

Зміст

Вступ

Розділ 1. Способи підвищення надійності та ефективності роботи ГРП

- 1.1. Огляд нормативної бази до пунктів редукування газу
- 1.2. Сучасні технологічні схеми вузлів редукування тиску газу

Розділ 2. Газопостачання мікрорайону

- 2.1. Характеристика споживачів
- 2.2. Розрахунок витрат газу мікрорайону
- 2.3. Вибір і обґрунтування схем систем газопостачання
- 2.4. Визначення необхідної кількості стаціонарних ГРП
- 2.4. Гідрравлічні розрахунки газопроводів середнього і низького тиску

Розділ 3. Розрахунок і підбір обладнання стаціонарних ГРП

- 3.1. Характеристика газорегуляторного пункту
- 3.3. Вибір запобіжних клапанів
- 3.4. Вибір фільтра
- 3.5. Вибір запірної арматури

Розділ 4. Технічні рішення по реконструкції пунктів редукування газу

Розділ 5. Автоматизація технологічних процесів в системах газопостачання

- 5.1. Автоматизована система управління роботою ГРП
- 5.2. Система телемеханіки
- 5.3. Характеристика сигналів ГРП, як об'єкта керування

Розділ 6. Охорона праці та навколишнього природного середовища

- 6.1. Небезпечні фактори при роботі на ГРП
- 6.2. Аналіз шкідливих виробничих факторів та обґрунтування заходів щодо їх усунення

6.3. Обґрунтування заходів щодо зниження рівнів впливу небезпечних та шкідливих факторів на працюючого

6.4. Екологічна безпека

6.5. Безпека у надзвичайних ситуаціях

Висновок

Список використаної літератури

Вступ

Сучасні системи газопостачання природним газом областей, міст, селищ і промислових підприємств являють собою складний взаємозалежний комплекс газопроводів різних тисків, газорозподільних станцій, проміжних регуляторних пунктів, газорозподільних пунктів і установок, устаткування газових мереж, систем очищення та одоризації газу, систем зв'язку і приладів обліку споживання природного газу.

Від надійності роботи пунктів редагування газу і в цілому газових мереж залежать безпека жителів і стабільна робота підприємств різних галузей промисловості.

З'єднання мереж з різним тиском газу здійснюється тільки через пункти редагування газу, до яких відносять:

Газорегуляторним пунктом (ГРП) називається комплекс технологічного устаткування і пристроїв, призначений для пониження вхідного тиску газу до заданого рівня і підтримки його на виході постійним.

Залежно від розміщення устаткування газорегуляторні пункти підрозділяються на декілька типів:

стаціонарний газорегуляторний пункт (ГРП) - устаткування розміщується в спеціально для цього призначених будівлях, приміщеннях або на відкритих майданчиках; може бути розташований в будівлях (окремо розташованих або прибудованих до інших будинків) та приміщеннях, вбудованих в будинки;

газорегуляторний пункт блочний (ГРПБ) комплекс обладнання для зниження тиску газу та підтримання його на заданому рівні, повністю змонтований у заводських умовах і розташований в одному або декількох контейнерах (устаткування змонтоване в одному або декількох будівлях контейнерного типу);

газорегуляторний пункт шафований (ГРПШ) - устаткування розміщується в шафі з негорючих матеріалів;

газорегуляторний пункт із засобами телеметричного контролю або диспетчеризації - газорегуляторний пункт з засобами передачі даних на диспетчерський пункт СПГГ з метою контролю технологічних параметрів та аварійного припинення газопостачання;

Газорегуляторна установка (ГРУ) – комплекс обладнання для зниження тиску газу та підтримання його на заданому рівні, змонтований безпосередньо на місці і розташований у приміщенні, в якому розміщені установки, які використовують газ, або в суміжному приміщенні, з ним сполученому відкритим отвором; устаткування змонтоване на рамі і розміщується в приміщенні, в якому розташована газовикористовуюча установка, або в приміщенні, сполученому з ним відкритим отвором.

Принципова відмінність ГРП від ГРПШ, ГРУ і ГРПБ полягає в тому, що ГРП (на відміну від останніх) не є типовим виробом заводської готовності.

Комбінований будинковий регулятор тиску газу - газорегулююче обладнання, призначене для постачання природним газом низького тиску одного або декількох житлових будинків та інших споживачів;

Газорегуляторні пункти і установки поділяються на:

По числу виходів:

- шафи і установки з одним виходом;
- шафи і установки з двома виходами.

За технологічними схемами:

- з однією лінією редукування (домові);
- з однією лінією редукування і байпасом;
- з основною і резервною лінією редукування;
- з двома лініями редукування;
- з двома лініями редукування і байпасом (двома байпасами).

У свою чергу, шафи і установки з двома лініями редукування за схемою установки регуляторів підрозділяються на:

- шафи і установки з послідовною установкою регуляторів;

- шафи і установки з паралельною установкою регуляторів.

По забезпечуваному вихідному тиску підрозділяються на:

- шафи і установки, що підтримують на виходах однаковий тиск;
- шафи і установки, що підтримують на виходах різний тиск.

Шафи і установки, що підтримують на виходах однаковий тиск, можуть мати однакову і різну пропускну спроможність обох ліній. Шафи з різною пропускну спроможністю застосовуються для управління сезонними режимами газопостачання (зима/літо).

Розділ 1. Підвищення надійності та ефективності роботи ГРП

1.1. Огляд нормативних документів до ГРП

Нормативно-правові документи газової сфери в частині регулювання тисків газу:

ДБН В.2.5-20:2018 Газопостачання;

НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання;

Кодекс газорозподільних систем;

Кодекс усталеної практики;

План локалізації та ліквідації аварійних ситуацій та аварій (ПЛАС)

тощо.

Безпечне та безперебійне газопостачання країн Європейського Союзу (ЕС) гарантоване обов'язковим впровадженням вимог європейських стандартів з регулювання тиску у системах розподілу природного газу.

Європейські стандарти - це узгоджені стандарти згідно з Директивою по устаткуванню, що працює під тиском:

EN 12126 - встановлює мінімальні вимоги до ліній регулювання тиску в станціях регулювання тиску газу (до 100 бар).

EN 12186 - Лінії регулювання тиску на станції регулювання тиску.

EN 12279 - встановлює мінімальні вимоги до вузлів регулювання тиску в лініях, безпосередньо живити житло і громадські будівлі $Q < 200 \text{ м}^3/\text{год}$ і $\text{MOP} < 16 \text{ Бар}$.

EN 334 - встановлює додаткові вимоги до роботи регуляторів тиску без додаткових зовнішніх джерел енергії, часу реагування на зміни витрати газу або вхідного тиску, умов роботи клапанів безпеки.

EN 14382 встановлює експлуатаційні якісні показники запобіжних запірних клапанів (ЗЗК) - це Європейський узгоджений стандарт згідно з Директивою по устаткуванню, що працює під тиском.

Згідно стандартам EN системи контролю тиску станцій регулювання тиску газу складаються з систем регулювання тиску і систем забезпечення безпеки.



Рис. 1.1. Лінії регулювання тиску на станції регулювання згідно EN 12186:

OP - робочий тиск, позначений індексами $сі$ і $и$ на вхідному і вихідному газопроводах, відповідно. MOP - максимальний тиск, при якому система може працювати постійно при нормальних умовах експлуатації.

MIP - максимальний тиск, обмежений запобіжними пристроями, який система може відчувати нетривалий час.



Рис. 1.2. Зміна регульованого тиску $OP < 1$ при різкому зменшенні витрати газу для однієї лінії редукування при нормальних умовах роботи

Нижня лінія на графіку показує зміну робочого тиску.

Зелена лінія - це максимальний допустимий робочий тиск для даного газопроводу. Жовта лінія - максимальний робочий тиск в тому випадку, якщо в роботу вступає монітор. Червона лінія - максимальний тиск, який може виникнути в разі аварії. Робочий тиск може перевищити встановлене значення з причини динамічної природи системи.

Система регулювання тиску не повинна допускати, щоб тиск на виході трубопроводу перевищило пікове ОР. Однак необхідно пам'ятати, що основне призначення регулятора - правильно працювати при зміні тиску - як на вході, так і на виході. Якщо витрата газу знижується значно і дуже різко, то регулятору потрібно час для реагування. У результаті на графіку виникає пік тиску. Піковий тиск Ора - ліміт, який при цьому не повинен бути перевищений.

У таблиці 1.1. представлені стандартні значення показників тиску згідно з європейськими нормами. На їх підставі проводиться налаштування систем безпеки.

Таблиця 1.1.

Співвідношення між МОР, піковим ОР, ТОР та МІР

МОР макс. робочий тиск, бар	Пікове ОР	ТОП Тимчасовий робоч. тиск £	МІР макс. тиск у разі аварії £
МОР > 40	1,025 МОР	1,1 МОР	1,15 МОР
16 < МОР < 40	1,025 МОР	1,1 МОР	1,20 МОР
5 < МОР < 16	1,050 МОР	1,2 МОР	1,30 МОР
2 < МОР < 5	1,075 МОР	1,3 МОР	1,40 МОР
0,1 < МОР < 2	1,125 МОР	1,5 МОР	1,75 МОР
МОР < 0,1	1,125 МОР	1,5 МОР	2,50 МОР
Під контролем регулятора тиску	Під контролем системи забезпечення безпеки по тиску		





1.2. Сучасні технологічні схеми вузлів редукування тиску газу

Оскільки класифікація ГРП головним чином визначається компоновальними рішеннями по розташуванню регуляторів тиску, розглянемо детальніше основні технологічні схеми вузлів редукування тиску газу.

Очищений на фільтрі газ поступає до вузла редукування, в якому високий (0,3-1,2 МПа) або середній (0,005-0,3МПа) тиск редукується до необхідного проміжного значення, величина якого підтримується автоматично і задається споживачеві газу згідно з умовами проекту на газопостачання.

Таблиця 1.2.

Позначення устаткування і складових елементів ГРП

Найменування	Позначення
1	2
Перехід	
Крани: а) запірний б) кульовий в) з редуктором	  
Клапан запобіжний : а) прохідної б) кутовий	 
Лічильник газовий	
Регулятор тиску	
Запобіжний запірний клапан	
Фільтр	

На ГРП призначених для забезпечення газом одного споживача, вузол редукування полягає, як правило, з двох ліній редукування, однакових по пропускній спроможності, і однотипного устаткування, з якого вони змонтовані (рис. 1).

Пропускна спроможність кожної лінії дорівнює 100 % пропускної спроможності ГРП.

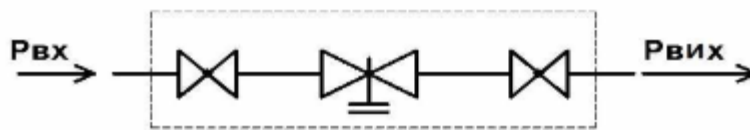


Рис.1.3. Технологічна схема лінії редукування з одним регулятором тиску газу

У нормальних умовах в роботі знаходиться одна лінія редукування (робоча), а друга (резервна) включається в роботу у разі відхилення величини вихідного тиску, визначеного в проекті на газопостачання споживача. Перемикання ниток редукування здійснюється за допомогою двох відключаючих пристроїв, встановлених до і після регулятора.

Для редукування високих тисків газу (0,6-1,2 МПа) застосовують, як правило, двоступінчате редукування тиску газу (рис. 1.4.).

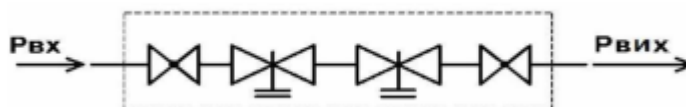


Рис. 1.4. Технологічна схема лінії редукування з двома послідовно встановленими регуляторами тиску газу

На першому ступені тиск редукується до 0,3-0,6 МПа. а на другому ступені воно знижується до 2-5 кПа.

Технологічні схеми ниток редукування з двома регуляторами застосовуються також в деяких ГРП для підвищення надійності роботи (перший регулятор - робочий, другий - резервний).

Типові технологічні схеми вузлів редукування показані на рис. 1.5 і 1.6.

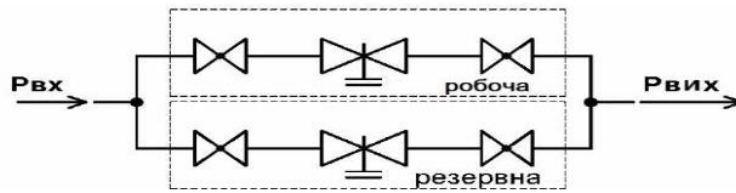


Рис. 1.5. Технологічна схема вузла редукування для одного споживача з двома лініями редукування тиску газу

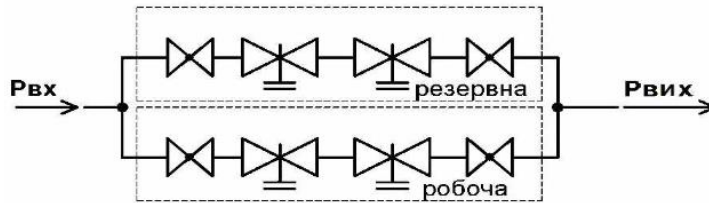


Рис. 1.6. Технологічна схема 2-х ступеневого вузла редукування для одного споживача з двома лініями редукування тиску газу

Технологічна схема, зображена на рисунку 2.43, відрізняється від попередніх тим, що в ній передбачена одна нитка без регулятора тиску, з краном дроселем - байпасна лінія. Така схема вузла редукування застосовується в умовах нестабільного тиску на вході ГРП. В ньому випадку можлива підтримка вихідного тиску газу вручну.

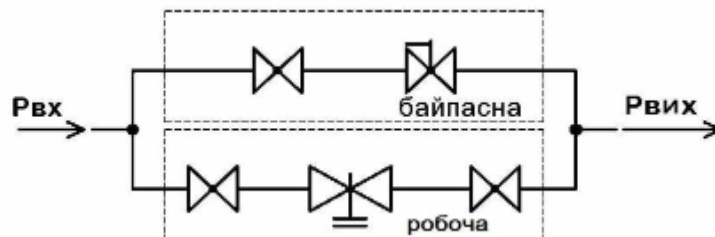


Рис.1.7. - Технологічна схема вузла редукування для одного споживача з однією лінією редукування тиску газу і байпасною лінією

Аналогічне рішення може застосовуватися і для схеми з 2 регуляторами (рис. 1.8).

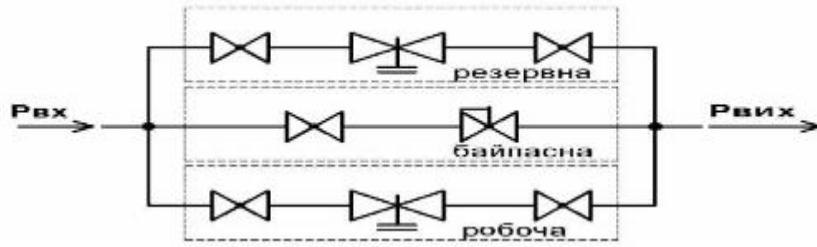


Рис. 1.9. Технологічна схема вузла редукування для одного споживача з двома лініями редукування тиску газу і байпасною лінією

У практиці проектування ГРП можуть застосовуватися та інші технологічні схеми вузлів редукування. Приклади схематичних рішень наведені на рисунках 1.9.- 1.11.

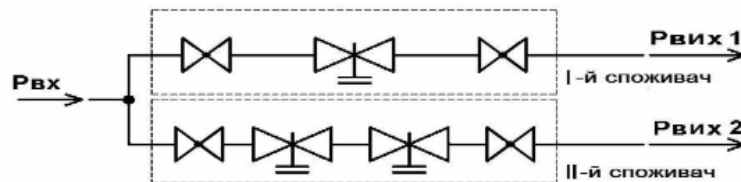


Рис. 1.9. Технологічна схема вузла редукування для двох споживачів з одноступеневою і двоступеневою лініями редукування тиску газу

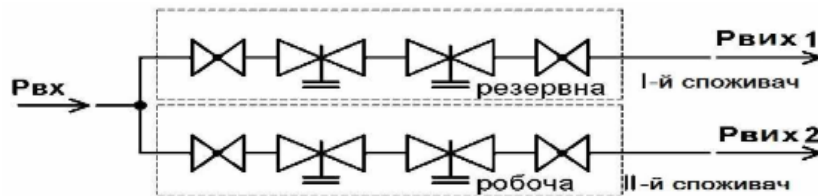


Рис. 1.10. Технологічна схема 2-х ступеневої лінії вузла редукування для двох споживачів

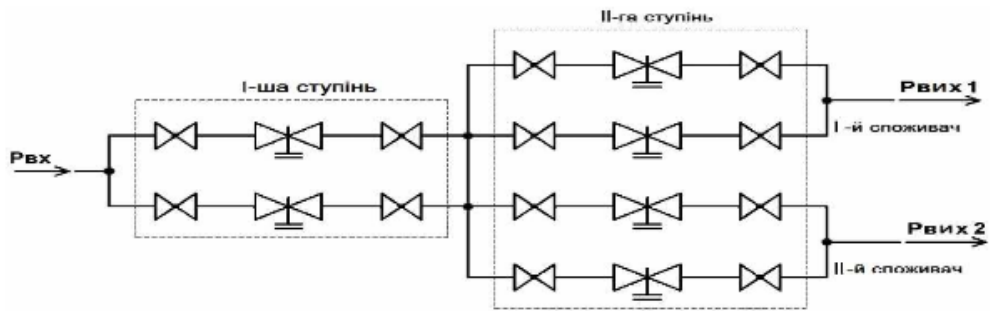


Рис. 1.11. Технологічна схема 2-х ступеневої лінії вузла редукування для двох споживачів з двома лініями редукування тиску газу від одного джерела отримання газу

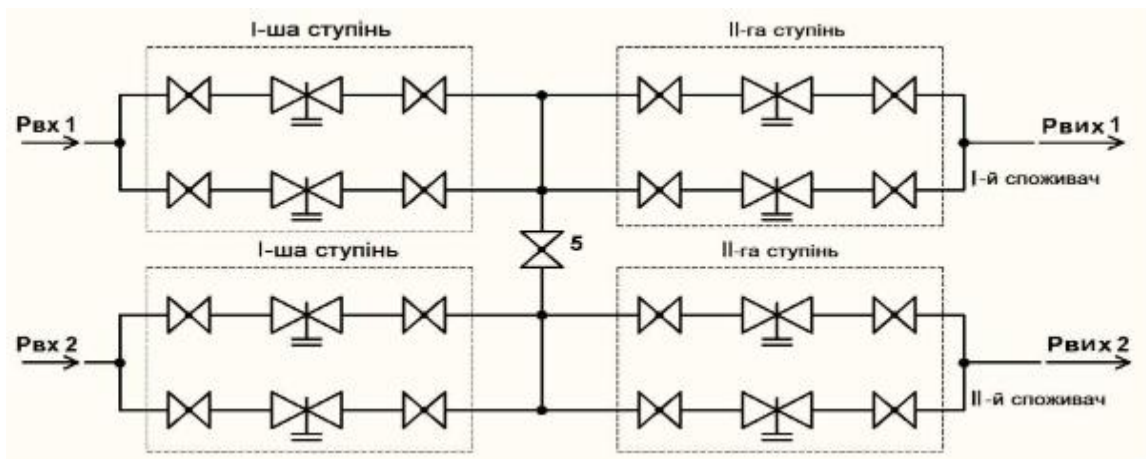


Рис. 1.12. Технологічна схема 2-х ступеневої о вузла редукування для двох споживачів з двома нитками редукування тиску газу від двох джерел отримання газу

Конкретна схема вузла редукування визначається на етапі проектування вибраним типом ГРП (блокового або шафового виконання, по індивідуальному рішенню), необхідною пропускною спроможністю, категорією споживачів газу і їх кількості, перспектив зростання і іншими умовами.

Надійність роботи ГРП багато в чому залежить від і ступеню очистки газу і впливає на узгодження газодинамічних характеристик системи газопостачання з технічними характеристиками запобіжно-регулюючої

апаратури і з експлуатаційними характеристиками газовикористовуючого обладнання.

Для запобігання виникнення аварійних ситуацій необхідно створити всі умови для забезпечення надійної і стійкої роботи регуляторів:

- Природний газ для споживачів повинен відповідати ДСТУ ISO 13686:2015 Природний газ. Показники якості (ISO 13686:2013, IDT).

- Не допускати збільшення перепаду тиску на фільтрах;

- Не допускати використання пошкоджених фільтруючих елементів;

- Своєчасно проводити очистку касет фільтрів;

- Використовувати фільтруючі елементи із спеціальних матеріалів згідно

ТУ.

Розділ 2. Газопостачання мікрорайону

2.1. Характеристика споживачів

Інформація про склад газу, що надходить в розподільну мережу міста Запоріжжя отримана на підставі Паспорту фізико-хімічних показників природного газу № 678 від 01.04.2021р.

Склад газу згідно паспорту фізико-хімічних показників для міста Запоріжжя:

$\text{CH}_4=95,6\%$; $\text{C}_2\text{H}_6=2,2\%$; $\text{C}_4\text{H}_{10}=0,7\%$; $\text{CO}_2=0,20\%$; $\text{N}_2=0,8\%$; $\text{C}_3\text{H}_8=0,16\%$

Паспорт газу наведений в таблиці 1.

Тиск газу в точці підключення мережі (після ГРС) - 0,25 МПа;

ГРС розташована відносно міста на ПнС;

Забудова мікрорайону: перша частина –одно- і двоповерхова; друга частина – п'ятиповерхова.

Теплота згорання і густина суміші паливних газів:

$$\begin{aligned} Q^p_n &= 0,01(aQ_1 + bQ_2 + vQ_3 + \dots) = \\ &= 0,01(95,6 \cdot 5845 + 2,2 \cdot 63797 + 0,16 \cdot 91321 + 0,04 \cdot 113595 + 0,2 \cdot 0 + 0,8 \cdot 0) = \\ &= 32588 \text{ кДж/нм}^3. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \rho_0 &= 0,01(a \rho_1 + b \rho_2 + v \rho_3 + \dots) = \\ &= 0,01(95,6 \cdot 0,717 + 2,2 \cdot 1,356 + 0,16 \cdot 2,02 + 0,04 \cdot 2,7 + 0,2 \cdot 1,97 + 0,8 \cdot 1,251) = \\ &= 0,782 \text{ кг/нм}^3. \end{aligned}$$

Число споживачів (мешканців) для кожного з частин мікрорайону визначена у відповідності до характеристики забудови та благоустрою житла:

$$N = \frac{F_{\text{жк}}}{f} \cdot 10^3, \text{ люд,}$$

де $F_{\text{ж}}$ – загальна площа житлових будинків у мікрорайоні, тис. м²,

1 частина – 1-2 поверхи;

$$F_{\text{ж}} = F_3 \cdot B \cdot 10^{-3}$$

де F_3 – площа забудови, га; B – густина житлового фонду, м²/га; f – норма забезпеченості загальною площею, м²/люд.

2.2. Розрахунок витрат газу мікрорайону

Таблиця 2.1.

Річні витрати газу на комунально-побутові потреби

№ п/п	Призначення газу, який витрачається	Кількість розрахункових одиниць споживання на 1000 мешканців	Норма витрати тепла МДж	Витрата газу	
				перша частина	друга частина
1	2	3	4	5	6
1. Житлові будинки					
1	Готування їжі в квартирах, які не мають гарячого водопостачання	0,25	2400	105794	165797
2	Готування їжі і гарячої води в квартирах з газовими водонагрівачами	0,75	8000	1057935	1657972
3	Прання білизни	0,34	8790	526,96	825,84
2. Підприємства побутового обслуговування населення					
	Лазні	19,8	40000	139647	218852
	В готелях без ресторанів: - з ванними у 25% номерів	0,004	3560000	2511	3935
3. Підприємства громадського харчування					
	Їдальні, ресторани: - на готування обідів; - на готування сніданків та вечерь	92,4 47	4,2 2,1	68,42 17,4	107,23 27,28
4. Підприємства по виробництву хліба та кондитерських виробів					
1	Хлібозаводи, комбінати по виробництву хлібовиробів, на випікання хлібу та конд. виробів	0,292	5450	280599	499749

Витрата газу на опалення і вентиляцію житлових будинків та будинків загального користування

$$V_{OB} = \left[24 \cdot (1+k) \cdot \frac{t_B - t_{cp,o}}{t_B - t_{p,o}} + z \cdot k_1 \cdot k \cdot \frac{t_B - t_{cp,o}}{t_B - t_{B,p}} \right] \cdot \frac{q \cdot F \cdot n_0}{Q_p^H \cdot \eta}$$

1 частина мікрорайону:

$$F = 9 \cdot 2525 = 22725 \text{ м}^2,$$

$$V_{OB} = \left[24 \cdot (1 + 0,25) \cdot \frac{18 - 0,4}{18 - (-23)} + 16 \cdot 0,4 \cdot 0,25 \cdot \frac{18 - 0,4}{18 - (-23)} \right] \cdot \frac{544 \cdot 22725 \cdot 173}{32588 \cdot 0,75} =$$

$$= 2698195 \text{ м}^3/\text{рік.}$$

2 частина мікрорайону:

$$F = 9 \cdot 9005 = 81045 \text{ м}^2,$$

$$V_{OB} = \left[24 \cdot (1 + 0,25) \cdot \frac{18 - 0,4}{18 - (-23)} + 16 \cdot 0,4 \cdot 0,25 \cdot \frac{18 - 0,4}{18 - (-23)} \right] \cdot \frac{544 \cdot 81045 \cdot 173}{32588 \cdot 0,75} =$$

$$= 4228550 \text{ м}^3/\text{рік.}$$

Годинна витрата газу на побутові і комунально-побутові потреби

$$V_{год.мах}^{K.П} = k_{мах}^{год} \cdot V_{K.П}, \text{ м}^3 / \text{год} ,$$

Житлові будинки:

1 частина мікрорайону:

$$V_{год.мах}^{K.П} = \frac{1}{2150} \cdot 1164255,9 = 541,51 \text{ м}^3 / \text{год};$$

2 частина мікрорайону:

$$V_{год.мах}^{K.П} = \frac{1}{2200} \cdot 1824594,8 = 829,36 \text{ м}^3 / \text{год.}$$

Лазні:

1 частина мікрорайону:

$$V_{год.мах}^{K.П} = \frac{1}{2700} \cdot 139647 = 51,7 \text{ м}^3 / \text{год} ;$$

2 частина мікрорайону:

$$V_{год.мах}^{K.П} = \frac{1}{2700} \cdot 218852 = 81,06 \text{ м}^3 / \text{год.}$$

Готелі

1 частина мікрорайону:

$$V_{год.мах}^{K.П} = \frac{1}{2000} \cdot 2511 = 1,26 \text{ м}^3 / \text{год};$$

2 частина мікрорайону:

$$V_{\text{год.мах}}^{\text{К.П}} = \frac{1}{2000} \cdot 3935 = 1,97 \text{ м}^3 / \text{год.}$$

Заклади громадського харчування:

1 частина мікрорайону:

$$V_{\text{год.мах}}^{\text{К.П}} = \frac{1}{2000} \cdot 85,82 = 0,043 \text{ м}^3 / \text{год.};$$

2 частина мікрорайону:

$$V_{\text{год.мах}}^{\text{К.П}} = \frac{1}{2000} \cdot 134,51 = 0,067 \text{ м}^3 / \text{год.}$$

Пекарні:

1 частина мікрорайону:

$$V_{\text{год.мах}}^{\text{К.П}} = \frac{1}{5700} \cdot 280599 = 49,22 \text{ м}^3 / \text{год.};$$

2 частина мікрорайону:

$$V_{\text{год.мах}}^{\text{К.П}} = \frac{1}{5700} \cdot 499749 = 87,67 \text{ м}^3 / \text{год.}$$

Витрата газу на опалення і вентиляцію громадських будівель

$$V_{\text{год.мах}}^{\text{ОВ}} = 3600 \cdot (1 + k \cdot (1 + k_1)) \cdot \frac{q_0 \cdot F_{\text{ж}} \cdot 10^{-6}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta} \text{ м}^3 / \text{год}$$

1 частина мікрорайону:

$$V_{\text{год.мах}}^{\text{ОВ}} = 3600 (1 + 0,25 \cdot (1 + 0,4)) \cdot \frac{81 \cdot 22725 \cdot 10^{-6}}{32588 \cdot 0,85} = 734,6 \text{ м}^3 / \text{год}$$

2 частина мікрорайону:

$$V_{\text{год.мах}}^{\text{ОВ}} = 3600 (1 + 0,25 \cdot (1 + 0,4)) \cdot \frac{81 \cdot 81045 \cdot 10^{-6}}{32588 \cdot 0,85} = 1150,8 \text{ м}^3 / \text{год}$$

2.3. Вибір і обґрунтування схем систем газопостачання

Газорозподільну мережу запроєктовано двоступеневою. Виконано трасування розподільчих мереж середнього і низького тиску. Визначені місця розташування ГРП – точок постачання мережі.

Мережа розподільних газопроводів середнього тиску запроектована кільцевою.

Від кілець відходять тупикові відгалуження, які живлять ГРП.

З ГРП виходять кільцеві газопроводи низького тиску, які охоплюють квартали міста.

Від кільцевих газопроводів живляться тупикові відгалуження до будинків або груп будинків.

На газопроводах низького тиску на виході з ГРП встановлюємо запірну арматуру в безколядязному виконанні.

Для проектування зовнішніх газопроводів використовуємо поліетиленові труби. Запірна арматура - поліетиленові кульові крани.

Поліетиленові газопроводи прийнято у відповідності до ДБН В.2.5-41:2009 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопроводи з поліетиленових труб» і ДСТУ Б В.2.7-73-98 «Труби поліетиленові для подачі горючих газів».

Труби з поліетилену класів ПЕ 80, ПЕ 100 стандартним розмірним відношенням SDR 17,6 і SDR 11, номінальними діаметрами від 20 до 630 мм.

Колір труб - чорний з жовтими (ПЕ 80) або помаранчевими (ПЕ 100) маркувальними смугами або жовтий (помаранчевий) відповідно.

Застосування поліетиленових труб має наступні переваги:

- Значно більший термін експлуатації (більше 50 років);
- Не потребують катодного захисту, майже не потребують обслуговування;
- Стійки до більшості агресивних середовищ, вологостійки;
- Легше сталевих в 2-4 рази;
- Стикове зварювання таких труб значно, простіше і займає менше часу і дешевше;
- Стик труб з поліетилену не вимагає додаткових витратних матеріалів (ізоляції, електродів).

При трасуванні підземних газопроводів витримано мінімальні відстані від будинків (по горизонталі і вертикалі), підземних споруд до газопроводів.

Глибина прокладання поліетиленових газопроводів прийнята не менше, ніж 1 м до верху газопроводу або футляра.

У місцях руху транспорту глибину прокладання газопроводів збільшена до 1,2 м.

Відстань (у просвіті) по вертикалі при перетині газопроводів усіх тисків з іншими інженерними мережами повинна бути не меншою 0,2 м.



калушский трубный завод
ЭПРОТРУБПЛАСТ
рубжанский трубный завод

02660, Киев, ул. Алма-Атинская, 8
тел./факс: +38(044) 501-9620 / 24
info@polyplastic.ua, www.polyplastic.ua

POLYPLASTIC

Газовые трубы из полиэтилена марки ПЭ-80

Полиэтиленовые трубы производятся ООО «Рубжанский трубный завод» по ДСТУ Б В.2.7-73 и предназначены для строительства и ремонта газопроводов рабочим давлением до 6 атм. Срок службы полиэтиленовых труб при соблюдении условий монтажа и эксплуатации – 50 лет. прайс от 01.04.2011

Тип	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Вес 1 м.п., кг	Цена с НДС, грн./м.п.	Упаковка*, м.п
SDR 11 (до 6 атм)	20	3,0	0,162	6,97	бухты 100 -500
	25	3,0	0,209	8,99	бухты 100 -500
	32	3,0	0,276	11,87	бухты 100 -500
	40	3,7	0,427	18,36	бухты 100 -500
	50	4,6	0,663	28,51	бухты 100 -200
	63	5,8	1,050	45,15	бухты 100 -200
	75	6,8	1,462	62,57	бухты 100 -200
	90	8,2	2,120	91,16	бухты 100 -200
	110	10,0	3,140	135,02	бухты 100 -200
	125	11,4	4,080	175,44	отрезки 5-13
	140	12,7	5,080	218,44	отрезки 5-13
	160	14,6	6,700	288,10	отрезки 5-13
	180	16,4	8,430	362,49	отрезки 5-13
	200	18,2	10,400	447,26	отрезки 5-13
	225	20,5	13,200	567,60	отрезки 5-13
	250	22,7	16,300	700,90	отрезки 5-13
280	25,4	20,400	877,20	отрезки 5-13	
315	28,6	25,100	1 079,30	отрезки 5-13	
355	32,2	32,800	1 410,40	отрезки 5-13	
400	36,3	41,800	1 797,40	отрезки 5-13	
SDR 17,6 (до 3 атм)	63	3,6	0,691	29,71	бухты 100 -200
	75	4,3	0,970	41,71	бухты 100 -200
	90	5,2	1,400	60,20	бухты 100 -200
	110	6,3	2,070	89,01	бухты 100 -200
	125	7,1	2,660	114,38	отрезки 5-13
	140	8,0	3,330	143,19	отрезки 5-13
	160	9,1	4,340	186,62	отрезки 5-13
	180	10,3	5,520	237,36	отрезки 5-13
	200	11,4	6,780	291,54	отрезки 5-13
	225	12,8	8,550	367,65	отрезки 5-13
	250	14,2	10,600	455,80	отрезки 5-13
	280	15,9	13,300	571,90	отрезки 5-13
	315	17,9	16,800	722,40	отрезки 5-13
	355	20,2	21,300	915,90	отрезки 5-13
	400	22,7	27,000	1 161,00	отрезки 5-13

Нестандартные длины бухт и отрезков может изготавливаться под заказ

калушский трубный завод
ЭПРОТРУБПЛАСТ
рубжанский трубный завод

02660, Киев, ул. Алма-Атинская, 8
тел./факс: +38(044) 501-9620 / 24
info@polyplastic.ua, www.polyplastic.ua

POLYPLASTIC

Газовые трубы из полиэтилена марки ПЭ-100

Полиэтиленовые трубы производятся ООО «Рубжанский трубный завод» по ДСТУ Б В.2.7-73 и предназначены для строительства и ремонта газопроводов рабочим давлением до 10 атм. Согласно ДБН В.2.5-41:2009 и технического свидетельства Минрегионстра Украины № 171. Срок службы полиэтиленовых труб при соблюдении условий монтажа и эксплуатации – 50 лет. прайс от 01.01.2011

Тип	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Вес 1 м.п., кг	Цена с НДС, грн./м.п.	Упаковка*, м.п
SDR 11 (до 10 атм)	20	3,0	0,162	10,53	бухты 100 -500
	25	3,0	0,209	13,59	бухты 100 -500
	32	3,0	0,276	17,94	бухты 100 -500
	40	3,7	0,427	27,76	бухты 100 -500
	50	4,6	0,663	43,10	бухты 100 -200
	63	5,8	1,050	68,25	бухты 100 -200
	75	6,8	1,462	95,03	бухты 100 -200
	90	8,2	2,120	137,80	бухты 100 -200
	110	10,0	3,140	204,10	бухты 100 -200
	125	11,4	4,080	265,20	отрезки 5-13
	140	12,7	5,080	330,20	отрезки 5-13
	160	14,6	6,700	435,50	отрезки 5-13
	180	16,4	8,430	547,95	отрезки 5-13
	200	18,2	10,400	676,00	отрезки 5-13
	225	20,5	13,200	858,00	отрезки 5-13
	250	22,7	16,300	1 059,50	отрезки 5-13
280	25,4	20,400	1 326,00	отрезки 5-13	
315	28,6	25,100	1 631,50	отрезки 5-13	
355	32,2	32,800	2 132,00	отрезки 5-13	
400	36,3	41,800	2 717,00	отрезки 5-13	
SDR 17,6 (до 6 атм)	63	3,6	0,691	44,92	бухты 100 -200
	75	4,3	0,970	63,05	бухты 100 -200
	90	5,2	1,400	91,00	бухты 100 -200
	110	6,3	2,070	134,55	бухты 100 -200
	125	7,1	2,660	172,90	отрезки 5-13
	140	8,0	3,330	216,45	отрезки 5-13
	160	9,1	4,340	282,10	отрезки 5-13
	180	10,3	5,520	358,80	отрезки 5-13
	200	11,4	6,780	440,70	отрезки 5-13
	225	12,8	8,550	555,75	отрезки 5-13
	250	14,2	10,600	689,00	отрезки 5-13
	280	15,9	13,300	864,50	отрезки 5-13
	315	17,9	16,800	1 092,00	отрезки 5-13
	355	20,2	21,300	1 384,50	отрезки 5-13
	400	22,7	27,000	1 755,00	отрезки 5-13

Цена на трубы диаметром 450, 500, 560, 630 по запросу

Задачею гідравлічного розрахунку газопроводу є вибір їх діаметрів в залежності від величини розрахункових витрат та допустимої втрати тиску.

1.4. Визначення необхідної кількості стаціонарних ГРП

Для визначення числа ГРП необхідно знайти розрахункову витрату газу мережею низького тиску за годину.

Для визначення числа газорозподільних пунктів необхідно знати розрахункову (максимальну) витрату газу за годину.

Розрахункова витрата (для кожного району) визначається по виразу:

$$V_P^{ГОД} = V_{ГОД,max}^{К.П(0,4 \div 0,6)_{ГОД,max}^{О.В}}$$

Необхідно враховувати, що приблизно половина годинної витрати газу на опалення та вентиляцію споживається великими опалювальними котельнями, які приєднані до мережі середнього тиску.

Друга частина газу відбирається з мережі низького тиску великими котельнями будівель загального користування та опалювальними котлами окремих житлових будинків.

1 частина: $V_P^{ГОД} = 659,74 + 0,5 \cdot 734,6 = 1027,04 \text{ м}^3/\text{год}.$

2 частина: $V_P^{ГОД} = 1026,27 + 0,5 \cdot 1150,6 = 1601,67 \text{ м}^3/\text{год}.$

Максимальну економію в газопостачанні можна отримати на будівництві газопроводів низького тиску. Вартість газопроводу низького тиску, в основному, залежить від кількості ГРП та їх радіусу дії.

При виконанні проекту вибрана розрахункова витрата одного ГРП, яку умовно можна вважати оптимальною ($V_{ГРП}^{opt}$ приймається по завданню). Тоді «оптимальна» кількість ГРП для кожного району визначається по формулі:

$$n = \frac{V_P^{год}}{V_{ГРП}^{opt}}, \text{шт}$$

Отримана кількість ГРП округлюється до більшого числа (n), тому фактична пропускна спроможність кожного ГРП буде дорівнювати:

$$V_{ГРП} = \frac{V_P^{год}}{n}, \text{м}^3/\text{год}$$

Отримана кількість ГРП розподіляється на плані міста, по кожному району, в шаховому порядку так, щоб радіус дії кожного, приблизно, був однаковим.

$$1 \text{ район:} \quad n = \frac{1027,04}{1000} = 1 \text{шт};$$

$$V_{\text{ГРП}} = \frac{1027,04}{1} = 1027,04 \text{м}^3/\text{год}.$$

$$2 \text{ район:} \quad n = \frac{1601,61}{1000} = 1,6 = 2 \text{шт};$$

$$V_{\text{ГРП}} = \frac{1601,61}{2} = 800,81 \text{м}^3/\text{год}.$$

2.4. Гідравлічні розрахунки газопроводів середнього і низького тиску

Розрахунок газопроводів середнього тиску

Визначаємо питомі втрати тиску, кПа:

$$\Delta P_{\text{сер}} = \frac{P_n^2 - P_k^2}{1,1 \cdot \Sigma l},$$

$$\Delta P_{\text{сер}} = \frac{250^2 - 150^2}{1,1 \cdot 8,59} = 4233 \text{ кПа}^2/\text{км}.$$

Фактичний кінцевий тиск на кожній ділянці, кПа:

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - 1,1 \cdot \Delta P_{\phi} \cdot l}$$

$$P_{k2} = \sqrt{250^2 - 1,1 \cdot 1,4 \cdot 5000} = 234,09 \text{кПа};$$

$$P_{k2} = \sqrt{234,09^2 - 1,1 \cdot 1,83 \cdot 4300} = 214,80 \text{кПа}.$$

Аналогічно визначаємо кінцевий тиск на кожній ділянці.

Таблиця 2.2.

Результати гідравлічного розрахунку газопроводу середнього тиску

№ діл.	№ ділянки		V, м/год	L, км	$\Delta P_{\text{сер}},$ кПа ² /км	d×S, мм	$\Delta P_{\text{ф}},$ кПа	P _п , кПа	P _к , кПа
	п	к							
Магістраль: ГРС-1-2-3-4-5-6-ГРП6									
1	ГРС	1	5929,47	0,80	4233	400×22,7	5000	250,00	234,09
2	1	2	3827,85	0,346	4233	400×22,7	4300	234,09	214,80
3	2	3	3327,85	0,120	4233	400×22,7	4300	214,80	206,72
4	3	4	2300,81	0,364	4233	355×20,2	3000	206,72	191,82
5	4	5	1800,81	0,302	4233	355×20,2	2500	191,82	179,14
6	5	6	800,81	0,124	4233	225×12,8	4000	179,14	170,58
7	6	ГРП3	800,81	0,014	4233	160×9,1	20000	170,58	161,29
Магістраль: 6-7-8-1									
8	1	8	2101,62	0,164	6155	280×15,9	6000	234,09	222,67
9	8	7	1300,81	0,271	6155	225×12,8	9000	222,67	176,82
10	7	6	800,81	0,430	6155	225×12,8	4000	176,82	150,73
Відгалуження 6-ГРП 3									
11	6	ГРП 3	800,81	0,014	23599	110×6,3	23000	199,04	121,68
Відгалуження 3-ГРП 1									
12	3	ГРП 1	1027,04	0,014	24011	110×6,3	23100	203,99	122,35

Розрахунок газопроводів низького тиску

Питома витрата газу по зоні дії ГРП, м³/год:

$$V_{нит} = \frac{V_{зрп}}{F_3},$$

де $V_{зрп}$ – витрата газу ГРП, м³/год; F_3 – площа зони дії ГРП, га.

Витрата газу по кожному кільцю, м³/год:

$$V_k = V_{нит} \cdot f_k, \text{ м}^3/\text{год},$$

де f_k – площа кільця, га.

Питома витрата газу по довжині кожного кільця, м³/год:

$$V_{нитл} = \frac{V_k}{\sum l}, \text{ м}^3/\text{год} \cdot \text{м},$$

Розрахунок газопроводів низького тиску мережі ГРП 1

Визначається питома витрата газу по довжині кожного кільця:

$$V_{нитл} = \frac{1000}{31,60} = 15,82 \text{ м}^3/\text{год} \cdot \text{га}.$$

Результати розрахунків заносимо до таблиці 4.

Таблиця 2.3.

Питомі шляхові витрати для всіх живильних контурів мережі ГРП-1

№ контура	Площа f_k , га	Витрата газу V_k , м ³ /год	Периметр кільця Σl , м	Питома шляхова витрата газу $V_{питl}$, м ³ /(год м)
1	2	3	4	5
1	7,58	119,92	502	0,239
2	3,74	59,17	352	0,168
3	3,68	58,22	352	0,165
4	3,52	55,68	344	0,162
5	3,52	55,68	344	0,162
6	5,16	81,69	496	0,165
7	3,26	51,57	376	0,137
8	5,46	86,37	604	0,142
9	3,84	60,75	356	0,171
10	3,84	60,75	356	0,171
11	2,08	32,31	260	0,126
12	2,80	44,30	316	0,140
13	2,80	44,30	316	0,140
14	1,52	24,05	220	0,109
15	1,34	21,19	208	0,102
16	2,38	37,65	300	0,126
17	6,66	105,36	642	0,164

$$V_{к1} = 15,82 \cdot 7,59 = 119,92 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{к2} = 15,82 \cdot 3,74 = 59,17 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{к3} = 15,82 \cdot 3,68 = 58,22 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{к4} = 15,82 \cdot 3,52 = 55,68 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{к5} = 15,82 \cdot 3,52 = 55,68 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{питl} = 119,92 / 502 = 0,239 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

$$V_{питl} = 59,17 / 352 = 0,168 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

$$V_{питl} = 58,22 / 352 = 0,165 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

$$V_{питl} = 55,68 / 344 = 0,162 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

$$V_{питl} = 81,69 / 496 = 0,162 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

Шляхова витрата газу: $V_{ш} = V_{питl} \cdot l_{дiл}$, м³/год,

де $l_{дiл}$ – довжина розрахункової ділянки, м.

При загальній ділянці для двох кілець:

$$V_{\text{пит1}} = V_{\text{пит11}} + V_{\text{пит12}}, \quad \text{м}^3/\text{год}$$

Перевірка розрахунку шляхових витрат:

$$\sum V_{\text{ш}} = V_{\text{грп}},$$

Розрахункова витрата від кінцевих точок до ГРП, м³/год

$$V_{\text{р}} = 0,55 V_{\text{ш}} + V_{\text{т}},$$

$V_{\text{т}}$ – транзитна витрата.

$$\Delta P_{\text{пит.сер}} = \frac{\Delta P}{1,1 \cdot \sum l_{\text{сер}}},$$

де ΔP – перепад тиску в мережі, $\Delta P = 1500$ Па;

$l_{\text{сер}}$ – довжина шляху газу по півкільцям основних контурів від ГРП до точки зустрічі, м.

Нев'язка у вузлових точках не повинна перевищувати 10% і ліквідується зміною діаметрів газопроводів.

Таблиця 2.4.

Розрахункові витрати газу для ділянок мережі ГРП1

№ ділянки	Довжина ділянки	Пит. шляхова витрата $V_{\text{пит1}}$, м ³ /(год м)	Витрата газу, м ³ /год			
			$V_{\text{ш}}$	$0,55V_{\text{ш}}$	$V_{\text{т}}$	$V_{\text{р}}$
1	2	3	4	5	6	7
2-1	106	0,239	25,33	13,93	0	13,93
5-2	140	0,239	33,46	18,40	13,93	32,33
4-1	152	0,239	36,32	19,98	0	19,98
4-5	104	0,404	42,01	23,10	0	23,10
4-3	104	0,168	17,47	9,61	0	9,61
6-3	72	0,168	12,09	6,65	0	6,65
7-6	104	0,330	34,32	18,87	0	18,87
7-4	72	0,330	23,97	13,18	52,69	65,87
7-8	104	0,327	34,00	18,7	65,25	83,95
8-5	72	0,165	11,88	6,53	32,33	38,86
8-9	94	0,165	15,51	8,53	56,72	65,25
9-10	46	0,137	6,30	3,46	53,26	56,72
10-11	78	0,142	11,07	6,09	47,17	53,26
11-12	42	0,142	5,96	3,28	23,59	26,87
11-14	260	0,142	36,92	20,3	0	20,3
12-13	260	0,142	36,92	20,3	3,29	23,59
13-14	42	0,142	5,96	3,29	0	3,29
15-6	68	0,162	11,01	6,05	6,65	12,7
10	3,84	60,75	356	0,171	10	3,84
11	2,08	32,31	260	0,126	11	2,08
12	2,80	44,30	316	0,140	12	2,80
13	2,80	44,30	316	0,140	13	2,80

14	1,52	24,05	220	0,109	14	1,52
15	1,34	21,19	208	0,102	15	1,34
16	2,38	37,65	300	0,126	16	2,38
17	6,66	105,36	642	0,164	17	6,66
10	3,84	60,75	356	0,171	10	3,84
11	2,08	32,31	260	0,126	11	2,08
12	2,80	44,30	316	0,140	12	2,80
13	2,80	44,30	316	0,140	13	2,80
14	1,52	24,05	220	0,109	14	1,52
15	1,34	21,19	208	0,102	15	1,34
27-28	104	0,304	31,62	17,39	15,71	33,10
28-29	56	0,273	15,28	8,40	7,31	15,71
29-30	50	0,266	13,30	7,31	0	7,31
30-32	48	0,290	13,92	7,65	0	7,65
32-33	50	0,126	6,30	3,46	0	3,46
22-23	56	0,235	13,16	7,23	76,14	83,37
23-24	50	0,267	13,35	7,34	62,54	69,88
24-25	46	0,263	12,09	6,65	17,89	24,54
24-30	54	0,228	12,31	6,77	7,65	14,42
9-24	142	0,302	42,88	23,58	0	23,58
25-10	142	0,137	19,45	10,69	0	10,69
22-28	54	0,249	13,44	7,39	0	7,39
22-17	74	0,297	21,97	12,08	48,44	60,52
20-19	52	0,311	16,17	8,89	346,45	355,34
25-33	104	0,126	13,10	7,20	0	7,20
ГРП-20	10	0	0	0	515,51	515,51

Таблиця 2.5.

Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску

№ п/п	Ділянка		V, м/год	L, м	d×S, мм	ΔРпит.ф., Па	ΔРділ, Па	Pн, Па	Pк, Па
	П	К							
Магістраль ГРП-1-20-19-16-7-8-9-10-11-12-13-14									
1	ГРП	20	515,51	10	200x11,4	1,5	15	3000	2985
2	20	19	355,34	52	180x10,3	1,5	78	2985	2907
3	19	16	213,75	74	140x8,0	1,6	118,4	2907	2788,6
4	16	7	180,8	68	125x7,1	1,6	108,8	2788,6	2679,8
5	7	8	83,95	104	110x6,3	1,9	197,6	2679,6	2482,2
6	8	9	65,25	114	90x5,2	1,5	171,0	2482,2	2311,2
7	9	10	56,72	46	90x5,2	1,6	73,6	2311,2	2237,6
8	10	11	53,26	78	75x4,3	1,6	124,8	2237,6	2112,8
9	11	12	26,87	42	63x3,6	2,0	84,0	2112,8	2028,8
10	12	13	23,53	260	63x3,6	1,8	468,0	2028,8	1560,8
11	13	14	3,29	42	25x3,0	1,5	63,0	1560,8	1460,8
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 890} = 1,53 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1497,8-1500}{1500} \cdot 100\% = -0,1\%$			
Магістраль 20-22-23-24-25-10									
12	20	22	160,17	52	110x6,3	4,0	208	2985	2777

13	22	23	83,37	56	75x4,3	4,5	252	2777	2525
14	23	24	69,88	50	75x4,3	5,0	250	2525	2275
15	24	25	24,54	46	40x3,6	8,0	368	2275	1907
16	25	10	10,69	142	40x3,6	3,5	497	1907	1510
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2985-1500}{1,1 \cdot 346} = 3,9 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1410-1500}{1500} \cdot 100\% = -6,0\%$									
Магістраль 19-18-15-6-3									
17	19	18	73,89	104	75x4,3	4,0	416	2907	2491
18	18	15	19,65	74	50x2,9	5,0	370	2491	2121
19	15	6	12,7	68	40x3,6	5,0	340	2121	1789
20	6	3	6,65	72	25x3,0	5,0	360	1789	1421
Продовження табл. 5									
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2907-1500}{1,1 \cdot 318} = 4,02 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1421-1500}{1500} \cdot 100\% = -5,2\%$									
Магістраль 19-27-28-29-30									
21	19	27	58,81	54	63x3,6	10	540	2907	2367
22	27	28	33,1	104	50x2,9	5,0	520	2367	1847
23	28	29	15,71	56	40x3,6	5,0	280	1847	1567
24	29	30	7,31	50	32x3,0	2,8	140	1567	1427
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2907-1500}{1,1 \cdot 264} = 4,8 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1427-1500}{1500} \cdot 100\% = -4,8\%$									
Магістраль 18-26-31-32-33									
25	18	26	36,46	54	75x4,3	2,0	108	2491	2383
26	26	31	32,31	48	63x3,6	2,6	124,8	2383	2258,2
27	31	32	27,99	272	63x3,6	2,5	680	2258,2	1578,2
28	32	33	3,46	50	25x3,0	1,4	70	1578,2	1508,2
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2491-1500}{1,1 \cdot 424} = 2,12 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1508-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,5\%$									
Магістраль 8-5-2-1									
29	8	5	3	72	63x3,6	3,0	360	2482,2	2122,2
			8,86						
30	5	2	32,33	140	63x3,6	3,2	448	2122,2	1604,2
31	2	1	13,93	106	50x2,9	1,0	106	1604,2	1483,8
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2482,2-1500}{1,1 \cdot 3,18} = 2,8 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1568,2-1500}{1500} \cdot 100\% = 4,5\%$									
Магістраль 7-4-1									
32	7	4	65,87	72	75x4,3	5,0	360	2679,8	2319,8
33	4	1	19,98	152	50x2,9	5,0	836	2319,8	1483,8
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2679,8-1500}{1,1 \cdot 224} = 4,7 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1483,8-1500}{1500} \cdot 100\% = -1,0\%$									
Магістраль 22-17-8									
34	22	17	60,52	74	63x3,6	10,0	740	2777	2037
35	17	8	51,08	68	63x3,6	8,0	544	2037	1493
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2777-1500}{1,1 \cdot 144} = 8,06 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1493-1500}{1500} \cdot 100\% = -0,4\%$									
Магістраль 24-30-32									

36	24	30	14,42	54	40x3,6	6,0	328	2275	1957
37	30	30	7,65	118	32x3,0	4,8	566,4	1957	1384,6
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2275-1500}{1,1 \cdot 102} = 6,91 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1384,6-1500}{1500} \cdot 100\% = -7,6\%$									
Ділянка 4-3									
38	4	3	9,61	104	32x3,0	7,0	728	2319,8	1591,8
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2319,8-1500}{1,1 \cdot 104} = 7,1 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1591,8-1500}{1500} \cdot 100\% = 6,1\%$									
Ділянка 24-9									
39	24	9	23,58	142	40x3,6	5,0	710	2275	1565
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2275-1500}{1,1 \cdot 142} = 4,96 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1565-1500}{1500} \cdot 100\% = 4,3\%$									
Ділянка 27-26									
40	27	26	17,39	104	40x3,6	8,0	832	2367	1535
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2367-1500}{1,1 \cdot 104} = 7,57 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1535-1500}{1500} \cdot 100\% = 2,3\%$									
Ділянка 15-16									
41	15	16	19,04	104	40x3,6	11,0	1144	2788,6	1644,6
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2788,6-1500}{1,1 \cdot 104} = 11,26 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1644,6-1500}{1500} \cdot 100\% = 9,6\%$									
Ділянка 7-6									
42	7	6	18,87	104	40x3,6	11,0	1144	2679,8	1535,8
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2679,8-1500}{1,1 \cdot 104} = 10,31 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1535,8-1500}{1500} \cdot 100\% = 2,3\%$									
Ділянка 17-23									
43	17	23	17,60	110	40x3,6	5,1	561	2037	1476
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2037-1500}{1,1 \cdot 110} = 4,43 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1476-1500}{1500} \cdot 100\% = -1,6\%$									
Ділянка 25-33									
44	25	33	7,2	104	32x3,0	4,0	416	1907	1491
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{1907-1500}{1,1 \cdot 104} = 3,55 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1491-1500}{1500} \cdot 100\% = -0,6\%$									
Ділянка 22-28									
45	22	28	7,39	54	25x3,0	21	1134	2777	1643
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2777-1500}{1,1 \cdot 54} = 21,49 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1643-1500}{1500} \cdot 100\% = 9,5\%$									
Ділянка 23-29									
46	23	29	6,26	54	25x3,0	18	972	2525	1553
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2525-1500}{1,1 \cdot 54} = 17,25 \text{ Па/м}; \quad \delta = \frac{1553-1500}{1500} \cdot 100\% = 3,5\%$									

Розрахунок газопроводів низького тиску мережі ГРП-2

Визначається питома витрата газу по довжині кожного кільця

$$V_{\text{пит1}} = \frac{1000}{174,12} = 5,74 \text{ м}^3 / \text{год} \cdot \text{га.}$$

Питомі шляхові витрати для всіх живильних контурів мережі ГРП 2

№ контура	Площа f_k , га	Витрата газу V_k , м ³ /год	Периметр кільця Σl , м	Питома шляхова витрата газу $V_{питl}$, м ³ /(год м)
1	2	3	4	5
1	10,65	61,13	572	0,107
2	13,52	77,60	680	0,114
3	10,88	62,45	640	0,098
4	4,82	27,67	482	0,057
5	16,80	96,43	668	0,144
6	9,30	53,38	404	0,132
7	4,29	24,62	276	0,089
8	2,58	14,81	315	0,047
9	8,34	47,87	398	0,120
10	10,84	62,22	434	0,143
11	8,62	49,48	402	0,123
12	9,46	54,30	492	0,110
13	12,10	69,45	516	0,134
14	13,20	75,76	564	0,134
15	17,16	98,49	600	0,164
16	21,56	123,75	598	0,207

$$V_{к1} = 5,74 \cdot 10,65 = 61,13 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{к2} = 5,74 \cdot 13,52 = 77,60 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{к3} = 5,74 \cdot 10,88 = 62,45 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{к4} = 5,74 \cdot 4,82 = 27,67 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{к5} = 5,74 \cdot 16,80 = 96,43 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{питl} = 61,13 / 572 = 0,107 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

$$V_{питl} = 77,60 / 680 = 0,114 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

$$V_{питl} = 62,45 / 640 = 0,098 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

$$V_{питl} = 27,67 / 482 = 0,057 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

$$V_{питl} = 96,43 / 668 = 0,144 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

Визначаємо шляхові витрати газу для кожної ділянки та розрахункову витрату від кінцевих точок до ГРП2.

Результати розрахунку заносяться до таблиці 7.

Таблиця 2.7.

Розрахункові витрати газу для ділянок мережі ГРП-2

№ ділянки	Довжина ділянки	Питома шляхова витрата $V_{питл}$, $m^3/(год м)$	Витрата газу, $m^3/год$			
			$V_{ш}$	$0,55V_{ш}$	$V_{т}$	$V_{р}$
1	2	3	4	5	6	7
1-2	44	0,107	4,71	2,59	0	2,59
3-1	242	0,107	25,89	14,24	2,59	16,83
4-2	242	0,107	25,89	14,24	0	14,24
3-4	44	0,107	4,71	2,59	84,40	86,99
4-5	88	0,221	19,45	10,70	42,63	53,33
5-6	116	0,114	13,22	7,27	2,88	10,15
6-7	46	0,114	5,24	2,88	0	2,88
5-8	178	0,114	20,29	11,16	21,32	32,48
8-9	46	0,114	5,24	2,88	18,44	21,32
9-7	294	0,114	33,52	18,44	0	18,44
19-10	300	0,098	29,40	16,17	0	16,17
18-13	160	0,230	36,80	20,24	13,19	33,43
19-20	24	0,123	2,95	1,62	0	1,62
20-3	88	0,107	9,42	5,18	86,99	92,17
16-17	36	0,232	8,35	4,59	71,91	76,50
17-18	42	0,275	11,55	6,35	55,84	62,19
18-19	38	0,221	8,40	4,62	17,79	22,41
16-15	98	0,209	20,48	11,26	0	11,26
13-12	62	0,242	15,00	8,25	4,94	13,19
12-11	58	0,155	8,99	4,94	0	4,94
14-13	62	0,276	17,11	9,41	0	9,41
15-14	66	0,233	15,34	8,44	9,41	17,85
17-14	80	0,221	17,68	9,72	0	9,72
20-15	142	0,191	27,12	14,92	17,85	32,77
25-24	28	0,254	7,11	3,91	165,63	169,54
24-23	34	0,181	6,15	3,38	116,95	120,33
23-22	62	0,254	15,75	8,66	54,14	62,80
22-21	58	0,144	8,35	4,59	32,13	36,72
21-12	216	0,201	43,42	23,88	0	23,88
21-11	208	0,057	11,86	6,52	1,73	8,25
11-10	32	0,098	3,14	1,73	0	1,73
22-29	220	0,144	31,68	17,42	0	17,42
23-30	186	0,244	45,38	24,96	0	24,96
30-29	24	0,110	2,64	1,45	0	1,45

24-31	220	0,268	58,96	32,44	0	32,44
31-30	76	0,134	10,18	5,60	1,45	7,05
26-32	220	0,298	65,56	36,06	11,94	48,0
32-31	64	0,134	8,58	4,72	7,05	11,77
27-33	220	0,371	81,62	44,89	0	44,89
32-33	86	0,164	13,12	7,22	15,26	22,48
28-34	242	0,207	50,09	27,55	0	27,55
33-34	134	0,207	27,74	15,26	0	15,26
24-15	140	0,167	23,38	12,86	0	12,86
26-16	139	0,263	36,56	20,11	87,76	107,87
27-18	139	0,266	36,97	20,33	0	20,33
28-20	139	0,123	17,10	9,41	92,17	101,58
25-26	32	0,254	8,13	4,47	374,64	379,11
26-27	78	0,307	23,95	13,17	205,60	218,77
27-28	62	0,330	20,46	11,25	129,13	140,38
ГРП2-25	10	0	0	0	548,65	548,65

Таблиця 2.8.

Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску мережі ГРП-2

№ п/п	Ділянка		V, м/год	L, м	d×S, мм	ΔРпит.ф., Па	ΔРділ, Па	Pн, Па	Pк, Па
	П	К							
Магістраль ГРП 2-25-26-27-28-20-3-4-5-8-9-7									
1	ГРП	25	548,65	10	200x11,4	1,4	14,0	3000	2986
2	25	26	379,11	32	180x10,3	1,3	41,6	2986	2944,4
3	26	27	218,77	78	160x9,1	1,4	109,2	2944,4	2835,2
4	27	28	140,38	62	140x8,0	1,25	77,5	2835,2	2757,7
5	28	20	101,58	139	125x7,1	1,4	194,6	2757,7	2563,1
6	20	3	92,17	88	125x7,1	1,2	105,6	2563,1	2563,1
7	3	4	86,99	44	110x6,3	1,4	61,6	2457,5	2457,5
8	4	5	53,33	88	75x4,3	1,8	158,2	2395,9	2237,7

Продовження табл. 8

9	5	8	32,48	178	75x4,3	1,4	249,2	2237,7	1988,5
10	8	9	21,32	46	63x3,6	1,6	73,6	1988,5	1914,9
11	9	7	18,44	294	63x3,6	1,4	411,6	1914,9	1503,3
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1503,3 - 1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$			
Магістраль 26-16-17-18-13-12-11									
12	26	16	107,87	139	110x6,3	3,0	417	2944,4	2527,4
13	16	17	76,50	36	75x4,3	4,0	144	2527,4	2383,4
14	17	18	62,19	42	75x4,3	3,0	126	2383,4	2257,4
15	18	13	39,43	160	75x4,3	2,0	320	2257,4	1937,4
16	13	12	13,19	62	50x2,9	2,2	136,4	1937,4	1801

17	12	11	4,94	58	25x3,0	3,5	203	1801	1598
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2944,4-1500}{1,1 \cdot 497} = 2,64 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1598-1500}{1500} \cdot 100\% = 6,5\%$			
Магістраль 25-24-23-22-21-11-10									
18	25	24	169,54	28	125x7,1	3,0	84	2986	2902
19	24	23	120,23	34	90x5,2	4,0	136	2902	2766
20	23	22	62,80	62	75x4,3	3,0	186	2766	2580
21	22	21	36,72	58	63x3,6	4,0	232	2580	2348
22	21	11	8,25	208	32x3,0	4,0	832	2348	1516
23	11	10	1,73	32	32x3,0	1,8	57,6	1516	1458,4
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2986-1500}{1,1 \cdot 422} = 3,2 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1458,4-1500}{1500} \cdot 100\% = 2,7\%$			
Магістраль 26-32-31-30-29									
24	26	32	48,0	220	75x4,3	3,0	660	2944,4	2284,4
25	32	31	11,77	64	40x3,6	3,5	224	2284,4	2060,4
26	31	30	7,05	76	25x3,0	7,0	532	2060,4	1528,4
27	30	29	1,45	24	25x3,0	2,0	48	1528,4	1480,4
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2944,4-1500}{1,1 \cdot 384} = 3,41 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1480,4-1500}{1500} \cdot 100\% = -1,9\%$			
Магістраль 23-15-14-13									
28	23	15	32,77	142	63x3,6	4,0	568	2766	2198
29	15	14	17,85	66	40x3,6	4,2	277,2	2198	1920,8
30	14	13	9,41	62	40x3,6	6,0	372	1920,8	1548,8
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2766-1500}{1,1 \cdot 1059} = 4,26 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1548,8-1500}{1500} \cdot 100\% = 3,25\%$			
Магістраль 32-33-34									
31	32	33	22,48	86	50x2,9	2,5	215	2284,4	2069,4
32	33	34	15,26	134	40x3,6	3,5	469	2069,4	1600,4
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2284,4-1500}{1,1 \cdot 220} = 3,24 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1600,4-1500}{1500} \cdot 100\% = 6,6\%$			
Магістраль 18-19-10									
33	18	19	22,41	38	63x3,6	2,2	83,6	2257,4	2173,8
34	19	10	16,17	300	50x2,9	1,8	540	2173,8	1633,8
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2257,4-1500}{1,1 \cdot 338} = 2,04 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1633,8-1500}{1500} \cdot 100\% = 8,9\%$			
Магістраль 5-6-7									
35	5	6	10,15	116	40x3,6	3,5	406	2237,7	1831,7
36	6	7	2,88	46	25x3,0	4,6	211,6	1831,7	1620,1

$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2237,7-1500}{1,1 \cdot 162} = 4,13 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1620,1-1500}{1500} \cdot 100\% = 8,0\%$
Магістраль 3-2-1										
37	3	2	16,83	242	40x3,6	3,5	847	2457,5	1610,5	
38	2	1	2,59	44	25x3,0	3,0	132	1610,5	1478,5	
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2457,5-1500}{1,1 \cdot 286} = 3,04 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1478,5-1500}{1500} \cdot 100\% = -1,4\%$
Ділянка 4-2										
39	4	2	14,24	242	40x3,6	3,36	813,12	2295,9	1582,78	
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2395,9-1500}{1,1 \cdot 242} = 3,36 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1582,78-1500}{1500} \cdot 100\% = 5,5\%$
Ділянка 28-34										
40	28	34	27,55	242	40x3,6	4,27	1137,4	2757,7	1620,3	
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2757,7-1500}{1,1 \cdot 242} = 4,72 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1620,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 8,0\%$
Ділянка 27-33										
41	27	33	44,89	220	63x3,6	6,0	1320	2835,2	1515,2	
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2835,2-1500}{1,1 \cdot 220} = 5,51 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1515,2-1500}{1500} \cdot 100\% = 1,0\%$
Ділянка 19-20										
42	19	20	1,62	24	25x3,0	20	480	2173,8	1693,8	
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2173,8-1500}{1,1 \cdot 24} = 25,52 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1693,8-1500}{1500} \cdot 100\% = 9,8\%$
Ділянка 27-18										
43	27	18	20,33	139	40x3,6	8,7	1209,3	2835,2	1625,9	
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2835,2-1500}{1,1 \cdot 139} = 8,73 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1625,9-1500}{1500} \cdot 100\% = 8,3\%$
Ділянка 24-15										
44	24	15	12,86	140	32x3,0	10,0	1400	2902	1502	
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2902-1500}{1,1 \cdot 140} = 9,10 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1502-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,13\%$
Ділянка 24-31										
45	24	31	32,44	220	50x2,9	5,8	1276	2902	1626	
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{2902-1500}{1,1 \cdot 220} = 5,79 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1626-1500}{1500} \cdot 100\% = 8,2\%$
Продовження табл. 8										
Ділянка 23-30										
46	23	30	24,96	186	44,5x3,0	8,0	13,6	2766	1352,4	

$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2766-1500}{1,1 \cdot 186} = 6,18 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1352,4 - 1500}{1500} \cdot 100\% = -9,8\%$									
Ділянка 22-29									
47	22	29	17,42	220	40x3,6	4,4	961	2580	1612
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2580-1500}{1,1 \cdot 220} = 4,46 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1612 - 1500}{1500} \cdot 100\% = 7,4\%$									
Ділянка 21-12									
48	21	12	23,88	216	50x2,9	3,6	756	2348	1592
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2348-1500}{1,1 \cdot 216} = 3,56 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1592 - 1500}{1500} \cdot 100\% = 6,1\%$									
Ділянка 17-14									
49	17	14	9,72	80	25x3,0	12	960	2383,4	1423,4
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2383,4-1500}{1,1 \cdot 80} = 10,03 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1423,4 - 1500}{1500} \cdot 100\% = -5,1\%$									
Ділянка 16-15									
50	16	15	11,26	98	25x3,0	10	980	2527,4	1547,4
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2527,4-1500}{1,1 \cdot 98} = 11,67 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1547,4 - 1500}{1500} \cdot 100\% = 3,1\%$									

Розрахунок газопроводів низького тиску мережі ГРП-3

$$V_{\text{пит1}} = \frac{1000}{303,29} = 3,29 \text{ м}^3/\text{год} \cdot \text{га.}$$

$$V_{\text{к1}} = 3,29 \cdot 14,89 = 48,98 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{\text{к2}} = 3,29 \cdot 36,27 = 119,32 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{\text{к3}} = 3,29 \cdot 5,22 = 17,17 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{\text{к4}} = 3,29 \cdot 8,46 = 27,83 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{\text{к5}} = 3,29 \cdot 5,69 = 18,72 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$V_{\text{нит1}} = 48,98 / 884 = 0,055 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

$$V_{\text{нит2}} = 119,32 / 1032 = 0,115 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

$$V_{\text{нит3}} = 17,17 / 464 = 0,037 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

$$V_{\text{нит4}} = 27,83 / 498 = 0,056 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

$$V_{\text{нит5}} = 18,72 / 376 = 0,049 \text{ м}^3/(\text{год м})$$

Таблиця 2.9.

Питомі шляхові витрати для всіх живильних контурів мережі ГРП-3

№ контуру	Площа f_k , га	Витрата газу V_k , м ³ /год	Периметр кільця $\sum l$, м	Питома шляхова витрата газу $V_{питl}$, м ³ /(год м)
1	2	3	4	5
1	14,89	48,98	884	0,055
2	36,27	119,32	1032	0,115
3	5,22	17,17	464	0,037
4	8,46	27,83	498	0,056
5	5,69	18,72	376	0,0498
6	5,12	16,84	300	0,056
7	6,14	20,2	324	0,062
8	5,92	19,18	308	0,062
9	10,09	33,19	444	0,075
10	8,18	26,91	404	0,067
11	29,32	96,46	692	0,139
12	17,68	58,16	600	0,097
13	7,10	23,35	384	0,061
14	32,63	107,35	1120	0,096
15	7,64	25,13	512	0,049
16	14,82	48,75	580	0,084
17	18,86	62,00	624	0,099
18	11,42	37,57	564	0,067
19	22,54	74,15	924	0,080
20	16,72	55,00	780	0,071
21	15,96	52,51	752	0,069
22	6,99	22,98	444	0,052
23	10,4	34,21	492	0,069
24	5,91	19,44	320	0,061
25	5,91	19,44	320	0,061

Таблиця 2.10.

Розрахункові витрати газу для ділянок мережі ГРП 3

№ ділянки	Довжина ділянки	Питома шляхова витрата $V_{питл}$	Витрата газу, м ³ /год			
			$V_{ш}$	$0,55V_{ш}$	V_T	V_P
40-36	136	0,183	24,89	13,70	373,98	387,68
36-35	32	0,232	7,42	4,08	311,45	315,53
35-33	40	0,049	1,96	1,08	304,55	305,63
33-32	42	0,049	2,06	1,13	303,42	304,55
32-30	38	0,145	5,51	3,03	295,54	298,57
30-27	76	0,096	7,30	4,02	261,95	265,97
27-19	56	0,200	11,20	6,16	101,46	107,62
19-10	188	0,236	44,37	24,40	68,03	92,43
10-6	36	0,214	7,70	4,24	28,08	32,32
6-5	90	0,056	5,04	2,77	19,29	22,06
5-4	48	0,037	1,77	0,97	18,32	19,29
4-3	62	0,115	7,13	3,92	14,40	18,32
3-2	200	0,115	23,00	12,65	1,75	14,40
2-1	58	0,055	3,19	1,75	0	1,75
6-7	146	0,075	10,95	6,02	0	6,02
10-11	46	0,075	3,45	1,89	33,82	35,71
11-12	52	0,067	3,48	1,91	20,61	22,42
12-9	146	0,067	9,78	5,38	5,20	10,58
9-8	56	0,067	3,75	2,06	3,14	5,20
8-7	76	0,075	5,70	3,14	0	3,14
11-8	146	0,142	20,73	11,4	0	11,4
12-20	188	0,097	18,24	10,03	0	10,03
19-20	104	0,158	16,43	9,03	0	9,03
27-28	136	0,061	8,30	4,57	2,89	7,46
28-20	86	0,061	5,25	2,89	0	2,89
27-26	138	0,235	32,43	17,84	129,03	146,87
26-25	78	0,158	12,32	6,78	86,82	93,60
25-24	86	0,158	13,59	7,47	59,38	66,85
24-23	58	0,211	12,24	6,73	19,61	26,34
23-22	58	0,151	8,76	4,82	14,79	19,61
22-21	60	0,096	5,76	3,17	0	3,17
22-1	384	0,055	21,12	11,62	0	11,62
23-2	384	0,170	65,28	35,90	0	35,90
24-16	76	0,177	13,45	7,40	25,64	33,04
16-13	110	0,164	18,04	9,92	15,72	25,64
13-4	188	0,152	28,58	15,72	0	15,72
25-17	76	0,124	9,42	5,18	14,79	19,97

17-14	72	0,105	7,56	4,16	9,61	13,77
14-5	188	0,093	17,48	9,61	0	9,61
26-18	76	0,201	15,28	8,40	27,03	35,43
18-15	72	0,195	14,04	7,72	19,31	27,03
15-6	180	0,195	35,1	19,31	0	19,31
13-14	48	0,086	4,13	2,27	0	2,27
14-15	78	0,112	8,74	4,81	0	4,81
16-17	86	0,111	9,55	5,25	0	5,25
17-18	78	0,118	9,20	5,06	0	5,06
30-29	484	0,096	46,46	25,55	4,02	29,57
29-21	76	0,096	7,30	4,02	0	4,02
32-31	140	0,049	6,86	3,77	1,08	4,85
31-34	40	0,049	1,96	1,08	0	1,08
35-34	216	0,049	10,58	5,82	0	5,82
36-37	86	0,084	7,22	3,97	0	3,97
62-37	184	0,084	15,46	8,50	0	8,50
41-62	86	0,084	7,22	3,97	8,50	12,47
40-41	88	0,183	16,10	8,86	119,03	127,89
41-42	64	0,179	11,46	6,30	78,79	85,09
36-38	64	0,099	6,34	3,49	50,99	54,48
38-39	24	0,067	1,61	0,89	50,1	50,99
39-44	238	0,067	15,95	8,77	41,33	50,10
44-49	312	0,069	21,53	11,84	29,49	41,33
49-57	112	0,130	14,56	8,01	21,48	29,49
57-59	58	0,061	3,54	1,95	14,16	16,11
59-61	58	0,061	3,54	1,95	5,37	7,32
38-43	232	0,166	38,51	21,18	24,02	45,2
42-43	36	0,170	6,12	3,37	4,79	8,16
43-44	64	0,136	8,70	4,79	0	4,79
41-63	188	0,080	15,04	8,27	13,20	21,47
63-45	184	0,080	14,72	8,10	5,10	13,20
45-46	116	0,080	9,28	5,10	0	5,10
42-47	372	0,151	56,17	30,89	39,74	70,63
43-48	312	0,140	43,68	24,02	0	24,02
47-46	40	0,080	3,20	1,76	33,12	34,88
47-48	60	0,071	4,26	2,34	2,43	4,77
48-49	64	0,069	4,42	2,43	0	2,43
46-51	32	0,132	4,22	2,32	30,8	33,12
51-53	38	0,052	1,98	1,10	22,5	23,60
53-55	62	0,069	4,28	2,35	9,34	11,69
55-54	184	0,069	12,70	6,99	2,35	9,34
54-52	62	0,069	4,28	2,35	0	2,35

53-52	184	0,130	23,92	13,16	0	13,16
51-50	184	0,059	10,86	5,97	1,23	7,20
50-52	38	0,059	2,24	1,23	0	1,23
57-56	102	0,061	6,22	3,42	1,95	5,37
56-58	58	0,061	3,54	1,95	0	1,95
59-58	102	0,122	12,44	6,84	0	6,84
61-60	102	0,061	6,22	3,42	1,95	5,37
60-58	58	0,061	3,54	1,95	0	1,95
ГРПЗ-40	10	0	0	0	515,57	515,57

Таблиця 2.11.

Гідралічний розрахунок газопроводів низького тиску мережі ГРП-3

№ п/п	Ділянка		V, м/год	L, м	d×S, мм	ΔP _{пит.ф.} , Па	ΔP _{діл.} , Па	P _{н.} , Па	P _{к.} , Па
	П	К							
Магістраль ГРПЗ-40-36-35-33-32-30-27-19-10-6-5-4-3-2-1									
1	ГРП	40	515,57	10	225x12,8	1,2	12	3000,00	2988,00
2	40	36	387,68	136	200x11,4	1,20	163,2	2988,0	2824,8
3	36	35	315,53	32	180x10,3	1,25	40,0	2824,8	2784,8
4	35	33	305,63	40	180x10,3	1,25	50,0	2784,8	2734,8
5	33	32	304,55	42	180x10,3	1,25	52,5	2734,8	2682,3
6	32	30	298,57	38	160x9,1	1,40	53,2	2682,3	2629,1
7	30	27	265,97	76	160x9,1	1,28	97,28	2629,1	2531,82
8	27	19	107,62	56	125x7,1	1,22	68,32	2531,82	2463,50
9	19	10	92,43	188	125x7,1	1,20	225,6	2463,50	2237,90
10	10	6	32,32	36	75x4,3	1,40	50,40	2237,90	2187,50
11	6	5	22,06	90	63x3,6	1,45	130,50	2187,50	2057,00
12	5	4	19,29	48	63x3,6	1,60	76,80	2057,00	1980,20
13	4	3	18,32	62	63x3,6	1,30	80,60	1980,20	1899,60
14	3	2	14,40	200	50x2,9	0,90	180,00	1899,60	1719,60
15	2	1	1,75	58	25x3,0	4,0	232,00	1719,60	1487,60
						$\delta = \frac{1503,3 - 1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$			
$\Delta P_{\text{пит.сер}} = \frac{3000 - 1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$									
Магістраль 36-38-39-44-49-57-59-61-60-58									
16	36	38	54,48	64	110x6,3	1,1	70,4	2824,8	2754,4
17	38	39	50,99	24	110x6,3	1,0	24,0	2754,4	2730,4
18	39	44	50,10	238	90x5,2	1,1	261,8	2730,4	2468,6
19	44	49	41,33	312	90x5,2	1,0	312,0	2468,6	2156,6
20	49	57	29,49	112	75x4,3	1,0	112,0	2156,6	2044,6
21	57	59	16,11	58	63x3,6	1,2	69,6	2044,6	1975,0
22	59	61	7,32	58	40x3,6	1,4	81,2	1975,0	1893,8
23	61	60	5,37	102	32x3,0	1,6	163,2	1893,8	1730,6
24	60	58	1,95	58	25x3,0	1,49	86,42	1730,6	1644,18

$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1503,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$									
Магістраль 40-41-42-47-46-51-53-55-54-52									
25	40	41	127,89	88	125x7,1	1,6	140,8	2988,0	2847,2
26	41	42	85,09	64	110x6,3	1,4	89,6	2847,2	2757,6
27	42	47	70,63	372	110x6,3	1,4	520,8	2757,6	2236,8
28	47	46	34,88	40	75x4,3	1,6	64,0	2236,8	2172,8
29	46	51	33,12	32	63x3,6	1,6	51,2	2172,8	2121,6
30	51	53	23,60	38	63x3,6	1,8	68,4	2121,6	2053,2
31	53	55	11,69	62	40x3,6	2,0	124,0	2053,2	1929,2
32	55	54	9,34	184	40x3,6	1,8	331,2	1929,2	1598,0
33	54	52	2,35	62	25x3,0	1,8	111,6	1598,0	1486,4
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1503,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$									
Магістраль 27-26-25-24-23-22-21									
34	27	26	146,87	138	125x7,1	1,9	262,2	2531,82	2269,62
35	26	25	93,60	78	110x6,3	2,2	171,6	2269,62	2098,02
36	25	24	66,85	86	75x4,3	2,2	189,2	2098,02	1908,82
37	24	23	26,34	58	63x3,6	2,4	139,2	1908,82	1769,62
38	23	22	19,61	58	50x2,9	2,0	116,0	1769,62	1653,62
39	22	21	3,17	60	25x3,0	1,8	108,0	1653,62	1545,62
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1503,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$									
Магістраль 26-18-15-6									
40	28	18	35,43	76	75x4,3	1,8	136,8	2268,62	2131,82
41	18	15	27,03	72	63x3,6	2,4	172,8	2131,82	1959,02
42	15	6	19,31	180	50x2,9	2,0	360,0	1959,02	1599,02
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1503,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$									
Магістраль 25-17-14-5									
43	25	17	19,97	76	63x3,6	1,6	121,6	2098,02	1976,42
44	17	14	13,77	72	50x2,9	1,0	72,0	1976,42	1904,42
45	14	5	9,61	188	40x3,6	2,0	376,0	1904,42	1528,42
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1503,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$									
Магістраль 24-16-13-4									
46	24	16	33,04	76	75x4,3	0,9	68,4	1908,82	1840,42
47	16	13	25,64	110	75x4,3	1,0	110,0	1840,42	1730,42
48	13	4	15,72	188	50x2,9	1,2	225,6	1730,42	1504,84

$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1503,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$									
Магістраль 10-11-12-9-8-7									
49	10	11	35,71	46	75x4,3	1,6	73,6	2237,9	2164,3
50	11	12	22,42	52	63x3,6	1,6	13,2	2164,3	2081,1
51	12	9	10,58	146	50x2,9	2,0	292,0	2081,1	1789,1
52	9	8	5,20	56	32x3,0	1,6	89,6	1789,1	1699,5
53	8	7	3,14	76	25x3,0	1,4	106,4	1699,5	1593,1
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1503,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$									
Магістраль 41-63-45-46									
54	41	63	21,47	188	50x2,9	2,1	394,8	2847,2	2452,4
55	63	45	13,20	184	40x3,6	2,5	460,0	2452,4	1992,4
56	45	46	5,10	116	25x3,0	3,5	406,0	1992,4	1586,4
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1503,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$									
Магістраль 38-43-48									
57	38	43	45,20	232	75x4,3	2,8	649,6	2754,4	2104,8
58	43	48	24,02	312	50x2,9	2,0	624,0	2104,8	1480,8
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1503,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$									
Магістраль 47-48-49									
59	47	48	4,77	60	25x3,0	9,0	540,0	2236,8	1736,8
60	48	49	2,43	64	25x3,0	1,8	115,2	1736,8	1621,6
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1503,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$									
Магістраль 27-28-20									
61	27	28	7,46	136	25x3,0	6,0	816	2531,82	1715,82
62	28	20	2,89	86	25x3,0	3,0	258	1715,82	1457,82
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1503,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$									
Магістраль 41-62-37									
63	41	62	12,47	86	40x3,6	4,5	387	2847,2	2460,2
64	62	37	8,50	184	32x3,0	5,0	920	2460,2	1540,2
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$ $\delta = \frac{1503,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$									
Магістраль 57-56-58									
65	57	56	5,37	102	25x3,0	4,0	408	2044,6	1636,6
66	56	58	1,95	58	25x3,0	2,0	116	1636,6	1520,6

$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{3000-1500}{1,1 \cdot 1059} = 1,28 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1503,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 0,2\%$
Магістраль 51-50-52										
67	51	50	7,2	184	32x3,0	3,0	552	2121,6	1569,6	
68	50	52	1,23	38	25x3,0	0,6	22,8	1569,6	1546,8	
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2457,5-1500}{1,1 \cdot 286} = 3,04 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1478,5-1500}{1500} \cdot 100\% = -1,4\%$
Магістраль 42-43-44										
69	42	43	8,16	36	25x3,0	11	396	2757,6	2361,6	
70	43	44	4,79	64	25x3,0	11	746	2361,6	1657,6	
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2395,9-1500}{1,1 \cdot 242} = 3,36 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1582,78-1500}{1500} \cdot 100\% = 5,5\%$
Магістраль 32-31-34										
71	32	31	4,85	140	25x3,0	4,0	840	2682,3	1702,3	
72	31	34	1,08	40	25x3,0	2,0	80	1702,3	1622,3	
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2757,7-1500}{1,1 \cdot 242} = 4,72 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1620,3-1500}{1500} \cdot 100\% = 8,0\%$
Магістраль 30-29-21										
73	30	29	29,57	484	75x4,3	1,8	871,20	2629,1	1757,9	
74	29	21	4,02	76	25x3,0	2,0	152	1757,9	1605,9	
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2835,2-1500}{1,1 \cdot 220} = 5,51 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1515,2-1500}{1500} \cdot 100\% = 1,0\%$
Ділянка 59-58										
75	59	58	6,84	102	32x3,0	3,5	357	1975	1618	
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{1975-1500}{1,1 \cdot 102} = 4,23 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1618-1500}{1500} \cdot 100\% = 7,8\%$
Ділянка 53-52										
76	53	52	13,16	184	42,25x3,25	3,5	644	2053,2	1409,2	
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2053,2-1500}{1,1 \cdot 184} = 2,7 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1409,2-1500}{1500} \cdot 100\% = -6,0\%$
Ділянка 35-34										
77	35	34	5,82	216	40x3,6	5,4	1166,4	2784,8	1618,4	
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2784,8-1500}{1,1 \cdot 216} = 5,4 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1618,4-1500}{1500} \cdot 100\% = 7,8\%$
Ділянка 36-37										
78	36	37	3,97	86	25x3,0	14	1204	2824,8	1620,8	
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2824,8-1500}{1,1 \cdot 86} = 14 \text{ Па/м};$										$\delta = \frac{1620,8-1500}{1500} \cdot 100\% = 8,0\%$

Ділянка 19-20									
79	19	20	9,03	104	25x3,0	10	1040	2463,5	1423,5
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2463,5-1500}{1,1 \cdot 104} = 8,42 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1423,5-1500}{1500} \cdot 100\% = -5,1\%$			
Ділянка 12-20									
80	12	20	10,03	188	40x3,6	3,0	564	2081,1	1517,1
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2081,1-1500}{1,1 \cdot 188} = 2,8 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1517,1-1500}{1500} \cdot 100\% = 4,7\%$			
Ділянка 11-8									
81	11	8	11,4	146	32x3,0	5,0	730	2164,3	1434,3
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2164,3-1500}{1,1 \cdot 146} = 4,13 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1434,3-1500}{1500} \cdot 100\% = -4,3\%$			
Ділянка 6-7									
82	6	7	6,02	146	25x3,0	5,0	730	2187,5	1457,5
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{2187,5-1500}{1,1 \cdot 146} = 4,2 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1457,5-1500}{1500} \cdot 100\% = -2,8\%$			
Ділянка 23-2									
83	23	2	35,9	384	90x5,2	0,6	230,4	1769,62	1539,22
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{1769,62-1500}{1,1 \cdot 384} = 0,63 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1539,22-1500}{1500} \cdot 100\% = 2,6\%$			
Ділянка 22-1									
84	22	1	11,62	384	75x4,3	0,2	76,8	1653,62	1576,82
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{1653,62-1500}{1,1 \cdot 384} = 0,36 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1576,82-1500}{1500} \cdot 100\% = 5,1\%$			

Продовження табл. 12

Ділянка 14-15									
85	14	15	4,81	78	25x3,0	4,0	312	1904,42	1592,42
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{1904,42-1500}{1,1 \cdot 78} = 4,71 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1592,42-1500}{1500} \cdot 100\% = 6,1\%$			
Ділянка 13-14									
86	13	14	2,27	48	25x3,0	2,5	120	1730,42	1610,42
$\Delta P_{\text{пит. сер}} = \frac{1730,42-1500}{1,1 \cdot 48} = 4,36 \text{ Па/м};$						$\delta = \frac{1610,42-1500}{1500} \cdot 100\% = 7,3\%$			
Ділянка 17-18									
87	17	18	5,06	78	25x3,0	4,5	351	1976,42	1625,42

$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{1976,42 - 1500}{1,1 \cdot 78} = 5,55 \text{ Па/м};$					$\delta = \frac{1625,42 - 1500}{1500} \cdot 100\% = 8,3\%$				
Ділянка 16-17									
88	16	17	5,25	86	25x3,0	3,59	308,74	1840,42	1531,68
$\Delta R_{\text{пит. сер}} = \frac{1840,42 - 1500}{1,1 \cdot 86} = 3,59 \text{ Па/м};$					$\delta = \frac{1531,68 - 1500}{1500} \cdot 100\% = 2,16\%$				

Нев'язка у вузлових точках не перевищує 10%.

Розділ 3. Розрахунок і підбір обладнання стаціонарних ГРП

3.1. Характеристика газорегуляторного пункту

Для зниження тиску газу і підтримки його на заданому рівні в запроектованій системі газопостачання передбачений газорегуляторний пункт ГРП.

ГРП розміщений з урахуванням виключення його пошкодження від наїздів транспорту, стихійних лих, урагану та ін.

У межах охоронної зони ГРП встановлено огороження з металевої сітки, висотою 1,6 м.

До ГРП забезпечені вільні під'їзні дороги з твердим покриттям для транспорту, у тому числі аварійних і пожежних машин.

Обладнання, яке розміщується в приміщеннях ГРП, доступне для ремонту та обслуговування, ширина основних проходів між устаткуванням та іншими предметами згідно вимог не менше 0,8 м, а між паралельними рядами обладнання - не менш 0,4 м.

У приміщенні підлога безіскрова, конструкції вікон і дверей виключають утворення іскор.

Стіни передбачені протипожежними I типу, газонепроникними. Двері ГРП передбачені також протипожежними та такими, що відкриваються назовні.

До складу обладнання ГРП входять:

- запірна арматура;
- регулятори тиску;
- запобіжно-запірні клапани (ЗЗК);
- запобіжні скидні клапани (ЗСК);
- прилади виміру витрати газу;
- прилади КВП.

Газове обладнання в газорегулюючих блоках ГРП розташовується в наступній послідовності: загальний запірний орган з ручним керуванням для повного відключення ГРП; фільтр з байпасом; витратомір (камерна діафрагма з дифманометрами, газовий лічильник); запобіжний запірний клапан (ЗЗК); регулятор тиску газу; запобіжно скидний клапан (ЗСК) після регулятора.

В ГРП передбачені продувні газопроводи: на вхідному газопроводі - після першого відключаючого пристрою; на байпасі (обвідному газопроводі) - між двома відключаючими пристроями; на ділянках газопроводу - з устаткуванням, що відключається для проведення профілактичного огляду і ремонту.

Вибір обладнання ГРП та ГРУ починається з визначення типу регулятора тиску газу.

Після вибору регулятора тиску визначаються типи запобіжно-запірних і запобіжно-скидних клапанів.

Далі підбирається фільтр для очищення газу, а потім запірні арматури і контрольно вимірювальні прилади.

3.2. Вибір регулятора тиску

Вдосконалення конструкцій регуляторів тиску за останні роки відбувалося в наступних напрямках:

- Комбінування основної функції регулятора з функціями запобіжних клапанів (ЗЗК і ЗСК).
- Очищення газу.
- Зменшення залежності вихідних значень виграючого газу від величини вхідного тиску.
- Підвищення стабілізації роботи регулятора в умовах виникнення автоколивань і гідравлічних ударів.

Регулятор тиску повинен забезпечувати пропуск через ГРП необхідну кількість газу і підтримувати постійний тиск, незалежно від витрат.

Розрахункове рівняння для визначення пропускної здатності регулятора тиску вибираються залежно від характеру витікання газу через регулюючий орган.

При докритичному витоку, коли швидкість газу при проході через клапан регулятора не перевищує швидкість звуку, розрахункове рівняння записується у вигляді:

$$V_p = 5260 \cdot K_v \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{(\Delta P/P_1) \cdot T \cdot Z}{\rho}}, \text{ м}^3/\text{ГОД}.$$

При понад критичному тиску, коли швидкість газу в клапані регулятора тиску перевищує швидкість звуку, розрахункове рівняння має вигляд:

$$V_p = 5260 \cdot K_v \cdot \varepsilon_{кр} \cdot \sqrt{\frac{(\Delta P/P_1)_{кр} \cdot T \cdot Z}{\rho}}, \text{ м}^3/\text{ГОД}$$

У формулах:

K_v - коефіцієнт пропускної здатності регулятора тиску;

$\varepsilon_{кр}$ - коефіцієнт, що враховує неточність вихідної моделі для рівнянь:

$$\varepsilon = 1 - 0,46 \cdot (\Delta P/P_1);$$

$$\varepsilon_{кр} = 1 - 0,46 \cdot (\Delta P/P_1)_{кр}.$$

ΔP - перепад тисків в лінії регулювання, зазвичай рівний 0,007 МПа:

$$\Delta P = P_1 - P_2 - \Delta P_{кр}, \text{ МПа},$$

де P_1 - абсолютний тиск газу перед ГРП, МПа;

P_2 - абсолютний тиск газу після ГРП, МПа.

$$P_1 = 0,15 + 0,1 = 0,25 \text{ МПа};$$

$$P_2 = 0,005 + 0,1 = 0,105 \text{ МПа};$$

$$(\Delta P/P_1)_{кр} = 0,5 \text{ МПа};$$

$$\varepsilon_{кр} = 1 - 0,46 \cdot 0,5 = 0,77.$$

$\rho_0 = 0,73$ - щільність газу при нормальному тиску, кг/м^3 ; T - абсолютна температура газу рівна 273 K ; Z - коефіцієнт, що враховує відхилення властивостей газу від властивостей ідеального газу ($Z = 1$).

Розрахункова витрата V_p повинна бути більше оптимальної витрати газу через ГРП на 15-20%, тобто:

$$V = 1,2 \cdot 1601,6 = 1922 \text{ (м}^3\text{/год)},$$

Визначити режим витікання газу через клапан регулятора можна по співвідношенню:

$$P_2 / P_1 = 0,105 / 0,25 = 0,42 \text{ МПа}$$

Так, як $P_2 / P_1 > 0,5$ то рух газу буде докритичним і тому слід застосовувати перше рівняння.

$$K_v = \frac{V_p}{\left[5260 \cdot \varepsilon_{кр} \cdot P_1 \cdot \sqrt{\frac{(\Delta P / P_1)_{кр} \cdot T \cdot Z}{\rho}} \right]};$$

$$K_v = \frac{1922,00}{\left[5260 \cdot 0,77 \cdot 0,25 \cdot \sqrt{\frac{0,5 \cdot 273 \cdot 1}{0,73}} \right]} = 32,37.$$

Правильний підбір регулятора тиску повинен забезпечити стійкість системи «регулятор-газова мережа», тобто здатність її повертатися до початкового стану після припинення збурення.

Основні труднощі при підборі регуляторів тиску полягають в тому, що регульовані об'єкти різні за своїми динамічними властивостями.

Регулятор повинен не тільки стабільно працювати в широкому діапазоні навантажень, від мінімального споживання газу (для розпалу) до повного навантаження, але й швидко реагувати на різку зміну навантаженій між цими межами.

Правильний вибір типу регулятора тиску газу і розміру його виконавчого пристрою має велике значення для роботи автоматичного газорегулювання.

Критерії вибору регулятора тиску газу:

- 1) точність підтримки тиску газу в контрольованій точці;
- 2) тип об'єкта регулювання;
- 3) максимальний і мінімальний відбір газу, м³/год;
- 4) максимальний і мінімальний вхідний тиск. МПа;
- 5) максимальний і мінімальний вихідний тиск. МПа;
- 6) необхідність повної герметичності закриття клапана регулятора;
- 7) максимально допустиме відхилення регульованого тиску і час перехідного процесу регулювання;
- 8) необхідність регулювання заданого тиску за програмою, або управління на відстані -заданим тиском.

З приведених раніше типів регуляторів найточніше підтримують заданий вихідний тиск регулятори непрямої дії з ізодромним законом регулювання, найменш точно — регулятори тиску прямої дії із статичним законом регулювання

Нормативними документами відзначні вимоги до нерівномірності регулювання тиску газу в регуляторах, які встановлені в міських і селищних системах газопостачання: для регуляторів тиску, що встановлюються в тупикових об'єктах, не більше $\pm 20\%$. а для інших — не більше $\pm 10\%$.

За проведенням розрахунком отримано $K_v = 32,37$, тому вибираємо регулятор Tartarini MNB-50. Отже, цей регулятор слід встановити в ГРП



Рис. 3.1. регулятор Tartarini MNB-50

Технічні характеристики регулятора тиску газу Tartarini MBN / 50

Допустимий тиск на вході - 6 бар (0,6 Мпа).

Діапазон налаштування вихідного тиску -15 ... 500 Мбар (1,5-50 кПа)

Переваги: нормально-відкритий регулятор; збалансований клапан; широкий діапазон регульованого тиску; повне закриття при нульовій витраті; простота технічного обслуговування; наявність запобіжного запірною клапана по мінімальному і максимальному тиску.

3.3. Вибір запобіжних клапанів

Вибір запобіжно-запірною клапана

Промисловість випускає два типи ЗЗК: ПКН і ПКВ. Перший слід застосовувати у випадках, коли після ГРП або ГРУ підтримується низький тиск, другий - середня. Габарити і тип клапана визначаються типом регулятора тиску. ЗЗК зазвичай вибирають з таким же умовним діаметром, як і регулятор. Визначено тип регулятора Tartarini MNB-50. Цей регулятор має умовний діаметр 50 мм. Отже, ЗЗК буде Tartarini BM7.



Рис. 3.2. Запобіжно-запірний клапан Tartarini BM7.

Вибір запобіжно-скидного клапана

Запобіжно-скидний клапан підбирається по пропускній здатності регулятора тиску. Пропускна здатність ЗСК повинна складати не менше 10 % від пропускної здатності регулятора тиску або не менш пропускної здатності найбільшого з клапанів. Вибираємо Tartarini V-60.



Рис. 3.3. Запобіжно-скидний клапан Tartarini V-60.

3.4. Вибір фільтра

Завданням фільтра в ГРП або ГРУ є очищення від механічних домішок. При цьому фільтр повинен пропускати весь газовий потік, не перевищуючи допустиму втрату тиску на собі в розмірі 10000 Па.

Для підбору фільтра необхідно визначити перепад тиску газу на ньому при розрахунковій витраті газу через ГРП або ГРУ.

Для фільтрів цей перепад тиску визначають за формулою:

$$\Delta P = 0,1 \cdot \Delta P_{\text{ГР}} \cdot \left(\frac{V_{\text{Р}}}{V_{\text{ГР}}} \right) \cdot \frac{\rho_0}{\rho_1}, \quad \text{Па,}$$

де $\Delta P_{\text{ГР}}$ - паспортне значення перепаду тиску газу на фільтрі, Па; $V_{\text{ГР}}$ - паспортне значення пропускної здатності фільтра, м³/год; ρ_0 - щільність газу

при нормальних умовах, кг/м^3 ; P_1 - абсолютний тиск газу перед фільтром, МПа; V_p - розрахункова витрата газу через ГРП, $\text{м}^3/\text{год.}$

$$\Delta P_{\text{Гр}} = 10000 \text{ (Па)}, V_{\text{Гр}} = 7000 \text{ (м}^3/\text{год)}, \rho_0 = 0,73 \text{ (кг/м}^3),$$

За вихідний візьмемо фільтр MADAS FGM DN50

$$\Delta P = 0,1 \cdot 10000 \cdot \left(\frac{1922,00}{7000}\right)^2 \cdot \frac{0,73}{0,25} = 278,43 \text{ Па.}$$

Перепад для фільтра ГРП не перевищує допустимого значення 10000 Па , отже вибраний фільтр MADAS FGM DN50Ф.



Рис.3.4. Фільтр Madas FGM DN50

3.5. Вибір запірної арматури

Запірна арматура (засувки, вентиля, крани пробкові), застосовуються в ГРП та ГРУ повинна бути розрахована на газову середу. Головними критеріями при виборі запірної арматури є умовний діаметр D_u і виконавче тиск P_U .

Засувки застосовуються як з висувним, так і з не висувним шпинделем. Перші краще для надземної установки, другі - для підземної.

Вентилі застосовують у тих випадках, коли підвищеної втратою тиску можна знехтувати, наприклад, на імпульсних лініях.

Крани пробкові мають значно меншу гідравлічний опір, ніж вентиля. Їх розрізняють по затягуванню конічної пробки на натяжні і чепцеві, а за методом приєднання до труб - на муфтові і фланцеві.

На вході газу в ГРП слід застосовувати сталеву арматуру, або арматуру з ковкого чавуну. На виході з ГРП при низькому тиску можна застосовувати арматуру з сірого чавуну.

Умовний діаметр засувок в ГРП повинен відповідати діаметру газопроводів на вході і виході газу. Умовний діаметр вентилів і кранів на імпульсних лініях ГРП або ГРУ рекомендується вибирати рівним 20 мм або 13 мм.

Розділ 4. Технічні рішення по реконструкції системи газопостачання

4.1. Методика проведення реконструкції ГРП

1. Оцінити стан основною і допоміжного обладнання:

Регулятор тиску газу

- Згідно записів в журналі ГРІ провести оцінку аварійних ситуацій, що виникати, за весь термін експлуатації, по причині відмови регулятора тиску:

- провести доскональний технічний огляд основних вузлів і деталей регулятора:

- зробити висновок про придатність або непридатність для подальшого використання:

Запобіжно-запірний клапан (ЗЗК).

- Провести аналіз записів журналу ГРІ, що свідчать про відмови і несправності запобіжно-запірного клапану:

- провести діагностування ЗЗК:

- провести доскональний технічний огляд основних вузлів і деталей;

- визначити ступінь придатності для подальшого використання:

Запобіжно-сکیدний клапан (ЗСК).

- Провести доскональний технічний огляд основних вузлів і деталей:

- визначити ступінь придатності для подальшого використання:

Запірна арматура.

- Провести аналіз -записів журнал}- ГРІ! для встановлення характеру і кількості ремонтів запірної арматури, а також число витоків газу на -запірній арматурі.

2. Оцінити стан будівлі ГРП

Провести оцінку стану стін, покрівлі, дверей і вікон: визначити ступінь придатності для подальшого використання. Провести аналіз записів в паспорті на ГРІ! та в журналі обслуговування ГРІ.

Фіксуємо число аварійних відключень за весь термін експлуатації по причині відмови регулятора.

Проводимо технічний огляд та виявляємо що в процесі експлуатації клапан, сідло, шток і втулки регулятора стерті під впливом потоку газу як абразивом. В результаті чого знижувалася стійкість регулятора, що призводило до неодноразових відмов. На деяких різьбових з'єднаннях зірвана різьба і в цих місцях були виявлені витoki газу:

- Запобіжно-запірний клапан.

За весь термін експлуатації відбулось декілька аварійних відключень по причині відмови ЗЗК. При проведенні випробувань було встановлено, що ЗЗК не спрацьовує на -заданих межах. В результаті проведення огляду ЗЗК було встановлено, що гачок анкерного важеля і штифта зношений, шток клапану застрягає в колонці. При наявності таких дефектів клапан міг припиняти подачу газу при відсутності істотних змін вихідного тиску.

- Запобіжно-скидний клапан має тріщину корпусу, де був виявлений витік газу:

- При огляді фільтру було встановлено, що за час експлуатації його сітка була схильна до абразивного зносу і в деяких місцях мала прориви:

- Проаналізувавши записи журналу ГРП встановлюємо скільки було ліквідовано витоків на запірній арматурі -за час експлуатації та мати місце заклинювання і западання щік засувки.

При проведенні огляду)- будівлі ГРП було встановлено пошкодження даху, фіксуємо місця протікання, віконні переплетення під дією атмосферних умов прогнили. На несучих стінах будівлі ГРІ! в результаті просадки фундаменту утворилися тріщини, в деяких місцях відбулося вилущування цегли. Дверне полотно під дією атмосферних умов розсохлося і місцями

прогнило. Також фіксуємо стан електропостачання, теплопостачання, телефонізації, рівня автоматизації та інше.

4.2. Технічні рішення по покращенню розподілу тисків в системі газопостачання.

На схемі газопостачання населеного пункту показані зони пониженого тиску.

Розроблені наступні заходи по підвищенню тиску в найбільш проблемних зонах:

1. Для підвищення тиску в проблемних зонах обрано місце встановлення та тип газорегуляторних пунктів шафового типу з двома лініями редукування.
2. Перераховані значення тисків на проблемних ділянках мережі.
3. Для групи багатоповерхових будинків, що потрапляють в зону пониженого тиску, виконане від'єднання від вуличної мережі низького тиску і здійснене підключення через регулятор до мережі середнього тиску через тупикове відгалуження.

Будинки обладнані газовими плитами та ВПГ. Витрата для групи будинків склала 756 м³/год.

Для групи підбираємо ШРП-1Б-Tartarini-A/149 з однією лінією редукування і байпасом на регуляторі тиску газу Tartarini A/149 - повністю готовий виріб для зниження тиску газу з 1 - 6 бар (100 – 600 кПа) до 15 - 75 мбар (1500 Па – 7500 Па) і витратою газу до 900 м³/год.



Рис.4.4. Вид ШГРП-01.02.360.1020

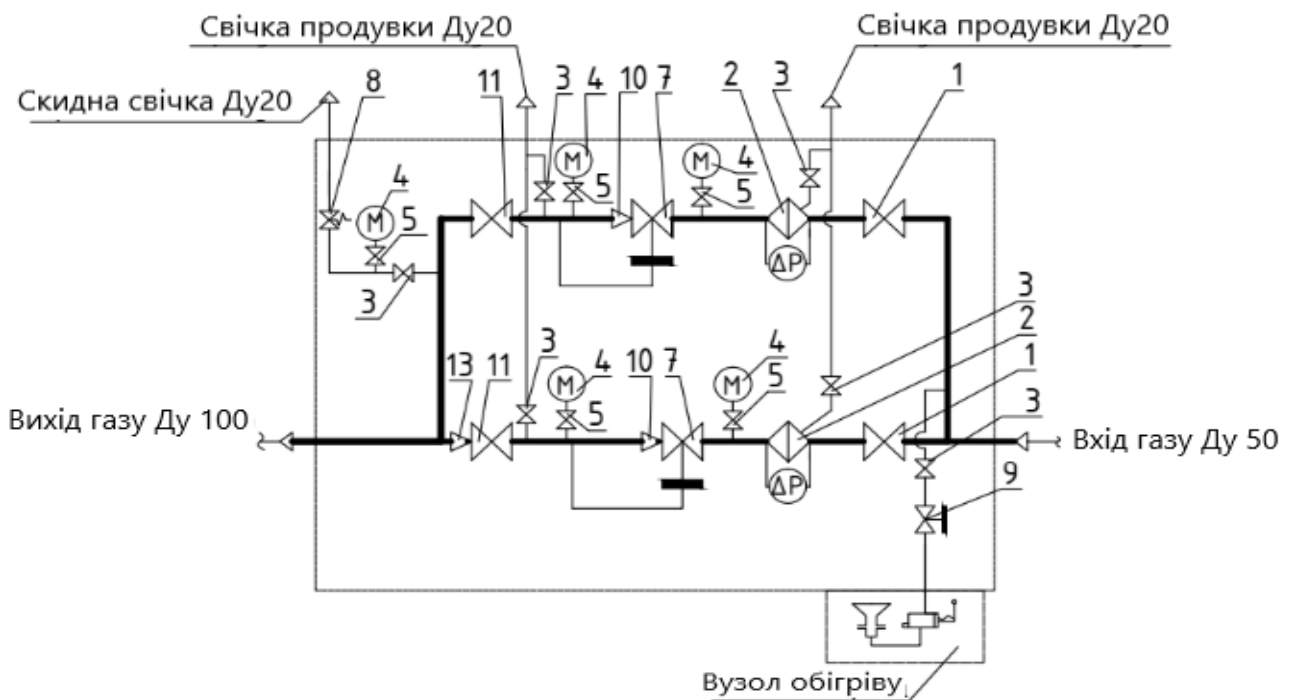


Рис. 4.5.. Схема ШГРП-01.02.360.1020 виробництва ТОВ "Італгаз":
 1 - кран кульовий фланцевий Ду50; 2 - фільтр газовий ФГ-16-50С/125 з ДПД;
 3 - кран кульовий штуцерний Ду20; 4 – манометр; 5 - кран кульовий під манометр Ду15 зі скидним пристроєм; 7 - регулятор тиску газу Dival500 ВР; 8 - клапан запобіжно-скидний КПС-Н-1; 9 - редуктор тиску газу на обігрів, 10 -

перехід Ду50/Ду80; 11 - кран кульовий фланцевий Ду80; 12 - кран кульовий штуцерний Ду15; 13 - перехід Ду80×Ду100

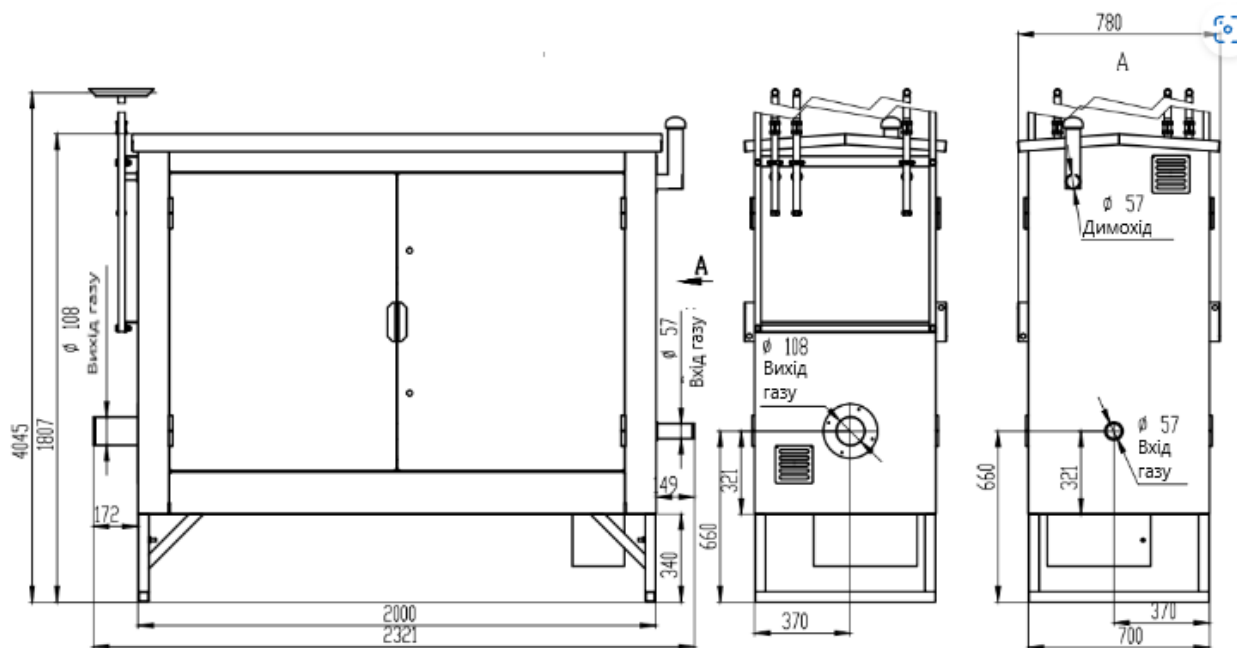


Рис. 4.6. Габаритні розміри ШГРП-01.02.360.1020

Газовий регулятор тиску Pietro Fiorentini DIVAL 500 BP

Регулятор тиску Pietro Fiorentini DIVAL 500 BP це пристрій прямої дії, з мембранним керуванням та протидією пружини, призначений для низьких, середніх та високих тисків.

Регулятор тиску газу DIVAL 500 BP спроектований і сконструйований для роботи тільки з одним внутрішнім відбором імпульсу як на регуляторі, так і на відсікаючому клапаніклапані. Регулятор і відсікач підготовлені для приєднання зовнішнього відбору імпульсу, щоб мати можливість більшою мірою використовувати їхню пропускну здатність.



Рис. 4.7.. Вид регулятора тиску Pietro Fiorentini DIVAL 500 BP

Особливими характеристиками регулятора газу DIVAL 500 BP є:

- велика стабільність тиску, що регулюється;
- можливість регулювання регульованого тиску;
- відсікач за максимальним тиском;
- відсікач мінімального тиску;
- вбудований скидний клапан.
- для застосування у побутовій, промисловій та хімічній сфері;
- придатний для природного газу, зрідженого газу та некорозійних газових компонентів;

Технічні характеристики регулятора тиску газу DIVAL 500 BP:

- Пропускна здатність: 180 м³/год
- проектний тиск PS: до 10 бар;
- діапазон вхідного тиску p_{in} : 0,5/10 бар;
- діапазон вихідного тиску W_h : 15/110 мбар;
- клас точності AC: до 5;
- клас тиску закриття SG: до 10;
- проектна температура (газу): -20 0C +60 0C;

- температура довкілля: -30 0С +60 0С;
- температура ніколи не повинна опускатися нижче - 20°С, не повинна містити рідин і повинні бути вжиті всі заходи, щоб не допустити падіння температури потоку газу нижче - 20°С

Спосіб встановлення газового регулятора DIVAL 500 ВР:

У будь-якому положенні у приміщеннях чи захищених середовищах.

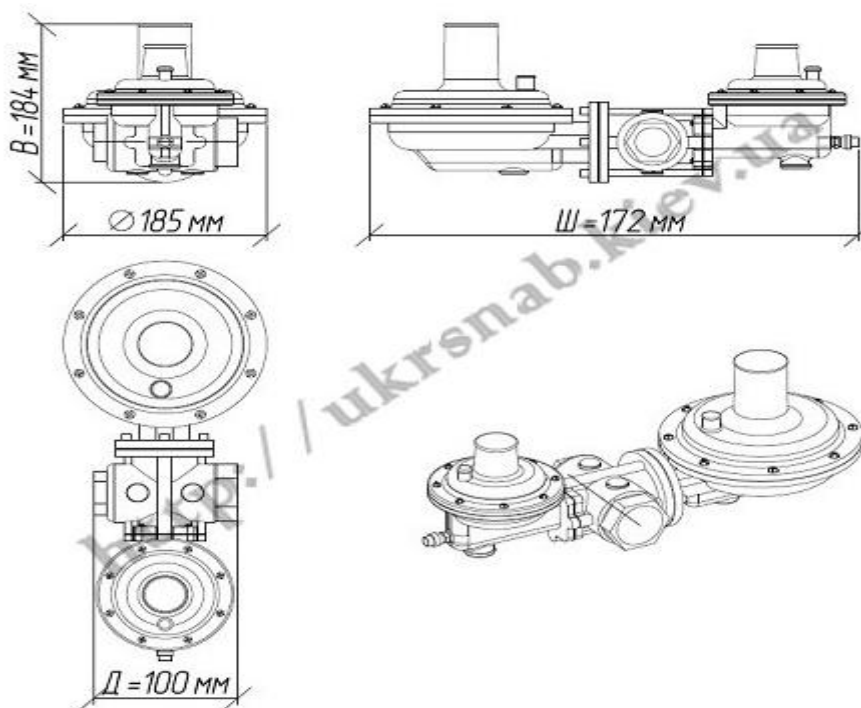


Рис. 4.8. Габаритні розміри РТ Pietro Fiorentini DIVAL 500 ВР

Для зон пониженого тиску системи газопостачання мікрорайону визначені оновленні значення тисків (табл. 4.1.).

Таблиця 4.1.

Тиски газу в системі газопостачання після модернізації

№ точки	Тиск до модернізації, Па	Тиск після модернізації, Па
1	1483,8	1645,0
3	1421,0	1723,0
10	1510,0	1730,0
13	1460,8	1653,0
14	1497,8	1685,0

Розділ 5. Автоматизація технологічних процесів в системах газопостачання

5.1. Автоматизована система управління роботою ГРП

Розробка автоматизованої системи оперативно-диспетчерського управління (АСОДУ) газопостачання пов'язана з обстеженням технологічних одиниць системи, якими є газорозподільчі пункти і постановкою завдань дистанційного контролю й керування режимами роботи ГРП.

Це, у свою чергу, пов'язане із систематизацією технологічних й інших параметрів, що дозволяє визначити відповідні сигнали телевимірювання (ТВ), телеуправління (ТУ) і телесигналізації (ТС) для проектованої системи.

Ефективне керування газопостачанням є складним завданням, рішення якого практично неможливо без наявності повної й оперативної інформації про стан технологічного устаткування ГРП, режимів роботи.

Керівники виробництва, різних служб і диспетчер газової потребують до використання в роботі інструмент, що допомагав би їм швидко приймати правильні рішення по керуванню ГРП на основі оперативної інформації. Як такий інструмент може бути прийнята АСОДУ, основою якої є автоматизована система керування (АСК) окремих ГРП.

У сучасних умовах керування газопостачальним підприємством стає дуже складним завданням без наявності повної й оперативної інформації про стан технологічного устаткування, використовуваного на об'єктах газопостачання (зокрема на ГРП), значенні технологічних параметрів, інформації про споживання енергоресурсів й інших оперативних даних.

Комплекс телеметрії повинен забезпечити:

- ефективність, надійність і безпечність експлуатації систем газопостачання за рахунок технологічного контролю і керування з диспетчерського пункту,

- підвищення оперативності керування режимами газорозподілу, з врахуванням результатів дослідження впливу якості газу на стійкість роботи ГРП,
- запобігання виникненню аварійних ситуацій на об'єктах
- забезпечення контролю за несанкціонованим проникненням в приміщення ГРП сторонніх осіб.

Експертні оцінки й аналіз досвіду застосування подібних систем у світовій практиці показують, що підвищення ефективності диспетчерського керування за рахунок автоматизації дозволяє підвищити надійність газопостачання, скоротити витрати матеріалів й енергоресурсів на експлуатацію об'єктів газопостачання, збільшити стабільність роботи технологічного устаткування тощо.

Продумана концепція побудови системи оперативно-диспетчерського керування (АСОДУ), правильний вибір програмно-технічних засобів дозволяє підняти ефективність керування підприємством на якісно новий рівень.

Принципи побудови АСОДУ аналогічні побудові розподілених систем керування в складі АСУТП окремими підприємствами, що дозволяє підвищити інформаційну живучість об'єкта керування в цілому.

Метою створення АСОДУ є:

- підвищення надійності й ефективності систем керування за рахунок застосування мікропроцесорної техніки;
- підвищення інформаційної оснащеності експлуатаційного персоналу;
- підвищення ступеня автоматизації оперативного керування внаслідок використання дистанційного керування, складання оперативних документів і т. ін.;
- зниження витрат на експлуатаційне обслуговування устаткування і його систем керування.

Результатом створення АСОДУ є оснащення об'єкта керування мікропроцесорними пристроями контролю й керування, об'єднання різних

засобів автоматизації в єдину інформаційно-управляючу систему, що є головним засобом ведення оперативним персоналом технологічного процесу й забезпечує необхідний рівень надійності й ефективності експлуатації основного устаткування у всіх режимах функціонування газорозподільних пунктів.

На рисунку 5.1. наведена загальна структурна схема АСОДУ підприємства. Як видно з рисунка, система оперативно-диспетчерського керування являє собою багаторівневу ієрархічну розподілену систему, здатну до нарощування інформаційних зв'язків як по вертикалі, так і по горизонталях. Для кожного конкретного об'єкта контролю й управління зв'язку між рівнями визначаються завданнями, кількістю користувачів, кількістю контрольованих і керованих параметрів, технічними характеристиками окремих елементів мікропроцесорної техніки й т. д.

Однак, при створенні АСОДУ для об'єктів зі складною інфраструктурою, у яких елементи, що входять в ієрархічну систему перебувають на значних відстанях друг від друга, необхідно передбачати канали зв'язку для передачі даних.

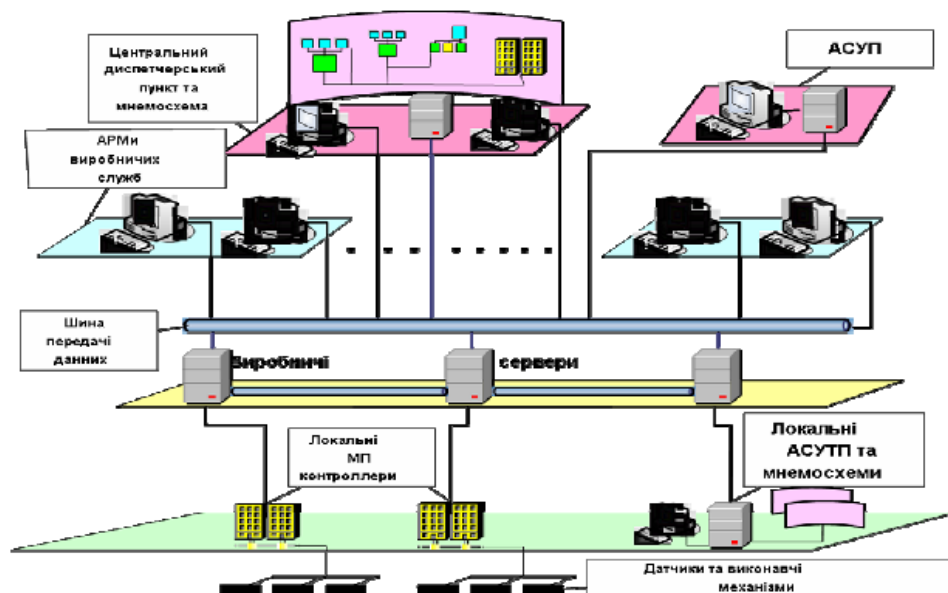


Рис.5.1. Загальна структурна схема АСОДУ підприємства

До пристроїв, які призначені для передачі інформації на відстані, відносять засоби телемеханіки, що використовують бездротові, провідні й виділені лінії зв'язку.

5.2. Система телемеханіки

Телемеханічними пристроями називаються технічні засоби, за допомогою яких забезпечується перетворення й передача на відстань інформації з метою керування виробничими процесами. Телемеханічні пристрої підрозділяють на пристрої телеуправління (ТУ) і телеконтролю (ТК); останні у свою чергу ділять на пристрої телесигналізації (ТС) і телевимірювання (ТВ).

Пристрої телеуправління служать для управління на відстані окремими об'єктами, устаткуванням або цілими виробничими комплексами. Пристроями телекерування найбільше часто здійснюється передача двопозиційних команд «Включити - відключити», «Більше - менше», однак можуть передаватися також трипозиційні («Включити на підйом», «Включити на спуск», «Відключити») і багатопозиційні команди різних видів. У пристроях телекерування в цей час застосовуються аналогові сигнали. При цьому в цих пристроях передбачаються аналого-цифрові перетворювачі (АЦП) для передачі інформації від об'єктів до диспетчера, а також цифро-аналогові перетворювачі (ЦАП) і цифро-імпульсні перетворювачі (ЦІП) для передачі телемеханічних сигналів на виконавчі пристрої та регулятори.

Пристрої телесигналізації здійснюють на відстані контроль за станом або положенням керованих або контрольованих об'єктів. Пристроями ТС в основному також передається двійкова інформація типу «Включене-відключене».

Пристрої телевимірювання призначені для контролю на відстані за параметрами різних фізичних величин: температурою, тиском, рівнем рідини, величинами напруги й струму та інше.

В останні роки з'явилися пристрої, за допомогою яких здійснюється передача на відстань цифрової й іншої інформації про роботу окремих виробничих ділянок і комплексів для використання її в обчислювальних або керуючих машинах. Такі пристрої називають системами передачі даних (СПД). У них використовуються методи перетворення та передачі інформації, аналогічно тим, що використовують у різних системах телемеханіки.

Управління об'єктами телемеханіки здійснюється із центрального (диспетчерського пункту (ДП) оператором або диспетчером. Тут же на диспетчерському пункті встановлена приймально-передавальна апаратура телемеханіки (диспетчерський напівкомплект). Інші напівкомплекти апаратури розміщуються безпосередньо на керованих або контрольованих об'єктах (напівкомплекти контрольованих пунктів - КП). Зв'язок між апаратурою диспетчерського та контрольованих пунктів здійснюється за допомогою каналу зв'язку.

Звичайно з одного диспетчерського пункту здійснюється контроль за об'єктами декількох КП і керування ними. Керовані або контрольовані об'єкти територіально розміщені або в одному місці (пункті) - зосереджені об'єкти або розподілені по одному або невеликих групах (2-3) на порівняно більших відстанях один від одного - розосереджені об'єкти. Структурна схема цих об'єктів наведена на рис. 5.2..

При зосереджених об'єктах на всю групу об'єктів встановлюється загальний напівкомплект КП, зв'язок якого з об'єктами здійснюється за допомогою місцевих систем дистанційного керування або просто кабелем.

При розосереджених об'єктах біля кожного з них (або невеликої групи) встановлюється свій напівкомплект апаратури.

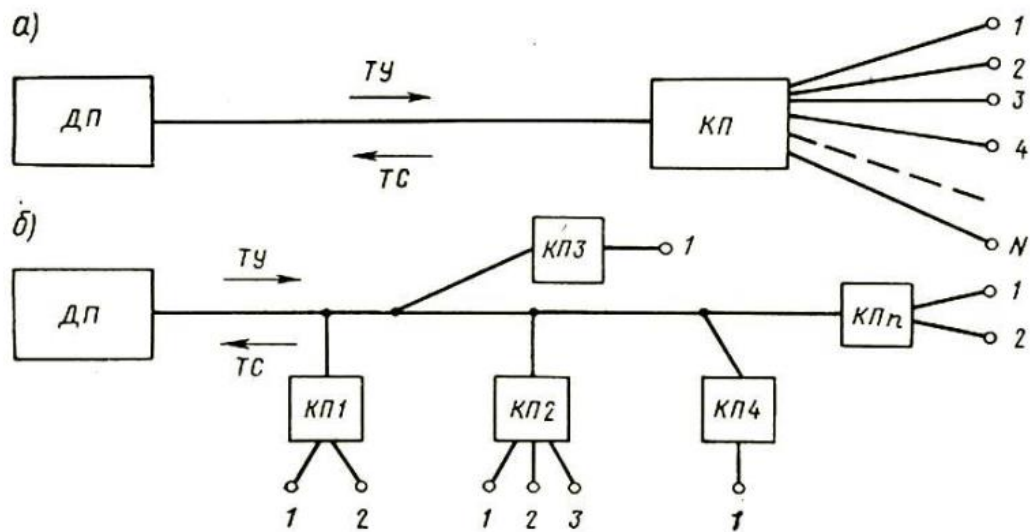


Рис. 5.2. Структурна схема систем телемеханіки:

а - зосереджена; б – розосереджена

ДП – диспетчерський пункт, КП - контрольований пункт.

Прикладом зосереджених об'єктів є устаткування цеху, котельні, окремо взяті ГРС, ГРП тощо. Приклад розосереджених об'єктів - устаткування інженерних розподільних мереж тощо.

Будь-яка система телемеханіки містить у собі пристрої для телевимірювання (ТВ), телесигналізації (ТС) і телеуправління (ТУ). В загальному випадку система ТМ складається із трьох основних елементів: пульта керування (ПК ТМ), контрольованих пунктів - (КП ТМ) та ліній зв'язку. В даний час використовуються бездротові лінії зв'язку (радіо канал) і провідні.

Сигнали від датчиків (Д) надходять на КП ТМ через ЦАП, пройшовши первинну обробку, після чого кодуються й по відповідній лінії зв'язку надходять на ПК ТМ, де відбувається їхня остаточна обробка у відповідності зі спеціальним програмним забезпеченням. Після обробки частина сигналів через інтерфейс Я8-232, надходять на автоматизоване робоче місце (АРМ) диспетчера. Сигнали ТУ з пульта керування надходять на виконавчі механізми

через КП ТМ. Найпростіші завдання автоматизації (стабілізація технологічних параметрів, блокування й т.д.) часто виконуються безпосередньо в КП ТМ без участі диспетчера. Загальна схема системи телемеханіки наведена на рис.

5.3.

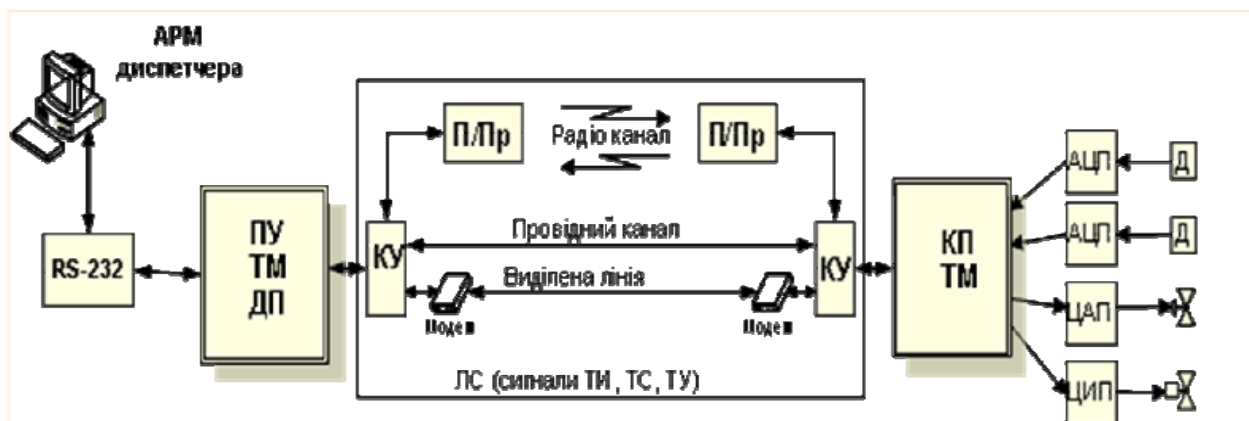


Рис. 5.3- Загальна схема системи телемеханіки: АРМ - автоматизоване робоче місце, ТВ - пристрої для телевимірювання, ТС - пристрої телесигналізації, ТУ - пристрої телеуправління, ПК ТМ - пульт керування, КП ТМ - контрольовані пункти, Д – датчик, ЦАП - цифро-аналоговий перетворювач, АЦП - аналого-цифровий перетворювач, ЦІП - цифро-імпульсний перетворювач.

5.3. Характеристика сигналів ГРП, як об'єкта керування

ГРП є основною технологічною одиницею системи газопостачання.

Для забезпечення нормального його функціонування в складі системи оперативно-диспетчерського керування необхідне ведення відповідної бази даних, що складається з різних телеметричних сигналів.

Обрана структура і склад бази даних для проектової АСОДУ, дозволяють визначити комплекс технічних засобів (КТЗ), необхідний для рішення поставлених завдань автоматизації для кожного ієрархічного рівня системи управління.

Прийнята структура бази даних до і після реконструкції ГРП наведена в таблицях 5.1. і 5.2. обумовлена рішенням наступних технологічних завдань:

- для вибору режимів роботи ГРП. відповідно до режимних карт, вимірюються тиски газу на вході і виході ГРП. які використовуються у вигляді сигналів ТВ:

- необхідно організувати вимір температури газу на вході ГРП для визначення можливості гідратуутворення в газі, після його дроселювання на регуляторі тиску:

- для визначення ступеня засміченості фільтра газу на верхній рівень АСОДУ передаються сигнали значення перепаду тиску газу (ТВ) і сигнал ТС, що показує граничне значення перепаду тиску;

- відсутність тиску перед регулятором сигналізується. тому що є наслідком спрацювання запобіжно-запірного клапана (ЗЗК). одночасно із цим на верхній рівень АСОДУ передається сигнал ТС;

- вимір температури газу на виході ГРП. а також вихідного тиску необхідно для введення корекції показань на вузлі обліку газу. Крім того, по вихідному тиску газу ГРП. визначається навантаження газової мережі й необхідне значення настроювання регулятора тиску;

- вимір витрати газу необхідно для комерційного його обліку та визначення навантаження газових мереж, значення якого надходить у вигляді сигналів ТВ:

- вимір витрати газу через ЗСК, що дозволяє забезпечити облік технологічних втрат газу, пов'язаних з технологічним скиданням газу й витоками за рахунок негерметичного закриття клапана (сигнали ТВ й ТС).

- відхилення тиску газу на виході ГРП. від заданих параметрів, передається сигналом ТС, що сигналізує спрацювання ЗСК у заданих межах;

- рівень захисного потенціалу на сталевих мережах та стан режимів роботи станцій катодного захисту (для сталевих газопроводів) передається сигналом ТВ.

Характеристика сигналів ГРП для АСОДУ газопостачанням
до реконструкції

№	Найменування параметра	Тип сигналу		
		ТВ	ТС	ТУ
1	Тиск газу на вході ГРП	+	-	
2	Температура газу на вході ГРП	-	-	
3	Перепад тиску на фільтрі газу	-	+	
4	Тиск газу перед регулятором тиску	-	+	
5	Тиск газу на виході ГРП	+	-	
6	Температура газу на виході ГРП	+	-	
7	Витрата газу через ГРП	-	-	
8	Відхилення тиску газу на виході ГРП	-	+	
9	Витрата газу через скидний клапан (ЗСК)	+	+	
10	Рівень потенціалу катодного захисту	+	-	
И	Рівень загазованості приміщення ГРП	-	-	
12	Температура повітря в приміщенні ГРП	+	-	
13	Температура зовнішнього повітря	+	-	
14	Несанкціонований доступ у ГРП	-	+	
15	Зупинка опалювального приладу ГРП	-	+	
16	Облік електроенергії	+	-	
17	Включення витяжної вентиляції	-	+	+
18	Аварійне відключення ГРП	-	-	-
19	Перехід КП на резервне джерело живлення	-	+	-
Усього сигналів		8	8	1

Характеристика сигналів ГРП для АСОДУ газопостачанням
після реконструкції

№	Найменування параметра	Тип сигналу		
		ТВ	ТС	ТУ
1	Тиск газу на вході ГРП	+	-	
2	Температура газу на вході ГРП	+	-	
3	Перепад тиску на фільтрі газу	+	+	
4	Тиск газу перед регулятором тиску	-	+	
5	Тиск газу на виході ГРП	+	-	
6	Температура газу на виході ГРП	+	-	
7	Витрата газу через ГРП	+	+	
8	Відхилення тиску газу на виході ГРП	-	+	
9	Витрата газу через скидний клапан (ЗСК)	+	+	
10	Рівень потенціалу катодного захисту	+	-	
И	Рівень загазованості приміщення ГРП	-	+	
12	Температура повітря в приміщенні ГРП	+	+	
13	Температура зовнішнього повітря	+	-	
14	Несанкціонований доступ у ГРП	-	+	
15	Зупинка опалювального приладу ГРП	-	+	
16	Облік електроенергії	+	-	
17	Включення витяжної вентиляції	-	+	+
18	Аварійне відключення ГРП	-	+	+
19	Перехід КП на резервне джерело живлення	-	+	-
Усього сигналів		11	12	2

- сигнал про рівень загазованості приміщення ГРП від газосигналізатора надходить у вигляді сигналу ТС і служить для прийняття певних дій диспетчером (сигналом керування ТУ - включення витяжної вентиляції або.

якщо буде потреба, аварійної зупинки ГРП). Сигнал аварійної зупинки ГРП подається у вигляді сигналу ТУ з диспетчерського пункту;

- для визначення температури повітря в приміщенні ГРП і зовнішнього повітря передаються сигналами ТВ;

- інформація про несанкціонований доступ у приміщення ГРП та при аварійному відключенні опалювального приладу передається у вигляді сигналів ТС;

- При потребі дистанційного контролю за показаннями лічильника електроенергії на ГРП. може бути передбачений сигнал ТВ. при наявності відповідного устаткування, що зчитує.

Кількість сигналів звільнилась відповідно ТВ на 3, ТС- на 4, ТУ на 1.

Розділ 6. Охорона праці та навколишнього природного середовища

6.1. Небезпечні фактори при роботі на ГРП

Газорозподільні станції і пункти є небезпечним виробничим об'єктом, а процес її експлуатації несе у собі низку небезпек як для життя та здоров'я робочого персоналу, місцевого населення та третіх осіб, так і для довкілля, а також можливість виникнення надзвичайних ситуацій.

Відповідно до нормативних документів, до роботи на газорозподільній станції допускаються лише особи, які досягли 18-річного віку, які пройшли медичний огляд та не мають протипоказань, навчені безпечним методам ведення роботи, які пройшли інструктаж на робочому місці та отримали допуск до самостійної роботи.

Основними небезпечними та шкідливими виробничими факторами під час експлуатації газорозподільних станцій є:

тиск газу в діючих комунікаціях;

можливість руйнування трубопроводу, його елементів та обладнання, що відбувається спільно з розльотом уламків металу та ґрунту;

можливість займання продукту під час руйнування трубопроводу, обладнання;

можливість появи у робочій зоні відкритого вогню та термічний вплив пожежі;

можливість вибуху газоповітряної суміші;

підвищений рівень шуму;

можливість появи шкідливих речовин (природний газ, одорант) у робочій зоні.

Найбільш небезпечними технічними пристроями є машини, технологічне обладнання, системи машин та (або) обладнання, агрегати, апаратура, механізми, в яких використовується, утворюється, зберігається,

транспортується, знищується природний газ. Експлуатація електрообладнання також несе в собі низку небезпек.

Під час проведення робіт на ГРС (ГРП) проводяться різнопланові роботи: електромонтажні, слюсарні та зварювальні.

Основні фактори та обставини, що визначають категорію підвищеної небезпеки на ГРС при ремонтних роботах;

Ремонтні роботи:

1. Електромонтажні роботи;
2. Слюсарні роботи
3. Зварювально-монтажні роботи.

Шкідливі фактори:

1. Відхилення показників мікроклімату в робочій зоні
2. Робота з токсичними та шкідливими речовинами
3. Підвищений рівень шуму
4. Недостатня освітленість робочої зони

Небезпечні фактори:

1. Поразка електричним струмом. Електрична дуга та металеві іскри при зварюванні
2. Устаткування та трубопроводи, які працюють під тиском
3. Пожежна безпека

6.2. Аналіз шкідливих виробничих факторів та обґрунтування заходів щодо їх усунення

Відхилення показників мікроклімату у робочій зоні

Такі умови, як відносна вологість, інтенсивність теплового випромінювання від нагрітих поверхонь, барометричний тиск, швидкість руху та температура повітря також мають важливе значення. Всі вони впливають як

на здоров'я та самопочуття людини, так і на її працездатність. Для створення сприятливих для роботи людини умов необхідно домогтися оптимального поєднання цих факторів, а неправильний їхній підбір здатний завдати шкоди здоров'ю.

При роботі в умовах, які не відповідають санітарним нормам застосовується різний спецодяг та спец взуття, що відрізняється в залежності від виду робіт і пори року.

Робота з токсичними та шкідливими речовинами

Речовини, різні технологічні операції з якими виробляються на території газорозподільної станції, є шкідливими, і всі вони несприятливо впливають на людський організм, хоча і в різній мірі. До таких речовин відносяться, в першу чергу, природний газ, одорант та метанол.

Їх гранично допустимі концентрації та класи небезпеки наведені у таблиці 2.

Таблиця 6.1.

Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин, поява яких
можлива в робочій зоні ГРС

Речовина	ГДК у повітрі робочої зони, мг/м ³	Клас небезпеки
Вуглекислий газ	9000	IV
Вуглеводні	300	IV
Сірководень	10	IV
Метанол	5	III
Сірководень у суміші з ВВ	3	III
Меркаптани	1	II
Синильна кислота	0,3	I

Основними джерелами виділення шкідливих речовин є:

1. Запобіжні пристрої. У разі підвищення тиску в газопроводі вище за допустимі межі спрацьовує клапан СППК, і частина газу через свічку скидається в атмосферу до того моменту, поки тиск у трубі не досягне проектних значень.

2. Порушення герметичності обладнання (дефекти матеріалів та будівельно-монтажних робіт, корозія, недотримання правил експлуатації, закінчення нормативного терміну служби ущільнень запірної арматури та обладнання).

3. Скидання тиску в трубопроводі та устаткуванні під час проведення ремонтних робіт. Для зниження тиску в ділянці, що ремонтується, газ, що знаходиться у внутрішніх порожнинах трубопроводу і обладнання скидається в атмосферу через свічку.

Заходи щодо зниження загазованості та захисту організму людини:

1. Виключення джерел появи шкідливих речовин (дотримання правил експлуатації, протикорозійний захист, своєчасна заміна ущільнень обладнання та запірної арматури).

2. Застосування газоаналізаторів контролю загазованості.

3. Вентилювання приміщень, в яких можлива поява шкідливих речовин, для зниження їх концентрації у повітрі робочої зони.

4. Використання засобів індивідуального захисту (протигази, респіратори, спецодяг, ізолюючі костюми, рукавиці, рукавички, окуляри, маски).

6.3. Обґрунтування заходів щодо зниження рівнів впливу небезпечних та шкідливих факторів на працюючого

Основна небезпека при експлуатації трубопроводу та іншого обладнання полягає у можливості їх руйнування під впливом тиску робочого середовища (фізичний вибух). При фізичному вибуху енергія стиснутого середовища протягом малого проміжку часу реалізується в кінетичну енергію уламків зруйнованої судини та повітряну ударну хвилю. При цьому уламки можуть розлітатися на кілька сотень метрів і при зіткненні з технологічним

обладнанням, ємностями викликати їх руйнування, призводячи до можливості виникнення вибухів та пожеж та загибелі людей.

Обладнання, що працює під тиском, має бути розраховане з урахуванням навантажень, що виникають під час його експлуатації, та прогнозованих відхилень від них.

При цьому повинні враховуватися такі фактори:

- внутрішній-зовнішній тиск;
- температура навколишнього середовища та температура робочого середовища;
- статичний тиск у робочих умовах та умовах випробування від маси вмісту в устаткуванні;
- інерційні навантаження під час руху, вітрові та сейсмічні впливи;
- реактивні зусилля (протидії), що передаються від опор, кріплень, трубопроводів тощо;
- втома при змінних навантаженнях, корозію, ерозію тощо;
- хімічні реакції через нестабільність перероблюваних середовищ та технологічного процесу;
- зміни механічних властивостей матеріалів у процесі експлуатації.

При розрахунку на міцність необхідно враховувати всі навантаження та фактори, які можуть мати місце та ймовірність їх одночасного виникнення.

Також необхідна перевірка справності дії манометрів та запобіжних клапанів у наступні терміни:

- для трубопроводів із робочим тиском до 1,4 МПа включно
- не рідше одного разу на зміну; - для трубопроводів з робочим тиском понад 1,4 до 4,0 МПа включно – не рідше одного разу на добу;
- для трубопроводів з робочим тиском понад 4 МПа, а також для всіх трубопроводів, встановлених на теплових електростанціях - у строки, встановлені інструкцією, затвердженою в установленому порядку технічним керівником (головним інженером) організації.

У разі аварії трубопровід повинен бути негайно зупинений та відключений дією захисту або персоналом у випадках, передбачених інструкцією, зокрема:

- при виявленні несправності запобіжного пристрою підвищення тиску;
- якщо тиск у трубопроводі піднявся вище дозволеного та не знижується, незважаючи на заходи, вжиті персоналом;
- якщо в основних елементах трубопроводу будуть виявлені тріщини, спучини, перепустки в їх зварних швах, обрив анкерного болта або зв'язку;
- при несправності манометра та неможливості визначити тиск по інших приладах;
- при несправності запобіжних блокувальних пристроїв;
- при несправності дренажних пристроїв для безперервного видалення рідини;
- у разі виникнення пожежі, що безпосередньо загрожує трубопроводу

6.4. Екологічна безпека

Забруднюючі речовини можуть потрапляти в атмосферу при порушеннях у роботі обладнання, зносі ущільнень, підвищення тиску в трубопроводі та обладнанні вище допустимих меж, внаслідок чого частина газу скидається в атмосферу через свічку шляхом відкриття запобіжних клапанів, випаровування частини одоранту під час його переміщення з ємності, якої він транспортувався в ємність його зберігання. Проводяться і заплановані залпові викиди шкідливих речовин в атмосферу (травлення газу з газопроводів та технологічного обладнання на ГРС (ГРП) під час огляду та регламентних планових ремонтів).

Таким чином, в атмосферу можуть потрапити такі речовини, як легкі газоподібні вуглеводні (метан, етан, пропан, бутан), що відносяться до четвертого класу небезпеки, сірководень, що відноситься до другого класу небезпеки, меркаптан етил, що відноситься до другого класу небезпеки.

Заходи щодо захисту атмосфери:

1. Перевірка обладнання на міцність та герметичність.
2. Неухильне дотримання узгоджених технологічних режимів роботи устаткування.
3. Своєчасна заміна ущільнень обладнання та запірної арматури.
4. Використання системи контролю загазованості. При експлуатації газорозподільної станції деякі забруднюючі речовини, такі як, наприклад, метанол, олії, одорант, можуть завдати шкоди гідросфері, потрапивши у стічні води. Причиною цього можуть бути ремонтні роботи, недотримання правил експлуатації обладнання, знос ущільнень обладнання, судин, запірної арматури, аварії.

Заходи щодо захисту гідросфери:

Для захисту гідросфери слід дотримуватись певних вимог та вдаватися до превентивних заходів:

1. Виключення появи джерел витоку шкідливих речовин (дотримання правил експлуатації, протикорозійний захист, своєчасна заміна ущільнень устаткування та запірної арматури).
2. Своєчасне прибирання відходів у спеціально відведені місця з подальшим транспортуванням до місць переробки.

При здійсненні будь-якої виробничої діяльності на літосферу середовище виявляється негативний вплив, пов'язаний із утворенням великої кількості відходів виробництва. Завдання персоналу полягає у мінімізації можливих наслідків цього впливу.

Заходи щодо зменшення негативного впливу на літосферу:

1. Усі відходи підлягають селективному збору, тимчасовому зберіганню на спеціально відведених майданчиках відповідно до проекту нормативів та лімітів розміщення відходів та передачі на утилізацію спеціалізованим організаціям відповідно до укладених договорів.

2. Перевірка обладнання на міцність та герметичність.
3. Неухильне дотримання узгоджених технологічних режимів роботи устаткування.
4. Своєчасна заміна ущільнень обладнання та запірної арматури.

6.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях

Надзвичайні ситуації, що відбуваються на небезпечних виробничих об'єктах, можна розділити на такі: природного, екологічного та техногенного характеру.

На ГРС (ГРП) найбільш можлива надзвичайна ситуація – це пожежа чи вибух.

В основі аварій можуть лежати як технічні причини (знос обладнання, його руйнування, порушення технологічного процесу, відмова електроніки та механічних засобів запобігання появі небезпечних факторів, таких як підвищення тиску), так і людський фактор.

Для того, щоб зменшити виникнення НС та підвищити стійкість об'єкта проводяться такі заходи:

1. Організація технічної діагностики обладнання, комунікацій, їх технічне обслуговування та ремонт.
2. Використання сучасних приладів контролю та сигналізації.
3. Проведення періодичних та позачергових інструктажів з обслуговуючим персоналом, медичних обстежень працівників щодо відповідності їх здоров'я встановленим вимогам.
4. Дотримання всіх правил та вимог роботи з обладнанням, неухильне дотримання узгоджених технологічних режимів роботи обладнання.

Дії персоналу ГРС (ГРП) при НС:

- повідомити оператора газорозподільної організації;
- доповісти керівництву про надзвичайну ситуацію на газопроводі;
- локалізувати місце аварії (закрити запірну арматуру в аварійній частині газопроводу);

- повідомити до місцевого управління ГО та НС;
- при загрозі життю залишать місце НС.

Для запобігання НС соціального характеру територія ГРС (ГРП) обладнується системами відеоспостереження, сигналізації, а також огорожується по периметру. Персонал проходить інструктажі за способами протидії злочинцям та правилам поведінки у подібних ситуаціях. Проводяться періодичні навчання із залученням до них охоронної служби підприємства, МНС та поліції.

Мінімізація наслідків НС екологічного та стихійного характерів забезпечується ще на стадії проектування газорозподільної станції. Місце розташування та планування об'єкта визначаються залежно від тектонічної активності, форми рельєфу, властивостей ґрунту, наявності поблизу різного роду рослинності та близькості до населених пунктів. Для захисту від попадання блискавки на території об'єкта встановлюється блискавковідведення, а для запобігання розповсюдженню вогню на територію ГРС навколо неї по всьому периметру виорюється смуга землі, видаляється суха рослинність і викошується трава.

ВИСНОВОК

Розроблені заходи з реконструкція пунктів редукування газу системи газопостачання мікрорайону міста Запоріжжя.

Проведений огляд нормативної бази до пунктів редукування газу, чинні в Україні і в країнах ЄС. Розглянуті сучасні технологічні схеми вузлів редукування тиску газу

Запроектована мережа газопостачання мікрорайону. Визначені розрахункові витрати газу, проведений вибір і обґрунтування схем систем газопостачання, виконане трасування мережі, проведений гідравлічний розрахунок кільцевої мережі середнього тиску і багатокільцевих мереж низького тиску. Підібране обладнання для газорегуляторних пунктів.

Наведена характеристика стаціонарного ГРП, підібране обладнання: запобіжні клапани, фільтр, запірна арматура

Виконаний аналіз розподілу тисків в мережі газопостачання мікрорайону. Визначені зони пониженого тиску. Розроблені рішення по реконструкції пунктів редукування.

Розглянуто питання впровадження автоматизованої системи управління роботою ГРП. Система телемеханіки та визначена характеристика сигналів ГРП, як об'єкта керування. Розроблені характеристики сигналів ГРП до і після реконструкції

Розглянуто небезпечні фактори, що виникають на ГРП. Зроблений аналіз шкідливих виробничих факторів та обґрунтування заходів щодо їх усунення. Також вибрані заходи щодо зниження впливу небезпечних та шкідливих факторів на працюючого. Розглянуті питання захисту навколишнього середовища і питання безпеки у надзвичайних ситуаціях.