

Зміст

Вступ

Розділ 1. Система газопостачання жилмасиву

1.1. Характеристика жилмасиву

1.2. Визначення річного споживання газу

1.3. Розрахунок максимального годинного споживання газу

1.4. Опис прийнятої системи газопостачання

1.5. Гідравлічний розрахунок мережі середнього тиску

1.6. Техніко-економічне порівняння варіантів прокладання газопроводів

1.7. Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску

1.8. Підбір обладнання ГРП

1.9. Проектування системи газопостачання житлового будинку

Розділ 2. Заходи підвищення енергоефективності системи газопостачання

2.1. Підвищення енергоефективності системи газопостачання за рахунок зниження споживання електроенергії на захист від корозії

2.2. Переваги катодних станцій нового покоління

2.3. Визначення енергоспоживання СКЗ

2.4. Оцінка ефективності впровадження енергозберігаючої технології

2.5. Оцінка ефективності застосування нових ізоляційних матеріалів

Розділ 3. Використання когенераційних установок в системі газопостачання

3.1 Загальні положення про когенерацію

3.2. Застосування когенераційних установок

3.3. Газопоршневі когенераційні установки

3.4. Умови безперебійної роботи когенераційного обладнання

3.5. Концепції регулювання роботи когенераційного обладнання

Розділ 4. Технічні рішення по підвищенню надійності системи газопостачання

4.1. Реновація сталевих трубопроводів

4.2. Встановлення безколодязних газових кранів (БГК)

4.4. Встановлення кульових кранів ПЕ

4.5. Встановлення клапанів «Газ-стоп»

Розділ 5. Технологія та організація будівельно-монтажних робіт систем і мереж газопостачання

5.1. Організація монтажу системи газопостачання

5.1.1. Календарне планування виконання робіт

5.1.2. Побудова графіка зміни чисельності робітників на об'єкті

5.1.3. Визначення трудових витрат і складання виробничих калькуляцій

5.1.4. Організація будівельної готовності об'єкту до початку монтажних робіт

5.2. Монтаж газопроводів

5.3. Комплектувальна відомість на деталі, вузли по монтажній схемі газопостачання

5.4. Специфікація на основні матеріали до монтажною схемі газопостачання

Розділ 6. Охорона праці при спорудженні інженерних систем

6.1. Аналіз потенційних, шкідливих та небезпечних виробничих факторів, які виникають під час роботи.

6.2. Заходи профілактики виявлених факторів

6.3. Рекомендації при будівництві газопроводу для покращення екологічної ситуації

6.4. Оцінка впливу на земельні ресурси

Висновок Список використаної літератури

ВСТУП

Природний газ є одним із найвигідніших ресурсів порівняно з іншими видами викопного палива. Це пояснюється значно меншими капітальними витратами на його видобуток і транспортування. Плюс жодних витрат на зберігання.

Газ є одним із найважливіших видів палива на світових ринках тепла та енергії. Його значення не зміниться в найближчі кілька десятиліть через відносно великі запаси природного газу. Зріджений газ і біогаз можна використовувати на додаток до природного газу як паливо для газових обігрівачів.

Технологія, яка використовує природний газ, також є дуже економічно ефективною. Отримується максимальний ефект від енергії, особливо при використанні сучасного обладнання, наприклад, конденсаційних котлів.

Газ горить чисто, без виділення сажі чи золи, і тому при його спалюванні завдається менше шкоди, ніж при спалюванні твердого палива чи нафти

Переваги використання газу:

1. Низькі інвестиційні витрати.
2. Висока ефективність.
3. Компактні розміри теплогенеруючого обладнання.
4. Найкращий баланс CO₂ з усіх видів викопного палива.
5. Гнучко поєднується з технологіями, які використовують відновлювані джерела енергії..

Природний паливний газ вважається найбільш екологічно чистим викопним паливом.

Сьогодні газова промисловість є однією з найважливіших складових паливно-енергетичного комплексу України. І хоча частка природного газу в структурі кінцевого споживання первинних енергоресурсів останніми роками зменшується, вона все одно залишається найбільшою. Тому, незважаючи на

скорочення, збільшення власного видобутку природного газу є ключовим питанням енергетичної безпеки країни.

Водночас газовидобувний сектор нашої країни залежить від кон'юнктури світових газових ринків, які визначають ціни на цей енергоресурс, наявності та доступності на ринку сучасних технологій видобутку традиційних і нетрадиційних газів, тощо

Також необхідно враховувати специфіку газової галузі, яка полягає в тому, що технологічний цикл від видобутку до реалізації готової продукції не є самоокупним.

Розвідка та видобуток природного газу вимагає вкладень значних коштів, які можна окупити лише за умови реалізації продукції. Таким чином, лише економічно збалансований замкнутий технологічний цикл від пошуку та розвідки родовищ до реалізації газу дає змогу розвиватися галузі.

Україна має достатню ресурсну базу для забезпечення власних потреб у природному газі. На її території відкрито понад 120 газових родовищ — у Східному регіоні (Дніпровсько-Донецький басейн і північно-західна частина Донбасу), Західному (Волино-Подільська плита, Карпати, Прикарпаття і Закарпаття), Півд. (Чорноморський регіон, Крим та шельф Чорного та Азовського морів). За даними НАК "Нафтогаз України", розвідані запаси природного газу в країні становлять 1,094 млрд кубометрів.

Перед Україною стоїть складне завдання: продовжити газопостачання населення та економіки в умовах військової агресії та закачати додаткові обсяги в сховища на наступну зиму.

Внаслідок активних бойових дій без газопостачання залишаються багато населених пунктів. Подекуди газові мережі або зруйновані, або значно пошкоджені.

У компанії «Оператор ГТС» повідомили, що під час бойових дій маршрути транзиту газу істотно не постраждали. Найбільше постраждали газорозподільні мережі облгазів.

Наразі необхідно повністю забезпечити обсягами природного газу ті регіони, які працюють і не ведуть бойових дій, і зробити все, щоб повернути газопостачання в постраждалі райони. Йдеться про задоволення мінімальних потреб, враховуючи на те, що зараз постраждало досить багато промислових підприємств. Це змінює обсяги газу, необхідні для цих завдань.

Основною опорою для української економіки буде власне видобуток блакитного палива.

Найбільша газовидобувна компанія "Укргазвидобування" продовжує видобувати газ на всіх нафтогазових родовищах, крім тих, що знаходяться в безпосередній зоні бойових дій або поблизу бойових дій.

Транзит – це гарантія газопостачання. Українська ГТС побудована таким чином, що ми не маємо окремих газопроводів для транзиту і окремих газопроводів для транспортування газу всередині країни.

На відміну від підводних балтійських газопроводів, українська газотранспортна система є гнучкою та диверсифікованою. Це наша перевага, яка дозволяє продовжувати здійснювати постачання українським та європейським споживачам, навіть з певними пошкодженнями окремих ділянок.

Існуючих запасів газу в Україні ще достатньо для забезпечення потреб як населення, так і працюючих підприємств не лише до кінця опалювального сезону, а й певний період після нього.

Також важливим етапом підвищення ефективності використання газу є його спалювання, під час якого виділяється все тепло, яке в ньому міститься.

Забезпечення повноти спалювання газу можливе за умови використання сучасного газовикористовуючого обладнання та своєчасного оновлення приладової бази.

Газовий апарат, який був в експлуатації, споживає газу на 20-30% більше. Така техніка часто ламається, виникають труднощі з ремонтом і

заміною деталей, так як вона застаріла, тому аналоги можуть бути зняті з виробництва.

У процесі роботи застаріле обладнання споживає більше газу для виробництва необхідної кількості тепла.

Для нового обладнання суттєве значення має періодичність ТО в перші 5 років експлуатації.

Ефективність може впасти майже на 40%, якщо обслуговування не виконується належним чином.

Розділ 1. Система газопостачання жилмасиву

1.1. Характеристика жилмасиву

Розрахунковим шляхом визначено кількість мешканців N , чол.

$$N = \frac{F_{\text{ж}}}{f} \cdot 10^3, \text{ осіб}; \quad F_{\text{ж}} = F_3 \cdot B \cdot 10^{-3}$$

де B – щільність житлового фонду, $B = 6600 \text{ м}^2/\text{га}$; F_3 - площа забудови, га; f - норма забезпеченості площею, $\text{м}^2/\text{чол}$, $f = 21$; $F_{\text{ж}}$ - площа житлових будівель, тис. м^2 .

$$F_{\text{ж}} = 190,2 \cdot 6600 \cdot 10^{-3} = 1255,32 \text{ тис. м}^2.$$

$$N = \frac{1255,32}{21} \cdot 10^3 = 59777 \text{ осіб.}$$

1.2. Визначення річного споживання газу

Споживання газу на комунально-побутові потреби

$$V_{\text{к.б}} = \alpha \frac{Nq}{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}, \text{ м}^3/\text{рік}$$

де α – кількість розрахункових одиниць; N – число жителів мікрорайону, люд.; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – теплотворність газу, $\text{кДж}/\text{м}^3$; q - норма витрати газу в кДж .

Теплотворна здатність і густина суміші горючих газів визначаються за рівняннями:

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 0,01(aQ_1 + bQ_2 + vQ_3 + \dots), \text{ кДж}/\text{м}^3$$

$$\rho_0 = 0,01(a\rho_1 + b\rho_2 + v\rho_3 + \dots), \text{ кг}/\text{м}^3$$

де – a ; b ; $v \dots$ - вміст компонентів суміші газів;

$Q_1, Q_2, Q_3 \dots$ - теплота згорання газів, $\text{кДж}/\text{м}^3$;

$\rho_1, \rho_2, \rho_3 \dots$ - щільність окремих компонентів, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Зміст компонентів газової суміші наведений в табл. 1.

Таблиця 1.1.

Компонентний склад газової суміші

Назва	Об'ємна частка, г, %	Вища теплота згорання, Q_v , кДж/м ³	Нижча теплота згорання, Q_n , кДж/м ³	Густина, ρ , кг/м ³
1	2	3	4	5
CH ₄	93,3	39860	35845	0,7168
C ₂ H ₆	4,0	69713	63797	1,3566
C ₃ H ₈	0,6	99219	91321	2,019
C ₄ H ₁₀	0,4	121485	113595	2,703
C ₅ H ₁₂	0,3	158773	146202	3,221
CO ₂	0,1	-	-	1,9768
N ₂	1,3	-	-	1,25

$$Q_H^p = 0,01(93,3 \cdot 35845 + 4,0 \cdot 63797 + 0,6 \cdot 91321 + 0,4 \cdot 11395 + 0,3 \cdot 146202) = 37027 \text{ кДж/м}^3.$$

$$\rho_0 = 0,01(93,3 \cdot 0,717 + 4,0 \cdot 1,356 + 0,6 \cdot 2,004 + 0,4 \cdot 2,703 + 0,3 \cdot 3,457 + 0,1 \cdot 1,977 + 1,3 \cdot 1,25) = 0,77 \text{ кг/ м}^3.$$

Споживання газу на опалення та вентиляцію

$$V_{об} = \left[24 \cdot (1 - k) \frac{t_B - t_{cp.o}}{t_B - t_{p.o}} + Z \cdot k_1 \cdot k \frac{t_B - t_{cp.o}}{t_B - t_{B.p.}} \right] \cdot \frac{q \cdot F \cdot n_o}{Q_H^p \cdot \eta}$$

$$F = 21 \cdot 59777 = 1075987 \text{ м}^2.$$

$$V_{об} = \left[24 \cdot (1 + 0,25) \frac{18+1}{18+24} + 16 \cdot 0,4 \cdot 0,25 \frac{18+1}{18+12} \right] \cdot \frac{569 \cdot 1075986 \cdot 175}{37027 \cdot 0,75} = 55,9 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Таблиця 1.2

Річна витрата газу

№ п/п	Призначення газу, що витрачається	Кількість розрахункових одиниць споживання	Норма витрати тепла, МДж	Витрати газу
1	2	3	4	5
1. Житлові будинки				
1	Готування їжі в квартирах з ЦГ водопостачанням	59777	2800	$4,5 \cdot 10^6$
2	Прання в умовах квартири	2958	8790	$0,70 \cdot 10^6$
Всього:				$5,2 \cdot 10^6$
2. Підприємства побутового обслуговування населення				
3	Пральні, на прання білизни в механізованих пральнях (з сушкою)	628	18800	$1,2 \cdot 10^6$
4	Лазні: миття без ванн	412462	40	$0,43 \cdot 10^6$
Всього:				$1,63 \cdot 10^6$
3. Підприємства харчування				
5	Ресторани, їдальні, кафе: готування обідів, сніданків (вечерь)	2420969	4,2 2,1	$0,25 \cdot 10^6$ $0,13 \cdot 10^6$
Всього :				$0,38 \cdot 10^6$
6	Загальна витрата на господарчопобутові та комунальні потреби			$7,26 \cdot 10^6$
7	Річні витрати на підприємства побутового обслуговування			$0,35 \cdot 10^6$
8	Загальна витрата газу з урахуванням 5 %			$7,60 \cdot 10^6$

Споживання газу на гаряче водопостачання

$$V_{Г.В.} = 24q_{г.в.} \cdot N \cdot \left[n_0 + (350 - n_0) \frac{60 - t_{хл}}{60 - t_{хз}} \beta \right] \cdot \frac{1}{\eta_{Г.В.} Q_H^p}$$

$$V_{Г.В.} = 24 \cdot 1570 \cdot 59777 \cdot \left[175 + (350 - 175) \frac{60 - 5}{60 - 15} \cdot 0,8 \right] \frac{1}{0,8 \cdot 37027} =$$

$$= 23,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3 / \text{рік.}$$

Загальне річне споживання газу мікрорайоном складає :

$$V = (7,61 + 55,9 + 23,8) \cdot 10^6 = 87,31 \cdot 10^6 \text{ м}^3 / \text{рік.}$$

1.3. Розрахунок максимального годинного споживання газу

$$V_{\text{ГОД.}}^{\text{Г.В.}} = K_2 \cdot N \cdot q_{\text{Г.В.}} \cdot \frac{3600 \cdot 10^{-6}}{Q_p^{\text{H}} \cdot \eta}, \text{ м}^3/\text{ГОД.},$$

Таблиця 1.3

Максимальні годинні витрати газу

№ п/п	Призначення газу, який витрачається	К	Максимальні годинні витрати газу, м ³ /год
1	2	3	4
1. Населення			
1	Готування їжі в квартирах з ЦГВ	1/2800	1857
2. Підприємства побутового обслуговування населення			
1	Пральні	1/2900	414
2	Лазні	1/2700	163
3. Підприємства громадського харчування			
1	Їдальні		164
4. Котельні			
1	Опалення і вентиляція		13764
2	Гаряче водопостачання		7095
Разом по району			23457

1.4. Опис прийнятої системи газопостачання

У місті прийнято триступеневу систему газопостачання: високого II категорії, середнього та низького тиску.

Точкою живлення мережі газопостачання житлового масиву є ГГРП, яка дає на виході тиск 0,4 МПа.

Мережа газопостачання житлового масиву двоступенева:

I рівень - газопроводи з тиском $P \leq 0,4$ МПа,

2 рівень - газопроводи з тиском $P \leq 3,0$ кПа.

Газ середнього тиску подається газопроводом на газорегуляторні пункти, які розташовані поза кварталом на вільних від забудови ділянках.

Після зниження тиску газ від газорегуляторних пунктів надходить у газопроводи низького тиску, з яких через вводи подається у внутрішньобудинкову мережу.

3.2. Визначення кількості мережевих ГРП

Вибір газорозподільної системи, кількості газорегулювальних пунктів (ГРП), а також правил прокладання газопроводів слід здійснювати з урахуванням обсягу, структури та щільності газоспоживання, а також місцевих умов. будівництва та експлуатації.

Зв'язок між газопроводами з різним тиском, які входять до складу багатоступеневої системи газопостачання, відбувається виключно через газорегуляторні пункти (ГРП).

Оптимальна кількість ГРП :

$$n_0 = \frac{V_{p.p.}}{V_{opt}}, \text{ шт.},$$

де $V_{p.p.}$ - розподілене навантаження житлового масиву, м³/год.;

V_{opt} - оптимальна потужність одного ГРП, м³/год.

Рівномірне навантаження на мережу низького тиску:

$$V_{p.p.} = 1857 + 414 + 163 + 164 = 2599 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$n_0 = \frac{2599}{1600} = 1,7 \text{ шт.}$$

Приймаємо 2 шт.

1.5. Гідравлічний розрахунок мережі середнього тиску

У даній роботі розглядаються два альтернативні варіанти реконструкції мережі середнього тиску житлового масиву: існуючий, який прокладено по північній частині мікрорайону, та альтернативний – по південній частині.

Тиск газу в місці приєднання до джерела газопостачання житлової зони (ГГРП) становить 400 кПа.

Тиск газу на найдальшому споживачі - ГРП-2 - має бути не нижче 240 кПа.

З цього виходить, що максимально можливий перепад тиску становить $\Delta P_{max} = 400 - 240 = 160$ кПа.

Спочатку треба виконати гідравлічний розрахунок головної магістралі.

Це траса 1-2-3-4-5-6 (ГРП - ... - ГРП-2). Питома різниця квадратів тиску для основної магістралі дорівнює її загальній довжині

$$\Sigma L_i = 2216 \text{ м:}$$

$$A_1 = \frac{400^2 - 240^2}{1,1 \cdot 2216} = 42,1 \text{ кПа}^2/\text{м.}$$

Результати розрахунку приведено в таблиці 3.4.1. Тиск газу у найбільш віддаленого споживача становить 263 кПа. Запас складає $\alpha_1 = \frac{262-240}{240} \cdot 100\% = 9\%$, що менше за 10%.

Після розрахунку магістралей треба перейти до розрахунку відгалужень. Величина тиску на вході в ГРУ чи ГРП кожного зі споживачів дорівнює 245 кПа.

Таблиця 1.4.

Гідравлічний розрахунок газопроводу середнього тиску (І варіант)

№ діл.	V_p , м ³ /год	L, м	L_p , м	A , кПа ² /м	$A L_p$, кПа ²	$d_z \cdot S$, мм	ΔP^2 , кПа ²	P_n , кПа	P_k , кПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Головна магістраль : 1-2-3-4-5-6									
1-2	25600	230	253	42,0	10626	315x28,6	7000	400	391
2-3	25186	250	275		11550	280x25,4	21000	391	363
3-4	23186	500	550		23100	280x25,4	20000	363	334
4-5	23022	496	546		22932	280x25,4	20000	334	302
5-6	2163	400	440		18480	140x12,7	10000	302	284
6-7	2000	340	374		15708	125x11,4	10000	284	262
	$\Sigma L = 2216$		2438						
Відгалуження 2 - 7:									
$A_2 = \frac{391^2 - 240^2}{1,1 \cdot 120} = 722 \text{ кПа}^2/\text{м.}$									
2-7	414	120	132	722	95304	50x4,6	90000	391	250
$\alpha_2 = \frac{250 - 240}{240} \cdot 100\% = 4,2\%$									
Відгалуження 3-8:									
$A_3 = \frac{363^2 - 240^2}{1,1 \cdot 160} = 421 \text{ кПа}^2/\text{м.}$									
3-8	2000	160	176	421	74096	90x8,2	60000	363	267
$\alpha_3 = \frac{267 - 240}{240} \cdot 100\% = 10\%$									

Відгалуження 4-9 :									
$A_4 = \frac{334^2 - 240^2}{1,1 \cdot 70} = 700 \text{ кПа}^2/\text{м.}$									
4-9	164	70	77	700	51300	50x4,6	45000	334	248
$\alpha_4 = \frac{248 - 240}{240} \cdot 100\% = 3,3\%$									
Відгалуження 5-10									
$A_5 = \frac{302^2 - 240^2}{1,1 \cdot 180} = 169 \text{ кПа}^2/\text{м.}$									
5-10	20859	180	198	169	33604	160x14,6	30000	302	247
$\alpha_5 = \frac{247 - 240}{240} \cdot 100\% = 3\%$									
Відгалуження 6-11									
$A_6 = \frac{284^2 - 240^2}{77} = 299$									
6-11	163	70	77	299	23056	50x4,6	20000	284	246
$\alpha_6 = \frac{246 - 240}{240} \cdot 100\% = 2,5\%$									

Результати другого варіанту гідравлічних розрахунків в таблиці 3.4.2.

Спочатку проводиться гідравлічний розрахунок головної магістралі. У цьому випадку це 1-2-3-4-5-6 (ГГРП - ... - ГРП - 2). Питома різниця квадратів тиску для головної магістралі дорівнює $\Sigma L_i = 1344 \text{ м}$ на її загальній довжині:

$$A_1 = \frac{400^2 - 240^2}{1,1 \cdot 1344} = 63 \text{ кПа}^2/\text{м.}$$

Тиск газу у найбільше віддаленого від ГРС споживача становить 240 кПа. Запас складає :

$$\alpha_1 = \frac{250 - 240}{240} \cdot 100\% = 4\%$$

Провівши розрахунок магістралі, переходимо до розрахунку гілок. Значення вхідного тиску або значення тиску ГРП для кожного одержувача становить 240 кПа.

Таблиця 1.5.

Гідравлічний розрахунок газопроводу середнього тиску (II варіант)

№ діл.	V _p , м ³ /год	L, м	L _p , м	A, кПа ² /м	A L _p , кПа ²	d _з · S, мм	ΔP ² , кПа ²	P _п , кПа	P _к , кПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Головна магістраль: 1-2-3-4-5-6									
1-2	25600	216	247	64	15808	280x25,4	22000	400	371
2-3	25186	280	308		20735	280x25,4	20000	371	343
3-4	23186	26	29		1885	280x25,4	2000	343	340
4-5	23022	280	308		20020	225x20,5	20000	340	309
5-6	2163	292	312		20280	140x12,7	12000	309	288
6-7	2000	240	264		17160	110x10	20000	288	240
	ΣL= 1344		1479						
Відгалуження 2 - 7:									
$A_2 = \frac{371^2 - 240^2}{99} = 808 \text{ кПа}^2/\text{м}.$									
2-7	414	90	99	808	80041	50x4,6	52000	371	290
$\alpha_2 = \frac{290 - 240}{240} \cdot 100\% = 20 \%$									
Відгалуження 3-8 :									
$A_3 = \frac{343^2 - 240^2}{33} = 1819 \text{ кПа}^2/\text{м}.$									
3-8	2000	30	33	1819	60049	63x5,8	50000	343	260
$\alpha_3 = \frac{260 - 240}{240} \cdot 100\% = 8,3 \%$									
Відгалуження 4-9 :									
$A_4 = \frac{340^2 - 240^2}{260} = 223 \text{ кПа}^2/\text{м}.$									
4-9	164	236	260	223	58000	50x4,6	50000	340	256
$\alpha_4 = \frac{256 - 240}{240} \cdot 100\% = 6,6 \%$									
Відгалуження 5-10									
$A_5 = \frac{309^2 - 240^2}{206} = 183 \text{ кПа}^2/\text{м}.$									
5-10	20859	188	206	183	37698	160x14,6	35000	309	245
$\alpha_5 = \frac{245 - 240}{240} \cdot 100\% = 2,1 \%$									
Відгалуження : 6 - 11									
$A_6 = \frac{288^2 - 240^2}{136} = 186 \text{ кПа}^2/\text{м}.$									
6-11	163	124	136	186	25296	50x4,6	20000	288	250
$\alpha_6 = \frac{250 - 240}{240} \cdot 100\% = 4,1 \%$									

1.6. Техніко-економічне порівняння варіантів прокладання газопроводів

Запропоновано два альтернативних варіанти прокладання мережі газопроводів середнього тиску.

Другий варіант вигідніший, тому що має довжину основної магістралі 1344 м, а базовий варіант - 2216 м, і менші діаметри на деяких ділянках.

Техніко-економічне порівняння варіантів газо-постачання традиційним газом

Для оцінки доцільності прокладки квартальних газових мереж середнього тиску по 1 або 2 варіанту проводимо порівняльний аналіз за кількома параметрами, включаючи оцінку з безпеки і матеріальних витрат.

Розрахувавши витрати газу по ділянках газової мережі, зможемо підібрати діаметри газопроводу для двох варіантів. Очевидно, що другий варіант має бути вигідніший, оскільки довжина основної магістралі 1344 м, а базового варіант у- 2216 м, і менші діаметри на деяких ділянках.

Вартість трубопроводів визначалась у відповідності до прайсу Калуського трубного заводу «Євротрубпласт» станом на листопад 2023 року..

Результати розрахунку наведені в табл. 1.6., 1.7.



калуський трубний завод
ЕБРОТРУБПЛАСТ
рубіжанський трубний завод

КАНТАКТИ ВІДДІЛІВ ПРОДАЖУ

Київ, вул. Альматинська, 8 тел.: (044) 594-92-92
 Львів, вул. Городоцька, 224 тел.: (032) 232-91-31
 Дніпро тел.: (056) 376-79-78
 Одеса, вул. Стоякова, 26 тел.: (048) 710-01-35
 Запоріжжя, вул. Північне Шосе, 3Г тел.: (061) 219-03-00
 Рівне, вул. Будівельників, 12 тел.: (0362) 45-25-12
 Донецька область, Луганська область, м. Рубіжне, вул. Трудова, 1 тел.: (064) 272-35-70
 Вінниця, вул. Київська, 182 тел.: (0432) 65-20-18
 Полтава, вул. Фрунзе, 225 тел.: (0532) 61-34-76
 Харків, просп. Московський, 247 тел.: (057) 764-68-64
 Суми, вул. Пушкінська 3, офіс 1 тел.: (0542) 70-24-25
 Технічний відділ тел.: (044) 206-32-56

Газопровідні труби з поліетилену класу ПЕ 80/ПЕ 100



107
ДСТУ
ISO
9001

Поліетиленові труби виробляються ТОВ «Рубіжанський трубний завод» та ТОВ «Калуський трубний завод» по ДСТУ Б В.2.7-73-98, ДСТУ EN 1555-2:2012 і призначені для будівництва та ремонту газопроводів робочим тиском до 10 атм. Термін служби поліетиленових труб при дотриманні умов монтажу та експлуатації – 50 років.

Діаметр, мм	SDR 17.6		SDR 17		SDR 11		Упаковка, м.п.
	Товщина стінки, мм	Ціна з ПДВ, грн./м.п.	Товщина стінки, мм	Ціна з ПДВ, грн./м.п.	Товщина стінки, мм	Ціна з ПДВ, грн./м.п.	
20	-	-	-	-	3,0	27,54	бухти 100-500
25	-	-	-	-	3,0	35,53	бухти 100-500
32	-	-	-	-	3,0	46,92	бухти 100-500
40	-	-	-	-	3,7	72,59	бухти 100-500
50	-	-	-	-	4,6	112,71	бухти 100-200
63	3,6	117,47	3,8	121,55	5,8	178,50	бухти 100-200
75	4,3	164,90	4,5	171,70	6,8	248,54	бухти 100-200
90	5,2	238,00	5,4	246,50	8,2	360,40	бухти 100-200
110	6,3	351,90	6,6	367,20	10,0	533,80	бухти 100-200
125	7,1	452,20	7,4	467,50	11,4	693,60	відрізки 5-13
140	8,0	566,10	8,3	588,20	12,7	863,60	відрізки 5-13
160	9,1	737,80	9,5	766,70	14,6	1 139,00	відрізки 5-13
180	10,3	938,40	10,7	970,70	16,4	1 433,10	відрізки 5-13
200	11,4	1 152,60	11,9	1 196,80	18,2	1 768,00	відрізки 5-13
225	12,8	1 453,50	13,4	1 519,80	20,5	2 244,00	відрізки 5-13
250	14,2	1 802,00	14,8	1 870,00	22,7	2 771,00	відрізки 5-13
280	15,9	2 261,00	16,6	2 346,00	25,4	3 468,00	відрізки 5-13
315	17,9	2 856,00	18,7	2 958,00	28,6	4 267,00	відрізки 5-13
355	20,2	3 621,00	21,1	3 774,00	32,2	5 576,00	відрізки 5-13
400	22,8	4 590,00	23,7	4 760,00	36,3	7 106,00	відрізки 5-13
450	25,6	5 780,00	26,7	6 035,00	40,9	8 908,00	відрізки 5-13
500	28,4	7 140,00	29,7	7 463,00	45,4	10 999,00	відрізки 5-13
560	31,9	8 942,00	33,2	9 350,00	50,8	13 770,00	відрізки 5-13
630	35,8	11 322,00	37,4	11 832,00	57,2	17 510,00	відрізки 5-13

www.etp.com.ua

Травень 2022

Таблиця 1.6.

Порівняння варіантів мереж газопостачання (1 варіант)

<i>Діаметр, мм × мм</i>	<i>Кількість, м</i>	<i>Вартість, грн.</i>
315x28,6	230	981 410
280x25,4	1246	4 321 128
160x14,6	180	205 020
140x12,7	400	345 440
125x11,4	340	235 824
90x8,2	160	57 664
50x4,6	260	29 305
Загальна вартість труб:		6 175 791

Таблиця 1.7.

Порівняння варіантів мереж газопостачання (2 варіант)

<i>Діаметр, мм × мм</i>	<i>Кількість, м</i>	<i>Вартість, грн.</i>
280x25,4	522	1 810 296
225x20,5	280	628 320
160x14,6	188	214 132
140x12,7	292	252 172
110x10	240	128 112
63x5,8	30	5 355
50x4,6	450	50 720
Загальна вартість труб:		3 082 107

Матеріальні витрати на поліетиленові газові труби для першого варіанту склали 6 175 791 грн., а для другого – 3 082 107 грн.

З цього розрахунку випливає, що обраний 2-й варіант прокладки квартальних газових мереж середнього тиску більш економічний.

1.7. Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску

Істотною відмінністю розрахунків газопроводів низького тиску від газопроводів середнього тиску є наявність великої кількості споживачів – житлових будинків, точне місце розташування яких невідоме. Тому визнаються вузлові та Шляхові витрати.

Навантаження одного мережевого ГРП в цій зоні узгоджується з розрахунками оптимальної кількості ГРП $\Sigma \text{ГРП} = 2598 \text{ м}^3/\text{год}$.

Для прийнятої кількості ГРП в цій зоні ($N = 2$) в середньому один ГРП обслуговує житлові будинки в цій зоні :

$$F_{\text{ГРП}} = \frac{F_z}{N} = \frac{107,6}{2} = 53,8 \text{ га}$$

Тиск газу на виході з ГРП–68 прийнятий $P=3000 \text{ Па}$.

У найвіддаленіших споживачів – 1800 Па .

Перепад становить : $\Delta P_p = 3000 - 1800 = 1200 \text{ Па}$.

Шляхові витрати газу на ділянках ГРП:

$$V_{\text{шл}} = L_{\text{пр}} \frac{V_{\text{ГРП}} - V_{\text{зсп}}}{\Sigma L_{\text{пр}}}, \text{ м}^3/\text{год}$$

де $V_{\text{ГРП}}$ - потужність ГРП, $\text{м}^3/\text{год}$; $V_{\text{зсп}}$ - витрата газу споживачами, які підключені до мережі низького тиску; $L_{\text{пр}}$ - приведена довжина і-ої ділянки, м.

$$L_{\text{пр}} = L_i \cdot K_e \cdot K_z, \text{ м}$$

де – L_i довжина і-тої ділянки, м; K_e - коефіцієнт, враховує наявність різноповерхових будинків в районі, який обслуговується одним ГРП;

K_z - коефіцієнт, враховує густину житлової забудови по трасі газопроводу.

Сумарна приведена довжина ділянок $\Sigma L_{\text{пр}} = 4103 \text{ м}$.

Питома шляхові витрати газу цієї мережі дорівнюватиме:

$$V = \frac{V_{\text{ГРП}}}{\Sigma L} = \frac{1857}{4103} = 0,46 \text{ м}^3/(\text{год} \cdot \text{м})$$

Результат розрахунку наведено у таблиці 1.8. Сума шляхових витрат на всіх ділянках мережі складає $\Sigma V_{\text{шл}} = 1858 \text{ м}^3/\text{год}$., тобто дорівнює навантаженню на ГРП.

Визначаються вузлові витрати газу. При цьому припускають, що в системі відбір газу відбувається тільки у вузлах.

$$V^j = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m V_{\text{шл}} + V_{\text{зсп}}, \text{ м}^3/\text{год}.,$$

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

m- кількість ділянок, які збігаються у вузлі.

Якщо приєднання у вузлі зосередженого споживача відсуне другий доданок у виразі (1.16) не враховується.

Таблиця 1.8.

Шляхові витрати газу

№ п/п	№ ділянки		Геометрична довжина, L, м	Коефіцієнти		Приведена довжина, L _{пр} , м	Шляхова витрата V _{шл} , м ³ /Год
	п	к		поверховості К _е	забудови К _з		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	1	10	1	0,5	5	3
2	2	3	88	1	1	88	40
3	4	2	14	1	1	14	7
4	4	5	600	1	1	600	270
5	6	4	124	1	1	124	56
6	7	6	36	1	1	36	16
7	7	8	23	1	1	23	10
8	9	7	92	1	0,5	46	21
9	9	10	190	1	1	190	86
10	12	9	50	1	1	50	23
11	11	12	56	1	0	0	0
12	12	13	30	1	1	30	14
13	13	14	180	1	0,5	90	41
14	13	15	74	1	1	74	34
15	15	16	140	1	0,5	70	32
16	15	17	42	1	1	42	20
17	17	18	16	1	1	16	7
18	18	19	170	1	0,5	85	38
19	18	20	78	1	1	78	35
20	20	21	130	1	0,5	65	30
21	20	22	68	1	1	68	31
22	22	23	280	1	0,5	140	63
23	22	24	54	1	1	54	25
24	24	25	170	1	0,5	85	38
25	27	26	52	1	0,5	26	12
26	6	27	320	1	0,5	160	72
27	28	27	140	1	0,5	70	32
28	9	28	340	1	1	340	153
29	28	29	84	1	0,5	42	20
30	27	29	388	1	1	388	175
31	29	30	118	1	0,5	59	27
32	31	30	124	1	0,5	62	28
33	18	30	370	1	1	370	166
34	22	31	210	1	1	210	95
35	31	32	106	1	0,5	53	24
36	32	33	120	1	0,5	60	27
37	24	32	190	1	1	190	86
			Σ 5277			Σ 4103	Σ 1857

38	1	34	172	1	0,5	86	43
39	34	35	171	1	1	171	86
40	34	36	194	1	1	194	97
41	36	37	31	1	1	31	16
42	37	38	55	1	0,5	27	14
43	37	39	23	1	0,5	12	6
44	39	40	54	1	1	54	28
45	39	41	1130	1	0,5	565	283
46		41	42	163	1	1	163
47		41	43	46	1	1	23
48		43	44	150	1	0,5	75
49		44	45	155	1	1	155
50		44	46	46	1	0,5	23
51		46	47	150	1	0,5	75
52		47	48	155	1	0,5	155
53		47	49	46	1	0,5	46
54		49	50	305	1	1	152
55		49	51	206	1	0,5	206
56		51	52	62	1	1	62
57		53	51	113	1	0,5	57
58		53	54	77	1	0,5	38
59		53	55	152	1	1	152
60		46	56	180	1	1	180
61		56	57	30	1	0	0
62		56	58	26	1	1	26
63		58	59	62	1	0,5	31
64		58	55	113	1	1	113
65		55	60	46	1	0,5	23
66		60	61	77	1	1	77
67		60	62	152	1	1	152
68		43	63	206	1	1	206
69		63	64	62	1	1	62
70		62	63	113	1	1	113
71		62	65	124	1	0,5	62
72		65	66	62	1	1	62
73	65	67	16	1	1	16	8
74	67	68	140	1	1	140	70
75	67	69	78	1	1	78	39
76	69	36	50	1	1	50	25
77	69	26	102	1	1	102	51
						Σ 3970	Σ1857

Таблиця 1.9.

Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску

Ділянка		V, м ³ / год	L, м	L _p , м	d _y , мм	d _{зхS} мм	R Па/м	ΔP, Па	P _п , Па	P _к , Па
П	К									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Головна магістраль: 11-12-13-15-17-18-20-22-24-32-33										
11	12	1857	56	62	300	315,17,9	1,4	87	3000	2913
12	13	940	30	33	240	250x14,2	1,2	40	2913	2873
13	15	875	74	82	240	250x14,2	1,1	90	2873	2783
15	17	826	42	46	240	250x14,2	1,2	56	2783	2724
17	18	600	16	18	200	225x12,8	1,5	27	2724	2697
18	20	358	78	86	160	160x9,1	1,8	155	2697	2542
20	22	295	68	75	150	160x9,1	1,5	122	2542	2434
22	24	124	54	90	100	110x6,3	2,0	180	2434	2254
24	32	52	190	209	80	90x5,2	1,6	334	2254	1920
32	33	30	120	132	70	75x4,3	1,0	132	1920	1788
				Σ728						
$R_1 = \frac{3000-1800}{1,1 \cdot 728} = 1,65 \text{ Па/м}$ $\alpha_1 = \frac{1788-1800}{1800} \cdot 100\% = -0,6\%$										
Магістраль: 12-9-7-6-4-2-1										
12	9	917	50	55	240	225x12,8	1,2	66	2913	2847
9	7	659	92	101	200	200x11,4	1,0	101	2847	2746
7	6	631	36	40	160	160x9,1	4,0	160	2746	2546
6	4	515	124	136	150	160x9,1	3,0	400	2546	2146
4	2	47	14	15	70	75x4,3	2,0	30	2146	2116
2	3	40	88	97	70	75x4,3	1,6	155	2116	1961
				Σ358						
$R_2 = \frac{2913-1800}{358} = 3,1 \text{ Па/м}$ $\alpha_2 = \frac{1631-1800}{1800} \cdot 100\% = 8,9\%$										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
магістраль: 9-28-27-26										
9	28	80	340	374	70	75x4,3	2,5	935	2847	1912
28	27	20	140	154	70	75x4,3	0,4	62	1912	1850
27	26	6	52	57	50	63x3,6	0,2	12	1850	1838
				Σ551						
$R_3 = \frac{2847-1800}{551} = 1,35 \text{ Па/м}$ $\alpha_3 = \frac{1838-1800}{1800} \cdot 100\% = 2,1\%$										
Магістраль: 17-29-30-31										
17	29	125	388	426	130	125x7,1	0,5	170	2724	2554

29	30	86	118	130	100	110x6,3	1,2	120	2554	2434
30	31	64	124	136	80	90x5,2	2,5	340	2434	2094
31	32	52	106	117	70	75x4,3	2,5	292	2094	1802
				Σ709						
$R_4 = \frac{1941-1800}{709} = 0,5 \text{ Па/м}$ $\alpha_4 = \frac{1802-1800}{1800} \cdot 100\% = 0,1\%$										
Ділянки:										
24	25	50	190	209	80	90x5,2	1,3	272	2254	1982
$R_5 = \frac{2254-1800}{209} = 2,17 \text{ Па/м}$ $\alpha_5 = \frac{1982-1800}{1800} \cdot 100\% = 10\%$										
18	30	100	370	407	80	50x5,2	2,3	162	2896	1960
$R_6 = \frac{1923-1796}{408} = 0,3 \text{ Па/м}$ $\alpha_6 = \frac{1761-1796}{1796} \cdot 100\% = -1,9\%$										
22	31	80	210	231	80	90x5,2	0,6	137	1798	1661
$R_7 = \frac{1798-1761}{231} = 0,2 \text{ Па/м}$ $\alpha_7 = \frac{1661-1761}{1761} \cdot 100\% = -5,6\%$										
6	27	44	320	352	70	75x4,3	1,9	668	2546	1878
$R_8 = \frac{2546-1850}{352} = 2,0 \text{ Па/м}$ $\alpha_8 = \frac{1878-1850}{1850} \cdot 100\% = 1,5\%$										
4	5	135	600	660	150	160x9,1	0,3	198	2146	1948
$R_9 = \frac{2146-1800}{660} = 0,5 \text{ Па/м}$ $\alpha_9 = \frac{1948-1800}{1800} \cdot 100\% = 8,2\%$										
9	10	43	190	209	50	63x3,6	4,0	1045	2847	1802
$R_{10} = \frac{2847-1800}{209} = 5,0 \text{ Па/м}$ $\alpha_{10} = \frac{1802-1800}{1800} \cdot 100\% = 0,1\%$										
13	14	21	180	198	50	63x3,6	1,2	237	1983	1746
$R_{11} = \frac{1983-1800}{198} = 0,92 \text{ Па/м}$ $\alpha_{11} = \frac{1746-1800}{1800} \cdot 100\% = -3\%$										
15	16	16	140	154	50	63x3,6	1,0	154	1983	1829
$R_{12} = \frac{1983-1800}{154} = 1,2 \text{ Па/м}$ $\alpha_{10} = \frac{1829-1800}{1800} \cdot 100\% = 1,6\%$										
18	19	19	170	187	50	63x3,6	1,6	300	1923	1623
$R_{13} = \frac{1923-1800}{187} = 0,65 \text{ Па/м}$ $\alpha_{12} = \frac{1623-1800}{1800} \cdot 100\% = -9\%$										
20	21	15	130	143	50	63x3,6	1,0	143	1888	1745
$R_{14} = \frac{1888-1800}{143} = 0,6 \text{ Па/м}$ $\alpha_{12} = \frac{1745-1800}{1800} \cdot 100\% = -3\%$										
22	23	31	280	308	70	75x4,3	0,4	123	1898	1775
$R_{15} = \frac{1898-1800}{308} = 0,32 \text{ Па/м}$ $\alpha_{12} = \frac{1775-1800}{1800} \cdot 100\% = -1,4\%$										
7	8	5	23	25	30	40x3,6	30	750	2746	1996
$R_{16} = \frac{2746-1800}{25} = 38 \text{ Па/м}$ $\alpha_{16} = \frac{1996-1800}{1800} \cdot 100\% = 10\%$										
2	1	3	10	11	30	40x3,6	12	132	2116	1984
$R_{17} = \frac{2116-1800}{11} = 28 \text{ Па/м}$ $\alpha_{17} = \frac{1984-1800}{1800} \cdot 100\% = 10\%$										
Головна магістраль: 57-56-46-44-43-41-39-37-36-34-1										

57	56	1857	30	33	290	315x17,9	1,8	60	3000	2960
56	46	1173	180	198	270	280x15,9	1,4	277	2960	2683
46	44	775	46	51	240	250x14,2	1,2	61	2683	2622
44	43	677	150	165	200	200x11,4	1,0	165	2622	2457
43	41	570	46	51	160	160x9,1	2,5	127	2457	2330
41	39	240	1130	1131	160	140x8,1	0,15	170	2330	2160
39	37	68	23	25	80	90x5,2	1,6	40	2160	2120
37	36	42	31	34	80	90x5,2	1,0	34	2120	2086
36	34	40	194	213	80	90x5,2	0,8	170	2086	1916

Продовження табл.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
34	1	5	172	190	50	63x3,6	0,2	38	1916	1878
		Σ	1972	2169						
$R_{18} = \frac{3000-1800}{1,1 \cdot 1972} = 0,55 \text{ Па/м}$ $\alpha_{18} = \frac{1878-1800}{1800} \cdot 100\% = 4,3\%$										
магістраль: 56-58-55-60-62-65-67-69-26										
56	58	684	26	28	200	225x12,8	1,4	40	2960	2920
58	55	602	113	124	200	225x12,8	1,0	124	2920	2796
55	60	420	46	51	160	160x9,1	1,8	92	2796	2704
60	62	347	152	167	150	160x9,1	2,0	334	2704	2370
62	65	254	124	136	130	140x8,1	2,5	340	2370	2030
65	67	183	16	18	130	140x8,1	1,6	29	2030	2001
67	69	68	78	86	80	90x5,2	2,5	200	2001	1801
69	26	12	102	122	50	63x3,6	0,6	73	1801	1728
		Σ	657	723						
$R_{19} = \frac{2960-1800}{1,1 \cdot 657} = 1,6 \text{ Па/м}$ $\alpha_{19} = \frac{1728-1800}{1800} \cdot 100\% = -4\%$										
магістраль: 46-47-49-51-53-54										
46	47	326	150	165	160	180x10,3	1,3	215	2683	2468
47	49	200	46	51	130	140x8	1,6	208	2468	2260
49	51	102	206	227	120	125x7,1	0,6	136	2260	2124
51	53	60	113	124	80	90x5,2	1,6	198	2124	1926
53	54	9	77	85	50	63x3,6	0,45	39	1926	1887
		Σ	592	651						
$R_{20} = \frac{2683-1800}{1,1 \cdot 592} = 1,4 \text{ Па/м}$ $\alpha_{20} = \frac{1887-1800}{1800} \cdot 100\% = 4,8\%$										
магістраль: 43-63-64										
43	63	76	206	226	80	90x5,2	2,1	475	2457	1982
63	64	31	62	68	50	63x3,6	3	204	1982	1778
		Σ	268	294						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

$R_{21} = \frac{2457-1800}{1,1 \cdot 268} = 2,2 \text{ Па/м}$ $\alpha_{21} = \frac{1778-1800}{1800} \cdot 100\% = -1,2\%$										
Ділянки:										
34	35	43	171	188	80	90x5,2	0,6	113	1916	1803
$R_{22} = \frac{1916-1800}{1,1 \cdot 171} = 0,6 \text{ Па/м}$ $\alpha_{22} = \frac{1803-1800}{1800} \cdot 100\% = 0,16\%$										
37	38	8	55	61	50	63x3,6	2,5	152	2120	1968
$R_{23} = \frac{2120-1800}{1,1 \cdot 55} = 5,2 \text{ Па/м}$ $\alpha_{23} = \frac{1803-1800}{1800} \cdot 100\% = 9\%$										
39	40	14	54	60	50	63x3,6	3	180	2160	1980
$R_{24} = \frac{2160-1800}{1,1 \cdot 54} = 6,0 \text{ Па/м}$ $\alpha_{24} = \frac{1980-1800}{1800} \cdot 100\% = 10\%$										
41	42	41	163	180	70	75x4,3	2	360	2330	1970
$R_{25} = \frac{2330-1800}{1,1 \cdot 163} = 3 \text{ Па/м}$ $\alpha_{25} = \frac{1970-1800}{1800} \cdot 100\% = 9\%$										
44	45	37	155	170	50	57x3	4	680	2622	1942
$R_{26} = \frac{2622-1800}{1,1 \cdot 155} = 4,8 \text{ Па/м}$ $\alpha_{26} = \frac{1942-1800}{1800} \cdot 100\% = 7,8\%$										
47	48	58	155	170	70	75x4,3	4	680	2468	1788
$R_{27} = \frac{2468-1800}{1,1 \cdot 155} = 3,9 \text{ Па/м}$ $\alpha_{27} = \frac{1788-1800}{1800} \cdot 100\% = -0,6\%$										
49	50	38	155	170	70	75x4,3	1,8	306	2260	1954
$R_{28} = \frac{2260-1800}{1,1 \cdot 155} = 2,7 \text{ Па/м}$ $\alpha_{28} = \frac{1954-1800}{1800} \cdot 100\% = 8,5\%$										
51	52	16	62	68	50	63x3,6	2,5	170	2124	1954
$R_{29} = \frac{2124-1800}{1,1 \cdot 62} = 4,7 \text{ Па/м}$ $\alpha_{29} = \frac{1954-1800}{1800} \cdot 100\% = 8,5\%$										
55	53	126	152	168	80	90x5,2	5	840	2796	1956
$R_{30} = \frac{2796-1926}{1,1 \cdot 152} = 5,2 \text{ Па/м}$ $\alpha_{30} = \frac{1956-1926}{1926} \cdot 100\% = 1,5\%$										
60	61	19	77	85	50	63x3,6	1,8	153	2104	1951
$R_{31} = \frac{2704-1800}{1,1 \cdot 77} = 10,6 \text{ Па/м}$ $\alpha_{31} = \frac{1951-1800}{1800} \cdot 100\% = 8,3\%$										
62	63	31	113	124	50	63x3,6	3,5	434	2370	1936
$R_{32} = \frac{2370-1982}{1,1 \cdot 113} = 3,1 \text{ Па/м}$ $\alpha_{32} = \frac{1936-1982}{1982} \cdot 100\% = -2,3\%$										
65	66	16	62	68	50	63x3,6	1,2	82	2030	1948
$R_{33} = \frac{2030-1800}{1,1 \cdot 62} = 3,4 \text{ Па/м}$ $\alpha_{33} = \frac{1948-1800}{1800} \cdot 100\% = 8,2\%$										
67	68	35	140	154	70	75x4,3	1,4	215	2001	1786
$R_{34} = \frac{2001-1800}{1,1 \cdot 140} = 1,3 \text{ Па/м}$ $\alpha_{34} = \frac{1786-1800}{1800} \cdot 100\% = -0,7\%$										
36	69	40	50	55	50	63x3,6	5	275	2086	1811
$R_{35} = \frac{2086-1801}{1,1 \cdot 50} = 5,2 \text{ Па/м}$ $\alpha_{35} = \frac{1811-1801}{1801} \cdot 100\% = 0,5\%$										

1.8. Підбір обладнання ГРП

Підбір фільтру

На вхідному патрубку перед КВП і регулятором тиску встановлені фільтри.

У газопостачанні найчастіше використовуються сітчасті та касетні фільтри. Сітчасті встановлюються в шафах ГРП з відносно невеликим споживанням газу. Касетні фільтри призначені для використання на стаціонарних ГРП. Максимально допустимий перепад тиску на фільтрі не повинен перевищувати - 10 кПа.

Пропускна здатність фільтра:

$$Q_{\phi} = 0,8555 \cdot Q_T \sqrt{\frac{P_{\text{вх}} \cdot \Delta P}{P_T \cdot \Delta P_T \cdot \rho}}, \text{ м}^3/\text{ГОД}$$

де Q_T – таблична пропускна здатність фільтра, $\text{м}^3/\text{ГОД}$.

Для фільтра MADAS FM DN80 $Q_T = 11000 \text{ м}^3/\text{ГОД}$;

ΔP – перепад тиску у фільтрі, кПа, приймається $\Delta P = 2,5 \text{ кПа}$;

ΔP_T – табличний перепад у фільтрі, кПа, приймається $\Delta P_T = 5 \text{ кПа}$;

P – абсолютний тиск газу перед фільтром, кПа, приймаємо з гідравлічного розрахунку $P=375,21 \text{ кПа}$;

P_T – табличне значення абсолютного тиску у фільтрі, приймається

$P_T = 300+100 = 400 \text{ кПа}$;

$\rho_{\text{г}}$ – щільність газу, $\text{кг}/\text{м}^3$, $\rho_{\text{г}}=0,82 \text{ кг}/\text{м}^3$;

$Q_{\text{грп}}=1806,42 \text{ м}^3/\text{ГОД}$.

$$Q_{\phi} = 0,8555 \cdot 11000 \sqrt{\frac{375,21 \cdot 2,5}{400 \cdot 5 \cdot 0,82}} = 7112,9 \text{ м}^3/\text{ГОД}$$

Пропускна здатність фільтру повинна дорівнювати або перевищувати витрату газу на ГРП.

$$Q_{\phi} \geq Q_{\text{грп}}, 7112,9 \text{ м}^3/\text{ГОД} > 1806,42 \text{ м}^3/\text{ГОД}$$

Умова виконана, фільтр MADAS FM DN80 прийнятий до встановлення.



Рис. 1.1. Фільтр MADAS FM DN80

Підбір запобіжних клапанів

Запобіжно-запірний клапан кріпиться до регулятора по ходу газу. Встановлюється для контролю підвищення і зниження тиску газу за регулятором.

ЗЗК спрацьовує при раптовому зниженні або підвищенні тиску газу вище встановлених меж для відключення газу.

Відповідно до правил безпеки запобіжно-запірні клапани повинні забезпечувати припинення подачі газу при перевищенні максимального робочого тиску на 25%

$$P_{\text{ЗЗК}}^{\text{max}} = 1,15 \cdot P_2, \text{ кПа},$$

де P_2 – надлишковий тиск газу після регулятора тиску, кПа.

$$P_{\text{ЗЗК}}^{\text{max}} = 1,15 \cdot 3 = 3,45 \text{ кПа}.$$

$$P_{\text{ЗЗК}}^{\text{min}} = 0,7 \text{ кПа} \text{ — для низького тиску.}$$

Для ЗЗК Tartarini VM7 межі встановлення при збільшенні тиску становлять 0,002-0,06 МПа, а при зниженні тиску - 0,0003-0,003 МПа. Приймаємо ЗЗК Tartarini VM7



Рис. 1.2. Запобіжно-запірний клапан Tartarini VM7

Запобіжний скидний клапан

Запобіжний скидний клапан призначений для запобігання спрацювання запобіжно-запірного клапана при підвищенні тиску газу за регулятором.

ЗСК встановлюється таким чином, що він починає працювати, тобто викидати в атмосферу газ під тиском в трубопроводі, що перевищує допустиме значення і менше тиску, на який встановлено ЗСК.

ЗСК повинен забезпечити відкриття вище встановленого максимального робочого тиску не більше 15%.

$$P_{\text{ЗСК}} = 1,25 \cdot P_2, \text{ кПа}$$

$$P_{\text{ЗСК}} = 1,25 \cdot 3 = 3,75, \text{ кПа}$$

Кількість газу, яка скидається через ЗСК, визначається за формулою:

$$Q_{\text{ЗСК}} = 0,0005 \cdot Q_{\text{рд}} \text{ м}^3/\text{Год},$$

де $Q_{\text{рд}}$ – пропускна здатність регулятора при розрахункових вхідному і вихідному тиску газу, $\text{м}^3/\text{Год}$.

$$Q_{\text{ЗСК}} = 0,0005 \cdot 4870,6 = 2,44 \text{ м}^3/\text{Год}.$$

Фактична пропускна здатність пружинного клапана:

$$V_{\phi} = 0,0156 \cdot \alpha \cdot V \cdot F \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P_{\text{вих}}}{\rho}}, \text{ м}^3/\text{Год}$$

де α – коефіцієнт витрати. $\alpha = 0,6$;

F – площа сідла рівна найменшій площі перетину в проточній частині, $F=1960 \text{ мм}^2$; β – коефіцієнт, що залежить від відношення $P_{\text{вих}}/P_{\text{вх}}$, $\beta=0,98$;

$P_{\text{вих}}$ – абсолютний тиск на виході з клапана, кПа;

$P_{\text{вх}}$ – абсолютний тиск на вході в клапан, кПа, приймається рівним тиску при максимальній межі $P_{\text{вх}} = 103,75 \text{ кПа}$;

ΔP – втрати тиску в клапані, кПа. $\Delta P = 0,01 \text{ кПа}$.

$$V_{\phi} = 0,0156 \cdot 0,6 \cdot 0,98 \cdot 1960 \sqrt{\frac{0,01 \cdot 103,75}{0,82}} = 20,22 \text{ м}^3/\text{Год}$$

При правильно підібраному скидному клапані повинна виконуватися умова: $Q_{\phi} \geq Q_{\text{ЗСК}}$, $20,22 \text{ м}^3/\text{Год} > 2,44 \text{ м}^3/\text{Год}$, що задовольняє умові.

Приймається до встановлення запобіжний скидний клапан Tartarini V-60.



Рис. 1.3. Запобіжний скидний клапан Tartarini V-60

Підбір регулятора тиску

Регулятор тиску автоматично знижує тиск газу, що протікає через нього, і підтримує його постійним.

Більшість пропонованих регуляторів постачаються з таблицею, яка показує залежність кількості газу, що протікає через них, від тиску на вході. При мінусовій температурі слабким місцем регулятора є регулюючий елемент: волога, що міститься в газі, може викликати замерзання мембрани. В результаті або припиниться регулювання, або зламається діафрагма. Перевіряється регулятор тиску Tartarini A/149AP.

Ефективність регулятора тиску визначається за формулою

$$Q_{рд} = 0,855 \cdot Q_T \frac{P_1}{P_{1T} \cdot \sqrt{\rho}}, \text{ м}^3/\text{ГОД},$$

де: Q_T – таблична пропускна здатність регулятора тиску, $\text{м}^3/\text{ГОД}$, $Q_T = 5655 \text{ м}^3/\text{ГОД}$;

P_1 – абсолютний тиск газу перед РТ, кПа, приймається з гідравлічного розрахунку газопроводу з урахуванням втрат у фільтрі.

$$P_1 = P - \Delta P_{\phi} = 375,21 - 10 = 365,21 \text{ кПа}.$$

P_2 – абсолютний тиск газу після регулятора тиску, кПа;

$$P_2 = 100 + 3 = 103 \text{ кПа};$$

P_{1T} – табличний абсолютний тиск газу перед регулятором тиску, кПа.

$$P_{1Г} = 300 + 100 = 400 \text{ кПа};$$

$$P_2/P_1 = 103/365,21=0,28 < 0,5$$

— отже режим витікання є сверхкритичним.

$$Q_{рд} = 0,855 \cdot 5650 \frac{365,21}{400 \cdot \sqrt{0,82}} = 4870,6 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Для нормальної роботи редуктора його максимальне навантаження не повинно перевищувати 80-85%, а мінімальне - не менше 10% від розрахункового навантаження при заданих тисках на вході P1 і виході P2 повинні відповідати умовам:

$$Q_{\min} \leq Q_{ГРП} \leq Q_{\max}$$

$$Q_{\max}=0,85 \cdot Q_{рд}=0,85 \cdot 4870,6=4140,01 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$Q_{\min}=0,1 \cdot Q_{рд}=0,1 \cdot 4870,6=487,06 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$487,06 \text{ м}^3/\text{год} < 1806,42 \text{ м}^3/\text{год} < 4140,01 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Умова виконана, тому для цього ГРП підходить регулятор тиску типу Tartarini A/149AP.



Рис. 1.4. Регулятор тиску типу Tartarini A/149AP

Вибір обхідної лінії (байпасу)

Байпас встановлюється з метою подачі газу під час ревізії та ремонту обладнання, встановленого на головній лінії.

Діаметр байпасу становить 76 x 3,0 мм.

Для забезпечення регулювання тиску газу на байпасі встановлюються дві засувки $d_y = 80$ мм типу 30с41нзж.

Між роз'єднувальними пристроями розміщена продувна вилка розміром 25x2,5 мм зі знімним краном $d_y = 20$ мм 11ч3бк. Також встановлений манометр.



Рис. 1.5. Засувка 30с41нзж

1.9. Проектування системи газопостачання житлового будинку

Проектується мережа газопостачання групи п'ятиповерхових будинків.

У таких будинках кожна квартира обладнана кухонним приладом – газовою плитою ПГ-4 із сучасною автоматикою безпеки – «газ-контролем».

Для отримання гарячої води планується встановити газовий пристрій для її підігріву – газовий водонагрівач – ВПГ.

Для поквартирного обліку газу передбачено встановлення побутового лічильника газу.

Підібране сучасне обладнання, а саме: газова плита GORENJE K 5141 WH та водонагрівач Electrolux GWH 10 NanoPlus 2.0, лічильник газу мембранний САМГАЗ.



Газова плита GORENJE K-5241 WH

Технічні характеристики

Загальна інформація

Тип приладу	Комбінована плита
Дизайн-лінія	Лінія Essential
Клас енергоспоживання	A
Колір	Білий
Тип варильної поверхні	Газова
Матеріал панелі управління	Фарбована сталь
Матеріал дверцят	Скло
Матеріал внутрішньої камери	Піролітична емаль Silver-matte
Матеріал кришки	Скло
Шарнір дверцят	Класична
Каміноподібна форма духовки	Так

Продуктивність

Корисний об'єм	68 л
Тип духовки	Звичайна
Максимальна площа приготування	1260 см ²

Характеристики

Освітлення духовки	Задня конфорка
Верхній нагрівач	Ні
Двоконтурний гриль PerfectGrill	Так

Обладнання

Спрямовувачі дека	Рельєфні спрямовуючі
Діагональний рожен	Ні
Деко	Глибоке емальоване деко
Решітка	1 шт.
Температурний зонд	Ні
Підставка для турки	Ні
Жировий фільтр	Ні
Газові форсунки в комплекті	G30/30-37 мбар скрапленний газ
Підключення газу	G20/20 природний газ

Системи безпеки

Засклення дверцят	Подвійні скляні дверцята
Температура поверхні дверцят	Compact Door

Електропідпал	Електропідпал двома руками	Запобіжник	Ні
Варильна поверхня		Чищення	
Передня ліва конфорка	Додаткова газова конфорка	Каталітичне	Ні
Ø Ліва передня конфорка (мм)	54	Технічні характеристики	
Потужність лівої конфорки	1000 Вт	Споживання електроенергії (класичний нагрів)	0.8 кВт
Передня права конфорка	Велика газова конфорка	Приєднувальна потужність	2.8 кВт
Ø Права передня конфорка (мм)	99	Ширина	500 мм
Потужність передньої правої конфорки	3000 Вт	Висота	850 мм
Задня ліва конфорка	Стандартна газова конфорка	Глибина	594 мм
Ø Ліва задня конфорка (мм)	74	Ширина упакованого виробу	576 мм
Потужність задньої лівої конфорки	1900 Вт	Висота упакованого виробу	952 мм
Задня права конфорка	Стандартна газова конфорка	Глибина упакованого виробу	718 мм
Ø Права задня конфорка (мм)	74	Вага брутто	42.8 кг
Потужність задньої правої конфорки	1900 Вт	Вага нетто	39.6 кг
Підтримуюча решітка	Емальована	Частота	50/60 Гц
Режими нагріву		Напруга	220-240 В
Тип нагріву	Нижній і верхній нагрівальні елементи	Шифр приладу	740545
Тип нагріву	Нижній нагрівальний елемент	EAN код	3838782619922
Тип нагріву	Малий інфрачервоний гриль		



Газовий водонагрівач Electrolux GWH 10 NanoPlus 2.0

Водонагрівач проточний газовий	
Модель	GWH 10 NanoPlus 2.0
Розпал пального	електронний
Номінальна потужність, кВт	20
Продуктивність при D=50 °C и D=25 °C, л/мін	5–10
Мін./макс. тиск води в системі, Бар (Па)	0,15(15000)/8(800000)
Тиск газу, мБар/Па	13/1300
Теплообмінник NanoPlus	мідний, виготовлений за технологією OXYGEN FREE
Пальник	виготовлений з нержавіючої сталі
Розміри приладу (ВхШхГ), мм	550x330x185
Розміри упаковки (ВхШхГ), мм	650x390x255
Вага нетто/брутто, кг	8,18/9,18

Газовий лічильник САМГАЗ



ЛІЧИЛЬНИК ГАЗУ МЕМБРАННИЙ САМГАЗ G2,5 RT/1.2T З ТЕРМОКОМПЕНСАТОРОМ

Виконання (артикул)	Наріз приєднувальних штуцерів ГОСТ 6357	Номінальний діаметр приєднання
040-010	G 1¼	DN32
040-013	G ¾	DN20
040-016	G 1	DN25

Модель	RT/1.2T
Типорозмір	G 2,5
Номінальний циклічний об'єм(V)	1,08 дм ³
Діапазон об'ємних витрат газу	Q _{min} 0,016; Q _{nom} 1,6; Q _{max} 4,0 м ³ /год
Клас точності	1,5
Максимально допустимі похибки в діапазоні витрат	Q _{min} ≤ Q < 0,1Q _{max} ± 3,5 % 0,1Q _{max} ≤ Q ≤ Q _{max} ± 2,0 %
Стандартне значення температури газу	t _b =20,0 °C
Середнє значення температури газу для виконань лічильників з термокомпенсатором	t _{sp} =15,0°C
Втрата тиску за Q _{max} , не більше	200 Па
Максимальний робочий надлишковий тиск	50 кПа
Робочий діапазон температур довкілля та вимірюваного середовища (газу)	від - 25°C до + 55°C
Міжвісьова відстань між штуцерами	110 ±0,5 мм
Напрямок потоку газу	--> (зліва на право)

Визначена витрати газу при роботі обладнання

Споживання газу номінальне плитою ПГ-4 становить:

$$V_1 = \frac{3,6 \cdot Q_1}{\eta \cdot Q_p^H}, \text{ м}^3/\text{ГОД}, \quad V_1 = \frac{3,6 \cdot 12}{34} = 1,27 \text{ м}^3/\text{ГОД}.,$$

ВПГ:

$$V_2 = \frac{3,6 \cdot Q_2}{\eta \cdot Q_p^H}, \text{ м}^3/\text{ГОД}., \quad V_2 = \frac{3,6 \cdot 20}{0,83 \cdot 34} = 2,6 \text{ м}^3/\text{ГОД}.$$

$$\Sigma V = V_1 + V_2, \text{ м}^3/\text{ГОД}., \quad \Sigma V = 1,27 + 2,6 = 3,87 \text{ м}^3/\text{ГОД}.$$

Розрахункова витрата:

$$V_p = K_{sim} \cdot \Sigma V, \text{ м}^3/\text{ГОД}., \quad V_p = 0,7 \cdot 3,87 = 2,71 \text{ м}^3/\text{ГОД}.$$

4. Перепад тиску в системі $\Delta P_p = 600$ Па.

Гідравлічний опір:

ВПГ $\Delta P_1 = 100$ Па, лічильника G4 $\Delta P_2 = 150$ Па. .

Перепад тиску::

$$\Delta P_{pl} = \Delta P_p - \Delta P_1 - \Delta P_2, \text{ Па}, \quad \Delta P_{pl} = 600 - 100 - 150 = 350 \text{ Па.}$$

Розрахункова довжина магістралі:

$$L_{p_i} = L_i \left(1 + \frac{\alpha_i}{100}\right), \text{ м}, \quad L_{p_{14-15}} = 1,6 \cdot \left(1 + \frac{450}{100}\right) = 9 \text{ м.}$$

Розрахункова витрата на ділянці:

$$V_{p_i} = K_{sim} \cdot \sum V_n, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad V_{p_{14-15}} = 1 \cdot 2,6 = 2,6 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Середня питома втрата тиску:

$$\bar{R} = \frac{\Delta P_{pl}}{\sum L_p}, \text{ Па/м}, \quad \bar{R} = \frac{350}{172} = 2 \text{ Па/м.}$$

Результати гідравлічного розрахунку внутрішньобудинкової мережі наведено в табл. 1.15.

Сумарний опір газопровідної мережі: $\sum \Delta P_p = 322$ Па.

Гідростатичний тиск для вертикальних ділянок:

$$\Delta P_r = \pm hg(\rho_n - \rho_r), \text{ Па}, \quad \Delta P_r = 14 \cdot 9,81(1,21 - 0,73) = 65,9 \approx 66 \text{ Па.}$$

Сумарні втрати тиску у вуличній і внутрішній мережі:

$$\sum \Delta P_1 = 322 + 100 + 150 - 66 = 506 < 600 \text{ Па.}$$

Сумарні втрати тиску не перевищують рекомендованого значення.

Тиск газу перед пальниками газових приладів:

$$P_n = 1800 - 506 = 1294 > 1200 \text{ Па,}$$

що відповідає рекомендованим значенням.

Таблиця 1.10.

Гідравлічний розрахунок дворових і внутрішньобудинкових газопроводів

№ ділянки	Номін. витрата газу $\sum V, \text{ м}^3/\text{год.}$	Кількість квартир N, шт.	Коефіцієнт k_{sim}	Розрахункова витрата газу $\sum V_p, \text{ м}^3/\text{год.}$	Геометрична довжина $L_r, \text{ м}$	Надбавка $\alpha, \%$	Розрахункова довжина $L_r, \text{ м}$	Умовний діаметр $d_y, \text{ мм}$	Пит. втрата тиску R, Па/м	Втрата тиску $\Delta P, \text{ Па}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1-2	619	400	0,15	92,88	16	10	18	125	2	32
2-3	310	240	0,64	198,14	14	10	15	100	1	17
3-4	155	160	0,19	29,41	44	10	48	80	1	58
4-5	155	80	0,19	29,72	22	25	28	50	1	39
5-6	77	40	0,23	17,80	4	25	6	50	4	23
6-7	58	30	0,25	14,51	14	25	17	50	4	60
7-8	39	20	0,28	10,84	6	25	8	50	2	16
8-9	19	10	0,34	6,58	2	25	2	32	3	5
9-10	15	5	0,40	6,19	3	20	3	32	2	7
10-11	12	3	0,48	5,57	3	20	3	32	1	5
11-12	8	2	0,56	4,33	3	20	3	32	1	3
12-13	4	1	0,70	2,71	3	20	3	32	3	10
13-14	4	1	0,70	2,71	1,4	450	8	20	3	19
14-15	3	1	1	2,60	1,6	450	9	20	4	31
							$\sum 172$			322

Розділ 2. Заходи підвищення енергоефективності системи газопостачання

2.1. Підвищення енергоефективності системи газопостачання за рахунок зниження споживання електроенергії на захист від корозії

Перспективні напрями підвищення енергоефективності в газорозподілі засновані, як правило, на застосуванні сучасних технологій, обладнання та матеріалів, енергозберігаючі ефекти від впровадження яких визначаються залежно від кількості спожитих паливно-енергетичних ресурсів.

Незважаючи на відносно малу частку у сумарному паливно-енергетичному балансі (від 5% до 9%) щорічне споживання електричної енергії для технологічних потреб газорозподільних підприємств (ГРП) становить від 0,3 до 15 млн кВт-год/рік. Такі значні річні обсяги споживання електроенергії зумовлюють надзвичайну актуальність пошуку шляхів її економії.

При цьому ефективність енергозбереження в міських системах газорозподілу багато в чому залежить від структури встановленої електричної потужності та споживання електроенергії за напрямками її використання.

Структура споживання електричної енергії істотно варіюється залежно від структури системи газопостачання і самого газорозподільного підприємства (міськгаз чи облгаз), де частки окремих груп споживачів можуть становити:

- мережі розподілу газу — від 30 до 50%;
- адміністративні будівлі – від 27 до 57%;
- автотранспортне господарство – від 8 до 11%;
- механічні майстерні та виробничі корпуси - від 1 до 13%;
- склади, магазини та ін. - від 0,5 до 0,6%.

Структура споживання електричної газорозподільного підприємства, яке обслуговує місто, де розташована проектуєма система газопостачання жилмасиву наведена на рис. 3.1.

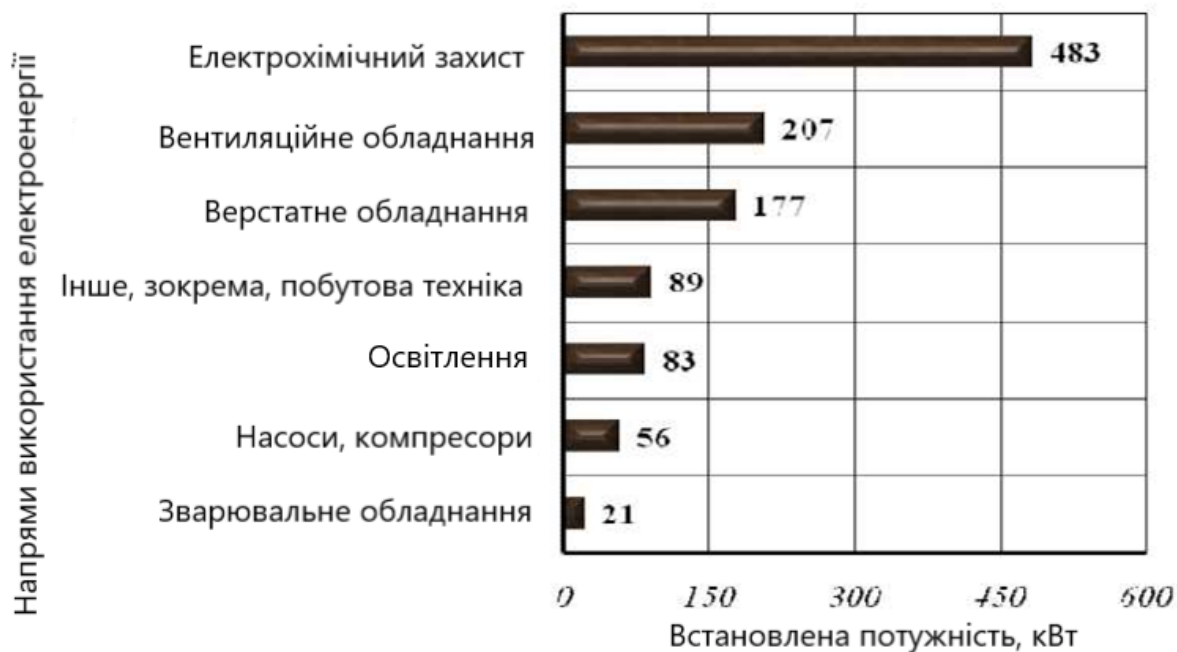


Рис. 2.1. Структура встановленої потужності за напрямками використання електроенергії

З наведеної статистичної інформації видно, що за встановленою електричною потужністю преваюють (близько 43% сумарної потужності) установки електрохімічного захисту (ЕХЗ): катодні станції та посилені дренажі.

Проведений у процесі енергетичних обстежень аналіз експлуатованих у станцій катодного захисту (СКЗ) показує, що близько 56,5% СКЗ є сучасним обладнанням на базі ПКЗ-АР, у складі якого 72,4% оснащені блоками телемеханіки, що значно підвищує ефективність захисту сталевих підземних газопроводів

Разом з тим, на 43,5% СКЗ використовується застаріла елементна база, включаючи застосування силових трансформаторів, споживання електроенергії якими значно вище, ніж у сучасних станцій нового покоління

(ПКЗ-АР, СКЗ-УПК та аналогічних).

Оснащеність СКЗ приладами обліку електричної енергії в обстежених ГРП становить лише 59%, що ускладнює визначення фактичного споживання електроенергії та оцінку енергоефективності роботи станцій катодного захисту.

У зв'язку з цим актуальним завданням є впровадження як енергозберігаючих рішень катодних станцій нового покоління типу ПКЗ-АР, СКЗ-УПК та ін., які спочатку були оснащені блоками телемеханіки та приладами обліку електричної енергії.

2.2. Переваги катодних станцій нового покоління

Основними перевагами станцій катодного захисту нового покоління, що дають змогу отримати енергозберігаючий ефект, є:

- модульна структура, що дозволяє забезпечити нарощування вихідної потужності шляхом під'єднання додаткових модулів джерел струму;
- робота в режимі автоматичної підтримки поляризаційного (сумарного) потенціалу або захисного струму;
- високий ККД (щонайменше 90%);
- висока точність підтримання заданого параметра (не гірше 1%);
- забезпечення за необхідності автоматичного виходу робочий режим резервного модуля (якщо він попередньо підключений до станції) чи виведення його у режим резерва;
- можливість підключення станції до різноманітних систем телемеханіки;
- захист від короткого замикання у вихідному ланцюжку та відновлення працездатності після усунення замикання;
- автоматичний вихід на робочий режим після зникнення та подальшого виникнення напруги в мережі живлення.

2.3. Визначення енергоспоживання СКЗ

Зважаючи на те, що споживання електричної енергії станціями катодного захисту нового покоління автоматично змінюється протягом доби, в процесі проведення енергетичного обстеження було визначено середньодобове споживання для станцій типу ПКЗ-АР потужністю 2 кВт.

Дані про споживання електроенергії та режими роботи (вихідний струм і напруга, захисний потенціал, режим станції: струм або потенціал) були отримані каналами телеметрії для 12 зазначених станцій за період 6 діб.

На рис. 2.2 та 2.3 показані графіки зміни добового споживання електричної енергії вибірково для двох станцій, що працюють у режимі автоматичного підтримання захисного потенціалу (рис. 2) та у режимі захисного струму (рис. 2.3).

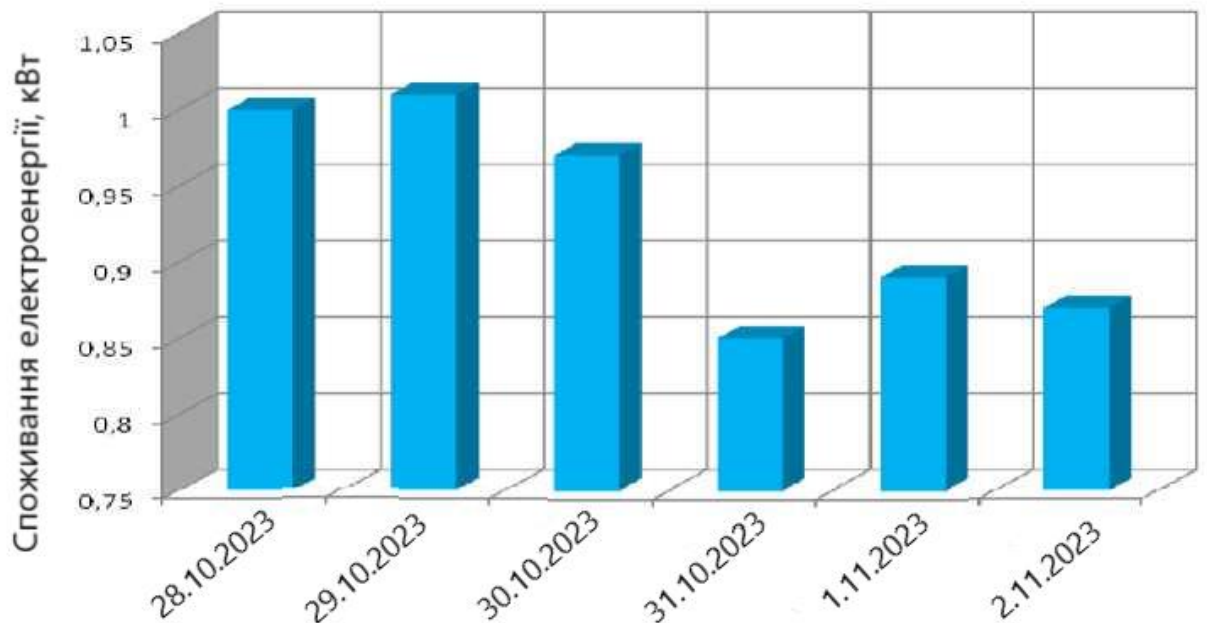


Рис. .2.2. Добове споживання електроенергії для обстеженої СКЗ, що працює в режимі автоматичної підтримки поляризаційного потенціалу

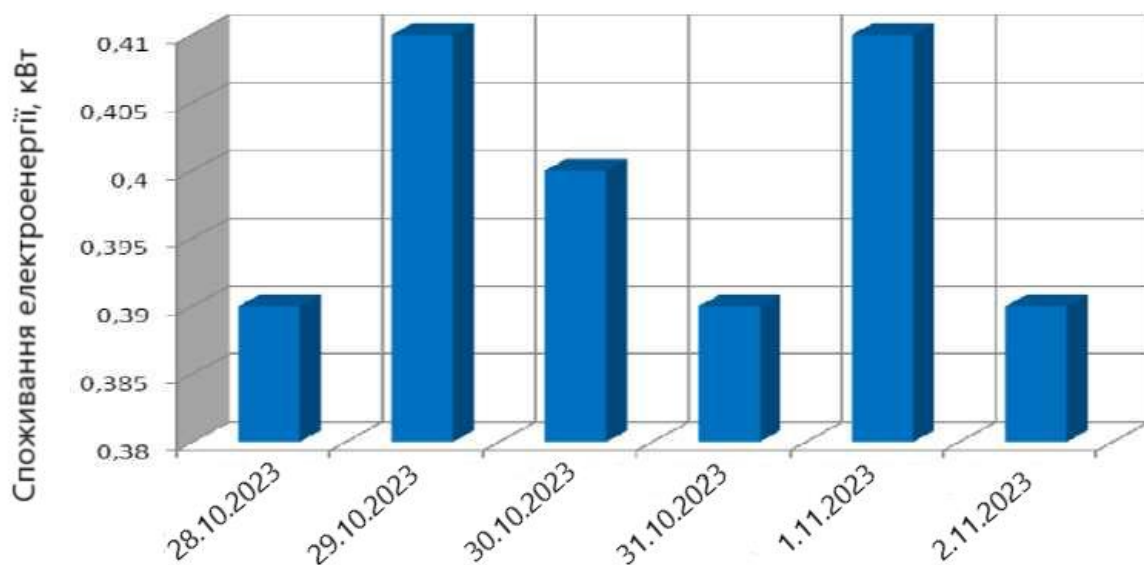


Рис. 2.3. Добове споживання електроенергії для обстеженої СКЗ, що працює в режимі автоматичної підтримки захисного струму

Як показали спостереження, режим роботи станції катодного захисту істотно визначає середньодобове споживання електричної енергії, яке може змінюватися навіть у ширших межах, ніж показано на рисунках 2 і 3 (від 0,4 до 3,0 кВт-год).

Отримана таким чином величина середньодобового споживання електроенергії станціями катодного захисту типу ПКЗ-АР (1,55 кВт•год на добу) використовувалася для обґрунтування економічного ефекту від заміни застарілих катодних станцій на нові.

2.4. Оцінка ефективності впровадження енергозберігаючої технології

Проведено оцінку ефективності впровадження сучасної технології електрохімічного захисту від корозії підземних сталевих газопроводів на базі системи газопостачання міста, де працюють 152 станції катодного захисту нового покоління (типу ПКЗ-АР) та 117 станцій старого зразка, з яких 8 передбачається замінити на нові.

Розрахунки виконані відповідно до «Методики з оцінки ефективності впровадження енергозберігаючих технологій у газорозподільному секторі» ВАТ «Діпрогаз», 2020 р.

Орієнтовно річне споживання електроенергії для станцій нового покоління (однієї та всіх 152 шт.) становить:

$$E_1^{\text{нов}} = 1,55 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{добу} \cdot 365 \text{ діб}/\text{рік} = 0,566 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}/\text{рік};$$

$$E_{\Sigma}^{\text{нов}} = 0,566 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}/\text{рік} \cdot 152 \text{ шт.} = 85,994 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}.$$

При сумарному річному споживанні електроенергії всіма станціями катодного захисту в ГРП, який становив у 2023 році 322,4 тис. кВт·год, на решту 117 станцій старого зразка і кожену з них окремо припадає:

$$E_{\Sigma}^{\text{стар}} = 322,400 - 85,994 = 236,406 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}/\text{рік};$$

$$E_1^{\text{стар}} = 236,406 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}/117 = 2,021 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}.$$

Річна економія електричної енергії при заміні застарілих станцій катодного захисту на нові станції (для однієї та всіх 85 шт.) складає:

$$\Delta E_1 = E_1^{\text{стар}} - E_1^{\text{нов}} = 2,021 - 0,566 = 1,455 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}/\text{рік};$$

$$\Delta E_{EE} = 1,455 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}/\text{рік} \cdot 85 \text{ шт.} = 123,675 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}.$$

Річна економія витрат на оплату електроенергії визначається відповідно до формули:

$$\Delta П_{EE} = \Delta E_{EE} \cdot T_{EE} = 123,675 \text{ тис. кВтг}/\text{рік} \cdot 5,6 \text{ грн.}/\text{кВт-год} = 692,58 \text{ тис. грн.} / \text{Рік},$$

де T_{EE} - тариф на споживану електроенергію, грн. / кВт-год.

Індекс терміну окупності капіталовкладень у цей енергозберігаючий захід T_{OK} , років, становитиме:

$$T_{OK} = \frac{K}{\Delta П_{EE}} = \frac{6150,43}{692,58} = 8,8 \text{ років}$$

де K - капітальні вкладення (інвестиції) в даний енергозберігаючий захід, грн.

Вихідні дані та результати розрахунку ефективності цього заходу зведені до табл. 2.1.

Таблиця 2.1.

Результати розрахунку ефективності застарілих станцій катодного захисту на станції нового покоління типу ПКЗ-АР

Найменування	Позначення	Одиниця виміру	Величина
<i>Вихідні дані для розрахунку</i>			
Кількість станцій, що підлягають заміні	$n_{СКЗ}$	шт.	85
Середньодобове споживання електроенергії однією застарілою	$E_{СКЗ}^{стар}$	кВт•год/добу.	5,54
Середньодобове споживання електроенергії однією катодною	$E_{СКЗ}^{нов}$	кВт•год/добу.	1,55
Річна економія електричної енергії при заміні однієї станції катодного захисту	ΔE_1	тис. кВт•год/рік	1,455
Тариф на споживану електроенергію	T_{EE}	грн./кВт•год	5,6
Капіталовкладення	K	тис. грн.	6150,43
<i>Результати розрахунку</i>			
Річна економія електроенергії	ΔE_{EE}	тис.	123,675
Річна економія витрат на електроенергію	$\Delta П_{EE}$	тис. грн. / рік	692,58
Індекс терміну окупності	T_{OK}	років	8,8

2.5. Оцінка ефективності застосування нових ізоляційних матеріалів

Одним із важливих напрямків використання сучасних матеріалів та технологій у мережах газорозподілу є застосування нових ізоляційних матеріалів із тривалим терміном експлуатації для захисту підземних сталевих газопроводів та цокольних введів від корозії.

Такі заходи, як правило, передбачаються у планах реконструкції сталевих газопроводів. Крім збільшення терміну служби сталевих підземних газопроводів, використання нових ізоляційних матеріалів дозволяє зменшити споживання електроенергії на електрохімічний захист.

Енергозберігаючий ефект при цьому виражається різницею в

споживанні електроенергії станціями катодного захисту для двох зіставних випадків:

- при ізоляції сталевого підземного газопроводу з використанням традиційних захисних покриттів (наприклад, мастичних бітумних з армуючими шарами або без них), що мають обмежений термін служби;

- при застосуванні нових ізоляційних матеріалів з тривалими термінами служби (наприклад, на основі екструдованого поліетилену, поліпропілену, термоусаджувальних матеріалів, липких полімерних стрічок, стрічок полімерно-бітумних або полімерно-асмольних та ін.).

Економічна ефективність цього заходу оцінюється так.

Річна економія електроенергії ΔE_{EE} , кВт-год/рік, складе:

$$\Delta E_{EE} = (N_{СКЗ}^{трад} - N_{СКЗ}^{нов}) \cdot \tau_{\phi}$$

де $N_{СКЗ}^{трад}$ — потужність, споживана катодними станціями при використанні традиційних ізоляційних матеріалів, кВт;

$N_{СКЗ}^{нов}$ — те ж при застосуванні нових ізоляційних матеріалів, кВт;

τ_{ϕ} — фактична річна тривалість роботи станцій катодного захисту (протягом усього року або лише його частини), год/рік.

Річна економія витрат на електроенергію ΔP_{EE} , грн./рік, визначається відповідно до формули:

$$\Delta P_{EE} = Q_i \cdot T_i = \Delta E_{EE} \cdot T_{EE}$$

де T_{EE} — тариф на споживану електроенергію, грн./кВт-ч.

Цей захід відноситься до умовно безвитратних енергозберігаючих заходів, оскільки капітальні вкладення здійснюються не за програмою енергозбереження, а за програмою реконструкції, при цьому економія електричної енергії є супутнім ефектом.

Розрахунок економічних показників для зазначеного заходу наведено в табл. 2.2.

Таблиця 2.2.

Ефективність заміни традиційних матеріалів на нові при ізоляції
підземних сталевих газопроводів

Найменування	Позначення	Одиниця виміру	Величина
<i>Вихідні дані для розрахунку</i>			
Потужність, яку споживають катодні станції при використанні традиційних ізоляційних матеріалів.	$N_{СКЗ}^{трад}$	кВт	36
Потужність, яку споживають катодні станції при застосуванні нових ізоляційних матеріалів.	$N_{СКЗ}^{нов}$	кВт	32,4
Фактична річна тривалість роботи станцій катодного захисту	τ_{ϕ}	год/рік	8760
Тариф на споживану електроенергію	T_{EE}	грн./кВт•год	5,6
<i>Результати розрахунку</i>			
Річна економія електроенергії	ΔE_{EE}	тис.кВт•год/рі	31,536
Річна економія витрат на електроенергію	ΔP_{EE}	тис. грн. / рік	176601,6

Наведені вище приклади застосування нових технологій та матеріалів, що дозволяють підвищити енергоефективність катодних станцій електрохімічного захисту, показали, що для досягнення економії електричної енергії потрібні значні капітальні витрати.

Водночас енергетичні обстеження ГРП свідчать про те, що інші напрями підвищення енергоефективності (у системах електричного освітлення, електроприводах різного призначення та ін.) не дають значного зниження річного споживання електричної енергії.

Таким чином, застосування сучасних технологій та матеріалів у мережах газорозподілу є визначальним фактором енергозбереження для системи електропостачання та електроспоживання.

Розділ 3. Застосування когенераційних установок

3.1 Загальні положення про когенерацію

Основним елементом комбінованого джерела електроенергії і тепла, в подальшому когенераторі (когенераційної установки), є первинний газовий двигун внутрішнього згоряння з електрогенератором на валу. При роботі двигун-генератора утилізується тепло газовихлопу, масляного холодильника і охолоджуючої рідини двигуна. При цьому в середньому на 100 кВт електричної потужності споживач отримує 150-160 кВт теплової потужності у вигляді гарячої води 90 °С для опалення та гарячого водопостачання.

Таким чином, когенерація задовольняє потреби об'єкта в електроенергії і низькопотенційному теплі

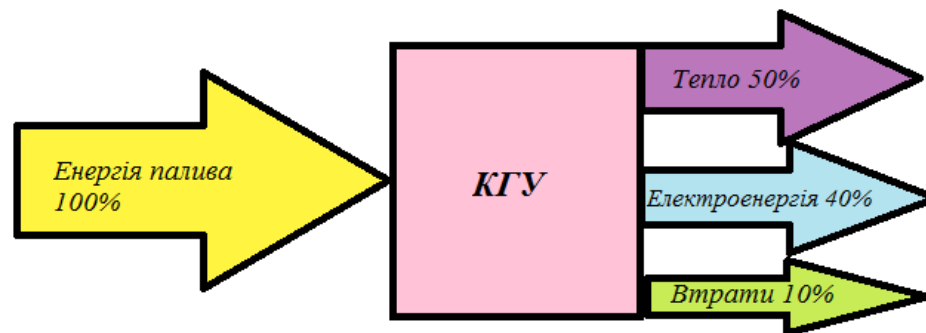


Рис. 3.1. Схема розподілу енергії в когенераційній установці

Основна перевага когенеративних систем перед звичайними полягає в тому, що перетворення енергії відбувається з більшою ефективністю, чим досягається істотне скорочення витрат на виробництво одиниці енергії.

Звичайний (традиційний) спосіб отримання електричної і теплової енергії полягає в їх роздільній генерації (електростанція і котельня). При цьому значна частина енергії первинного палива не використовується. Можна значно зменшити загальне споживання палива шляхом застосування когенерації (спільного виробництва електроенергії та тепла).

Когенерація є комбіноване виробництво електричної (або механічної і теплової енергії з одного і того ж первинного джерела енергії. Вироблена

механічна енергія може використовуватися для підтримки роботи допоміжного обладнання, такого як компресори і насоси. Теплова енергія може використовуватися як для опалення, так і для охолодження. Холод проводиться абсорбційним модулем, який може функціонувати завдяки гарячій воді, пару або гарячим газам.

При експлуатації традиційних (парових) електростанцій, у зв'язку з технологічними особливостями процесу генерації енергії, велика кількість виробленого тепла скидається в атмосферу через конденсатори пара, градирні і т.п. Більша частина цього тепла може бути утилізована і використана для задоволення потреб теплових, це підвищує ефективність з 30-50% для електростанції до 80-90% в системах когенерації.

Таблиця 3.1.

Порівняння між когенерацією та роздільним виробництвом електрики і тепла



Основні умови для успішного застосування когенераційної технології:

1. При використанні когенераційної установки в якості основного джерела енергії, тобто при завантаженні 365 днів у році, виключаючи час на планове обслуговування.

2. При максимальному наближенні когенераційної установки до споживача тепла та електроенергії, у цьому випадку досягаються мінімальні втрати при транспортуванні енергії.

3. При використанні найбільш дешевого первинного палива – природного газу.

Найбільший ефект застосування когенераційної установки досягається при її роботі паралельно із зовнішньою мережею.

При цьому можливий продаж надлишків електроенергії, наприклад, у нічний час, а також під час проходження годин ранкового та вечірнього максимумів електричного навантаження. За таким принципом працюють 90% когенераторів в країнах ЄС.

3.2. Застосування когенераційних установок

У разі використання системи когенерації споживач застрахований від перебоїв у централізованому енергопостачанні, час від часу виникають внаслідок воєнних дій, зносу основних фондів в електроенергетиці, природних катаклізмів тощо.

Розташування енергоцентру в безпосередній близькості від споживача передбачає те, що енергоцентр знаходиться в зоні безпеки конкретного підприємства, і енергопостачання залежить тільки від споживача.

Розподілені (автономні) джерела енергії, подібні системам когенерації, знижують вразливість інфраструктури енергетики. Станції когенерації, розсіяні території, менш вразливі до умисного і природного руйнування, ніж великі центральні електростанції.

Когенерація в основному працює на природному газі та інших видах палива, тобто не вимагає екстраординарних заходів щодо забезпечення паливом.

Максимальний ефект застосування когенераторних установок досягається на наступних міських об'єктах:

1. Власні потреби котелень (від 50 до 600 кВт).

При реновації котелень, а також при новому будівництві джерел теплової енергії вкрай важливим є надійність електропостачання власних потреб теплоджерела. Застосування газового когенератора (газопоршневого агрегату) виправдане тим, що він є надійним незалежним джерелом електроенергії.

2. Лікарняні комплекси (від 600 до 5000 кВт).

Ці комплекси є споживачами електроенергії і тепла. Наявність у складі лікарняного комплексу когенератора дає подвійний ефект: зниження витрат на енергозабезпечення та підвищення надійності електропостачання відповідальних споживачів лікарні - операційного блоку та блоку реанімації за рахунок введення незалежного джерела електроенергії.

3. Спортивні споруди (від 1000 до 9000 кВт).

Це, перш за все, басейни та аквапарки, де затребувані і електроенергія, і тепло. У цьому випадку когенераційна установка покриває потреби в електроенергії, а тепло скидає на підтримку температури води.

4. Електро- та теплопостачання об'єктів будівництва в центрі міста (від 300 до 5000 кВт).

З цією проблемою зустрічаються компанії, провідні реновацію старих міських кварталів. Вартість підключення таких об'єктів до інженерних мереж міста в ряді випадків порівнянна з обсягом інвестицій у власне когенераційне джерело, однак в останньому випадку власником джерела залишається компанія, що приносить їй додатковий прибуток при експлуатації житлового комплексу.

5. Газорозподільні станції і газорегуляторні пункти.

Когенераційна установка, як джерело електричної енергії, дозволить забезпечити надійність роботи обладнання ГРС (ГРП), яке потребує наявності електричного живлення. Особливу актуальність наявності автономної генерації електричної і теплової енергії набуло в сучасних умовах, коли

внаслідок обстрілів рф почастишали випадки відключень в системі електропостачання.

6. Катодні станції.

Для забезпечення роботи катодних станцій потрібна електрична енергія, яка може бути отримана від когенераційних установок.

Джерелом енергії для когенераційних установок є газ, який має економічні переваги перед іншими видами палив: відносна дешевизна, мобільність і доступність.

Когенерація дозволяє утриматися від непотрібних і економічно неефективних витрат на засоби передачі енергії, до того ж виключаються втрати при транспортуванні енергії, так як енергогенеруюче обладнання встановлено в безпосередній близькості від споживача.

Значне і швидке зниження емісій шкідливих речовин приносить істотну користь не тільки в екологічному контексті. Також має місцеморальне й економічне задоволення подібних зусиль: зниження або повне позбавлення від штрафів, гранти, податкові пільги, зняття багатьох екологічних обмежень.

Когенерація зменшує витрати на паливо / енергію - ККД виробництва енергії з первинного палива збільшується в 2-3 рази, споживачі скорочують витрати на паливо на дві третини і отримують можливість ефективного застосування утилізованого тепла (сушіння, охолодження, кондиціонування і тощо).

У процесі роботи когенераційної установки виробляється електрика, пара і гаряча вода. Це дає можливість використовувати когенераційні електростанції не тільки в якості генераторів електроенергії, але і як установки для опалення і гарячого водопостачання приміщень.

За рахунок такої високої ефективності і зростання тарифів великих теплоенергетичних компаній когенераційні установки окупаються досить

швидко. Також варто підкреслити вигідність когенераційних електростанцій в плані капітальних вкладень.

Найбільшими виробниками когенераторних установок на сьогоднішній день є: Caterpillar, Deutz AG, General Electric, GE Jenbacher, Kawasaki, MAN B & W, Mitsubishi Heavy Industries, Ltd., Solar Turbines, Turbomach SA, Wartsila, Waukesha Engine Division.

3.3. Газопоршневі когенераційні установки

Газопоршневі когенераційні установки на базі двигунів серії G 3500 Caterpillar виробництва США ТОВ «Енерго-Альтернатива» з модельним рядом потужностей: 500 кВт, 770 кВт, 1000 кВт, 1200 кВт, 1500 кВт, 2000 кВт.

Таблиця 3.2

Основні технічні характеристики когенераційних установок

Параметри	Од. вим.	«ЕА-500»	«ЕА-770»	«ЕА-1000»	«ЕА-1200»	«ЕА-1500»	«ЕА-2000»
Номінальна електрична потужність	кВт	519	770	1030	1165	1460	2016
Максимальна теплова потужність	кВт/Гкал	653 0,56	1010 0,86	1256 1,1	1385 1,19	1852 1,59	2372 2,03
К.К.Д. електричний	%	38,1	37,2	37,4	39,5	38,3	40
К.К.Д. тепловий	%	47,9	48,9	50,3	46,6	48,5	47,1
К.К.Д. сумарний	%	86	86,1	87,7	86,1	86,8	87,1
Витрата газу при 100% потужності	м3/год	144	219	292	314	404	553
Витрата газу при 75% потужності	м3/год	113	171	229	244	313	412
Витрата газу при 50% потужності	м3/год	81	123	162	174	223	287
Теплотворність газу	МДж/м3	34	34	34	34	34	34
Робочий тиск газу	кПа	10~20	10~20	10~20	10~20	10~20	10~20

Для покриття більшого електричного навантаження на одному об'єкті, можливе використання декількох паралельно працюючих установок в складі енергосистеми.

У стандартному виконанні когенераційні установки оснащені синхронним генератором на напругу 0,4 кВ, 6,3 або 10 кВ і призначені для роботи паралельно із зовнішньою електричною мережею.

Можливі різні виконання когенераційних установок (когенераторів):



Рис. 3.2. КГУ змонтована відкрито на рамі для розміщення в пристосованому приміщенні



а



б

Рис. 3.3. Виконання КГУ: а - в шумоізоляційному кожусі; б - в шумоізоляційному контейнері для розташування на відкритому повітрі

Стандартна комплектація пропонованих когенераційних установок:

- газовий двигун в блоці з синхронним генератором на рамі і акумуляторами;
- шумоізолюючий кожух або контейнер з примусовою вентиляцією;
- технологічний блок утилізації тепла для видачі теплової потужності (Теплообмінник контуру охолодження двигуна, теплообмінник-утилізатор вихлопних газів, газовихлопу з глушником та байпасній лінією);
- шафа управління з мікропроцесорним блоком;
- шафа силовий для видачі електричної потужності;
- балансові радіатори охолодження паливної суміші та охолодження двигуна;
- системи автоматичної доливки і сепарації масла.

За додатковим замовленням газові міні електростанції можуть комплектуватися каталізаторами для зниження шкідливих викидів СО або окремої моделлю двигуна з викидом NOx за стандартом 1/2TAluft.

3.4. Умови безперебійної роботи когенераційного обладнання

Режим роботи

Уникати тактового режиму роботи (частого включення/виключення), за необхідності передбачити встановлення буферної ємності. Співвідношення кількості годин експлуатації та кількості пусків повинно бути більше 2, тобто на один пуск має припадати мінімум дві години роботи модуля (чим більшим є це співвідношення, тим краще).

Приміщення для установки

Передбачити шумоглушники для відхідних газів та відхідного повітря на критичних, з точки зору шумового навантаження, об'єктах. Завжди необхідно використовувати еластичні з'єднання (компенсатори). Слідкувати за дотриманням розмірів та прокладкою каналів відхідного повітря, відхідних газів (втрати тиску, умовний прохід, рівень звукового навантаження).

Встановлювати когенераційний модуль на вібропоглинаючі опори, які входять в комплект поставки, з метою зменшення корпусного механічного шуму. Не встановлювати установку в одному приміщенні з холодильною машиною, в якій холодоагентом слугує аміак NH₃.

Система теплопостачання

Забезпечити постійну та достатню об'ємну витрату мережевої води.

Запобігти відключенню модуля через занадто високу температуру мережевої води в зворотній магістралі.

Температура мережевої води у зворотній магістралі не повинна перевищувати 65 °C для автономного та 70 °C для паралельного режиму роботи установки з зовнішньою електричною мережею.

Пристрій підвищення температури теплоносія на зворотній магістралі необхідно встановити якомога ближче до модуля.

Функція режиму резервного джерела електроживлення не може використовуватися у випадку роботи когенераційної установки з абсорбційною холодильною машиною.

Система вентиляції

Забезпечити подачу попередньо не підігрітого повітря, яке не містить пилу та галогенів (фтору F та хлору Cl), для охолодження модуля та процесу горіння. Забезпечити достатню подачу свіжого припливного повітря, а також надійний відвід відхідного повітря.

Паливо

Дотримуватися динамічного тиску газу від 25 до 50 мбар та метанового числа ≥ 80 (метанове число – за аналогією з октановим числом бензину – не плутати з вмістом метану).

Відхідні гази

Передбачити достатній переріз лінії відводу продуктів згорання, максимальна швидкість потоку не повинна перевищувати 10 м/с.

Використовувати допустимі для цього типу конструкції трубопроводи відхідних газів з товщиною стінки не менше 1 мм, з нержавіючої сталі, а також застосовувати герметичні з'єднання окремих частин, розраховані на коливання тиску до 5 000 Па.

Необхідно забезпечити вільне відведення конденсату з нахилом не менше 3% через сифон (U-подібна труба) висотою приблизно 150 мм для запобігання виходу відхідних газів із вихідного штуцера конденсату.

Конденсат

Конденсатопровід Ду25 повинен бути виконаний з кислотостійкого та жаростійкого матеріалу, наприклад, з нержавіючої сталі або пластику.

Конденсатопровід має приєднуватися за допомогою еластичних з'єднань (наприклад, компенсаторів) до когенераційного модуля, а також повинен бути – в будь-якому випадку, розрахований на гасіння корпусного шуму.

Електрообладнання

Когенераційна установка виробляє трифазний змінний струм напругою 400 В і частотою 50 Гц. З міркувань безпеки вона оснащена чутливими електричними пристроями для захисту мережі, які реагують на асинхронні навантаження в мережі відповідно до приписів. Аварійна зупинка когенераційного модуля не є несправністю установки.

Неправильне визначення параметрів електричного навантаження для роботи в режимі резервного джерела електроживлення може призвести до відключення модуля через перенавантаження (індуктивний або ємнісний пусковий струм має значення, які до 20 раз перевищують значення номінального струму, і призводять до перевантаження когенераційної установки).

У будь-якому випадку слід уникати відключення модуля під час повного навантаження, оскільки деталі (конструктивні елементи) піддаються максимальним механічним навантаженням.

Модулі когенераційної установки повинні підключатися через заземлений кабель до шини вирівнювання потенціалів, яка надається замовником.

Технічне обслуговування та експлуатаційні матеріали

Регулярне технічне обслуговування і огляд повинні здійснюватися кваліфікованим персоналом. Ми рекомендуємо укласти договір на проведення технічного обслуговування.

Усунення крапельних витоків, утилізація відпрацьованого мастила належним чином, регулярні перевірки трубопроводів конденсату та відхідних газів.

В разі тривалих перерв у роботі модуля, після зупинки слід від'єднати акумуляторні батареї, а якщо час перерви у роботі перевищує 24 тижні, слід законсервувати модуль.

3.5. Концепції регулювання роботи когенераційного обладнання

Таблиця 4.3.

Кількість когенераційних модулів

Одномодульна когенераційна установка		Багатомодульна когенераційна установка	
Використовується для покриття базового теплового навантаження об'єкта?		Використовується для покриття базового теплового навантаження об'єкта?	
так	ні	так	ні
Пріоритетне виробництво тепла:	Пріоритетне виробництво тепла або струму:	Пріоритетне виробництво тепла:	Пріоритетне виробництво тепла або струму:
1. Автоматичне регулювання теплової потужності модуля* 2. Регулювання потужності за рівнем води в буферній ємності	1. Регулювання потужності когенераційного модуля 2. Регулювання споживання електричного струму з мережі	1. Система дистанційного управління КГУ (МММ) 2. Зовнішня система дистанційного управління	1. Система дистанційного управління КГУ (МММ) 2. Зовнішня система дистанційного управління

3. Система дистанційного управління КГУ (МММ)	3. Система дистанційного управління КГУ (МММ)		
4. Зовнішня система дистанційного управління	4. Зовнішня система дистанційного управління		

* Автоматичне регулювання теплової потужності когенераційного модуля залежно від температури мережевої води в зворотній магістралі (серійне виконання).

Альтернативно когенераційний модуль може запускатися або зупинятися від зовнішнього сигналу, а також регулювати електричну потужність за допомогою сигналу 0-10 В в діапазоні від 50 до 100% (що відповідає приблизно 60 – 100% теплової потужності).

Регулювання потужності

Основним завданням регулювання потужності є регулювання номінальної потужності в діапазоні допустимих заданих значень. Регулювання потужності активно тільки в автоматичному режимі, коли модуль підключений до мережі.

Контроль мережі

Завдання полягає у швидкому відключенні модуля від мережі при збоях в мережі. При підключенні необхідно дотримуватися технічні умови німецьких підприємств по енергопостачання.

Аварійне відключення в результаті збою в мережі не є несправністю або збоєм.

Дистанційний контроль

Для дистанційного контролю установки КГУ в якості додаткового устаткування можна замовити модем дистанційного контролю Telecontrol.

Система внутрішнього регулювання має інтерфейс RS 232 для передачі повідомлень і вимірних значень. В якості опції існує можливість для

дистанційного контролю модуля КГУ через модем дистанційного контролю Telecontrol.

Через модем дистанційного контролю Telecontrol система регулювання КГУ самостійно передає сигнали про несправності або про періодичність ТО або на комп'ютер, або на телефон, або висилає телефакс на заданий номер. Крім того, дана система дистанційного контролю дозволяє переглядати повідомлення в пристрої для архівування повідомлень. На випадок непостійного відбору тепла необхідно запланувати буферний накопичувач тепла. При виборі/скасування модуля КГУ рекомендується керуватися показаннями системи регулювання рівня заповнення буферного накопичувача тепла.

Модем дистанційного контролю Telecontrol Classic, встановлений на КГУ, автоматично передає сигнал про несправності в сервісний центр, по вибором або на комп'ютер, або по факсу, або на мобільний телефон. Система складається з модему дистанційного контролю (лінія зв'язку від ІРС до КГУ прокладається замовником самостійно) та програмного забезпечення головного ПК.

У системі передбачено додаткове архівування робочих та аварійних сигналів, розраховане майже на 4000 повідомлень. Програмне забезпечення головного ПК має додаткові функції обробки даних, такі як графіки річного виробітку теплової та електричної енергії, якщо для цього передбачені відповідні вимірювальні прилади.

3.6. Розрахунок потреби в тепловій енергії для підбору когенераційної установки

Необхідно підібрати когенераційну установку для забезпечення комунально-побутових потреб (тепловою енергією на опалення і гаряче водопостачання) заводу будматеріалів. Підприємство має такі приміщення:

основний цех, адміністративно-побутового комплекс (АПК), компресорну і трансформаторну підстанції.

Вихідні дані:

1. Розміри (зовнішні) власне цеху бурового інструменту:

довжина (L) – 42,55 м, ширина (B) – 24,55 м, висота (H) – 10,2 м.

2. Розміри (зовнішні) прибудови до власне цеху:

L=42,7 м, B=6,46 м, H=5,76 м.

3. Розміри (зовнішні) адміністративно-побутового комплексу (АПК):

L=96,35 м, B=6,45 м, H=6,1 м.

4. Розміри (зовнішні) цеха:

L=52,8 м, B=24,55 м, H=10,2 м.

5. Розміри (зовнішні) компресорної у складі заводу будматеріалів:

L=13,2 м, B=6,3 м, H=10,2 м.

6. Розміри (зовнішні) трансформаторної підстанції:

L=13,2 м, B=6,3 м, H=10,2 м.

7. Розрахункові температури (зовнішні, природні, статичні):

тн.о.= -24°C – середня температура найбільш холодної п'ятиденки;

тср.н.о.= -1°C – середня температура за опалювальний період;

тн.в.= -9°C – розрахункова температура для вентиляції.

8. Тривалість опалювального періоду – 175 днів.

9. Температура повітря ("t") в приміщеннях (регламентована) твн:

- цеха бурового інструменту $+18^{\circ}\text{C}$;

- прибудови $+10^{\circ}\text{C}$;

- АПК $+20^{\circ}\text{C}$;

- цех $+10^{\circ}\text{C}$;

- компресорної і трансформаторної підстанцій $+5^{\circ}\text{C}$;

- цехів і АПК у вихідні дні і не робочий час $+5^{\circ}\text{C}$.

10. Сума вихідних і святкових днів за опалювальний період – 55.

11. Тривалість роботи цеха за добу – на етапі освоєння виробництва приймаємо однозмінну роботу 8 год.

12. Зовнішні об'єми приміщень, м³:

- цеха:

$$V_{зц} = L \cdot B \cdot H = 42,55 \cdot 24,55 \cdot 10,2 = 10655 \text{ м}^3;$$

- прибудови:

$$V_{зп} = 6,46 \cdot 42,7 \cdot 5,76 = 1588,85 \text{ м}^3;$$

- АПК:

$$V_{зАПК} = (95,35 - 15,5) \cdot 6,45 \cdot 6,1 = 3141,7 \text{ м}^3;$$

- цеха будіндустрії:

$$V_{збі} = 52,8 \cdot 24,55 \cdot 10,2 - (6,3 \cdot 13,2 \cdot 10,2) = 12373,42 \text{ м}^3;$$

- компресорної:

$$V_{зк} = 6,3 \cdot 13,2 \cdot 10,2 = 848,26 \text{ м}^3;$$

- трансформаторної підстанції:

$$V_{зт} = 6,25 \cdot 15,5 \cdot 6,1 = 591 \text{ м}^3;$$

Загальний об'єм приміщень заводу:

$$V_{\Sigma} = V_{зц} + V_{зп} + V_{зАПК} + V_{збі} + V_{зк} + V_{зт} = 10655 + 1588,85 + 3141,7 + 12373,42 + 848,23 + 591 = 29198,2 \text{ м}^3;$$

13. Потік тепла необхідний на опалення приміщень до регламентованих температур:

$Q_{отнб} = q_0 \cdot V_{з} \cdot (t_{вн} - t_{н.о.}) \cdot 10^{-3}$, де $q_0 = (0,6 \dots 1,1)$ Вт/ м³·год – питомий опалювальний показник приміщень;

$V_{з}$ – зовнішній будівельний об'єм приміщення, м³

- цех:

$$Q_{оцб} = (0,6 \dots 1,1) \cdot 10655 \cdot [18 - (-24)] \cdot 10^{-3} = 268,5 \dots 492,3 \text{ кВт/год};$$

- прибудова:

$$Q_{оп} = (0,6 \dots 1,1) \cdot 1588,85 \cdot 34 \cdot 10^{-3} = 32,4 \dots 59,4 \text{ кВт/год};$$

- АПК:

$$Q_{оАПК} = (0,6 \dots 1,1) \cdot 3141,7 \cdot 44 \cdot 10^{-3} = 82,9 \dots 152,1 \text{ кВт/год};$$

- цех:

$$\Phi_{\text{обі}} = (0,6 \dots 1,1) \cdot 12373,42 \cdot 34 \cdot 10^{-3} = 252,42 \dots 462,8 \text{ кВт/год};$$

- компресорної:

$$\Phi_{\text{ок}} = (0,6 \dots 1,1) \cdot 848,23 \cdot 29 \cdot 10^{-3} = 14,8 \dots 27,06 \text{ кВт/год};$$

- трансформаторної підстанції:

$$\Phi_{\text{от}} = (0,6 \dots 1,1) \cdot 591 \cdot 29 \cdot 10^{-3} = 10,28 \dots 18,9 \text{ кВт/год};$$

В зв'язку з технічно-експлуатаційними можливостями обладнання компресорної і трансформаторної підстанції та незначністю тепловтрат на їх опалення з подальшого аналізу їх втрати виведені.

14. Середній потік теплової енергії до приміщень протягом опалювального періоду, кВт/год:

$$\Phi_{\text{ср пр.}} = \Phi_{\text{отнб}} \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.н.о.}}) / (t_{\text{вн}} - t_{\text{н.о.}});$$

- цех:

$$\Phi_{\text{ср оцб}} = (368,5 \dots 492,3) \cdot (18 - (-1)) / (18 - (-24)) = 121,5 \dots 222,7 \text{ кВт/год};$$

- прибудова:

$$\Phi_{\text{ср оп}} = (32,413 \dots 59,422) \cdot 11/34 = 10,5 \dots 19,2 \text{ кВт/год};$$

- АПК:

$$\Phi_{\text{ср оАПК}} = (82,94 \dots 152,06) \cdot 21/44 = 39,6 \dots 72,6 \text{ кВт/год};$$

- цех виробів будіндустрії:

$$\Phi_{\text{ср обі}} = (252,42 \dots 462,8) \cdot 11/34 = 81,7 \dots 149,73 \text{ кВт/год}.$$

15. Обсяги потоку теплової енергії на обігрівання приміщень за опалювальний період (175 діб):

$$Q_{\text{ос}} = \Phi_{\text{от}} \cdot (n-a) \cdot T \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{ср.н.о.}}) + \Phi_{\text{от}} \cdot (t - t_{\text{н.о.}}) \cdot (24 \cdot n - n \cdot T - a \cdot T) / (t_{\text{вн}} - t_{\text{н.о.}}),$$

де n – термін опалювального періоду; a – сума вихідних і святкових днів протягом опалювального періоду; T – тривалість роботи цеха – годин за добу; t – температура (регламентована) повітря в приміщенні в неробочий час, °C; 24 добогодини.

- цех:

$$Q_{oc \text{ цб}} = (268,5 \dots 492,3) \cdot (175-55) \cdot 8 \cdot (18-(-1)) + (268,5 \dots 492,3) \cdot (18-(-1)) \cdot (24 \cdot 175 - 175 \cdot 8 - 55 \cdot 8) / (18-(24)) = 5100149 \dots 935370 \text{ кВт};$$

Середньодобове використання теплової енергії за період опалення:

$$Q_{д1} = (51049 \dots 935370) / 175 = 2915 \dots 5345 \text{ кВт/добу};$$

Погодинне використання теплової енергії за опалювальний період:

$$Q_{пг \text{ д1}} = (2915 \dots 5345) / 24 = 121,5 \dots 222,7 \text{ кВт/год};$$

- прибудови:

$$Q_{oc \text{ оп}} = (32,4 \dots 59,4) \cdot (175-55) \cdot 8 \cdot (10-(-1)) + (32,4 \dots 59,4) \cdot (10-(-1)) \cdot (24 \cdot 175 - 175 \cdot 8 - 55 \cdot 8) / (10-(24)) = 44044 \dots 80744 \text{ кВт};$$

Середньодобове використання теплової енергії за період опалення:

$$Q_{д2} = (44044 \dots 80744) / 175 = 251,7 \dots 461,4 \text{ кВт/добу};$$

Погодинне використання теплової енергії за опалювальний період:

$$Q_{пг \text{ д2}} = (251,7 \dots 461,4) / 24 = 10,5 \dots 19,23 \text{ кВт/год};$$

- АПК:

$$Q_{oc \text{ оАПК}} = (82,9 \dots 152,1) \cdot (175-55) \cdot 8 \cdot (20-(-1)) + (82,9 \dots 152,1) \cdot (20-(-1)) \cdot (24 \cdot 175 - 175 \cdot 8 - 55 \cdot 8) / (20-(24)) = 165913,2 \dots 304180,83 \text{ кВт};$$

Середньодобове використання теплової енергії за період опалення:

$$Q_{д3} = (165913,2 \dots 304180,83) / 175 = 948 \dots 1738,2 \text{ кВт/добу};$$

Погодинне використання теплової енергії за опалювальний період:

$$Q_{пг \text{ д3}} = (948 \dots 1738,2) / 24 = 39,5 \dots 72,42 \text{ кВт/год};$$

- цех виробів будіндустрії:

$$Q_{oc \text{ обі}} = (252,42 \dots 462,8) \cdot (175-55) \cdot 8 \cdot (10-(-1)) + (252,42 \dots 462,8) \cdot (10-(-1)) \cdot (24 \cdot 175 - 175 \cdot 8 - 55 \cdot 8) / (10-(24)) = 342993,34 \dots 628862 \text{ кВт};$$

Середньодобове використання теплової енергії за період опалення:

$$Q_{д4} = (342993,34 \dots 628862) / 175 = 1959,96 \dots 3593,5 \text{ кВт/добу};$$

Погодинне використання теплової енергії за опалювальний період:

$$Q_{пг \text{ д4}} = (1959,96 \dots 3593,5) / 24 = 81,67 \dots 149,73 \text{ кВт/год}.$$

16. Погодинний потік ($Q_{нр \text{ д}}$) тепла по приміщенням цеха бурінструменту, прибудови, АПК та цеху виробів будіндустрії поза робочим

часом і за умови температури в наведених приміщеннях у 5°C відповідно складу (п.9):

- основний цех: 34,73...63,7 кВт/год;
- прибудова: 5,25...9,62 кВт/год;
- АПК: 9,9...18,1 кВт/год;
- цех виробів будіндустрії: 40,8...75 кВт/год.

17. Вентиляційні втрати теплоенергії приймаємо величиною у 15%.

18. Побутові втрати за умови однозмінної роботи у 8 год., 7 рожків душевої, числі ви користувачів гарячої води на один рожок трьох працівників та потоці теплоенергії на одного працюючого 7 кВт протягом 45 хв (0,75 год.) щодоби складуть:

$$Q_{\text{поб}} = 0,75 \cdot 7 \cdot 3 \cdot 7 = 110 \text{ кВт/год.}$$

19. Сумарні втрати теплової енергії в опалювальний період (добові та в найбільш завантажену годину) складають:

19.1 Добові за умови однозмінної роботи (8 год.), 16 годин підтримки в приміщеннях температури в +5°C та вентиляційними витратами 15%:

$$Q_{\text{ос д}\Sigma} = [Q_{\text{д1}} + Q_{\text{д2}} + Q_{\text{д3}} + Q_{\text{д4}} + (Q_{\text{нр д1}} + Q_{\text{нр д2}} + Q_{\text{нр д3}} + Q_{\text{нр д4}}) \cdot 16] \cdot 1,15 + \\ Q_{\text{поб}} = \{(2915...5345) + (251,7...461,1) + (948...1738,2) + (1959,96...3593,5) + \\ [(34,73...63,7) + (5,25...9,62) + (9,9...18,1) + (40,8...75)] \cdot 16\} \cdot 1,15 + 110 = \\ = (8764...15981) \text{ кВт/добу};$$

19.2 Найбільша годинна витрата теплової енергії протягом доби в опалювальний період:

$$Q_{\text{год нб}} = [(121,5...222,7) + (10,5...19,23) + (39,5...72,42) + \\ +(81,7...149,73)] \cdot 1,15 + 110 = 401,2...643,7 \text{ кВт/год.}$$

Висновок:

1. При використанні когенераційної установки типу ЕА-500, номінальною потужністю в 519 кВт та максимальною тепловою потужністю в 653кВт, в опалювальний період з урахуванням керуючих впливів на когенерацію має місце забезпечений енергетичний баланс ($643,7 \leq 653$ кВт).

2. В неопалювальний період необхідно забезпечити використання теплової енергії когенераційної установки або зупинити когенерацію та виконати перехід на використання енергії промислової мережі.

Розділ 4. Технічні рішення по підвищенню надійності системи газопостачання

4.1. Реновація сталевих трубопроводів

Для відновлення сталевих газопроводів застосовуються поліетиленові труби.

Нормативи реновації газопроводів:

N 14408-1 Plastics piping systems for renovation of underground gas supply networks - Part 1: General (Системи полімерних трубопроводів для реновації підземних газових мереж - Частина 1: Загальні положення);

EN 14408-3 Plastics piping systems for renovation of underground gas supply networks - Part 3: Lining with close-fit pipes (Системи полімерних трубопроводів для реновації підземних газових мереж - Частина 3: Укладання з щільно прилеглих труб).

Критерії вибору і докладні характеристики методів реновації газових мереж містяться в нормативі PN-EN 12007-4:2002 «Системи газопостачання - Трубопроводи з максимальним робочим тиском до 16 бар - Частина 4: Детальні практичні рекомендації по реновації».

Введення суцільної труби (sliplining) шляхом втягування всередину відновлюваного трубопроводу полімерної труби (з поліетилену або поліаміду РА 11) меншого діаметру.

Старий сталевий газопровід перетворюється на футляр.

Недоліки:

- зменшення пропускної спроможності газопроводу,
- забезпечення ретельного очищення внутрішньої поверхні,
- можливість перегину труби.

Існує два різновиди цього методу:

- Реновація без відключення подачі газу (live insertion);
- Реновація газопроводу, відключеного з мережі (dead insertion).

Технології передбачають зменшенні діаметра ввідної труби з подальшим її розпрямленням під дією тиску і водяної пари.

Умови перетину з підземними комунікаціями, що потрапляють в зону виконання робіт, повинні погоджуватись із організаціями, які обслуговують ці системи.

Слід враховувати, що поділ сталевих газопроводів на ділянки може погіршити роботу системи антикорозійного електрохімічного захисту. Повинен розроблений перелік заходів захисту від корозії металевих ділянок газопроводів та футлярів.

Для сталевих газопроводів, реконструкція яких здійснюється влаштування електрохімічного захисту обов'язкове.

U – Лайнер

Метод передбачає протягування поліетиленової труби (PE-HD) U-подібної форми, яка потім розправляється. Труба розмотується з барабана за допомогою лебідки і вводиться в газопровід, що відновлюється. Внаслідок U-подібного поперечного перерізу при протягуванні труби потрібно лише невелике тягове зусилля. Розкриття труби відбувається від розігріву парою, що подається під тиском.

Економічність методу U-лайнера характеризується низькими витратами на прокладку і технічними перевагами. Мінімальна тривалість робіт дозволяє проходити ділянки до 600 м без додаткових вузлів з'єднання.

4.2. Встановлення безколодязних газових кранів (БГК)

Перспективним заходом підвищення надійності газової системи міста є заміна газових колодязів на безколодязні газові крани (БГК).

Безколодязний газовий кран це обладнання, встановлення якого підвищить енергоефективність системи газопостачання, зменшать часові та фінансові витрати на підтримання працездатного стану системи.

Встановлення БГК:

- знижує вірогідність витоків газу або пошкоджень газових труб через відсутність фланцевих або інших типів з'єднань;
- дозволяє перекривати подачу газу без вскриття ґрунту;
- займає мало місця (бетонний захисний циліндр прибирають і залишається лише БГК);
- потребує менше фінансових, людських і часових ресурсів для утримання.

БГК – економічніший і довговічніший за звичайні газові колодязі.

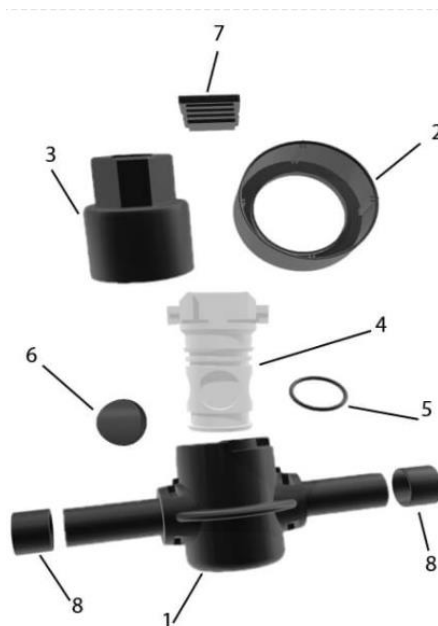


Рис. 4.1. Конструкція БГК

№	Найменування елемента	Матеріал виготовлення елемента
1	Корпус крана	Поліетилен марки ПЕ 100
2	Кришка корпусу	Поліетилен марки ПЕ 100
3	Адаптер крана	Поліетилен марки ПЕ 100
4	Втулка крану	Поліетилен
5	Ущільнюючі кільця	Гума
6	Ущільнююча прокладка корпусу	Гума
7	Заглушка адаптера крана	Поліетилен
8	Заглушка корпусу крана	Поліетилен



Рис. 4.2. Монтажний вузол

Встановлення поліетиленового крана типу PU-32-W не потребує облаштування колодязя, кран типу PU-32-W після монтажу в мережу достатньо засипати ґрунтом, вивівши на поверхню керуючий механізм.

Встановлення поліетиленових підземних кранів типу PU-32-W забезпечує надійне перекриття потоку в газопроводі.

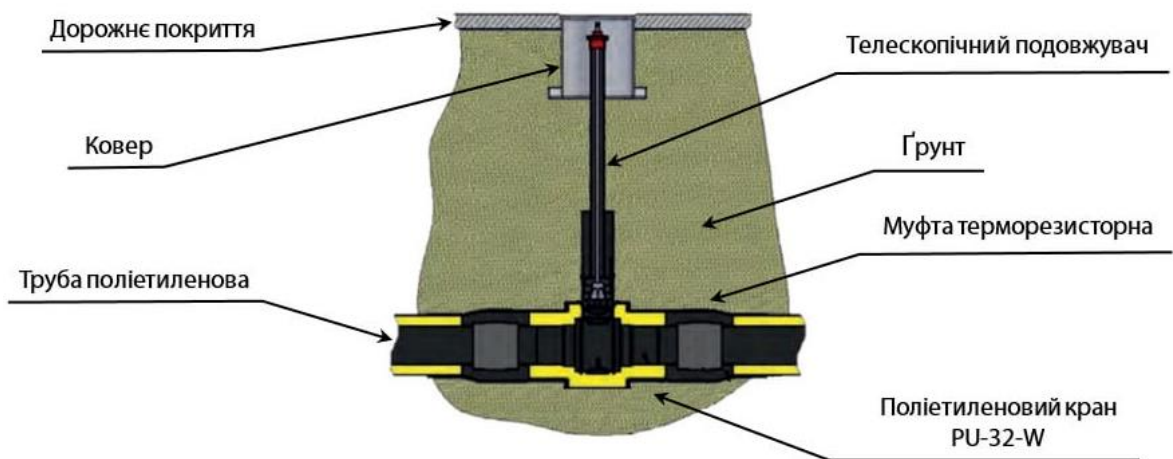


Рис. 4.3. Схема БГК

4.4. Встановлення кульових кранів ПЕ



Рис. 4.4. Кран кульовий ПЕ

Крани кульові для безколядязного встановлення передбачають в якості запірних клапанів на підземних трубопроводах.

Не потребує колодязя для розташування, після установки достатньо засипати ґрунтом і вивести на поверхню механізм керування.

Має високі експлуатаційні характеристики, тривалий термін експлуатації, дозволя. надійно блокувати потік газу.

Переваги ПЕ кульових кранів:

1. Невелика вага значно полегшує монтаж, транспортування, зменшує навантаження на трубопровід;
2. Не вимагає додаткових опор і фіксації при встановленні;
3. Стійкі до електрохімічної корозії;
4. Не утворюють вапняних відкладень на внутрішній поверхні;
5. Термін експлуатації від 15 до 25 років.



Рис. 4.4. Кран кульовий ПЕ Andronaco оснащений телескопічним подовжувачем

Поліетиленовий кульовий клапан (ПЕ) підземної установки Andronaco оснащений телескопічним подовжувачем. Він є частиною поліетиленового трубопроводу, який використовують для відключення однієї або декількох гілок трубопроводу.

Максимально допустимий тиск при використанні в мережах газопроводів становить до 10 атм. Підключається до газопроводу за допомогою стикового зварювання або з використанням електрозварних муфт.

Конструкція дозволяє знизити крутний момент при відкритті клапана з великими перепадами тиску в газорозподільних системах. При використанні подовжувача штоку можливо встановлення кульового крану без колодязя в ґрунт, для чого використовують ковер та опорну плиту під ковер для забезпечення доступу до управління краном на поверхні.

4.5. Встановлення клапанів «Газ-стоп»

Для запобігання великомасштабним витокам ту. викликаним пошкодженнями газопроводів, застосовують при будівництві (а останнім часом - і при ремонті) газорозподільних мереж активний пристрій безпеки - спеціальний автоматичний запірний клапан. Клапан швидко перекриває потік

газу до індивідуальних споживачів у випадку аварії, і забезпечує максимальну безпеку експлуатації газопроводів (рис. 3 та рис. 4).



Рис. 4.5. Клапан «Газ-стоп»

Принцип дії клапана заснований на використанні факторів перепаду тисків і витрат, тобто коли досягається встановлена межа витрати ту і величина різниці тисків, що впливає на замикальний елемент, миттєво починається процес перекривання потоку газу. Наприклад, клапан тину 25/32 (номінальні внутрішній - зовнішній діаметри труби) має тиск на вході 0.025-0.1 бар. Номінальна витрата газу складає 10 м³/год з максимальною втратою тиску 0.0025 бар. При витраті 4 м/год, що є середнім споживанням газу для місцевих ліній, втрата тиску становить 0.0004 бар. Процес перекривання потоку починається при витраті газу 16-18 м/год. Якщо система працює безпосередньо у споживача газу, то перекривання потоку газу відбудеться навіть при мінімальних пошкодженнях, тобто клапан спрацює, якщо пошкодження труби місцевої подачі газу або системи споживача невеликі.

При ремонті місцевої мережі подачі газу з вбудованим клапаном він залишається в положенні, що перекриває потік газу доти, поки пошкодження трубопроводу або витік газу не будуть усунуті. Клапан відкривається тільки після завершення ремонтних робіт і встановлення однакового тиску в основному газопроводі й відгалуженні. Після ремонту трубопроводу й

усунення витoku газу тиск вирівнюється між головною лінією мережі і розподільним газопроводом за допомогою пропускною пристрою.

Механізм клапана розпізнає збільшення потоку газу, викликане механічним пошкодженням або розривом газопроводу. Клапан «Газ-стоп» складається з корпусу (адаптера), проточного корпусу із сідлом клапана та іамнкового елемента з ущільненням і пружиною. Між адаптером і проточним корпусом розміщене профільоване ущільнення



Рис. 4.6. Клапан «Газ-стоп» компанії Pipelife

Клапан складається із:

- 1- адаптера з поліетилену - PE 100;
- 2- запірної частини з поліфенілен-сульфілу - PPS;
- 3- сталеві пружини;
- 4- проточною елемента з поліфенілен-сульфілу - PPS;
- 5- О-подібною або профільною кільця.

Клапан знаходиться усередині трубопроводу й практично ніяк не обмежує потік іазу і при нормативних коливаннях потоку залишається у відкритому стані (рис. 7. а). Як тільки ступінь посилення потоку перевищить попередньо задане значення, клапан автоматично і миттєво ліквідує витік газу (рис. 7. б). По завершенні ремонту пошкодженої ділянки газопроводу, коли рівновага потоку на обидва боки клапана відновиться, пружина клапана поверне його в первісне робоче положення.

Розділ 5. Технологія та організація будівельно-монтажних робіт систем і мереж газопостачання

5.1. Організація монтажу системи газопостачання

5.1.1. Календарне планування виконання робіт

Календарний план (графік) є одним з основних документів організації будівельно-монтажного виробництва, в якому встановлюється технологічна послідовність виконання робіт, їх взаємний зв'язок виконання в часі і просторі, терміни виконання різних робіт і потреби в трудових, технічних, матеріальних і фінансових ресурсах.

Для визначення послідовності робіт і термінів монтажу системи складається проект організації будівництва та проект виконання робіт.

Роботи можуть виконуватися трьома способами: послідовним, паралельним і потоковим.

Послідовний метод неефективний, тому що деяке відставання монтажу сантехнічного обладнання від будівельних робіт може призвести до необхідності визначення натуральних розмірів і затягування часу на підготовку деталей. Паралельний спосіб монтажу полягає в одночасному виконанні будівельних і санітарно-технічних робіт. Поточний метод дає змогу виконувати однорідні види робіт послідовно, а різнорідні — паралельно.

У магістерській роботі прийнято поточний метод виконання робіт, оскільки він поєднує в собі переваги послідовного та паралельного методів — раціональне використання часу та ресурсів.

Заготівля деталей системи газопостачання здійснюється за складальними кресленнями на заготівельному підприємстві. Для полегшення монтажних робіт на об'єкті всі газопроводи виготовлені з неоцинкованої сталі, водо- та газопроводи у вигляді трубних заготовок. Такі трубні заготовки в цехах попередньо засипають ґрунтом. За обмірними ескізами, на яких зображені складальні одиниці, виготовляють трубні заготовки, комплектують їх

фасонними деталями і фасонними деталями і проводять їх випробування, а також випробування всіх складальних одиниць. Трубні заготовки доставляються на об'єкт в контейнерах і в мішках з биркою з назвою цеху виробника, номером поверху і стояка. Фітинги та фасонні частини, не з'єднані з трубами і вузлами, кріпильні деталі, гільзи упаковуються окремо. Вводи газопроводів обладнані пробковими бронзовими вентилями.

5.1.2. Побудова графіка зміни чисельності робітників на об'єкті

Для виконання певного об'єму робіт створюються бригади кваліфікованих робітників, які виконують роботу за визначений період. Їх кількість визначається відповідно до об'ємів виконання робіт і термінів їх завершення згідно заздалегідь складеного календарного плану-графіку. До початку монтажно – збірних робіт бригадир монтажною ділянкою повинен перевірити: знання правил техніки безпеки працівниками, наявність відповідних такелажних ресурсів, наявність приладів, які забезпечують безпечні умови праці, особливо при роботі на висоті, наявність дипломів в працівників, прав на управління механізмами.

Чисельність складу бригади на виконання монтажу системи газопостачання складає 5–8 чол. При правильній організації роботи в бригаді об'єми робіт розподіляються між робітниками відповідно до їх розряду і досвіду роботи.

Чисельність робочої бригади розраховуємо за формулою:

$$Ч=Q_{н}/T_{норм} , \text{чол.}$$

де $Q_{н}$ – нормативна трудоміскість робіт згідно зведеної відомості трудозатрат, люд-дні; $T_{норм}$ – запланований термін виконання робіт, дні.

$$Ч=82.72/12=6.9\approx 7\text{чол.}$$

Кваліфікаційний склад робочої бригади приймаємо:

Бригадир, слюсар-сантехнік, бр. – 1 чол.

Заступник бригадира, сл.-сантехнік, 5р. – 1 чол.

Члени бригади: сл.-сантехнік, 4р. – 5 чол.

5.1.3 Визначення трудових витрат і складання виробничих калькуляцій

Трудомісткість монтажних робіт визначається шляхом складання виробничих калькуляцій трудових затрат на основні роботи по монтажу системи газопостачання.

При складанні виробничих калькуляцій використовуємо специфікацію матеріалів і обладнання і РЕКН (збірником ДСТУ Б Д.2.2 – 2012).

Трудові витрати визначаються в люд-год на розрахований об'єм робіт за формулою:

$$Q_n = V \cdot N_{ч}, \text{ люд-год}$$

де V – об'єм робіт; $N_{ч}$ – норма затрат праці робітника на одиницю вимірювання, люд-год.

Також вказуємо середній розряд робітників, які виконують санітарно-технічні роботи.

В кінці калькуляції визначаємо сумарну величину трудозатрат робітників в люд-годинах і люд-днях по монтажу системи в цілому.

На підставі розроблених виробничих калькуляцій складаємо зведену відомість трудових витрат.

За відомістю визначається величина загальних трудозатрат, за якою потім розраховуватиметься чисельність бригади і складатиметься в подальшому календарний графік виконання робіт.

Нормативна трюдомісткість по об'єкту складає 78 люд-днів.

Згідно до завдання запланований термін виробництва санітарно-технічних робіт складає 12 дні.

5.2. Монтаж газопроводів

Система газопостачання складається із 4 стояків.

Стояки прокладаються строго вертикально.

Монтуються за допомогою зварювання.

У проекті використовують вузли поверхо-стояків заводського виготовлення.

Стояки в місцях перетину з внутрішніми стінами та перегородками прокладаються в гільзах.

Оскільки висота між поверхами не перевищує 3 м, то передбачене одне кріплення на поверх.

Монтаж стояків виконати в такій послідовності:

- а) розмітити місця встановлення стояків;
- б) з'єднати стояки між поверхами зварюванням
- в) установити та вивірити вузли поквартирних підводок;
- г) приєднати підводки.

Відгалуження від магістральних трубопроводів виконуються під прямим кутом.

На відгалуженнях від магістральних трубопроводів до вертикальних ділянок після кранів встановлюються згони.

Магістральні трубопроводи монтуються за допомогою зварювання.

При проходженні будівельних конструкцій трубопроводи прокладаються в гільзах.

5.2.2. Особливості монтажу системи газопостачання

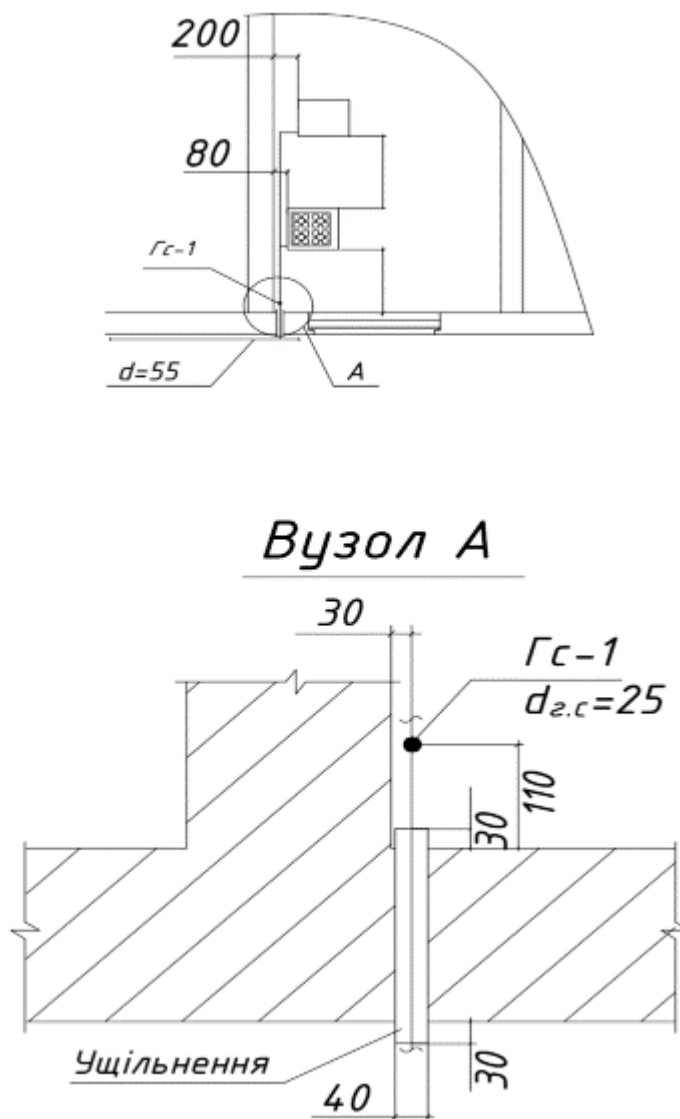
Виготовлення деталей і вузлів здійснюється на підприємстві, за комплектувальною відомістю та специфікацією матеріалів.

Суть монтажу системи полягає у визначенні конфігурації окремих частин трубопроводів і їх довжин з урахуванням їх монтажного положення,

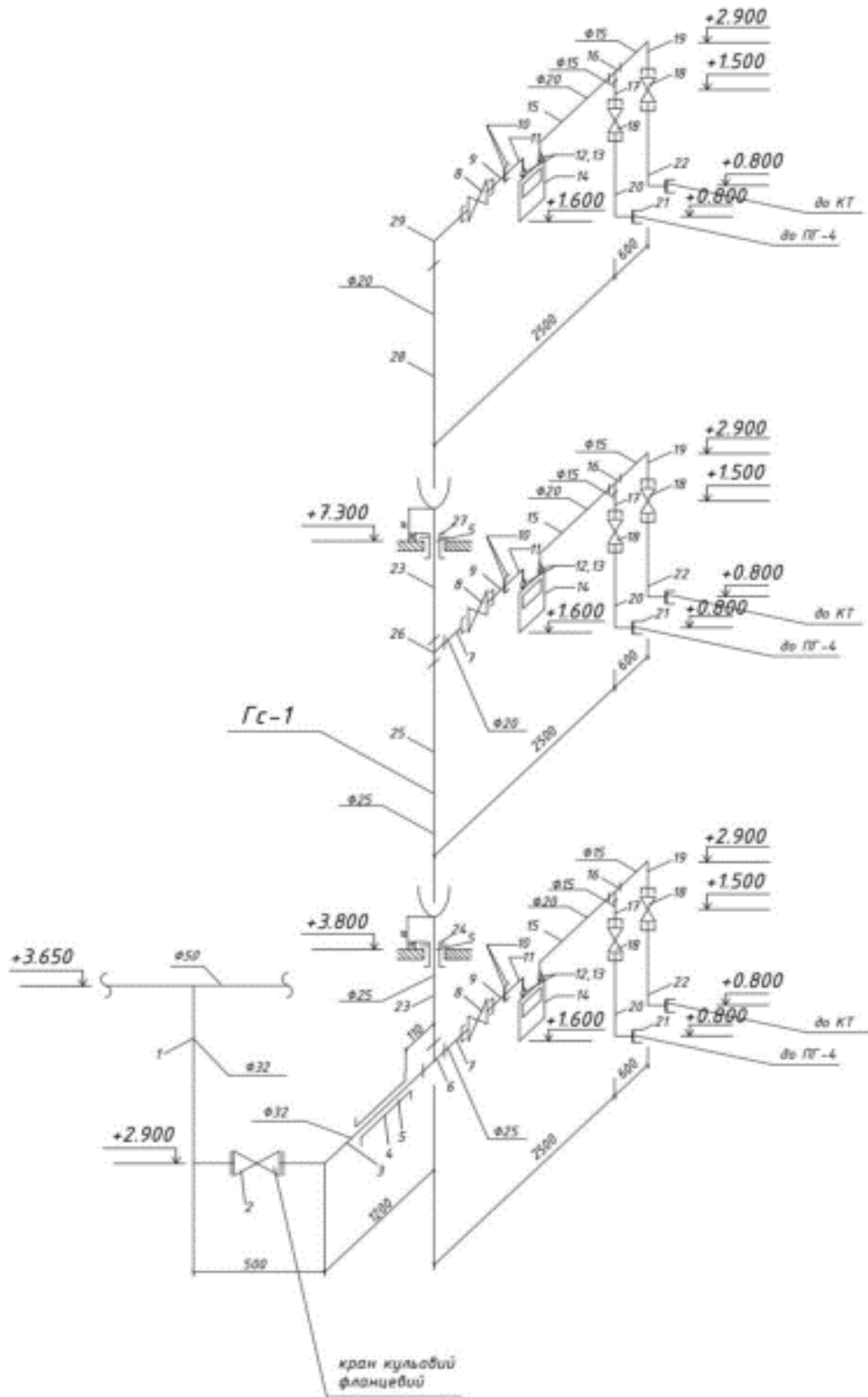
розміщення їх відносно інших трубопроводів і обладнання, а також прив'язці окремих частин систем до конструктивних елементів будівлі.

Монтаж системи може здійснюватись шляхом складання монтажних ескізів за даними натуральних вимірювань або на основі робочих будівельних креслень з урахуванням комунікацій іншого призначення.

5.2. Монтажний план встановлення газового обладнання



Монтажна схема газопроводів



Таблиця 5.1.

Комплектувальна відомість на деталі, вузли
по монтажній схемі газопостачання

№ п/п	Найменування вузла, деталі	Кількість, шт	Діаметр, D _y . мм	Довжина, м		Маса, кг	Матеріал	Примітка
				L _{монт}	L _{заг}			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Відвід гнутий	2	25	0,9	0,9	1,9	Вуглецева сталь	
3	Відвід гнутий	2	32	1	1	2,15	Вуглецева сталь	
4	Футляр	1	40	0,46	0,54	2,1	Вуглецева сталь	
5	Ущільнення різбових з'єднань	10	-	-	-	-	Льняне пасмо	
	Трійник перехідний	2	25x25x15	0,1	0,1	1,2	Вуглецева сталь	
9	Згон короткий	18	15	0,11	0,11	0,6	Сталь	
10	Муфта пряма коротка	18	15	0,03	0,03	0,3	Сталь	
11	Відвід гнутий	9	15	0,5	0,5	4,5	Вуглецева сталь	
16	Відвід гнутий	9	15	0,5	0,5	2,1	Вуглецева сталь	
21	Футляр*	2	32	0,36	0,36	2,1	Вуглецева сталь	
22	Трійник перехідний	2	20x20x15	0,08	0,08	1,0	Вуглецева сталь	
23	Трійник перехідний	3	15x15x15	0,08	0,08	1,0	Вуглецева сталь	
24	Футляр*	2	25	0,36	0,36	0,9	Вуглецева сталь	
29	Відвід на 90°	1	15	0,03	0,03	0,8	Вуглецева сталь	

Комплектувальна відомість на типові вироби
по монтажній схемі газопостачання

Таблиця 2				
N n/n	Найменування виробу	К-сть, шт	Індекс, характеристика	Примітки
1	2	3	4	5
2	Кран кульовий фланцевий	1	000037543	Ø32
8	Кран кульовий на різі	5	laro_gas_ Ø20_art207a	Laro gas art 207 Ø 20
12	Штуцер	10	N0520	Valtec 3/4"
13	Накидна гайка	10	CW617N	Valtec 3/4"
14	Газовий лічильник G2,5	5	G2,5 Самгаз	Самгаз*
18	Кран кульовий на різі	10	laro_gas_ Ø15_art217a	Laro gas art 217 Ø15
20	Рукав (газовий шланг) *	5	1024990	ECO- FLEX** Гайка – гайка
21	Перехідник Г-подібний*	10	3543249019	Electrolux
22	Рукав (до водонагрівача) *	5	1024990	ECO-FLEX Гайка – гайка
	Фланець сталевий на :			BREEZE Pipeline
	d=32	4	20.10.032-001	ГОСТ 12820

* Газовий лічильник з номінальною витратою 2.5, габаритні розміри: см 195*212*155 .
розміри різьблення штуцерів, дюйм %.

** Рукав матеріал гофротруби: нержавіюча сталь AISI 304. закінчення: 1/2" - гайка-гайка.

5.4. Специфікація на основні матеріали до монтажної схеми тазопостачання

№ п/п	Найменування, матеріал, норми	Кількість, шт	Діаметр, D _y , мм	Діаметр зовн., товщина стінки D _y ·S, мм
1	2	3	4	5
Труби				
7	Труба сталевая водогазопровідна звичайна	4	20	26,8
15		5	20	26,8
17		5	15	21,3
28		2	20	26,8
25		1	25	33,5

№ п/п	Найменування, матеріал, норми	Довжина ,м	Маса, кг	Примітка
1	2	6	7	8
Труби				
7	Труба сталевая водогазопровідна звичайна	0,6	0,9	ГОСТ 3262 - 75
15		5	7,5	
17		6	6,6	
28		4	6,0	
25		4,2	10,1	
Сума		19,8	31,1	

Розділ 6. Охорона праці при спорудженні інженерних систем

6.1. Аналіз потенційних, шкідливих та небезпечних виробничих факторів, які виникають під час роботи

Діюча система охорони праці забезпечує належні умови праці робітникам – монтажникам-будівельникам, підвищення культури виробництва, безпека робіт і їхнє полегшення, що сприяє підвищенню продуктивності праці. Безпечні умови праці в будівництві тісно зв'язані з технологією й організацією виробництва.

Відповідальність за безпеку робіт покладена в законодавчому порядку на технічних керівників будівництв - інженерів по охороні праці, головних інженерів, виконробів та будівельних майстрів.

Керівники будівництва зобов'язуються організувати планування заходів щодо охорони праці і протипожежній техніці і забезпечити проведення цих заходів у встановлений термін.

Поліпшення організації виробництва, створення на будівельному майданчику умов праці, що виключають виробничий травматизм, професійні захворювання й забезпечуючи нормальні санітарно - побутові умови - одна з головних задач, від успішних рішень якої залежить подальше підвищення продуктивності праці на будівництві.

Таблиця 6.1.

Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів

№	Небезпечні і шкідливі виробничі фактори	Джерела факторів (види робіт)	Кількісні оцінки
1	2	3	4
1	Транспортні засоби	Транспортні роботи: підвезення матеріалів та конструкцій	Швидкість руху на прямих ділянках-10 км/год на поворотах 5км/год
2	Падіння людини з висоти	монтажні роботи а)зовнішні а)внутрішні	h=33,8 м h=33,8 м h=5,9 м
3	Падіння конструкцій і матеріалів з висоти	монтажні, покрівельні, опоряджувальні а)зовнішні б)внутрішні навант-розвант	h=33,8 м h=33,8 м h=33,8 м h=5,9 м
4	Ураження електричним струмом	електромонтажні, зварювальні, освітлення, машини й механізми	220В, 6000/380В, 220В 220В, 380В
5	Вплив шкідливих речовин	Зварювальні: ацетилен Опоряджувальні: Ацетон	ГДК 300мг/м ³ ГДК 200мг/м ³
6	Виробничий шум	Роботи з інструментом, механізмами, експлуатація машин	< 80дБ А < 80дБ А < 80дБ А
7	Недостатнє освітлення робочих місць	монтаж конструкцій, монтажні, опоряджувальні: внутрішні, зовнішні,	30лк 30лк 30лк 50лк 30лк
8	Незадовільні параметри мікроклімату	Монтаж, експлуатація систем	t=20-22°C f=60-46% v=0,3 м/с
9	Атмосферна електрика	Захист від блискавки	II катег.
10	Пожежна безпека	Захист від пожежі	II ступ. вогнестійк. категор. пож.безп В

6.2. Заходи профілактики виявлених факторів

Загальні вимоги безпеки

Необхідно регулярно чистити робочі місця, проходи та проїзди, не загороджувати, а в зимовий період посипати піском.

Для вантажних та розвантажувальних робіт повинні бути сплановані майданчики та мати уклін не більше 5.

До будинків, що споруджується, повинні бути захищені входи зверху суцільним козирком шириною не менше ширини входу на відстань не менше 2 м від стіни будинку.

Службовці, інженерно-технічні працівники та робочі повинні бути забезпечені спецвзуття, спецодягом та іншими засобами індивідуального захисту. повинні бути встановлені санітарно-побутові приміщення, в яких розташовані приміщення під влаштування аптечок з медикаментами та засобами для здійснення першої допомоги потерпілим до початку виконання основних будівельно-монтажних робіт .

Міри профілактики шкідливих і потенційно-небезпечних факторів

Проектом передбачено при організації будівельного майданчику:

- будівельний майданчик облаштовано захисно-охоронною огорожею висотою 3 м із захисними козирками для унеможливлення доступу сторонніх осіб;

- огороженні інвентарною захисною огорожею висотою 1,2 м. зони постійно і потенційно діючих небезпечних факторів;

- для безпеки роботи в темний період доби забудова забезпечується освітленням проїздів, проходів, робочих місць, складських майданчиків.

Робіт в неосвітлених місцях заборонено.

6.3. Рекомендації при будівництві газопроводу для покращення екологічної ситуації

Правильний (раціональний) вибір траси газопроводу, що виключає шкоду навколишньому середовищу.

Дотримання екологічних і технологічних правил зварювання труб і стиків в польових умовах.

Проведення рекультиваційних земляних робіт після прокладання підземних газопроводів – своєчасно і згідно проекту та правил рекультивації.

Під час рекультиваційних робіт потрібно враховувати потужність (товщину) родючого шару: родючий шар 20 см, то його знімають і відвалюють бульдозерами уздовж траси газопроводу,

Установка покажчиків траси газопроводу – це перешкодить випадковому руйнуванню її землерийними машинами та полегшить пошуки газопроводу під час аварійно-ремонтних робіт.

Дотримання в належному стані газопроводів (профілактичний і регламентний огляд, пофарбування і т.д.).

Утилізація гашеного вапна після проведення зварювальних робіт.

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

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

заплавна частина на ділянці, що прилягає до укусу, згідно проекту та в залежності від геологічних та гідротехнічних умов.

При розробці проекту будівництва передбачені заходи по зменшенню забруднення атмосфери пилом, шкідливими газами та відходами в період виконання будівельних робіт, передбачено вивіз чорноземного шару ґрунту при розробці котловану.

Перед початком будівельних робіт підприємство, що виконує будівництво та інші роботи, пов'язані з порушенням структури ґрунту, повинно зняти рослинний шар ґрунту.

Норми зняття рослинного шару ґрунту для подальшого його використання визначається за показниками складу ґрунтів. Зберігати родючий шар ґрунту необхідно в штабелях у формі кола або квадрата висотою 10-15 см. При зніманні транспортуванні та зберіганні ґрунту виникає його зазублення та знижуються якісні характеристики. Тому рекомендується знімати родючий шар у два етапи. Спочатку верхній шар - найбільш родючий, а потім другий, при завантажувальних та розвантажувальних роботах виникає інтенсивне пиловидалення яке можна зменшити шляхом зменшення висоти підсіпки до величини, яка дорівнює висоті черпання екскаватора.

При транспортуванні зеленої маси зменшити пиловиділення можна за рахунок зменшення висоти навантаження транспортних ємкостей. Крім цього, зменшення пиловиділення можливо при обмеженні швидкості руху.

До основних заходів, що забезпечують раціональне використання земляних ресурсів відносять (при будівництві):

- вибір оптимального варіанту тимчасових доріг;
- вибір виду техніки та технології виконання будівельних робіт

Також впливають на забруднення ґрунтів відпрацьовані гази автомобілів.

При роботі двигунів внутрішнього згорання в атмосферу потрапляє біля 100 шкідливих сполучень, які умовно можна поділити на шість груп:

- Діоксид вуглецю, водяна пара, водень, кисень;

- Оксид вуглецю;
- Оксид азоту;
- Вуглеводи;
- Альдегід;
- Сажа.

При використанні в двигунах внутрішнього згорання етильованого бензину з вихлопними газами в повітря потрапляють сполуки свинцю.

Так при згоранні 1 т бензину в атмосферу потрапляє: оксидів вуглецю - 39,5 кг, вуглеводів - 34 кг, оксидів азоту - 20 кг, діоксиду арки - 1,55 кг, альдегідів - 0,93 кг; а при згоранні 1т дизельного палива в атмосферу потрапляє: оксидів вуглецю - 21 кг, вуглеводів - 20 кг, оксидів азоту - 34 кг, альдегідів - 1,8 кг, сажі - 2 кг.

Усі ці елементи вихлопів газів автомобілів шкідливо діють на здоров'я людини та на стан навколишнього середовища, а оксид азоту є одним з компонентів опіку. Тому машини, що використовують в будівництві та обладнання і транспорту засоби, при роботі повинні викидувати в атмосферу найменшу кількість шкідливих речовин.

Причинами виділення великої кількості шкідливих речовин можуть бути несправність двигуна, невідрегульованість системи живлення або запалення. Якщо двигуни автомобілів правильно відкоригувати, потрапляння шкідливих речовин до атмосфери зменшиться в 3-5 разів. В залежності від несправності витрати палива в дизельних двигунах може збільшитися до 20 %, а відповідно і кількість випадів шкідливих речовин в атмосферу зросте на 20-100%. Влаштування механічних або електричних сажевловлювачів дозволить зменшити кількість викидів до 25%. А якщо в бензин додати 20% метилового спирту потрапляння шкідливих речовин в повітря зменшиться на 1,3.

Одним з факторів негативного впливу на навколишнє середовище є процес виконання гідроізоляційних робіт. Оскільки ці роботи з використанням бітуму відносяться до процесів, пов'язаних з відділенням шкідливих речовин, тому котли

дозволяється встановлювати на відстані не менше ніж 50 м від вогнебезпечних споруд та складів.

Варити бітум дозволяється в котлах з щільно зачиненими неспалимими кришками. На будівельному майданчику бітумна мастика доводиться до 230°C, при цьому виділяється велика кількість шкідливих речовин (сірчаний ангідрид, оксид вуглецю, вуглеводи нафти, окисли азоту).

Тому рекомендується зниження температури маси з 230°C до 180°C. При цьому виділення шкідливих речовин знижується на 35-40% в шестиметровій зоні навколо котла. При проведенні зварювальних робіт також відбувається забруднення повітря газами, випаровування, пил.

Зварювальний пил представляє собою аерозоль з часток оксидів металів та мінералів в газовому середовищі. Основними складовими є оксиди заліза, марганцю, кремнію, хлору, фтористі та інші сполучення. Найбільш шкідливими є сполучення хрому, марганцю та фтору. Найбільш шкідливими токсичними газами, що виділяються при зварюванні є оксид азоту, оксид вуглецю, фтористий водень та інші.

В даному проекті передбачається пасивний та активний захист від ґрунтової корозії. Для пасивного захисту газопроводів від ґрунтової корозії передбачаємо покриттям їх посиленою ізоляцією на основі бітумно-гумових мастик за ГОСТ 15836-79.

При перетині газопроводів різних тисків і при паралельному прокладанні, з метою вирівнювання потенціалів, на газопроводах передбачається пристрій електроперемичек зі сталевих смуг перетином 40 x 4 покриттів дуже посиленого типу.

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

6.4. Оцінка впливу на земельні ресурси

В період будівництва газопроводу відбуватиметься короткочасна дія на земельні ресурси. Ця дія пов'язана з вилученням земель, механічним порушенням ґрунтового-рослинного покриву, зміною рельєфу і геохімічним забрудненням.

При підготовці смуги тимчасового відведення при прокладці газопроводу (підвезення труб, зварка, зняття і переміщення родючого шару) відбувається порушення поверхневого шару ґрунту.

У зв'язку з проектуванням трубопроводу на опорах вплив на земельні ресурси зводиться до мінімуму, тому що цей вид прокладки не потребує риття глибоких траншей, а лише невеликий об'єм землі для влаштування фундаменту під опору.

Геохімічне забруднення території проектного об'єкту пов'язано з викидами в атмосферу від будівельної техніки, з можливими розливами паливно-мастильних матеріалів.

Після проведення будівельно-монтажних і земляних робіт із смуги тимчасового відведення землі забирається будівельне сміття, вивозяться всі тимчасові пристрої, проводиться рекультивация земель.

Висновок

Виконано проектування системи газопостачання житлового масиву. Визначено річне споживання газу, виконаний розрахунок максимального годинного споживання газу. Проведено трасування мереж і виконаний гідравлічний розрахунок мереж середнього і низького тисків. Зроблено техніко-економічне порівняння варіантів прокладання газопроводів середнього тиску. Підібране обладнання ГРП. Запроектована система газопостачання житлового будинку

Підвищення енергоефективності системи газопостачання в частині сталевих газопроводів запропоновано здійснювати шляхом модернізації станцій катодного захисту і ізолювання трубопроводів новими матеріалами. Проведена оцінка ефективності впровадження енергозберігаючої технологій

Для збільшення енергоефективності системи газопостачання пропонується використовувати когенераційні установки. Розглянуто загальні положення про когенерацію, визначений перелік об'єктів для яких пропонується до встановлення таке обладнання. Виконаний розрахунок потрібної теплопродуктивності когенераційної установки

Для підвищення надійності системи газопостачання рекомендується застосовувати реновацію сталевих газопроводів шляхом протягування в тілі сталевий труби поліетиленову, встановлювати безколодязні газові крани (БГК) та кульові крани ПЕ, а також клапани «Газ-стоп»

Виконане календарне планування виконання робіт, побудований графік зміни чисельності робітників на об'єкті, визначенні трудові витрати і складана виробнича калькуляція. Розроблена монтажна схема, складена комплектувальна відомість на деталі і вузли, специфікація на основні матеріали

Виконаний аналіз потенційних, шкідливих та небезпечних виробничих факторів, які виникають під час роботи, розглянуто заходи профілактики

виявлених факторів та рекомендації при будівництві газопроводу для покращення екологічної ситуації. Виконана оцінка впливу на земельні ресурси

Запропонований комплекс заходів дозволить покращити енергоефективність системи газопостачання.