

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 Краснобірка 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»
Микита ПАНАРІН

Керівник: **Микола ОЛІФІР**

Рецензент: **Діана ПАЛІЙ**

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість. арк.	№ прим.	Примітка
			Документація			
			Текстові документи			
1	A4	ДП. 192. 042. 011 ПЗ	Розрахунково- пояснювальна записка	94		
			Графічні матеріали			
2	A2x3	ДП. 192. 042. 011 ГПЗ	План газових мереж	1		
3	A1	ДП. 192. 042. 011 ГПЗВ	Газообладнання індивідуального житлового будинку	1		
4	A2x3	ДП. 192. 042. 01 ГПЗ і ТМ	Зовнішнє газопостачання теплогенераторної дитячого садочка	1		
5	A1	ДП. 192. 042. 011 ГПВ і ТМ	Внутрішнє газообладнання автономної котельні дитячого садочка	1		

					ДП. 192.042.011 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив	Панарін М.Ю.			14.06.24	ВІДОМІСТЬ ПРОЄКТУ	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перевірив	Оліфір М.В.			14.06.24		У	1	1
Рецензент	Палій Д.М.			17.06.24		ЖАТФК група БЦІ-42г		
Н.Контр	Прищепя М.О.			14.06.24				
Затверд								

**«Проектування системи газопостачання вулиць
села Краснобірка Житомирського району Житомирської області з влаштуванням
автономної котельні селищної ради»
з висвітленням проектування
газопостачання автономної котельні (теплогенераторної) селищної ради**

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 селищної ради.

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 для зварювальника пластмас.

Розрахункова годинна витрата газу – **1035,17** $\text{м}^3/\text{год.}$; протяжність газопроводів: підвідних високого тиску II категорії – **950** м, розподільчих газопроводів середнього тиску – **2100** м; дворових вводів – **720** м; загальна кошторисна вартість будівництва – **6836,374** тис.грн.; собівартість 1м^3 газу **6,18** грн.; термін окупності капітальних вкладень – **2,26** 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	54
2.7.9 Охорона навколишнього середовища	55
2.7.10 Основні техніко-економічні теплогенераторної	56

					ДП. 192.042.011 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Проектування системи газопостачання вулиць села Краснобірка Житомирського району Житомирської області з влаштуванням автономної котельні селищної ради	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив	Панарін М.Ю.			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 «Для зварювальника пластмас»	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 **Краснобірка** із поліетиленових труб газопроводами середнього тиску з використанням сучасних будинкових регуляторів тиску DSR-10, з встановленням лічильників газу з термокорекцією, на межі земельної ділянки споживача.

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

- загальна чисельність населення села **972** чоловік,
- площа села **2,181** км²,
- густота населення **445,67** осіб/км²,

В селі окрім житлових будинків присадибного типу знаходяться об'єкти соціальної інфраструктури такі як: Краснобірський ліцей, ЗДО «Золотий ключик», Краснобірська селищна рада, ФАП (амбулаторія), Центр дозвілля (магазин, кафе), Пошта (відділення Нова пошта) та промислові споживачі газу: Котельня БТК, Свиноферма, КЗС кормоцех.

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. 192.042.011 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ВСТУП	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив	Панарін М.Ю.			14.06.24		У	5	1
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		

1. ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

1.1 Вихідні дані, опис проєктованих об'єктів

Відповідно до завдання на дипломне проєктування необхідно запроєктувати систему газопостачання вулиць Чорновола, Дружби, Львівська села Краснобінка 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. 192.042.011 ПЗ		
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розробив	Панарін М.Ю.			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 проєктування газообладнання житлового будинку (аркуш №2 графічної частини та пункт 2.5 пояснювальної частини проєкту)).

При розробці проєкту с. **Краснобірка 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 проєктування.

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

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

					ДП. 192.042.011 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	РОЗРАХУНКОВО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив	Панарін М.Ю.			14.06.24		У	7	49
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								

2.2 Розрахунок газопостачання

2.2.1 Визначення кількості жителів

За статистичними даними селищної ради в селі **Краснобірка** по вулицях Чорновола, Дружби, Львівська знаходиться:

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

Витрати газу на комунально-побутові та теплофікаційні потреби села **Краснобірка** 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

$$F_{\text{жс}} = 45,27 \cdot 500 = 22635 \text{ м}^2 / \text{га}$$

$$N = 22635 / 18 = 1257 \text{ чол.}$$

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 забезпеченості житловою площею F , м ² / га	Загальна площа житлових будинків $F_{\text{жс}}$, м ²	Кількість жителів N , чол.
I	45,27	500	18	22635	1257

Домашні тварини:

- корови – 180 голів;
- коні – 24 голів;
- свині – 300 голів.

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:

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

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^n – 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:

$$V_p^{k-n} = 1257 \cdot 1 \cdot 1 \cdot \frac{4600}{34} \cdot 10^{-6} = \mathbf{0,17} \text{ млн. м}^3/\text{рік}$$

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. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						9
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Таблиця 2.2 Річні витрати газу на комунально-побутові потреби

Споживач, послуга	Розрахункова одиниця	Норма витрати теплоти q_n , мДж/рік	Розрахункова кількість послуг, S	Ступінь забезпечення, X	Загальна кількість розрахункових одиниць	Річна витрата газу V_p^{k-n} , млн.м ³ /рік
Житлові будинки:						
І район	1 житель	4600	1	1	1257	0,17
Тваринництво:						
А) Корови	1 тварина	8400	1	1	170	0.04
Б) Коні		1700	1	1	20	0.001
В) Свині		4200	1	1	300	0.03
Немеханізована пральня	1 т сухої білизни	12600	0,05	0,5	31,425	0,01
Лазня	1 помивка	40	52	0,8	52291	0,06
Підприємства громадського харчування	1 обід	4,2	90	0,4	45282	0,0056
Невеликі комунально-побутові підприємства	5% від витрат ж/б					0,085
Усього						0,3251

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:

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

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. 192.042.011 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	0,17	1/2900	1257	61,55
Немеханізована пральня	0,01	1/2900	1	3.44
Лазня	0,06	1/2700	1	22,2
Підприємства громадського харчування	0,0056	1/1924	1	2.91
Домашні тварини				
А) Корови	0.04	1/1480	180	27.02
Б) Коні	0.001	1/1480	24	0.67
В) Свині	0.03	1/2200	300	11.1
Усього				128,9

Сумарні годинні витрати газу на комунально-побутові потреби населеного пункту становлять $V_{год}^{k-n} = 128.9$ м³/год.

По результатам розрахунків годинних витрат газу на великі комунально-побутові підприємства розміщую 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, $V_{год}^{ov}$, м³/год., визначаю за формулою:

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

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

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

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 теплопостачання ($\eta = 0,8$);

Приводжу приклад розрахунку для першого району:

$$V_{200}^{OB} = 3600 \times [1 + 0.25 \times (1 + 0.4)] \times \frac{168 \times 22635 \times 10^{-6}}{34 \times 0.8} = 679.4 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

$$m_{ов} = 192 \times \left[24 \times \frac{1+0.25}{1+0.25+0.25 \times 0.4} \times \left(\frac{18 - (-0.8)}{18 - (-21)} \right) + 8 \times \frac{0.25 \times 0.4}{1+0.25+0.25 \times 0.4} \times \left(\frac{18 - (-21)}{18 - (-9)} \right) \right] = 2221 \text{ год/рік}$$

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

$$V_p^{ов} = m_{ов} \cdot V_{200}^{ов} \cdot 10^{-6}, \quad (2.7)$$

Приводжу приклад розрахунку для першого району:

$$V_{p1ч}^{OB} = 2221 \cdot 679.4 \times 10^{-6} = 1.5 \text{ млн. м}^3/\text{рік}$$

					ДП. 192.042.011 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>Fж</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	1257	22635	168	2221	679,4	1.5

Витрати газу на місцеве теплопостачання будуть складати:

- годинні – 679,4 м³/год.;
- річні – 1,5 млн.м³/рік.

Витрати газу на потреби промислових і сільськогосподарських підприємств.

Промислові підприємства в селі Краснобірка мають таку потужність:

КЗС, Кормоцех – 0.6 МВт ;

Свиноферма – 0.4 МВт ;

Котельня БТК – 0.5 МВт.

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.}^{ов}*, м³/год., визначаю окремо для кожного із промислових підприємств за формулою:

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

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:

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

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

Для свиноферми витрати газу будуть складати :

$$V_{год}^{св} = \frac{0.4 \times 3600}{23.8} = 60.5 \text{ м}^3 / \text{год}$$

$$V_{річ}^{св} = \frac{60.5}{1/4860} \times 10^{-6} = 0.3 \text{ млн. м}^3 / \text{рік}$$

					ДП. 192.042.011 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 $V_{год}^{III}, \text{м}^3/\text{год}$, визначаю 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.м³/рік, визначається за формулою:

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

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 $V_{год}, \text{м}^3/\text{год.}$	Річна $V_{річ}^{III}, \text{млн.м}^3/\text{рік}$
1	2	3	4	5
КЗС, Кормоцех	0.6	1/4860	90.75	0.45
Свиноферма	0.4	1/4860	60.5	0.3
Котельня БТК	0.5	1/2900	75.63	0.25
Усього			226,88	1

Сумарні витрати природного газу складають:

годинна – **226.88** м³/год;

річна – **1.0** 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	Розрахункові годинні витрати газу $m^3/год$		
	Загальні	Зосереджені	Рівномірно - розподілені
Житлові будинки і невеликі комунально-побутові підприємства	61.55	-	61.55
Великі комунально - побутові підприємства:			
а) немеханізована пральня	3.44	-	3.44
б) лазня	22.2	-	22.2
в) підприємство громадського харчування	2.91	-	2.91
Джерела теплопостачання:			
а) місцеве	679.4	-	679.4
Домашні тварини:			
а) корови	27.02	-	27.02
б) коні	0.67	-	0.67
в) свині	11.1	-	11.1
Промислові і с/г підприємства:			
КЗС, Кормоцех	90.75	90.75	-
Свиноферма	60.5	60.5	-
Котельня	75.63	75.63	-
Усього	1035.17	226.88	808.29

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, виробничі цехи, свиноферма, котельня БТК 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. 192.042.011 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, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$Q_{\phi} = 0.855 \times 3150 \times \sqrt{\frac{473 \times 467}{500 \times 5 \times 0.72}} = 29835 \text{ м}^3/\text{год}$$

Умова :

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

$$29835 > 31150$$

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, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$\Delta p = (220 + 100) \frac{7}{4.73} \times \frac{0.72}{0.73} = 467 \text{ мм. ст. вод.}$$

Так як регулятор тиску РДГ-50В укомплектований ЗЗК, підбір ЗСК полягає за умовним діаметром , це - ПСК-50В.

					ДП. 192.042.011 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 перекриває 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. 192.042.011 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 всмоктуючою трубкою 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 ($V_{opt} = 10 \text{ м}^3/\text{год}$).

$$n = \frac{808.29}{10} = 81 \text{ шт}$$

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

Отже

$$n_{\text{факт}} \text{ КБРТ} = 120 + 4 = 124 \text{ комбінованих регуляторів тиску}$$

					ДП. 192.042.011 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. 192.042.011 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, $V_{шл}$, м³/год, на ділянках мереж згідно формули

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

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

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

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

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

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

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

$K_{е}$ - коефіцієнт поверховості (приймаю рівним одиниці);

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

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

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

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

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

$$l_{пр} = 100 \times 0.5 \times 1 = 50, \text{ м}$$

$$V_{п} = \frac{808.29}{1750} = 0.46188, \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{шл1-2} = 0.46188 \times 50 = 23.094, \text{ м}^3/\text{год}$$

Розрахунки веду у формі таблиці (дивись таблицю 2.7).

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						21
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Таблиця 2.7 Шляхові витрати газу

№ Ділянки		Дійсна довжина $l_d, м$	Коефіцієнт		Приведен а довжина $l_{пр}, м$	Шляхова витрата газу $V_{ш}, м^3/год$
Початок	Кінець		етажності	забудови		
			K_e	K_z		
1	2	3	4	5	6	7
1	2	100	0.5	1	50	23.094
2	3	90	0.5	1	45	20.784
3	4	100	0.5	1	50	23.094
4	5	100	1	1	100	46.188
5	6	100	1	1	100	46.188
6	7	100	0.5	1	50	23.094
7	8	100	1	1	100	46.188
8	9	100	1	1	100	46.188
9	10	100	1	1	100	46.188
10	11	80	1	1	80	36.96
7	12	100	1	1	100	46.188
12	13	30	1	1	30	13.856
5	14	100	1	1	100	46.188
14	15	100	1	1	100	46.188
15	16	100	0.5	1	50	23.094
16	17	100	0.5	1	50	23.094
17	18	40	1	1	40	18.476
18	19	100	1	1	100	46.188
19	20	100	1	1	100	46.188
20	21	45	1	1	45	20.785
21	22	60	0.5	1	30	13.856
22	23	50	0.5	1	25	11.547
21	24	45	1	1	45	20.784
18	25	100	1	1	100	46.188
25	26	60	1	1	60	27.712
Усього :		2100			1750	808.29

Сума шляхових витрат дорівнює рівномірно розподіленому навантаженню

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

Визначаю вузлові витрати газу, V^j , $\text{м}^3/\text{год}$, за формулою:

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

де $V_{шли}$ - шляхова витрата газу і-тою ділянкою, $\text{м}^3/\text{год}$;

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

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						22
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Вузлові витрати газу:

$$\begin{aligned}
 V^1 &= \frac{1}{2} \times V_{1-2} = \frac{1}{2} \times 23.094 = 11.547 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^2 &= \frac{1}{2} \times (V_{1-2} + V_{2-3}) = \frac{1}{2} \times (23.094 + 20.784) = 21.939 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^3 &= \frac{1}{2} \times (V_{2-3} + V_{3-4}) = \frac{1}{2} \times (20.784 + 23.094) = 21.939 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^4 &= \frac{1}{2} \times (V_{3-4} + V_{4-5}) = \frac{1}{2} \times (23.094 + 46.188) = 34.641 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^5 &= \frac{1}{2} \times (V_{4-5} + V_{5-6} + V_{5-14}) = \frac{1}{2} \times (46.188 + 46.188 + 46.188) = 69.282 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^6 &= \frac{1}{2} \times (V_{5-6} + V_{6-7}) = \frac{1}{2} \times (46.188 + 23.094) = 34.641 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^7 &= \frac{1}{2} \times (V_{6-7} + V_{7-8} + V_{7-12}) = \frac{1}{2} \times (23.094 + 46.188 + 46.188) = 57.735 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^8 &= \frac{1}{2} \times (V_{7-8} + V_{8-9}) = \frac{1}{2} \times (46.188 + 46.188) = 46.188 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^9 &= \frac{1}{2} \times (V_{8-9} + V_{9-10}) = \frac{1}{2} \times (46.188 + 46.188) = 46.188 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^{10} &= \frac{1}{2} \times (V_{9-10} + V_{10-11}) = \frac{1}{2} \times (46.188 + 36.96) = 41.574 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^{11} &= \frac{1}{2} \times V_{10-11} = \frac{1}{2} \times 36.96 = 18.48 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^{12} &= \frac{1}{2} \times (V_{7-12} + V_{12-13}) = \frac{1}{2} \times (46.188 + 13.856) = 30.022 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^{13} &= \frac{1}{2} \times V_{12-13} = \frac{1}{2} \times 13.856 = 6.928 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^{14} &= \frac{1}{2} \times (V_{5-14} + V_{14-15}) = \frac{1}{2} \times (46.188 + 46.188) = 46.188 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^{15} &= \frac{1}{2} \times (V_{14-15} + V_{15-16}) = \frac{1}{2} \times (46.188 + 23.094) = 34.641 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^{16} &= \frac{1}{2} \times (V_{15-16} + V_{16-17}) = \frac{1}{2} \times (23.094 + 23.094) = 23.094 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^{17} &= \frac{1}{2} \times (V_{16-17} + V_{17-18}) = \frac{1}{2} \times (23.094 + 18.476) = 20.785 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^{18} &= \frac{1}{2} \times (V_{17-18} + V_{18-19} + V_{18-25}) = \frac{1}{2} \times (18.476 + 46.188 + 46.188) = 55.426 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^{19} &= \frac{1}{2} \times (V_{18-19} + V_{19-20}) = \frac{1}{2} \times (46.188 + 46.188) = 46.188 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^{20} &= \frac{1}{2} \times (V_{19-20} + V_{20-21}) = \frac{1}{2} \times (46.188 + 20.784) = 33.486 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^{21} &= \frac{1}{2} \times (V_{20-21} + V_{21-22} + V_{21-24}) = \frac{1}{2} \times (20.784 + 13.856 + 20.784) = 27.712 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^{22} &= \frac{1}{2} \times (V_{21-22} + V_{22-23}) = \frac{1}{2} \times (13.856 + 11.547) = 12.701 \text{ м}^3 / \text{год}; \\
 V^{23} &= \frac{1}{2} \times V_{22-23} = \frac{1}{2} \times 11.547 = 5.773 \text{ м}^3 / \text{год};
 \end{aligned}$$

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						23
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

$$V^{24} = \frac{1}{2} \times V_{21-24} = \frac{1}{2} \times 20.784 = 10.392 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$V^{25} = \frac{1}{2} \times (V_{18-25} + V_{25-26}) = \frac{1}{2} \times (46.188 + 27.712) = 36.95 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$V^{26} = \frac{1}{2} \times V_{25-26} = \frac{1}{2} \times 27.712 = 13.856 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Сума вузлових витрат повинна відповідати сумі рівномірно – розподіленого навантаження : $\Sigma V^i = V_{p-p} = 808.29 \text{ м}^3/\text{год}.$

Розрахункові витрати газу:

Визначення розрахункових витрат газу розпочинаємо з найбільш віддалених вузлів, записуючи для кожного з них рівняння першого закону Кірхгофа.

$$\text{Вузол 24: } V_{21-24} = K_3 + V^{24} = 90.75 + 10.392 = 101.142 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 23: } V_{22-23} = K_2 + V^{23} = 60.5 + 5.773 = 66.273 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 22: } V_{21-22} = V_{22-23} + V^{22} = 66.273 + 12.701 = 78.974 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 21: } V_{20-21} = V_{21-22} + V_{21-24} + V^{21} = 78.974 + 101.142 + 27.712 = 207.828 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 20: } V_{19-20} = V_{20-21} + V^{20} = 207.828 + 33.486 = 241.314 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 19: } V_{18-19} = V_{19-20} + V^{19} = 241.314 + 46.188 = 287.502 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 26: } V_{25-26} = V^{26} = 13.856 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 25: } V_{18-25} = V_{25-26} + V^{25} = 13.856 + 36.95 = 50.806 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 18: } V_{17-18} = V_{18-25} + V_{18-19} + V^{18} = 50.806 + 287.502 + 55.426 = 393.734 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 17: } V_{16-17} = V_{17-18} + V^{17} = 393.734 + 20.784 = 414.518 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 16: } V_{15-16} = V_{16-17} + V^{16} = 414.518 + 23.094 = 437.612 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 15: } V_{14-15} = V_{15-16} + V^{15} = 437.612 + 34.641 = 472.253 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 14: } V_{5-14} = V_{14-15} + V^{14} = 472.253 + 46.188 = 518.441 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 5: } V_{4-5} = V_{5-14} + V_{5-6} + V^5 = 518.441 + 357.386 + 69.282 = 945.109 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 4: } V_{3-4} = V_{4-5} + V^4 = 945.109 + 34.641 = 979.75 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 3: } V_{3-2} = V_{3-4} + V^3 = 979.75 + 21.939 = 1001.68 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 2: } V_{1-2} = V_{3-2} + V^2 + V^1 = 1001.68 + 21.939 + 11.547 = 1035.17 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 1: } V^1 = 1035.17 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 13: } V_{12-13} = V^{13} = 6.928 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 12: } V_{7-12} = V_{12-13} + V^{12} = 6.928 + 30.022 = 36.95 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 11: } V_{10-11} = V^{11} = 18.48 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 10: } V_{9-10} = V_{10-11} + V^{10} = 18.48 + 41.574 = 60.054 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 9: } V_{8-9} = V_{9-10} + V^9 = 60.054 + 46.188 = 106.242 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 8: } V_{7-8} = V_{8-9} + V^8 = 106.242 + 46.188 = 152.43 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 7: } V_{6-7} = V_{7-12} + V_{7-8} + V^7 = 36.95 + 152.43 + 57.735 = 247.115 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$\text{Вузол 6: } V_{5-6} = V_{6-7} + K_1 + V^6 = 247.115 + 75.63 + 34.641 = 357.386 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Розрахункова витрата у кінцевому вузлі 1 повинна дорівнювати загальній витраті газу у населеному пункті $V_1 = V_{ГРП} = 1035.17 \text{ м}^3/\text{год}.$

					ДП. 192.042.011 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 .

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

де ΔP^2 –питома різниця квадратів тисків, $\kappa\text{Па}^2$.

$$\begin{aligned} A &= \frac{400^2 - 240^2}{110} 930.9 \frac{\kappa\text{Па}^2}{\text{м}} \\ L_{p1-2} &= 1.1 \times 100 = 110 \text{м} \\ \Delta P^2 &= A \times L_{p1-2} = 930.9 \times 110 = 102399 \kappa\text{Па}^2 \\ P_2 &= \sqrt{400^2 - 102399} = 240, \kappa\text{Па} \end{aligned}$$

В кінцевій точці головної магістралі визначаємо нев'язку тисків, $\alpha, \%$ – це різниця між тиском, який ми отримали в кінці магістралі і тиском, яким задалися, причому $\alpha \leq 10\%$ визначаємо за формулою:

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

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 зложу до таблиці 2.8

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						25
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Таблиця 2.8 Гідравлічний розрахунок мереж середнього тиску

Ділянки		V м³/год	L _с м	L _p м	A кПа²/м	A × L _p кПа²	D _з × S мм	ΔP ₀ ² кПа²	P _n кПа	P _к кПа
початок	кінець									
Головна магістраль : 1-2-3-4-5-14-15-16-17-18-25-26										
1	2	1035.17	100	110	94.03	10343.3	90x5.2	6500	400	391
2	3	1001.68	90	99	94.03	9308.9	90x5.2	5500	391	383
3	4	979.75	100	110	94.03	10343.3	90x5.2	5800	383	375
4	5	945.109	100	110	94.03	10343.3	90x5.2	5000	375	368
5	14	518.441	100	110	94.03	10343.3	75x4.3	5200	368	360
14	15	472.253	100	110	94.03	10343.3	75x4.3	4500	360	353
15	16	437.612	100	110	94.03	10343.3	63x3.6	10000	353	338
16	17	414.518	100	110	94.03	10343.3	63x3.6	10000	338	322
17	18	393.734	40	44	94.03	4137.3	63x3.6	4000	322	315
18	25	50.806	100	110	94.03	10343.3	50x2.9	12500	315	294
25	26	13.856	60	66	94.03	6205.9	50x2.9	4000	294	287
Всього			990	1089						
$A = \frac{400^2 - 240^2}{1089} = 94.03 \text{кПа}^2/\text{м}$										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ділянка 5-6-7-8-9-10-11										
5	6	357.386	100	110	121.98	13417.8	63x3.6	30000	368	324
6	7	247.115	100	110	121.98	13417.8	63x3.6	20000	324	291
7	8	152.43	100	110	121.98	13417.8	63x3.6	12000	291	269
8	9	106.242	100	110	121.98	13417.8	63x3.6	8000	269	253
9	10	60.054	100	110	121.98	13417.8	63x3.6	5000	253	242
10	11	18.48	80	88	121.98	10734.24	50x2.9	3000	242	235
Всього			580	638						
$A = \frac{368^2 - 240^2}{638} = 121.98 \text{кПа}^2/\text{м}$										
Ділянка 7-12-13										
7	12	36.95	100	110	189.37	20830.7	50x2.9	7000	291	278
12	13	6.928	30	33	189.37	6249.21	50x2.9	800	278	276
Всього			130	143						
$A = \frac{291^2 - 240^2}{143} = 189.37 \text{кПа}^2/\text{м}$										
Ділянка 18-19-20-21-24										
18	19	287.502	100	110	130.48	14352.8	63x3.6	25000	315	272
19	20	241.314	100	110	130.48	14352.8	63x3.6	10000	272	252
20	21	207.828	45	49.5	130.48	5871.6	63x3.6	100	252	250
21	24	101.142	45	49.5	130.48	5871.6	63x3.6	1500	250	246
Всього			290	319						
$A = \frac{315^2 - 240^2}{319} = 130.48 \text{кПа}^2/\text{м}$										
Ділянка 21-22-23										
21	22	78.9	60	66	24.09	1589.94	50x2.9	6000	246	233
22	23	66.2	50	55	24.09	1324.95	50x2.9	5000	233	221
Всього			110	121						
$A = \frac{246^2 - 240^2}{121} = 24.09 \text{кПа}^2/\text{м}$										

Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата

ДП. 192.042.011 ПЗ

Арк.

26

2.5 Гідравлічний розрахунок мереж високого тиску

Джерелом живлення природним газом і ГРС, яка розміщена на півночі від села **Краснобірка** на відстані **950** 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 вимикаючи 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

Ділянки		V $м^3/год$	L_z $м$	L_p $м$	A $кПа^2/м$	$A \times L_p$ $кПа^2$	$D_3 \times S$ $мм$	ΔP_0^2 $кПа^2$	P_n $кПа$	P_k $кПа$
початок	кінець									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	2	1035.17	100	110	300.09	33009.9	75x4.3	32000	700	676
2	3	1035.17	100	110	300.09	33009.9	75x4.3	32000	676	651
3	4	1035.17	100	110	300.09	33009.9	75x4.3	32000	651	628
4	5	1035.17	100	110	300.09	33009.9	75x4.3	32000	628	604
5	6	1035.17	100	110	300.09	33009.9	75x4.3	32000	604	581
6	7	1035.17	100	110	300.09	33009.9	75x4.3	32000	581	558
7	8	1035.17	100	110	300.09	33009.9	75x4.3	32000	558	534
8	9	1035.17	100	110	300.09	33009.9	75x4.3	32000	534	510
9	10	1035.17	100	110	300.09	33009.9	75x4.3	32000	510	486
10	11	1035.17	50	55	300.09	33009.9	75x4.3	12000	486	473
Всього			950	1045						
$A = \frac{700^2 - 420^2}{1045} = 300.09 \text{кПа}^2/м$										

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.

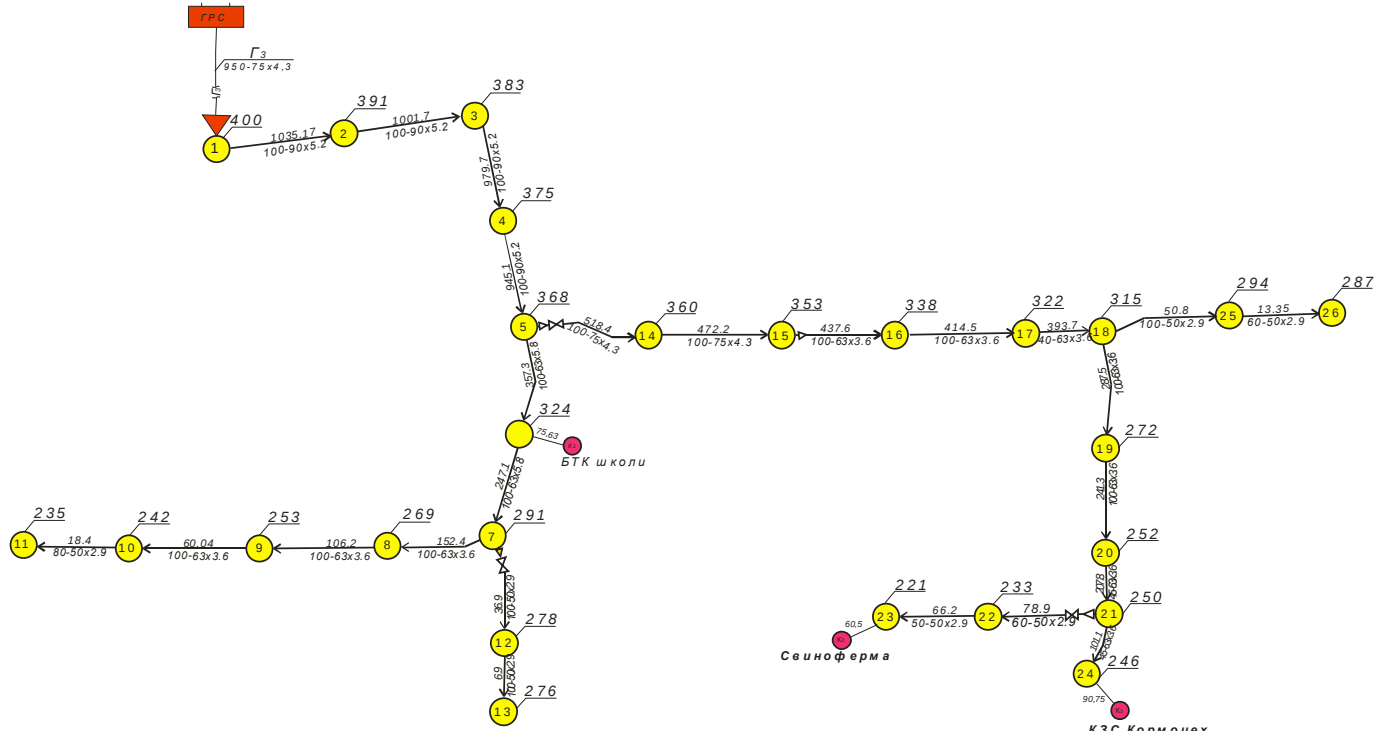
Також, по результатам гідравлічного розрахунку визначаю загальну потребу труб для газопроводів та відображаю їх в таблиці 2.10.

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 Ø75×4,3	950
Вуличні газопроводи		
1	HDPE PE 80 «ГАЗ» SDR 17,6 Ø90×5,2	390
2	HDPE PE 80 «ГАЗ» SDR 17,6 Ø75×4,3	200
3	HDPE PE 80 «ГАЗ» SDR 17,6 Ø63×3,6	1030
4	HDPE PE 80 «ГАЗ» SDR 17,6 Ø50×2,9	480
Усього:		3822

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						27
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Рис. 2.1 Схема гідравлічного розрахунку вуличних газопроводів



Умовні позначення до схеми гідравлічного розрахунку:

- 1** ⁴⁰⁰

$\frac{Q_i}{L - D_g \times \delta}$

$\frac{1035,17}{100 - 90 \times 5,2}$

L_i **100м**

$D_{зovн} \times \delta$ **Ø90×5,2мм**

Q_i **1035,17нм³/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.);

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 Ø75×4,3мм, що проходить по вулиці Чорновола у с. Краснобірка.

Проектом передбачено підключення житлового будинку по вул. **Чорновола** у селі Краснобірка 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 проекті 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 ДБН В.2.5-20:2018 та НПАОП 0.00-1.76:2015.

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. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						29
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Для будівництва надземного та внутрішньобудинкового газопроводу прийняті сталеві труби електрозварні Ду 20; Ду 15 по ДСТУ 8943:2019 «сортамент» (групи В) «технічні умови» із сталі В 10СП ДСТУ 2651:2005.

З'єднання труб газопроводу виконати електро- або газо- зварюванням встик, згідно з вимогами ВСН 006 та ВБН 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 вимірному 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 «Elster» **ВК-G-4-T** $Q_{\min}=0,016\text{м}^3/\text{год.}$, $Q_{\max}=6,0\text{м}^3/\text{год.}$ з термодатчиком, 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. 192.042.011 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.

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

У проєкті прийняті труби сталеві водогазопровідні по 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 ДСТУ 16037.

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_у 20мм), DN15PN6 (Д_у 15мм) виробництва фірми «VALVOSANITARIA BUGATTI S.p.A» та крани конусні KK20 (Д_у 20мм), KK15 (Д_у 15мм) моделі 11Б126к-1 ТУ 204/1.

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

- газова плита **ПГ-4** з витратами газу **$Q=1,43\text{м}^3/\text{год.}$** - 1шт;
- котел двоконтурний настінний турбо” **$N_{\text{max}}=24\text{кВт}$**
з витратою газу **$Q=2,79\text{м}^3/\text{год.}$** - 1шт;
- побутовий газовий лічильник «Самгаз» RS/2001-22р. мембранного типу **ВК-G-4-Т** з термодокорекцією, в металевій шафі на опорі (комплектно з регулятором зовні на межі земельної ділянки)
- 1шт.

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

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

Встановлення плити ПГ-4 передбачається в існуючому приміщенні кухні, що має висоту не менше **2,2м** та об'ємом не менше **15м^3** , 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_у 15мм. Допускається приєднання побутової газової плити до відгалуження (опуску) газопроводу гнучким рукавом довжиною не більше **2,0м**.

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

					ДП. 192.042.011 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.

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 **Д_у 20мм**, на якому встановити вимикаючий пристрій перед котлом.

Для обліку газу передбачається встановлення газового лічильника мембранного типу «Самгаз» RS/2001-22р. ВК-G-4-Т з термोकорекцією (комплектно з регулятором DSR-10) в металевій шафі на опорі (встановлення під навісом), 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 Д_у140мм δ=1мм** 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. 192.042.011 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

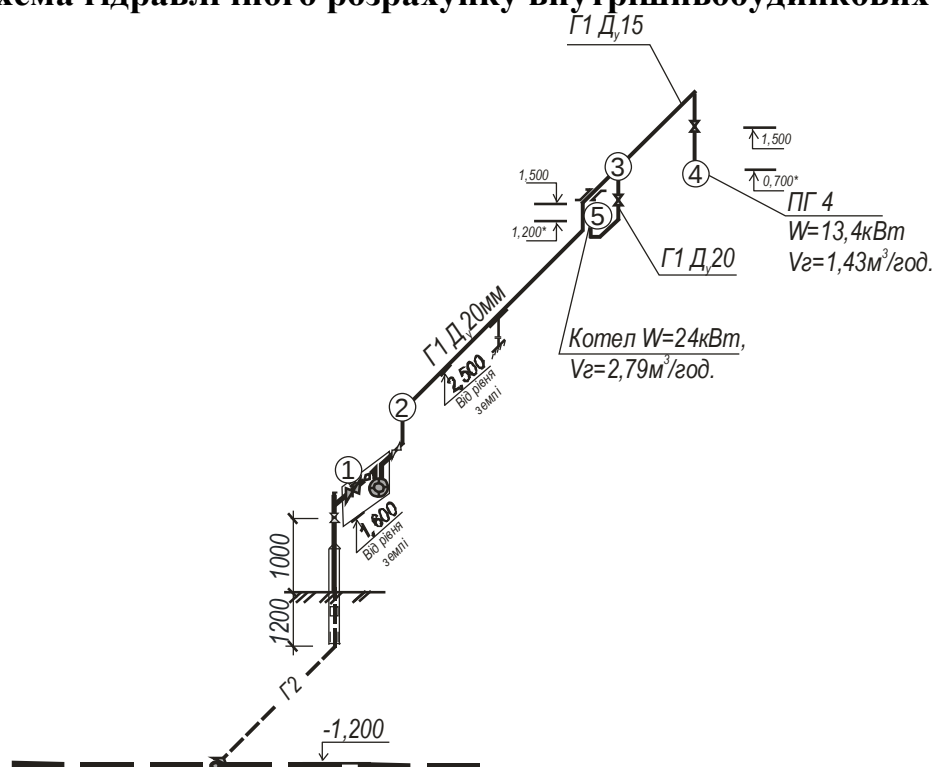
Отже наявна втрата тиску становить:

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

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. 192.042.011 ПЗ		Арк.
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата			33

Питома втрата тиску на тертя визначається за формулою:

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

де, ΣL_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:

голова 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:

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

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:

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

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

η – коефіцієнт корисної дії приладу;

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

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

2) номінальні витрати газу котлом – 24кВт:

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

					ДП. 192.042.011 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:

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

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, $V_{\Sigma.P}, \text{м}^3/\text{год.}$	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 вгору):

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

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

$\rho_a = 1,29 \text{ кг/м}^3$ – 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:

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

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

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

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. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						36
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7 Газопостачання автономної котельні (теплогенераторної) селищної ради

2.7.1 Проектна потужність та коротка характеристика об'єкту

В даному розділі проекту проектується влаштування автономної котельні (теплогенераторної) селищної ради в с. **Краснобірка Житомирського району** по вул. В. Чорновола, яка має загальну теплову потужність 100 кВт, працює на газовому паливі і призначена для опалення будівель сільської ради та ФАП (амбулаторії) загальним приведеним об'ємом 2796 м³.

Система опалення будівель існуюча, двотрубна.

В теплогенераторній встановлюються два котли "Богдан-50" одиничною теплопродуктивністю 50 кВт, мережний насос TLCH 32-10L (резервний насос знаходиться на складі замовника), насос підживлення РКм-60, фільтр Big Blue 20 з картриджем КУМ, компенсатор об'єму серії ER-200L Elbi, об'ємом 200 л.

Газопостачання теплогенераторної здійснюється від вуличного поліетиленового газопроводу середнього тиску Г2 Ф50х2,9мм, що проходить підземно біля Краснобірської сільської ради. Підвідний газопровід-ввід Г2 до теплогенераторної запроєктований підземно з поліетиленової труби Ф40х3,7мм.

Для зниження тиску з середнього ($P_c=0,3\text{МПа}$) до низького ($P_n=2000\text{Па}$) передбачається встановлення ШГРП-01.01.25.0000 з регулятором FE-25 та з однією лінією редуціювання. Газопровід від ШГРП до теплогенераторної здійснюється сталевим трубопроводом Ф38х3мм.

Вузол обліку газу обладнаний газовим побутовим лічильником G-10-1,0 з $Q_{\min}=0,1\text{м}^3/\text{год.}$, $Q_{\max}=16,0\text{м}^3/\text{год.}$ На вводі газопроводу низького тиску Ду32 у приміщенні теплогенераторної встановлено відсічний електромагнітний клапан DN32 M16/RM N.A. RM05.

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						37
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7.2 Обґрунтування вибору системи опалення існуючої будівлі селищної ради

Краснобірська селищна рада та амбулаторія знаходяться в с. Краснобірка, Житомирського району.

Опалення приміщень загальним об'ємом 2796 м³ забезпечувалось котельнею потужністю 2 МВт, основне обладнання водогрійні котли КВа-1,0Гн "Факел-Г", ККД-83 % - 2-шт.

Теплова мережа від котельні проходить підземно, спостерігається її пошкодження та витoki теплоносія, що призводить до додаткових втрат потужності, термін експлуатації більш ніж 30 років – в наслідок чого мали місце втрати тепла порядку 12-15%.

Протяжність ділянки теплової мережі до будівель Краснобірської сільської ради складала 320 м, до амбулаторії 370 м.

Хімічне доочищення підживлювальної води не проводилось.

Температура теплоносія у системі опалення підтримувалась обслуговуючим персоналом згідно «Графіка залежності температури теплоносія від зовнішньої температури».

Насосне обладнання також не модернізувалося і його електрична потужність при існуючому навантаженні є завищена.

Розрахунок потужності та обґрунтування вибору обладнання.

Для зменшення витрат енергоносіїв для опалення та відповідної економії коштів необхідно провести капітальний ремонт системи теплопостачання Краснобірської селищної ради з влаштуванням теплогенераторної, яка буде знаходитись в існуючому приміщенні сільської ради, що наблизить джерело теплової енергії до споживача, і відповідно, зменшить втрати тепла при його транспортуванні. Крім того, при обраному варіанті, відпадає необхідність додаткових затрат на заміну існуючої підземної теплової мережі, яка частково знаходиться в аварійному стані. Дане проєктне рішення прийняте у зв'язку з фізичним та моральним зносом існуючого обладнання котельні.

Обираючи схему теплопостачання Краснобірської селищної ради, враховувалися економічні показники ефективності нової теплогенераторної та можливість використання обладнання певного типу.

Розглядаючи можливість встановлення твердопаливних котлів, виникли труднощі у розміщенні складу для зберігання палива, механічної подачі палива у теплогенераторну та виділення коштів на утримання обслуговуючого персоналу. Впровадження електричного опалення будівлі неможливе у зв'язку з дефіцитом достатньої потужності живлячих трансформаторних підстанцій, а також економічно недоцільно.

Тому було прийнято рішення про встановлення побутових опалювальних котлів на газу з ККД не менш ніж 92%, без постійного обслуговуючого персоналу. Протяжність теплової мережі від теплогенераторної до будівлі амбулаторії складатиме 50 м.

При використанні в якості теплового джерела побутових котлів буде достатньо два котли потужністю по 50 кВт кожен.

При розгляді варіантів був обраний саме цей варіант – з використанням побутових опалювальних котлів, як найбільш оптимальний для даного випадку.

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

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						38
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Порівняємо витрати газу для існуючих котлів КВа-1,0Гн “Факел-Г” та побутових котлів “Богдан-50”.

Вихідні дані для теплотехнічних розрахунків:

Тривалість опалювального сезону – 192 доби.

Мінімальна середня температура 7-ми днів в зимній період - -21°C.

Середня температура опалювального сезону - -1,1 °C.

Тариф за 1000 м3 природного газу – 2957,93 грн.

ККД котлів, що пропонуються – 92,0%.

Методика розрахунку:

Для визначення загальної потужності теплогенераторної використовуємо формулу визначення теплових втрат приміщення:

$$Q_t = \alpha * q * V (t_{вн} - t_{н.}),$$

де Q_t – 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.

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.

Розрахуємо кількість теплоти, необхідної для опалення приміщення на сезон, для цього використовуємо формулу теплотехнічного розрахунку:

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

Таблиця 2.12 Розрахунок теплового навантаження по будівлям Краснобірської сільської ради

№ з/п	Тип будівлі	Внутрішня температура в приміщенні С°	Відносна опалювальна характеристика	Об'єм будівлі, м³	Пікове теплове навантаження, кВт/год.	Річне теплове навантаження, Гкал/рік
1	Сільська рада	18	0,4897	1876	47	91,21
2	Амбулаторія	20	0,5146	920	29	59,14
Загальне підключене навантаження					76	150,35
3 внутрішніми втратами – (1,5 %)					77	152,6
3 втратами в теплових мережах – (5 %)					80	160,23

Згідно з розрахунками пікове навантаження складає 80 кВт.

При становленні автономної теплогенераторної для забезпечення теплом приміщень буде використовуватись природний газ, який будуть споживати котли, ККД виробництва тепла при цьому буде 92%, втрати в мережах – 5 %.

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						39
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Економія газу за рахунок збільшення ККД котлів:

Витрата газу при експлуатації існуючих котлів з ККД 83% за опалювальний період становили:

$$B_1 = \frac{150,35 \times 1000000}{8050 \times 0,83} = 22,502 \text{ тис. м}^3$$

Витрата газу при встановленні котлів “Богдан-50” з ККД 92% за опалювальний період:

$$B_2 = \frac{150,35 \times 1000000}{8050 \times 0,92} = 20,301 \text{ тис. м}^3$$

Економія газу складатиме:

$$E_{\text{ккд}} = B_1 - B_2 = 22,502 - 20,301 = 2,201 \text{ тис. м}^3$$

Економія газу за рахунок зменшення втрат тепла у мережах:

Витрати газу з втратами тепла в існуючій системі опалення 13% (без врахування ККД котлів).

$$B_1 = \frac{150,35 \times 1,13 \times 1000000}{8050} = 21,105 \text{ тис. м}^3$$

Витрати газу з втратами тепла у тепломережі, що запроєктована 5 %, (без врахування ККД котлів)

$$B_2 = \frac{150,35 \times 1,05 \times 1000000}{8050} = 19,61 \text{ тис. м}^3$$

Економія газу складатиме:

$$E_{\text{мереж.}} = B_1 - B_2 = 21,105 - 19,61 = 1,495 \text{ тис. м}^3$$

Економія газу за рахунок зменшення внутрішніх втрат:

Витрати газу з внутрішніми втратами тепла для існуючої котельні 2,2%

$$B_1 = \frac{150,35 \times 1,022 \times 1000000}{8050} = 19,088 \text{ тис. м}^3$$

Витрати газу з внутрішніми втратами теплогенераторної 1,5 %, (без врахування ККД котлів)

$$B_2 = \frac{150,35 \times 1,015 \times 1000000}{8050} = 18,957 \text{ тис. м}^3$$

Економія газу складатиме:

$$E_{\text{мереж.}} = B_1 - B_2 = 19,088 - 18,957 = 0,131 \text{ тис. м}^3$$

Економія газу за рахунок регулювання температури теплоносія:

Витрати газу без погодинного регулювання тепла 21,635 тис. м³, а, враховуючи погодинне регулювання тепла, споживання газу зменшиться на 5-10%.

$$E_{\text{рег.}} = B_1 - B_2 = 21,635 - 19,472 = 2,163 \text{ тис. м}^3$$

Загальна економія споживання газу

$$E_{\text{заг}} = 2,201 + 1,495 + 0,131 + 2,163 = 5,99 \text{ тис. м}^3$$

Загальна економія витраченого палива у грошовому виразі складатиме:

$$D = E_{\text{заг}} \cdot C$$

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

$$D = 5,99 \cdot 2957,93 = 17,718 \text{ тис. грн.}$$

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

Краснобірська селищна рада матиме можливість економити 36 тис. грн./рік на зменшенні виплат заробітної плати обслуговуючому персоналу (в порівнянні з твердопаливною котельнею).

Загальна економія коштів

$$D = 17,718 + 36,0 = 53,718 \text{ тис. грн.}$$

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						40
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7.3 Тепломеханічна частина котельні селищна рада

Конструктивна частина.

Теплогенераторна розташована в існуючому приміщенні першого поверху Краснобірської селищної ради.

Площа теплогенераторної складає $12,7 \text{ м}^2$, об'єм – 42 м^3 .

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 $\varnothing 180 \text{ мм}$ індивідуального виконання (від кожного котла окремо) довжиною по $0,5 \text{ м}$ з переходом у збірний газохід $\varnothing 250 \text{ мм}$ довжиною $2,7 \text{ м}$. Відведення димових газів зі збірного газоходу, відповідно до проєкту, передбачається в димову трубу діаметром 250 мм і висотою $H = 6,6 \text{ м}$, що становить $8,3 \text{ м}$ від рівня землі.

Трубопроводи Т1 та Т2 на виході з теплогенераторної під'єднуються до проєктуємих теплових мереж. Довжина теплової мережі від точки врізки до теплогенераторної становить 12 м , трубопроводи $\varnothing 57$ у поліуретановій оболонці, що вкладаються за допомогою безканальної прокладки (див. аркуш ТМ-6, 7).

Характеристика теплогенераторної.

Теплогенераторна, що проєктується, призначена для опалення існуючих будівель Краснобірської сільської ради та амбулаторії, загальним приведеним об'ємом 2796 м^3 .

Система теплопостачання двотрубна, закрита. Теплові мережі будівель існуючі. По надійності відпуску тепла теплогенераторна відноситься до II категорії.

Теплоносій для опалення – вода з розрахунковими температурами показниками по опалювальному графіку $95^\circ\text{--}70^\circ\text{C}$.

Тиск у тепловій мережі:

- у подаючому трубопроводі до $0,25(2,5) \text{ МПа}$ (кгс/см^2);
- у зворотному трубопроводі до $0,2(2,0) \text{ МПа}$ (кгс/см^2).

Згідно розрахунків необхідне теплове навантаження системи опалення з урахуванням системи вентиляції, внутрішніми втратами та втратами в тепловій мережі складає 80 кВт . Для його покриття обране наступне обладнання – встановлення 2-х побутових опалювальних котлів “Богдан-50” загальною теплопродуктивністю 100 кВт . Крім того в теплогенераторній розміщені: мережний насос TLCH 32-10L (резервний насос знаходиться на складі замовника), насос підживлення РКм-60, фільтр Big Blue 20 з картриджем КУМ, компенсатор об'єму серії ER-200L Elbi, об'ємом 200 л , вузол обліку води на підживлення з лічильником Ду15 та вузол обліку газу, обладнаний газовим побутовим лічильником G-10-1,0 з $Q_{\min}=0,1 \text{ м}^3/\text{год}$, $Q_{\max}=16,0 \text{ м}^3/\text{год}$.

Газопостачання теплогенераторної здійснюється від існуючого газопроводу середнього тиску Г2 Ф89х3, що проходить підземно біля Краснобірської сільської ради. Для зниження тиску з середнього ($P_c=0,3 \text{ МПа}$) до низького ($P_n=2000 \text{ Па}$) передбачається встановлення ШГРП-01.01.25.0000 з регулятором FE-25 та з однією лінією редуціювання. Газопровід від ШГРП до теплогенераторної здійснюється сталевим трубопроводом Ф38х3. На вводі газопроводу низького тиску Ду32 у приміщенні теплогенераторної встановлено відсічний електромагнітний клапан DN32 M16/RM N.A. RM05.

Електротехнічною частиною проєкту передбачається підключення від існуючого щита ЩР (розміщеного в електрощитовій) розподільчого щита ЩР-1 теплогенераторної. Щит ЩР-1 виконується з набірними автоматичними вимикачами та призначений для розподілу електроенергії між електроспоживачами.

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						41
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Принципова схема роботи теплогенераторної.

Котли опалювальні водогрійні із секційним чавунним теплообмінником «Богдан» (K1) із примусовою циркуляцією теплоносія призначені для теплопостачання та гарячого водопостачання (при роботі спільно з бойлером) житлових будинків і споруд комунально-побутового призначення. Кожен котел має блок пальників, теплообмінник та міні-насос, що забезпечує внутрішню циркуляцію води, а також обладнаний котловою автоматикою безпеки, яка забезпечує зупинку роботи котла при виникненні аварійних ситуацій та регулювання заданої температури теплоносія. Димові гази виводяться в проєктовані утеплені димові труби індивідуального виконання (від кожного котла окремо) Ø180 мм і висотою 0,5 м з переходом у збірний газохід Ø250 мм довжиною 2,7 м, а далі, відповідно до проєкту, передбачається в утеплену димову трубу (K7) діаметром 250 мм і висотою $H = 6,6$ м, що становить 8,3 м від рівня землі.

Циркуляція системи здійснюється за допомогою мережного насоса TLCH 32-10L (K2), резервний насос знаходиться на складі замовника. На зворотному трубопроводі T2 встановлений загальний сітчастий фільтр системи опалення Spirotrap 32 (K8).

Для компенсації температурного розширення теплоносія передбачено встановлення компенсатора об'єму серії ER-200L Elbi (K3), який підключається до зворотного трубопроводу системи опалення T2.

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 фільтр Big Blue 20 з картриджем КУМ (K6). Поповнення втрат теплоносія системи опалення проводиться підживлювальним насосом Ркм- 60 (K5).

Для обліку витрат води в теплогенераторній на водопроводі встановлено вузол обліку підживлювальної води (K4) з лічильником Ду15.

Для забезпечення гарячою водою побутових потреб встановлюється теплообмінник Celtic Mc1014130 (K10).

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						42
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Таблиця 2.13 Технічні характеристики котла “Богдан-50”

№ п/п	Основні параметри	Модуль нагріву “Богдан-50”
1.	Теплова потужність, кВт	50
2.	Теплопродуктивність, кВт	44
3.	Номинальний тиск газу, Па	1960/1274
4.	Максимальна витрата газу при н. у. м³/год	5,37
5.	Розрахунковий К.К.Д., %	92
6.	Робочий тиск теплоносія мах., МПа	0,3
7.	Максимальна температура теплоносія, °С	95
8.	Температура продуктів згоряння, °С	110
9.	Електрична потужність, Вт	110
10.	Габаритні розміри, мм	
	– глибина	825
	– ширина	815
	– висота	950
11.	Маса, кг	170

Розрахунок газоходу теплогенераторної

1. Визначимо об’єм димових газів від опалювального котла “Богдан-50”.

Вихідні дані:

$a = 2,00$ (коефіцієнт надлишку повітря);

$H = 6,6$ м (8,3 м від землі - висота димової труби);

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

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

$q = 5,37$ м³/год (витрата газу одним котлом);

$D = 250$ мм (діаметр димової труби).

1. Вміст компонентів в природному газі при $Q_{н.} = 8050$ ккал/м³:

CO₂ – 8,5%;

C₂H₆ – 2%;

C₃H₈ – 0,6%;

N₂ – 1,8%;

CH₄ – 86,41%;

C₄H₁₀ – 0,34%;

C₅H₁₂ – 0,35%

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

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

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

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

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						43
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

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

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

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

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

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, %.

Масовий елементний склад сухого газоподібного палива визначається за формулами:

$$C^{daf} = \frac{100}{\rho_n} \left(\sum \frac{12p}{12p + q} m_{C_pH_q} + 0,429m_{CO} + 0,273m_{CO_2} \right),$$

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

$$\frac{100}{\rho_n} \left(\sum \frac{q}{12p + q} m_{C_pH_q} + 0,059m_{H_2S} \right),$$

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

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

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

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/нм³.

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

$$\text{вуглець} - C^r = C^{daf} = 64,3;$$

$$\text{водень} - H^r = H^{daf} = 19,1;$$

$$\text{кисень} - O^r = O^{daf} = 14,0;$$

$$\text{азот} - N^r = N^{daf} = 2,6.$$

Масова нижча теплота згоряння Q_i^r

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

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						44
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2. Знайдемо об'єм вихідних газів:

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

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

де 2,0 – коефіцієнт надлишку повітря.

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

$$\begin{aligned} v_{\text{ДГ}} &= \frac{2,0}{100} \cdot [4,762 \cdot (1,866 \cdot 0,995 \cdot 64,3 + 0,7 \cdot 0,0) + 0,8 \cdot 2,6 + 3,762 \cdot (5,56 \cdot 19,1 - 0,7 \cdot 14,0)] = \\ &= 0,02 \times 933,23 = 18,66 \text{ нм}^3/\text{кг}, \end{aligned}$$

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

$$(v_{\text{де}})_v = v_{\text{де}} \cdot \rho_n = 18,66 \cdot 0,86686 = 16,18 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

$$V = B \cdot (v_{\text{ДГ}})_v$$

де B – об'ємна витрата палива

$$V = 5,37 \cdot 16,18 = 86,887 \text{ нм}^3/\text{год}$$

Об'єм димових газів на виході з котла:

$$V_r = 86,887 \times \frac{273 + 110}{273} = 121,641 \text{ м}^3/\text{год} = 0,0338 \text{ м}^3/\text{с},$$

де 110°C – температура димових газів.

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

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

де: B=0,34 (коефіцієнт для ізольованої металевої труби);

n=2 (кількість котлів);

Q=50 кВт (номінальна теплова потужність котла).

$$\Delta t = 1,08 \text{ °C/м}$$

4. Визначаємо температуру газів на виходу з димової труби:

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

$$t_2 = 110 - 6,6 \times 1,08 = 102,87 \text{ °C}$$

5. Визначаємо середню температуру продуктів згоряння в димоході:

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

$$t_{\text{ср.}} = 106,4 \text{ °C}.$$

6. Визначаємо переріз газоходу котла

$$F = \frac{V_r}{3600 \times w} = 121,641 / (3600 \times 2) = 0,017 \text{ м}^2,$$

де w- швидкість димових газів приймаємо – 2 м/сек.

Приймаємо газохід такий як і вихідний патрубок котла діаметром Ø 180 мм, переріз f=0,025 м².

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

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

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						45
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

$$V_{г\text{ ср.}} = 26,7 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

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

$$V_{г\text{ т2}} = 26,45 \text{ нм}^3/\text{нм}^3,$$

8. Визначаємо густину димових газів при $t_{\text{ ср}}$ та t_2 :

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

$$P_{г\text{ ср.}} = 0,90744 \text{ кг/м}^3$$

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

$$P_{г\text{ т2}} = 0,916 \text{ кг/м}^3$$

9. Густина повітря при $t_{\text{ в}}=20^\circ\text{C}$ (температура зовнішнього повітря для найбільш “тяжкого” режиму відводу димових газів через димову трубу).

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

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

10. Визначаємо самотягу димової труби:

$$h_{\text{ с}} = H \cdot (P_{\text{ пов.}} - P_{г\text{ ср.}}), \text{ мм.вод.ст.}$$

$$h_{\text{ с}} = 3,1713 \text{ мм.вод.ст.}$$

11. Визначаємо об’єм димових газів від котлів при $t_{\text{ ср}}$:

$$V_{\text{ ср.}} = 2 \cdot q \cdot V_{г\text{ ср.}} = 2 \times 5,37 \times 26,7 = 286,758 \text{ м}^3/\text{год} = 0,08 \text{ м}^3/\text{сек}$$

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

$$W_{г} = V_{\text{ ср.}} / (F \times 3600) = 1,63 \text{ м/с.}$$

13. 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 $D=350$ мм складає:

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

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

$$\Delta h_{\text{ тр}} = 0,06454 \text{ мм. вод. ст.}$$

Місцеві втрати визначаємо за формулою:

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

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

$$\Delta h_{\text{ м}} = (0,9 + 0,9 + 1,4) \times W_{г\text{ вих}}^2 \times P_{г\text{ т2}} / 19,62$$

$$\Delta h_{\text{ м}} = 0,122237 \text{ мм. вод. ст.}$$

Загальні втрати напору димової труби складають:

$$\Delta h_{\text{ заг.}} = \Delta h_{\text{ тр}} + \Delta h_{\text{ м}} = 0,186777 \text{ мм. вод. ст.}$$

14. Перевіряємо умови тяги димової труби за формулою:

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

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

$$3,1713 - 0,186777 \geq 1,2 \times 0,61162$$

$$2,984523 > 0,733944$$

Проектом прийнята ізольована металева димова труба $\Phi 250$ мм і висотою 6,6 м, що становить 8,3 м від рівня землі.

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						46
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7.4 Газопостачання теплогенераторної

Зовнішнє газопостачання

Газопровід від місця врізки в розподільчий (вуличний) газопроводі до теплогенераторної виконаний з поліетиленової труби $\Phi 40 \times 3,7$ мм. Газопровід середнього тиску з поліетиленових труб прокладається в землі на глибині не менше ніж 1,0 м до верха землі, а в місці під дорогою на глибині не менше ніж 1,2 м. В місці переходу через дорогу газопровід прокладається у футлярі $\Phi 57 \times 3$ довжиною $l = 7,5$ м на піщаній основі товщиною 10 см, з подальшою засипкою піщаним ґрунтом товщиною 20 см. Довжина підземного газопроводу середнього тиску складає 27 м. Над поліетиленовим газопроводом, на висоті 40-50 см, укладається попереджувальна стрічка жовтого кольору, шириною 200 мм із надписом “ГАЗ”.

Вихід газопроводу з землі здійснюється переходом з поліетилену на сталь ПЕ-ВП/сталь 40/32. див. арк. 3 графічної частини проєкту. При виході з землі запроєктований газовий стояк Ду25мм з краном Ду25мм. Газопровід від газового стояка до ШГРП запроєктовано сталевим трубопроводом $\Phi 33,5 \times 3,2$ мм. Газопровід від ШГРП до теплогенераторної здійснюється сталевим трубопроводом $\Phi 38 \times 3$ мм.

Внутрішнє газопостачання

Проєктом передбачається газообладнання двох опалювальних котлів «Богдан-50». Для обліку витрат газу котлами встановлено побутовий лічильник G-10-1,0 з $Q_{\min} = 0,1$ $\text{нм}^3/\text{год}$, $Q_{\max} = 16,0$ $\text{нм}^3/\text{год}$.

На вводі газопроводу низького тиску Ду32 у приміщенні тепло генераторної встановлено відсічний електромагнітний клапан DN32 M16/RM N.A. RM05.

Для визначення витоків газу розміщується газовий сигналізатор “Лелека-2”.

Газопостачання до котлів по окремим трубопроводам діаметром $\Phi 33,5 \times 3,2$ мм з переходом на $\Phi 21,2 \times 2,8$ мм.

Витрати газу котел “Богдан-50 ” – 5,37 $\text{м}^3/\text{год}$.

Загальні витрати газу в теплогенераторній – 10,74 $\text{м}^3/\text{год}$.

Організація газової служби

Котли “Богдан-50” експлуатуються без постійної присутності обслуговуючого персоналу, що забезпечує автоматика безпеки обладнання.

Проєктом 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”, пульта комутацій і живлення “Сигнал-1 мод. Д”. В цьому випадку крім спрацювання пульта сигналізації та закриття клапану вмикається відповідне сигнальне світлозвуковий пристрій на пульті індикації “Сигнал-2 мод. Д”, що встановлюється у приміщенні чергового.

					ДП. 192.042.011 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 опалювальні котли "Богдан-50" мають ККД – 92 %.

Облік витрат газу в теплогенераторній здійснюється побутовим лічильником G-10-1,0 з $Q_{\min}=0,1 \text{ нм}^3/\text{год}$, $Q_{\max}=16,0 \text{ нм}^3/\text{год}$.

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

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

					ДП. 192.042.011 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 котлів (K1) та існуючого чавунного радіатора (K9).

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

Приплив повітря через жалюзійні ґратки ПЕ1 розміром 300x250 мм, (див.ТМ-2), загальним перерізом 0,075 м².

Витяжна вентиляція теплогенераторної здійснюється через вентиляційну шахту Ø220 мм, площа перерізу якого становить 0,038 м².

Розрахунок вентиляції теплогенераторної:

Об'єм теплогенераторної

$$V = 42 \text{ м}^3.$$

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

$$V_B = 3 \cdot V = 42 \cdot 3 = 126 \text{ м}^3.$$

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

$$L_p = 5,37 \text{ нм}^3/\text{год} \cdot 2 \cdot 12 \text{ нм}^3 \text{ повітря}/\text{нм}^3 \text{ газу} + 126 \text{ м}^3$$

$$L_p = 254,88 \text{ нм}^3/\text{год} \text{ повітря}.$$

Корисна площа перерізу припливних ґрат повинна забезпечувати наступні вимоги:

$$F_{\text{потріб}} = L_p / (3600 \cdot W_{\text{прип}}) = 254,88 \text{ нм}^3 \text{ повітря} / (3600 \text{ сек} \cdot 1 \text{ м/с}) = 0,07 \text{ м}^2.$$

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

Приймаємо припливну решітку розміром 300 x 250 мм загальним перерізом 0,75 м².

Потрібна площа перерізу витяжної шахти (дефлектора):

$$F_{\text{потріб.}} = V_B / 3600 \cdot W_{\text{вит}} = 126 \text{ м}^3/\text{год} / (3600 \text{ сек} \cdot 1,0 \text{ м/с}) = 0,035 \text{ м}^2,$$

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

Проектом прийнятий дефлектор Ø220мм (переріз 0,038 м²), що задовольняє вимогам підбору.

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						49
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7.6 Водопостачання та каналізація теплогенераторної

Водопостачання. Водопостачання та каналізація у приміщенні будівлі існуючі. Підключення до зовнішніх комунікацій водопостачання передбачено від існуючого водопроводу Ду25. Гарантійний тиск в мережі водопроводу - 20 м.

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 фільтр Big Blue 20 з картриджем КУМ (К6). Поповнення втрат теплоносія системи опалення проводиться підживлювальним насосом Ркм- 60 (К5).

В приміщенні теплогенераторної для обліку витрат води на підживлення тепломережі встановлено вузол обліку води з лічильником Ду15 "Unimag TU4" (К4).

Каналізація. В приміщенні теплогенераторної передбачена система каналізації з виведенням стічних вод з приміщення через існуючі трапи $\Phi 50$ в існуючу побутову каналізацію Ду100.

Таблиця 2.15 Основні показники по робочим кресленням ВК

Найменування системи	Розрахункові витрати (гарантований тиск 20 м)				Примітки
	м³/добу	м³/год	л/сек	при пож л/сек	
В1 заг.	0,27	0,011	0,0031	—	
в тому числі:					
- на постійне підживлення	0,27	0,011	0,0031	—	
- на ХВО в тому числі:	—	—	—	—	
взривлення	—	—	—	—	
регенерація	—	—	—	—	
промивка	—	—	—	—	
КЗ	—	—	—	—	

2.7.7 Електротехнічна частина теплогенераторної

Загальна частина. Приміщення теплогенераторної відповідно вимогам глав 4 та 7 ДНАОП 0.00-1.32-01 не відноситься до приміщення із вибухо та пожежонебезпечними зонами.

Розрахункова потужність – 0,92 кВт.

Встановлена потужність – 1,72 кВт.

Річна витрата електроенергії – 4560 кВт·год.

Споживач за надійністю електропостачання відноситься до III категорії.

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

Споживачами електроенергії теплогенераторної є:

- котли “Богдан-50”;
 - сигналізатор загазованості “Лелека-2”;
 - світлозвуковий сигналізатор “ОСС-1”;
 - освітлення (робоче, місцеве, аварійне);
 - освітлення у вибухобезпечному виконанні (аварійне освітлення);
- мережний та підживлений насоси.

Силове електрообладнання. Напруга електричної мережі змінного струму з глухозаземленою нейтраллю 380/220В.

Облік електроенергії існуючій, загальний (лічильник СА4-И678 знаходиться у щитовій будівлі селищної ради).

Живлення силових електроспоживачів передбачається від існуючого силового щита ЩР 0,4 кВ, що розміщений у щитовій будівлі.

У якості розподільчого щита теплогенераторної прийнято щит типу ЩУРн-9з-1- 38 УХЛЗ набірною виконання.

Прокладання електричних мереж передбачається кабелями ВВГ та ВВГнг відкрито по стінам на скобах, у електротехнічних коробах.

Електроосвітлення. Електроосвітлення теплогенераторної виконано у відповідності ДБН В.2.5-28-2006 «Природне та штучне освітлення» та «Рекомендацій по проектуванню 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).

Проектом передбачається робоче освітлення напругою 220 В, а також аварійне електроосвітлення світильниками у виконанні для приміщень з вибухонебезпечною зоною класу В-1а відповідно до ПУЕ. Останні повинні вмикатися вимикачами ззовні приміщення. Проводка для підключення вибухозахисних світильників передбачається кабелем марки ВВГнг відкрито по стінах на скобах. Робоче освітлення існуюче, виконане на компактних люмінесцентних лампах 220 В, 11Вт 1-ESL-222. Способи прокладання та марки провідників вказані на відповідних кресленнях.

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						51
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Захисні заходи. Заземлення і блискавкозахист. Всі металеві не струмоведучі частини електрообладнання (корпуси щитів, світильників і т.п.), будівельні металеві конструкції, металеві корпуси та конструкції технологічного обладнання, металеві трубопроводи різного призначення підлягають зануленню (заземленню).

Заземлення газосигналізатора “Лелека-2” та інших електроприймачів передбачено за допомогою третьої жили кабелю підключення електричної проводки. Загальне підключення заземлення здійснюється до існуючого контуру заземлення у щитовій будівлі (до ГЗШ).

У якості блискавкоприймача використовується існуючий блискавкоприймач будівлі селищної ради.

Організація експлуатації електроустановок.

Електроустановки теплогенераторної, що проєктується, заново прокладені кабельні мережі після виконання будівельно-монтажних робіт і здачі об’єкта у експлуатацію переходять на баланс замовника або організації, що обслуговує теплогенераторну після її передачі.

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 по електробезпеці, відповідно до «Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів» (ДНАОП 0.00-1.21-98).

Персонал, що обслуговує електроустановки, повинен мати усі необхідні засоби захисту у відповідності до «Правил експлуатації електрозахисних засобів» ДНАОП 1.1.10-1.07-01.

Відповідальність за експлуатацію електроустановок несе особа, що призначена 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».

Сигналізація теплогенераторної. Схема електрична сигналізації розроблена, ґрунтуючись вимогами технологічного завдання. На вводі газопроводу у приміщення теплогенераторної передбачається встановлення електромагнітного відсікаючого клапана - типу EVG 32 NA.

У якості сигналізатора загазованості запроєктований сигналізатор “Лелека-2” виробництва “Укрінтерм”. “Лелека-2” управляє спрацюванням відсічного газового клапана та сигналізації “ОСС-1” під час виникнення аварійної ситуації.

Для оповіщення про загазованість приміщення використовується світлозвуковий сигналізатор «ОСС-1», який має п’єзосирену, світлове табло (блимає і має інформацію попереджувального характеру: “Увага! Всім залишити приміщення! Аварійний витік газу. Викличте службу 104.”).

Схема електрична сигналізації розроблена у відповідності до технологічного завдання.

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						52
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Схемою забезпечується:

- автоматичне закриття швидкодіючого газового клапана на вводі газу у приміщення теплогенераторної при порушенні електропостачання та при загазованості приміщення;
- світлозвукова сигналізація аварійних параметрів у зоні перебування чергового персоналу.

Повторне взведення клапана проводиться вручну особою, що відповідає за експлуатацію газового обладнання.

Контрольно-вимірювальні прилади та автоматика.

Проектом тепломеханічної частини передбачено встановлення побутових котлів “Богдан-50”, який оснащено комплектом автоматики, приладами КВП і А, тому автоматизація роботи котла проектом не здійснювалась.

Телефонізація. Для телефонного зв'язку з приміщенням теплогенераторної проектом передбачений існуючий телефонний апарат, який під'єднаний до існуючої розподільчої коробки будівлі.

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						53
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. Опалювальні котли і допоміжне обладнання оснащені у відповідності з існуючими нормами і правилами необхідними технологічними захисними приладами, що відключають котли 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 спеодягом і індивідуальними засобами захисту.

Котли 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 голова Краснобірської селищної ради повинний 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. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						54
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7.9 Охорона навколишнього середовища

Методи контролю повітряного басейну

Тепломеханічна схема теплогенераторної і схема її газопостачання передбачає повне виключення неорганізованих і аварійних викидів в атмосферу, а також в систему каналізації.

Для зменшення викидів будуть проведені налагоджувальні роботи по співвідношенні «повітря-газ» в пальниках котлів.

Контроль повітряного басейну може проводитись по договору зі спеціалізованими організаціями, які мають необхідні інструменти і відповідну «Ліцензію» на цей вид робіт термін – 1 раз у рік.

Рекомендації щодо запобігання аварійних ситуацій

Для запобігання загазованості приміщення необхідно періодично перевіряти справність системи автоматики безпеки, а також арматури, фланцевих і муфтових з'єднань, припливно-витяжної вентиляції.

Санітарно-захисна зона.

Санітарно-захисна зона для котельних визначається по рівню шуму в прилеглій забудові. Прийняте до установки обладнання практично має загальний рівень шуму 50 дБ, а ззовні споруди складатиме 15 дБ, так що санітарно-захисна зона не більше 3-5 метрів.

Оцінка впливу на навколишнє середовище

Викиди забруднюючих речовин у навколишнє середовище після капітального ремонту системи теплопостачання Краснобірської селищної ради згідно розрахунків зменшаться. Розрахунок розсіювання показав, що підсумок максимальних приземних концентрацій в долях ГДК для діоксиду азоту становить – 0,0194 долі ГДК, що свідчить про незначний вплив викидів теплогенераторної на загальне забруднення в даному районі. Тобто, загальна екологічна ситуація у даному районі поліпшиться.

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						55
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

2.7.10 Основні техніко-економічні показники теплогенераторної

Таблиця 2.16 Основні техніко економічні показники

№ з/п	Найменування	Одиниця виміру.	Показники
1	2	3	4
1	Встановлена потужність	$\frac{\text{МВт}}{\text{Гкал/год}}$	$\frac{0,100}{0,086}$
2	Розрахункова продуктивність	$\frac{\text{МВт}}{\text{Гкал/год}}$	$\frac{0,080}{0,069}$
3	Річний виробіток тепла	$\frac{\text{тис.МВт}}{\text{тис. Гкал}}$	$\frac{0,182}{0,157}$
4	Річна кількість використання встановленої продуктивності	Годин	2275
5	Річна витрата палива: натурального умовного	$\frac{\text{тис. м}^3}{\text{т.у.п.}}$	$\frac{19,472}{22,393}$
6	Розрахункова потужність струмоприймачів	кВт	0,92
7	Річна витрата електроенергії	тис. кВт год	4,56
8	Річна витрата води	тис.м ³	0,051
9	Чисельність персоналу	люд.	-
10	Будівельний об'єм	м ³	
11	Загальна площа забудови споруд	м ²	
12	Коефіцієнт забудови		
13	Загальна кошторисна вартість встановл. котлів, 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:	$\frac{\text{т.у.п.}}{\text{Гкал}}$	
	капітальні витрати	$\frac{\text{тис. гривен}}{\text{Гкал/год}}$	
	потужність струмоприймачів	$\frac{\text{кВт}}{\text{Гкал/год}}$	
	чисельність персоналу	$\frac{\text{люд.}}{\text{Гкал/год}}$	-
16	Питомі витрати умовного палива на 1Гкал виробленого тепла	$\frac{\text{т.у.п.}}{\text{Гкал}}$	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. 192.042.011 ПЗ				
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЕКСПЛУАТАЦІЙНА ЧАСТИНА		Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив	Панарін М.Ю.		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	Прищепя 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 проєкту відповідно до вимог [1] та [2].

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

					ДП. 192.042.011 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.

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						59
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

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. 192.042.011 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. 192.042.011 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. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						62
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

Таблиця 3.2 Чисельність експлуатаційного персоналу

№ п/ п	Спеціальність	Одиниц і виміру		Об'єм	Чисельність персоналу, люд/дні			
					Початковий період		Стабільний	
					на одини цю	на об'єм	на одиниц ю	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	0.095 0.21 0.0825	3.5 3.5 3.5	0.3325 0.735 0.2887	2.6 2.6 2.6	0.247 0.546 0.2145
2	Слюсарі обхідники трас газопроводу: <i>високого тиску</i> <i>середнього тиску</i> <i>низького тиску</i>	10 10 10	км км км	0.095 0.21 0.0825	5 5 2	0.475 1.05 0.165	3 3 1.5	0.285 0.63 0.123
3	Слюсарі з експлуатації ВБГО	1000	пр.	0.36	3.5	1.26	2.5	0.9
4	Контролери побутових споживачів	1000	пр.	0.12	1	0.12	0.5	0.06
5	Слюсарі з обслуговування газового обладнання в котельні	10	кот	0.6	3	1.8	1	0.6
6	Контролери промислових споживачів	100	пр.	0.3	2	0.6	1.5	0.45
7	Слюсарі з ремонту регуляторів тиску шафових установок	10	ус.	12.3	6	73.8	3	36.9
8	Чергові слюсарі денні	1000	б-в	0.12	0.5	0.06	0.2	0.024
9	Слюсарі аварійної служби	1	сл.	1	3	3	1.5	1.5
10	Зварювальники, слюсарі допоміжні робітники по обслуговуванню підземних газопроводів	10	км	0.305	3	0.915	1.5	0.4575
11	Зварювальники, слюсарі допоміжні робітники по обслуговуванні вн.-буд. газопроводів	1000	б-в	0.12	1.5	0.18	1	0.12
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:						98		53

					ДП. 192.042.011 ПЗ			Арк.
								63
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата				

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 вказана також загальна протяжність газопроводу, кількість споруд 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. 192.042.011 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. 192.042.011 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 витоку 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. 192.042.011 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив		Панарін М.Ю.		14.06.24		У	67	12
Перевірила		Минькова 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		

КОШТОРИСИ

$$4+1+2=7$$

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:

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

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.;

$Z_{н.р.}$ – 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;

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

$$\text{де } Q_{нетто} = \frac{Q_d^h \cdot 1800}{1000} = \frac{1035,17 \cdot 1800}{1000} = 1863,306 \text{ тис.м}^3/\text{рік};$$

$$\text{Отже: } Q_{брутто} = 1863,306 \cdot 1,008 = 1878,212 \text{ тис.м}^3/\text{рік}$$

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

$$Z_{к.г.} = \frac{1878,212 \cdot 5702,84}{1000} = 10711,144 \text{ тис.грн.}$$

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

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

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

$Ч_{заг}$ – 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

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

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),

$$K_{кв} = 120 + 4 = 124 \text{ шт.}$$

$$T_{р.кв.} = 124 \cdot 1 = 124 \text{ у.о.}$$

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, $L_{км} = 2,820$ км.

$$T_{р.км.} = 2,820 \cdot 10 = 28,20 \text{ у.о.}$$

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						75
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

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

$$T_{p\ 1\ \text{млн. м3}} = Q_{\text{брутто (млн. м3)}} \cdot 2, \text{ у.о} \quad (4.6)$$

де $Q_{\text{брутто (млн. м3)}}$ – потужність системи, тис. м³/рік.

$$T_{p\ 1\ \text{млн. м3}} = \frac{1878,212}{1000} \cdot 2 = 3,76 \text{ у.о}$$

Чисельність адміністративного персоналу $Ч_{\text{Адп}}$, визначаю по формулі:

$$Ч_{\text{Адп}} = \frac{\sum(T_{\text{ркв}} + T_{\text{ркм}} + T_{\text{р1млнм3}}) \cdot \gamma}{1000 \text{ ум.од.}}, \text{ чол.} \quad (4.7)$$

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

$$Ч_{\text{Адп}} = \frac{\sum(124 + 28,2 + 3,76) \cdot 2}{1000 \text{ ум.од.}} = 0,312 \text{ чол.}$$

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 $Ч_{\text{б.м.}}$, визначаю по формулі:

$$Ч_{\text{б.м.}} = K_{\text{кв.}} \cdot 0,00035, \text{ чол.} \quad (4.8)$$

де $K_{\text{кв}}$ – загальна кількість квартир (житлових будинків та громадських споживачів), $K_{\text{кв}} = 124$ шт.

$$Ч_{\text{б.м.}} = 124 \cdot 0,00035 = 0,04 \text{ чол.}$$

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

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

$$Ч_{\text{в.м.}} = 2,820 \cdot 0,3 = 0,846 \text{ чол.}$$

Чисельність аварійно-диспетчерської служби $Ч_{\text{АДС}}$, визначаю по формулі:

$$Ч_{\text{АДС}} = 0,0005 \cdot \sum T_p, \text{ чол.} \quad (4.10)$$

де $\sum T_p$ – загальна трудоємкість, у.о, $\sum T_p = 155,96$ у.о.

$$Ч_{\text{АДС}} = 0,0005 \cdot 155,96 = 0,078 \text{ чол.}$$

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

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

$$Ч_{\text{р.с.}} = 0,0007 \cdot 155,96 = 0,109 \text{ чол.}$$

Загальна чисельність виробничого персоналу $Ч_{\text{заг}}$, визначаю за формулою:

$$Ч_{\text{заг}} = Ч_{\text{Адп}} + Ч_{\text{б.м.}} + Ч_{\text{в.м.}} + Ч_{\text{АДС}} + Ч_{\text{р.с.}}, \text{ чол.} \quad (4.12)$$

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

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

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

$Ч_{\text{АДС}}$ – чисельність аварійно-диспетчерської служби, чол.;

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

$$Ч_{\text{заг}} = 0,312 + 0,04 + 0,846 + 0,078 + 0,109 = 1,385 \approx 2 \text{ чол.}$$

Виплати на оплату праці $З_{\text{оп}}$, визначаю по формулі:

$$З_{\text{оп}} = 9000 \cdot Ч_{\text{заг}} \cdot K_{\text{відр}} \cdot 12, \text{ тис.грн.} \quad (4.13)$$

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

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

$K_{\text{відр}}$ – коефіцієнт відрахувань на соціальні потреби, $K_{\text{відр}} = 1,22$.

$$З_{\text{оп}} = 9000 \cdot 2 \cdot 1,22 \cdot 12 = 263,52 \text{ тис.грн.}$$

					ДП. 192.042.011 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), $K = 6836,374$ тис.грн.

$$Z_a = \frac{6836,374 \cdot 5}{100} = 341,819 \text{ тис.грн.}$$

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.

$$Z_{n.p.} = 0,4 \cdot 341,819 = 136,728 \text{ тис.грн.}$$

д) інші витрати Z_{inui} , визначаю по формулі:

$$Z_{inui} = 10\% \cdot (Z_a + Z_{on}), \text{ тис.грн.} \quad (4.16)$$

де Z_a – витрати на амортизацію, тис. грн.

Z_{on} – виплати на оплату праці, тис. грн.

$$Z_{inui} = 0,1 \cdot (341,819 + 263,52) = 60,534 \text{ тис.грн.}$$

Тоді загальна сума собівартості реалізації газу C_o , тис. грн., становить:

$$C_o = 10711,144 + 263,52 + 341,819 + 136,728 + 60,534 = 11513,745 \text{ тис. грн.}$$

Собівартість реалізації 1000м³ газу $C_{1000.m^3}$, визначаю згідно формули:

$$C_{1000.m^3} = \frac{C_o}{Q_{нетто}}, \text{ грн./1000м}^3 \quad (4.17)$$

де C_o – загальна собівартість реалізації газу, тис.грн;

$Q_{нетто}$ – об'єм реалізованого газу споживачам, тис.м³/рік.

$$C_{1000.m^3} = \frac{11513,745}{1863,306} \cdot 1000 = 6179,202 \text{ грн./1000м}^3$$

Тариф реалізації споживачам $T_{сер}$, представляє собою ціну реалізації газу для даного газового господарства (підприємства), визначаю за формулою:

$$T_{сер} = 1,2 \cdot \Pi_{підпр}, \text{ грн./1000 м}^3 \quad (4.18)$$

де $\Pi_{підпр}$ – ціна реалізації газу для підприємства, грн./1000 м³.

Ціну реалізації газу для підприємства $\Pi_{підпр}$, визначаю по формулі:

$$\Pi_{підпр} = C_{1000.m^3} \cdot \left(1 + \frac{P}{100}\right) = C_{1000.m^3} \cdot \left(1 + \frac{10}{100}\right) = C_{1000.m^3} \cdot 1,1, \text{ грн./1000м}^3 \quad (4.19)$$

де $C_{1000.m^3}$ – собівартість реалізації 1000м³ газу, грн./1000м³

$$\Pi_{підпр} = 6179,202 \cdot 1,1 = 6797,123 \text{ грн./1000м}^3$$

Визначаю тариф реалізації споживачам:

$$T_{сер} = 1,2 \cdot 6797,123 = 8156,547 \text{ грн./1000м}^3$$

					ДП. 192.042.011 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:

$$D = Q_{\text{нетто реаліз. газу}} \cdot T_{\text{сер}}, \text{ тис. грн.} \quad (4.21)$$
$$D = \frac{1863,306 \cdot 8156,547}{1000} = 15198,143 \text{ тис. грн.}$$

Визначаю балансовий прибуток, тис.грн.

$$\Pi_6 = 15198,143 - 11513,745 = 3684,398 \text{ тис. грн.}$$

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.

$$H_n = \Pi_6 \cdot 0,18, \text{ тис. грн.}$$

$$H_n = 3684,398 \cdot 0,18 = 663,192 \text{ тис. грн.}$$

$$\Pi_q = 3684,398 - 663,192 = 3021,206 \text{ тис. грн.}$$

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:

$$P_p = \frac{3684,398}{11513,745} \cdot 100 = 32\%$$

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:

$$P_p = \frac{3021,206}{11513,745} \cdot 100 = 26,24\%$$

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.

$$t_{ок} = \frac{6836,374}{3021,206} = 2,26 \text{ років}$$

					ДП. 192.042.011 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. Машина 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. 192.042.011 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ОХОРОНА ПРАЦІ	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив	Панарін М.Ю.			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	Прищеп 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. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						80
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

5.3 Розробка інструкції з охорони праці «Для зварювальника пластмас»

АТ «Житомиргаз»

«Затверджено»

Наказ Голови правління АТ «Житомиргаз»

від «___»___20 р. №___

ІНСТРУКЦІЯ № 23 з охорони праці для зварювальника пластмас

І. ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ

- 1.1. Ця інструкція поширюється на осіб, які працюють за професією зварник пластмас на підприємствах газопостачання та газифікації.
- 1.2. Робоче місце зварника пластмас не постійне. Об'єктами виконання робіт є ділянки газопроводів з поліетиленових труб, що будуються або реконструюються, як у населених пунктах так і у польових умовах.
- 1.3. До роботи з монтажу трубопроводів з пластмас (далі зварником пластмас) допускаються особи віком не молодше 18 років, які пройшли медичний огляд та не мають медичних протипоказань, мають відповідну кваліфікацію зварника пластмас, підтверджену свідоцтвом (посвідченням кваліфікаційної комісії), необхідні навички в роботі, пройшли вступний та первинний інструктаж з питань охорони праці. Повторна перевірка знань з питань охорони праці проводяться 1 раз на 3 місяці, позапланові - при зміні технології і умов праці; цільові – перед виконанням робіт на які оформляються наряд-допуски. Результати інструктажу заносяться до «Журналу реєстрації інструктажів з охорони праці», в журналі після проходження інструктажу має бути підпис інструктуючого та зварювальника пластмас. Медичні обстеження проводяться 1 раз на 2 роки. Особи віком до 21 року проходять щорічний обов'язковий медичний огляд.
- 1.4. До самостійної роботи допускаються особи, які пройшли стажування протягом перших 2-15 робочих змін (в залежності від кваліфікації та досвіту роботи) під керівництвом досвідченого працівника. До самостійної роботи зварник пластмас допускається за розпорядженням керівника підрозділа.
- 1.5. Зварник пластмас повинен знати, що :
 - поліетиленові матеріали, що застосовуються для робіт – горючі або легкозаймисті;
 - роботи з пластмасами належать до робіт з підвищеної небезпеки;
 - температура в зоні зварювання має бути від 15° С до 40° С, місце зварювання слід захищати від атмосферних опадів, пилу, піску.
- 1.6. Під час роботи на зварника пластмас можуть діяти такі небезпечні та шкідливі фактори :
 - наявність в матеріалах і повітрі шкідливих речовин та їх сполук;
 - термічні фактори (опіки, взимку – обмороження);
 - загазованість ділянки, де проводяться роботи;
 - недостатнє освітлення;
 - ураження електрострумом;
 - наїзд автотранспорту і будівельної техніки;
 - падіння під час переміщення і роботи;
 - несприятливі метеорологічні умови (дощ, сніг, туман, ожеледиця тощо);
 - підвищене нервово та фізичне навантаження;
 - порушення Правил дорожнього руху водіями;
 - пожежа;
 - вибух;
 - отруєння.

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						81
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

1.7. Зварник пластмас забезпечується безкоштовно спецодягом, спецвзуттям та іншими засобами індивідуального захисту (ЗІЗ) згідно галузевих норм :

- черевики кирзові – на 12 місяців;
- рукавиці комбіновані – на 12 місяців;
- куртка бавовняна на утепленій підкладці – на 36 місяців;
- валянки- на 48 місяців;
- наколінники – чергові;
- плащ непромокальний – черговий.

Колективним договором по підприємству може бути передбачена видача спецодягу та інші ЗІЗ понад встановлені норми, якщо фактичні умови праці вимагають їх застосування.

1.8. Зварник пластмас повинен :

- керуватись технічними паспортами і інструкціями з експлуатації використовуваного інструменту та обладнання;
- виконувати правила внутрішнього трудового розпорядку ;
- знати порядок виконання робіт в зоні діючих газопроводів;
- знати план дій у разі виникнення аварійних ситуацій;
- виконувати тільки доручену йому роботу;
- вміти надавати першу медичну допомогу;
- вміти користуватися засобами пожежегасіння;
- не допускати в робочу зону сторонніх осіб;
- виконувати вимоги цієї інструкції.

1.9. Під час робіт зварник пластмас зобов'язаний виконувати вимоги санітарних норм та правил особистої гігієни :

- для запобігання застудним захворюванням слід стежити, щоб одяг і взуття не були мокрими, уникати протягів, не допускати переохолодження та перегрівання тіла;
- утримувати у чистоті і порядку робоче місце;
- перед кожним прийманням їжі мити руки з милом;
- утримувати спецодяг і спецвзуття у справному стані і чистому вигляді;
- дотримуватись режиму праці і відпочинку;
- у разі погіршення стану здоров'я слід припинити роботу, попередити керівника робіт звернутися до медичного закладу;

- особи, що порушують правила внутрішнього розпорядку, інструкції з охорони праці та технологічних карт притягуються до дисциплінарної відповідальності та матеріальної відповідальності, якщо їх дії не тягнуть за собою кримінальної відповідальності.

II. ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ПЕРЕД ВИКОНАННЯМ РОБІТ

2.1. Одягти і привести в порядок спецодяг та інші ЗІЗ.

2.2. Перед початком роботи зварник пластмас повинен уточнити порядок ведення робіт керівника робіт. У разі роботи на діючих газопроводах в умовах підвищеної небезпеки необхідно отримати наряд-допуск у встановленому на підприємстві порядку;

2.3. Оглянути і привести в порядок робоче місце, проходи, перехідні місткі, трап, якщо поверхня зони робіт слизька – присипати сухим піском;

2.4. При виконанні робіт із зварювання труб нижче рівня землі слід перевіряти стійкість і справність кріплень стінок і відкосів траншей. Виявлені обвали, а також порушення кріплень стінок траншей слід усувати до початку зварювальних робіт;

2.5. В сиру погоду при роботі на мокрому ґрунті зварник повинен додатково використовувати діелектричні рукавиці, голоші та гумові килимки. Забороняється проводити зварювальні роботи при дощі, снігу і пилу;

2.6. Оглянути та привести в порядок інструмент, обладнання;

2.7. Перевірити наявність засобів надання першої долікарняної допомоги і засобів пожежегасіння;

2.8 Про всі виявлені несправності або недоліки доповісти безпосередньому керівнику робіт.

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						82
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

ІІІ. ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС ВИКОНАННЯ РОБІТ

3.1. Зварник пластмас повинен виконувати такі вимоги :

- небезпечні роботи зі зварювання пластмас слід проводити користуючись засобами індивідуального захисту (протигаз марки «А», кисневий респіратор, захисні окуляри);
- користування відкритим полум'ям, паління в зоні проведення робіт дозволяється тільки у відведеному для цього місці;
- зварювання необхідно проводити електроінструментом і обладнанням з напругою не вище 42В;
- працюючи з електронагрівачами, інструмент з метою запобігання опіками необхідно утримувати в теплозахисних чохлах;
- не залишати нагрівальний інструмент з увімкненим електроживленням у разі перерв у роботі;
- блок живлення зварювального обладнання слід заземлити;
- для заземлення корпусів електрозварювального та іншого електроінструменту використовується переносне заземлення, яким повинен бути металевий штир або труба довжиною не менше 1,5 метра;
- при виконанні зварювальних робіт не слід допускати перегріву нагрівального інструменту вище температури, яка передбачена технологією зварки, бо поліетилен при перегріванні розкладається і виділяє шкідливі гази, а при використанні антиадгезійного покриття з фторопласту необхідно слідкувати, щоб температура інструменту не була вищою 280°C, бо при більш високій температурі фторопласт розкладається з виділенням токсичних летючих ;продуктів
- кількість матеріалів має бути не більше змінної норми витрат; виконувати роботи необхідно інструментом, що виключає іскроутворення;
- не можна виконувати роботи зі зварювання пластмас з хронічними або респіраторними захворюваннями;
- зони проведення робіт слід оснащати попереджувальними табличками, плакатами («**Без протигазу не входити**», «**Гази**»);

3.2. Зварник пластмас не повинен користуватися несправним електроінструментом;

3.3. Роботи зі зварювання пластмас проводити при швидкості вітру до 10 м/сек. В складних природних умовах треба користуватися захисними кабінами, палатками, що мають вентиляцію;

3.4. Категорично забороняється проводити будь – який ремонт та перенесення на нове робоче місце електроінструменту і зварювального обладнання під напругою;

3.5. Виконувати роботи одному працівникові в траншеях, каналах, колодязях і ямах забороняється;

3.6. Забороняється залишати на схилах траншей труби обладнання та інструменти, бо вони можуть зсунутись по похилій площині;

У місцях виконання робіт з поліетиленовими трубами, а також в місцях складування поліетиленових труб і з'єднувальних деталей і хімічних розчинників забороняється курити, проводити електро- і газозварювальні роботи та розпалювати вогонь.

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						83
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

IV. ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ПІСЛЯ ЗАКІНЧЕННЯ РОБІТ

4.1. Вимкнути від мережі електрообладнання.

4.2. Прибрати робоче місце. Залишки та відходи матеріалів скласти в спеціально відведені місця.

4.3. Інструменти та обладнання привести в порядок та здати на склад.

4.4. Повідомити безпосереднього керівника про виконання завдання, несправності та недоліки під час виконання робіт.

4.5. Зняти спецодяг, Ретельно вимити обличчя і руки теплою водою з милом або прийняти душ.

V. ВИМОГИ БЕЗПЕКИ В АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЯХ

5.1. Під час виконання роботи можливі аварійні ситуації, які можуть призвести до виникнення пожежі, вибуху, травмування або пошкодження здоров'я обслуговуючого персоналу.

5.2. У разі виявлення витоків газу з діючих газопроводів необхідно :

- негайно припинити роботу;
- повідомити керівника робіт, аварійно-диспетчерську службу підприємства,

відповідні

органи про ситуацію, що сталася;

- діяти згідно з планом локалізації та ліквідації аварійних ситуацій. Роботи дозволяється поновити тільки після ліквідації аварійної ситуації з дозволу керівника робіт.

5.3. У разі виникнення пожежі необхідно викликати пожежну частину за тел. 101, попередити керівника робіт та діяти відповідно до інструкції з пожежної безпеки.

5.4. У разі виявлення непередбаченої електричної напруги на обладнанні або електроінструменті необхідно :

- припинити роботу;
- вимкнути напругу живлення;
- повідомити керівництво та електротехнічну службу. Ремонтувати обладнання власними силами не дозволяється.

5.5. У разі травмування персоналу слід негайно звільнити потерпілого від дії травмуючого фактору, при цьому бути обережним, щоб самому не бути ураженим. Надати потерпілому першу долікарняну допомогу, якщо необхідно викликати швидку медичну допомогу за телефоном 103 і підтримати основні життєві функції потерпілого до прибуття медичної допомоги.

5.6. Про всі випадки аварійних ситуацій, порушень технологічного процесу, що можуть призвести до небезпечних наслідків, випадки травмувань чи захворювань необхідно повідомити безпосередньо керівника робіт.

**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. 192.042.011 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. 192.042.011 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЗАХИСТ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	Літ.	Аркуш	Аркушів
Розробив	Панарін М.Ю.			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 неблаготворними 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. 192.042.011 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 послідуячого 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 спецпорядженні 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 забезпечував би 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. 192.042.011 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} :

- 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. 192.042.011 ПЗ		
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ЕНЕРГО- РЕСУРСОЗБЕРЕЖЕННЯ		
Розробив	Панарін М.Ю.			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							
					Літ.	Аркуш	Аркушів
					У	88	5
					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. 192.042.011 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. 192.042.011 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.;
- газопроводи та трубопроводи з температурою стінки вище 45°C теплоізолювати мінераловатними прошивними матами марки 100 типу М-2 товщиною 40мм.

					ДП. 192.042.011 ПЗ	Арк.
						92
Зм	Арк.	№ докум	Підп	Дата		

ВИСНОВКИ

При виконанні дипломного проєкту на тему «Проектування системи газопостачання вулиць села Краснобінка Житомирського району Житомирської області з влаштуванням автономної котельні селищної ради» 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.

_____ Микита ПАНАРІН

					ДП. 192.042.011 ПЗ			
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ВИСНОВКИ			
Розробив	Панарін М.Ю.		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								
					Літ.	Аркуш	Аркушів	
					У	93	1	
					ЖАТФК група БЦІ-42г			

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. 192.042.011 ПЗ		
Зм	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ		
Розробив	Панарін М.Ю.			14.06.24			
Перевірив	Оліфір М.В.			14.06.24			
Рецензент	Палій Д.М.			17.06.24			
Н.Контр	Прищепа М.О.			14.06.24			
Затверд					ЖАТФК група БЦІ-42г		