції, $t_{вент.} = -9^{\circ}\text{C}$
- тривалість опалювального періоду **192 дні**;

Село споживає природний газ з $Q_p^n = 34 \frac{\text{мДж}}{\text{м}^3}$.

Проєктна документація розроблена відповідно до вихідних даних на проєктування без порушень діючих нормативних документів і державних стандартів та згідно з ДБН А2.2-3.

					ДП. 192.042.006 ПЗ		
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробив		Жеребчук А.О.		14.06.24	ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА	Літ.	Аркуш
Перевірив		Оліфір М.В.		14.06.24		У	6
Рецензент		Палій Д.М.		17.06.24		ЖАТФК група БЦІ-42г	
Н.Контр		Прищеп М.О.		14.06.24			
Затверд							

2. РОЗРАХУНКОВО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Загальні положення по підрахунках газу

Системою газопостачання передбачено подачу газу всім категоріям споживачів з врахуванням існуючих та перспективних навантажень.

Проектом запроєктовано одноступенева система, з використанням газопроводів середнього тиску – розподільчі газопроводи по вулицям села із поліетиленових труб, з встановленням внутрішньодворових регуляторів DSR-10 на території споживачів для зниження тиску газу з 0,3МПа до 0,003МПа, (в тому числі виконано деталювання проектування газообладнання житлового будинку (аркуш №2 графічної частини та пункт 2.5 пояснювальної частини проекту)).

При розробці проекту с. **Потіївка Житомирського району** Житомирської області визначаю річну й 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 знаходимо окремо для кожної категорії споживачів:

- на комунально-побутові і санітарно-технічні потреби населення;
- опалення, вентиляцію і гаряче водопостачання житлових і громадських будинків;
- на потреби тваринництва індивідуального сектора;
- на потреби дрібних комунально-побутових споживачів;
- на потреби промислових та сільськогосподарських підприємств.

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

Газ надходить в газопроводи середнього тиску, до яких приєднуються будинкові регулятори тиску для житлових будинків.

Схема газопроводів середнього тиску запроєктована – **тупикова**.

					ДП. 192.042.006 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	РОЗРАХУНКОВО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив		Жеребчук А.О.		14.06.24		У	7	49
Перевірив		Оліфір М.В.		14.06.24				
Рецензент		Палій Д.М.		17.06.24				
Н.Контр		Прищепя М.О.		14.06.24				
Затверд								
						ЖАТФК група БЦІ-42г		

2.2 Розрахунок газопостачання

2.2.1 Визначення кількості жителів

За статистичними даними селищної ради в селі Потіївка по вулицях Центральна, Жордочкіна, Бугайченка, Ю.Мілієнка, В.Заляського знаходиться:

1. кількість дворів – **108** садиб;
2. соціально-громадських та комерційних закладів – **4** будівель;
3. виробничих споживачів природного газу – **3** підприємства.
4. середня загальна площа житлових будинків становить – **80÷120** до **160**м².

Витрати газу на комунально-побутові та теплофікаційні потреби села Потіївка залежать від кількості жителів. Кількість жителів N , чол., може бути визначена по даним статистичного обліку. Якщо їх кількість невідома, 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, м².

f – норма забезпеченості загальною площею, м² / чол. (залежить від ступеню благоустрою населеного пункту і може бути прийнята для малоповерхової забудови – 18 м² / чол., для багатоповерхової та перспективної – 21 м²/чол.).

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

де F_z – площа забудови у районі, га (визначається по генплану);

B – густина житлового фонду, м²/га (знаходиться в залежності від поверховості житлових будинків).

Для районів змішаної забудови густина житлового фонду знаходиться усереднено пропорційно частці будинків даної поверховості у загальній їх кількості у районі.

Приводжу приклад розрахунку першого району

$$F_{\text{жс}} = 41.77 \cdot 500 = \mathbf{20885} \text{ м}^2 / \text{га}$$

$$N = 20885 / 18 = \mathbf{1160} \text{ чол.}$$

Розрахунок веду в формі таблиці (дивись таблицю 2.1)

Таблиця 2.1 Кількість жителів

Район	Площа житлової забудови F_z , га	Густина житлового фонду B , м ² / га	Норма забезпеченос ті житловою площею F , м ² / га	Загальна площа житлових будинків $F_{\text{жс}}$, м ²	Кількість жителів N , чол.
I	41.77	500	18	20885	1160

2.2.2 Витрати газу на комунально-побутові потреби

Витрати газу на комунально-побутові потреби складає 10-15% загальної вартості газу в населеному пункті.

Річна витрата газу на комунально-побутові потреби, V_p^{k-n} , млн.м³/рік, визначається в залежності від ступеня забезпеченості газопостачання комунально-побутових потреб населення за формулою:

$$V_p^{k-n} = N \cdot S \cdot X \cdot \frac{g_n}{Q_p} \cdot 10^{-6}, \quad (2.3)$$

де N – кількість населення, чол.;

S – розрахункова кількість комунальних послуг населенню;

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

g_n – норма витрат теплоти на даний вид комунальних послуг, МДж,[18,19];

Q_p – норма, нижча теплоти згорання природного газу, МДж / м³.

Річна витрата дає можливість оцінити величину газопостачання села. Але для розрахунку мереж і споруд знати тільки річну витрату недостатньо. Так, як за розрахункову для визначення діаметрів газопроводів, вибору розмірів і типу газової арматури і обладнання приймається годинна витрата газу.

Приводжу приклад розрахунку для першого району:

$$V_p^{k-n} = 1160 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \frac{4600}{34} \cdot 10^{-6} = \mathbf{0,3} \text{ млн. м}^3/\text{рік}$$

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

Розрахунки приводжу в таблицю (дивись таблицю 2.2).

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						9
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Таблиця 2.2 Річні витрати газу на комунально-побутові потреби

Споживач, послуга	Розрахун- кова одиниця	Норма витрати теплоти g_n , мДж/рік	Розрахун- кова кіль- кість послуг, S	Ступінь забезпе- чення, X	Загальна кількість розрахун- кових одиниць	Річна витрата газу V_p^{k-n} , млн.м ³ / рік
Житлові будинки:						
І район	1 житель	4600	1	1	1160	0,156
Тваринництво:	1 тварина	8400	1	1	170	0.04
А)Корови		1700	1	1	20	0.0012
Б)Коні		4200	1	1	300	0.03
В)Свині						
Немеханізован пральня	1 т сухої білизни	12600	0,05	0,5	29	0,01
Лазня	1 помивка	40	52	0,8	48.256	0,05
Підприємства громадського харчування	1 обід	4,2	90	0,4	41760	0,005
Невеликі комунально- побутові підприємства	5% від витрат ж/б					0,078
Усього						$\Sigma V=0,3$

Сумарні річні витрати газу на комунально-побутові потреби населеного пункту складають:

$$V_p^{k-n} = 0.3251 \text{ млн.м}^3 / \text{рік}.$$

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

$$V_{год}^{k-n} = V_{річ}^{k-n} \times K_{\max} \times 10^6 \quad (2.4)$$

де $V_{річ}^{k-n}$ – річна витрата газу споживача, млн.м³/рік;

$K_{\max}$ – коефіцієнт годинного максимуму, рік/год., [2].

Годинні витрати газу для житлових будинків і невеликих комунально-побутових підприємств будуть складати :

$$V_{год}^{k-n} = 0.17 \times \frac{1}{2900} \times 10^6 = 58.6 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Результати розрахунків зводжу до таблиці дивись таблицю 2.3.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						10
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Таблиця 2.3 Годинні витрати газу на комунально-побутові потреби

Споживач, послуга	Річна витрата газу, V_p^{k-n} , млн.м ³ /рік	Коефіцієнт годинного максимуму, K_{max} , рік/год	Кількість споживачів N , чол.	Годинна витрата газу $V_{год}^{k-n}$, м ³ /год.
1	2	3	4	5
Житлові будинки і невеликі комунально побутові підприємства	0,1638	1/2900	1160	56.48
Немеханізована пральня	0,01	1/2900	1	3.44
Лазня	0,072	1/2700	1	18.5
Підприємства громадського харчування	0,005	1/1924	1	2.59
Домашні тварини				
А) Корови	0.04	1/1480	170	27.02
Б) Коні	0.0012	1/1480	20	0.8
В) Свині	0.03	1/2200	300	11.1
Усього				$\Sigma V=119.93$

Сумарні годинні витрати газу на комунально-побутові потреби населеного пункту становлять $V_{год}^{k-n} = 119,93$ м³/год.

По результатам розрахунків годинних витрат газу на великі комунально-побутові підприємства розмішую в селі одну лазню, одну немеханізовану пральню, одну хлібопекарню і одну лікарню.

2.2.3 Витрати газу на потреби теплопостачання

Витрати газу на потреби теплопостачання залежать головним чином від температури зовнішнього повітря, кількості газу і типу будинків, що визначається тепловим навантаженням.

Годинна витрата газу при розробленні проєктів газопостачання населених пунктів і при відсутності конкретних теплотехнічних характеристик житлової забудови, дозволяється визначати розрахункові годинні витрати газу згідно з укрупненими показниками. Витрати газу на опалення і вентиляцію житлових і громадських будинків, $V_{год}^{ог}$, м³/год., визначаю за формулою:

$$V_{год}^{ог} = 3600 [1 + k (1 + k_1)] \cdot \frac{q_0 \cdot F_{жс}}{Q_p^n \cdot \eta} \cdot 10^{-6}, \quad (2.5)$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						11
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

де k – коефіцієнт, який враховує витрати газу на опалення громадських будинків, при відсутності даних приймається рівним – 0,25 , [18,19,20];

k_1 – коефіцієнт, який враховує витрату газу на вентиляцію, приймається рівним – 0,4), [35];

q_o – укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1 м² загальної площі, Вт/м² (приймається в залежності від етажності теплових будинків і розрахункової температури зовнішнього повітря для проектування систем опалення) [19];

$F_{ж}$ – площа житлової забудови, м² ;

η - коефіцієнт корисної дії системи тепlopостачання ($\eta = 0,8$);

Приводжу приклад розрахунку для першого району:

$$V_{год}^{ов} = 3600 [1 + 0,25 (1 + 0,4)] \cdot \frac{168 \cdot 20885 \cdot 10^{-6}}{34 \cdot 0,8} = 626.9 \text{ м}^3/\text{год}$$

Використання максимуму, $m_{ов}$, год/рік, для опалювально-вентиляційних систем визначається за формулою

$$m_{ов} = n_o [24 \cdot \frac{1+k}{1+k+k \cdot k_1} (\frac{t_g - t_{oc}}{t_g - t_o}) + z \cdot \frac{k \cdot k}{1+k+k \cdot k_1} (\frac{t_g - t_o}{t_g - t_{вент}})] , \quad (2.6)$$

де n_o – тривалість опалювального періоду, діб/рік, [3];

t_g – розрахункова температура внутрішнього повітря, °C, [3];

t_{oc} – розрахункова середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період, °C, [3];

t_o – температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення, °C, [3]

$t_{вент}$ – температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення °C, [3]

z – кількість годин роботи систем вентиляції у холодний період року, приймається рівним – 8...16 год./добу.

$$m_{ов} = 195 \cdot [24 \cdot \frac{1+0,25}{1+0,25+0,25 \cdot 0,4} (\frac{18 - (-2,5)}{18 - (-24)}) + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,4 (\frac{18 - (1,9)}{18 - (12)})] = 2221 \text{ год/рік}$$

Визначення річних витрат газу, $V_p^{ов}$, млн.м³/рік, на опалювально-вентиляційні потреби:

$$V_p^{ов} = m_{ов} \cdot V_{год}^{ов} \cdot 10^{-6} , \quad (2.7)$$

Приводжу приклад розрахунку для першого району:

$$V_p^{ов} = 2221 \cdot 626.9 \cdot 10^{-6} = 1.39 \text{ млн.м}^3/\text{рік}$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						12
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Розрахунки витрати газу на потреби теплопостачання зовжу у таблицю (дивись таблицю 2.4).

Таблиця 2.4 Витрати газу на потреби теплопостачання

Район №	Кількість жителів	Загальна площа, <i>Фж</i> , м ²	Тепловий потік на опалення <i>qo</i> , Вт/м ²	Значення коефіцієн та <i>тов</i> , год./рік	Витрати газу	
					годинна <i>V_{год.}^{ов}</i> , м ³ /год.	річна, <i>V_p^{ов}</i> , млн.м ³ /год.
1	2	3	4	5	6	7
I	1160	20885	168	2221	626.9	1.39

Витрати газу на місцеве теплопостачання будуть складати:

- годинні – 626,9 м³/год.;
- річні – 1,39 млн.м³/рік.

Витрати газу на потреби промислових і сільськогосподарських підприємств.

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

Годинну витрату газу, *V_{год.}*, м³/год., визначаю окремо для кожного із промислових підприємств за формулою:

$$V_{год}^{n-n} = 3600 \cdot Q_{\Sigma} / Q_p^n \cdot \eta, \quad (2.8)$$

де *Q_Σ* - потужність встановленого обладнання, МВт;

η - коефіцієнт корисної дії обладнання (*η* = 0,7), [20].

Річна витрата газу на потреби промислових підприємств, *V_pⁿ⁻ⁿ*, млн.м³/рік, визначається за формулою:

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

де *K_{max}* – коефіцієнт годинного максимуму витрати газу, приймається в залежності від виду виробництва, [19].

Приводжу приклад розрахунку для ковбасного цеху:

$$V_{год}^{n-n} = 3600 \cdot 0.3 / 34 \cdot 0.7 = 45.37 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V_p^{n-n} = 45.37 / 2900 = 0.15 \text{ млн.м}^3/\text{рік}$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						13
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.2.4 Витрати газу на потреби сільськогосподарських і промислових підприємств

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

Годинну витрату газу $V_{год}^{III}, м^3/год$, визначають окремо для кожного із промислових підприємств за формулою:

$$V_{год}^{III} = \frac{Q_E \times 3600}{Q_n^p \times \eta} \quad (2.8)$$

де Q_E – потужність встановленого обладнання, мВт;

η – коефіцієнт корисної дії обладнання ($\eta = 0,7$), [4].

Річна витрата газу на потреби промислових підприємств, $V_{річ}^{III}, млн.м^3 / рік$, визначається за формулою:

$$V_{річ}^{III} = \frac{V_{год}^{III}}{K_{max}} \times 10^{-6} \quad (2.9)$$

де, K_{max} – коефіцієнт годинного максимуму витрати газу в цілому по підприємству, приймається в залежності від виду виробництва, [2].

Таблиця 2.5 Витрати газу на потреби промислових і с/г підприємств

Назва підприємства	Потужність встановленого обладнання, Q_{Σ} , мВт	Коефіцієнт годинного максимуму, K_{max}	Витрати газу	
			Годинна $V_{год}, м^3/год.$	Річна $V_p^{n-n}, млн.м^3/рік$
1	2	3	4	5
Цех сушки деревини	0.5	1/5400	75.6	0.42
Овочесушильний цех	0,4	1/5700	60.50	0.35
Ковбасний цех	0.5	1/5700	75.6	0.44
Котельня М.Т.Ф	0.3	1/2900	45.37	0.15

Сумарні витрати природного газу складають:

годинна – 257.07 м³/год;

річна – 1.36 млн. м³/рік.

2.2.5 Розрахункові витрати

За результатами розрахунків витрат газу різними категоріями споживачів з урахуванням рекомендацій по підключенню споживачів до газових мереж складаю зведену таблицю розрахункових витрат газу. На основі даних визначаю рівномірно – розподілене навантаження на мережу середнього тиску.

Розрахунки ведуть у формі таблиці (дивись таблицю 2.6)

Таблиця 2.6 Зведена таблиця розрахункових витрат газу

Споживачі	Розрахункова годинна витрата газу $V_{год}, \text{м}^3/\text{год.}$		
	Загальна	Зосереджена	Рівномірно розподілена
1	2	3	4
1. Житлові будинки і невеликі комунально-побутові підприємства	56.48	-	56.48
2. Великі комунально-побутові об'єкти			
а) немеханізована пральня	3.44	-	3.44
б) лазня	18.5	-	18.5
в) підприємства громадського харчування	2.59	-	2.59
	2	3	4
3. Джерела теплопостачання			
А) Місцеве	622.9	-	622.9
4. Домашні тварини			
А) Корови	27.02	-	27.02
Б) Коні	0.8	-	0.8
В) Свині	11.1	-	11.1
5. Промислові сільськогосподарські підприємства:			
А) Цех сушки деревини	75.6	75.6	-
Б) Овочесушильний цех	60.50	60.50	-
В) Ковбасний цех	75.6	75.6	-
Г) Котельня М.Т.Ф	45.37	-	45.37
Усього:	Σ 999.9		Σ 788.2

2.3 Системи газопостачання

2.3.1 Вибір і обґрунтування систем газопостачання

При виборі системи газопостачання я керувався слідуючими критеріями : економічність , надійність , безпечність та зручність в експлуатації.

У дипломному проєкті я прийняв одноступеневу систему газопостачання. Газ до споживачів подається по газопроводам тільки середнього тиску. Абсолютний тиск на виході з ГРП складає 400кПа.

Система газопостачання проєктується тупиковою. Всі газопроводи прокладаються тільки підземним шляхом на глибині 1,2 метра. Вимикаючі пристрої розміщують перед споживачами, на відгалуженнях, на вводах в будинки.

Для зниження тиску газу із середнього до низького проєктую встановлення комбінованих будинкових регуляторів тиску газу (КБРТ) типу DSR-10. Навантаження на мережу середнього тиску складається із рівномірно розподіленого навантаження (житлові будинки і невеликі комунально-побутові підприємства, місцеве теплопостачання, домашні тварини та ін..) і зосередженого споживача газу (типу КЗС, ковбасний цех, овочесушильний цех, кормоцех, свиноферма, котельня і т.п.).

2.3.2 Підбір та обґрунтування обладнання ГРП

У ГРП і ГРУ передбачається встановлення такого обладнання:

- фільтра;
- запобіжно-запірного клапана;
- регулятора тиску газу;
- запобіжно – скидного клапана;
- запірної арматури;
- контрольно – вимірювальних приладів;
- приладів обліку газу.

Загалом установка повинна мати три ступені захисту споживача від підвищення тиску газу і два ступені від пониження тиску.

Для запобігання перерви у газопостачанні на час ремонту обладнання ГРП чи ГРУ їх конструкція повинна мати байпас. Байпас включає в себе два послідовно встановлених вимикальних пристроїв, а після них – манометр.

Вибираємо тип регулятора тиску РДГ-50В, пропускна здатність регулятора при вхідному тиску $P_1 = 510 \text{ кПа}$ і вихідному тиску $P_2 = 400 \text{ кПа} - 3150 \text{ м}^3 / \text{год}$.

Отримане значення пропускної здатності більше за максимальну годинну витрату газу споживачами.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						16
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

За пропускну здатністю підбираю фільтр. Пропускна здатність фільтра визначаю на основі максимально – допустимого перепаду тиску у фільтрі, в результаті чого вона повинна бути більшою за розрахункову витрату газу що проходить через ГРП:

$$Q_{\phi} = 0.855 \times Q_m \times \sqrt{\frac{P \Delta P}{p_m \Delta p_m \rho}}, \text{ м}^3 / \text{год} \quad (2.22)$$

де Q_m – таблична пропускна здатність, $\text{м}^3 / \text{год}$;

$\Delta P, \Delta p_m = 5 \text{ кПа}$ - перепад тиску у фільтрі;

P – тиск газу на вході в ГРП, кПа;

p_m – значення тиску на вході в ГРП, кПа (табличне значення);

ρ – густина газу, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$Q_{\phi} = 0.855 \times 3150 \times \sqrt{\frac{510 \times 5.33}{500 \times 5 \times 0.72}} = 2693.25 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Умова :

$$Q_{\phi} > Q_{\text{ГРП}} \quad (2.23)$$

$$2693.25 > 3309.7$$

Підібраний фільтр необхідно перевірити згідно з розрахунковими втратами тиску в ньому, які складаються з втрат тиску у корпусі і касеті.

Для зварних волосяних фільтрів втрати тиску складуть :

$$\Delta p = (\Delta p_{\text{корп}} + \Delta p_{\text{касет}}) \frac{7}{p} \times \frac{\rho}{0.73}, \text{ мм.вод.ст.}, \quad (2.24)$$

де, $\Delta p_{\text{корп}}, \Delta p_{\text{касет}}$ – втрати тиску в корпусі та касеті фільтра, мм. вод. ст. ;

p – тиск газу перед фільтром, $\text{кгс}/\text{см}^2$;

ρ – густина газу, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$\Delta p = (220 + 100) \frac{7}{4.1} \times \frac{0.72}{0.73} = 533.12 \text{ мм.ст.вод.}$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						17
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.3.3 Визначення оптимальної кількості КБРТ

Зниження тиску газу з середнього до низького (з 0,3МПа до 300даПа) для подачі природного газу споживачам передбачено комбінованими будинковими регуляторами тиску (КБРТ).

В проєкті регулювання витрат газу і зниження тиску газу до житлових будинків передбачається комбінованими будинковими регуляторами тиску **DSR-10** номінальною пропускною здатністю 10м³/год.

Регулятори **DSR** – це серія регуляторів тиску прямої дії двоступінчатого регулювання, призначені для використання в комунально-побутовому господарстві та на промислових підприємствах. Тому вони встановлюються поблизу від споживачів або навіть безпосередньо на лічильнику.

Регулятор тиску DSR – 10 має вбудовані пристрої безпеки:

- вимикаючий пристрій, що перекидає подачу газу до споживача при:

- 1) зниженні вхідного тиску нижче допустимого значення;
- 2) максимальних витрат у споживача більше пропускної можливості регулятора.

- скидний клапан, для викиду газу в атмосферу при підвищенні вихідного тиску вище 3,0 кПа± 5%.

Комбінований будинковий регулятор тиску DSR – 10 вмонтовується в шафі із негорючого матеріалу. Шафа повинна мати в нижній та верхній частинах отвори для вентиляції. Встановлення КБРТ передбачається на опорах на висоті зручній для обслуговування та ремонту встановленого обладнання (в проєкті прийнято 1,6м від рівня землі).

Для ШРП з комбінованим будинковим регулятором тиску DSR-10, що встановлюється на опорах поблизу житлових будинків, що перевищують висоту ШРП, улаштування блискавкозахисту не потрібне.

В місці приєднання до регулятора тиску, на газопроводі низького тиску, встановлюється вимикаючий пристрій – кран прохідний муфтовий Д_у25 11кч24п1.

Від регулятора тиску після шафи газового лічильника до будинку сталевий надземний газопровід низького тиску прокласти по зовнішній стіні існуючого будинку вище віконних та дверних отворів. По стіні будинку газопровід прокласти на кронштейнах. Відстань від стіни до газопроводу повинна забезпечувати можливість вільного огляду, монтажу та ремонту, але бути не менше зовнішнього діаметру труби газопроводу.

У випадку виявлення будь-яких дефектів в роботі газової магістралі або газових приладів (газових плит, котлів) DSR-10 повинний бути відключений поворотом важеля в положення «Викл.», а відсічний клапан – перекритий. Поворот відключення допускається тільки після усунення всіх дефектів.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						18
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Принцип роботи регуляторів типу DSR

Газ надходить в регулятор через вхідне з'єднання, проходячи через фільтр, досягаючи камери блокуючого пристрою (пристрою безпеки). При приведенні в робоче положення пристрою безпеки запірна частина клапана блока (обтюратор) піднімається з ущільнюючого гнізда 1-ої ступені регулювання. Обтюратор піднімається та розпочинає першу – фіксовану редукцію тиску газу. Регульований таким чином газ досягає 2-ої ступені регулювання через прохід (F). Обтюратор 2-го перепаду, зв'язаний важелем та шарніром з мембраною, відкривається, пропускаючи газ до досягнення номінальної витрати, після чого вступає в дію обмежувач витрати, який, зменшуючи площу проходження, зменшує вихідний тиск газу до тієї величини, при якій вступає в дію пристрій безпеки для мінімального тиску газу на виході.

На виході газ направляється прискорюючим пристроєм, який збільшує його швидкість і створює таким чином розрідження, яке всмоктує трубною за ефектом Вентурі втягує газ, що знаходиться в моторизаційній камері регулятора, зменшуючи тим самим силу опору, що протидіє силі пружини, яка діє на мембрану, прямо пропорційно збільшенню витрати, стабілізуючи в подальшому криву точності регулятора.

Оптимальну кількість регуляторів, n , *шт.*, визначаю за формулою:

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

де V_{p-p} – рівномірно розподілене навантаження на мережу середнього тиску (див. таблицю 2.6) $\text{м}^3 / \text{год}$;

V_{opt} – оптимальна витрата газу КБРТ типу DSR-10 згідно технічних характеристик ($V_{opt} = 10 \text{ м}^3 / \text{год}$).

$$n = \frac{788.5}{10} = 79 \text{ шт}$$

Проте за сучасними вимогами КБРТ встановлюється на межі власника земельної ділянки. Тобто для кожного житлового будинку (споживача газу) встановлюється індивідуальний регулятор DSR-10.

Отже

$$n_{\text{факт}} \text{ КБРТ} = 108 + 7 = \mathbf{115} \text{ комбінованих регуляторів тиску}$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						19
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.4 Гідравлічний розрахунок газопроводів

2.4.1 Газопроводи середнього тиску

Джерелом газопостачання мереж середнього тиску є газорозподільча станція (ГРС). Тиск в точці встановлення становить 400кПа.

Для розрахунку спочатку визначаю шляхові, вузлові та розрахункові витрати газу.

Розрахункова схема газопроводу показана на аркуші графічної частини 1.

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

1. Складаю розрахункову схему газопроводів на яку наношу:

а) зосереджених споживачів з вказівкою їх шифрів і навантажень;

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

в) розрахункові витрати газу та геометричні довжини ділянок.

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

2. Визначаю питому різницю квадратів тиску для головної магістралі, A , (кПа)²/м, по формулі:

$$A = \frac{P_n^2 - P_k^2}{\Sigma L_i}, \quad (2.11)$$

де P_n – абсолютний тиск газу з магістрального газопроводу;

P_k – 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, P_k , кПа визначаю по формулі

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - \Delta P^2}, \quad (2.12)$$

де P_n – початковий тиск газу, кПа;

ΔP^2 – різниця квадратів тиску, (кПа)².

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						20
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Отриманий тиск є початковим для наступної, за напрямком руху газу, ділянки. Нев'язка тисків у найбільш віддаленого споживача не повинна перевищувати 10%.

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

Початковий тиск прийняв 400 кПа.

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

$$V_{\text{шл}} = L_{\text{пр}} * V_{\text{п}}, \quad (2.13)$$

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

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

$$V_{\text{шл}} = 0 * 0.335 = 0 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Приведену довжину ділянки, $L_{\text{пр}}$, м, визначаю за формулою

$$L_{\text{пр}} = L_{\text{г}} * K_{\text{е}} * K_{\text{з}}, \quad (2.14)$$

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

$K_{\text{е}}$ - коефіцієнт поверховості (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 $K_{\text{з}}=0$).

$$L_{\text{пр}} = 50 * 0 * 0 = 0 \text{ м}$$

Питому витрату газу, $V_{\text{п}}$, м³/год, визначаю за формулою:

$$V_{\text{п}} = V_{\text{грп}} / \Sigma L_{\text{прі}}, \quad (2.15)$$

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

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

$$V_{\text{п}} = 788.5 / 2800 = 0.335 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Розрахунки веду у формі таблиці (дивись таблицю 2.7).

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						21
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Таблиця 2.7 Шляхові витрати газу

№ Ділянки		Геометрич на довжина L,м	Коефіцієнт		Приведена довжина L _{пр,м}	Шляхова витрата V _{шл} , м ³ /год
Почат ок	Кінець		ЗАБУД ОВИ K _з	Поверхо вості K _е		
1	2	50	0	0	0	0
2	3	55	0.5	1	27.5	9.2125
3	4	100	0.5	1	50	16.75
4	5	46	1	1	46	15.41
5	6	100	0.5	1	50	16.75
6	7	25	1	1	25	8.375
7	8	55	0.5	1	27.5	9.2125
8	9	100	0.5	1	50	16.75
9	10	65	1	1	65	22.775
8	11	100	1	1	100	33.5
11	12	30	1	1	30	10.05
7	13	100	0.5	1	50	16.75
13	14	90	0.5	1	45	15.75
5	15	100	1	1	100	33.5
15	16	100	1	1	100	33.5
16	17	100	1	1	100	33.5
17	18	100	1	1	100	33.5
18	19	100	1	1	100	33.5
19	20	100	1	1	100	33.5
20	21	100	1	1	100	33.5
21	22	100	1	1	100	33.5
22	23	100	0.5	1	50	16.75
3	24	100	1	1	100	33.5
24	25	47	0.5	1	23.5	7.873
25	26	100	1	1	100	33.5
26	27	100	0.5	1	50	16.75
27	28	100	1	1	100	33.5
25	29	100	1	1	100	33.5
29	30	100	1	1	100	33.5
30	31	100	1	1	100	33.5
31	32	100	1	1	100	33.5
32	33	100	1	1	100	33.5
33	34	59	1	1	59	19.765
Всього					2348.5	

Сума шляхових витрат дорівнює рівномірно розподіленому навантаженню

$$\sum V_{\text{шл}} = V_{\text{р.р}} = 808.29 \text{ м}^3/\text{год}$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						22
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

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

$$V^j = 0,5 \sum^m V_{\text{шлі}}, \quad (2.16)$$

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

Вузлові витрати газу:

$$\begin{aligned} V^1 &= 0,5 \cdot (V_{1-2}) = 0,5 \cdot 0 = 0 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^2 &= 0,5 \cdot (V_{1-2} + V_{2-3}) = 0,5 \cdot (0 + 9.2125) = 0 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^3 &= 0,5 \cdot (V_{2-3} + V_{3-24} + V_{3-4}) = 0,5 \cdot (9.2125 + 33.5 + 16.75) = 29.731 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^4 &= 0,5 \cdot (V_{3-4} + V_{4-5}) = 0,5 \cdot (16.75 + 15.41) = 16.08 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^5 &= 0,5 \cdot (V_{4-5} + V_{5-15} + V_{5-6}) = 0,5 \cdot (15.41 + 33.5 + 16.75) = 35.83 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^6 &= 0,5 \cdot (V_{5-6} + V_{6-7}) = 0,5 \cdot (16.73 + 8.375) = 12.5525 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^7 &= 0,5 \cdot (V_{6-7} + V_{7-13} + V_{7-8}) = 0,5 \cdot (8.375 + 16.75 + 9.2125) = 17.468 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^8 &= 0,5 \cdot (V_{7-8} + V_{8-11} + V_{8-9}) = 0,5 \cdot (9.2125 + 33.5 + 16.75) = 29.731 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^9 &= 0,5 \cdot (V_{8-9} + V_{9-10}) = 0,5 \cdot (16.75 + 22.775) = 19.7625 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{10} &= 0,5 \cdot V_{9-10} = 0,5 \cdot 22.775 = 11.3875 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{11} &= 0,5 \cdot (V_{8-11} + V_{11-12}) = 0,5 \cdot (33.5 + 10.05) = 24.775 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{12} &= 0,5 \cdot V_{11-12} = 0,5 \cdot 10.05 = 5.025 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{13} &= 0,5 \cdot (V_{7-13} + V_{13-14}) = 0,5 \cdot (16.75 + 15.75) = 16,25 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{14} &= 0,5 \cdot (V_{13-14}) = 0,5 \cdot 15.75 = 7.875 \text{ м}^3/\text{год} \\ V^{15} &= 0,5 \cdot (V_{5-15} + V_{15-16}) = 0,5 \cdot (33.5 + 33.5) = 33.5 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{16} &= 0,5 \cdot (V_{15-16} + V_{16-17}) = 0,5 \cdot (33.5 + 33.5) = 33.5 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{17} &= 0,5 \cdot (V_{16-17} + V_{17-18}) = 0,5 \cdot (33.5 + 33.5) = 33.5 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{18} &= 0,5 \cdot (V_{17-18} + V_{18-19}) = 0,5 \cdot (33.5 + 33.5) = 33.5 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{19} &= 0,5 \cdot (V_{18-19} + V_{19-20}) = 0,5 \cdot (33.5 + 33.5) = 33.5 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{20} &= 0,5 \cdot (V_{19-20} + V_{20-21}) = 0,5 \cdot (33.5 + 33.5) = 33.5 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{21} &= 0,5 \cdot (V_{20-21} + V_{21-22}) = 0,5 \cdot (33.5 + 33.5) = 33.5 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{22} &= 0,5 \cdot (V_{21-22} + V_{22-23}) = 0,5 \cdot (33.5 + 16.75) = 25.125 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{23} &= 0,5 \cdot (V_{22-23}) = 0,5 \cdot (16.75) = 8.375 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{24} &= 0,5 \cdot (V_{3-24} + V_{24-25}) = 0,5 \cdot (33.5 + 7.873) = 24.6865 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{25} &= 0,5 \cdot (V_{24-25} + V_{25-29} + V_{25-26}) = 0,5 \cdot (7.873 + 33.5 + 33.5) = 37.4365 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{26} &= 0,5 \cdot (V_{25-26} + V_{26-27}) = 0,5 \cdot (33.5 + 16.75) = 25.125 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{27} &= 0,5 \cdot (V_{26-27} + V_{27-28}) = 0,5 \cdot (16.75 + 33.5) = 25.125 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{28} &= 0,5 \cdot (V_{27-28}) = 0,5 \cdot (33.5) = 16.75 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{29} &= 0,5 \cdot (V_{25-29} + V_{29-30}) = 0,5 \cdot (33.5 + 33.5) = 33.5 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{30} &= 0,5 \cdot (V_{29-30} + V_{30-31}) = 0,5 \cdot (33.5 + 33.5) = 33.5 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{31} &= 0,5 \cdot (V_{30-31} + V_{31-32}) = 0,5 \cdot (33.5 + 33.5) = 33.5 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{32} &= 0,5 \cdot (V_{31-32} + V_{32-33}) = 0,5 \cdot (33.5 + 33.5) = 33.5 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{33} &= 0,5 \cdot (V_{32-33} + V_{33-34}) = 0,5 \cdot (33.5 + 19.765) = 20.0325 \text{ м}^3/\text{год.} \\ V^{34} &= 0,5 \cdot (V_{33-34}) = 0,5 \cdot (19.765) = 9.88 \text{ м}^3/\text{год.} \end{aligned}$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						23
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Розрахункові витрати газу:

Вузол 14: $V_{13-14} = K_1 + V^{14} = 75.6 + 7.875 = 83.475 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 13: $V_{7-13} = V^{13} + V_{13-14} = 16.25 + 83.475 = 99.725 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 12: $V_{11-12} = K_2 + V^{12} = 136.1 + 5.025 = 141.125 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 11: $V_{8-11} = V^{11} + V_{11-12} = 24.775 + 141.125 = 165.9 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 10: $V_{9-10} = V^{10} = 113.875 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 9: $V_{8-9} = V^9 + V_{9-10} = 19.7625 + 11.3875 = 31.15 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 8: $V_{7-8} = V_{8-9} + V_{8-11} + V^8 = 31.15 + 165.9 + 29.731 = 227.131 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 7: $V_{6-7} = V^7 + V_{7-8} + V_{7-13} = 227.131 + 99.725 + 17.47 = 344.32 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 6: $V_{5-6} = V^6 + V_{6-7} = 344.32 + 12.55 = 356.87 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 23: $V_{22-23} = V^{23} = 8.375 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 22: $V_{21-22} = V_{22-23} + V^{22} = 8.375 + 25.125 = 33.5 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 21: $V_{20-21} = V^{21} + V_{21-22} = 33.5 + 33.5 = 67 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 20: $V_{19-20} = V^{20} + V_{20-21} = 67 + 33.5 = 100.5 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 19: $V_{18-19} = V^{19} + V_{19-20} = 100.5 + 33.5 = 134 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 18: $V_{17-18} = V^{18} + V_{18-19} = 134 + 33.5 = 167.5 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 17: $V_{16-17} = V^{17} + V_{17-18} = 167.5 + 33.5 = 201 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 16: $V_{15-16} = V^{16} + V_{16-17} = 201 + 33.5 = 234.5 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 15: $V_{5-15} = V^{15} + V_{15-16} = 234.5 + 33.5 = 268 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 5: $V_{4-5} = V^5 + V_{5-15} + V_{5-6} = 268 + 356.87 + 35.83 = 616.7 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 4: $V_{3-4} = V^4 + V_{4-5} = 616.7 + 16.08 = 631.89 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 28: $V_{27-28} = V^{28} = 16.75 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 27: $V_{26-27} = V^{27} + V_{27-28} = 16.75 + 25.125 = 41.87 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 26: $V_{25-26} = V^{26} + V_{26-27} = 41.87 + 25.125 = 66.995 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 34: $V_{33-34} = V^{34} + K_3 = 45.37 + 9.88 = 55.25 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 33: $V_{32-33} = V^{33} + V_{33-34} = 55.25 + 20.03 = 75.28 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 32: $V_{31-32} = V^{32} + V_{32-33} = 75.28 + 33.5 = 108.78 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 31: $V_{30-31} = V^{31} + V_{31-32} = 108.78 + 33.5 = 142.28 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 30: $V_{29-30} = V^{30} + V_{30-31} = 142.28 + 33.5 = 175.78 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 29: $V_{25-29} = V^{29} + V_{29-30} = 175.78 + 33.5 = 209.28 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 25: $V_{24-25} = V^{25} + V_{25-29} + V_{25-26} = 209.28 + 66.995 + 37.43 = 313.71 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 24: $V_{3-24} = V^{24} + V_{24-25} = 24.68 + 313.71 = 338.31 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 3: $V_{2-3} = V^3 + V_{3-24} + V_{3-4} = 338.31 + 29.7 + 631.89 = 999.9 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 2: $V_{1-2} = V^2 + V_{2-3} = 999.9 + 0 = 999.9 \text{ м}^3/\text{год};$
 Вузол 1: $V_{2-1} = V^1 = 999.9 \text{ м}^3/\text{год};$

Розрахункова витрата у кінцевому вузлі 1 повинна дорівнювати загальній витраті газу у населеному пункті $V_{1-2} = 999.9 \text{ м}^3/\text{год};$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						24
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Гідравлічний розрахунок мереж середнього тиску проводжу згідно розрахункової схеми мереж (див.рис.2.4 пояснювальної записки).

Питому різницю квадратів тиску $A, \frac{\kappa\text{Па}^2}{\text{м}}$, визначаю за формулою:

$$A = \frac{P_n^2 - P_k^2}{\Sigma L_p}, \frac{\kappa\text{Па}^2}{\text{м}} \quad (2.15)$$

де P_n - початковий тиск, $\kappa\text{Па}$ ($P_n = 400\kappa\text{Па}$);

P_k - кінцевий тиск, $\kappa\text{Па}$ ($P_k = 240\kappa\text{Па}$);

ΣL_p - сумарна розрахункова довжина магістралі, м .

Розрахункову довжину ділянки газопроводу $L_p, \text{м}$, знаходжу згідно формули:

Розрахункову довжину ділянок газопроводу $L_p, \text{м}$ знаходжу згідно формули:

$$L_p = 1.1 \cdot L_g \quad (2.17)$$

де L_g – геометрична довжина і-тої ділянки.

Орієнтуючись на питому різницю квадратів тиску , довжину ділянки і витрату газу на цій ділянці підбираю діаметр газопроводу . При вибраному діаметрі уточнюю питому різницю квадратів тиску .

$$L_p = 1.1 \cdot 50 = 55 \text{ м}$$

В кінцевій точці головної магістралі визначаємо невязку тисків $\alpha, \%$ - це різниця між тисками , який ми отримали в кінці магістралі і тиском , яким задалися , причому α повинна не перевищувати 10%.

$$\alpha = \frac{P_k - P_{k3}}{P_{k3}} \cdot 100\% \quad (2.18)$$

де P_k –значення тиску яке отримали в кінці магістралі при розрахунках, $\kappa\text{Па}$;

P_{k3} – задане значення кінцевого тиску (240 $\kappa\text{Па}$).

Результати розрахунків звожу до таблиці 2.8

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						25
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Таблиця 2.8 Гідравлічний розрахунок мереж середнього тиску

Ділянка		V, м³/год	L _{г,м}	L _{р,м}	А кПа²/м	А·L, (кПа)²	Dз×S, Мм	ΔP², (кПа)²	Рп, кПа	Рк, кПа
По.	Кін.									
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10										
1	2	999.9	50	55	156.2	8591	110х6,3	2800	400	396
2	3	999.9	55	60.5	156.2	9450.1	110х6,3	550	396	395
3	4	631.89	100	110	156.2	17182	90х5,2	9000	395	383
4	5	616.7	46	50.6	156.2	7903.72	90х5,2	4000	383	377
5	6	356.87	100	110	156.2	17182	63х3,6	8000	377	366
6	7	344.32	25	27.5	156.2	4295.5	63х3,6	2000	366	363
7	8	227.13	55	60.5	156.2	9450.1	63х3,6	9000	363	350
8	9	31.15	100	110	156.2	17182	50х2.9	1000	350	335
9	10	11.39	65	71.5	156.2	11168.3	50х2.9	10150	335	319
Σ=596 А=(400²-240²)/655.6=156.2 кПа²/м										
Ділянки: 3-24-25-29-30-31-32-33-34										
3	24	338.31	100	110	126.7	13937	63х3,6	9000	395	383
24	25	313.71	47	51.7	126.7	6550	63х3,6	4000	383	377
25	29	209.28	100	110	126.7	13937	63х3,6	2400	377	373
29	30	175.7	100	110	126.7	13937	63х3,6	2200	373	370
30	31	142.2	100	110	126.7	13937	63х3,6	1800	370	367
31	32	108.7	100	110	126.7	13937	63х3,6	800	367	365
32	33	75.2	100	110	126.7	13937	63х3,6	600	365	364
33	34	55.2	59	64.9	126.7	8222.8	63х3,6	450	364	363
Σ =706 А=(395²-240²)/ 776.6 = 126.7 кПа²/м										
Ділянки: 25-26-27-28										
25	26	66.9	100	110	256.1	28171	63х3,6	1000	377	375
26	27	41.8	100	110	256.1	28171	63х3,6	400	375	374
27	28	16.5	100	110	256.1	28171	63х3,6	280	374	373
Σ = 300 А=(377²-240²)/ 330 = 256.1 кПа²/м										
Ділянки: 5-15-16-17-18-19-20-21-22-23										
5	15	268	100	110	90.9	9999	63х3,6	4500	377	370
15	16	234.5	100	110	90.9	9999	63х3,6	300	370	365
16	17	201	100	110	90.9	9999	63х3,6	2500	365	361
17	18	167.5	100	110	90.9	9999	63х3,6	1900	361	358
18	19	134	100	110	90.9	9999	63х3,6	900	358	356
19	20	100.5	100	110	90.9	9999	63х3,6	600	356	355
20	21	67	100	110	90.9	9999	63х3,6	450	355	354
21	22	33.5	100	110	90.9	9999	63х3,6	400	354	353
22	23	8.3	100	110	90.9	9999	63х3,6	250	353	352
Σ = 900 А=(377²-240²)/ 929.5 = 90.9 кПа²/м										
Ділянки: 7-13-14										
7	13	99.7	100	110	354.8	39028	63х3,6	800	363	361
13	14	83.4	90	99	354.8	35125	63х3,6	500	361	360
Σ = 190 А=(363²-240²)/ 209 = 354.8 кПа²/м										
Ділянки: 8-11-12										
8	11	165.9	100	110	453.8	49918	63х3,6	1800	350	347
11	12	141.1	30	33	453.8	14973.4	63х3,6	400	347	346
Σ = 130 А=(350²-240²)/ 143 = 453.8 кПа²/м										

2.5 Гідравлічний розрахунок мереж високого тиску

Джерелом живлення природним газом і ГРС, яка розміщена на півночі від села **Потіївка** на відстані **1000** метрів. Підвідний газопровід підбираю із поліетиленових труб і прокладаю підземним способом на глибину не менше як 1,2 метра від верха труби. Після ГРС і перед ГРП на відстані від 5 до 100 метрів [1] влаштовую вимикаючі пристрої, газопостачання проводжу високим тиском II категорії. На виході з ГРС задаюся абсолютним тиском 700кПа, гідравлічний розрахунок проводжу в такій послідовності, що кінцевий тиск в підвідному газопроводі (на вході в ГРП) не був менший за 420 кПа. Методика розрахунків аналогічна методиці гідравлічного розрахунку вуличних газопроводів середнього тиску (дивись пункт 2.4.1).

Результати розрахунків зводжу до таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 Гідравлічний розрахунок мереж високого тиску

Ділянка		V, м³/год	L _г ,м	L _р ,м	A кПа²/м	A·L, (кПа)²	Dз×S, Мм	ΔP², (кПа)²	Pп, кПа	Pк, кПа
Поч	Кін.									
.	.									
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10										
1	2	999.9	100	110	285	31350	63x5.8	25000	700	681
2	3	999.9	100	110	285	31350	63x5.8	25000	681	662
3	4	999.9	100	110	285	31350	63x5.8	25000	662	642
4	5	999.9	100	110	285	31350	63x5.8	25000	642	622
5	6	999.9	100	110	285	31350	63x5.8	25000	622	601
6	7	999.9	100	110	285	31350	63x5.8	25000	601	579
7	8	999.9	100	110	285	31350	63x5.8	25000	579	556
8	9	999.9	100	110	285	31350	63x5.8	25000	556	533
9	10	999.9	100	110	285	31350	63x5.8	25000	533	509
10	1	999.9	100	110	285	31350	63x5.8	25000	509	483
		Σ1000	A=(700²-420²)/1100=285 кПа²/м							

Остаточні результати обрахунків відображаю на схемі гідравлічного розрахунку – аркуш №1 графічної частини та в пояснювальній записці проекту, дотримуючись встановлених вимог до побудови схем гідравлічного розрахунку.

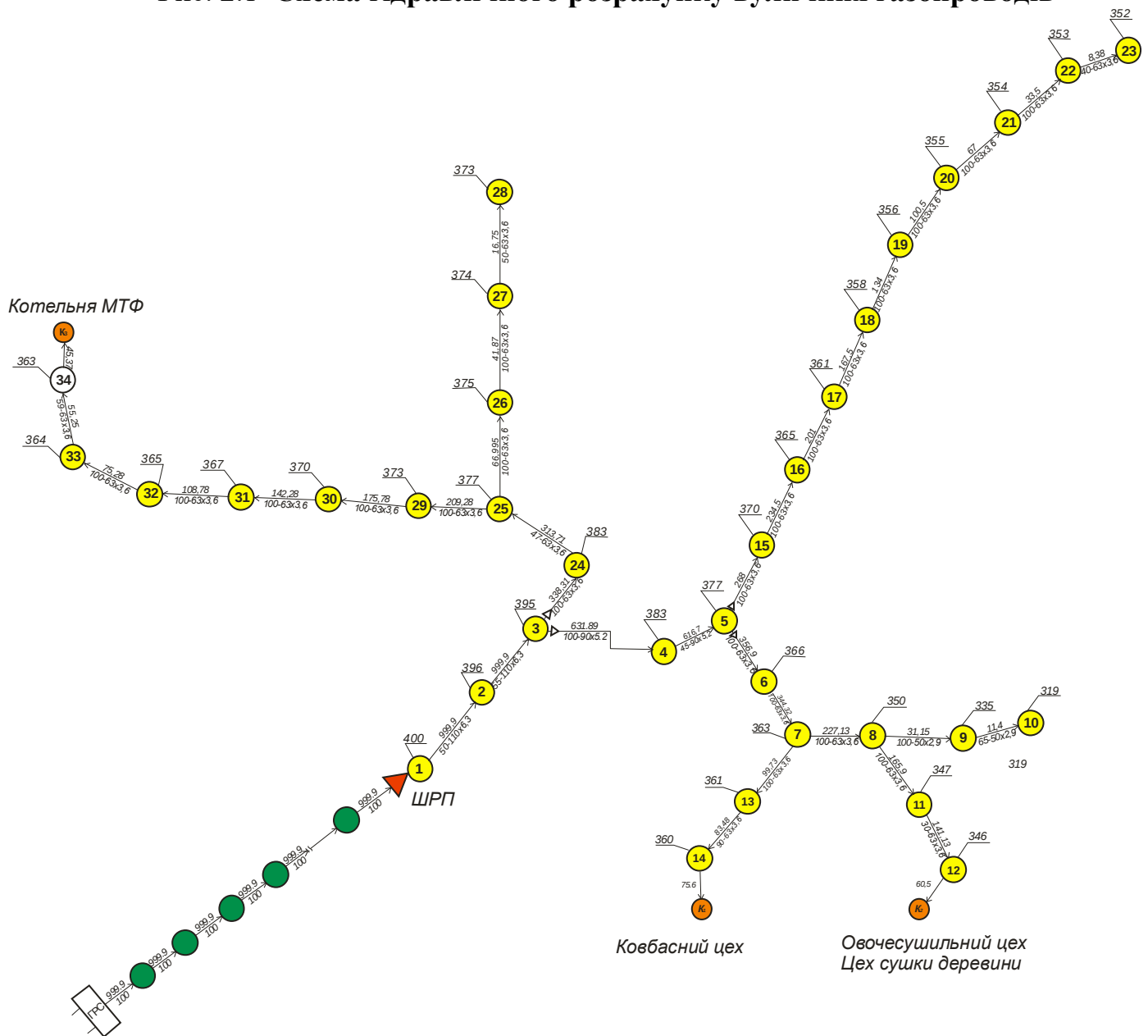
Також, по результатах гідравлічного розрахунку визначаю загальну потребу труб для газопроводів та відображаю їх в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 Відомість труб газопроводів середнього тиску

№ п/п	Розмір (діаметр) труб, мм	Довжина, м
Підвідні газопроводи високого тиску II категорії		
1	HDPE PE 80 «ГАЗ» SDR 11 Ø63×5,8	1000
Вуличні газопроводи		
1	HDPE PE 80 «ГАЗ» SDR 17,6 Ø110×6,3	105
2	HDPE PE 80 «ГАЗ» SDR 17,6 Ø90×5,2	146
3	HDPE PE 80 «ГАЗ» SDR 17,6 Ø63×3,6	2406
4	HDPE PE 80 «ГАЗ» SDR 17,6 Ø50×2,9	165
Усього:		3822

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						27
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Рис. 2.1 Схема гідравлічного розрахунку вуличних газопроводів



Умовні позначення до схеми гідравлічного розрахунку:

$$\frac{Q_i}{L - D_{\text{зовн}} \times \delta} = \frac{999,9}{50 - 110 \times 6,3}$$

L_i 50м

$D_{\text{зовн}} \times \delta$ Ø110×6,3мм

Q_i 999,9нм³/год.

Абсолютний тиск газу у вузловій точці, кПа;

Характеристика ділянки:

- довжина ділянки між вузлами, (м);
- зовнішній діаметр та товщина стінки, (мм);
- годинна витрата газу, (нм³/год.);

Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата

ДП. 192.042.006 ПЗ

Арк.

28

2.6 Газопостачання індивідуального житлового будинку

2.6.1 Визначення витрат газу, підбір лічильника, комплектація ВБГО

Проект газопостачання житлового будинку виконано відповідно вимог ДБН В.2.5-20:2018 та НПАОП 0.00-1.76:2015 «Правила безпеки систем газопостачання», Кодексу газорозподільчих систем та інших діючих нормативів.

Зовнішнє газопостачання. Джерелом газопостачання (точка забезпечення потужності об'єкта газопостачання) є запроєктований в попередньому розділі проекту вуличний поліетиленовий газопровід середнього тиску Ø50×2,9мм по вулиці **Василя Заляського** у селі **Потіївка Житомирського району** Житомирської області.

Проектом передбачено підключення житлового будинку **№9** по вул. **В.Заляського** у селі **Потіївка** підземним поліетиленовим газопроводом середнього тиску Ø25×3мм. Для будівництва підземного газопроводу запроєктовані поліетиленові труби високої густини класу ПЕ 80, марки SDR – 11, виготовлені згідно вимог ДСТУ Б.В.2.7-73-98.

Поліетиленові труби постачаються в бухтах. У проєкті передбачений запас труб у розмірі 2% від загальної довжини газопроводу, призначений для виготовлення контрольних зварних з'єднань і зварювальних вузлів. З'єднання поліетиленових труб виконується терморезисторним зварюванням – згідно РСН 358-91 «Зварювання поліетиленових труб при будівництві газопроводів» із застосуванням вузлів і деталей заводського виготовлення, із поліетилену високої щільності. Монтажні випробування газопроводів виконати згідно [1] та [2].

Глибина прокладання газопроводу передбачена не менше 1,2м до верха труби. газопровід прокладається на штучній основі (мінеральний ґрунт товщиною 10см) з подальшою засипкою мінеральним ґрунтом на висоту 20см.

З'єднувальні деталі (муфти, переходи, відводи, трійники, переходи PE/St) повинні виконуватися у виробничих умовах і застосовуватися згідно з вимогами нормативних документів на ці деталі.

Зварювальні роботи виконуються із застосуванням обладнання, що пройшло атестацію згідно вимогам НПАОП.

Вихід поліетиленового газопроводу із землі виконати з переходом на сталеві труби з розташуванням вузла з'єднання в металевому футлярі із отворами для відбору проб повітря. Кінець надземної частини футляру ущільнюється для запобігання потрапляння атмосферних опадів у міжтрубний простір, або із застосуванням уніфікованого газового стояка заводського виготовлення Ø25мм (ПС-01).

Зниження тиску газу до низького з 0,3МПа до 300даПа передбачено будинковим регулятором тиску типу **DSR-10** в металевій шафі. В місці приєднання до регулятора тиску, на газопроводі низького тиску, встановити вимикаючий пристрій – кран прохідний муфтовий Д_у25 11кч24п1.

Від регулятора тиску після шафи газового лічильника до будинку сталевий надземний газопровід низького тиску прокласти по зовнішній стіні існуючого будинку вище віконних та дверних отворів. По стіні будинку газопровід прокласти на кронштейнах. Відстань від стіни до газопроводу повинна забезпечувати можливість вільного огляду, монтажу та ремонту, але бути не менше зовнішнього діаметру труби газопроводу.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						29
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Для будівництва надземного та внутрішньобудинкового газопроводу прийняті сталеві труби електрозварні $D_y 20$; $D_y 15$ по ДСТУ 8943:2019 «сортамент» (групи В) «технічні умови» із сталі В 10СП ДСТУ:05.

З'єднання труб газопроводу виконати електро- або газо- зварюванням встик, згідно з вимогами ВСН 006 та ДБН А.3.1-36-3 електродами по ДСТУ 9466; ДСТУ 9467 або зварювальним дротом Св-08А (Св-08ГА) по ДСТУ 2246. Типи, конструктивні елементи і розміри зварних з'єднань труб повинні відповідати вимогам ДСТУ 16037. Зварювальні стики повинні піддаватися вимірковальному контролю та механічним випробуванням відповідно вимог таблиці 41 [2].

Зварювальні матеріали застосовувати тільки при наявності сертифікатів заводів-виготовлювачів або їх завірених копій.

Фасонні частини на газопроводі використовують, як правило крутовигнуті, штамповані, гнуті – заводського виготовлення, для поворотів газопроводу під кутом 90° використовують згідно з ДСТУ 3642.

Повороти газопроводів у горизонтальній та вертикальній площинах при кутах досягаються за рахунок звичайного вигину труб. При замовленні труб рекомендується обумовити їх довжину та обов'язкові гідравлічне випробування на заводі.

В місцях проходу газопроводу через стіну будинку на газопроводі встановити футляр, кінці якого повинні виступати за стіну не менше ніж на 3см з обох сторін. Діаметр футляру прийняти з умови, щоб кільцевий простір між газопроводом і футляром був не менше 5мм. Простір між газопроводом і футляром закласти еластичним матеріалом. Простір між футляром та стіною замурувати на всю товщину стіни.

Сталевий надземний зовнішній газопровід захистити від корозії покриттям, що складається з двох шарів ґрунтовки та двох шарів емалі ХВ-124 або ХВ-125 на розчиннику Р-4 з додаванням алюмінієвої пудри ПАК-3 або ПАК-4 або 10-15% по вазі ґрунту ХС-01 на розчиннику Р-4.

Потім газопровід необхідно пофарбувати пізнавальною (жовтою) фарбою з попереджувальними знаками у відповідності з ДСТУ 4666.

Внутрішньобудинковий газопровід захистити від корозії покриттям із двох шарів ґрунтовки та двох шарів фарби відповідно ДСТУ 14202.

Вводи та випуски інженерних комунікацій, які проходять через підземну частину зовнішніх стін будівлі повинні бути ущільнені.

Облік витрат газу передбачено побутовим лічильником газу «Самгаз» ВК-Г-4-Т RS/2001-22р. $Q_{min}=0,016\text{м}^3/\text{год.}$, $Q_{max}=6,0\text{м}^3/\text{год.}$ з термодокорекцією, в металевій шафі на опорі (комплектно з регулятором) зовні будинку, враховуючи робочий тиск та споживання газу приладами в будинку.

Прив'язки та висотні відмітки при монтажі лічильника додатково уточнюються по місцю при монтажі.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						30
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Внутрішнє газопостачання. Точка приєднання об'єкта газопостачання – газопровід низького тиску, після приладу обліку витрат газу на межі земельної ділянки.

У проєкті прийнято прокладання газопроводів на опорі та по стіні будинку.

У проєкті прийняті труби сталеві водогазопровідні по ДСТУ 8943:2019 та ДСТУ 8936:2019.

Внутрішньобудинкові газопроводи прокласти відкрито по внутрішнім стінам на висоті, яка забезпечує зручність монтажу та експлуатації.

З'єднання труб газопроводу, що прокладається в приміщеннях, виконати нероз'ємними (зварними). Різьбові з'єднання допускаються тільки в місцях підключення газопроводу до газових приладів та встановлення вимикаючих пристроїв. Зварювання виконувати електродами по ДСТУ 9467 або зварювальним дротом Св-08ГА. Типи, конструктивні елементи і розміри зварних з'єднань труб повинні відповідати вимогам ДСТУ16037.

Внутрішні газопроводи, в тому числі і ті, що прокладаються у футлярах, фарбуються олійною фарбою за два рази.

При виконанні будівельно-монтажних робіт допускається використання кульових кранів DN20PN6 (Д_y 20мм), DN15PN6 (Д_y 15мм) та крани конусні КК20 (Д_y 20мм), КК15 (Д_y 15мм) моделі 11Б126к-1.

Для внутрішнього газообладнання проєктом передбачено встановлення таких газових приладів та обладнання:

- газова плита **ПГ-4** з витратами газу **$Q=1,43\text{нм}^3/\text{год.}$** - 1 шт;
- котел двоконтурний настінний «турбо» **$N_{\text{max}}=24\text{кВт}$**
з витратою газу **$Q=2,79\text{нм}^3/\text{год.}$** - 1 шт;
- побутовий газовий лічильник «Самгаз» мембранного типу **ВК-Г-4-Т** з термокореєкцією, в металевій шафі на опорі (комплектно з регулятором зовні на межі земельної ділянки) - 1 шт.

Загальні витрати газу складають – **$4,22\text{нм}^3/\text{год.}$**

Встановлення газового обладнання виконують відповідно до вимог, викладених в паспортах заводів-виготовлювачів газових приладів та тільки спеціалізованим підприємством.

До початку монтажу власнику необхідно взяти акти про придатність вентиляційного каналу. Акт складається спеціалізованим підприємством. Підключення газових приладів виконується тільки при наявності акту про придатність каналу до експлуатації.

Встановлення плити ПГ-4 передбачається в існуючому приміщенні кухні, що має висоту не менше **2,2м** та об'ємом не менше **15м³**, що мають вікно з кватиркою та витяжний канал і природне освітлення. Побутову газову плиту встановити біля стіни із негорючих матеріалів на відстані не менше **6см** від стіни.

Подачу газу до побутової газової плити виконати самостійним відгалуженням, на якому встановити вимикаючий пристрій – кран Д_y 15мм. Допускається приєднання побутової газової плити до відгалуження (опуску) газопроводу гнучким рукавом довжиною не більше **2,0м** [2].

Гнучкий рукав приєднується до відгалуження після вимикаючого пристрою та не повинен попадати в зону нагріву при роботі газових приладів.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						31
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Установку настінного турбо-котла виконують на відстані не менше **2см** від стіни із негорючих матеріалів (у тому числі від бокової стіни), а на стінах із важкогорючих та горючих матеріалів, ізольованих негорючими матеріалами (покрівельною сталлю по листі азбесту товщиною не менше 3мм, штукатуркою тощо) на відстані не менше **3см** від стіни (у тому числі від бокової стіни). Ізоляція повинна виступати за габарити корпусу обладнання на 10см і 70см зверху.

Встановлення двоконтурного настінного котла «турбо» $N_{max}=24\text{кВт}$ передбачено у приміщенні кухні:

Внутрішній об'єм приміщення – кухні де розміщується опалювальне газове обладнання з герметичною камерою спалювання повинно відповідати вимогам, що вимагається для встановлення газової плити тобто внутрішній об'єм приміщення – **15м³**; висота приміщення не менше – **2,2м**; вікно з кватиркою.

Подачу газу до котла виконати відгалуженням D_y **20мм**, на якому встановити вимикаючий пристрій перед котлом.

Для обліку газу передбачається встановлення газового лічильника мембранного типу «Самгаз» **ВК-G-4-T** з термореакцією (комплектно з регулятором DSR-10) в металевій шафі на опорі, у якого діапазон об'ємних витрат газу становить: мінімальна витрата газу – **0,016м³/год.**; номінальна витрата газу – **4м³/год.**; максимальна витрата газу – **6м³/год.**

Встановлення газового лічильника виконати із умов зручності його монтажу, обслуговування та ремонту, а також відповідно вимог та рекомендацій підприємств-виготовлювачів, що викладені в паспорті лічильника, комплектно з регулятором зовні будинку споживача газу на межі власника землі та земель загального користування (для забезпечення доступу працівників експлуатуючої служби).

Лічильник газу встановити в місці, де виключена можливість пошкодження його при відкриванні воріт, дверей та вікон та ін.

Будівництво, монтаж та випробування газопроводів проводять у відповідності до вимог чинних норм та правил при обов'язковому дотриманні правил техніки безпеки, ДБН А.3.2-2:2009, ДБН В.2.5-20:2018, НПАОП 0.00-1.76-2015 «Правила безпеки систем газопостачання», Кодекс газорозподільчих систем та інших діючих нормативів.

Вентиляція та відведення продуктів спалювання. Вентиляція приміщення, в якому встановлюються газові прилади, повинно бути обладнано кватиркою. Вентиляція приміщення – природна, припливно-витяжна. Приплив здійснюється через кватирку у вікні та щілину між дверима і підлогою площею 0,02м². Витяг з приміщення здійснюється через приставний вентиляційний канал **ВК** D_y **140мм** $\delta=1\text{мм}$ із покрівельної оцинкованої сталі в ізоляції із покрівельного шару – фольгоізолу, що виводиться вище рівня прилягаючої частини даху на 1м.

Двері приміщення повинні відчинятися в коридор (на зовні).

Відведення димових газів від котла та забір повітря для роботи котла – здійснюється через коаксіальну трубу (що проходить через зовнішню стіну будинку), відповідно до конструкції, що монтується згідно вимог заводів виготовлювачів.

До початку монтажу газообладнання будинку власнику необхідно взяти акт про придатність вентиляційного каналу. Акт складається спеціалізованим підприємством.

Підключення газових приладів виконується тільки при наявності акту про придатність каналу до експлуатації.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						32
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.6.2 Гідравлічний розрахунок внутрішньобудинкових газопроводів

Гідравлічний розрахунок виконую методом питомих втрат тиску на тертя.

Враховуючи вимоги [2] розрахункові сумарні втрати тиску газу в газопроводах низького тиску від джерела газопостачання до найбільш віддаленого приладу приймають не більше 1800Па, в тому числі в розподільчих газопроводах 1200Па, а в газопроводах – вводах і внутрішньобудинкових газопроводах – 600Па.

Для садибної забудови розподіл розрахункових втрат, допускається приймати в розподільчих газопроводах 1500Па, а в газопроводах вводах і внутрішньобудинкових газопроводах 300Па.

Тобто, для індивідуального житлового будинку приймаємо втрати тиску у внутрішньобудинкових газопроводах не більше 300Па.

Тоді розрахунковий перепад тиску для внутрішньобудинкових газопроводів визначаю за формулою:

$$\Delta P_{\text{наявне}} = \Delta P_{\text{розр}} - \Delta P_{\text{ліч}} - \Delta P_{\text{пр.}}, \text{ Па} \quad (2.11)$$

де, $\Delta P_{\text{ліч}}$ – втрати тиску в лічильнику ([5], стор.191) по типорозміру лічильника G-4, втрати тиску в якому становлять 150Па;

$\Delta P_{\text{пр.}}$ – втрати тиску в найвіддаленішому газовому приладі: для плити $\Delta P_{\text{прПГ}} = 60\text{Па}$; для котла та опалювальних агрегатів $\Delta P_{\text{прКОТ}} = 180\text{Па}$, для ВПГ $\Delta P_{\text{прВПГ}} = 100\text{Па}$. Якщо в одному приміщенні встановлено декілька різнотипних приладів, які підключено до газопроводу паралельно, то при знаходженні наявного перепаду тиску для гідравлічного розрахунку слід враховувати лише одне, більше значення

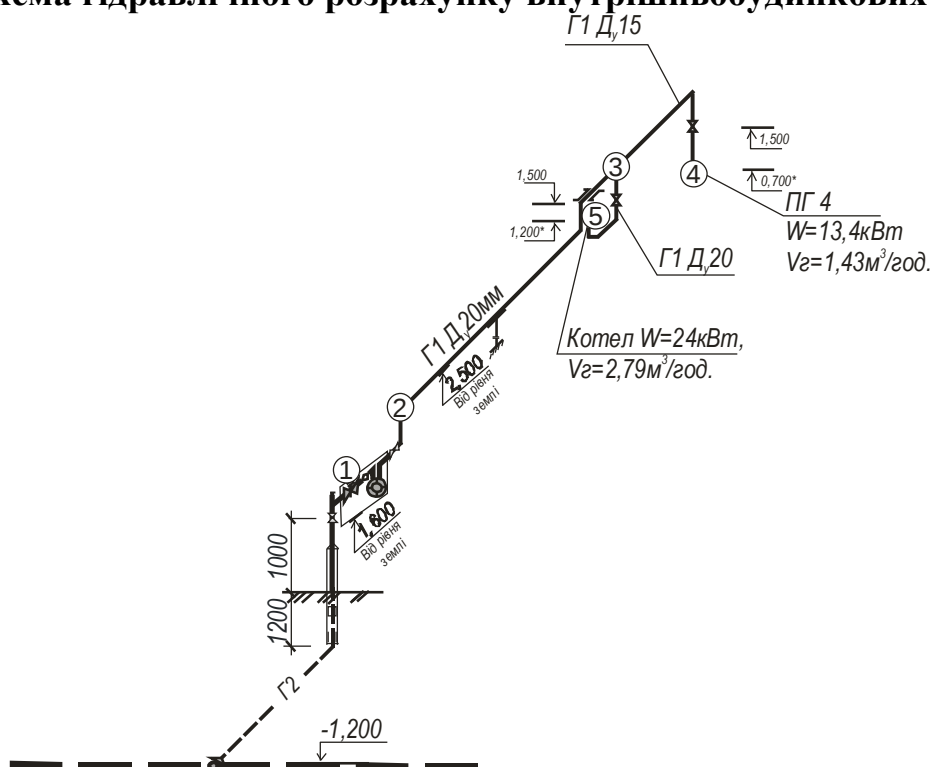
Отже наявна втрата тиску становить:

$$\Delta P_{\text{наявне}} = 600 - 150 - 60 = 390\text{Па}$$

Гідравлічний розрахунок розпочинають з точки підключення дворового газопроводу до DSR-10 – точка №1. Кінцева точка розрахунку – найбільш віддалений газовий прилад – плита газова точка №4.

Для проведення подальших розрахунків складаю розрахункову схему.

Рис. 2.2 Схема гідравлічного розрахунку внутрішньобудинкових газопроводів



					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		33

Питома втрата тиску на тертя визначається за формулою:

$$\bar{R} = \frac{\Delta P_{\text{наявне}}}{\sum L_p}; \text{Па/м} \quad (2.12)$$

де, $\sum L_p$ – розрахункова довжина головної магістралі від точки підключення до найвіддаленішого газового приладу в будинку.

Розрахункову довжину i -ої ділянки головної магістралі газопроводу визначають в залежності від її типу і довжини за формулою:

$$L_{pi} = L_i \times (1 + \frac{\alpha_i}{100}), \text{м} \quad (2.13)$$

де, L_i – геометрична довжина ділянки, м.

α_i – надбавка на місцеві опори, %, які згідно [2] приймають для:

- газопроводів від вводу в будинок до стояка - $\alpha=25\%$;
- стояків - $\alpha=20\%$;
- внутрішньоквартирних підводок при їх довжині: $L=1\text{-}2\text{м}$ - $\alpha=450\%$, $L=3\text{-}4\text{м}$ - $\alpha=300\%$, $L=5\text{-}7\text{м}$ - $\alpha=120\%$, $L=8\text{-}12\text{м}$ - $\alpha=50\%$;
- газопроводів дворової мережі - $\alpha=10\%$

Отже за схемою (рис.2.2) визначаю дійсні довжини ділянок головного розрахункового напрямку та відгалуження до котла:

$$L_{\phi 1-2} = 1,3 + 1 + 1,1 + 0,8 = 3,2\text{м}; \quad L_{\phi 2-3} = 0,8 + 0,3 = 1,1\text{м};$$

$$L_{\phi 3-4} = 0,5 + 1,73 + 0,2 = 2,43\text{м}; \quad \text{відгалуження до котла } L_{\phi 3-5} = 0,2 + 0,9 + 2,1 + 0,5 = 3,7\text{м};$$

та з урахуванням надбавок на місцеві опори – розрахункові довжини ділянок становлять:

ГОЛОВНА МАГІСТРАЛЬ:

$$L_{p1-2} = 3,2 \times (1 + \frac{20+25}{100}) = 4,64\text{м}$$

$$L_{p2-3} = 1,1 \times (1 + \frac{450}{100}) = 6,05\text{м}$$

$$L_{p3-4} = 2,43 \times (1 + \frac{300}{100}) = 9,72\text{м}$$

ВІДГАЛУЖЕННЯ ДО КОТЛА:

$$L_{p3-5} = 3,7 \times (1 + \frac{300}{100}) = 14,8\text{м}$$

Сумарна розрахункова довжина всіх ділянок головної магістралі, напрямок 1-5 складе:

$$\sum L_{p1-2-3-4} = 4,64 + 6,05 + 9,72 = \mathbf{20,41\text{м}};$$

Середні питомі втрати тиску на тертя визначаю за формулою (2.12):

$$\bar{R} = \frac{390}{20,41} = 19,11\text{Па/м}$$

Визначаю номінальні витрати газу для кожного приладу за формулою:

$$V_{г.н.} = \frac{3,6 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{н}} \cdot \eta}{\eta \cdot Q_{\text{г}}^{\text{г}}}, \text{нм}^3/\text{год}. \quad (2.14)$$

де $Q_{\text{ном.пр.}}$ – номінальна теплова потужність приладу, кВт;

η – коефіцієнт корисної дії приладу;

$Q_p^{\text{н}}$ – нижча теплота спалювання газу, МДж/м³ (в підрахунках допускається приймати $Q_p^{\text{н}} = 34\text{МДж/м}^3$)

1) номінальні витрати газу ПГ-4 приймаємо відповідно до вказівок експлуатуючих організацій (ПАТ «Житомиргаз»): $V_{г.н. ПГ-4} = \mathbf{1,43\text{нм}^3/\text{год.}}$

2) номінальні витрати газу котлом – 24кВт:

$$V_{г.н. Котл.} = \frac{3,6 \cdot 24}{0,92 \cdot 34} = \mathbf{2,79\text{нм}^3/\text{год.}}$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						34
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Так як газові прилади можуть працювати одночасно з номінальною потужністю з певною ймовірністю, то з метою зменшення матеріаломісткості газопроводів, розрахункові витрати газу визначаються з урахуванням коефіцієнту одночасності, за формулою:

$$V_{г.р} = k_{sim} \cdot \Sigma V_{г.н}, \text{ м}^3/\text{год.} \quad (2.15)$$

де k_{sim} – коефіцієнт одночасності, значення якого приймається згідно вимог в залежності від виду і кількості приладів в комбінації (значення приймають за додатком Д [2]).

За розрахунковими витратами газу орієнтуючись на середні питомі втрати тиску на тертя по номограмі [5] визначаю діаметри газопроводів на кожній ділянці та питомі опори. Добуток питомих опорів на розрахункову довжину дає втрати тиску на цій ділянці. Гідравлічний розрахунок внутрішньобудинкових і дворових газопроводів зведено в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 Гідравлічний розрахунок дворових і внутрішньобудинкових газопроводів

№№ ділянок	К-ть квартир	Коефіцієнт K_{sim}		Витрата газу, $V_{г.р}, \text{м}^3/\text{год.}$	Дійсна довжина $L_i, \text{м}$	Надбавка $\alpha, \%$	Розрах. довжина $L_p, \text{м}$	Діаметр труб $D_y, \text{мм}$	Питомі втрати тиску $\bar{R}, \text{Па/м}$	Втрати тиску $\Delta P, \text{Па}$	
		для ПГ-4	для котла								
Головна магістраль – розрахунковий напрямок 1-2-3-4 – до газової плити ПГ-4											
3-4	1	1	-	1,4	2,43	300	9,72	15	3	29,2	
2-3	1	1	0,85	3,76	1,1	450	6,05	20	4	24,2	
1-2	1	1	0,85	3,76	3,2	45	4,64	20	4	18,6	
Усього:										72	
Відгалуження до котла – т.5											
3-5	1	-	0,85	-	2,36	3,7	300	14,8	20	7,5	111

Отже: $\Delta P_{1-2-3-5} = 18,6 + 24,2 + 111 = 153,8 \text{ Па}$

При розрахунку газопроводів низького тиску слід враховувати гідростатичний напір H_g , який визначається за формулою:

$$H_g = \pm 9,81 \times h \times (\rho_a - \rho_g), \text{ Па} \quad (2.14)$$

де $\pm h$ – різниця абсолютних відміток початкових і кінцевих ділянок газопроводу (знак «+» – при рухові газу вниз, знак «-» - при рухові газу вверх):

$$h_{\text{для ПГ}} = -1 + 0,8 - 0,8 + 1,73 = +0,73 \text{ м};$$

$$h_{\text{для Котл.}} = -1 + 0,8 - 0,8 + 2,1 = +1,1 \text{ м}$$

$\rho_a = 1,29 \text{ кг/м}^3$ – густина повітря при температурі 0°C і тиску $0,10132 \text{ МПа}$;

$\rho_g = 0,73 \text{ кг/м}^3$ – густина газу при тих же параметрах.

$$H_{g \text{ для ПГ}} = \pm 9,81 \times 0,73 \times (1,29 - 0,73) = +5,5 \text{ Па};$$

$$H_{g \text{ для Котл.}} = \pm 9,81 \times 1,1 \times (1,29 - 0,73) = +6,04 \text{ Па}.$$

Таким чином, загальні витрати тиску у дворових і внутрішньобудинкових газопроводах та приладах становлять:

$$\Sigma \Delta P = \Sigma \Delta P_{тр.} + \Delta P_{ліч.} + \Delta P_{пр.} + H_g \quad (2.15)$$

$$\Sigma \Delta P_{\text{для ПГ-Т.4}} = \Sigma \Delta P_{тр.} + \Delta P_{ліч.} + \Delta P_{ПГ} + H_g = 72 + 150 + 60 + 5,5 = 287,5 \text{ Па} < 600 \text{ Па}$$

$$\Sigma \Delta P_{\text{для Котл.Т.5}} = \Sigma \Delta P_{тр.} + \Delta P_{ліч.} + \Delta P_{Котл.} + H_g = 153,8 + 150 + 180 + 6,04 = 489,84 \text{ Па} < 600 \text{ Па}$$

Визначені фактичні сумарні втрати тиску не перевищують допустимих рекомендованих величин.

Мінімальний манометричний тиск газу перед соплами пальників газових приладів буде становити:

- для плити ПГ-4 (Т.4): $2000 - 287,5 = 1712,5 > 1200 \text{ Па}$;
- для котла (Т.5): $2000 - 489,84 = 1510,16 > 1200 \text{ Па}$.

Висновок: тиск перед пальниками газових приладів більше 1,3кПа, що відповідає вимогам Держстандарту та паспортним характеристикам приладів.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						36
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7 Газопостачання автономної котельні (теплогенераторної) дитячого садочка

2.7.1 Проектна потужність та коротка характеристика об'єкту

В даному розділі проекту проектується влаштування автономної котельні (теплогенераторної) дошкільного навчального закладу в с. **Потіївка Житомирського району** по вул. В. Заляського, яка має загальну теплову потужність 174 кВт, працює на газовому паливі і призначена для опалення будівлі дитячого закладу загальним приведеним об'ємом 3718 м³.

Теплогенераторна знаходиться в існуючому окремому приміщенні на території дитячого садка.

Максимальне теплове навантаження системи опалення з врахуванням системи вентиляції складає 0,124 МВт.

Існуюча система опалення будівлі дошкільного закладу однотрубна, тупикова.

Вентиляція дошкільного навчального закладу існуюча.

Теплові мережі від теплогенераторної до існуючої будівлі дитячого садка проектується із трубопроводів Ø57 у поліуретановій оболонці, що вкладаються за допомогою безканальної прокладки.

В теплогенераторній встановлюється:

- два модулі нагріву «МН-80еко» з одиничною теплопродуктивністю 80кВт,
- мережний насос UPSD-50-60/2F,
- водопідготовка Atlas LCS-9 з автоматичною регенерацією,
- насос підживлення Pkm-60 з баком 24 л,
- бак запасу води Cv-300 л,
- компенсатор об'єму "Zilmet-200",
- газовий конвектор LB-30 з одиничною тепловою потужністю 3,5 кВт.

Газопостачання теплогенераторної здійснюється від підземного розподільчого поліетиленового газопроводу середнього тиску Ø63x3,6мм по вул. В. Заляського через DSR до газопроводу низького тиску Ø50x2,9мм, який проходить підземно.

Підвідний газопровід Г1 до теплогенераторної запроєктований підземно з поліетиленової труби ПЕ80 SDR 17,6 Ø50x2,9мм. Ввід у теплогенераторну здійснюється газопроводом низького тиску Ø48x3,5мм через футляр Ø76x3мм.

Вузол обліку газу обладнаний двома газовими побутовими лічильниками G-6-1,0 з $Q_{min}=0,06$ м³/год, $Q_{max}=10,0$ м³/год.

На вхідному газопроводі низького тиску в теплогенераторній встановлено відсічний електромагнітний клапан DN32 M16/RM N.A.RM05.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						37
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7.2 Обґрунтування вибору системи опалення існуючої будівлі дитячого садочка

В існуючій котельні **Потіївського дитячого садка** встановлені водогрійні котли НІСТУ-5 з одиничною потужністю 0,5 МВт - 2 шт, 1970 року виготовлення, з ККД не більше 67 %. Паливо - вугілля. Хімічне очищення підживлювальної води не проводилось. Теплова потужність котельні значно завищена. Температура теплоносія у системі опалення підтримувалась вручну обслуговуючим персоналом. Теплова мережа від котельні проходила підземно, мала пошкодження ізоляції по всій довжині, термін експлуатації більш ніж 30 років – в наслідок чого мали місце втрати тепла порядку 12-15%. Протяжність ділянки теплової мережі до будівлі дошкільного навчального закладу складала 90 м. Останніх 13 років існуюча котельня не використовувалась за призначенням у зв'язку з виходом із ладу основного обладнання.

Обираючи схему тепlopостачання будівлі дошкільного закладу, необхідно врахувати економічні показники ефективності котельні та можливість використання обладнання певного типу. Тому було прийнято рішення про встановлення котлів на газу з ККД не менш ніж 92%, з використанням регулюючої автоматики та автоматики безпеки, без постійної присутності обслуговуючого персоналу.

При використанні в якості теплового джерела водонагрівачів типу МН-Еко буде достатньо два модулі нагріву теплопродуктивністю по 80 кВт кожен. Крім того, водоохолоджувальні пальники МН-Еко вигідно відрізняються по рівню викиду забруднюючих речовин в навколишнє середовище у порівнянні з твердопаливними котлами.

Протяжність теплової мережі від нової теплогенераторної до будівлі дошкільного навчального закладу складатиме 22м і, відповідно, зменшаться втрати тепла при його транспортуванні до 3%.

Максимальне теплове навантаження теплогенераторної на опалення та вентиляцію приміщень дошкільного закладу з врахуванням внутрішніх втрат тепла 1,5% і втрат у теплових мережах 3% складає 0,13 МВт.

Розглянемо розрахунок доцільності встановлення теплогенераторної на газу, що запропонована у проєкті.

Порівняємо витрати умовного палива для твердопаливних котлів та модулів нагріву:

- існуючі котли НІСТУ-5 з ККД 67% ;
- запропоновані модулі нагріву МН-80 ЕКО з ККД 92%.

Розрахуємо максимальне теплове навантаження будівлі, необхідне для опалення, для цього використовуємо формулу теплотехнічного розрахунку:

$$Q_{on.} = \alpha * q_{on.} * V (t_{вн} - t_{н.}),$$

де $Q_{on.}$ – теплові втрати приміщення [кВт/год];

α - коефіцієнт коригування;

q – теплова характеристика приміщення;

$t_{вн}$ – внутрішня температура приміщення;

$t_{н}$ – мінімальна середня температура 7-ми днів в зимній період.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						38
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Та для вентиляції:

$$Q_v = q_v * V (t_{вн} - t_{н.в.}),$$

де Q_v – теплові втрати приміщення – вентиляційна складова [ккал/год];

q – теплова вентиляційна характеристика приміщення;

$t_{вн}$ – внутрішня температура приміщення;

$t_{нв}$ – мінімальна середня температура 7-ми днів в зимній період для розрахунку вентиляції.

$$Q_{оп.} = 1,152 * 0,41 * 3718 * (20 - (-21)) = 71999,5 \text{ ккал}$$

$$Q_v = 0,23 * 3718 * (20 - (-21)) = 35060,7 \text{ ккал}$$

$$Q_{заг.} = Q_{оп.} + Q_v = 71999,5 + 35060,7 = 107060,2 \text{ ккал} = 0,10706 \text{ Гкал}$$

Згідно з розрахунками пікове навантаження складає 0,10706 Гкал або 124 кВт. У відповідності до СніП II 35-76 п. 1.15 при визначенні розрахункової продуктивності теплогенераторної враховуються втрати тепла в теплогенераторній та в теплових мережах. Тому розрахункова продуктивність складатиме:

$$Q_{заг. роз.} = 0,10706 * 1,015 * 1,03 = 0,112 \text{ Гкал}$$

Розрахуємо кількість теплоти, необхідної для опалення приміщень будівлі на опалювальний період, для цього використовуємо формулу теплотехнічного розрахунку:

$$Q_{річ.оп.} = \frac{Q_{р.оп.} (t_v - t_{н.ср.}) \cdot n \cdot 24}{(t_v - t_n)} = 170,742 \text{ Гкал}$$

Розрахуємо кількість теплоти, необхідної для вентиляції приміщень будівлі на опалювальний період, для цього використовуємо формулу теплотехнічного розрахунку:

$$Q_{річ.в.} = \frac{Q_{р.в.} (t_v - t_{н.ср.}) \cdot n \cdot 24}{(t_v - t_{р.в.})} = 114,393 \text{ Гкал}$$

$$Q_{заг.річ.} = Q_{річ.оп.} + Q_{річ.в.} = 170,742 + 114,393 = 285,135 \text{ Гкал}$$

При проведенні розрахунків, також враховані теплові надходження від людей (доросла людина – 85 Вт/год, для дитини – 65 Вт/год). У дитячому садку одночасно перебувають 100 дітей та 19 вихователів на протязі 6 годин. Загальні теплові надходження становлять $4,56 + 1,51 = 6,07$ Гкал за опалювальний період.

Розрахуємо кількість використання умовного палива за опалювальний період

$$B = \frac{285,135 \cdot 10^6 - 6,07 \cdot 10^6}{7000} = 39866 \text{ кг.у.п}$$

Економія умовного палива за рахунок збільшення ККД котлів.

Витрата умовного палива при експлуатації існуючих котлів з ККД 67% за опалювальний період становили:

$$B_1 = \frac{279,065 \times 10^6}{7000 \times 0,67} = 59502 \text{ кг.у.п}$$

Витрата умовного палива при встановленні модулів нагріву МН-80 ЕКО за опалювальний період:

$$B_2 = \frac{279,065 \times 10^6}{7000 \times 0,92} = 44333 \text{ кг.у.п}$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						39
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Економія умовного палива за рахунок зменшення втрат тепла в теплових мережах та їх протяжності.

Витрати умовного палива з врахуванням втрат тепла в існуючій системі опалення 15% .

$$B_1 = \frac{279,065 \times 10^6 \times 1,15}{7000} = 45846 \text{ кг. у.п.}$$

Витрати умовного палива з втратами тепла у тепломережі, що запроєктована 3%.

$$B_2 = \frac{279,065 \times 10^6 \times 1,03}{7000} = 41062 \text{ кг. у.п.}$$

Економія газу: $E_{\text{мереж.}} = B_1 - B_2 = 45,846 - 41,062 = 4,784 \text{ т. у.п.}$

Економія умовного палива за рахунок зменшення внутрішніх втрат в котельні.

При експлуатації котельні на твердому паливі внутрішні втрати тепла становлять 4,5%. Тоді витрати умовного палива складають

$$B_1 = \frac{279,065 \times 10^6 \times 1,045}{7000} = 41660 \text{ кг. у.п.}$$

При встановленні теплогенераторної на природному газі внутрішні втрати тепла в теплогенераторній становлять 1,5%. Тоді витрати умовного палива складають

$$B_2 = \frac{279,065 \times 10^6 \times 1,015}{7000} = 40464 \text{ кг. у.п.}$$

Економія умовного палива: $E_{\text{рег.}} = B_1 - B_2 = 41,66 - 40,464 = 1,196 \text{ т. у.п.}$

Загальна економія споживання умовного палива.

$$E_{\text{заг}} = E_{\text{ккд}} + E_{\text{мереж.}} + E_{\text{вн.}}$$

$$E_{\text{заг}} = 15,169 + 4,784 + 1,196 = 21,149 \text{ т. у.п.}$$

Загальна економія умовного палива у натуральному вираженні:

$$E_{\text{заг}} = 21,149 / 1,15 = 18,39 \text{ тис. м}^3$$

(1,15 – перевідний коефіцієнт природного газу)

Загальна економія умовного палива у грошовому виразі:

$$D = E_{\text{заг}} \cdot \Pi$$

Π - вартість газу для бюджетних установ станом 01.08.2010р. 2957,93 грн за 1000м³.

$$D = 18,39 \cdot 2957,93 = 54,396 \text{ тис. грн.}$$

Встановлення газової теплогенераторної виключає необхідність в постійному обслуговуючому персоналі за рахунок автономної роботи з використанням регулюючої автоматики та автоматики безпеки.

36 тис. грн. матиме можливість економити Потіївська сільська рада на зменшенні виплат заробітної плати обслуговуючому персоналу (в порівнянні з твердопаливною котельнею).

Загальна економія коштів.

$$D = 54,396 + 36,0 = 90,396 \text{ тис. грн.}$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						40
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7.3 Тепломеханічна частина котельні дитячого садочка

Теплогенераторна дошкільного навчального закладу розташована в окремому приміщенні, будівельні розміри якої 3300x4200x3000 мм.

Площа теплогенераторної складає 11,02 м², об'єм – 30,3 м³.

Приміщення теплогенераторної відповідає вимогам газифікації та має всі необхідні конструктивні елементи для відведення продуктів згоряння, припливу повітря та вентиляції.

Димові гази відводяться в проєктовані утеплені димові труби індивідуального виконання (від кожного модуля МН-80еко окремо) з алюмінієвих збірних коробів довжиною по 0,5 м та перерізом 490x150 мм з переходом у збірний газохід Ø250 мм довжиною 2,7м. Відведення димових газів зі збірного газоходу, відповідно до проєкту, передбачається в димову трубу діаметром 250 мм і висотою Н=9м від рівня землі.

Теплові мережі від теплогенераторної до існуючої будівлі проєктуються із трубопроводів Ø57 у поліуретановій оболонці, що вкладаються за допомогою безканальної прокладки.

Влаштування теплогенераторної представляє собою встановлення одиниць та вузлів теплотехнічного устаткування, систем управління та автоматизації в окремому приміщенні.

Характеристика теплогенераторної.

Теплогенераторна, що проєктується, призначена для опалення існуючої будівлі дошкільного навчального закладу по вул. В Заляського в с. Потіївка Житомирського району.

Система теплопостачання двотрубна, закрита. Проєктом передбачається заміна існуючої системи опалення будівлі дитячого садка на двотрубну з нижнім розведенням подавального (Т1) та зворотного (Т2) трубопроводів системи опалення. Опалювальні прилади на І поверсі запроектовані марки “Gross” тип – 22, детально див. розділ ОВ. По надійності відпуску тепла теплогенераторна відноситься до II категорії. Теплоносій для опалення – вода з розрахунковими температурами показниками по опалювальному графіку 95°-70°С.

Тиск у тепловій мережі:

- у подаючому трубопроводі до 0,25(2.5) МПа (кгс/см²);
- у зворотному трубопроводі до 0,2 (2.0) МПа (кгс/см²).

Згідно розрахунків необхідне теплове навантаження системи опалення з урахуванням системи вентиляції складає 0,124 МВт. Для його покриття обрано встановлення 2-х модулів нагріву “МН-80еко” загальною теплопродуктивністю 160 кВт. Крім того в теплогенераторній розміщені: мережний насос UPSD-50-60/F, водопідготовка Atlas LCS-9 з автоматичною регенерацією, насос підживлення Ркм-60 з баком 24 л, бак запасу води Cv-300 л, компенсатор об'єму “Zilmet-200”, газовий конвектор LB-30 з одиничною тепловою потужністю 3,5 кВт, вузол обліку води та вузол обліку газу.

Електротехнічною частиною проєкту передбачається підключення від щита ЩР1 з набірними автоматичними вимикачами пульта контролю “Сигнал 11 мод. Д”, сигналізатора загазованості, відсічного газового клапана, насосів, електроосвітлення і приладів КВП.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						41
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Принципова схема роботи теплогенераторної.

Модуль нагріву МН80еко (К1) складається з 2-х опалювальних агрегатів (пальник та теплообмінник) разом з автоматичною системою, що забезпечує безпеку газових та водних пристроїв.

Опалювальні агрегати розташовані один над одним з паралельним підключенням теплоносія.

Кожен агрегат має пальник, теплообмінник та міні-насос, що забезпечує внутрішню циркуляцію води. До кожного агрегату газ підводиться від свого особистого лічильника.

Димові гази виводяться в проєктовані утеплені димові труби індивідуального виконання (від кожного модуля нагріву окремо) з алюмінієвих коробів перерізом 490x150мм і висотою 0,5м з переходом у збірний газохід Ø250 мм довжиною 2,7м, а далі, відповідно до проєкту, передбачається в димову трубу (К-10) діаметром 250 мм і висотою Н= 9м від землі.

Кожен з агрегатів може працювати самостійно, а кількість роботи в даний час регулюється автоматикою модуля у залежності від навантаження.

Циркуляція системи здійснюється за допомогою насоса UPSD 50-60/F (К2). На зворотному трубопроводі Т2 встановлений загальний сітчатий фільтр Ду50 (К8) системи опалення.

Для компенсації температурного розширення теплоносія передбачено встановлення компенсатора об'єму "ZILMET-200" (К4), який підключається до зворотного трубопроводу системи опалення Т2.

Для запобігання накопичуванню зайвого повітря у трубопроводах системи опалення передбачається встановлення автоматичних повітрявідводчиків Ду15, як на подаючому трубопроводі, так і на зворотному.

Система опалення заповнюється водою з показниками карбонатної жорсткості менш ніж 0,7 мг. екв/л, остаточної загальної жорсткості менш ніж 0,1 мг. екв/л.

Пом'якшення води здійснюється через систему водопідготовки Atlas LCS-9 (К3) з автоматичною системою регенерації та контролем проходження об'єму води через внутрішній імпульсний лічильник води.

Поповнення втрат теплоносія системи опалення здійснюється підживлювальним насосом Ркм- 60 (К6) з баком 24 л в автоматичному режимі. Для резервного запасу води передбачений бак запасу води CV 300 л (К5).

Для обліку витрат води в теплогенераторній на вводі водопроводу встановлено вузол обліку підживлювальної води (К7) з лічильником Ду15.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						42
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Таблиця 2.12 Технічні характеристики модулів нагріву “МН-80еко”

№ п/п	Основні параметри	Модуль нагріву “МН-80еко”
1.	Теплова потужність, кВт	87
2.	Теплопродуктивність, кВт	80
3.	Номінальний тиск газу, Па	1960
4.	Максимальна витрата газу при н. у. м³/год.	9,4
5.	Розрахунковий К.К.Д., %	92
6.	Робочий тиск теплоносія мах., МПа	0,6
7.	Максимальна температура теплоносія, °С	95
8.	Температура продуктів згоряння, °С	110
9.	Електрична потужність, Вт	300
10.	Габаритні розміри, мм	
	– глибина	500
	– ширина	711
	– висота	1697
11.	Маса, кг	145

Розрахунок газоходу теплогенераторної

Визначимо об’єм димових газів від модулів нагріву “МН-80еко”.

Об’єм димових газів визначаємо згідно формул та вихідних даних.

Вихідні дані:

$a = 2,5$ (коефіцієнт надлишку повітря);

$H = 9,0$ м (висота димової труби);

$t_1 = 110$ °С (температура продуктів згоряння);

$\rho_{п.н.у.} = 1,2932$ кг/м³ (густина повітря за нормальними умовами);

$q = 9,4$ м³/год (витрата газу);

$D = 250$ мм (діаметр димової труби).

1. Характеристика палива:

Об’ємний склад сухої маси природного газу становить:

$C H_4 = 86.41$ % $C_2 H_6 = 2.0$ %

$C_3 H_8 = 0.6$ % $C_4 H_{10} = 0.34$ %

$N_2 = 1.8$ % $C O_2 = 8.5$ %

Об’ємна нижча теплота згоряння $Q_{н.р} - 8050$ ккал/нм³.

Питома маса кожного окремого газу в сухому паливі визначається за формулами:

$$m_{CH_4} = 0,716 \cdot 0,01(CH_4)_v = 0,716 \cdot 0,01 \cdot 86,41 = 0,62,$$

$$m_{C_2H_6} = 1,342 \cdot 0,01(C_2H_6)_v = 1,342 \cdot 0,01 \cdot 2 = 0,0268,$$

$$m_{C_3H_8} = 1,967 \cdot 0,01(C_3H_8)_v = 1,967 \cdot 0,01 \cdot 0,06 = 0,0012,$$

$$m_{C_4H_{10}} = 2,593 \cdot 0,01(C_4H_{10})_v = 2,593 \cdot 0,01 \cdot 0,34 = 0,0088,$$

$$m_{N_2} = 1,250 \cdot 0,01(N_2)_v = 1,250 \cdot 0,01 \cdot 1,8 = 0,0225,$$

$$m_{CO_2} = 1,964 \cdot 0,01(CO_2)_v = 1,964 \cdot 0,01 \cdot 8,5 = 0,1669,$$

де m_i – питома маса i -го індивідуального газу в 1 нм³ сухого газоподібного палива, кг/нм³;

$(i)_v$ – об’ємний вміст i -го індивідуального газу, %.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						43
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Об'ємна нижча теплота згоряння газу дорівнює 33,7295 МДж/м³; розрахована густина – 0,86686 кг/м³.

Масовий елементний склад сухого газоподібного палива визначається за формулами:

$$C^{daf} = \frac{100}{0,86686} (0,75 \cdot 0,62 + 0,8 \cdot 0,0268 + 0,818 \cdot 0,0012 + 0,827 \cdot 0,0088 + 0,273 \cdot 0,1669) = 64,3$$

$$H^{daf} = \frac{100}{0,86686} (0,25 \cdot 0,62 + 0,2 \cdot 0,0268 + 0,182 \cdot 0,0012 + 0,172 \cdot 0,0088) = 19,1$$

$$N^{daf} = \frac{100}{\rho_n} m_{N_2} = \frac{100}{0,86686} 0,0225 = 2,6$$

$$O^{daf} = \frac{100}{\rho_n} (0,571 m_{CO} + 0,727 m_{CO_2}) = \frac{100}{0,86686} 0,727 \cdot 0,1669 = 14,0$$

де C^{daf} – масовий вміст вуглецю в паливі на горючу масу, %;

H^{daf} – масовий вміст водню в паливі на горючу масу, %;

N^{daf} – масовий вміст азоту в паливі на горючу масу, %;

O^{daf} – масовий вміст кисню в паливі на горючу масу, %;

ρ_n – густина сухого газоподібного палива, кг/м³.

Таким чином, отримано значення, % масового елементного складу природного газу:

вуглець – $C^r = C^{daf} = 64,3$;

водень – $H^r = H^{daf} = 19,1$;

кисень – $O^r = O^{daf} = 14,0$;

азот – $N^r = N^{daf} = 2,6$.

Масова нижча теплота згоряння Q_i^r

$$Q_i^r = Q_i^{daf} = Q_{iv}^{daf} / \rho_n = 33,7295 / 0,86686 = 38,91 \text{ МДж/кг.}$$

2. Знайдемо об'єм вихідних газів з модулів нагріву:

Загальна формула визначення питомого об'єму сухих димових газів при нормальних умовах має вигляд

$$v_{дг} = \frac{2,5}{100} \cdot [4,762 \cdot (1,866 \cdot \varepsilon_c \cdot C^r + 0,7 \cdot S^r) + 0,8 \cdot N^r + 3,762 \cdot (5,56 \cdot H^r - 0,7 \cdot O^r)]$$

де 2,5 – коефіцієнт надлишку повітря.

Під час спалювання природного газу питомий об'єм сухих димових газів

$$v_{дг} = \frac{2,5}{100} \cdot [4,762 \cdot (1,866 \cdot 0,995 \cdot 64,3 + 0,7 \cdot 0,0) + 0,8 \cdot 2,6 + 3,762 \cdot (5,56 \cdot 19,1 - 0,7 \cdot 14,0)] = 0,025 \times 933,23 = 23,33 \text{ м}^3/\text{кг},$$

а якщо питомий об'єм сухих димових газів віднести до одиниці об'єму природного газу, то

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						44
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

$$(\nu_{\text{оз}})_v = \nu_{\text{оз}} \cdot \rho_n = 23,33 \cdot 0,86686 = 20,22 \text{ нм}^3/\text{нм}^3.$$

$$V = B \cdot (\nu_{\text{ДГ}})_v$$

де B – об’ємна витрата палива.

$$V = 18,8 \cdot 20,22 = 380,136 \text{ нм}^3/\text{год}.$$

Об’єм димових газів на виході з модулів нагріву становить:

$$V_{\text{Г}} = 380,136 \times \frac{273 + 110}{273} = 532,19 \text{ м}^3/\text{год} = 0,1478 \text{ м}^3/\text{сек},$$

де 110°C – температура димових газів.

3. Визначаємо охолодження газів на 1 м довжини димової труби:

$$\Delta t = \frac{B}{(Q/1000)^{0.5}};$$

де: B = 0,85 (коефіцієнт для металевих труб);

Q = 174 кВт (номінальна теплова потужність модулів).

$$\Delta t = 2,0 \text{ }^\circ\text{C}/\text{м}$$

4. Визначаємо температуру газів на виході з димової труби:

$$t_2 = t_1 - H \times \Delta t$$

$$t_2 = 110 - 9 \times 2,0 = 92 \text{ }^\circ\text{C}$$

5. Визначаємо середню температуру продуктів згоряння в димоході:

$$t_{\text{ср.}} = \frac{t_1 + t_2}{2}$$

$$t_{\text{ср.}} = 101 \text{ }^\circ\text{C}$$

6. Загальний об’єм димових газів, які виробляються внаслідок спалювання 1 нм³ газу при t_{ср} та t₂:

$$V_{\text{Г ср.}} = V_{\text{гну}} \times \frac{(t_{\text{ср}} + 273)}{273} \text{ нм}^3/\text{нм}^3,$$

$$V_{\text{Г ср.}} = 32,526 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

$$V_{\text{Г т2}} = V_{\text{гну}} \times \frac{(t_2 + 273)}{273} \text{ нм}^3/\text{нм}^3,$$

$$V_{\text{Г т2}} = 31,728 \text{ нм}^3/\text{нм}^3,$$

7. Визначаємо густину димових газів при t_{ср} та t₂:

$$P_{\text{Г ср.}} = P_{\text{гну}} \times \frac{273}{(t_{\text{ср}} + 273)} \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$P_{\text{Г ср.}} = 0,9244 \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$P_{\text{Г т2}} = P_{\text{гну}} \times \frac{273}{(t_2 + 273)} \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$P_{\text{Г т2}} = 0,9477 \text{ кг}/\text{м}^3$$

8. Густина повітря при t_в=20 °C (температура зовнішнього повітря для найбільш “тяжкого” режиму відводу димових газів через димову трубу).

$$P_{\text{пов.}} = P_{\text{пну}} \times \frac{273}{(t_{\text{в}} + 273)} \text{ кг}/\text{м}^3$$

$$P_{\text{пов.}} = 1,38794 \text{ кг}/\text{м}^3$$

9. Визначаємо самотягу димової труби:

$$h_c = H \times (P_{\text{пов.}} - P_{\text{Г ср.}}), \text{ мм.вод.ст.}$$

$$h_c = 4,1715 \text{ мм.вод.ст.}$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						45
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

10. Визначаємо об'єм димових газів від модулів нагріву при $t_{\text{ср}}$:

$$V_{\text{ср.}} = 1 \times q \times V_{\text{Г ср.}} = 18,8 \times 32,526 = 611,4888 \text{ м}^3/\text{год} = 0,17 \text{ м}^3/\text{сек}$$

11. Швидкість димових газів в прийнятій існуючій димовій трубі $D=250$ мм становить:

$$W_{\text{Г}} = V_{\text{ср.}} / (F \times 3600) = 3,397 \text{ м/с.}$$

12. Визначаємо втрати напору в димовій трубі.

$$\Delta h_{\text{заг.}} = \Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{м}}$$

Опір тертя по всій довжині димової труби при прийнятому діаметрі труби $D=530$ мм складає:

$$\Delta h_{\text{тр}} = \lambda \times H \times W_{\text{Г}}^2 \times P_{\text{Г ср}} / (D \times 19,62); \text{ де:}$$

$\lambda=0,02$ (коефіцієнт опору тертя для сталевих труб);

D - діаметр димової труби;

$$\Delta h_{\text{тр}} = 0,3915 \text{ мм. вод. ст.}$$

Місцеві втрати визначаємо за формулою:

$$\Delta h_{\text{м}} = \sum \zeta \times W_{\text{Г}}^2 \times P_{\text{Г ср}} / 19,62; \text{ де:}$$

$\sum \zeta$ - сума коефіцієнтів місцевого опору на вході в димову трубу та на виході з димової труби.

$$\Delta h_{\text{м}} = (0,51 + 1,2 + 0,28 + 1,2) \times W_{\text{Г вих}}^2 \times P_{\text{Г т2}} / 19,62$$

$$\Delta h_{\text{м}} = 1,1582 \text{ мм. вод. ст.}$$

Загальні втрати напору димової труби складають:

$$\Delta h_{\text{заг.}} = \Delta h_{\text{тр}} + \Delta h_{\text{м}} = 1,5497 \text{ мм. вод. ст.}$$

13. Перевіряємо умови тяги димової труби за формулою:

$$h_{\text{с}} - \Delta h_{\text{заг.}} \geq 1,2 \times h_{\text{т}} \text{ (перевірка умови самотяги), де:}$$

$$h_{\text{т}} = 6 \text{ Па} = 0,61162 \text{ мм} - \text{розрідження на виході із топки}$$

$$4,1715 - 1,5497 > 1,2 \times 0,61162$$

$$2,6218 > 0,733944$$

Проектом прийнята димова труба діаметром 250 мм і висотою 9 м від землі.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						46
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7.4 Газопостачання теплогенераторної

Зовнішнє газопостачання

Газопровід від місця врізки після КБРТ до теплогенераторної виконаний з поліетиленової труби ПЕ80 SDR 17,6 Ø50x2,9мм. Газопровід низького тиску з поліетиленових труб прокладається в землі на глибині не менше ніж 1,0м до верха землі, а під дорогою не менше ніж 1,2м.

В місці переходу через дорогу газопровід прокладається у сталевому футлярі Ø108x4мм довжиною $l = 11\text{м}$ на пісчаній основі товщиною 10 см, з подальшою засипкою піщаним ґрунтом товщиною 20см.

Над поліетиленовим газопроводом, на висоті 40-50см, укладається попереджувальна стрічка жовтого кольору, шириною 200 мм із надписом “ГАЗ”. Довжина підземного газопроводу низького тиску складає 70 м.

Вихід газопроводу з землі здійснюється переходом з поліетилену на сталь ПЕ-ВП/сталь 50/40 див. аркуш графічної частини проекту №3 та 4. При виході з землі запроектований газовий стояк Ду40 з краном Ду32. Газопровід від стояка до теплогенераторної здійснюється сталевим трубопроводом Ø38x3,0мм.

В місці вводу газу у теплогенераторну газопровід низького тиску при проходженні через стіну розміщують у футлярі - труба Ø57x3мм.

Внутрішнє газопостачання

Проектом передбачається газообладнання двох модулів нагріву “МН-80еко” та одного газового конвектора LB-30.

Облік витрат газу здійснюється по агрегатно. Для обліку витрат газу модулями нагріву та газовим конвектором встановлено два побутових лічильники G-6-1,0 з $Q_{\min}=0,06 \text{ м}^3/\text{год}$, $Q_{\max}=10,0 \text{ м}^3/\text{год}$.

Після вводу газу у приміщення теплогенераторної на газопроводі низького тиску встановлено відсічний електромагнітний клапан DN32 M16/RM N.A.RM05. Для визначення витоків газу розміщується газовий сигналізатор “Лелека-2”.

Газопостачання до модулів нагріву по окремим трубопроводам діаметром 33,5x3,2 мм від кожного лічильника, до конвектора – по газопроводу діаметром 21,3x2,8мм .

Витрати газу на модуль нагріву “МН-80еко” - 9,4 м³/год.

Витрати газу на конвектор LB 30 - 0,46 м³/год.

Загальні витрати газу в теплогенераторній - 19,26 м³/год.

Організація газової служби

Модулі нагріву експлуатуються без постійної присутності обслуговуючого персоналу, що забезпечує автоматика безпеки обладнання.

Проектом передбачається автоматичне закриття швидкодіючого відсічного клапана на вводі газу у приміщення при порушенні електропостачання теплогенераторної або її загазованості за участі газосигналізатора довибухових концентрацій метану “Лелека-1”, пульту комутацій і живлення “Сигнал-1 мод. Д”. В цьому випадку крім спрацювання пульту сигналізації та закриття клапана вмикається відповідне сигнальне світлозвуковий пристрій на пульті індикації “Сигнал-2 мод. Д”, що встановлюється у приміщенні чергового.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						47
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Таблиця 2.13 Установки параметрів безпеки

№ з/п	Параметр безпеки	Тип пристрія датчика	Діапазон настройки	Примітки
1	Зниження тиску газу	Датчик	1,5 кПа	
2	Збільшення тиску газу	-	2,5кПа	
3	Тиск води низький (високий)	-	(0,1-0,3) МПа	
4	Відсутність полум'я	-	2 сек	
5	Пожар в приміщенні	-	2 сек	
6	Загазованість	-	1 сек	
7	Відсутність тяги	-	2 сек	
8	Температура теплоносія висока	-	95°C	
9	Відсутність напруги	-	1 сек	
10	Відсутність потоку води	-	2 сек	
11	Несправність у блоці автоматики	-	1 сек	

Експлуатація газопроводів та газорегулюючого обладнання

Введення в експлуатацію систем газопостачання об'єкта, у відповідності до НПАОП 0.00-1.76:2015 «Правила безпеки систем газопостачання», дозволяється за наявності акта прийняття об'єкта, технологічних схем і об'єктів газопостачання, інструкцій і експлуатаційної документації з безпечного користування газом, плану локалізації і ліквідації можливих аварій, документів з навчання і перевірки знань керівників, спеціалістів і робітників, які обслуговують газове господарство, а також наказу про призначення осіб, відповідальних за газове господарство.

Газопроводи, які експлуатуються, повинні бути під систематичним наглядом, підлягати перевіркам технічного стану, поточним і капітальним ремонтам. Стан зовнішнього газопроводу перевіряти обходом із періодичністю 1 раз на 3 місяці. При перевірці на герметичність стиків перевірка повинна проводитись за допомогою спеціальних приладів або мильної емульсії. Якщо виявлено виток газу на трасі газопроводу при обході, необхідно терміново повідомити аварійно-диспетчерську службу, керівників газової служби, вжити заходи для додаткової перевірки і провітрювання перших поверхів приміщень, колодязів, камер, які розташовані на відстані до 50 м по обидва боки від осі газопроводу вздовж траси.

При витoku газу необхідно вживати негайні заходи з ліквідації цих недоліків в аварійному порядку.

Заходи по раціональному використанню газу

Встановлені модулі нагріву «МН-80еко» мають ККД – 92 %.

Питома норма витрат газу на вироблення 1 Гкал тепла – 155,28 кг умовного палива.

Газоходи та трубопроводи з температурою стінки вище 45С° підлягають теплоізолюванню.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						48
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7.5 Опалення та вентиляція теплогенераторної

Опалення. Необхідна температура повітря у теплогенераторній не нижче 5°C і підтримується за рахунок теплонадлишків від модулів нагріву (K1) та газового конвектора LB-30 (K9), одиничною теплопродуктивністю 3,5 кВт.

Вентиляція теплогенераторної припливно-витяжна, природного походження та з триразовим повітрообміном за годину із врахуванням повітря на горіння газу у модулях нагріву.

Приплив повітря через жалюзійні ґратки ПЕ1 розміром 300х300мм, (див.ТМ-2), загальним перерізом 0,09 м².

Витяжна вентиляція теплогенераторної здійснюється через дефлектор Ø 180 мм, площа перерізу якого становить 0,03 м².

Розрахунок вентиляції теплогенераторної:

Об'єм теплогенераторної

$$V = 30,3 \text{ м}^3.$$

Об'єм повітря, що видаляється (триразовий повітрообмін):

$$V_B = 3 \cdot V = 30,3 \cdot 3 = 90,9 \text{ м}^3.$$

Кількість повітря, що необхідно для триразового повітрообміну за годину та з врахуванням повітря на горіння газу у котлах

$$L_p = 9,4 \text{ нм}^3/\text{год} \cdot 2 \cdot 11,6229 \text{ нм}^3 \text{ повітря}/\text{нм}^3 \text{ газу} + 90,9 \text{ м}^3$$

$$L_p = 309,41 \text{ нм}^3/\text{год} \text{ повітря.}$$

Корисна площа перерізу припливних ґрат повинна забезпечувати наступні вимоги:

$$F_{\text{потріб}} = L_p / (3600 \cdot W_{\text{прип}}) = 309,41 \text{ нм}^3 \text{ повітря} / (3600 \text{ сек} \cdot 1 \text{ м/с}) = 0,086 \text{ м}^2.$$

де w – швидкість руху повітря в ґратах приймаємо 1 м/с.

Приймаємо припливну решітку розміром 300 х 300 мм загальним перерізом 0,09 м².

Потрібна площа перерізу витяжної шахти (дефлектора):

$$F_{\text{потріб.}} = V_B / 3600 \cdot W_{\text{вит}} = 90,9 \text{ м}^3/\text{год} / (3600 \text{ сек} \cdot 1,0 \text{ м/с}) = 0,025 \text{ м}^2,$$

де $W_{\text{вит}}$ – швидкість руху повітря в дефлекторі приймаємо 1,0 м/с.

Проектом прийнятий дефлектор Ø180мм (переріз 0,03м²), що задовольняє вимоги підбору.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						49
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7.6 Водопостачання та каналізація теплогенераторної

Водопостачання. Підключення до зовнішніх комунікацій водопостачання передбачено від існуючого колодязя ВК-1, що знаходиться на території Потіївського дошкільного навчального закладу (див. арк ВК-2). На місці врізки в існуючий водопровід Ду 100 встановлений відключаючий пристрій Ду20. Підвідний водопровід В1 до теплогенераторної запроектований підземно поліетиленовою трубою (ПЕ-80) $\Phi 25 \times 2$ мм на глибину 1,2 м. Довжина підземного водопроводу складає 12 м.

Холодна вода подається в теплогенераторну для підживлення системи опалення, водопідготовки (К3) та на бак запасу води (К5). Для обліку витрат води на підживлення системи в теплогенераторній передбачається вузол обліку води з лічильником Ду15 "Apator" (К7), встановлений на ввіді водопроводу.

Система опалення заповнюється водою з показниками карбонатної жорсткості менш ніж 0,7 мг. екв/л, остаточної загальної жорсткості менш ніж 0,1 мг. екв/л.

Пом'якшення води здійснюється через систему водопідготовки Atlas LCS-9 (К3) з автоматичною системою регенерації та контролем проходження об'єму води через відповідний лічильник води.

Система підживлення тепломережі відображена в розділі ТМ. Поповнення втрат теплоносія системи опалення здійснюється підживлювальним насосом з електронним управлінням Ркм-60 (К6) в автоматичному режимі з баком 24 л.

Для запасу води в теплогенераторній встановлено бак об'ємом 300 л (К5).

Таблиця 2.14 Технічні характеристики водопідготовки Atlas LCS-9

№ з/п	Основні параметри	Значення
1	Продуктивність, м ³ /год	0,7-1,1
2	Карбонатна жорсткість, мг-екв/кг	0,7
3	Остаточна загальна жорсткість, мг-екв/кг	0,1
4	Кисень розчинний, мг/кг	0,1
5	Вільна вуглекислота	відсутня
6	pH	7,2

Каналізація. В приміщенні теплогенераторної передбачена система каналізації з виведенням стічних вод з приміщення. Через цю систему відводяться аварійні стоки, стоки хімводопідготовки Atlas LCS-9 (К3) та з бака запасу води CV 300 (К5). У теплогенераторній передбачено встановлення одного каналізаційного трапу Тр50.

Відведення дренажних вод з модулів нагріву МН-80ЕКО (К1) та дренажних вод з баку запасу води (К5), з водопідготовки Atlas LCS-9 (К3) здійснюється через пластиковий трубопровід $\Phi 50$ марки "Ostendorf" з переходом на $\Phi 100$ (зовнішній) до існуючого дренажного колодязя, що розташований за межами теплогенераторної.

Трубопровід каналізації $\Phi 100$ (Ostendorf) К3 прокладається з нахилом 0,02.

Таблиця 2.15 Розрахункові витрати води і стоків

Найменування системи	Розрахункова витрата (гарантійний тиск 20 м)			
	м ³ /добу	м ³ /год	л /сек	При пожежі, л/с
В1	0,321	0,013	0,004	
В тому числі:				
- постійне підживлення	0,306	0,013	0,0035	-
- ХВО	0,0153	0,0006	0,00018	-
взривлення	0,003825	0,0002	0,00004	-
регенерація	0,0135	0,0006	0,00016	-
промивка	0,003825	0,0002	0,00004	-
К3	0,0153	0,0006	0,00018	-

2.7.7 Електротехнічна частина теплогенераторної

Загальна частина. Електрична потужність складатиме:

Розрахункова потужність – 2,6 кВт.

Встановлена потужність – 3,34 кВт.

Річна витрата електроенергії – 7334 кВт.

Споживач за надійністю електропостачання відноситься до III категорії.

Електропостачання теплогенераторної прийнято для системи TN-C-S з напругою 380/220 В із глухозаземленою нейтраллю.

Облік електроенергії, яку споживає теплогенераторна здійснює лічильник, що розміщений у розподільчій шафі щитової дошкільного навчального закладу.

Безпека персоналу забезпечується шляхом:

- заземлення корпусів електрообладнання та електроустановок, які можуть опинитись під напругою у випадку пошкодження ізоляції;

- використання якісної ізоляції;

- надійного і швидкодіючого автоматичного відключення частин електрообладнання, що випадково опинились під напругою та пошкоджених ділянок мережі;

- застосуванням надписів і плакатів;

- використання засобів захисту.

Електропостачання. Електрообладнання теплогенераторної здійснюється з врахуванням конструктивних та технологічних рішень.

Згідно ДБН В.2.5-23-2003 за ступенем надійності електропостачання електроприймачі теплогенераторної повинні відноситися до III категорії електропостачання. У відповідності з тим та вимогами Технічних вимог було прийнято рішення про вибір існуючої схеми електропостачання будівлі та встановлення штучного заземлюючого пристрою. Для вимикання та захисту електроприймачів теплогенераторної в розподільчій шафі встановлена лінійка автоматичних вимикачів. Від автоматичних вимикачів здійснюється електричне живлення блоку управління модулів нагріву “МН-80 ЕКО”, підживлювального насоса, електронних систем водопідготовки, загальної автоматики теплогенераторної, систем сигналізації, освітлення, інших електроприймачів у приміщенні.

Також згідно вимог до електропостачання систем загальної котельної автоматики та сигналізації їх електроживлення повинно здійснюватися по I категорії надійності електропостачання. Передбачено встановлення системи сигналізації теплогенераторної з використанням пульта контролю “Сигнал 11 модифікація Д”.

Електроосвітлення. Електроосвітлення теплогенераторної виконано у відповідності ДБН В.2.5-28-2006 «Природне та штучне освітлення» та «Рекомендацій по проєктуванню дахових, вбудованих і прибудованих котельних установок...» та складається з робочого та аварійного освітлення. Окрім основного освітлення у нормальному виконанні передбачено встановлення аварійного освітлення основних проходів зі включенням їх із зовнішньої сторони входу до приміщення та виконується слабогорючим проводом (використовується кабель ВВГнг).

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						51
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Організація експлуатації електроустановок. Електроустановки теплогенераторної, що проєктуються, переходять на баланс замовника або організації, що обслуговує об'єкт після його передачі у експлуатацію.

Обслуговування електроустановок, проведення на них оперативних переключень, організацію та проведення ремонтних, монтажних або налагоджувальних робіт і випробування здійснюється бригадами, що включають у себе спеціально підготовлений електротехнічний персонал, який пройшов перевірку знань у об'ємі, обов'язковому для даної роботи та що має кваліфікаційну групу з електробезпеки, згідно до "Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів" (ДНАОП 0.00-1.21-98).

Персонал, що обслуговує електроустановки, повинен мати усі необхідні засоби захисту, що забезпечують безпеку його роботи у відповідності до "Правил експлуатації електрозахисних засобів" ДНАОП 1.1.10-1.07-01.

Відповідальність за експлуатацію електроустановок несе особа, що визначена із числа ІТП у відповідності до п. 1.2.6. "Правил технічної експлуатації".

При експлуатації електроустановок необхідно виконувати вимоги пожежної безпеки, що визначені у НАПБ А.01.001.-04 «Правила пожежної безпеки в Україні».

Машини та механізми, які використовуються в електроустановках, інструмент та приладдя повинні бути справними у відповідності до діючих нормативів (термінів).

Захисні заходи. Заземлення і блискавкозахист. У відповідності до ДСТУ Б В.2.5-38 2008 димова труба теплогенераторної повинна бути захищена від прямих ударів блискавки. Для цього її під'єднують до штучного заземлюючого контуру теплогенераторної. Приєднання труби до заземлюючого контуру необхідно виконати не менш ніж двома струмовідводами з різних боків труби круглою сталлю з діаметром 10мм або штабою 40х4 мм.

Очікувана кількість уражень об'єкта блискавкою за рік визначається як:

$$N = 9 \cdot \pi \cdot h_{об}^2 \cdot 10^{-6} = 0,0023$$

де, $h_{об}$ - найбільша висота об'єкта;

n – щільність ударів блискавки на 1 км² району , або

$$n = \frac{6,7 \cdot T_{гр}}{100} = \frac{6,7 \cdot 80}{100} = 5,36 \frac{1}{\text{км}^2 \cdot \text{рік}}$$

$T_{гр}$ – середня тривалість гроз у годинах (Додаток Б ДСТУ Б В.2.5-38 2008)

За Додатком А ДСТУ Б В.2.5-38 2008 – димові труби котелень і підприємств відносяться до III рівня блискавко захисту. Надійність захисту від прямого удару блискавки $P_3 = 0,9 \div 0,95$

Для продувних трубопроводів газу проєктом передбачається приєднання нижчих металевих частин до контуру заземлення теплогенераторної.

Розрахунок блискавкозахисту дивись на аркуші ЕМ-4 проєкту.

Усі з'єднання між блискавкоприймачем, струмоводами і заземлювачами виконуються зварюванням.

В якості заземлювачів захисту від прямих ударів блискавки передбачається штучний контур заземлення.

Конструкція заземлюючого пристрою зображена на аркуші ЕМ-4 креслень. Опір заземлюючого пристрою улюбий час року не повинен перевищувати 10 Ом. Перед початком експлуатації нового обладнання теплогенераторної, слід перевірити існуючий опір заземлюючого пристрою та прийняти заходи по його зменшенню у випадку перевищення величини 10 Ом.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						52
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Для заземлення обладнання усередині приміщення теплогенераторної передбачається використання внутрішнього контуру заземлення з полосової сталі (штаби), приєднаної до штучного заземлюючого пристрою, що розміщується біля будівлі теплогенераторної. Заземлюючі провідники прокладаються по стінам відкрито на відстані 5-10 мм від поверхні стін на висоті 0,3 м. Металеві корпуси технологічного обладнання, стаціонарно прокладені трубопроводи, будівельні металоконструкції приєднуються до внутрішнього контуру заземлення, кожен елемент окремо. Приєднання до обладнання виконуються шляхом зварювання або з'єднання на болті, з можливістю для огляду. Болт для заземлення оснащується приладдям для виключення самовідкочування.

Захист від заносу високого потенціалу по наземному газопроводу виконується шляхом приєднання його на вводі у приміщення до контуру заземлення котельні.

У відповідності з ДНАОП 0.00-129-97 "Правила защиты от статического электричества" захист від статичного заряду здійснюється приєднанням корпусів технологічного обладнання до заземлюючого пристрою котельної.

Система автоматики теплогенераторної. Система автоматизації теплогенераторної розроблена у відповідності до діючих нормативних документів та вимог заводів-виробників технологічного обладнання із урахуванням специфічних особливостей. Система автоматизації в цілому забезпечує безпечну роботу котельного обладнання з виконанням алгоритмів роботи та захисту обладнання з контролюванням відповідних параметрів. Згідно діючих нормативних документів та додаткових можливостей, які реалізовані в схемах автоматики, теплогенераторна працює без постійної присутності обслуговуючого персоналу. Вона призначена для виробництва тепла модульною установкою у відповідності до часової потреби та оцінки технічного стану обладнання теплогенераторної (діагностика, виявлення несправностей).

Система регулювання та безпеки на рівні модулів реалізована алгоритмами автоматики, які розроблені заводом-виробником. Під час пуску модуля нагріву у роботу блок управління здійснює:

- огляд стану датчиків температури на пальниках (датчики перегріву, тяги);
- дає команду на включення циркуляційних насосів пальника модуля нагріву "МН-80 ЕКО";
- контролює по стану датчиків протоку наявність протоку через теплообмінювач пальника модуля;
- дає команду п'єзоконтактам на розпалювання пальників;
- проводить оцінювання наявності полум'я з витримкою 2 сек та здійснює закриття електромагнітного подвійного клапану у випадку відсутності полум'я на кожному пальнику.

Автоматизація безпеки під час роботи котлів оцінюється за станом:

- датчиків перегріву теплообмінювача на пальнику котла;
- датчика тяги у димоході котла;
- датчика іонізації полум'я на пальнику котла;
- датчиків протоку через теплообмінювачі пальника котла.

Окрім цього оцінюванню підлягає наявність сигналу "Аварія" від блока управління пальником модуля нагріву та стан датчика температури на загальному трубопроводі Т1 (Підвищення температури води у модулях нагріву вище допустимої (+95°C)).

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						53
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Для забезпечення загальнокотельної автоматики безпеки у її приміщенні встановлюється щит сигналізації станом котельні “Сигнал-11 модифікація Д”, який також виконує функції автоматики безпеки, а саме забезпечує автоматичне закриття швидкодіючого клапана на ввіді газу у приміщення при порушенні електропостачання теплогенераторної або її загазованості.

Для захисту підживлювального насоса по “сухому ходу” передбачено встановлення датчика тиску води на подаючому водопроводі. При зниженні тиску води з датчика подається сигнал на відключення насоса.

Автоматика зняття параметрів роботи систем теплогенераторної виконується з використанням наступних датчиків:

- реле тиску – контроль низького тиску води в системі опалення;
- термостати – контроль температури в різних точках системи опалення;
- термостат контролю температури повітря в приміщенні теплогенераторної не нижче допустимої $+5^{\circ}$;
- датчик рівня води в баку запасу води – контроль критичного зниження рівня.

Автоматика станції водопідготовки автономно виконує всі функції доведення рівня вхідної води до параметрів, які дозволяють виконувати підживлення такої води в систему теплопостачання. Також вона автоматично виконує процес регенерації, взривлення, зворотної промивки та включення в роботу.

Система сигналізації теплогенераторної. Для візуального контролю відповідності загальних параметрів роботи теплогенераторної передбачається встановлення пульта сигналізації “Сигнал-11 модифікація Д”. За допомогою відповідних датчиків, встановлених в теплогенераторної, він може сигналізувати про порушення нормальних режимів роботи обладнання та його аварійних станах за такими параметрами:

1. Підвищення температури води у котлах вище допустимої ($+95^{\circ}\text{C}$).
2. Підвищення/Зниження тиску води у системі опалення за допустимі межі.
3. Загазованість приміщення теплогенераторної при концентрації газу вище 20% НКПВ.
4. Зниження температури у приміщенні теплогенераторної нижче $+5^{\circ}\text{C}$.
5. Зупинку (відмову у роботі) модулів нагріву.
6. Порушення електропостачання теплогенераторної.
7. Зниження рівень води у баку запасу нижче допустимого.

Додатково автоматикою безпеки передбачається автоматичне закриття швидкодіючого клапана на ввіді газу у приміщення при порушенні електропостачання теплогенераторної або загазованості її приміщення за участю газосигналізаторів довибухових концентрацій метану “Лелека-2”, пульта сигналізації “Сигнал-11 модифікація Д”.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						54
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7.8 Охорона праці і техніка безпеки під час експлуатації теплогенераторної дитячого садочка

Приміщення теплогенераторної забезпечене відповідними системами опалення, вентиляції і освітлення. Модулі нагріву і допоміжне обладнання оснащені у відповідності з існуючими нормами і правилами необхідними технологічними захисними приладами, що відключають модулі нагріву при аварійних ситуаціях і здійснюють сигналізацію при відхиленні технологічних параметрів від норм.

Обладнання і трубопроводи з температурою стінки більше 45°C ізольовані, арматура розміщена в місцях, зручних для обслуговування.

Під час експлуатації газового господарства необхідно організувати контроль за справним станом газових мереж, газового обладнання і інструментів, пристроїв, а також за наявністю запобіжних улаштувань, що забезпечують безпечні умови праці.

Не допускати експлуатацію систем газопостачання, а також виконання ремонтних газонебезпечних робіт, якщо виробництво робіт пов'язане з небезпекою для життя працюючих. Робітники, робота яких пов'язана з обслуговуванням і ремонтом газового господарства, а також робітники, які виконують газонебезпечні роботи, повинні бути навчені безпечним методам роботи в газовому господарстві і забезпечуватись спецодягом і індивідуальними засобами захисту.

Модулі нагріву обладнані запобіжними клапанами та автоматикою безпеки, що забезпечує відключення подачі газу при згасанні полум'я в пальнику, при відсутності тяги, при підвищенні температури теплоносія вище допустимої і зміні тиску в системі опалення.

Після влаштування теплогенераторної завідуючий дошкільного закладу повинен призначити відповідним наказом відповідальну особу за безпечну експлуатацію теплогенераторної, яка пройшла навчання безпечним методам охорони праці в газовому господарстві і здала відповідний іспит на знання «Правил безпеки систем газопостачання».

При виконанні робіт, пов'язаних з налагодженням та ремонтом котельного обладнання, соціально-побутові умови для працівників організовує замовник робіт.

Охорона праці при експлуатації електроустановок.

Для забезпечення безпеки при експлуатації електротехнічних пристроїв передбачається:

- відповідність встановленого електрообладнання та кабельної продукції умовам роботи установки в нормальних та аварійних режимах;
- виконання захисного заземлення і блискавкозахисту електроустановок та технологічного обладнання.

Персонал, що обслуговує електрообладнання, повинен бути забезпечений комплектом захисних засобів згідно з вимогами по охороні праці при експлуатації електроустановок споживачів.

Заходи з протипожежної безпеки теплогенераторної

Приміщення теплогенераторної належить до категорії по пожежній безпеці – Г; ступінь вогнестійкості – II.

В теплогенераторній встановлюється автоматична система пожежної сигналізації

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						55
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7.9 Основні техніко-економічні показники теплогенераторної

Таблиця 2.16 Основні техніко економічні показники

№ з/п	Найменування	Од. виміру.	Показники
1	Встановлена потужність	<u>МВт</u> Гкал/год	<u>0,174</u> 0,15
2	Розрахункова продуктивність	<u>МВт</u> Гкал/год	<u>0,13</u> 0,112
3	Річний виробіток тепла	тис.МВт тис.Гкал	0,339 0,292
4	Річна кількість використання встановленої продуктивності	Годин	2607
5	Річна витрата палива: натурального умовного	тис. м ³ т.у.п.	39,4 45,3
6	Розрахункова потужність струмоприймачів	кВт	2,6
7	Річна витрата електроенергії	тис.кВт год	7,334
8	Річна витрата води	м ³	61,63
9	Чисельність персоналу	люд.	-
10	Будівельний об'єм	м ³	
11	Загальна площа забудови споруд	м ²	
12	Коефіцієнт забудови		
13	Загальна кошторисна вартість, у тому числі:	тис.гривен	
	Загально будівельні роботи	тис. гривен	
	спеціальні будівельні роботи	тис. гривен	-
	обладнання	тис. гривен	
14	Річні експлуатаційні витрати	тис. гривен	
15	Питомі показники на 1Гкал/год. встановленої потужності:	<u>т.у.п.</u> Гкал	
	капітальні витрати	тис. гривен Гкал/год	
	потужність струмоприймачів	кВт	
	чисельність персоналу	<u>люд.</u> Гкал/год	-
16	Питомі витрати умовного палива на 1Гкал виробленого тепла	<u>т.у.п.</u> Гкал	0,155
17	Собівартість 1Гкал відпущеного тепла, у т.ч.	гривен	
	паливна складова	гривен	
	приведені витрати	гривен	
	на 1 Гкал відпущеного тепла	гривен	

3. ЕКСПЛУАТАЦІЙНА ЧАСТИНА

3.1 Приймання в експлуатацію газопроводу та організація служби експлуатації

Закінчені будівництвом і підготовлені до експлуатації об'єкти систем газопостачання відповідно до затвердженого проекту підлягають введенню в експлуатацію у відповідності до вимог Державних будівельних норм України.

Закінчені будівництвом об'єкти систем газопостачання можуть бути прийняті і введені в експлуатацію тільки за умови дотримання вимог охорони праці, техніки безпеки і виробничої санітарії, вимог пожежної безпеки, «Правил безпеки експлуатації систем газопостачання України» та виконання заходів по захисту навколишнього середовища.

Закінчені будівництвом об'єкти газопостачання можуть бути прийняті за умов їх готовності до експлуатації (укомплектовані експлуатаційним персоналом відповідним чином атестованим, забезпечені ресурсами), якщо на них ліквідовано недоробки.

Закінчені будівництвом і підготовлені до експлуатації об'єкти систем газопостачання незалежно від форм власності підлягають прийняттю державними приймальними комісіями.

Для пред'явлення об'єктів газопостачання державним приймальним комісіям створюються робочі комісії, котрі призначаються замовником, які повинні перевірити:

- відповідність об'єктів і змонтованого устаткування проектам;
- відповідність виконання будівельно-монтажних робіт обов'язковим вимогам будівельних норм.

Прийняття робочими комісіями об'єктів систем газопостачання оформляється актом робочої комісії про готовність закінчених будівництвом об'єктів, який передається на розгляд державній приймальній комісії.

Робочі комісії призначаються рішенням (наказом, постановою) замовника (забудовника), який встановлює за погодженням з генеральним підрядником порядок і час їх роботи.

Робочі комісії створюють не пізніше, ніж в п'ятиденний термін після отримання письмового повідомлення генерального підрядника про готовність об'єкта до здачі.

До складу робочої комісії включаються представники замовника, генерального підрядника, субпідрядних організацій, експлуатаційної організації, генерального проектувальника, органів Державного санітарно-епідеміологічного нагляду, Держнаглядохоронпраці. Головою робочої приймальної комісії призначається представник замовника (забудовника).

Генеральний підрядчик пред'являє робочим комісіям таку документацію:

- перелік організацій, які брали участь у виконанні будівельно-монтажних робіт;
- комплект робочих креслень, за якими здійснювалося будівництво (з внесеними в них в процесі будівництва змінами в установленому порядку);

					ДП. 192.042.006 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЕКСПЛУАТАЦІЙНА ЧАСТИНА	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив	Жеребчук А.О.		14.06.24	У		57	10	
Перевірив	Оліфір М.В.		14.06.24	ЖАТФК група БЦІ-42г				
Рецензент	Палій Д.М.		17.06.24					
Н.Контр	Прищеп М.О.		14.06.24					
Затверд								

- документи, що підтверджують якість матеріалів, конструкцій і виробів, які використовувалися при будівництві;
- комплект виконавчої документації (план газопроводу, поперечний профіль, схеми зварних стиків);
- акти на сховані роботи;
- акти випробування змонтованого устаткування;
- акт випробування газопроводу та інших систем інженерних мереж, а також акти про герметизацію вводів і випусків інженерних мереж в місцях їх проходження через стіни підвалів;
- акт випробування внутрішніх і зовнішніх електроустановок, електромереж, телефонізації, радіофікації, телебачення, сигналізації, автоматизації;
- журнал виконання робіт авторського нагляду, матеріали перевірок органами державного нагляду в процесі будівництва.

Після прийняття в експлуатацію об'єктів газопостачання робочими комісіями, замовник має право провести на об'єкті пусконаладжувальні роботи і скликати державну приймальну комісію.

До складу державної приймальної комісії включаються представники, які входили до складу робочої комісії, а також представники органів Державного архітектурно-будівельного контролю та представники органів Державної виконавчої влади, на територіях яких збудовані об'єкти.

Головою державної приймальної комісії по об'єктах виробничого призначення є представник експлуатаційної організації, а об'єкт житлово-комунального призначення - представник органу Державного архітектурно-будівельного контролю.

Окрім документів, які передав підрядник робочій комісії, забудовник надає державній приймальній комісії:

- довідку про усунення недоробок, які виявлені робочими комісіями;
- документи на відведення земельних ділянок і дозволів органів Державного архітектурно-будівельного контролю на виконання будівельних робіт;
- паспорти на устаткування і механізми;
- акти робочих приймальних комісій;
- наказ про призначення відповідальних осіб за безпечну експлуатацію систем газопостачання та довідку про наявність обслуговуючого персоналу;
- експлуатаційну документацію у відповідності до вимог «Правил безпеки експлуатації систем газопостачання України».

Державні приймальні комісії зобов'язані перевірити усунення недоробок виявлених робочими комісіями і готовність об'єкта до прийняття в експлуатацію.

Прийняття об'єкта систем газопостачання в експлуатацію оформлюють актом. Цей акт підписують голова та члени комісії. Затвердження акту органом, який призначав комісію, проводиться в місячний термін після підписання акту. Без підпису акту представником державного нагляду введення об'єктів систем газопостачання в експлуатацію не дозволяється. Державна приймальна комісія при виявленні непридатності об'єкта до експлуатації надає мотивований висновок про це в орган, який призначав комісію. Копію направляє замовнику і генеральному підряднику.

Комісія перевіряє виконання робочого проекту відповідно до вимог [1] та [2].

Акт приймання оформляється по встановленій формі. Акт підписує голова державної комісії, відповідальний представник генпідрядника, представник експлуатаційної

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						58
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

організації, представник Держгірпромнагляд та представник природоохоронного відомства.

Система газопостачання буде експлуатуватися персоналом Житомирського відділення АТ РГК «Житомиргаз». Експлуатація та технічний нагляд за газовим господарством повинні здійснюватися відповідно до «Правил технічної експлуатації систем газопостачання».

Експлуатація побудованих підземних поліетиленових розподільчих газопроводів буде здійснюватися персоналом служби обслуговування зовнішніх газопроводів, відповідальним за загальний стан безпеки праці в газовому господарстві, є керівник газової служби.

На підставі вищезгаданого, питання організації служби експлуатації даним проектом не розглядалися.

Проте, слід відмітити, що для проведення налагодження і планових ремонтів на газопроводі, виробниче управління повинно бути забезпечено приладами та спорядженнями відповідно до прикладеного списку.

Персонал, пов'язаний з обслуговуванням і ремонтом газового господарства і виконанням газонебезпечних робіт, повинен бути навчений безпечним методам роботи. Працівники повинні забезпечуватись спецодягом, спецвзуттям, індивідуальними засобами захисту, інструментами і пристроями, що забезпечують безпечні умови праці.

Таблиця 3.1 Перелік приладів та спорядження газової служби

№ п/п	Найменування інструментів	Тип	Кількість
1.	2.	3.	4.
1	Газоаналізатор	ПГМ2М-НТА	2шт на службу
2	Кисневий ізолюючий протигаз	РКК-1	1шт на службу
3	Самовсмоктуючий шланговий протигаз, довжина шланга на 10м	ПМ-1	1шт на бригаду
4	Шланговий протигаз з нагнітанням повітря, довжина шланга до 40м	ПШ	1шт на бригаду
5	Рятувальний пояс	-	1шт на бригаду
6	Ручна акумуляторна лампа	ЛАУ	1шт на службу
7	Мановакууметр	ДСТУ 9938	1шт на бригаду
8	Манометр	ОБМ-100	2шт на бригаду
9	Неполяризуючі електроди		6шт на службу
10	Набір будівельного інструменту (пилки, сокири, кувалди та інше).		1к-т на службу
11	Набір слюсарного інструменту		1к-т на слюсаря
12	Пінні вогнегасники		не менше 3шт
13	Аварійний запас матеріалів, арматури, фланців, відводів та інших фасонних частин та інше.		комплектуються при службі, враховується і поповнюється по таблицю

Підземний газопровід через рік після введення в експлуатацію повинен пройти технічне обстеження.

3.2 Розрахунок чисельності експлуатаційного персоналу, організація газової служби в селі

Системи газопостачання в селах повинні експлуатуватися в відповідності вимог "Правил безпеки систем газопостачання України". Але їх експлуатація ускладнюється великою кількістю розосереджених невеликих об'єктів, великою кількістю невеликих населених пунктів та віддаленістю один від одного.

З початку експлуатації сільських систем газопостачання, їхньою експлуатацією займалися відомчі служби. Тобто безперебійне і безпечне постачання газу газоспоживачам покладалось на перших керівників. В містах обслуговуванням систем газопостачання займалися міжрайонні газові господарства. Для покращення експлуатації сільських газових мереж наказом Міністерства сільського господарства та Міністерства комунального господарства було передбачено передача збудованих систем газопостачання безкоштовно на баланс УЕГГ.

Після передачі систем газопостачання на баланс УЕГГ, їх обслуговування виконується силами і засобами останніх.

Однією з важливих умов обслуговування систем газопостачання є дотримання вимог "Правил безпеки систем газопостачання України". Наприклад: приїзд аварійної бригади на самий віддалений об'єкт на протязі 40 хвилин. Керуючись цими вимогами, та в залежності від об'єму робіт по експлуатації газових мереж і устаткування, УЕГГ створювали сільські газові служби, газові дільниці. Як правило сільська газова служба створюється при наявності об'єму робіт для повного навантаження 12-17 чоловік, та радіусом дії в межах 20-30 км.

Особливістю організації сільської газової служби є її залежність від великої територіальної розкиданості об'єктів. Нерідко об'єми робіт по одному селу не забезпечують завантаження одного робітника, а як відомо деякі види робіт проводити одним робітником забороняється, тому при створенні сільської газової служби необхідно передбачати місцеві умови на економічну доцільність. Виходячи із різноманітності покладених на сільську газову службу задач, її структура може бути різноманітною. Найбільш оптимальним варіантом є структура, яка була прийнята в Ленінградській області.

Особливістю такої структури є централізоване керівництво зі сторони начальника служби своїми підрозділами, які чітко спеціалізуються на виконанні визначених видів робіт під керівництвом майстрів.

Чисельність робітників, зайнятих обслуговуванням систем газопостачання та обладнання на них, завезення газових балонів споживачам визначається виходячи із трудоемкості виконуваних об'ємів робіт. Якщо в сферу обслуговування входить декілька сіл, то трудоемкість збільшується в залежності від віддаленості сіл, від центральної садиби, де розташована газова служба.

Розрахунок чисельності експлуатаційного персоналу газового господарства визначається штатним розписом (в який входить перелік і кількість інженерно-технічних працівників).

Крім штатного розпису, в чисельність експлуатаційного персоналу входить лінійний персонал (робітники і майстри), при цьому чим більше співвідношення між майстрами і робітниками і чисельністю штатного розпису тим економічній структура.

Кількість лінійних робітників залежить від об'єму експлуатаційного господарства і визначається в залежності від об'єму робіт і типом нормативного часу на ремонт і обслуговування газового господарства. При експлуатації підземних газопроводів такими робітниками є слюсарі-обхідники, слюсарі-ремонтники, електромонтери по електрохімічному захисту. Для того щоб, визначити їх чисельність необхідно знати види і об'єми робіт, такими видами робіт є обхід трас газопроводів, перевірка їх на загазованість, перевірка на загазованість газових колодязів і колодязів інших мереж, які розташовані в зоні залягання газопроводу на відстані 50 м по обидві сторони газопроводу.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						60
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

3.3 Організація обслуговування газопроводів, споруд на них та газового обладнання на зовнішніх газопроводах

Газопроводи, які прийняті в експлуатацію, повинні бути під систематичним контролем, підпадати під перевірки технічного стану, поточні та капітальні ремонти.

Траси підземних газопроводів в сільських населених пунктах, міжселищні газопроводи помічаються підприємствами газового господарства спеціальними показниками (реперами, настінними та сигнальними знаками). Вздовж траси газопроводів виділяється зона (полоса відчуження) шириною не менше 4м.

Технічний стан зовнішніх газопроводів і споруд на них контролюється комплексом заходів — обходом, комплексним приладовим обстеженням (КПО), виміром потенціалів тощо у відповідності, з графіком, який складений експлуатаційною організацією.

До технічного обслуговування газопроводів, основним завданням котрого є перевірка герметичності, відносяться наступні операції:

- обхід траси газопроводу з метою спостереження (нагляду) за станом діючих підземних і надземних споруд на них, а також ліквідація невеликих несправностей, які виникають у процесі їх експлуатації;
- періодичний огляд арматури, встановленої на газопроводах;
- періодична перевірка надійності засобів електрохімічного захисту газопроводів і споруд на них у відповідності з вимогами Положення про періодичність обслуговування систем газопостачання.

При обході підземних газопроводів окрім витоків газу повинні виявлятися порушення кріплень, провис газотруб, перевірятися стан відключаючих пристроїв, ізолюючих фланцевих з'єднань, фарбування трубопроводів, тощо.

Об'єм і терміни виконання робіт при обході траси газопроводу встановлюють згідно з календарним графіком, затвердженим головним інженером підприємства газового господарства.

Графік повинен періодично переглядатися з урахуванням зміни умов експлуатації та накопиченого в процесі експлуатації досвіду.

Під час обходу підземних газопроводів повинні перевірятися стан газопроводів і виявлятися витікання газу за зовнішніми ознаками, перевірятися за допомогою приладів (газоаналізатором або газо-шукачем) на наявність газу всі колодязі і контрольні трубки, а також колодязі, камери та інші підземні комунікації, підвали будинків, шахти колектори, підземні переходи, розташовані на відстані до 15 метрів по обидва боки від осі газопроводу, перевірятися стан настінних показників і орієнтирів газових споруд, очищатися кришки газових колодязів від снігу, льоду і забруднень ґрунту, розмиву його талими водами, контролюватися умови виконання земляних робіт, які проводяться у смузі 15м по обидва боки від осі газопроводу з метою попередження і усунення його пошкодження.

Водночас обхідник повинен перевірити зовнішнім оглядом стан ЕХЗ.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						61
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Періодичність обходу трас підземного газопроводу повинна встановлюватися власником диференційовано в залежності від технічного стану газопроводів, небезпеки корозії та ефективності роботи електрозахисних тиску газу, наявності сигналізаторів загазованості в підвалах, стану ґрунту, сейсмічності, характеру місцевості та щільності її забудови. Періоду року, але не рідше термінів, які наведені у Положенні про періодичність обслуговування систем газопостачання.

З метою перевірки герметичності і виявлення місця витоків газу на підземних газопроводах в період промерзання ґрунту, а також на ділянках, розташованих під удосконаленим покриттям доріг та проводиться буровий огляд.

З метою визначення стану захисного покриття, де використанню приладів заважають індустриальні перешкоди, застосовують шурфовий метод обстеження.

Бурові і шурфові огляди здійснюються за щорічним графіком, складеним начальниками служб з вказівкою адреси і виду огляду і затвердженим головним інженером організації по експлуатації газового господарства.

Бригада обхідників газового господарства зобов'язана слідкувати за справністю конденсатозбірників, коверів та настінних координатних указників. В випадку знаходження просідання коверів, його захаращення, зафарбування, зникнення указника та інших пошкодженнях необхідно негайно повідомити про це майстру або начальнику служби.

Для швидкого знаходження конденсатозбірників на стінах будинків і найближчих від конденсатозбірників відстані повинні вивішуватися координатні указники, на які наносять відстані (в м) від указника до конденсатозбірника або гідрозатвору.

Відкачка конденсату з конденсатозбірників повинна виконуватися регулярно, згідно графіку, затвердженого головним інженером організації газового господарства.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						62
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Таблиця 3.2 Чисельність експлуатаційного персоналу

№ п/п	Спеціальність	Одиниці виміру		Об'єм	Чисельність персоналу, люд / дні			
					Початковий період		Стабільний період	
					на одиницю	на об'єм	на одиницю	на об'єм
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Слюсарі з обслуговування і ремонту газопроводу: <i>високого тиску</i> <i>середнього тиску</i> <i>низького тиску</i>	10 10 10	км км км	0.10 0.234 0.117	3.5 3.5 3.5	0.35 0.82 0.41	2.6 2.6 2.6	0.26 0.61 0.3
2	Слюсарі обхідники трас газопроводу: <i>високого тиску</i> <i>середнього тиску</i> <i>низького тиску</i>	10 10 10	км км км	0.10 0.234 0.117	5 5 2	0.5 1.17 0.234	3 3 1.5	0.3 0.7 0.17
3	Слюсарі з експлуатації ВБГО	1000	пр.	0.351	3.5	1.2	2.5	0.8
4	Контролери побутових споживачів	1000	пр.	0.117	1	0.117	0.5	0.058
5	Слюсарі з обслуговування газового обладнання в котельні	10	кот	0.8	3	2.4	1	0.8
6	Контролери промислових споживачів	100	пр.	0.4	2	0.8	1.5	0.6
7	Слюсарі з ремонту регуляторів тиску шафових установок	10	ус.	12.1	6	72.6	3	36.3
8	Чергові слюсарі денні	1000	б-в	0.117	0.5	0.058	0.2	0.023
9	Слюсарі аварійної служби	1	сл.	1	3	3	1.5	1.5
10	Зварювальники, слюсарі допоміжні робітники по обслуговуванню підземних газопроводів	10	км	0.334	3	1.0047	1.5	0.5
11	Зварювальники, слюсарі допоміжні робітники по обслуговуванні вн.-буд. газопроводів	1000	б-в	0.117	1.5	0.175	1	0.117
12	Лінійні працівники	10	р.	1.63 4.0	1.5	2.445 6.0	1	1.63 4.0
13	Диспетчерська служба	1	сл.	1	4	4	4	4
Всього:						Σ=95		Σ=53

3.4 Маршрутна карта. Періодичність обслуговування системи газопостачання

Спостереження за станом підземних і надземних газопроводів і споруд повинно проводитися шляхом систематичного обходу трас. Обхід трас підземних газопроводів здійснюється бригадою слюсарів з обслуговування газопроводів у складі не менше двох осіб. За кожною бригадою закріплюється окрема ділянка траси з прилягаючими до них вводами які розділені для зручності обслуговування на маршрут. Залежно від протяжності і взаємного розміщення підземних газопроводів під час складання маршруту повинна бути врахована можливість сумісного обслуговування підземних і надземних газопроводів. Необхідно додатково вказати, що для обслуговування підземних газопроводів необхідно складати і видавати на руки обхідникам маршрутні карти з відповідними номерами. Залежно від трудомісткості траси і розміщення підземних і надземних газопроводів під час складання маршрутів потрібно враховувати можливість сумісного обслуговування вуличних і дворових газопроводів. На маршрутній карті вказана схема траси газопроводу по вулицях, кварталах, основні і постійні орієнтири, будинки та інші наземні споруди, споруди на газопроводах, а також підвали будинків, колодязі інших комунікацій, колектори, шахти та інші підземні споруди, які підлягають перевірці на загазованість та розміщені на відстані до 15 м по обидві сторони від газопроводу. На маршрутній карті повинні бути вказані також загальна протяжність газопроводу, кількість споруд, які обслуговуються, і розрахунок умовних одиниць слюсарів і обхідників по маршруту, за одну умовну одиницю приймаємо норму часу для перевірки на загазованість одного колодязя. Трудомісткість на всіх працівників визначається відношенням кількості споруд до одиниці виміру і добутку трудомісткості на одну людину.

Періодичність обслуговування систем газопостачання.

Розподільчі газопроводи і дворові вводи:

1. профілактичне обслуговування шляхом обходу газопроводів середнього і високого тиску, які знаходяться в межах забудованої частини міста, іншого населеного пункту не рідше одного разу на два тижні;
2. у межах незабудованої частини міста, населеного пункту, а також трубопроводів, які знаходяться між селищами, "не рідше одного разу в три місяці;
3. профілактичне обслуговування шляхом обходу газопроводів низького тиску не рідше одного разу у місяць;
4. перевірка на загазованість, розміщених у зоні газопроводів до 15 м в обидва боки газових колодязів, підвалів будинків, водопровідних, каналізаційних та інших колодязів "при обході підземних газопроводів".

Профілактичне обслуговування шляхом обходу дворових вводів газопроводів низького тиску і підземних газопроводів не рідше одного разу в місяць, під час якого виконується;

1. перевірка щільності наземної частини вводів газопроводів низького тиску пневматичним випробуванням або приладним контролем не рідше одного разу в три шість місяців;

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						64
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2. перевірка стану ізоляційного покриття труби газопроводу методом шурфування та щільності, методом бурового огляду і не рідше одного разу в п'ять років;

3. профілактичне обслуговування вимикаючих пристроїв і компенсаторів у газових колодязях не рідше одного разу на рік;

4. фарбування зовнішніх газопроводів не рідше одного разу в п'ять років.

Обстеження підводної частини переходів газопроводів всіх тисків;

1. при довжині більше 30м із розрахунковою позитивною плавучістю не рідше одного разу в два роки;

2. за негативної плавучості не рідше одного разу в п'ять років;

Технічне обслуговування газового обладнання в житлових

будинках, будинках загального призначення, гуртожитках, підприємств комунального і побутового призначення при встановленні:

1. газових проточних і ємкісних водонагрівачів, газифікованих малометражних опалювальних котлів не рідше одного разу в рік;

2. газових плит не рідше одного разу в три роки;

3. сезонне технічне обслуговування газифікованих опалювальних печей, квартирних опалювальних апаратів, плит не рідше двох разів у рік під час вмикання і вимкнення обладнання;

4. технічне обслуговування газового обладнання в комунальних квартирах з кількістю сімей більше п'яти не рідше одного разу в рік.

Профілактичне обслуговування внутрішньо-будинкового газопроводу і газового обладнання:

1. будівель загального призначення, підприємств побутового і комунального обслуговування не рідше одного разу в квартал.

2. опалювальних котелень, які вбудовані в будинки, не рідше одного разу у місяць.

Профілактичне обслуговування ГРП, ГРУ:

1. у ГРП з регулюючими клапанами нормально відкрито "НВ" і нормально закрито "НЗ" - щоденним оглядом;

2. у інших ГРП (ШРП) та ГРУ - не рідше одного разу на 10 днів;

3. у ГРП із засобами телемеханізації або диспетчеризації - не рідше одного разу на місяць;

4. регулювання обладнання ГРП (ШРП) та ГРУ і перевірка параметрів спрацювання ЗСК, ЗЗК - не рідше одного разу на 3 місяці, а також після ремонту обладнання;

5. технічне обслуговування здійснюється не рідше одного разу на рік;

6. огляд запірної арматури підземних газопроводів при виконанні обходу газопроводів;

7. наземних газопроводів при виконанні обходу газопроводів; планово попереджувальний ремонт запірної арматури в колодязях один раз на рік;

8. буровий огляд або приладний метод контролю за станом щільностей газопроводів один раз на п'ять роки;

9. шурфовий або приладний метод перевірки стану ізоляції газопроводів один раз у п'ять років.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						65
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

3.5 Графік обслуговування закріпленої ділянки газового господарства. Оцінка стану та герметичності газопроводів

Нині застосовується сумісне обслуговування трас підземних газопроводів і газорегуляторних пунктів ГРП. Аналізуючи маршрути обходу підземних газопроводів і ГРП, було встановлено, що обхідники підземних газопроводів, обслуговуючи газопровід середнього тиску в усіх випадках ідуть від одного ГРП до іншого, не заходячи в нього, і так по всьому маршруту, а обхідники ГРП ідуть від одного ГРП до іншого по трасі газопроводу середнього тиску ту саму відстань, і не ведуть ніяких робіт з його перевірки. Сумісне обслуговування газових мереж і ГРП дало можливість встановити паралельність у роботі, раціональніше використовувати робочий час, а також підвищити класифікацію робітників. Обслуговувальна ділянка газового господарства розділена на чотири маршрути, на кожен з маршрутів складається денне завдання. На основі денних завдань складаються місцеві графіки обслуговування. Один маршрут включає газопроводи середнього тиску із спорудами на них, зокрема ГРП, три інші вуличні газопроводи низького тиску із вводами до житлових будинків та іншими об'єктами.

За сумісного обходу газопроводів і ГРП підвищується якість обслуговування, збільшується об'єм робіт кожним працівником. Так газопроводи-вводи в житлові будинки обслуговуються два рази а місяць, а не один. Середнього тиску - через день при нормі один раз у чотири дні. Наявність ремонтних днів дозволяє ланці виконувати маленький ремонт споруд на закріпленій ділянці.

Оцінка технологічного стану газопроводів .

Технічний стан підземних газопроводів є одним із основних факторів, який гарантує їх безпечну і надійну експлуатацію. Особливо важливим є визначення технічного стану підземних газопроводів ц скінченим терміном дієздатності, який для місцевих газопроводів складає 40 років.

До основних критеріїв, які визначають технічний стан експлуатованих підземних газопроводів, відноситься: герметичність газопроводів; стан ізолюючих захисних покриттів залежно від кількості порушень і їх фізико-механічного стану; корозійний стан зовнішньої металевої поверхні газопроводу; якість зварних з'єднань; небезпека корозії блукаючим струмом; наявність або відсутність електрохімічного захисту.

Оцінка герметичності газопроводів

Перевірка герметичності газопроводів проводиться за допомогою високочутливих газоіндикаторів із чутливістю не менше 10 % "Універсал", "Варіотек", ПВ - 0,5, лазерна установка ЛЛП. Під час проведення робіт з визначення герметичності газопроводів за допомогою переносних приладів типу "Універсал", безперервний контроль загазованості слід виконувати над віссю газопроводу. Під час визначення стану герметичності газопроводів повинні враховуватися тільки витікання газу, які пов'язані з корозійними порушеннями металу труби.

Таблиця 3.3 Оцінка герметичності газопроводів

Випадки витіку газу , які відбулися з початку експлуатації на кожній ділянці	Оцінка в балах на кілометрових ділянках або вкладених по одному проєкту
2	2
1	3
0	5

4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Розрахунок капітальних вкладень у газопровід

Локальні кошториси складаються у поточному рівні цін на трудові та матеріально технічні ресурси за відповідними формами. При складанні кошторисної документації застосовуються ресурсні елементні кошторисні норми України.

Вартість матеріальних ресурсів і машино-годин прийнято за регіональними поточними цінами станом на дату складання документації та усередненими даними Держбуду України.

Вартість матеріальних ресурсів врахованих в одиничних розцінках визначається на основі поточних цін на **1 червня 2024р.**

Локальний кошторис №2-1-1 на будівництво вуличного газопроводу складається на основі поточних одиничних розцінок розроблених на підставі РЕКН – ресурсних елементних кошторисних норм і даних ДСТУ Б.Д 1.1.-1:2013р.

Загальновиробничі витрати розраховані відповідно до усереднених показників Додатка Е таблиця Е1 до ДСТУ Н.Б.Д 1.1-1:2013.

При визначенні вартості будівництва використані такі показники:

- середньомісячна заробітна плата на 1-го робітника в режимі повної зайнятості (при середньомісячній нормі тривалості робочого часу **166,8**люд.-год. та розряді **3,8**) прийнята – **12442,67**грн.;
- усереднений коефіцієнт переходу від нормативної трудомісткості робіт, що передбачається в прямих витратах, до трудомісткості працівників, заробітна плата яких враховується в загальновиробничих витратах:

а) земляні роботи – **0,098**;

б) будівництво газопроводу – **0,094**.

- усереднена вартість людино-години працівників, заробітна плата яких враховується в загальновиробничих витратах, по 5-му розряду – **87,95**грн.
- збори на єдиний соціальний внесок, – **22%**.
- усереднені показники визначення коштів на покриття решти статей загальновиробничих витрат – **2,21**грн./люд-год.;
- усереднений коефіцієнт переходу до кошторисного прибутку – **7,421**грн./люд-год.;
- усереднений коефіцієнт АУП в загальновиробничих витратах, **1,52**грн./люд-год..

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

Зведений кошторисний розрахунок складається по формі №1 ДСТУ Б.Д 1.1-1:2013 «Правила визначення вартості будівництва» та складається із дванадцяти глав.

Позиції зведеного кошторисного розрахунку вартості будівництва посилаються на номер зазначених кошторисних документів.

					ДП. 192.042.006 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив		Жеребчук А.О.		14.06.24		У	67	12
Перевірила		Миньківська І.М.		14.06.24				
Рецензент		Палій Д.М.		17.06.24				
Н.Контр		Прищепя М.О.		14.06.24				
Затверд								
						ЖАТФК група БЦІ-42г		

4.2 Розрахунок експлуатаційних витрат, прибутку, рентабельності та терміну окупності

Річні експлуатаційні витрати системи газопостачання складаються з витрат:

- на матеріали (купівля газу);
- на заробітну плату з відрахуванням на соціальні заходи;
- на амортизацію;
- на поточний ремонт та інші витрати.

Загальну суму собівартості реалізації газу C_o , визначаю згідно формули:

$$C_o = Z_{к.г.} + Z_{о.п.} + Z_a + Z_{п.р.} + Z_{інші}, \text{ тис.грн.} \quad (4.1)$$

де $Z_{к.г.}$ – витрати на купівлю газу, тис. грн.;

$Z_{о.п.}$ – витрати на оплату праці, тис. грн.;

Z_a – витрати на амортизацію, тис. грн.;

$Z_{п.р.}$ – витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт, тис. грн.;

$Z_{інші}$ – інші витрати, тис. грн.

а) витрати на купівлю газу $Z_{к.г.}$, визначаю згідно формули:

$$Z_{к.г.} = Q_{брутто} \cdot C_{1000м^3}, \text{ тис.грн.} \quad (4.2)$$

де $Q_{брутто}$ – об'єм подачі газу споживачам з урахуванням витрат газу, тис.м³/рік;

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

$$\text{де } Q_{нетто} = \frac{Q_d^h \cdot 1800}{1000} = \frac{999,9 \cdot 1800}{1000} = 1799,82 \text{ тис.м}^3/\text{рік};$$

$$\text{Отже: } Q_{брутто} = 1799,82 \cdot 1,008 = 1814,219 \text{ тис.м}^3/\text{рік}$$

$C_{1000 м^3}$ – ціна купівлі 1000м³ газу, $C_{1000 м^3} = 5702,84$ грн.

$$Z_{к.г.} = \frac{1814,219 \cdot 5702,84}{1000} = 10346,197 \text{ тис.грн.}$$

б) витрати на оплату праці $Z_{о.п.}$, тис. грн., визначаю за формулою:

$$Z_{о.п.} = Z_{ср.} \cdot C_{заг} \cdot K_{відр} \cdot n, \quad (4.3)$$

де $Z_{ср.}$ – середньомісячна заробітна плата одного працюючого, $Z_{ср.} = 9000$ грн.;

$C_{заг}$ – загальна чисельність виробничого персоналу, чел.;

$K_{відр}$ – коефіцієнт відрахувань на соціальні потреби, $K_{відр} = 1,22$;

n – кількість місяців за рік, $n = 12$ міс..

Загальна чисельність виробничого персоналу становить

$$C_{заг} = C_{АУП} + C_{вироб.персонал}, \quad (4.3)$$

Чисельність адміністративного персоналу по нормативній трудоемкості обслуговування квартир, мереж газопроводів і подачі 1 млн.м³ газу в рік.

Трудоемкість обслуговування 1 квартири $T_{р.кв.}$, дорівнює 1 умовній одиниці, визначаю за формулою:

$$T_{р.кв.} = K_{кв} \cdot 1, \text{ у.о.} \quad (4.4)$$

де $K_{кв}$ – кількість квартир (житлових будинків та громадських споживачів),

$$K_{кв} = 108 + 7 = 115 \text{ шт.}$$

$$T_{р.кв.} = 115 \cdot 1 = 115 \text{ у.о.}$$

Трудоемкість обслуговування 1 км мережі газопроводу $T_{р.км.}$, дорівнює 10 умовних одиниць, визначаю за формулою:

$$T_{р.км.} = L_{км} \cdot 10, \text{ у.о.} \quad (4.5)$$

де $L_{км}$ – довжина газопроводу, $L_{км} = 2,822$ км.

$$T_{р.км.} = 2,822 \cdot 10 = 28,22 \text{ у.о.}$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						75
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Трудоємкість обслуговування подачі 1 млн.м³ газу в рік $T_{p\ 1\ \text{млн. м}^3}$, у.о., дорівнює 2 умовним одиницям, визначаю згідно формули:

$$T_{p\ 1\ \text{млн. м}^3} = Q_{\text{брutto}} (\text{млн. м}^3) \cdot 2, \text{ у.о} \quad (4.6)$$

де $Q_{\text{брutto}} (\text{млн. м}^3)$ – потужність системи, тис. м³/рік.

$$T_{p\ 1\ \text{млн. м}^3} = \frac{1814,219}{1000} \cdot 2 = 3,63 \text{ у.о}$$

Чисельність адміністративного персоналу $\mathcal{C}_{\text{Адп}}$, визначаю по формулі:

$$\mathcal{C}_{\text{Адп}} = \frac{\sum (T_{\text{рkv}} + T_{\text{ркм}} + T_{\text{р1млнм}^3}) \cdot \gamma}{1000 \text{ ум.од.}}, \text{ чол.} \quad (4.7)$$

де γ – чисельність адміністративного персоналу в залежності від суми трудоємкості, у.о.

$$\mathcal{C}_{\text{Адп}} = \frac{\sum (115 + 28,22 + 3,63) \cdot 2}{1000} = 0,294 \text{ чол.}$$

Чисельність виробничого персоналу по основним службам сільського газового господарства визначається на основі нормативів чисельності чоловік, виходячи з кількості газифікованих квартир, протяжності газопроводів.

Чисельність служби будинкових мереж $\mathcal{C}_{\text{б.м.}}$, визначаю по формулі:

$$\mathcal{C}_{\text{б.м.}} = K_{\text{kv}} \cdot 0,00035, \text{ чол.} \quad (4.8)$$

де K_{kv} – загальна кількість квартир (житлових будинків та громадських споживачів), $K_{\text{kv}} = 115$ шт.

$$\mathcal{C}_{\text{б.м.}} = 115 \cdot 0,00035 = 0,04 \text{ чол.}$$

Чисельність служби по експлуатації підземних газопроводів $\mathcal{C}_{\text{в.м.}}$, визначаю по формулі:

$$\mathcal{C}_{\text{в.м.}} = L_{\text{км}} \cdot 0,3, \text{ чол.} \quad (4.9)$$

$$\mathcal{C}_{\text{в.м.}} = 2,822 \cdot 0,3 = 0,85 \text{ чол.}$$

Чисельність аварійно-диспетчерської служби $\mathcal{C}_{\text{Адс}}$, визначаю по формулі:

$$\mathcal{C}_{\text{Адс}} = 0,0005 \cdot \sum T_p, \text{ чол.} \quad (4.10)$$

де $\sum T_p$ – загальна трудоємкість, у.о., $\sum T_p = 146,85$ у.о.

$$\mathcal{C}_{\text{Адс}} = 0,0005 \cdot 146,85 = 0,07 \text{ чол.}$$

Чисельність ремонтної служби $\mathcal{C}_{\text{р.с.}}$, визначаю згідно формули:

$$\mathcal{C}_{\text{р.с.}} = 0,0007 \cdot \sum T_p, \text{ чол.} \quad (4.11)$$

$$\mathcal{C}_{\text{р.с.}} = 0,0007 \cdot 146,85 = 0,103 \text{ чол.}$$

Загальна чисельність виробничого персоналу $\mathcal{C}_{\text{заг}}$, визначаю за формулою:

$$\mathcal{C}_{\text{заг}} = \mathcal{C}_{\text{Адп}} + \mathcal{C}_{\text{б.м.}} + \mathcal{C}_{\text{в.м.}} + \mathcal{C}_{\text{Адс}} + \mathcal{C}_{\text{р.с.}}, \text{ чол.} \quad (4.12)$$

де $\mathcal{C}_{\text{Адп}}$ – чисельність адміністративного персоналу, чол.;

$\mathcal{C}_{\text{б.м.}}$ – чисельність служби будинкових мереж, чол.;

$\mathcal{C}_{\text{в.м.}}$ – чисельність служби по експлуатації підземних газопроводів, чол.;

$\mathcal{C}_{\text{Адс}}$ – чисельність аварійно-диспетчерської служби, чол.;

$\mathcal{C}_{\text{р.с.}}$ – чисельність ремонтної служби, чол.

$$\mathcal{C}_{\text{заг}} = 0,294 + 0,04 + 0,85 + 0,07 + 0,103 = 1,357 \approx 2 \text{ чол.}$$

Виплати на оплату праці $\mathcal{Z}_{\text{оп}}$, визначаю по формулі:

$$\mathcal{Z}_{\text{оп}} = 9000 \cdot \mathcal{C}_{\text{заг}} \cdot K_{\text{відр}} \cdot 12, \text{ тис.грн.} \quad (4.13)$$

де 9000 – середня заробітна плата персоналу в газовому господарстві, грн.

$\mathcal{C}_{\text{заг}}$ – загальна чисельність виробничого персоналу, чол, $\mathcal{C}_{\text{заг}} = 2$ чол.;

$K_{\text{відр}}$ – коефіцієнт відрахувань на соціальні потреби, $K_{\text{відр}} = 1,22$.

$$\mathcal{Z}_{\text{оп}} = 9000 \cdot 2 \cdot 1,22 \cdot 12 = 263,52 \text{ тис.грн.}$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						76
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

в) витрати на амортизацію Z_a , визначаю по формулі:

$$Z_a = \frac{K \cdot H_a}{100}, \text{ тис.грн.} \quad (4.14)$$

де H_a – норма амортизації, $H_a = 5\%$;

K – сума капітальних вкладень, яка дорівнює базисній кошторисній вартості будівництва газопроводу, тис.грн. (із зведеного кошторису), $K = 6940,584$ тис.грн.

$$Z_a = \frac{6940,584 \cdot 5}{100} = 347,029 \text{ тис.грн.}$$

г) витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт $Z_{n.p.}$, визначаю по формулі:

$$Z_{n.p.} = 40\% \cdot Z_a, \text{ тис.грн.} \quad (4.15)$$

де Z_a – витрати на амортизацію, тис. грн.

$$Z_{n.p.} = 0,4 \cdot 347,029 = 138,812 \text{ тис.грн.}$$

д) інші витрати Z_{inii} , визначаю по формулі:

$$Z_{inii} = 10\% \cdot (Z_a + Z_{on}), \text{ тис.грн.} \quad (4.16)$$

де Z_a – витрати на амортизацію, тис. грн.

Z_{on} – виплати на оплату праці, тис. грн.

$$Z_{inii} = 0,1 \cdot (347,029 + 263,52) = 61,055 \text{ тис.грн.}$$

Тоді загальна сума собівартості реалізації газу C_o , тис. грн., становить:

$$C_o = 10346,197 + 263,52 + 347,029 + 138,812 + 61,055 = 11156,093 \text{ тис. грн.}$$

Собівартість реалізації 1000м³ газу $C_{1000.m^3}$, визначаю згідно формули:

$$C_{1000.m^3} = \frac{C_o}{Q_{\text{нетто}}}, \text{ грн./1000м}^3 \quad (4.17)$$

де C_o – загальна собівартість реалізації газу, тис.грн;

$Q_{\text{нетто}}$ – об'єм реалізованого газу споживачам, тис.м³/рік.

$$C_{1000.m^3} = \frac{11156,093}{1799,82} \cdot 1000 = 6198,449 \text{ грн./1000м}^3$$

Тариф реалізації споживачам $T_{сер}$, представляє собою ціну реалізації газу для даного газового господарства (підприємства), визначаю за формулою:

$$T_{сер} = 1,2 \cdot \Pi_{\text{підпр}}, \text{ грн./1000 м}^3 \quad (4.18)$$

де $\Pi_{\text{підпр}}$ – ціна реалізації газу для підприємства, грн./1000 м³.

Ціну реалізації газу для підприємства $\Pi_{\text{підпр}}$, визначаю по формулі:

$$\Pi_{\text{підпр}} = C_{1000.m^3} \cdot \left(1 + \frac{P}{100}\right) = C_{1000.m^3} \cdot \left(1 + \frac{10}{100}\right) = C_{1000.m^3} \cdot 1,1, \text{ грн./1000м}^3 \quad (4.19)$$

де $C_{1000.m^3}$ – собівартість реалізації 1000м³ газу, грн./1000м³

$$\Pi_{\text{підпр}} = 6198,449 \cdot 1,1 = 6818,294 \text{ грн./1000м}^3$$

Визначаю тариф реалізації споживачам:

$$T_{сер} = 1,2 \cdot 6818,294 = 8181,953 \text{ грн./1000м}^3$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						77
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Визначення собівартості, прибутку, рентабельності та терміну окупності

Балансовий прибуток Π_6 , визначаю по формулі:

$$\Pi_6 = D - C_o, \text{ тис. грн.} \quad (4.20)$$

де D – сума доходу від реалізації газу, тис. грн.;

C_o – загальна собівартість реалізації газу, тис. грн.

Суму доходу D , визначаю по формулі:

$$D = Q_{\text{нетто реаліз. газу}} \cdot T_{\text{сер}}, \text{ тис. грн.} \quad (4.21)$$

$$D = \frac{1799,82 \cdot 8181,953}{1000} = 14726,042 \text{ тис. грн.}$$

Визначаю балансовий прибуток, тис. грн.

$$\Pi_6 = 14726,042 - 11156,093 = 3569,949 \text{ тис. грн.}$$

Чистий прибуток Π_q , за формулою:

$$\Pi_q = \Pi_6 - H_n, \text{ тис. грн.}, \quad (4.22)$$

де Π_6 – балансовий прибуток, тис. грн.;

H_n – обов'язкові державні платежі (податок на прибуток), тис. грн.

$$H_n = \Pi_6 \cdot 0,18, \text{ тис. грн.}$$

$$H_n = 3569,949 \cdot 0,18 = 642,591 \text{ тис. грн.}$$

$$\Pi_q = 3569,949 - 642,591 = 2927,358 \text{ тис. грн.}$$

Рівень рентабельності P_p , %:

1) по балансовому прибутку:

$$P_p = \frac{\Pi_6}{C_o} \cdot 100, \% \quad (4.23)$$

де Π_6 – балансовий прибуток, тис. грн.;

C_o – загальна собівартість реалізації газу, тис. грн.

а) балансовий:

$$P_p = \frac{3569,949}{11156,093} \cdot 100 = 32\%$$

2) по чистому прибутку:

$$P_p = \frac{\Pi_q}{C_o} \cdot 100\% \quad (4.24)$$

де Π_q – чистий прибуток, тис. грн.;

б) чистий:

$$P_p = \frac{2927,358}{11156,093} \cdot 100 = 26,24\%$$

Термін окупності:

$$t_{ок} = \frac{K}{\Pi_q}, \text{ років} \quad (4.25)$$

де K – капітальні вкладення в спорудження системи газопостачання, тис. грн.;

Π_q – чистий прибуток, тис. грн.

$$t_{ок} = \frac{6940,584}{2927,358} = 2,37 \text{ років}$$

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						78
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Охорона праці в газовому господарстві

Охорона праці – це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних та лікувально-профілактичних заходів і засобів, спрямованих на збереження здоров'я та працездатності людини в процесі праці і її професійної діяльності.

Під час експлуатації газового господарства населених пунктів гарантування безпеки покладається на керівників газового господарства. На промислових, комунальних, комунально-побутових підприємствах та підприємствах сільськогосподарського виробництва за безпечну експлуатацію газового господарства відповідають керівники цих організацій, які забезпечують обслуговування газового господарства, а також контроль за їх станом і дотриманням правил, норм та інструкцій з експлуатації газопроводів і газовикористовуючих агрегатів. На всіх підприємствах, де є газові мережі і газове обладнання, наказом з числа керівних працівників і спеціалістів призначають осіб, які відповідають за безпечну експлуатацію газового господарства.

У житлових будинках відповідальними за справний стан газового обладнання є їх власники, а у відомчих - комендант. Відповідальні особи, за винятком власників особистих будинків, повинні знати правила безпеки в газовому господарстві та скласти іспит на їх знання. У кожному газовому господарстві складаються і затверджуються у встановленому порядку інструктажі з техніки безпеки під час виконання окремих видів робіт і протипожежного захисту об'єктів з урахуванням місцевих умов. Організація робочих місць повинна сприяти безпеці виконання робіт. Машини і механізми, обладнання та інвентар повинні відповідати характеру виконання робіт і знаходитися у справному стані. Підприємство газового господарства зобов'язане забезпечити працівників спецодягом, спецвзуттям та засобами індивідуального захисту відповідно до характеру виконуваних робіт і типових норм. Підтримування безпечних умов праці, як свідчить практика, ґрунтується на систематичній перевірці стану безпеки праці на всіх робочих місцях перед початком роботи, усунення виробничих небезпек та контролі з боку безпосередньо керівника та інженера з техніки безпеки за станом обладнання, захисних пристроїв та суворому дотриманні безпечних способів виконання робочих операцій. Окрім адміністративно-технічного персоналу підприємства, контроль здійснюють громадські інспектори з охорони праці, комплектні бригади з перевірки за дотриманням правил охорони праці.

Під час виявлення порушень правил охорони праці здійснюють заходи щодо усунення недоліків і попередження подібних випадків у майбутньому. Дотримання вимог охорони праці є обов'язковим для кожного працівника. Порушення інструкцій може спричинити дисциплінарну, а в деяких випадках адміністративну і навіть кримінальну відповідальність.

					ДП. 192.042.006 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ОХОРОНА ПРАЦІ	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив		Жеребчук А.О.		14.06.24		У	79	6
Перевірив		Оліфір М.В.		14.06.24		ЖАТФК група БЦІ-42г		
Рецензент		Палій Д.М.		17.06.24				
Н.Контр		Прищепя М.О.		14.06.24				
Затверд								

5.2 Індивідуальні засоби захисту

До індивідуальних засобів захисту відносять протигази, рятувальні пояси, газоіндикатори, захисні окуляри та ін.

Протигази випускають фільтруючі та ізолюючі. У газовому господарстві фільтруючі протигази використовувати заборонено, бо в повітрі під час виконання газонебезпечних робіт можуть знаходитися складові частини газу або продуктів його згорання. Окрім того, за більшої загазованості вміст кисню у повітрі може бути менше необхідного для нормального дихання.

Ізолюючі протигази ізолюють органи дихання людини від забрудненої атмосфери і дозволяють дихати чистим повітрям з не загазованої зони (шлангові протигази) або повітрям, яке безперервно відновлюється в самому протигазі (кисневі протигази).

Шлангові протигази бувають самовсмоктувальні ПШ-1 та з механічним нагнітанням повітря ПШ-2. Під час використання протигазу ПШ-1 повітря засмоктується через шланг безпосередньо легенями людини. Протигаз складається з маски або шолома, шланга та штиря для кріплення його вільного кінця. Опір диханню у протигазі зі шлангом довжиною 10 м - не більш ніж 200 Па, а самого шланга – 80Па. Протигаз ПШ-2, на відміну від ПШ-1, комплектують невеликим вентилятором з ручним або електричним приводом. Використовують його в тих випадках, коли свіже повітря необхідно подати на відстань більше 10 м. Кисневий протигаз повністю ізолює дихання людини від навколишнього середовища. Під час користування ним людина дихає увесь час повітрям, яке циркулює в протигазі та безпосередньо регенерує. У замкнутій системі циркуляції поглинається вуглекислота і додається необхідна кількість кисню з балонів протигазу.

Рятувальні пояси. Під час проведення робіт у колодязях котлованах або траншеях глибиною більше 1,2 м в умовах загазованості, або за можливого виділення газу використовують рятувальні пояси. Міцно і надійно затягнутий пояс має дві лямки, з'єднані на спині, які одягають на плечі. У місці перетину лямок прикріплено міцне сталеве кільце. До кільця за допомогою пружинної заскочки карабіну прикріплюють міцні конопляні **рятувальні мотузки**, які дозволяють, за необхідності, швидко витягнути працівника з котловану або колодязя.

Пояси, їх карабіни та мотузки необхідно регулярно перевіряти і не рідше, ніж два рази на рік, випробовувати навантаженням у 200 кг. Для цього до пояса або карабіна прив'язують вантаж і витримують протягом 5 хв. На пояс беруть той карабін, що витримав випробування, якщо після зняття вантажу на ньому не буде виявлено пошкодження.

Мотузки випробовують так само, тільки витримують 15 хв. До і після випробування вимірюють її довжину, збільшення після випробування не повинно перевищувати 5 % від початкової довжини.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						80
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

5.3 Розробка інструкції з охорони праці «Виконання бурових і шурфових робіт на підземних газопроводах»

АТ «Житомиргаз»

«Затверджено»

Наказ Голови правління АТ «Житомиргаз»

від «___» ___ 20 р. №___

ІНСТРУКЦІЯ № 20 з охорони праці під час виконання бурових і шурфових робіт на газопроводах

І. ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

1.1. Бурові роботи виконуються спеціальними машинами БУГ-117, пневматичними молотами або вручну з використанням бурів, які мають обмежувач глибини буріння.

1.2. Бурові роботи виконуються:

- на газопроводах в місцях підвищеної небезпеки, що знаходяться під шляховим покриттям (асфальт, бруківка, тощо);
- на ділянках газопроводів де виявлена загазованість, з метою виявлення зон найбільшої загазованості;
- на ділянках газопроводів, де виявлені пошкодження ізоляційного покриття, з метою виявлення можливих витоків газу.

ІІ. ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ПЕРЕД ВИКОНАННЯМ РОБІТ

2.1. Для виконання робіт службою приладового контролю бригада складається:

- інженерно-технічний працівник (ІТП) -1;
- слюсар -2;
- машиніст бурової машини - 1.

2.2. Всі члени бригади повинні пройти навчання і атестацію з правил безпечного користування:

- приладами вимірювання і контролю;
- електричними і пневматичними інструментами;
- спецмашиною БУГ - 117.

2.3. Перед початком робіт відповідальний керівник повинен провести інструктаж:

- з правил безпеки у газовому господарстві;
- з правил безпеки під час роботи на проїзній частині доріг;
- з питань техніки безпеки.

2.4. Бригади мають бути забезпечені:

- справними приладами (що пройшли перевірку);
- справними інструментами і пристосуваннями;
- засобами індивідуального та колективного захисту;
- засобами пожежегасіння;
- засобами надання першої долікарняної медичної допомоги;
- засобами зв'язку.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						81
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.5 Бригади повинні мати:

- письмовий наряд (наряд-завдання);
- схему підземного газопроводу;
- маршрутну карту обстеження газопроводу;
- виконавчий план і профіль газопроводу (за необхідністю);
- погодження представників підприємств, що експлуатують підземні інженерні мережі в зоні проведення робіт.

2.6. Керівник робіт повинен:

- видати завдання (наряду-завдання), схем газопроводів, маршрутних карт, виконавчої документації, проведення інструктажу;
- визначити місцезнаходження підземного газопроводу на місцевості, виявити місця перетину з діючими підземними комунікаціями, нанесення знаків (крейдою, конусами, тощо) на поверхні шляхового покриття під бурові роботи.
- вибрати оптимальні та безпечні напрямки руху техніки та бригади (з врахуванням особливих умов).
- перевірити наявність, справність і комплектність обладнання, приладів, пристосувань.

ІІІ. ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС ВИКОНАННЯ РОБІТ

3.5. Буріння свердловин проводяться глибиною 0,3 м через кожні 2 м безпосередньо над підземним газопроводом за виключенням місць проходження діючих комунікацій на глибині менше 0,3 м.

3.6. Не дозволяється проведення бурових робіт в створі освітлювальних опор.

3.7. Бурові роботи в місцях перетину газопроводу з діючими комунікаціями, що розташовані на глибині менше 0,3 м, слід виконувати поблизу цих місць (в місцях шпарин, поблизу бордюрів).

3.8. Під час проведення бурових робіт на проїзній частині слід виставляти попереджувальні знаки, таблички, огорожувати місця проведення робіт.

3.9. Після закінчення бурових робіт (розрахункової кількості свердловин) проводиться перевірка їх загазованості в послідовності їх буріння.

3.11. У разі механізованого розкопування шурфів останній шар ґрунту над газопроводом товщиною не менше 300 мм слід розкопувати вручну лопатами, дотримуючись певної обережності, щоб не пошкодити газопровід.

3.12. Якщо під час розкопування шурфу буде виявлено будь-який непередбачений трубопровід або кабель, роботи слід зупинити до в'яснення призначення, належності виявленої споруди.

3.13. Під час виконання газонебезпечних робіт в шурфах або котлованах глибиною більше 1,2 м робітникам слід працювати у рятувальному поясі.

3.14. Страхувальний канат від рятувального пояса робітника, що знаходиться в котловані, повинні тримати 2 робітника, які знаходяться на • поверхні з навітряної сторони.

3.15. Під час розкопування шурфів в залежності від їх глибини, категорії ґрунту, способу кріплення стінок і облаштування укосів, а також їх зворотній засипці необхідно дотримуватись вимог техніки безпеки, передбачених „Інструкцією з ОП при виконанні земляних робіт на діючих газопроводах”.

3.16. Під час проведення робіт на проїзній частині вулиці, доріг необхідно керуватися вимогами правил дорожнього руху. Місця ведення робіт слід огорожувати, облаштовувати попереджувальними знаками чи табличками.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						82
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Усі виконавці робіт повинні бути одягнені в спеціальні сигнальні жилети.

3.17. Спецмашини БУГ-117 слід облаштувати дорожніми попереджувальними знаками з написом «Ведуться роботи» і покажчиками напрямку об'їзду.

3.18. Роботи в місцях перетину з електричними і телефонними кабелями слід вести тільки за погодженням організацій, що їх експлуатують.

3.19. Під час роботи бурової машини необхідно виконувати наступні заходи безпеки:

- переконатись, що вузли машини справні і мають надійне кріплення;
- огляд і ремонт бурової машини виконувати з вимкненим двигуном;
- перед встановленням буру у державку - стояк з робочим органом опустити в нижнє положення, оглянути пневматичні шланги, інструмент, після цього стояк перевести у верхнє положення і вставити бур;

- роботи з установки і зняття бурового інструменту слід корегувати керівнику робіт;

- під час переміщення бурової машини слід рухатись назустріч транспортного руху і кожен раз виставляти попереджувальні знаки на відстані 5 м від місця роботи.

3.20. Під час виконання робіт пневматичним молотом слід дотримуватись наступних заходів безпеки:

- перевірити справність пневматичного молота (клапан на рукоятці має легко і швидко відкриватись);

- затискувальна частина (хвостовик) бура має щільно сидіти в отворі і не випадати під власною вагою;

- використовувати ЗІЗ.

3.21. Під час забивки вручну слід дотримуватись наступних заходів:

- бур слід утримувати за допомогою спеціальних держалок (кліщів);

- робітники, що виконують роботи, не мають ставати навпроти один одного, щоб унеможливити травмування кувалдою;

- використовувати ЗІЗ.

3.22. Перевірку присутності газу у свердловині слід проводити за допомогою газоаналізаторів, перевірка відкритим полум'ям не дозволяється.

Якщо виявлені місця присутності газу, необхідно:

- повідомити диспетчера управління;

- взяти пробу газу для лабораторного аналізу;

- перевірити всі будови в радіусі 50 м;

- попередити населення і персонал про недопустимість користування відкритим вогнем, паління, користування електроприладами, за необхідності вжити заходів щодо евакуації населення і персоналу;

- огородити небезпечну зону і не допускати до неї людей і техніку;

- діяти згідно плану локалізації і ліквідації аварійних ситуацій,

- виконувати розпорядження відповідального керівника і диспетчера.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						83
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

IV. ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ПІСЛЯ ЗАКІНЧЕННЯ РОБІТ

4.1. Після закінчення робіт оглянути місце проведення шурфування, засипати ґрунтом, зробити відповідні записи в наряді-допуску та здати його керівнику.

4.2. Після виконання робіт складається акт, в якому вказується схема буріння, прив'язка свердловин до постійних орієнтирів, результати аналізів загазованості, місцезнаходження найбільше загазованих ділянок газопроводу. Складений акт і схема передаються до технічного архіву підприємства.

4.3. Зібрати інструмент та обладнання і скласти на транспортний засіб.

4.4. З прибуттям на місце базування привести в порядок спецодяг, ЗІЗ, розмістити їх у встановленому місці.

4.5. Вимити руки, та обличчя теплою водою з милом або прийняти душ.

Про всі недоліки та порушення доповісти керівнику робіт.

V. ВИМОГИ БЕЗПЕКИ В АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1. У разі виникнення аварійної ситуації, яка загрожує життю та здоров'ю людей (аварія на діючому газопроводі, утворення вибухонебезпечних ситуацій, пожежа, вибух та т. і.), роботи з ізолювання слід негайно припинити. Повідомити про ситуацію, що склалася, безпосереднього керівника робіт та аварійно-диспетчерську службу підприємства. Приступити до локалізації та ліквідації аварійної ситуації згідно плану.

5.2. У разі виявленні на металевих частинах напруги негайно вимкнути електрообладнання з електромережі і доповісти безпосередньому керівнику робіт. Ремонтні роботи мають виконувати електромеханіки.

5.3. У разі травмування персоналу необхідно негайно звільнити потерпілого від дії травмуючого фактору, при цьому бути обережним, щоб самому не бути ураженим. Надати потерпілому першу долікарняну медичну допомогу, якщо необхідно - викликати швидку медичну допомогу за тел. 103 і підтримувати основні життєві функції потерпілого до прибуття медичної допомоги. Повідомити про випадок, що стався, керівника робіт.

5.4. Про всі випадки аварійних ситуацій, порушень технологічних процесів, що можуть призвести до небезпечних наслідків, випадки травмування чи захворювання, необхідно повідомити безпосереднього керівника робіт та відповідні служби підприємства.

Старший майстер групи
експлуатації мереж

І.В. Беспрозванний

Узгоджено:

Начальник служби охорони
праці та цивільного захисту

І.Л. Груницька

Начальник управління правового
супроводження проєктів у
Житомирській області

М.Г. Кучерук

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						84
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

6. ЗАХИСТ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

6.1 Загальні положення оцінки впливу на навколишнє середовище

Оцінка впливу на навколишнє середовище (ОВНС) – це визначення характеру і ступеню небезпеки всіх потенціальних видів впливу на навколишнє середовище пропонуємої по реалізації господарчої діяльності та оцінка екологічних наслідків здійснення проєкту.

Оцінка впливу проводиться з метою недопущення деградації навколишнього середовища, відновлення порушених раніше природних систем, забезпечення майбутнього балансу господарського розвитку, розробки засобів, які знижують рівень екологічної небезпеки майбутньої діяльності.

Підстави для проведення ОВНС. Склад тому ОВНС і його зміст відповідає основним положенням ДБН А.2.2-1:2021 «Державні будівельні норми України. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище при проєктуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд».

Метою розділу ОВНС проєкту є екологічне обґрунтування доцільності проєктної діяльності і засобів її реалізації, визначення шляхів і засобів нормалізації стану навколишнього середовища і забезпечення вимог екологічної безпеки.

В результаті виконання ОВНС визначені і рекомендовані до реалізації технічні рішення по будівництву, що не загрожуватиме здоров'ю людини при прямому, непрямому, кумулятивному та іншому виду впливу з врахуванням віддалених наслідків не пов'язаних з виробництвом екологічно небезпечної продукції, не призведе до незворотних або кризових змін у природному середовищі.

Розділ ОВНС виконують відповідно до вимог чинних норм, правил та стандартів:

- Закону України «Про охорону навколишнього природного середовища».
- Закону України «Про екологічну експертизу».
- Закону України «Про охорону атмосферного повітря».
- Водного Кодексу України.
- Земельного кодексу України.
- Закону України «Про відходи».
- ДБН А.2.2-1:2021.
- Державних санітарних правил охорони атмосферного повітря населених місць від забруднень хімічними та біологічними речовинами.
- Державних санітарних правил планування та забудови населених пунктів.
- ОНД-86 Держкомгідромет «Методика розрахунку викидів в атмосферному повітрі, що вміщуються у викидах підприємств».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 27.07.95 від 27.07.95р. №554.
- Посібник до розроблення матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (до ДБН А2.2-1:2021).
- Технологічних рішень, прийнятих в проєкті.

					ДП. 192.042.006 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЗАХИСТ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив	Жеребчук А.О.			14.06.24		У	85	3
Перевірив	Оліфір М.В.			14.06.24		ЖАТФК група БЦІ-42г		
Рецензент	Палій Д.М.			17.06.24				
Н.Контр	Прищепя М.О.			14.06.24				
Затверд								

Таблиця 6.1 Коротка характеристика видів впливів планової діяльності на навколишнє середовище

Види впливу	Ступінь впливу
1. Вплив на ґрунт	Вплив під час експлуатації запроєктованого об'єкту на земельні ресурси відсутній. Ґрунтовий покрив, що підніматиметься під час будівельних робіт піддаватиметься рекультивації згідно встановлених правил наведених в розділі ОВНС.
2. Вплив на ландшафт	Будівництво та експлуатація газопроводу не призведе до зміни ландшафту території
3. Вплив на водні ресурси	Водопостачання для потреб запроєктованого об'єкту не передбачається. Вплив на водні ресурси на стадіях будівництва та експлуатації вуличного газопроводу не здійснюватиметься.
4. Вплив на атмосферне повітря	Під час експлуатації запроєктований газопровід не завдаватиме впливу на навколишнє атмосферне повітря. Викиди ЗР відбуватимуться лише під час будівництва (монтажу) газопроводу – по зварюванню поліетиленових труб. При цьому до навколишнього атмосферного повітря потраплятимуть такі забруднюючі речовини: органічні кислоти (в перерахунку на оцтову) – $3,1 \times 10^{-7}$ т/рік, оксид вуглецю – $1,5 \times 10^{-7}$ т/рік.

Для визначення ставлення місцевої громадськості до проєктної діяльності у місцеву пресу необхідно надати Заяву про екологічні наслідки діяльності об'єкту із стислою його характеристикою. Громадськістю, в разі потреби, виставляються проблеми, які потребують вирішення.

В районі впливу об'єкту відсутні рекреаційні зони, території історико-культурного призначення, об'єкти природно-заповідного фонду, їх охоронні зони і території перспективні для заповідання, шляхи міграції птахів та тварин, популяції та місця росту зникаючих та рідких видів рослин. Багаторічні зелені насадження знесені не будуть, передбачається озеленення території та її благоустрій.

Під час функціонування об'єкту до навколишнього атмосферного середовища забруднюючі речовини не викидатимуться.

Заходи по охороні навколишнього середовища виконуються у відповідності із законами України про надра, землю, про охорону тваринного світу, атмосферного повітря, пам'ятників історії та культури, Законом України «Про захист навколишнього природного середовища».

Природно-відновлювальні роботи вважаються завершеними, якщо: виконана рекультивація земель, очищені ділянки, що забруднені паливно-мастильними матеріалами, будівельними та побутовими відходами. Рекультивації підлягають: будівельна смуга трубопроводів по всій ширині відводу; береги ділянки в місцях переходів та самі переходи через ріки, ділянки на яких є ерозійні процеси (яри). При вкладанні трубопроводу безтраншейним способом технічна рекультивація будівельної смуги не виконується. Відповідальність за дотримання проєктних рішень по охороні навколишнього середовища несе будівельна організація, що прокладає газопровід.

Основною природною особливістю районів газифікації є наявність двох видів сільськогосподарських земель: це орані землі та лісові угіддя, а основними неблагодіючими процесами, що пов'язані з будівництвом є ерозія (в тому числі вітрова) та заболочування, тому необхідно проводити водовідвід, дренаж, стічні лотки та водозатримуючі вали.

При засипанні трубопроводу бульдозером його рух виконується в косо-поздовжньому напрямленні з метою звуження зони роботи бульдозера, а бульдозер обладнується косим відвалом. Забороняється використовувати рослинний шар ґрунту для влаштування перемичок та інших постійних та тимчасових споруд. Забороняється зливати в річки, озера та інші водойми води, що витіснена із газопроводу після випробувань без попередньої її очистки.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						86
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

6.2 Охорона довкілля при експлуатації газових приладів в житлових, громадських та комунально-побутових будинках

Даним проєктом передбачено будівництво газопроводу для газопостачання житлових будинків, що значно покращує їх санітарно-гігієнічні умови. Застосування газу в побуті, в опалювальних котлах та газових плитах значно поліпшить санітарно-гігієнічні умови місцевості та очистить повітряний басейн за рахунок значного зменшення викидів в атмосферу сполук сірки і твердих частинок у вигляді сажі, що мають місце при споживанні твердого палива. Насамперед виключається забруднення території від заскладованого палива, золи та шлаків.

При споживанні природного газу, як палива, в продуктах спалювання відсутні сірчистий ангідрид та тверді частини (пил, зола, сажа), значно менше окису азоту, чим при спалюванні твердого палива, відсутні шлаки, для складування яких потрібні звалища. З урахуванням того, що коефіцієнт надлишку повітря при спалюванні вугілля вище ніж при спалюванні газу, в продуктах викиду на 20% зменшується викид окисів азоту. Крім того введення в експлуатацію газопроводу середнього тиску, з врахуванням послідуєчого будівництва котельних, виробничих об'єктів дозволяє підвищити зайнятість населення.

В умовах експлуатації газопровід не є джерелом виробничого шуму, тому заходи по шумогасінню не передбачались.

До заходів охорони довкілля при експлуатації газоспоживачів належать:

- 1) використання сучасного енергоекономічного обладнання з високим коефіцієнтом корисної дії та заміна застарілого обладнання, що дає змогу економити газ та запобігає надлишковим викидам в атмосферу;
- 2) своєчасне проведення регламентно-профілактичних та ремонтних робіт газового обладнання та приладів;
- 3) постійне підвищення кваліфікації обслуговуючого персоналу;
- 4) робота на об'єктах в спецспорядженні та із спецінструментами.
- 5) комплектування сучасною автоматикою газових приладів;
- 6) комплектування сучасними сигналізаторами та індикаторами, які допомагають виявити виток газу;
- 7) рекомендувати індивідуальним споживачам газу, нові марки котлів та інші опалювальні прилади з високим ККД;
- 8) здійснювати регулярний контроль за якістю газу, що подається споживачам та забезпечувати нормальну роботу опалювальних приладів і автоматики;
- 9) своєчасне проведення на ГРП та шафових установках профілактичних та регламентних робіт;
- 10) суворе дотримання Державних будівельних норм України.

Прийняті проєктні рішення забезпечать нормативний стан навколишнього середовища і не потребують додаткових заходів для забезпечення екологічної безпеки об'єкта будівництва.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						87
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

7. ЕНЕРГОРЕСУРСОЗБЕРЕЖЕННЯ

7.1 Енергоресурсозбереження при експлуатації систем газопостачання

З метою зниження витрат паливно-енергетичних ресурсів, згідно з законодавством України «Державний комітет України у справах містобудування і архітектури», розробив відповідну низку заходів і зобов'язав місцеві органи архітектури і містобудування суворо їх дотримуватися.

Перелік заходів:

- Затверджені нові нормативи коефіцієнту теплопередачі огорожувальних конструкцій житлово-громадських будівель і споруд;
- затверджені контрольні показники питомих витрат теплоти на опалення житлових будинків;
- Зобов'язано проєктні та будівельні організації забезпечити проєктуванням і введенням в дію об'єктів нового будівництва та реконструкцій житлових будинків і споруд, соціально-культурного і виробничого призначення, з обов'язковим оснащенням приладами обліку; приладами регулювання систем електро-, водо-, тепло- та газопостачання.

Для забезпечення контролю за дотриманням вимог енергозберігаючих технологій, експертизі державного архітектурного контролю підлягають проєкти будівництва, реконструкцій будинків, споруд незалежно від відомчої приналежності, форм власності. Державним приймальним комісіям заборонено прийняття в експлуатацію закінчених будівництвом об'єктів, які не відповідають вимогам енергоресурсозбереження.

В загальному вигляді втрати природного газу уявляють собою різницю між кількістю газу, отриманого газовим господарством в свої мережі від джерела, і кількістю газу, реалізованого всім категоріям споживачів.

Основними складовими загальних втрат природного газу, ΔV_{Π} є:

- дійсні втрати, $\Delta V_{\text{д}}$, які виникають за рахунок витоків з газопроводів і обладнання, а також по причині аварій на газопроводах;
- витрат газу на технологічні втрати і потреби газового підприємства, $\Delta V_{\text{т}}$;
- невраховані (у т. ч. розкрадання) втрати газу, $\Delta V_{\text{м}}$, які виникають за відсутністю приладів обліку газу населенням і деяких комунально-побутовими підприємствами, також при неспівпаданні фактичних витрат газу цими споживачами встановленими нормами та тарифами.

Загальну величину втрат газу по газовому господарству можна записати формулою:

$$\Delta V_{\Pi} = K_{\text{н.п}} (\Delta V_{\text{д}} + \Delta V_{\text{т}} + \Delta V_{\text{м}}), \quad (7.1)$$

де $K_{\text{н.п}}$ – коефіцієнт неврахованих втрат газу, враховує випадкові втрати які не піддаються обліку.

					ДП. 192.042.006 ПЗ		
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЕНЕРГО- РЕСУРСОЗБЕРЕЖЕННЯ		
Розробив	Жеребчук А.О.			14.06.24			
Перевірив	Оліфір М.В.			14.06.24			
Рецензент	Палій Д.М.			17.06.24			
Н.Контр	Прищепя М.О.			14.06.24			
Затверд					ЖАТФК група БЦІ-42г		

Не існує жодної системи газопостачання, яка була б абсолютно герметичною протягом тривалого часу.

Газопроводи мають велику кількість різних з'єднань (зварних, муфтових або різьбових), піддані впливу корозії, пошкодженням при виконанні земляних робіт.

Причинами дійсних втрат газу є:

- різного виду нещільності в газопроводах, різних з'єднань, приладах;
- корозійні і механічні пошкодження, розриви стиків;
- аварії на газопроводах.

Досвід експлуатації об'єктів газового господарства показує, що найбільш крупні аварії виникають при несвоєчасному виявленні і усуненні витоків газу на підземних газопроводах. Так, більш ніж 50% їх виникає при механічних пошкодженнях газопроводів і обладнання; 30 – 40% – припадає на корозію; 10 – 20% – неякісні зварні з'єднання.

Витоки газу найбільш імовірні в місцях встановлення конденсатозбірників та гідрозатворів, через зварні шви, сальникові ущільнення арматури, заводський брак труб, випадкове пошкодження при проведенні монтажних або аварійно-пошукових робіт, в місцях встановлення арматури не забезпеченої компенсаційними пристроями, в місцях з'єднання і тріщинах неметалевих труб.

Як свідчить практика, 3% витоків газу з конденсатозбірників припадає на муфти і зварні стики, 10% витоків – на нещільно закручені пробки у муфтах кранів і 30% через стояки конденсатозбірників. Механічні пошкодження газопроводів і споруд на них в 20% випадків виникають з вини організацій які проводять земляні роботи.

Основні причини витоків газу з газопроводів і запірно-запобіжних пристроїв, які знаходяться всередині будівель:

- корозія газопроводів, які проходять через перекриття і стіни;
- незадовільний стан різьбових з'єднань;
- вихід з ладу запірної арматури або нещільне прилягання пробки крана або тефлонової вставки у кулевих кранах;
- дефекти в зварних з'єднаннях .

В таблиці 7.1 показані втрати газу по побутовому сектору, що дає можливість спланувати систему заходів що до їх усунення.

Таблиця 7.1 Типи непрацездатності побутового газового обладнання

Види поломок	Доля заявок на усунення поломок, %					
	Газопроводи і арматура	Газові плити	Водонагрівачі		Пічні пальники	Інше обладнання
			Проточні	Ємкісні		
1	2	3	4	5	6	7
Витоки газу - всього	63,5	30,7	3,7	14,9	14,7	20,6
У тому числі через:						
Кран	40,7	24,6	2,2	7,6	3,7	6,4
Різьбові з'єднання	18,7	6,1	0,8	7,1	5,7	10,1
Зварне	1,4	-	-	-	-	3,1
Сальники	2,7	-	0,7	0,2	0,3	1,0
Занадто затягнутий кран	16,7	29,0	6,6	7,1	12,3	5,8

Продовження таблиці 7.1

1	2	3	4	5	6	7
Непрацездатності:						
Крану	19,8	12,7	2,2	4,1	7,7	3,1
Пальників	-	15,5	7,1	8,9	13,7	10,1
Ручок керування	-	8,9	8,2	2,7	5,5	-
Автоматики	-	-	22,8	51,8	43,0	5,5
Теплообмінника	-	-	12,8	4,5	-	1,0
Засмічення :						
Теплообмінника	-	-	15,1	2,6	-	-
Водяного фільтра	-	-	17,8	-	-	-
Інші несправності	-	4,2	3,7	3,2	3,1	2,9

На кожен систему газопостачання необхідно скласти повний перелік витрат газу на технологічні втрати і власні потреби. Об'єкти газового господарства з великими витратами газу оснастити приладами його обліку. По об'єктам з незначними витратами газу визначати його по розрахункам, по потужності газопальникових пристроїв і графікам їх роботи.. Кожні розрахунки затверджує головний інженер.

Необхідними заходами що до скороченню витрат газу в побуті і на виробництві, підвищенню безпеки газопостачання є :

- удосконалення електрохімічного захисту і удосконалення технології приладового контролю за станом підземних газопроводів;
- використання електрифікованих схем газопроводів з розміщенням на них вимикаючих пристроїв;
- планування витрат газу при пуску і налагодженню різних установок і агрегатів, використовуючи газ, на основі норм витрат газу на ці цілі;
- використання замість газу повітря при випробуваннях на герметичність внутрішньо-будинкових газопроводів при проведенні ревізій, що дає значну економію газу за рахунок виключення його витрат при повторній продувці і пуску газу;
- приєднання до діючих газопроводів нових, збудованих без зниження тиску за допомогою спеціальних пристосувань.

В практику обслуговування слід ввести вимоги старанного спостереження і перевірки всіх з'єднань систем газопостачання, встановлення суворих графіків перевірки герметичності і жорстких строків ліквідації виявлених нещільностей в з'єднаннях і сальниках, а також суворого дотримання правил експлуатації споруд газопостачання при проведенні земляних і будівельних робіт в зоні діючих об'єктів газопостачання.

Надійність і безпечність газопостачання багато в чому залежить від технічного стану газопроводів і встановленого на них обладнання. Підвищення надійності і довговічності діючих систем газопостачання здійснюється за рахунок покращення електрохімічного захисту від корозії і удосконалення технологій приладового контролю за їх станом.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						90
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Для економії природного газу рекомендується обладнати всі котельні системою автоматизації. Досвід експлуатації опалювальних котелень свідчить, що автоматизація процесу регулювання співвідношення «газ-повітря» при низькому тиску газу дає можливість зекономити до 10-15% газу.

Середня економія газу в опалювальних котельнях з чавунними секційними котлами при їх автоматизації застосовувати газ замість повітря при випробуванні на герметичність внутрішньобудинкових газопроводів при проведенні щорічної ревізії, що дає значну економію газу за рахунок виключення його втрати при повторній продувці газопроводу і тиску газу.

Для запобігання значних втрат газу при вирізках і ремонтних роботах на газових мережах високого і середнього тиску, газ з відключаємої ділянки газопроводу рекомендується попередньо, до початку виконання робіт по врізці, використати (витратити) підключеними до нього споживачами з тим, щоб зменшити тиск в газопроводі до величини при якій можна виконувати врізку під тиском. Такий метод виключає необхідність викиду газу в атмосферу. Крім того, слід ширше впроваджувати приєднання новозбудованих газопроводів до діючих без зниження тиску за допомогою спеціальних пристроїв, технологій.

Основними шляхами зниження неврахованих втрат газу є удосконалення тарифів і нормування витрат газу, встановлення лічильників газу на комунально-побутових підприємствах, не мають приладів обліку.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						91
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

7.2 Економія енергоресурсів при експлуатації газового обладнання в житловому будинку

Теплова схема та застосоване обладнання забезпечують економію енергоресурсів.

Проектом передбачається врахування витрат газу за допомогою лічильника мембранного типу з границею допустимої відносної похибки вимірювання об'ємних витрат 1,5%.

Питома вага витрат газу на вироблення 1Гкал тепла – 158кг умовного палива.

Регулювання процесу горіння палива в котлі – автоматизоване, що дає змогу встановлювати температуру в опалювальних приміщеннях в залежності від режиму роботи працівників підприємства.

Температура повітря в приміщенні задається положенням терморегулятора. Температура повітря в опалювальному приміщенні підтримується автоматично, шляхом включення-виключення основного пальника.

Для автоматичного регулювання існуючої системи опалення рекомендовано встановити на підводках до радіаторів вентиля термостатичні “DANFOSS RTD-N ½”, що дасть можливість економно витратити теплову енергію.

Для скорочення витрат енергії при експлуатації житлового будинку рекомендується виконати:

- утеплення покриття і перекриття неопалювальних горищ, що забезпечить нормований опір теплопередачі для I температурної зони України
 $R_{q\ min} = 6,0\text{м}^2 \cdot \text{град./Вт}$;
- утеплення зовнішніх стін із плит базальтово-волокнистих, що забезпечить опір теплопередачі $R_{q\ min} = 4,0\text{м}^2 \cdot \text{град./Вт}$;
- утеплення перекриттів над неопалювальними підвалами з утеплювачем із плит базальтово-волокнистих, що забезпечить опір теплопередачі $R_{q\ min} = 5,0\text{м}^2 \cdot \text{град./Вт}$;
- використання ефективних елементів заповнення віконних та дверних отворів, що забезпечують опір теплопередачі цих конструкцій не менше $R_{q\ min} = 0,9\text{м}^2 \cdot \text{град./Вт}$;
- встановлення віконних та дверних блоків із 2-х камерними склопакетами;
- утеплення підлоги на ґрунті в зоні примикання до зовнішніх стін шаром вологостійкого утеплювача (керамзитового гравію) товщиною 0,2м і шириною 0,8м.;
- газоходи та трубопроводи з температурою стінки вище 45°C теплоізолювати мінераловатними прошивними матами марки 100 типу М-2 товщиною 40мм.

					ДП. 192.042.006 ПЗ	Арк.
						92
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

ВИСНОВКИ

При виконанні дипломного проєкту на тему «Проектування системи газопостачання вулиць села Потіївка Житомирського району Житомирської області з влаштуванням автономної котельні дитячого садочка» мною були виконано проектування газифікації вулиць села в цілому, так і окремих його частин – індивідуального житлового будинку та теплогенераторної дитячого садочка.

Працюючи над дипломним проєктом я навчився практично використовувати теоретичні знання набуті при вивченні дисциплін: «Газові мережі і устаткування»; «Експлуатація устаткування і систем газопостачання»; «Охорона праці і БЖД»; «Економіка та планування галузі».

Також я мав можливість вдосконалити знання з норм проектування газових мереж, норм витрат газу, правил експлуатації газового обладнання, глибше вивчити «Правила безпеки систем газопостачання» та ДБН В 2.5-20:2018.

Працюючи над дипломним проєктом, я провів розрахунки по визначенню:

- в першому розділі проєкту приведена характеристика сільського населеного пункту, вказано кліматичні дані, обґрунтовано необхідність газифікації природним газом, вибрано систему газопостачання, матеріал для будівництва газопроводів.

- в другому розділі проєкту проведено розрахунок витрати газу за категоріями споживачів, проведено гідравлічний розрахунок підвідних газопроводів високого тиску другої категорії, гідравлічний розрахунок вуличних газопроводів середнього тиску, дворових і внутрішньо будинкових газопроводів низького тиску, проведено підбір обладнання для ГРП, підбір і обґрунтування газовикористовуючого обладнання в житлових будинках.

- в третьому розділі проєкту висвітлено завдання і структуру газової служби на селі, послідовність і нормативну та технічну документацію, яка необхідна при прийнятті закінченого будівництвом об'єкту газифікації в експлуатацію, перелік робіт які будуть проводитись при експлуатації об'єкта. Визначено загальну кількість експлуатаційного персоналу і його склад.

- в четвертому розділі проведено економічний аналіз об'єкту газифікації. Визначено вартість газопроводу і споруд та техніко-економічні показники газифікації населеного пункту.

- в п'ятому розділі проєкту висвітлено питання охорони праці при експлуатації систем газопостачання, розроблено інструкцію по техніці безпеки.

- в шостому розділі висвітлено питання захисту навколишнього середовища під час проведення будівельно-монтажних робіт та при експлуатації газопроводів і устаткування.

Вважаю, що отримані мною знання за час навчання в коледжі стануть міцною основою для плідної праці за обраним фахом в сфері газопостачання та іншій професійній практичній діяльності.

«14» червня 2024р.

_____ Андрій ЖЕРЕБЧУК

					ДП. 192.042.006 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив	Жеребчук А.О.		14.06.24	ВИСНОВКИ	Літ.	Аркуш	Аркушів	
Перевірив	Оліфір М.В.		14.06.24		У	93	1	
Рецензент	Палій Д.М.		17.06.24		ЖАТФК група БЦІ-42г			
Н.Контр	Прищепя М.О.		14.06.24					
Затверд								

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. НПАОП 0.00-1.76:2015 Правила безпеки систем газопостачання. Київ: Мін.енергетики та вугільної промисловості України, чинні з 07.07.2015.
2. ДБН В 2.5-20:2018 Інженерне обладнання будинків та споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання. Київ: Укр НДІінжпроект, чинні з 01.06.2020.
3. ДБН А.3.1-5:2016 Організація будівельного виробництва. Управління, організація і технологія, Київ: Мінрегіон України (НДІБВ), чинні з 01.01.2017.
4. ДСТУ Б.Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва. Київ: ТОВ «Науково-виробнича фірма "Інпроект", зі Зміною №2 від 01.06.2018.
5. Єнін П.М., Шишко Г.Г, Предун К.М Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом. Київ: Логос, 2002. 198с.
6. Климко П., Климко О. Рекомендації по вибору матеріалів для будівництва систем газопостачання. Частина 1. Газопроводи зовнішні і внутрішні». Немирів: Мін.АПУ. НБТ ВДАУ, 2000. 69с.
7. ДСТУ Б Д. 2.2–1:2021 Кошторисні норми України. Ресурсні елементні кошторисні норми на ремонтно-будівельні роботи. Земляні роботи. (Збірник 1). Київ: Міністерство розвитку громад та територій України, чинні з 30.11.2021.
8. ДСТУ Б Д. 2.2–22:2021 Кошторисні норми України. Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Водопровід - зовнішні мережі. (Збірник 22). Київ: Міністерство розвитку громад та територій України, чинні з 22.02.2023.
9. ДСТУ Б Д. 2.2–24:2021 Кошторисні норми України. Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Теплопостачання та газопроводи - зовнішні мережі (Збірник 24). Київ: Міністерство розвитку громад та територій України, чинні з 22.02.2023.
10. ДБН А.3.2-2:2009 Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека в будівництві. Основні положення (НПАОП 45.2-7.02-12). Київ: НДІБВ, чинні з 01.04.2012.
11. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі. Будівельна кліматологія. Київ: Мінрегіон України (НДІБВ), чинні з 01.11.2011.
12. ДСТУ Б А.3.1-22:2013 Визначення тривалості будівництва об'єктів. Київ: Мінрегіон України (НДІБВ), чинні з 01.01.2014.
13. ДБН В 2.6-31:2021 Теплова ізоляція та енергоефективність будівель. Київ: Мінрегіон України (НДІБВ), чинні з 01.09.2022.
14. СТП ЖАТК 0,1-0,7 Документація. Структура та правила оформлення курсових та дипломних проєктів (робіт). Житомир: ЖАТК, 2007. 81 с.
15. Борщ О.Б. Енергозбереження в системах теплогазопостачання, вентиляція та кондиціонування повітря: навч. посібник. Полтава: ПНТУ, 2009. 116 с.

					ДП. 192.042.006 ПЗ		
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ		
Розробив	Жеребчук А.О.			14.06.24			
Перевірив	Оліфір М.В.			14.06.24			
Рецензент	Палій Д.М.			17.06.24			
Н.Контр	Прищеп М.О.			14.06.24			
Затверд					ЖАТФК група БЦІ-42г		