

І. А. Пономарчук, Н. М. Слободян

ГАЗОПОСТАЧАННЯ

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

І. А. Пономарчук, Н. М. Слободян

ГАЗОПОСТАЧАННЯ

**Електронний навчальний посібник
комбінованого (локального та мережного) використання**

Вінниця
ВНТУ
2023

УДК 528.48(528.9)

П56

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 15 від 29.06.2023 року)

Рецензенти:

А. С. Моргун, доктор технічних наук, професор (ВНТУ)

Д. В. Степанов, кандидат технічних наук, доцент (ВНТУ)

Є. О. Марійчук, головний інженер АТ Вінницягаз

Пономарчук, І. А.

П56 Газопостачання : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / І. А. Пономарчук, Н. М. Слободян. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 103 с.

У посібнику розглянуто норми та правила будівництва, експлуатації, технічного обслуговування та ремонту газових мереж, споруд на газопроводах, газової апаратури, облік подачі й розподілу газу, методи розрахунку газових мереж. Посібник призначений для студентів спеціальності Теплогазопостачання і вентиляція.

УДК528.48(528.9)

© ВНТУ, 2023

ЗМІСТ

1 ВИДИ, СКЛАД ТА ВЛАСТИВОСТІ ГАЗОПОДІБНИХ ПАЛИВ. ДЖЕРЕЛА ВИДОБУТКУ	5
1.1 Природні гази	7
1.2 Штучні гази	8
2 ОБРОБКА ГАЗОПОДІБНИХ ПАЛИВ, ОДОРИЗАЦІЯ. ВЛАСТИВОСТІ СУМІШЕЙ ГАЗОПОДІБНИХ ПАЛИВ	9
2.1 Обробка природного газу	9
2.2 Очищення газу від сірководню і вуглекислого газу	10
2.3 Визначення властивостей суміші газів	12
3 РОЗПОДІЛЬЧІ МІСЬКІ СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ. КЛАСИФІКАЦІЯ ЗА ТИСКОМ ТА ПРИЗНАЧЕННЯМ. ОСНОВНІ ЕЛЕМЕНТИ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ ГАЗОПОСТАЧАННЯ	13
3.1 Схема міських систем газопостачання	13
4 ТРУБОПРОВОДИ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ. МАТЕРІАЛИ, МЕТОДИ ЇХ ВИБОРУ, АРМАТУРА ТА ДОПОМІЖНЕ ОБЛАНАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ	23
4.1 Труби, арматура і устаткування газопроводів	23
5 РЕГУЛЯТОРИ ТИСКУ. КЛАСИФІКАЦІЯ, ПРИНЦИПИ ТА РЕЖИМИ РОБОТИ РЕГУЛЯТОРІВ ТИСКУ. МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ТА ПІДБОРУ РЕГУЛЯТОРІВ ТИСКУ	39
5.1 Управління гідравлічним режимом роботи системи Газопостачання	39
5.2 Розрахунок пропускній здатності регуляторів тиску	44
6 ГАЗОРЕГУЛЯТОРНІ ПУНКТИ. ПРАВИЛА ОБЛАШТУВАННЯ, ПРИНЦИПИ РОБОТИ. ОБЛАДНАННЯ ГРП, ЙОГО ФУНКЦІОНУВАННЯ ТА НАСТРОЮВАННЯ	53
6.1 Розташування газорегуляторних пунктів і установок	53
6.2 Газорегуляторні пункти	55
6.3 Об'єктові газорегуляторні пункти і встановлення	64
7 ГАЗОРЕГУЛЯТОРНІ СТАНЦІЇ	69
8 КОРОЗІЯ ГАЗОПРОВОДІВ. КЛАСИФІКАЦІЯ ВИДІВ КОРОЗІЇ. МЕТОДИ ЗАХИСТУ ВІД КОРОЗІЇ. РОЗРАХУНОК ТА ПІДБІР КАТОДНИХ СТАНЦІЙ ЗАХИСТУ ГАЗОПРОВОДІВ	75
8.1 Захист газопроводів від корозії	75

9 ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ГАЗУ НАСЕЛЕНИМИ ПУНКТАМИ	85
10 ГІДРАВЛІЧНІ РОЗРАХУНКИ ЗОВНІШНІХ І ВНУТРІШНІХ ГАЗОПРОВІДІВ. ПРАВИЛА ПРОКЛАДАННЯ ЗОВНІШНІХ ТА ВНУТРІШНІХ ГАЗОПРОВІДІВ	90
10.1 Гідравлічний розрахунок газопроводів	90
10.2 Прокладання зовнішніх газопроводів	94
10.3 Прокладання внутрішніх газопроводів	96
Бібліографія	101

1 ВИДИ, СКЛАД ТА ВЛАСТИВОСТІ ГАЗОПОДІБНИХ ПАЛИВ. ДЖЕРЕЛА ВИДОБУТКУ

Газоподібне паливо – це суміш горючих і негорючих газів, що містить ряд домішок. До горючих газів належать вуглеводні, водень та оксид вуглецю. Негорючими компонентами є азот, чадний газ і кисень. Вони становлять баласт газоподібного палива. До домішок належать водяна пара, сірководень, пил. Штучні гази можуть містити аміак, ціанідні сполуки, смолу тощо. Газоподібне паливо очищається від шкідливих домішок. Вміст шкідливих домішок у грамах на 100 м³ газу, призначеного для газопостачання міст, не має перевищувати: сірководню -2; меркаптанової сірки -3,6; механічних домішок -0,1. Відхилення теплоти згоряння від номіналу не має бути більшим за $\pm 5\%$.

Як правило, для газопостачання використовуються сухі гази. Вологість не має перевищувати величину, яка насичує газ за -20 °С (зима) і 35 °С (влітку). Якщо газ транспортується на великі відстані, його попередньо висушують. Більшість штучних газів мають різкий запах, що полегшує виявлення витіку газу з трубопроводів і арматури. Природний газ не має запаху. Перед подачею в мережу йому надають різкий неприємний запах, який відчувається за концентрації в повітрі 1 %.

Запах токсичних газів має відчуватися в концентрації, дозволений санітарними нормами. Зріджений газ, який використовується побутовими споживачами, не може містити більше 5 г сірководню на 100 м³ газу, а запах має відчуватися за вмісту повітря 0,5 %. Концентрація кисню в газоподібному паливі не може перевищувати 1 %. Коли для подачі газу використовується суміш зрідженого газу з повітрям, концентрація газу в суміші не менше подвоєної верхньої межі вибухонебезпечності.

Фізичні характеристики і теплоту згорання деяких газів наведено в таблицях 1.1 і 1.2.

Таблиця 1.1 – Фізичні характеристики деяких газів

Газ	Хімічна формула	Молекулярна вага	Молярний об'єм v за $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ і 760 мм.рт.ст. , кг/м^3	Густина ρ_0 за $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ і 760 мм.рт.ст. , кг/м^3	Відносна густина за повітрям δ	Газова стала R' , $\text{кГм/кг}\cdot\text{К}$
1	2	3	4	5	6	7
Азот	N_2	28,016	22,40	1,2505	0,9673	30,13
Азот повітря	N_2	28,150	22,40	1,2567	0,9721	30,12
Аміак	NH_3	17,032	22,08	0,7710	0,5967	49,77
Ацетилен	C_2H_2	26,038	22,24	1,1707	0,9055	32,56
Аргон	Ar	39,944	22,39	1,7837	1,3799	21,23
Бензолні пари	C_6H_6	78,114	(22,40)	(3,49)	(2,70)	10,86
н-Бутан	C_4H_{10}	58,124	21,50	2,703	2,091	14,59
ізо-Бутан	C_4H_{10}	58,124	21,78	2,668	2,064	14,59
Бутилен	C_4H_8	56,108	(22,40)	(2,50)	(1,93)	15,11
Водень	H_2	2,016	22,43	0,08999	0,0695	422,6
Водяна пара	H_2O	18,016	(23,45)	(0,768)	0,5941	47,06
Повітря (без CO_2)	-	28,960	22,40	1,2928	1,0000	29,27
Кисень	O_2	32,000	22,39	1,4290	1,1053	52,95
Метан	CH_4	16,043	22,38	0,7168	0,5545	42,01
Окись вуглецю	CO	28,011	22,41	1,2500	0,9669	11,74
Пентан	C_5H_{12}	72,151	-	3,221	2,491	19,23
Пропан	C_3H_8	44,097	21,84	2,019	1,562	20,15
Сірководень	H_2S	34,082	22,14	1,5392	1,1906	28,19
Етан	C_2H_6	30,070	22,18	1,3566	1,049	30,26
Етилен	C_2H_4	28,054	22,25	1,2604	0,9750	

Таблиця 1.2 – Середня теплота спалювання деяких газів

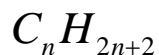
Вид палива	Од. вимір.	Питома теплота спалювання		
		ккал	кВт·год	МДж
Метан	1 м^3	11950	13,8	36,5
Пропан	1 м^3	10885	12,6	45,57
Водень	1 м^3	28700	33,2	120,00

Використовуючи дані цих таблиць, можна розрахувати теплоту згорання, густину та інші характеристики газоподібного палива.

1.1 Природні гази

Для газопостачання міст і промислових підприємств нині широко застосовують природні гази. Їх добувають з надр землі. Вони є сумішшю різних вуглеводнів метанового ряду.

Загальна формула газів метанового ряду має вигляд:



Основними газами, що використовуються для систем газопостачання, є метан (CH_4), етан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}). Метан легший за повітря, всі інші вуглеводневі гази важчі за повітря.

Природні гази не містять кисню, водню і оксиду вуглецю. Вміст діоксиду водню і азоту зазвичай буває невисоким. Гази деяких родовищ містять сірководень.

Природні гази, за джерелами отримання, можна поділити на три групи:

1) гази, які добувають з чисто газових джерел. Вони переважно складаються з метану. Важких вуглеводнів (від пропана і вище) ці гази містять менше 50 г/м^3 ;

2) гази, що виділяються із свердловин нафтових родовищ разом з нафтою, часто називають попутними. Окрім метану вони містять значну кількість більш важких вуглеводневих газів (зазвичай понад 150 г/м^3) і є жирними газами. Жирні гази є сумішшю метану, пропан-бутанової фракції і газового бензину;

3) гази, що добуваються з конденсатних джерел, складаються з суміші метану і парів конденсату, який випадає під час зниження тиску (процес зворотної конденсації). Пари конденсату є сумішшю парів важких вуглеводнів, що містять C_5 і вище (бензин, лигроїн, гас).

Гази з переважним вмістом метану легші за повітря, а жирні – легші або важчі залежно від вмісту важких вуглеводнів. Нижча теплота згорання газів з переважним вмістом метану, що добуваються на території колишнього СРСР, становить $31000 \dots 38000 \text{ кДж/м}^3$. Теплота згорання попутних газів вище і варіюється від 38000 до 63000 кДж/м^3 .

На газобензинових заводах з попутних газів виділяють газовий бензин, пропан і бутан; останні використовують для газопостачання міст у вигляді скрапленого газу. Скраплені гази отримують також з газів конденсатних родовищ.

1.2 Штучні гази

Під час термічної обробки твердого палива залежно від способу обробки отримують гази сухої перегонки і генераторні гази. Обидва зараз рідко використовуються для міського газопостачання та промисловості.

Суха перегонка твердого палива – це процес його термічного розкладання, що відбувається без доступу повітря. Під час сухої перегонки паливо проходить ряд стадій фізико-хімічних перетворень, внаслідок чого розкладається на газ, смолу і коксовий залишок. Характер перетворень палива визначається його характером і температурою процесу. Суха перегонка палива, яка відбувається за високих температур (900 ... 1100 °C), називається коксуванням, внаслідок чого отримують кокс і коксовий газ з теплотою згорання $Q_n = 16000 \dots 18000 \text{ кДж / м}^3$ і $\rho = 0,45 \dots 0,5 \text{ кг / м}^3$.

Газифікація – процес термохімічної переробки палива. Як результат реакції вуглецю палива з киснем і водяною парою утворюються горючі гази: оксид вуглецю і водень. Одночасно з процесом газифікації протікає часткова суха перегонка палива. Продуктами газифікації палива є горючий газ, зола і шлаки. Апарати, в яких здійснюють газифікацію палива, називають газогенераторами. В процесі подачі в газогенератор пароповітряної суміші отримують генераторний газ, який називають змішаним і приблизний склад якого такий %: $\text{H}_2 - 14$; $\text{CH}_4 - 1$; $\text{CO} - 28$; $\text{CO}_2 - 6$; $\text{O}_2 - 0,2$; $\text{H}_2\text{S} - 0,2$; $\text{N}_2 - 50,6$. Нижча теплота згорання змішаного газу $Q_n = 5,5 \text{ МДж/м}^3$, густина $\rho = 1,15 \text{ кг/м}^3$.

Водяний газ отримують шляхом періодичного продування газогенератора повітрям і парою. Під час подачі повітря шар палива акумулює теплоту, що виділяється у разі часткового його згорання, а під час подачі водяної пари останній взаємодіє з вуглецем, використовуючи акумульовану теплоту і утворюючи водяний газ. Горючими компонентами в цьому випадку будуть водень і оксид вуглецю. Вугілля можна газифікувати під землею. В цьому випадку виходить газ підземної газифікації. Газ підземної газифікації має невисоку теплоту згорання, його можна використовувати як місцеве енергетичне паливо.

Контрольні питання

1. Що таке горючий газ?
2. На які види поділяється природний газ?
3. Основні фізичні властивості газів.
4. Основні ознаки горючих газів.
5. Назвіть склад продуктів повного згорання газу.

2 ОБРОБКА ГАЗОПОДІБНИХ ПАЛИВ, ОДОРИЗАЦІЯ. ВЛАСТИВОСТІ СУМІШЕЙ ГАЗОПОДІБНИХ ПАЛИВ

2.1 Обробка природного газу

Осушення газу. Вміст вологи в газі під час його транспортування часто викликає серйозні експлуатаційні ускладнення. За певних зовнішніх умов (температура і тиск) волога може конденсуватися, утворювати крижані пробки і кристалогідрати, а у присутності сірководню і кисню викликати корозію трубопроводів і обладнання. Щоб уникнути перерахованих ускладнень газ осушують, знижуючи температуру точки роси на 5...7 °С нижче робочої температури в газопроводі.

У випадку транспортування осушеного газу трубопровід можна прокладати на меншу глибину, що зменшує капіталовкладення. Найбільші труднощі під час транспортування газів по магістральних газопроводах виникають за утворення кристалогідратів.

Багато газів (метан, етан, пропан, бутан, вуглекислий газ і сірководень), насичених вологою, за певних значень температури і тиску утворюють з водою (у рідкому стані) з'єднання, звані кристалогідратами. Якщо волога видалена з газу і газ виявляється ненасиченим, кристалогідрати не утворюються.

Зовні кристалогідрати схожі на білу снігоподібну кристалічну масу, а за ущільнення схожі на лід. Це нестійкі з'єднання, які за певних умов порівняно легко розкладаються на складові частини. Склад кристалогідратів вуглеводнів такий: $\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ або $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$; $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$.

Природний газ і вода є багатокомпонентною системою, яка дає змішані кристалогідрати. Вони стійкіші за гідрати індивідуальних вуглеводнів.

На рис. 2.1 показано криві утворення гідратів метану і природних газів залежно від температури і тиску.

Самі криві дають умови рівноважного стану гідратів. За такої зміни температури і тиску газу, коли точка, що відповідає стану газу, розміститься вище і лівіше кривої, йтиме процес утворення гідрату.

Нижче і правіше кривої знаходиться область розкладання гідратів.

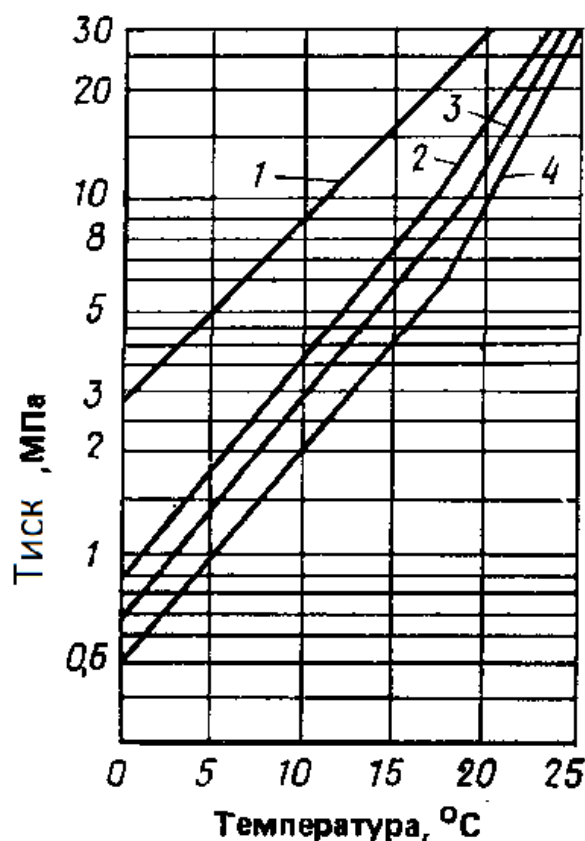


Рисунок 2.1 – Криві рівноважного стану гідратів метану природних газів залежно від температури і тиску

1 – метан; 2 – природний газ з відносною щільністю 0,6; 3 – природний газ з відносною щільністю 0,7; природний газ з відносною щільністю 0,8.

Для осушення газу C_nH_{2n+2} застосовують способи абсорбції, тобто поглинання водяної пари рідинами, адсорбційні, тобто поглинання водяної пари твердими сорбентами, і фізичні – просте охолодження або охолодження з подальшою абсорбцією. Значне поширення отримав спосіб абсорбції осушення газу діетиленгліколем і триетиленгліколем, водні розчини яких мають високу вологоємкість, не токсичні, не викликають корозії металу і досить стабільні.

2.2 Очищення газу від сірководню і вуглекислого газу

У горючих газах, використовуваних для газопостачання міст, вміст сірководню не має перевищувати 2 г на 100 м³ газу. Вміст вуглекислого газу норми не лімітують, проте за техніко-економічним міркуванням в газі, що транспортується, воно не має перевищувати 2 %.

Існують сухі і мокрі методи очищення газу від H_2S . Сухі методи очищення газу основані на використанні твердих поглиначів (гідрату окислу заліза, що міститься в болотяній руді, і активованого вугілля). За мокрих методів очищення газу використовують рідкі поглиначі. Для видалення з газу CO_2 , що транспортується, застосовують промивання газу водою під тиском. Для очищення від H_2S природних газів і газів,

отриманих на нафтопереробних заводах, значного поширення набув етаноламіновий спосіб. Під час очищення газу від H_2S моноетаноламіном вловлюється і CO_2 . Вміст H_2S після очищення не перевищує необхідної норми. Аміносполуки – слабкі основи. У разі взаємодії з сірководнем і вуглекислим газом вони утворюють нестійкі речовини, які легко розкладаються за відносно невисокої температури, тому поглинання сірководню відбувається за $15...25\text{ }^\circ C$, а розчин регенерує за $120...125\text{ }^\circ C$.

Одоризація газу. Природний газ не має запаху. Тому для своєчасного виявлення витоків газу йому додають запах – газ одоризують. Як одорант застосовують етил меркаптан (C_2H_5SH). За своєю токсичністю якісно і кількісно він ідентичний сірководню, має різкий неприємний запах. Кількість одоранта, який вводиться в газ, визначають так, щоб за концентрації в повітрі газу, що не перевищує $1/5$ нижньої межі вибуховості, відчувався різкий запах одоранта. На практиці середня норма витрати етил меркаптану для одоризації природного газу, який надходить в міські мережі, встановлена $16\text{ г на }1000\text{ м}^3$ газу за $0\text{ }^\circ C$ і тиску $101,3\text{ кПа}$.

Найбільше поширення отримали краплинні і барботажні одоризатори (рис. 2.2).

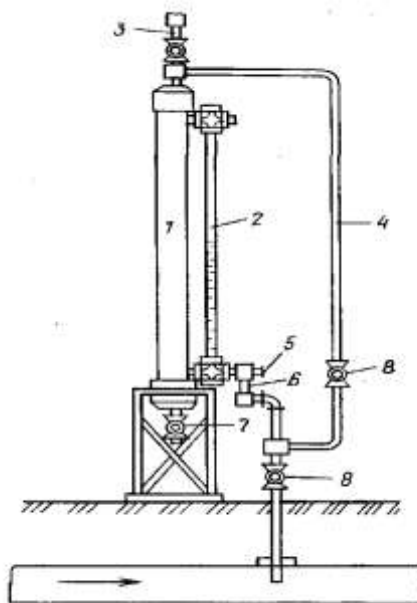


Рисунок 2.2 – Краплинний одоратор

1 – резервуар; 2 – рідномірне скло; 3 – штуцер з краном для наповнення резервуара одорантом; 4 – трубки для вирівнювання тисків; 5 – голчастий регульований вентиль; 6 – скло для контролю витрати одоранта; 7 – спусковий штуцер з краном; 8 – вентилі.

Перші прості за конструкцією, але їх недоліком є ручне регулювання спуску одоранта. У барботажному одоризаторі одорант випаровується під час барботажу через нього газу в спеціальних камерах. В цьому випадку доцільно пропускати через одоризатор лише частину газу і після насичення парами одоранта підмішувати цю частину до основному потоку

газу, що йде по газопроводу. Барботажи одоризатори випускаються автоматизованими і мають переважне розповсюдження.

2.3 Визначення властивостей суміші газів

Теплота спалювання суміші газів визначається як добуток величин теплоти спалювання горючих компонентів на об'ємні частки компонентів:

$$Q_{\Sigma} = Q_1 x_1 + Q_2 x_2 + \dots + Q_n x_n. \quad (2.1)$$

Щільність суміші газів визначається, як добуток величин щільності компонентів на об'ємні частки компонентів:

$$\rho_{\Sigma} = \rho_1 x_1 + \rho_2 x_2 + \dots + \rho_n x_n. \quad (2.2)$$

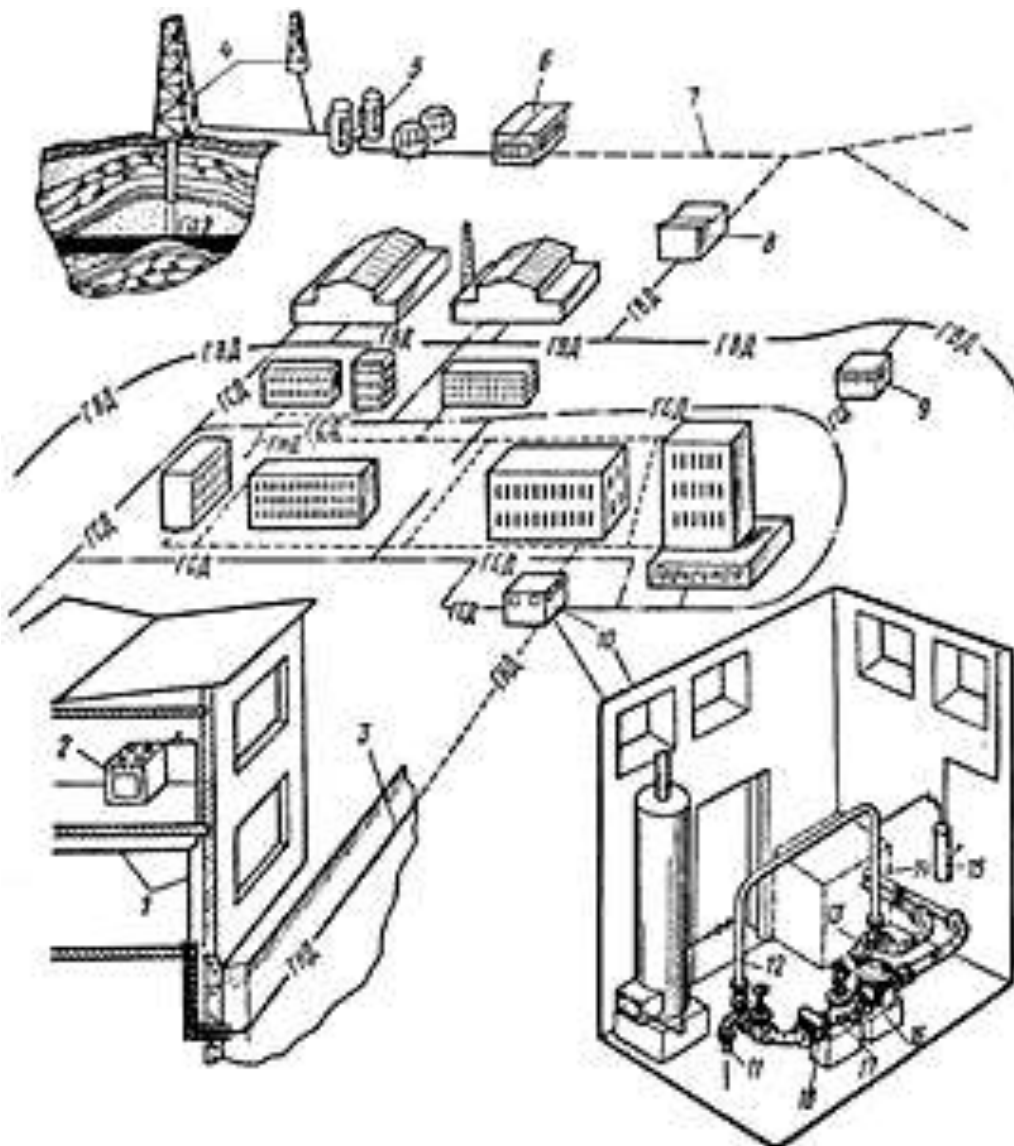
Контрольні запитання

1. Для чого проводять осушення газу?
2. Кристалізатори – що це?
3. Способи осушення газу.
4. Для чого проводять одоризацію?
5. Як визначають теплоту спалювання суміші газів?

3 РОЗПОДІЛЬЧІ МІСЬКІ СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ. КЛАСИФІКАЦІЯ ЗА ТИСКОМ ТА ПРИЗНАЧЕННЯМ. ОСНОВНІ ЕЛЕМЕНТИ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

3.1 Схема міських систем газопостачання

Сучасні міські розподільчі системи являють собою складний комплекс споруд, який складається з таких основних елементів: газових мереж високого, середнього і низького тиску, газорозподільчих станцій, газорегуляторних пунктів і установок. На вказаних станціях і установках тиск газу знижують до необхідного значення та автоматично підтримують постійним на заданому рівні. Вони мають автоматичні запобіжні пристрої, які унеможливають підвищення тиску газу в мережах понад норму. Для управління і експлуатації цієї системи є спеціальна служба з відповідними засобами, що забезпечують можливість здійснювати безперебійне газопостачання.



ГНД – газопровід низького тиску; ГСД – газопровід середнього тиску; ГВД – газопровід високого тиску; 1 – внутрішній газопровід; 2 – газовий прилад; 3 – зовнішній газопровід; 4 – газова свердловина; 5 – головні споруди; 6 – компресорна станція; 7 – магістральний газопровід; 8 – газорегулювальна станція; 9 – газорегулювальний пункт (ГРП) мережі середнього тиску; 10 – газорегулювальний пункт мережі низького тиску; 11 – уведення у ГРП; 12 – байпас; 13 – вихід газу з ГРП; 14 – пункт обліку газу; 15 – гідрозатвор; 16 – регулятор тиску; 17 – запобіжно-запірний клапан; 18 – фільтр.

Проекти газопостачання областей, міст, селищ розробляють на основі схем перспективних потоків газу, схем розвитку і розташування галузей народного господарства і проектів районних планувань, генеральних планів міст з врахуванням їх розвитку на перспективу. Система газопостачання має бути безпечною в експлуатації, забезпечувати безперебійну подачу газу споживачам, простою та зручною в експлуатації і обслуговуванні, має передбачати можливість відключення ділянок газопроводів або окремих її елементів для виробництва ремонтних і аварійних робіт. Споруди, устаткування і вузли в системі газопостачання застосовуються однотипні. Потрібно, щоб прийнятий варіант системи мав максимальну економічну ефективність і передбачав будівництво і введення в експлуатацію системи газопостачання по частинах.

Нині майже всі міста СНД газифіковані, тому основним завданням під час проектування системи газопостачання міста стає її реконструкція і розвиток, відповідно до розвитку міста і його промисловості. Під час вирішення цієї задачі насамперед необхідно виявити нове газове навантаження на перспективу залежно від схеми реконструкції міської забудови, прийнятих рішень щодо їх тепlopостачання, гарячого водopостачання і міри побутового обслуговування. Після розрахунку нових навантажень виявляються газопроводи, які зберігаються в новій мережі, проектується нова мережа і визначаються діаметри газопроводів. Тут потрібно зазначити, що з розвитком міста зростає його система газопостачання і до неї висувуються вищі вимоги щодо надійності функціонування, тому мережі мають бути запроектовані із структурними і транспортними резервами, які необхідно перевірити розрахунком.

Основним елементом міських систем газопостачання є газопроводи, які класифікують за тиском газу і призначенням. Залежно від максимального тиску газу міські газопроводи розділяють на такі групи:

- 1) газопроводи низького тиску з тиском газу до 5 кПа (500 мм вод. ст. надлишкових);
- 2) газопроводи середнього тиску з тиском від 5 кПа до 0,3 МПа (до 3 кгс/см² надлишкових);
- 3) газопроводи високого тиску II категорії з тиском від 0,3 до 0,6 МПа (від 3 до 6 кгс/см² надлишкових);

4) газопроводи високого тиску I категорії для природного газу і газоповітряних сумішей від 0,6 до 1,2 МПа (до 12 кгс/см² надлишкових), для зріджених вуглеводневих газів до 1,6 МПа (до 16 кгс/см² надлишкових).

Газопроводи низького тиску слугують для транспортування газу в житлові, громадські будівлі і підприємства побутового обслуговування. У газопроводах житлових будівель дозволяється тиск до 3 кПа; у газопроводах підприємств побутового обслуговування невиробничого характеру і громадських будівель – до 5 кПа.

Газопроводи середнього і високого тиску слугують для живлення міських розподільчих мереж низького і середнього тиску через газорегуляторні пункти (ГРП). Вони також подають газ через ГРП і місцеві газорегуляторні установки (ГРУ) в газопроводи промислових і комунальних підприємств. За нормами, що діють, максимальний тиск для промислових підприємств, а також розташованих в будівлях опалювальних і виробничих котельних, що окремо стоять, комунальних і сільськогосподарських підприємств допускається до 0,6 МПа. Для підприємств побутового обслуговування виробничого характеру, прибудованих до виробничих будівель, тиск газу допускається до 0,3 МПа.

Міські газопроводи високого тиску є основними артеріями, що живлять крупне місто, їх виконують у вигляді кільця, півкільця або у вигляді променів. По них газ подають через ГРП в мережі середнього і високого тиску, а також промисловим підприємствам, технологічні процеси яких потребують газу тиском понад 0,6 МПа.

Промислові підприємства можна приєднувати безпосередньо до міських мереж високого і середнього тиску без головного ГРП на ввіді, якщо це обґрунтовано технічними міркуваннями і підтверджено техніко-економічним розрахунком. Живлення газом житлових і громадських будівель, а також підприємств побутового обслуговування невиробничого характеру від мереж середнього і високого тиску здійснюють лише через ГРП.

Зв'язок між газопроводами різного тиску також здійснюється лише через ГРП.

Сучасні схеми міських систем газопостачання мають яскраво виражену ієрархічність в побудові, яка ув'язується з наведеною вище класифікацією газопроводів за тиском. Верхній ієрархічний рівень – це газопроводи високого тиску. Вони становлять головний кістяк міської газової мережі. Мережа високого тиску має бути резервована, лише для невеликих систем можна обмежитися тупиковими схемами. Резервують мережі кільцюванням або дублюванням з обов'язковою перевіркою пропускної спроможності за найбільш напружених гідравлічних режимів. Мережа високого тиску гідравлічно з'єднується з останньою частиною системи через регулятори тиску, оснащені запобіжними пристроями, що запобігають підвищенню тиску після регулювальників. Таким чином, вся

система розділяється на декілька ієрархічних рівнів, на кожному рівні автоматично підтримується максимально допустимий тиск газу. З переходом на нижчий ієрархічний рівень тиск газу знижується (дроселюється) на клапанах регулювальників, які підтримують тиск після себе постійним, але більш зниженим відповідно до норм.

За числом рівнів тиску, використовуваних в газових мережах, системи газопостачання підрозділяють на:

1) двоступінчасті, такі, що складаються з мереж низького і середнього або низького і високого тиску;

2) триступінчасті, які містять газопроводи низького, середнього і високого тиску;

3) багатоступінчасті, в яких газ подається по газопроводах низького, середнього і високого тиску.

Окрім основної обставини – необхідності ієрархії в побудові схеми – спільне використання декількох рівнів тиску газу в містах пояснюється такими причинами:

1) у місті є споживачі, які потребують різних тисків. Так, в житлових і суспільних громадських будівлях, в підприємствах побутового обслуговування невиробничого характеру вирішують використовують лише низький тиск газу, а багатьом промисловим підприємствам необхідний середній або високий тиск;

2) необхідність в середньому або високому тиску виникає також унаслідок значної протяжності міських газопроводів, що несуть великі навантаження;

3) у центральних районах міст із старою забудовою ширина вулиць і проїздів невелика і прокладка газопроводів високого тиску може виявитися нездійсненною. Крім того, за високої щільності населення з умов безпеки і зручності експлуатації прокладення газопроводів високого тиску небажане;

4) шафові газорегуляторні пункти, що розташовуються на стінах громадських будівель невиробничого характеру і на стінах житлових будівель, дозволяється приєднувати до газопроводів з тиском до 0,3 МПа, тобто до газопроводів середнього тиску;

5) наявність декількох рівнів тисків газу пояснюється ще тим, що системи газопостачання великих міст будували, розширювали і реконструювали протягом багатьох років, газопроводи в центральній частині міста були запроектовані на менші тиски, ніж ті, які виконують нині.

Провести строгу класифікацію міських газопроводів за призначенням – завдання досить складне, бо структура і побудова мереж переважно визначаються ієрархічними рівнями. В той самий час міські газопроводи можна розділити на такі три групи:

1) розподільчі газопроводи, якими газ транспортують по забезпечуваній газом території і подають його промисловим споживачам,

комунальним підприємствам і в райони житлових будинків. Розподільчі газопроводи бувають високого, середнього і низького тиску, кільця і тупикові, а їх конфігурація залежить від характеру планування міста;

2) абонентські відгалуження, що подають газ від розподільчих мереж до окремих споживачів;

3) внутрішні будинкові газопроводи, що транспортують газ усередині будівлі і розподіляють його по окремих газових приладах.

Основні міські розподільчі газопроводи високого і середнього тиску проектують як єдину мережу, що подає газ промисловим підприємствам, опалювальним котельням, комунальним споживачам і в мережеві ГРП. Проектування єдиної мережі економічно вигідніше, ніж прокладання окремих, що пояснюється більшою вартістю прокладання паралельних газопроводів, ніж одного газопроводу, що несе те саме навантаження. Крім того, комунальне і побутове навантаження є відносно невеликими порівняно з промисловою, і включення їх в загальний потік газу наводить лише до невеликого збільшення вартості мережі.

Так, лише для малих міст вжиток газу на комунально-побутові потреби становить приблизно 40 % загальної річної витрати, а для середніх, великих і крупних міст він не перевершує 15...20 % загальної річної витрати.

Оцінні розрахунки для малих міст дають збільшення вартості мережі, запроектованої для промислових підприємств і комунально-побутового сектора порівняно з вартістю мережі лише для промислових підприємств на 21 %, а у разі роздільного прокладання збільшення вартості буде 86 %, що в 4 рази перевершує збільшення вартості мережі високого тиску за пропуску через неї комунально-побутового навантаження. Для середніх, великих і крупних міст збільшення вартості промислової мережі за використання її для газопостачання селітебної території становитиме 9 %, а за роздільного прокладання – 59 %.

Наведені дані показують економічну ефективність проектування єдиної розподільчої мережі високого і середнього тиску. Навіть у разі виділення промислової зони часто доцільно її газопроводи сполучати з міською мережею високого тиску, що істотно підвищує надійність мережі і трохи збільшує її вартість. Лише для крупних промислових об'єктів і електростанцій може виявитися доцільним проектувати спеціальні газопроводи.

На вибір системи газопостачання міста впливає ряд чинників, основні з яких: розміри міста, особливості його планування і забудови, щільність населення; число та характер промислових споживачів і електростанцій; наявність великих природних або штучних перешкод для прокладання газопроводів (річок, озер, залізничних вузлів та ін.); перспективний план розвитку міста. Під час проектування системи газопостачання розробляють ряд варіантів і виробляють їх техніко-економічні порівняння. Для будівництва застосовують найвигідніший варіант.

Для, середніх і невеликих міст зазвичай приймають двоступінчасту систему з газопроводами високого (до 0,6 МПа) і низького тиску. Якщо в центральній частині міста прокласти газопроводи високого тиску виявляється неможливим, застосовують триступінчасту систему: високий (до 0,6 МПа), середній і низький тиск. В цьому випадку високий тиск замінюють середнім лише частково: у центральній, найбільш щільно забудованій і населеній частині міста. Вибір того або іншого варіанта визначають техніко-економічним розрахунком. Багатоступінчасті системи газопостачання з газопроводами тиском більше 0,6 МПа застосовують лише в крупних містах і в обласних системах. Для крупних і середніх міст мережі проектують кільцями, а для дрібних міст як високий рівень тиску, так і низький може бути запроєктований тупиковий. Діаметри розподільчих газопроводів зазвичай змінюються в межах 50...400 мм.

Газорегуляторні пункти розташовують в будівлях, що окремо стоять, з опалюванням і вентиляцією, їх зручно експлуатувати і проводити ремонтні роботи. Розроблені газорегуляторні пункти, що розташовуються в спеціальних опалювальних шафах (ШРП), економічніші стаціонарних ГРП старого типу. Але для ефективної експлуатації ШРП необхідна організація блокового ремонту з швидкою заміною агрегату, що відмовив, за будь-яких несприятливих атмосферних умов. Але максимальне використання ШРП завжди дає економічний ефект, природно, у випадку правильно організованої їх експлуатації. Кількість ГРП визначають техніко-економічним розрахунком. Газорегуляторні пункти розташовують в центрах зон, які вони живлять.

Траси газопроводу проектують з врахуванням транспортування споживачам газу найкоротшим шляхом, тобто з умови мінімальної протяжності мережі. Точки зустрічі потоків газу призначають на кордоні зон сусідніх ГРП. Мережі низького тиску складаються з кільцевих і тупикових газопроводів і абонентських відгалужень. Основні газопроводи проектують під час розробки технічного проекту, а відгалуження – під час робочого проектування. Щільність основних газопроводів приймають такою, щоб довжина абонентських відгалужень до введів в будівлі була 50... 100 м.

У містах і селищах, що мають велику різницю геодезичних відміток, тобто розташованих в горбистій чи гористій місцевостях, під час розташування ГРП і трасування газопроводів необхідно враховувати гідростатичний тиск. Якщо використовуваний газ легший за повітря, ГРП і основні лінії розподільчих газопроводів потрібно прокладати по проїздах з найменшими геодезичними відмітками. Житлові і громадські будівлі, комунально-побутові споживачі, а також дрібні підприємства

безпосередньо приєднують до розподільчих мереж. Тому на вводах газопроводів в будівлях встановлюють лише вимикальні пристрої.

Залежно від характеру планування житлових масивів і щільності населення мережі низького тиску виконують з газопроводів, що прокладаються по проїздах і вулицях у вигляді суцільних кільцевих мереж, або з газопроводів, що прокладаються переважно усередині кварталів із закільцьованими лише основними лініями. Перша схема характерна для районів міста із старим плануванням, коли квартали мають суцільну забудову по периметру і складаються з окремих замкнутих ділянок. В цьому випадку газопроводи прокладають по провулках і проїздах; кожній вулиці, перетинаючись між собою вони утворюють кільця. Від вуличних газопроводів до кожного об'єкта йдуть вводи.

Друга схема властива міським районам з новим плануванням.

Житлові будівлі розташовують рівномірно по всій площі мікрорайонів з дотриманням необхідних розривів, а окремі мікрорайони групують в житлові масиви. За такого планування газопроводи прокладають усередині мікрорайонів. В більшості випадків їх проектують тупиковими, розгалуженими. Закільцьовують лише основні лінії так, щоб отримати єдину мережу з декількома точками живлення, число яких дорівнює числу ГРП.

Для можливості відключення мереж низького тиску окремих мікрорайонів під час виконання ремонтних робіт на газопроводах встановлюють вимикальні пристрої. На газопроводах середнього і високого тиску вимикальні пристрої встановлюють так, щоб можна було вимкнути з роботи окремі ділянки. Вимикальні пристрої встановлюють перед окремими житловими, громадськими і виробничими будівлями, зовнішніми газоспоживальними установками і ГРП, на пересіченнях водних перешкод, залізничних і автомобільних магістралей. Число запірних пристроїв має бути строго обґрунтованим і мінімально необхідним для можливості оперативного управління розподільчою системою під час виробництва ремонтних робіт, реконструкцій, а також за необхідності аварійного відключення окремих газопроводів. Кожен вимикальний пристрій характеризується певною вірогідністю відмови в роботі, що знижує надійність системи, але їх наявність дозволяє в аварійних ситуаціях відключати менше споживачів, що підвищує надійність.

Принципову схему розподільчої системи газопостачання крупного міста показано на рис. 3.1.

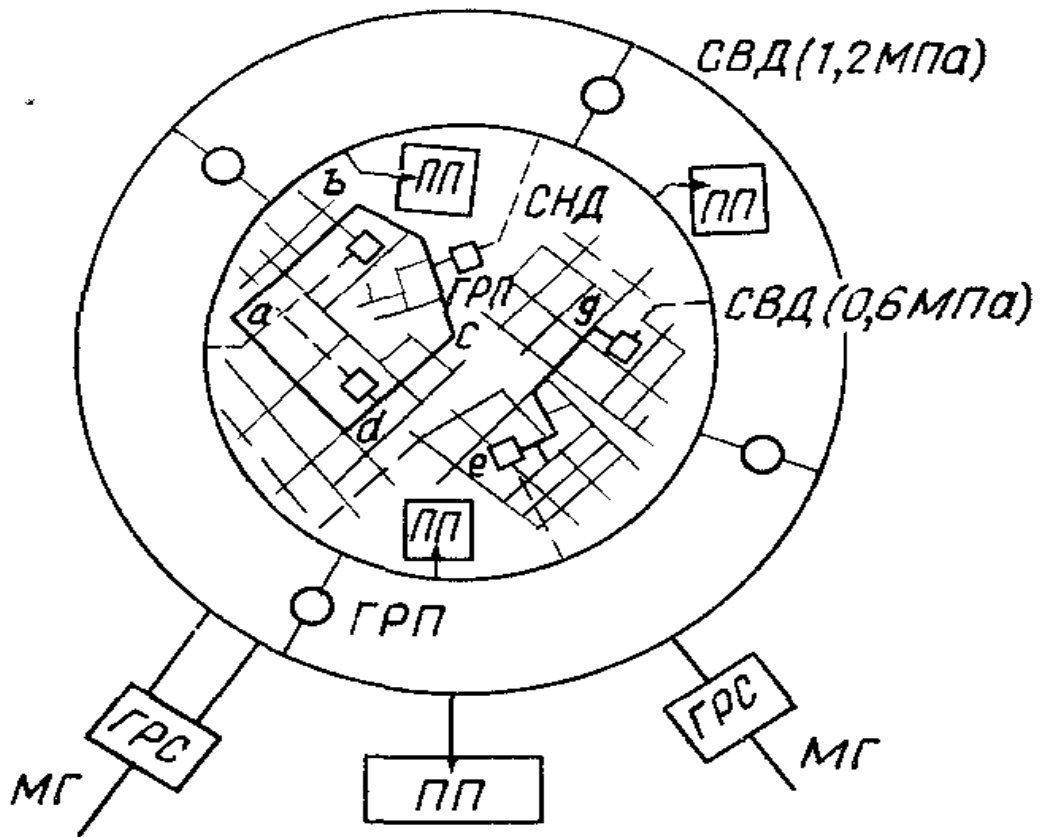


Рисунок 3.1 – Багатоступінчаста система газопостачання великого міста

СВД – мережа високого тиску; СНД – мережа низького тиску; ПП – промислове підприємство.

З магістральних газопроводів (МІЛІГРАМ) газ через ГРС надходить в міські мережі. Крупні міста мають декілька точок живлення і декілька ГРС, що підвищує надійність системи газопостачання. Оптимальне число ГРС визначають техніко-економічним розрахунком. З ГРС в основне міське кільце газ надходить по декількох нитках. Система газопостачання багатоступінчаста. Газ послідовно проходить по газопроводах високого тиску, потік газу дроселює клапанами регулювальників, його тиск знижується і він надходить в газопроводи нижчого рівня тиску. На рис. 3.1 показано систему газопостачання, що складається з трьох рівнів тиску, запроектовану з газопроводів високого тиску, що допускають тиск величиною 1,2 МПа, газопроводів високого тиску, що допускають 0,6 МПа, і газопроводів низького тиску – до 3 кПа.

На схемі для більшої наочності газопроводи розташовані послідовно, насправді по одних і тих самих вулицях і проїздах паралельно можуть проходити газопроводи високого і низького тиску або середнього і

низького тиску. Це викликано тим, що мережі низького тиску охоплюють всю сельбищну територію, є протяжними і для скорочення витрати металу їх живлять в декількох точках через ГРП, а газ до ГРП надходить по газопроводах високого або середнього тиску. Чим глибше розташований ГРП, тим довшою буде паралельна прокладка газопроводів. Необхідність в паралельній прокладці виникає також в тих випадках, коли в житлових районах є опалювальні котельні (переважно будинкові і квартальні) та промислові підприємства. Це переважно відноситься до міських районів старої забудови. Житлові квартали і мікрорайони нової забудови не мають промислових підприємств, а їх теплопостачання здійснюють від ТЕЦ або від великих районних котельних, що зводить до мінімуму паралельні прокладки газопроводів.

Переважну більшість промислових підприємств можна приєднати до газопроводів як середнього, так і високого тиску, що виключає необхідність паралельного прокладання по вулицях і проїздах газопроводів високого і середнього тиску. Якщо в частині міста можливе прокладення газопроводів лише середнього тиску або воно бажане через велику кількість шафових ГРП або комбінованих регулювальників тиску, що встановлюються на стінах житлових і громадських будівель, тоді в цій частині проектують газопроводи середнього тиску, які сполучають послідовно через головні ГРП (ГГРП) з мережею високого тиску, що розташовується в останній частині міста. Газопроводи високих тисків прагнуть прокладати по околичних районах міста, де невелика щільність населення і менша кількість підземних споруд. Багатоступінчасті системи є економічними системами, оскільки основні потоки газу транспортують під високим тиском, що приводить до скорочення металовкладень в газові мережі. До мереж високого або середнього тиску приєднують крупних споживачів. У житлових і громадських будівлях прокладають лише газопроводи низького тиску.

Для підвищення надійності газопостачання мережі кільцюють. Насамперед потрібно кільцювати мережі високого і середнього тиску, оскільки вони є головними міськими артеріями. У мережах низького тиску доцільно кільцювати лише основні газопроводи, а другорядні виконувати тупиковими розгалуженими. Для надійного газопостачання в кільцевих мережах має бути забезпечений резерв тиску, а основні кільця бажано виконувати постійного діаметра. Мережі різних рівнів тиску сполучають декілька ГРП, що забезпечує їх резервування. Мережі низького тиску живлять в декількох точках, а за низьким рівнем тиску об'єднують газопроводами: кільцями або променевими, ділянки яких мають однакові діаметри (див. рис. 3.1). Це резервує точки живлення з боку низького рівня тиску: за виключення ГРП потоки газу від сусідніх ГРП прямуватимуть найкоротшим шляхом по цих газопроводах в зону дії відключеного ГРП. Таке вирішення газової мережі забезпечує необхідну надійність і в той

самий час є економічним, оскільки прийнято закріплювання, не суцільне, а лише магістральних ліній.

У сучасних системах газопостачання газопроводи низького тиску не є єдиною мережею, вони розчленовані на окремі райони і мікрорайони. Такий принцип проектування витікає з того, що газопроводами низького тиску недоцільно пересікати великі природні і штучні перешкоди (наприклад, річки, яри, залізничні вузли, автостради і т. д.). Під час розподілу потоку газу по мережі низького тиску потрібно виділити головні магістральні лінії і по них направити основні транзитні витрати. Таке рішення є економічнішим, оскільки в цьому випадку потік газу ділиться на мале число основних потоків, а не рівномірно розподіляється по всіх газопроводах. Оптимальному розподілу потоку газу по двох паралельних лініях відповідає випадок, коли весь потік йде лише по одній короткій лінії.

Найбільша вартість буде в тому випадку, коли потік буде розподілений рівномірно по обох паралельних лініях. Цей висновок справедливий і для декількох паралельних ліній. Крім того, виділення головних магістральних ліній із загальної мережі технологічніше і зручне для експлуатації, оскільки магістральні лінії становлять кільцевий кістяк системи і для підвищення надійності газопостачання за ними може бути встановлено суворий контроль. Другорядні тупикові газопроводи мають місцевий характер, і перерви в газопостачанні під час ремонтних робіт зачіпатимуть невелике коло споживачів, а сам ремонт можна провести в досить короткий строк.

Система газопостачання, показана на рис. 3.1, є надійною і гнучкою в експлуатації. У ній витримано принцип багатобічного живлення міських газових мереж, кільцювання основних ліній мереж, передбачено вирівнювання добового графіка і покриття нерівномірності вжитку газу за допомогою споживачів-регулювальників і використання як акумулювальних ємкостей, кінцевих ділянок магістральних газопроводів.

Контрольні запитання

1. Охарактеризуйте сучасну систему газопостачання, її призначення.
2. За якими ознаками класифікують газопроводи?
3. Охарактеризуйте системи розподілу газу.
4. Які сталеві труби застосовують для будівництва газопроводів?
5. Назвіть основну арматуру газопроводів. Її призначення.

4 ТРУБОПРОВОДИ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ. МАТЕРІАЛИ, МЕТОДИ ЇХ ВИБОРУ, АРМАТУРА ТА ДОПОМІЖНЕ ОБЛАДНАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

4.1 Труби, арматура і устаткування газопроводів

Для будівництва газопроводів застосовують сталеві безшовні, зварні прямошовні і спірально-шовні труби.





Труби виготовляють з добрезварюваних сталей, що містять не більше 0,25 % вуглецю, не більше 0,56 % сірки і не більше 0,046 % фосфору. Для систем газопостачання потрібно застосовувати труби, виготовлені, як правило, з вуглецевої сталі звичайної якості.

Залежно від розрахункових значень зовнішніх температур, способу прокладання (надземне, наземне, підземне), діаметра трубопроводу і його призначення державні будівельні нормативи (ДБН) встановлюють норми на матеріали, які можливо застосовувати для виготовлення труб і на способи їх виробництва (безшовні, гарячодеформовані; електрозварювання прямошовне або із спіральним швом та ін.). Зварні шви сталевих труб мають бути такі самі міцні, як і основний метал труби.

Труби піддають гідравлічним випробуванням на заводах-виробниках. Необхідний внутрішній тиск під час випробування визначають за формулою:

$$p_n = 2\delta R / D_e \quad (4.1)$$

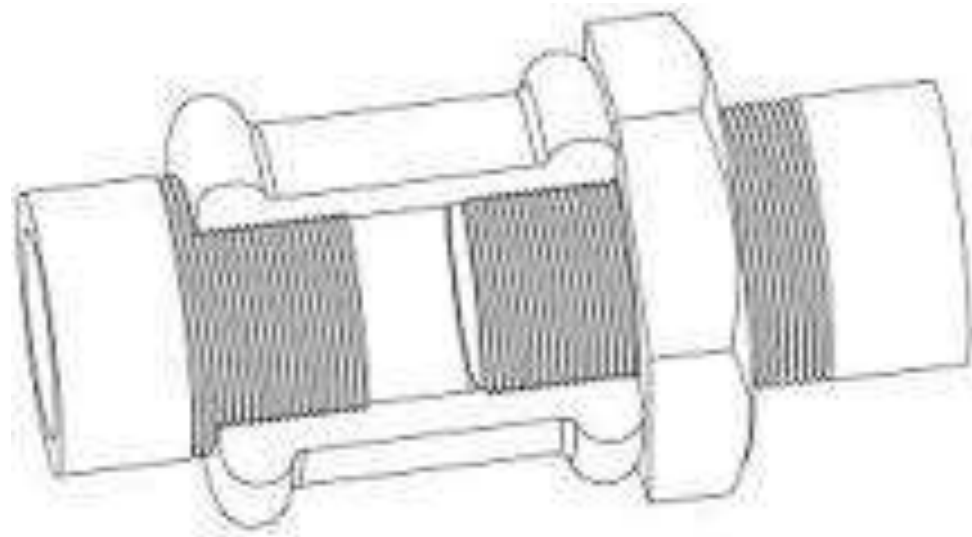
де p_n – випробувальний тиск, МПа;

R – розрахункове значення напруги, що приймається 85 % межі текучості, МПа;

δ , D_e , – відповідно мінімальна товщина стінки і внутрішній діаметр труби, мм.

Мінімальний умовний діаметр для розподільчих газопроводів приймають зазвичай таким, що дорівнює 50 мм, а для відгалужень до споживачів – 25 мм, внутрішніх газопроводів – 15 мм. Товщина стінки труби для підземних газопроводів має бути не менше 3 мм, а для надземних – не менше 2 мм. Товщина стінок труб для підводних переходів має бути на 2 мм більше розрахункової, але не менше 5 мм. Для їх

будівництва потрібно використовувати довгомірні зварні труби. З'єднання труб здійснюють зварюванням. Якість зварних стиків контролюють. В зовнішніх газопроводів фланцеві з'єднання встановлюють для приєднання засувок, кранів і іншої арматури. Для ущільнення застосовують пароніт, гуму і інші матеріали. Різьбові з'єднання допустимі за установлення кранів, пробок і муфт на гідрозасавах і збірках конденсату, на надземних введеннях газопроводів низького тиску в місцях встановлення запірних пристроїв і для приєднання контрольно-вимірвальних приладів.



На внутрішніх газопроводах різьбові і фланцеві з'єднання влаштовують в місцях встановлення арматури, газових приладів і іншого устаткування. Окрім вказаних вище випадків різьбові з'єднання можуть бути застосовані у разі монтажу газопроводів низького і середнього тиску з вузлів, заготовлених на заводах будівельно-монтажної організації. Розбірні з'єднання газопроводів мають бути доступні для огляду і ремонту.

Для газопостачання селищ і сільських населених пунктів використовують поліетиленові газопроводи з тиском газу до 0,3 МПа. Тиск газу в міжселищних газопроводах може бути до 0,6 МПа. Труби допускається прокладати лише під землею на глибині не менше 1 м до верху труби. Крім того, ДБН передбачає інші обмеження, пов'язані із застосуванням поліетиленових труб, які потрібно виконувати під час проектування і будівництва. Для підземного прокладення газопроводів застосовують поліетиленові труби з маркуванням «газ».

Труби газопровідні випускаються згідно з ДСТУ Б В.2.7-73-98 «Труби поліетиленові для подачі горючих газів». Необхідно, щоб труби мали гладку зовнішню і внутрішню поверхні. Труби випускаються з поліетилену класів ПЕ 80, номінальними діаметрами від 20 до 630 мм. Колір труб – чорний з жовтими (ПЕ 80) або помаранчевими (ПЕ 100) маркувальними смугами або жовтий (помаранчевий), відповідно. Газові труби, діаметром не більше 110 мм виготовляються в бухтах від 50 до 500 м. Труби газові випускаються в прямих відрізках (від 6 до 12 м за погодженням із споживачем) і зв'язуються в пакети. Газові труби, діаметром не більше 110 мм, виготовляються в бухтах від 50 до 500 м.



Труби з'єднують зварюванням. Відгалуження до пластмасових газопроводів приєднують за допомогою стандартних фасонних частин, а також врізанням в сталеві вставки, які мають бути не більше за 1 м. Арматуру і конденсатозбірники приєднують також сталевими вставками. Переходи газопроводів під залізничними і трамвайними коліями, автомобільними дорогами, а також у разі перетину складних перешкод виконують із сталевих труб.

Роз'ємні з'єднання поліетиленових труб, а також їх з'єднання з арматурою, устаткуванням і металевими газопроводами доцільно здійснювати за допомогою фланців, що встановлюються в колодязях. З'єднання поліетиленових труб із сталевими газопроводами високого тиску виконують роз'ємними фланцями. Дослідження роз'ємних з'єднань показали, що кращі характеристики мають фланцеві сполучні пристрої заклинювального типу (рис. 4.1).

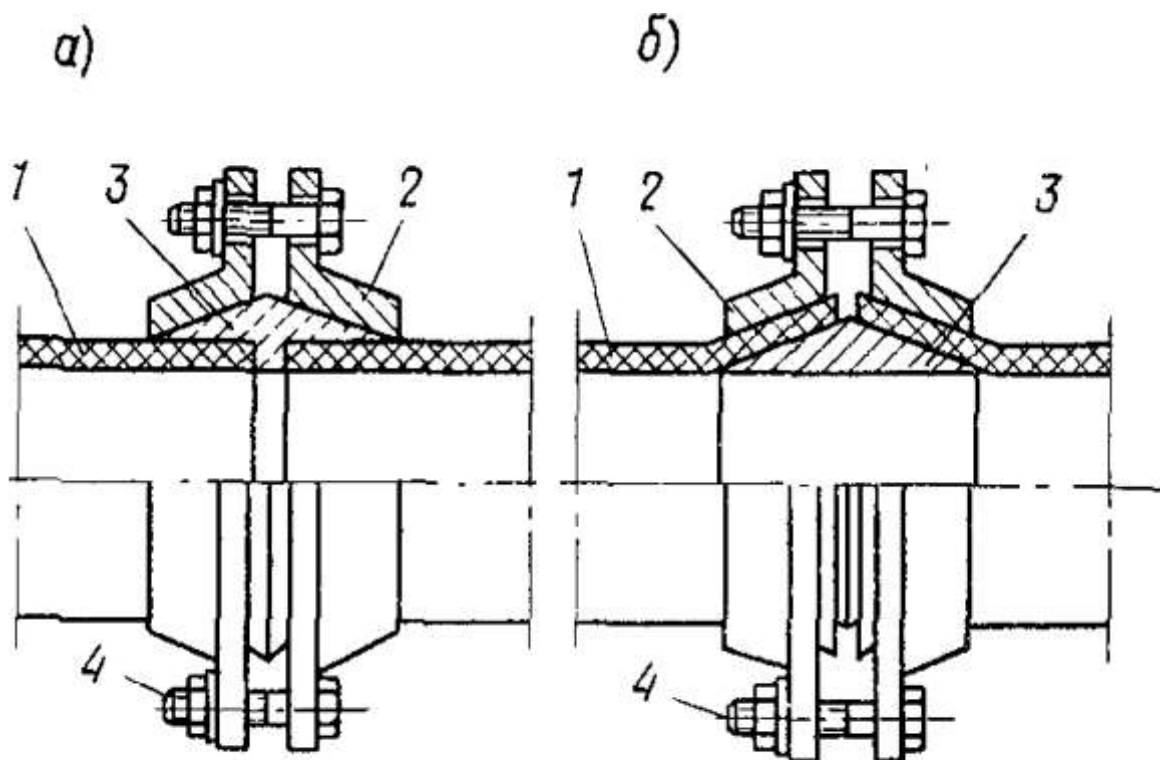


Рисунок 4.1 – Універсальне клинове з'єднання (УКС)

а) – конструкція для жорстких труб; б) – конструкція для поліетиленових труб; 1 – труби, що сполучаються; 2 – конічні фланці; 3 – ущільнювальне кільце; 4 – сполучні болти

Основною перевагою пластмасових труб є їх висока корозійна стійкість, мала маса, легка обробка труб і менший, ніж в сталевих, гідравлічний опір (приблизно на 20 %). В той самий час пластмасові труби мають меншу механічну міцність, ніж сталеві (межа міцності під час розтягування для поліетиленових труб 10...40 МПа), меншу температуростійкість і старіння (тобто погіршення фізико-механічних характеристик з часом). Температурна межа застосування поліетиленових труб становить $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Як запірні пристрої на газопроводах застосовують крани і засувки. Вентилі через великі втрати тиску знайшли обмежене використання лише для газопроводів невеликих діаметрів за високих тисків газу, коли гідравлічний опір запірного пристрою не має істотного значення. Для газопроводів низького тиску як вимикальні пристрої знаходять використання гідравлічні затвори.

Крани забезпечують велику герметичність відключення, на відміну від засувок. Вони є надійними і швидкодійними пристроями. В той самий час за допомогою кранів важко забезпечити плавне регулювання потоку газу. Засувки мають перевагу в плавному регулюванні подачі газу, але недостатньо герметичні. Негерметичність засувок пояснюється тим, що потік газу постійно омиває притерті поверхні і викликає їх ерозію, утворюючи різного роду нерівності. Крім того, в нижній частині корпусу засувки, під затвором, можуть скупчуватися різні тверді частки, пил і бруд та перешкоджати її щільному закриттю. Враховуючи викладене, використання кранів як вимикальних пристроїв є переважним. Крани широко застосовують для газопроводів малих діаметрів. Їх використовують як для відключення газопроводів, так і для регулювання потоку газу, що надходить до пальників. Залежно від способу герметизації крани розділяють на натяжні і сальникові. У натяжних кранів пробка притискається до корпусу зусиллям, що створюється гайкою, яка нагвинчує на хвостовик. В сальникових кранів пробка притискається тиском сальникової букси. Крани виготовляють з бронзи, латуні і чавуну. Бронзові і латунні крани встановлюють в тих місцях, де в процесі експлуатації доводиться ними часто користуватися, чавунні і комбіновані крани – ними користуються рідко. Сальникові крани застосовують на промислових газопроводах.

Залежно від способу приєднання крани розділяють на муфтові, цапкові і фланцеві. Для можливості демонтажу муфтових кранів на газопроводах встановлюють згони. Крани мають діаметри умовних проходів від 15 до 100 мм. Їх розраховують на робочий тиск 0,01... 0,6 МПа. Для надземних і підземних газопроводів застосовують крани з мастилом, чавунні за робочого тиску до 0,6 МПа і сталеві – за великого тиску (до 6,4 МПа).

Мастило забезпечує герметичність затвора, підвищує опір корозії, зменшує знос ущільнювальних поверхонь і полегшує повернення пробки. Мастило закладають в канал, розташований в хвостовику пробки. Під час вкручення нажимного болта мастило надходить в спеціальні канавки, наявні в пробці, і рівномірно змащує всі поверхні ущільнювачів. На рис. 4.2 показано чавунний фланцевий кран з мастилом. Такі крани

виготовляють діаметром 25... 100 мм. Вони є герметичними вимикальними пристроями для міських і внутрішньо-об'єктних газопроводів.

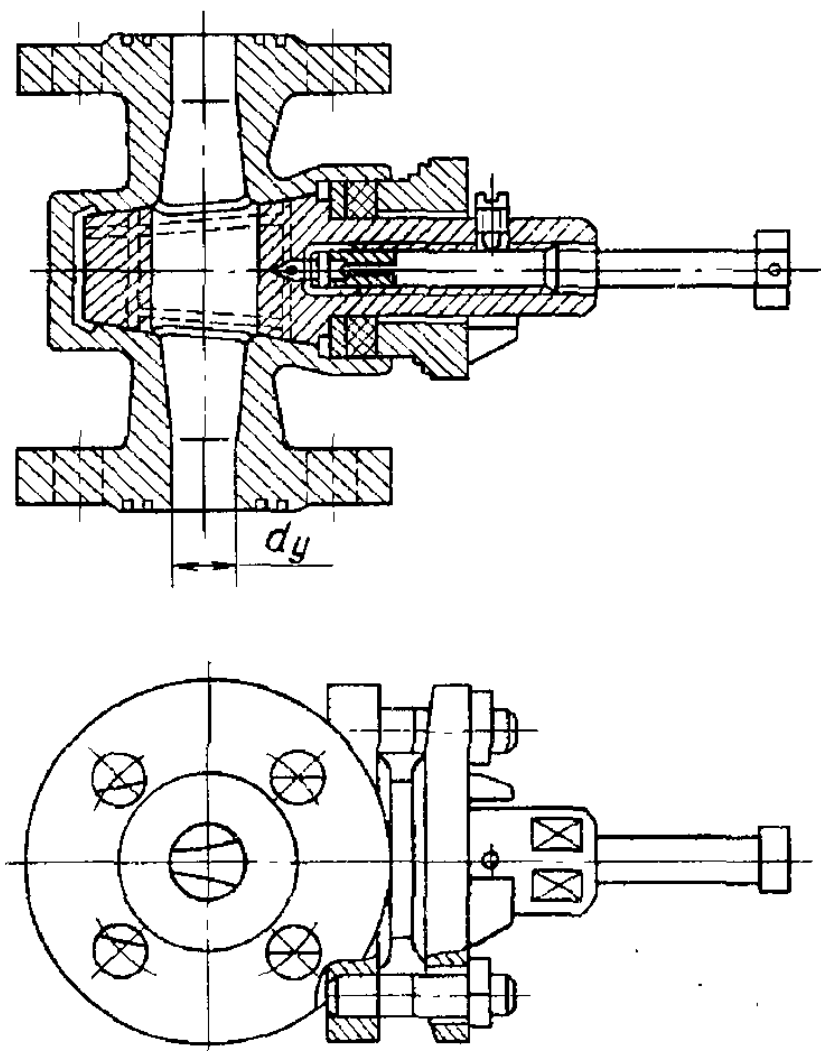


Рисунок 4.2 – Чавунний фланцевий кран

Сталеві крани типу КС (рис. 4.3) призначені для встановлення на газопроводах і нафтопроводах.

Вони розраховані на тиск 1,6; 4 і 6,4 МПа. Їх випускають в двох модифікаціях: з ручним приводом (КСР) діаметром 50...80 мм і з пневмоприводом (КСП) діаметром 50...100 мм.

Існують крани з мастилом, призначені для підземної установки без колодязів. Їх випускають діаметром 400, 500 і 700 мм і застосовують для магістральних газопроводів.

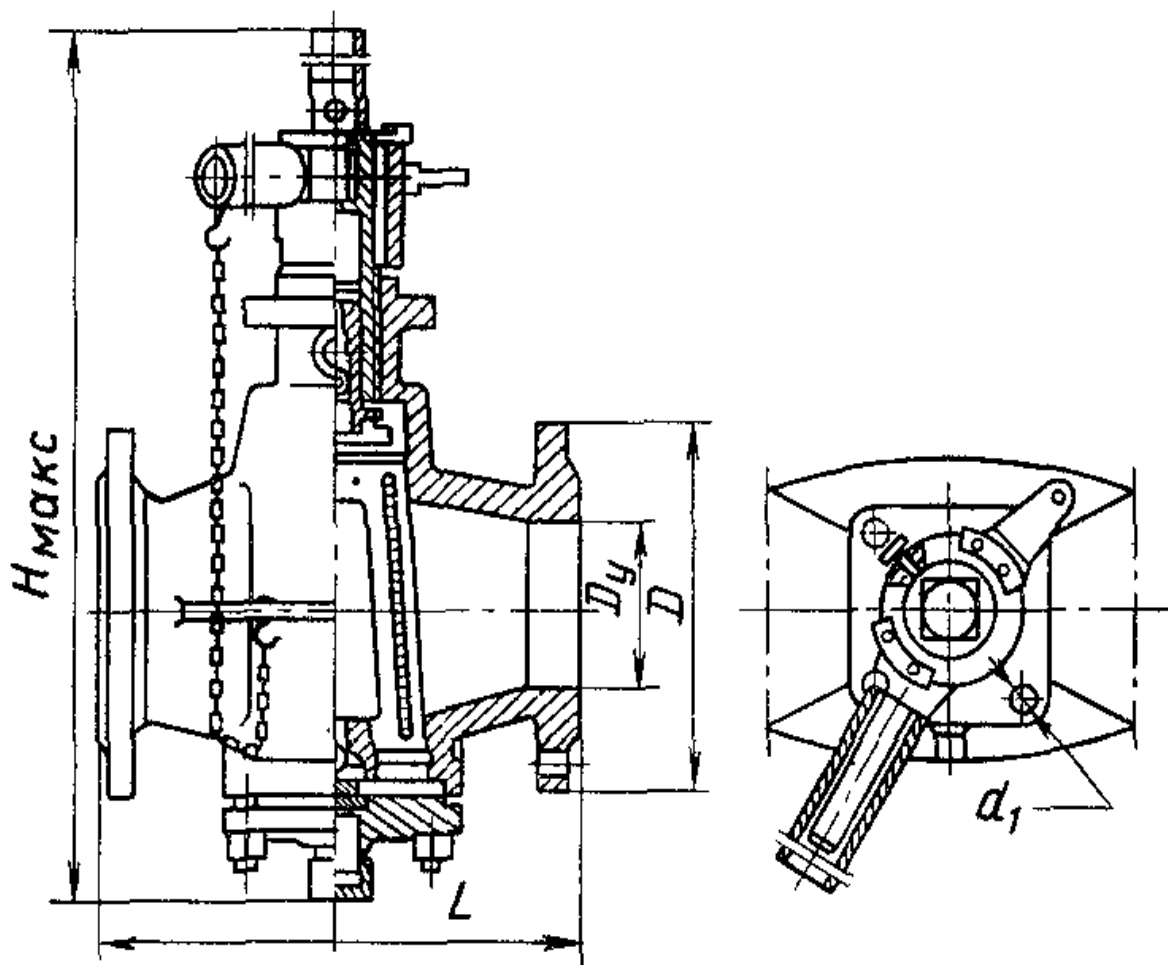


Рисунок 4.3 – Кран проходний з мастилом, фланцевий

Засувки як запірна арматура використовують на газопроводах всіх тисків з діаметром 50 мм і більше. Їх використовують також для регулювання подачі газу в пальники казанів і печей. За тиску газу до 0,6 МПа застосовують чавунні засувки, а за більшого – сталеві. Паралельні засувки застосовують для газопроводів з тиском до 0,3 МПа, а клинові – для всіх тисків. На газопроводах великих діаметрів і у випадку високих тисків газу використовують засувки, обладнані редуктором з черв'ячною передачею або електроприводом. Для полегшення підйому затвора засувки мають обвідний трубопровід з краном для вирівнювання тиску по обоє обидві сторони затвора.

На підземних газопроводах вимикальну арматуру встановлюють в колодязях. Колодязі виконують із залізобетону і цегли. Вони мають бути водонепроникними. Під час подачі сухого газу для газопроводів невеликих діаметрів (25...100 мм) доцільно використовувати дрібні малогабаритні

колодязі. Такі колодязі можна встановлювати в нерозпушених або малозпушених ґрунтах. На рис. 4.4 показано конструкцію мілкового залізобетонного колодязя для встановлення кранів ($D_y = 25 \dots 100$ мм). Однією з переваг мілких колодязів є обслуговування і ремонт запірного органу з поверхні землі.

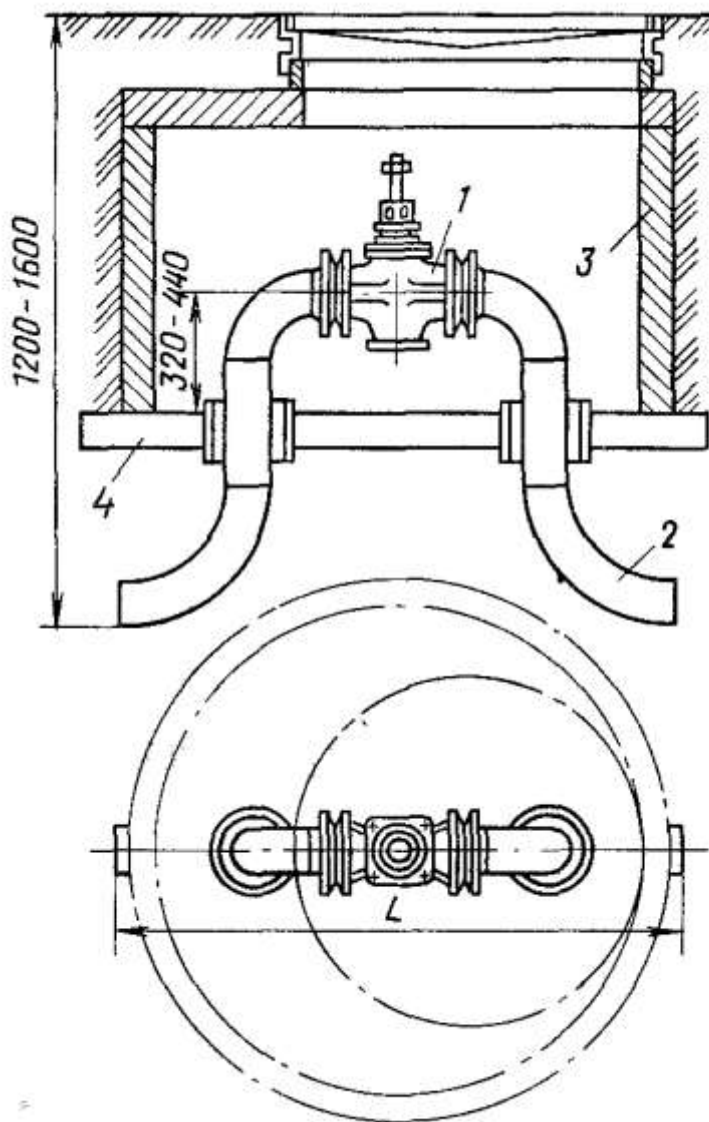
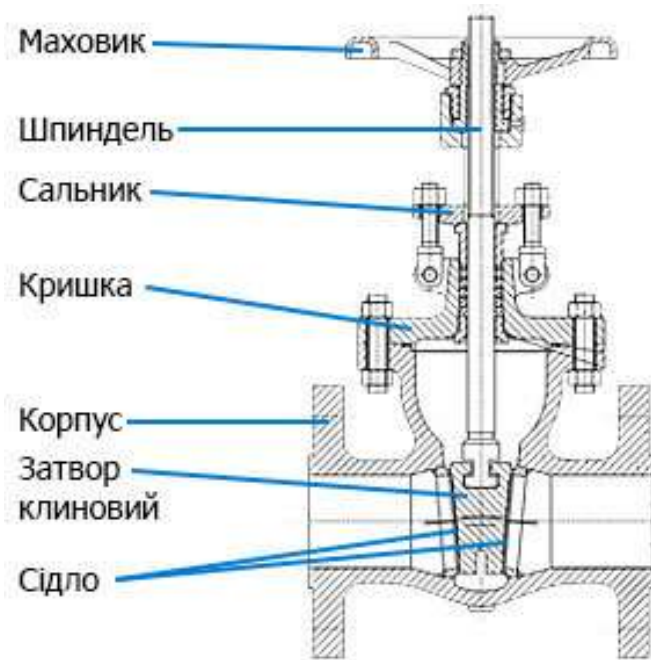


Рисунок 4.4 – Установлення кранів $D_y = 25 \dots 100$ мм в мілкому залізобетонному кільці

1 – кран прохідний сальниковий, фланцевий; 2 – відведення з безшовних труб; 3 – залізобетонний колодязь; 4 – залізобетонне днище.



Засувки встановлюють в колодязях з габаритами, що забезпечують доступ обслуговуючому персоналу. Для зняття монтажної напруги з фланців засувки і температурної напруги в колодязі після засувки за ходом газу встановлюють лінзовий компенсатор. Наявність компенсатора полегшує монтаж і демонтаж засувок в процесі експлуатації. На рис. 4.5 показано дволінзовий компенсатор, розрахований на тиск до 0,6 МПа.

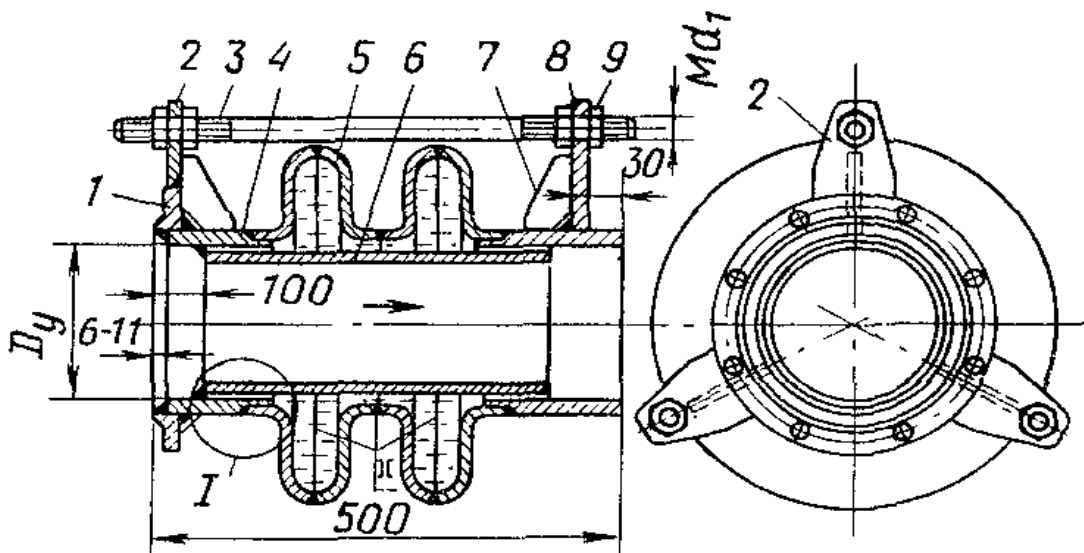


Рисунок 4.5 – Дволінзовий компенсатор з одним фланцем на $p_y = 0,3$ МПа

1 – фланець; 2, 8 – стояки; 3 – тяги; 4 – патрубки; 5 – півлінзи; 6 – стакан; 7 – ребра; 9 – гайки

Конструкцію залізобетонного колодязя для установлення засувок ($D_y - 100...400$ мм) показано на рис. 4.6. Під час установлення колодязів у водонасичених ґрунтах застосовують гідроізоляцію: зовнішні стіни колодязя обклеюють борулином, бризолом або штукатурять водонепроникним цементом. Під час установлення в колодязі сталеві засувки допускається влаштовувати косу фланцеву вставку як монтажний компенсувальний пристрій. Вимикальні пристрої на газопроводах встановлюють в наземних шафах і на стінах будівель.

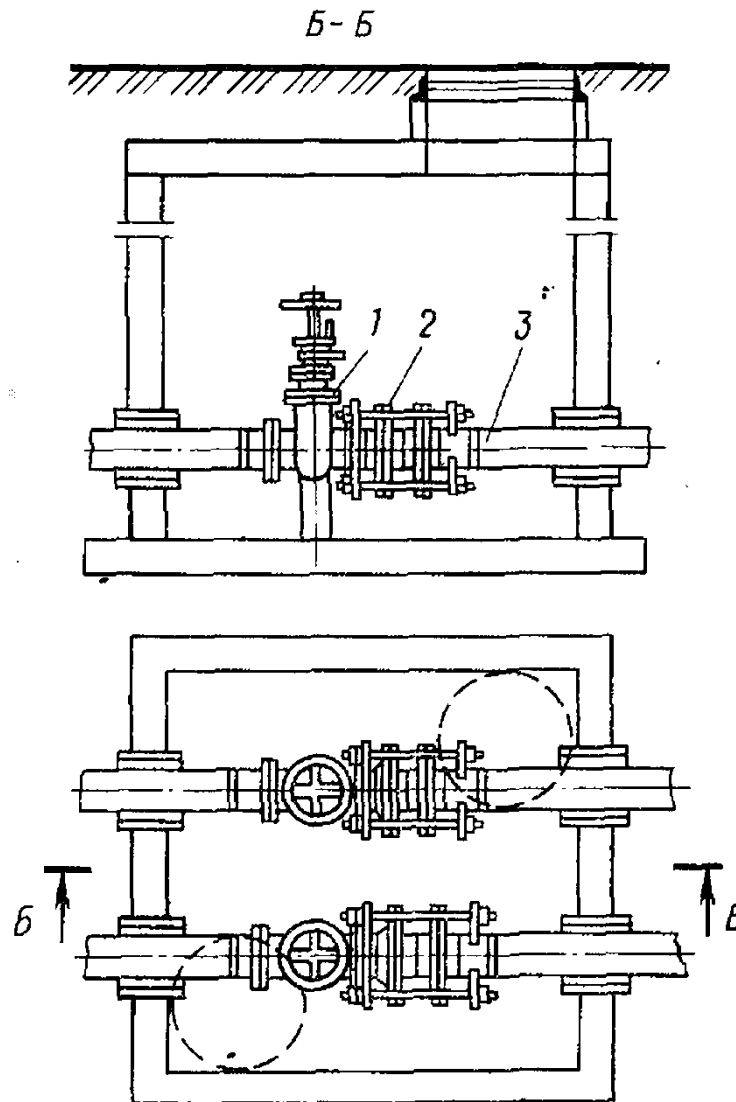


Рисунок 4.6 – Колодязь залізобетонний з установленням двох засувок:
 $D_{y1} = 100...200$, $D_{y2} = 200...400$ мм

1 – засувка паралельна; 2 – компенсатор дволінзовий; 3 – газопровід

Під час перетину залізниць і шосейних доріг, колекторів і колодязів, за необхідності прокладання газопроводів в безпосередній близькості від житлових і громадських будівель або на малій глибині ставлять футляри. Їх використовують також під час виробництва робіт закритим способом. В цьому випадку футляр заздалегідь продавлюють через ґрунт і укладають в нього газопровід. На рис. 4.7 показано футляр, призначений для газопроводів з тиском до 0,3 МПа під час перетину залізниць, трамвайних колій і т. д. Футляр обладнали контрольною трубкою, що виводиться під ковер. За допомогою трубок за наявності або відсутності газу контролюють щільність газопроводу.

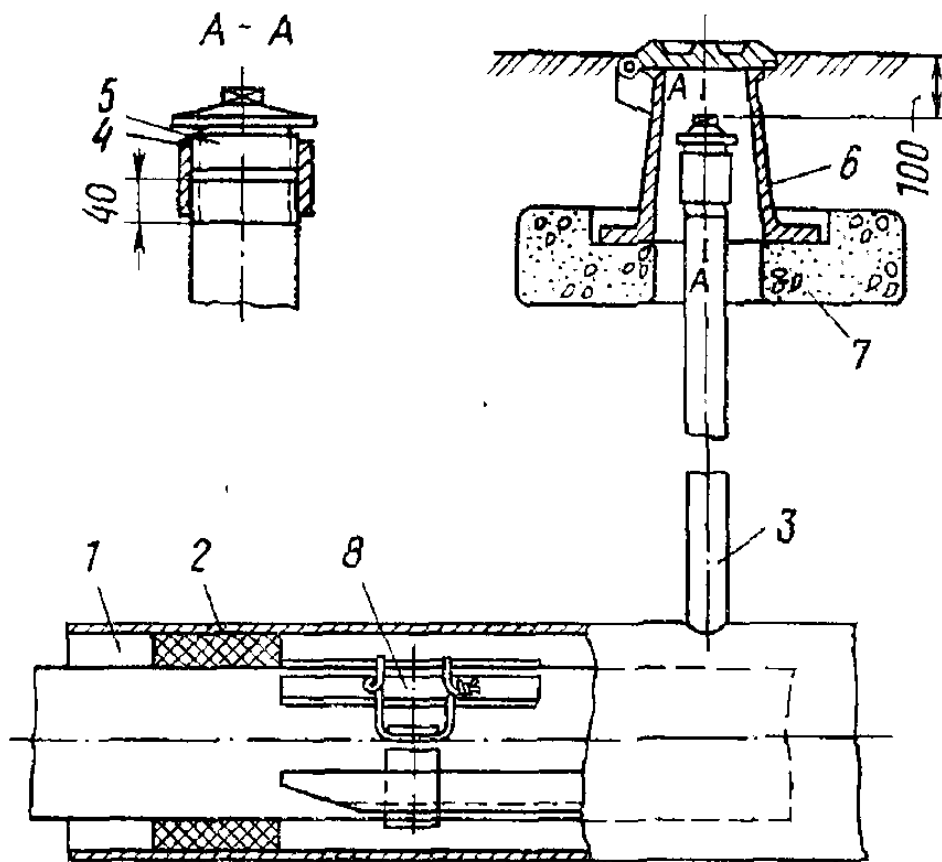


Рисунок 4.7 – Конструкція кінця футляра

1 – бітумна емаль; 2 – промаслене клоччя ; 3 – контрольна трубка 50 мм; 4 – муфта 50 мм; 5 – пробки; 6 – ковер малий; 7 – подушка під ковер; 8 – опора

Конструкцію опори газопроводу у футлярі показано на рис. 4.8. За наявності блукаючих струмів застосовують діелектричні опори.

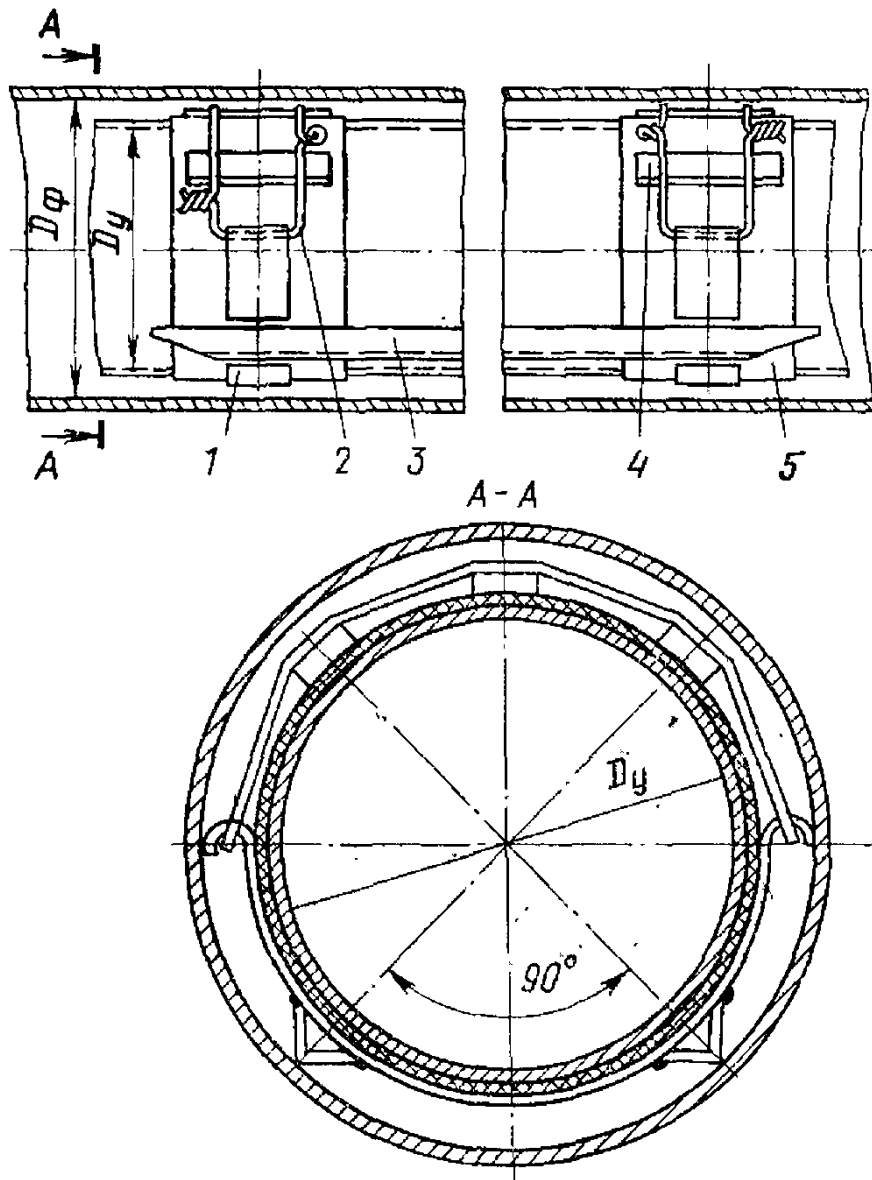


Рисунок 4.8 – Конструкція опори газопроводів у футлярі

1 – скоби; 2 – кріпильний дріт; 3 – полози; 4 – планки; 5 – обгортка з гідроізола, толя, рубероїду і аналогічних матеріалів

Футляри для газопроводів високого тиску мають сальникові ущільнення і контрольний трубопровід, що відводить газ з футляра в атмосферу у разі нещільності газопроводу або розриву стику. Цей трубопровід відводять, в безпечне місце і обладнують дефлектором. На рис. 4.9 показано сальникове ущільнення для футлярів.

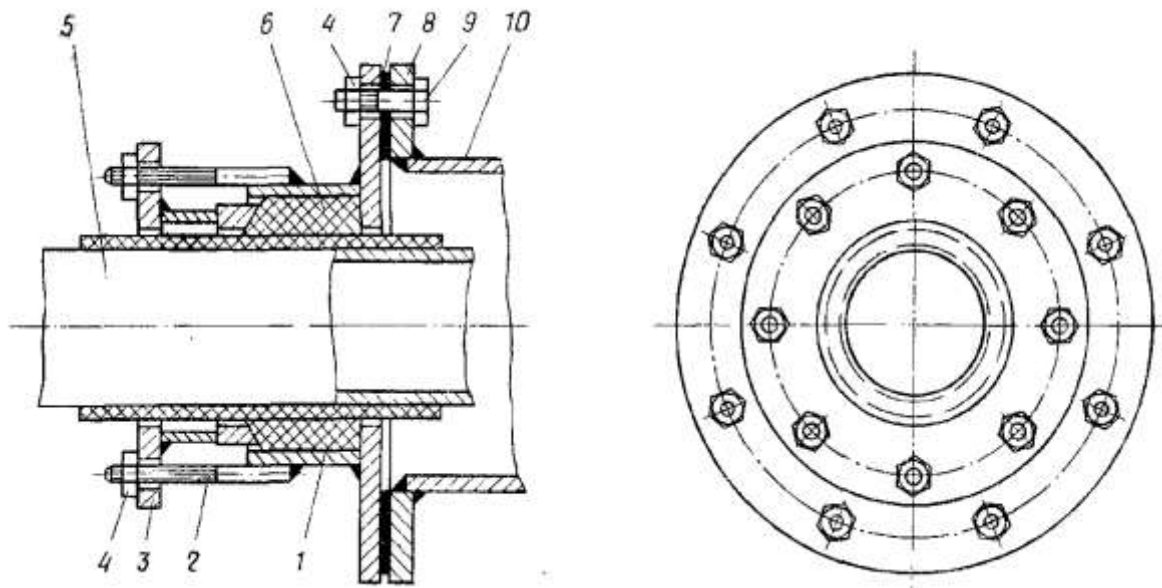


Рисунок 4.9 – Сальникове ущільнення для футляра

- 1 – корпус; 2 – шпильки; 3 – ґрундбуksi; 4 – гайки; 5 – газопровід;
 6 – набивка з промасленого клоччя або аналогічного матеріалу;
 7 – парониткова прокладка; 8 – фланець; 9 – болт; 10 – футляр

За використання вологого газу в нижніх точках газопроводу встановлюють збірники конденсату. Їх конструкція і розміри залежать від тиску газу і кількості вологи, що конденсується.

Конденсатозбірники невеликої місткості доцільно встановлювати в умовах подачі осушеного газу. В цьому випадку конденсатозбірники використовують для видалення вологи, що попала в газопровід під час будівництва, під час експлуатаційних промивань і т. д. Трубки конденсатозбірників використовують в процесі продувань газопроводів і випуску газу під час ремонту.

Збір конденсату для газопроводів низького тиску під час використання осушеного газу показано на рис. 4.10.

Конденсат періодично видаляють через трубку за допомогою насоса або вакуум-цистерни. На трубці є електрод для вимірювання різниці потенціалів між трубкою і землею.

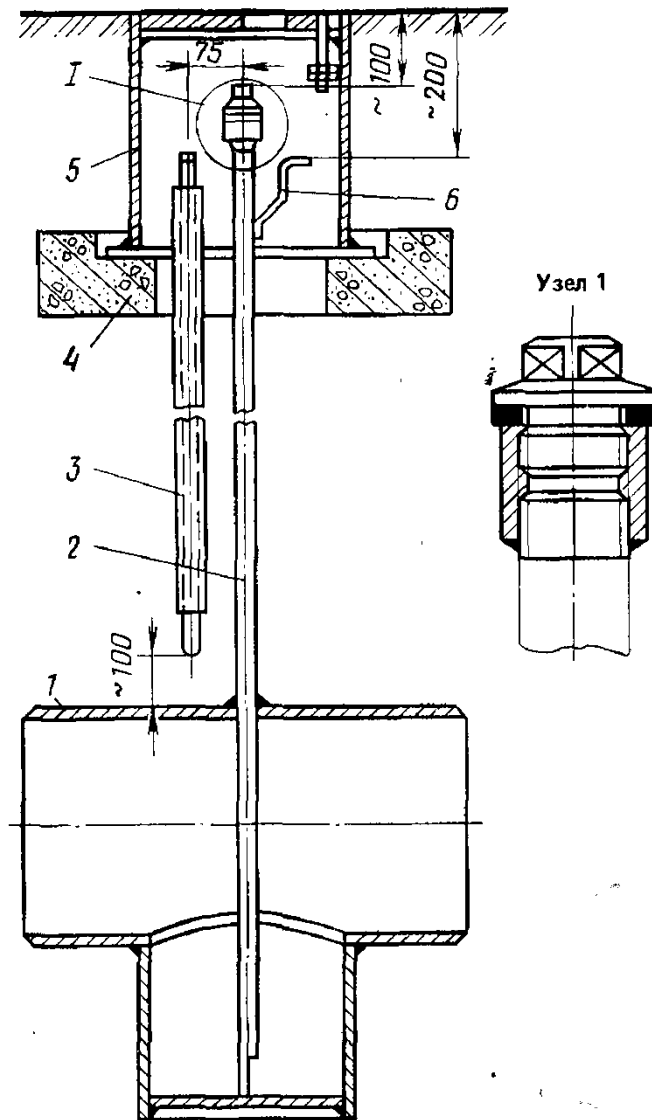


Рисунок 4.10 – Збір конденсату для газопроводів $D_y = 200...600$ мм осушеного газу низького тиску

1 – корпус; 2 – труби для видалення конденсату; 3 – електрод заземлення; 4 – подушка під ковер; 5 – ковер; 6 – контактна пластинка для вимірювання різниці потенціалів трубка–грунт.

Збір конденсату для газопроводів середнього і високого тиску показано на рис. 4.11.

Трубку конденсатозбірника розташовують у футлярі, вона має вгорі отвір діаметром 2 мм.

Такий пристрій дає можливість вирівнювати тиски в трубці і газопроводі, тому конденсат не може піднятися вгору по трубці, що унеможливує його замерзання.

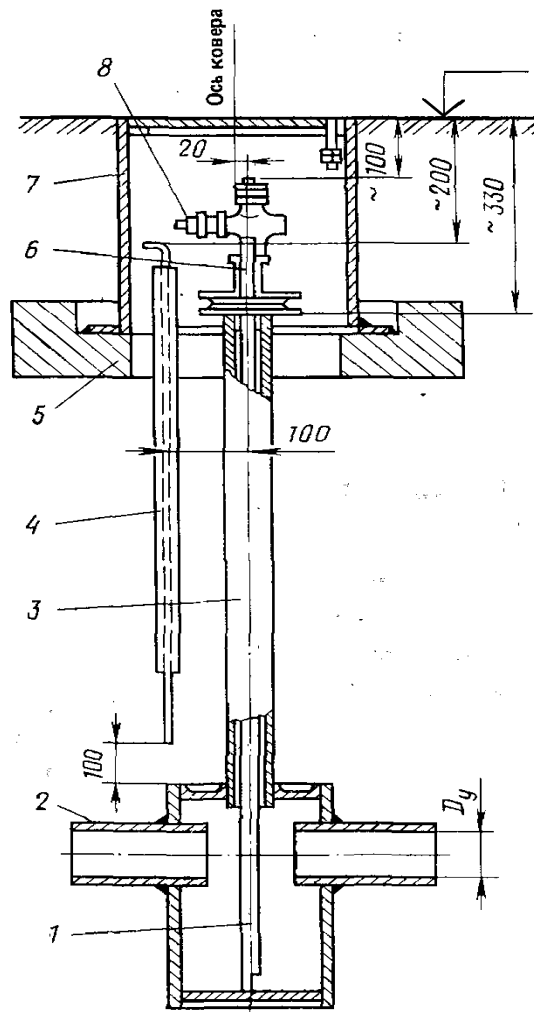


Рисунок 4.11 – Збір конденсату для газопроводів $D_y = 50 \dots 150$ мм осушеного газу високого тиску $p_y \leq 0.6$ МПа.

1 – труба внутрішня в зборі; 2 – корпус; 3 – кожух з труби 57×6; 4 – електрод заземлення; 5 – подушка під килим; 6 – пластина контактна для вимірювання різниці потенціалів; 7 – ковер великий; 8 – кран

Контрольні запитання

1. Назвіть особливості з'єднувальних частин сталевих труб.
2. Опишіть структуру та призначення захисного покриття посиленого типу.
3. Надайте характеристику поліетилену.
4. Назвіть основні переваги поліетиленових труб перед сталевими.
5. Назвіть з'єднувальні деталі для поліетиленових газопроводів.

5 РЕГУЛЯТОРИ ТИСКУ. КЛАСИФІКАЦІЯ, ПРИНЦИПИ ТА РЕЖИМИ РОБОТИ РЕГУЛЯТОРІВ ТИСКУ. МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ТА ПІДБОРУ РЕГУЛЯТОРІВ ТИСКУ

5.1 Управління гідравлічним режимом роботи системи газопостачання

Управління гідравлічним режимом роботи системи газопостачання здійснюють за допомогою регуляторів тиску, які автоматично підтримують постійний тиск в точці відбору імпульсу незалежно від інтенсивності використання газу. Під час регулювання тиску відбувається зниження початкового, більш високого тиску, до кінцевого (нижчого) .

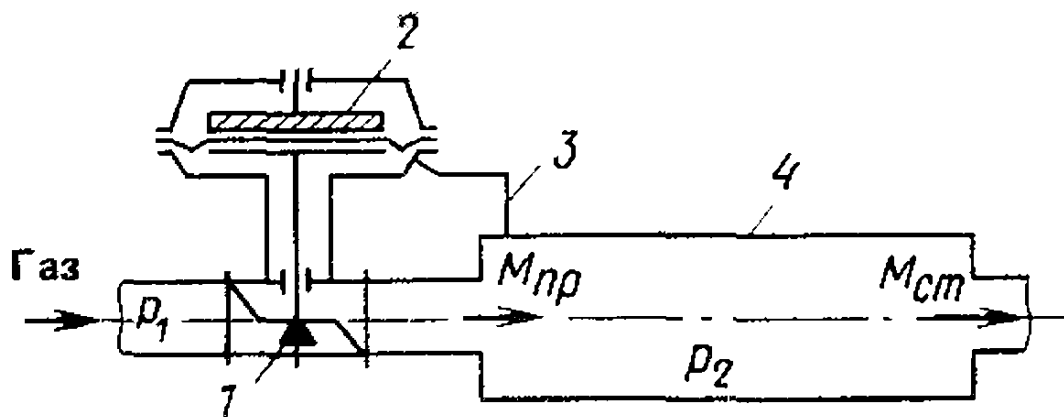


Рисунок 5.1 – Схема регулятора тиску

1 – регулювальний (дросельний) орган; 2 – мембранно-грузовий привод; 3 – імпульсна трубка; 4 – об'єкт регулювання – газова мережа

Автоматичний регулятор тиску складається з регулювального і реагуючого пристрою. Основною частиною реагуючого пристрою є чутливий елемент (мембрана), а основною частиною регулювального пристрою – регулювальний орган (у регуляторів тиску – це дросельний орган). Чутливий елемент і регулювальний орган з'єднуються між собою виконавчим зв'язком. На рис. 5.1 показано схему регулятора тиску і умовно газову мережу, яка є об'єктом регулювання. Тиск до регулятора позначений p_1 , тиск після регулятора – p_2 . Автоматичний регулятор – типу «після себе», тому тиск p_2 є регульованим параметром. За сталої роботи системи кількість газу в газовій мережі M залишається постійною, а приплив газу M_n дорівнює кількості відібраного газу, тобто його стоку M_c . Отже, умовою рівноваги системи є рівність $M_n = M_c$, водночас регульований параметр зберігає постійне значення $p_2 = \text{const}$. Якщо рівновага припливу і

стоку буде порушена, наприклад унаслідок зміни режиму використання (тобто M_{Π} не дорівнює M_c), тоді змінюватиметься і регульований тиск p_2 .

Регулятор тиску знаходитиметься в рівновазі, якщо алгебраїчна сума сил, що діють на клапан, дорівнює нулю (тобто сили, що діють на клапан, збалансовані, $\sum N_i=0$). В цьому випадку регулятор пропускатиме в об'єкт постійну кількість газу $M_{\Pi} = \text{const}$. Якщо баланс сил порушується, то клапан почне переміщатися у бік дії великих сил, змінюючи приплив газу M_{Π} . Таким чином, рівновага об'єкта забезпечується умовою $M_{\Pi}=M_c$, а рівновага регулювальника – умовою $\sum N_i=0$.

Розглянемо сили, що діють на клапан регулятора тиску (див. рис. 5.1). Ці сили можна розділити на три групи: *активну*, величина якої пов'язана із значенням регульованого параметра, *протидійну*, яка врівноважує активну силу, і *додаткові сили*: сила ваги рухливих частин, однобічне навантаження на клапан, сили тертя, які виникають під час руху, а також інерційні сили.

Регулятор, показаний на рис. 5.1, має мембранно-вантажний привод 2. Активна сила привода – це зусилля, яке сприймає мембрана від тиску газу p_2 , що передається по імпульсній трубці 3, і передає на шток клапана. Цю силу називають перестановочною $N_{\text{пер}}$, вона дорівнює:

$$N_{\text{пер}}=P_2 F_{\text{акт}}, \quad (5.1)$$

де $F_{\text{акт}}$ – активна поверхня мембрани.

Активну силу врівноважує вантаж 2 ($N_{\text{гр}}$). На клапан також діє вага рухливих частин $N_{\text{п.ч}}$ і однобічне навантаження $N_{\text{кл}}$, яке, нехтуючи поперечним перерізом штока, визначають за формулою

$$N_{\text{кл}} = f_c (p_1 - p_2), \quad (5.2)$$

де f_c – площа сідла клапана;

p_1 і p_2 – тиски газу до і після клапана.

Таким чином, баланс сил, що діють на клапан, можна записати так (приймаючи за позитивний напрям дію активної сили):

$$N_{\text{пер}} - N_{\text{гр}} - N_{\text{п.ч}} + N_{\text{кл}} = 0. \quad (5.3)$$

Від величини регульованого тиску залежить перестановочна сила.

Якщо величина p_2 стане більшою або меншою величини, на яку налаштований регулятор, то баланс сил порушиться і регулятор прийде в дію. Розглянувши умови рівноваги об'єкта і регулятора, дослідимо процес регулювання в часі.

Передбачимо, що об'єкт і регулятор знаходяться в рівновазі, отже:

$$M_{\Pi}=M_c; \sum N_i=0.$$

У момент τ_0 (рис. 5.2) різко збільшилося використання газу (включився крупний споживач, величина M_c стала більше M_n). Рівновага об'єкта порушилася, відбір газу став більше його заходу в мережу, тиск p_2 в мережі знизився. Із зменшенням тиску p_2 зменшилася активна сила $N_{пер}$, порушився баланс сил, що діють на клапан, і під дією вантажу клапан став опускатися, збільшуючи приплив газу в мережу [див. на рис. 5.2 криві змін припливу і тиску газу p_2 за чверть періоду ($\tau_0 - \tau_1$)]. До моменту τ_1 приплив став дорівнювати стоку і об'єкт знову прийшов в рівновагу. Але за час $\tau_1 - \tau_0$ стік газу був більше його припливу і кількість газу в мережі весь час зменшувалася, а тиск p_2 спадав.

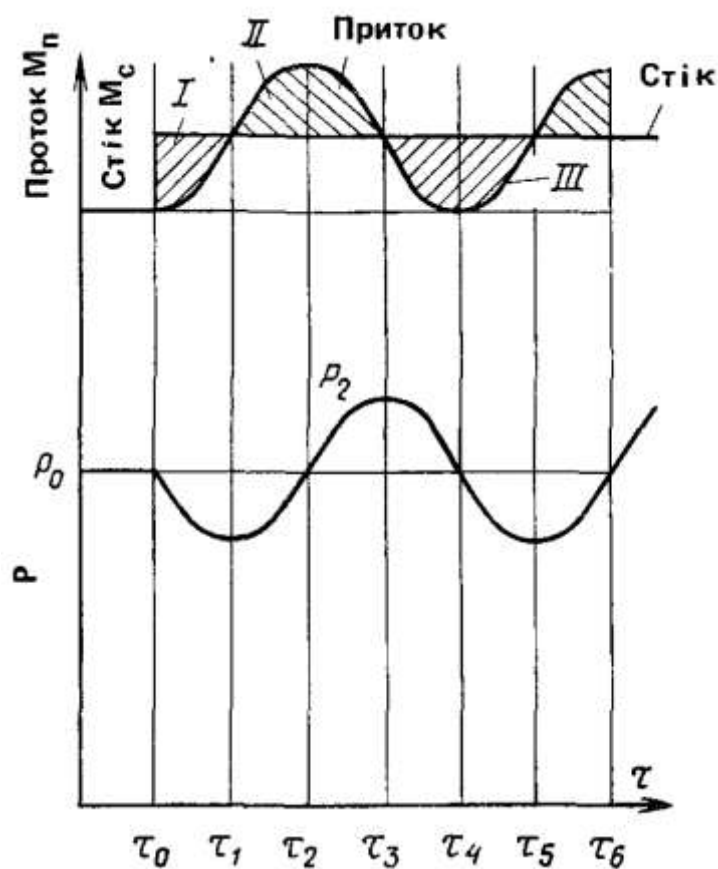


Рисунок 5.2 – Графік астатичного регулювання за відсутності самовирівнювання

Кількість газу, відібраного з трубопроводу за час $\tau_0 - \tau_1$, дорівнює площі I (рис. 5.2). У момент τ_1 тиск газу p_2 перестає спадати, але залишається нижчим за тиск p_{02} , на який налаштований регулятор і за якого він знаходиться в рівновазі. Тому, не дивлячись на те, що об'єкт прийшов в рівновагу, регулятор продовжує працювати: його клапан відкривається, приплив газу збільшується і стає більшим стоку. Внаслідок цього регулятор виводить об'єкт з рівноваги. За другу чверть періоду $\tau_2 - \tau_1$ приплив весь час перевершує стік, кількість газу в газопроводі

збільшується і його тиск зростає. Нарешті, у момент τ_2 спад газу за першу чверть періоду повністю компенсується його додатковою подачею, і тиск газу p_2 дорівнює тиску, на який налаштовано регулятор. Регулятор приходить в рівновагу, але у цей момент приплив газу більше стоку ($M_{\text{п}} > M_{\text{с}}$), об'єкт не знаходиться в рівновазі, тиск газу p_2 стає більшим тиску налаштування регулятора, і об'єкт виводить його з рівноваги. Клапан регулятора змінює напрям руху на зворотний і він починає закриватися.

З моменту τ_2 процес регулювання повторюється, але в протилежному напрямі. Таким чином, процес регулювання є періодичним незгасаючим процесом. Регулятори, що працюють за розглянутим принципом, називаються астатичними. Ці регулятори після збурення наводять регульований тиск до заданого значення незалежно від величини навантаження і положення регулювального органу. Таким чином, рівновага системи за астатичного регулювання може настати лише за умови заданого значення регульованого параметра, причому регулювальний орган може займати будь-яке положення. Якщо об'єкт має властивість самовирівнювання, то процес регулювання буде затухаючим, а регулювання стійким.

Під самовирівнюванням розуміють таку властивість об'єкта, за якої після порушення рівноваги об'єкт здатен сам відновити рівновагу між припливом і стоком, але за іншого значення регульованого параметра. Як об'єкт, що має здатність самовирівнювання, можна навести газові мережі низького тиску. Дійсно, якщо збільшити відбір газу з цих мереж (включити нових споживачів), то тиск газу зменшиться, унаслідок чого стік скоротиться, а рівновага встановиться лише за іншого, нижчого тиску газу. Зона нечутливості, люфти, тертя у зчленуваннях та інші конструктивні недоліки регуляторів можуть привести до того, що коливальний процес регулювання стане таким, що розходиться, а регулювання – нестійким. Для стабілізації процесу (тобто перетворення його на затухаючий) в регулятор вводять стабілізуючі пристрої, зокрема жорсткий зворотний зв'язок. Таке регулювання називають статичним. Регулятори цього типу характеризуються тим, що значення регульованого тиску за рівноваги системи залежить не лише від завдання (налаштування регулятора), але і від навантаження або від положення регулювального органу. Кожному значенню регульованого параметра відповідає одне певне положення регулювального органу. За статичного регулювання рівноважне значення регульованого тиску завжди відрізняється від заданої величини, і лише за номінального навантаження фактичний тиск стає таким, що дорівнює номінальному значенню. Таким чином, статичні регулятори характеризуються нерівномірністю, під якою розуміють величину зміни регульованого параметра, необхідну для перестановки регулювального органу з одного крайнього положення в інше.

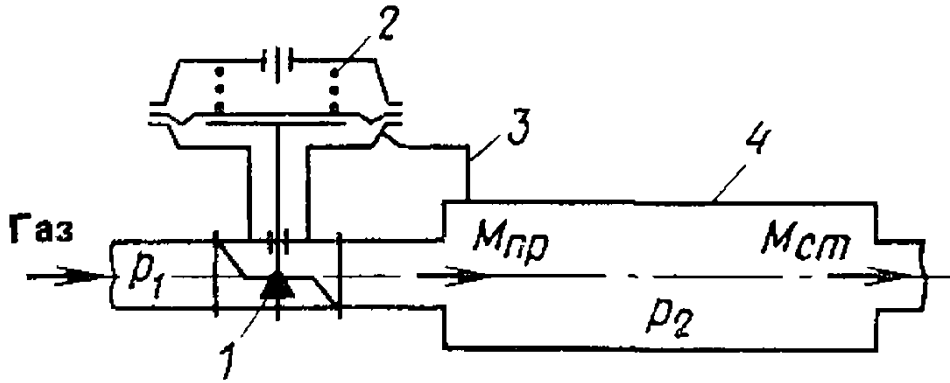


Рисунок 5.3 – Статичний регулятор тиску

1 – регулюючий (дросельний) орган, 2 – мембранно-пружинний привод, 3 – імпульсна трубка, 4 – об'єкт регулювання – газова мережа.

Якщо вантаж у регулятора замінити пружиною, як це показано на рис. 5.3, то регулятор стане статичним, а пружина буде стабілізуючим пристроєм. Зусилля, що розвивається пружиною, пропорційно її деформації. Коли клапан знаходиться в крайньому верхньому положенні (закритий, $M_{п}=0$), пружина набуває найбільшої міри стиснення і значення p_2 стає максимальним. У разі повністю відкритого клапана ($M_{п} = M_{\text{макс}}$) значення p_2 зменшується до мінімального (рис. 5.4, б).

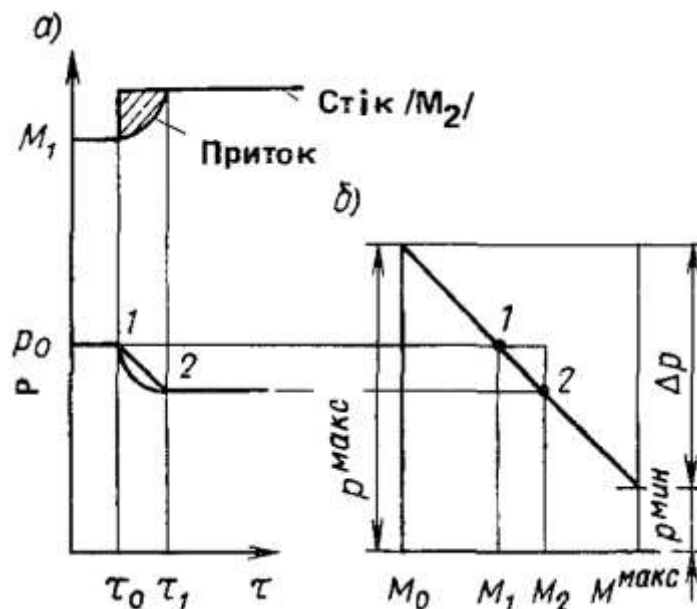


Рисунок 5.4 – Графік статичного регулювання за відсутності самовирівнювання

а) – графік регулювання, б) – статична характеристика регулятора

Розглянемо процес регулювання, що протікає в часі. Передбачимо, що до часу τ_0 система (об'єкт – регулювальник) знаходилася в рівновазі. У момент τ_0 різко зріс стік газу. Тиск в об'єкті став спадати (див. рис. 5.4, а), але зі збільшенням витрати знизився також і тиск, на який налаштований регулювальник (див. рис. 5.4, б), і у момент τ_1 об'єкт та регулятор знову увійшли до рівноваги. Таким чином, перехідний процес перетворився з коливного в аперіодичний. Статична характеристика, показана на рис. 5.4, б є дуже крутою, а її нерівномірність Δr становить велику величину.

Зазвичай регулятори конструюють з невеликою нерівномірністю. В такому разі процес регулювання буде не аперіодичним, а таким, що коливає (затухаючим). Затухаючим процесом регулювання характеризуються і ізодромні регулятори. Вони мають пружний зворотний зв'язок, який дає можливість поєднати в регуляторі властивості статичних і астатичних регуляторів. У початковий момент після збурення ізодромні регулятори працюють як статичні з деякою нерівномірністю. Під час подальшої роботи регулятора нерівномірність знімається, і регулятор наводить регульований тиск до заданого значення незалежно від величини навантаження і положення регулювального органу.

Регулятори тиску бувають прямої і непрямої дії. У регуляторів прямої дії регулювальний орган (клапан) переміщується зусиллям, що виникає в його чутливому елементі (мембрані) без використання енергії від стороннього джерела. У таких регуляторів силовий елемент привода є одночасно і чутливим елементом. Регулятори прямої дії не мають підсилювачів. Вони прості в конструкції, надійні в роботі і знайшли значне поширення в системах газопостачання.

У регуляторів непрямої дії зусилля, що виникає в чутливому елементі, вводить в дію керівний елемент, який відкриває доступ енергії стислого повітря, газу та ін. в серводвигун, а останній розвиває зусилля, необхідне для переміщення регулювального органу. Регулятори цього типу завжди містять один або декілька підсилювачів. Якщо тиск газу регулюється після регулятора, то регулятор називається «Після себе»; якщо регулюється тиск до регулятора, то регулятор називається «До себе». Для регулювання тиску газу в міських системах газопостачання застосовують регулятори «після себе».

5.2 Розрахунок пропускної здатності регуляторів тиску

Потік газу під час руху через дросельний орган долає гідравлічні опори, внаслідок чого зменшується його статичний тиск. Втрати тиску виникають внаслідок тертя, неодноразової зміни напрямку руху і звуження потоку в процесі проходження через сідло клапана. За невеликого перепаду тиску на клапані зміною густини газу можна нехтувати і розглядати його як рідину, яка не стискається. В цьому випадку перепад

тиску повністю визначається гідравлічним опором дросельного органу, а коефіцієнт гідравлічного опору відкритого клапана цієї конструкції за турбулентного режиму є величиною постійною. Якщо перепад тиску значний, то потрібно враховувати зміну густини газу. Із зменшенням тиску об'єм газу збільшуватиметься і на його проштовхування необхідно витратити додаткову енергію. Із зміною тиску зміниться також температура газу, що приведе до теплообміну між потоком газу і стінками, що обмежують його. Таким чином, рух газу через дросельний орган – це вельми складний фізичний процес, і під час розрахунку пропускної здатності клапанів доводиться виходити із спрощеної фізичної моделі. Зазвичай під час розрахунку пропускної здатності регулювального клапана проводять аналогію між рухом газу через нього і виділенням з отвору. Ця аналогія вельми наближена з таких причин. По-перше, багато клапанів випускають з площею проходу в сідлі, що дорівнює площі приєднувального патрубку. По-друге, під час виділення з отвору газ потрапляє в необмежений об'єм, а під час руху через регулювальний дросельний орган – в трубопровід. Через це як результат стабілізації потоку тиск в трубопроводі зросте. Нарешті, не дивлячись на те, що основний перепад тиску, а отже, і основний гідравлічний опір регулятора доводиться на регулювальний орган, певна частина тиску втрачається в корпусі і за повністю відкритого клапана може становити значну частку загального перепаду тиску.

Вказані відхилення дійсного руху газу через дросельний орган від виділення з отвору компенсуються експериментальним коефіцієнтом, що вводиться в розрахункову залежність. В цьому випадку точність розрахунку залежатиме від того, наскільки вдало вибрано метод коректування розрахунку, оснований на експерименті. В той самий час розрахунок регулювального клапана за формулою виділення дозволяє, виходячи з теоретичних міркувань, приблизно визначити коефіцієнт, враховуючий розширення газу.

За малих перепадів тиску на регуляторах нехтують стисливістю газу. Якщо $\Delta p/p_1 \leq 0,08$, то помилка не перевищуватиме 2,5 %. За $\Delta p/p_1 > 0,08$ потрібно враховувати стисливість газу (де Δp – перепад тиску на регулювальнику, а p_1 – тиск газу до регулювальника). Визначимо пропускну здатність регулятора за допомогою коефіцієнта гідравлічного опору за відомою формулою:

$$\Delta p = \xi = \frac{\omega^2}{2} \rho, \quad (5.4)$$

де ω – швидкість руху газу в приєднувальному патрубку;
 ρ – густина газу.

Виражаючи швидкість через витрату і вирішуючи відносно неї рівняння, отримуємо:

$$Q = \frac{F_y}{\sqrt{\xi}} \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}, \quad (5.5)$$

де F_y – площа перетину приєднувальних патрубків регулювального органу (або площа умовного проходу), до якої віднесені всі втрати як в клапані, так і в корпусі;

ξ – коефіцієнт гідравлічного тертя регулювального органу, віднесений до площі умовного проходу.

Якщо прийняти розмірність величин, зазвичай використовувану під час розрахунку пропускної здатності регуляторів (тобто Q , м³/год, F_y , см², Δp , МПа, ρ , кг/м³), отримуємо таку робочу формулу [формула (5.5) записана в одиницях виміру системи СІ]:

$$Q = 509 \frac{F_y}{\sqrt{\xi}} \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}}. \quad (5.6)$$

Під час розрахунку регулювальних клапанів часто використовують поняття коефіцієнта пропускної здатності K_v , розуміючи під ним кількість води в м³ за $\rho = 1000$ кг/м³, яка проходить за 1 годину через клапан у випадку перепаду тиску на ньому 0,0981 МПа. Якщо у формулу (5.6) підставити ці значення, то отримуємо співвідношення:

$$Q = K_v = 5,04 \frac{F_y}{\sqrt{\xi}}, \quad (5.7)$$

Коефіцієнт пропускної здатності регулювального дросельного органу враховує його прохідний переріз і коефіцієнт місцевого опору. Таким чином, знаючи для регулятора тиску або регулювального клапана величину K_v можна за формулою (5.7) визначити значення ξ , і навпаки, знаючи коефіцієнт місцевого опору, можна розрахувати значення K_v .

Коефіцієнт місцевого опору залежить від відношення площі проходу в сідлі клапана до площі приєднувального патрубка, від конструкції регулювального клапана і корпусу, а у разі малих витрат – і від числа Re. Для регуляторів з односідловими клапанами відношення площ:

$$f/F_y = (d/D_y)^2 = 0,02 \dots 0,5, \quad (5.8)$$

де f і d – площа і діаметр прохідного перерізу сідла клапана;

F_y і D_y – площа і діаметр умовного проходу.

Для регулятора з двосідловими клапанами відношення f/F_y приблизно дорівнює 0,7...2 (де f – сума площ прохідних перерізів обох сідел клапана). Часто коефіцієнт опору відносять до прохідного перерізу сідла клапана. Він пов'язаний з коефіцієнтом ξ співвідношенням, отриманим з рівняння (5.4);

$$\frac{F_y}{\sqrt{\xi}} = \frac{f}{\sqrt{\xi}}, \text{ або } \frac{\xi}{\xi_c} = \left(\frac{F_y^2}{f} \right)^2 = \left(\frac{D_y}{d} \right)^4. \quad (5.9)$$

Для більшості поширених конструкцій регуляторів, вживаних на ГРП, коефіцієнт опору відкритих клапанів коливається в межах $\xi_c = 2...7$.

Якщо всі втрати в регуляторі враховувати коефіцієнтом витрати, віднесеним до прохідного перерізу сідла, тоді матиме місце таке співвідношення:

$$W = \alpha \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}} = \frac{1}{\sqrt{\xi_c}} \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}, \text{ звідси } \alpha = \frac{1}{\sqrt{\xi_c}} \quad (5.10)$$

Якщо на клапані спрацює великий перепад тиску ($\Delta p/p_1 > 0,08$) і вхідний тиск високий, то в процесі розрахунку пропускної здатності дросельних органів необхідно враховувати зміну густини газу і відхилення від законів ідеального газу. В цьому випадку використовують наближену модель дроселювання, розглядаючи рух газу через клапан як виділення з отвору, і витрату визначають з виразу:

$$Q_0 = W(p_2/p_0), \quad (5.11)$$

де Q_0 – об'ємна витрата газу за нормальних умов;

W – швидкість виділення;

p_2 і p_0 – відповідно щільності газу за умов виділення газу після отвору і за нормальних умов.

Швидкість виділення визначають за відомим рівнянням

$$W = \alpha \sqrt{\frac{2k}{k-1} \cdot \frac{p_1}{\rho_1} \left[1 - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]}, \quad (5.12)$$

де індекси 1 відповідають умовам до виділення, тобто до регулятора.

Підставимо формулу (5.10) в (5.11), і виведемо перетворення з врахуванням формул (5.9) і (5.10):

$$\begin{aligned}
Q_0 &= \alpha \cdot f \frac{\rho_2}{\rho_0} \sqrt{\frac{2\Delta p_1}{\rho_1}} \cdot \sqrt{\frac{k}{k-1} \left[1 - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right]} \cdot \sqrt{\frac{(p_1 - p_2)/p_1}{(p_1 - p_2)/p_1}} = \\
&= \frac{\sqrt{2} F_y}{\sqrt{\xi}} \cdot \sqrt{\frac{p_1 \cdot \rho_1}{p_0 \cdot \rho_0}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta p}{p_1}} \cdot \sqrt{\frac{k}{k-1} \cdot \frac{1 - (p_2/p_1)^{\frac{k-1}{k}}}{1 - (p_2/p_1)}} \cdot \frac{\rho_2}{\rho_1}.
\end{aligned} \tag{5.13}$$

Вважаючи рух газу адіабатним (ще одне допущення), замінимо відношення густин відношенням тисків

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = \left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{1}{k}}. \tag{5.14}$$

Крім того використовуємо рівняння стану

$$p = z_0 \rho RT, \quad \frac{\rho_1}{\rho_0} = \frac{p_1}{p_0} \cdot \frac{T_0}{T_1} \cdot \frac{1}{z_1}, \tag{5.15}$$

де $z_0=1$.

Враховуючи це відношення, перетворимо рівняння витрати:

$$Q_0 = \frac{\sqrt{2} F_y}{\sqrt{\xi}} \cdot \sqrt{\frac{T_0}{p_0}} \cdot \sqrt{\frac{p_1 \Delta p}{p_0 T_1 z_1}} \cdot \sqrt{\frac{k}{k-1} \cdot \frac{(p_2/p_1)^{\frac{2}{k}} - (p_2/p_1)^{\frac{k+1}{k}}}{1 - (p_2/p_1)}}. \tag{5.16}$$

Якщо в наведене рівняння підставити значення $p_0 = 101300$ Па, $T_0 = 273$ К, а також застосувати формулу (5.7), де F_y (см²), то отримаємо розрахункову залежність

$$Q_0 = 1,46 \cdot 10^{-6} K_v \cdot \varepsilon \sqrt{\frac{p_1 \Delta p}{\rho_0 T_1 z}}. \tag{5.17}$$

де ε – це відношення

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{k}{k-1} \cdot \frac{(p_2/p_1)^{\frac{2}{k}} - (p_2/p_1)^{\frac{k+1}{k}}}{1 - (p_2/p_1)}}. \tag{5.18}$$

Коефіцієнт ε враховує зміну густини газу під час руху через дросельний орган. Якщо прийняти розмірність Q у м³/год, а p_1 і Δp у МПа, то отримаємо таку формулу для розрахунку пропускної здатності регулятора

$$Q_0 = 5260 K_v \cdot \varepsilon \sqrt{\frac{p_1 \Delta p}{\rho_0 T_1 z}}. \quad (5.19)$$

Під час розрахунку пропускної здатності регулятора за рівнянням (5.19), вважаючи величину K_v постійною, неточність вихідної моделі має бути компенсована коефіцієнтом ε . Тому в розрахунках доцільно використовувати не теоретичну залежність (5.18), а експериментальну, тобто:

$$\varepsilon = 1 - 0,46(\Delta p / p_1). \quad (5.20)$$

Рівняння (5.20), отримане під час випробувань регулювальних клапанів на стислому повітрі, тому за використання цього рівняння для інших газів його потрібно коректувати. Це з деяким наближенням можна зробити, перерахувавши значення ε , визначуваного за формулою (5.20), на інший показник адіабати шляхом множення на поправочний коефіцієнт:

$$\chi = \varepsilon_{газ} / \varepsilon_{воз}. \quad (5.21)$$

Значення $\varepsilon_{газ}$ і $\varepsilon_{воз}$ визначають по формулі (5.18) при показниках адіабати для повітря ($k=1,4$) і для газу. На рис. 5.5 приведені перераховані значення коефіцієнта ε для газів з різними значеннями k . Величиною ε , визначеною по рис. 5.5, слід користуватися при розрахунку пропускної здатності регулятора тиску або регулюючого клапана.

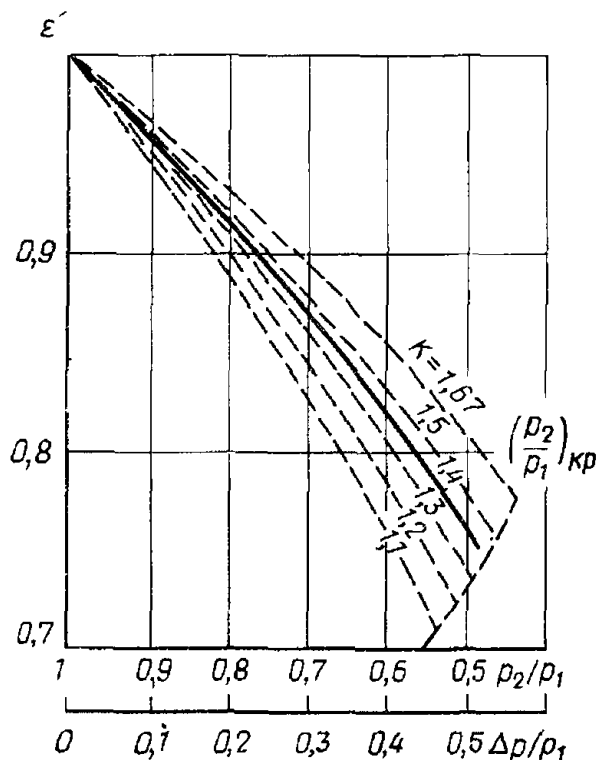


Рисунок 5.5 – Значення коефіцієнта ε залежно від p_2/p_1 і $\Delta p/p_1$

За критичного або більшого перепаду тисків (тобто коли дотримується нерівність)

$$p_2/p_1 \leq (p_2/p_1) \quad (5.22)$$

пропускну здатність регулятора визначають за формулою (5.19) у випадку підстановки в неї критичного відношення тиску. Це пояснюється тим, що надзвукова швидкість під час руху газу через дросельний орган не може бути отримана. Коефіцієнт ε визначають також за $(p_2/p_1)_{кр}$ по рис. 5.5. Розрахункова залежність матиме такий вигляд:

$$Q_0 = 5260 K_v \cdot \varepsilon_{кр} p_1 \sqrt{\frac{(\Delta p / p_1)_{кр}}{\rho_0 T_1 z}}. \quad (5.23)$$

де

$$(\Delta p / p_1)_{кр} = 1 - (p_2 / p_1)_{кр}. \quad (5.24)$$

Як показали експерименти, для клапанів, що працюють на повітрі, критичне відношення тиску $(p_2/p_1)_{кр} = 0,48$. Теоретичне значення $(p_2/p_1)_{кр} = 0,528$. Розглядаючи відношення $0,48/0,528 = 0,91$ як поправку до формули для розрахунку $(p_2/p_1)_{кр}$, отримуємо таке рівняння, за допомогою якого можна розрахувати критичне відношення тисків для газу будь-якого складу:

$$(p_2 / p_1)_{кр} = 0,91 \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k}{k-1}}. \quad (5.25)$$

Для природного газу ($k = 1,3$) критичне відношення тисків дорівнює: $(p_2 / p_1)_{кр} = 0,5$.

Дросельні органи регуляторів тиску розраховують, виходячи з максимальної продуктивності і мінімально можливого перепаду тисків. Таке поєднання продуктивності і тиску можливо, але воно в той самий час найбільш не вигідне. Прохідний перетин затвора регулятора рекомендується вибирати так, щоб максимальна продуктивність була забезпечена під час переміщення затвора не більше ніж на 0,9 повного ходу. Для цього дросельний орган регулятора потрібно розраховувати на продуктивність, яка перевищує максимальну на 15...20 %. Таким чином, регулятор потрібно підбирати на розрахункову пропускну здатність:

$$Q_p = (1,15 - 1,2) Q_{макс}. \quad (5.26)$$

де $Q_{макс}$ – максимальна пропускна здатність.

При визначенні розрахункового перепаду тисків потрібно враховувати втрати енергії на тертя в трубопроводах газорегуляторного пункту на

запірній і запобіжній арматурі, у фільтрі і пристроях, що вимірюють витрату газу. Розрахунковий перепад визначають за виразом

$$\Delta p = p_1^{min} - p_2 - \Delta p_{втр}, \quad (5.27)$$

де p_1^{min} – мінімальний тиск газу перед регуляторною станцією;

p_2 – регульований тиск газу після регулювальника;

$\Delta p_{втр}$ – сумарні втрати тиску в газорегуляторній станції, виключаючи втрати в регуляторі тиску.

Таблиця 5.1 – Коефіцієнт пропускної здатності регуляторів

Тип регулятора	Коеф. K_v	Тип регулятора	Коеф. K_v
РД-20-5	0,52	РД-50М-20	9
РД-25-5	0,52	РД-50М-15	5,8
РД-25-6,5	0,9	РД-50М-11	3,3
РД-32-5	0,52	РД-50М-8	1,7
РД-32-6,5	0,9	РДУК-2-50/35	27
РД-32-9,5	1,9	РДУК-2-100/50	38
РД-50-13	3,7	РДУК-2-100/70	108
РД-50-13	3,7	РДУК-2-100/70	108
РД-50-19	7,9	РДУК-2-200/105	200
РД-50-25	13,7	РДУК-2-200/140	300
РД-32М-10	1,4	РД-50-64	22
РД-32М-6	0,8	РД-80-64	66
РД-32М-4	0,52	РД-100-64	110
РД-50М-25	11	РД-150-64	314
		РД-200-64	424
		РДУ-50	50
		РДУ-80	100
		РДУ-100	200

У таблиці 5.1 наведено значення коефіцієнта K_v для розрахунку пропускної здатності основних типів регуляторів

Якщо відомо пропускну здатність регулятора під час роботи на газі певного складу і за відомих початкового і кінцевого тисків (табличні дані), то можна визначити його продуктивність під час використання іншого газу і роботи в іншому режимі.

Перетворивши попереднє рівняння, можна отримати таку формулу перерахунку:

$$Q_0 = 5260 K_v \cdot \varepsilon \sqrt{\frac{p_1}{p_2}} \cdot \frac{1}{\sqrt{Tz_1}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\rho_0}} = A \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\rho_0}}. \quad (5.28)$$

Коефіцієнт A змінюється мало і приблизно його можна вважати постійним, тоді формула перерахунку набуде вигляду

$$Q = Q^T \cdot \sqrt{\frac{\rho_0^T \cdot \Delta p \cdot p_2}{\Delta \rho^T \cdot p_2^T \cdot \rho_0}} \quad (5.29)$$

Тут параметри з індексом T відносяться до табличних даних.

Якщо за нових умов роботи перепад тиску на регуляторі буде дорівнювати або буде більшим критичного, тобто $p_2/p_1 \leq (p_2/p_1)_{кр}$, то у формулі (5.29) відношення $\Delta p/p_1$ і p_2/p_1 потрібно замінити критичними відношеннями.

Якщо прийняти $(p_2/p_1)_{кр} = 0,5$, то формула перерахунку матиме вигляд:

$$Q = 0,5 Q^T p_1 \sqrt{\frac{\rho_0^T}{\Delta \rho^T \cdot p_2^T \cdot \rho_0}} \quad (5.30)$$

Контрольні запитання

1. Як класифікують регулятори тиску?
2. Опишіть схему регуляторів тиску.
3. Що собою являють дросельні пристрої?
4. Що собою являє кільцева мембрана?
5. Принцип дії, технічні характеристики регулятора РД-32М.
6. Принцип дії регулятора РДСК-50
7. Особливості конструкції, принцип дії регулятора РДГ-80

6 ГАЗОРЕГУЛЯТОРНІ ПУНКТИ. ПРАВИЛА ОБЛАШТУВАННЯ, ПРИНЦИПИ РОБОТИ. ОБЛАДНАННЯ ГРП, ЙОГО ФУНКЦІОНУВАННЯ ТА НАСТРОЮВАННЯ

6.1 Розташування газорегуляторних пунктів і установок

Газорегуляторні пункти (ГРП) споруджують на території міст, населених пунктів, промислових і комунальних підприємств, а газорегуляторні установки (ГРУ) розміщують усередині газифікованих будівель. Комбіновані регулятори тиску, що мають вбудовані запобіжні пристрої, розміщують на введенні в газифіковані будівлі або на опорах, що не згорають. Залежно від величини тиску газу на введенні в ГРП і ГРУ останні розділяють на ГРП і ГРУ *середнього тиску* з тиском газу до 0,3 МПа і ГРП і ГРУ *високого тиску* з тиском газу більше 0,3 до 1,2 МПа надлишкових. ГРП можуть бути *мережевими*, живлячими міську розподільну мережу низького і середнього тисків, і *об'єктовими*, подаючими газ необхідного тиску промисловим і комунально-побутовим споживачам. ГРП слід розміщувати в будівлях, що стоять окремо, або в шафах. Газорегуляторні пункти комунальних підприємств і опалювальних котельних, що окремо стоять, з тиском до 0,6 МПа дозволяється розміщувати в прибудовах до будівель, в яких розташовані газові установки. На промислових підприємствах допускають розташування ГРП з тиском до 0,6 МПа в прибудовах до вогнестійких будівель. ГРП з тиском більше 0,6 до 1,2 МПа можна розміщувати в прибудовах до цехів, в яких використовують газ з тиском більше 0,6 МПа. ГРП, що стоять окремо, розташовують в садах, скверах, усередині житлових кварталів, в дворах, на території промислових і комунальних підприємств на відстанях, не менше вказаних в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Мінімальні відстані від окремих ГРП до будівель і споруд

Об'єкт	Відстань по горизонталі, за різного тиску газу на вводі в ГРП, м		Об'єкт	Відстань по горизонталі, при різному тиску газу на вводі в ГРП, м	
	до 0,6 МПа	0,6- 1,2 МПа		до 0,6 МПа	0,6 -1,2 МПа
До будівель і споруд	10	15	До автодороги (до узбіччя)	5	8
До залізничних і трамвайних колій (до найближчої колії)	10	15	До повітряних ліній електропередач	Не менше 1,5 висоти опори	

На території промислового підприємства ГРП можна розташовувати на відкритих майданчиках під навісом, якщо кліматичні умови допускають нормальну роботу устаткування. Можна також виносити з будівлі на майданчик лише частину устаткування ГРП (засувки, фільтри та ін.). Устаткування, що розташовується відкрито, потрібно, об мало огороження. Мінімальні відстані від ГРП відкритого типу до будівель і споруд наведено в таблиці 6.1. Можна розташовувати ГРП на покриттях промислових будівель, в яких знаходяться газовикористовувальні агрегати, що не згорають. Не дозволяється встановлювати ГРП і ГРУ в підвальних і напівпідвальних приміщеннях і в колодязях.

ГРП, що розташовуються в шафах, встановлюють на окремих опорах, що не згорають, з розривами, вказаними в таблиці 6.1. Шафові ГРП промислових і комунальних підприємств з тиском газу до 0,6 МПа можна кріпити до вогнестійких стін газифікованих будівель, а шафові ГРП комунально-побутових підприємств і житлових будівель можна кріпити до вогнестійких стін лише за тиску газу до 0,3 МПа. Шафи потрібно розташовувати на висоті, зручній для обслуговування і ремонту. Відстань від шафи до вікна або дверей має бути не менше 3 м за умови, що тиск газу не більше 0,3 МПа. Відстань по вертикалі від шафи до віконних отворів має бути не менше 5 м.

ГРУ промислових і комунальних підприємств та опалювальних котелень розташовують безпосередньо в приміщеннях цеху і котельних, в яких знаходяться газовикористовувальні агрегати, або в суміжних приміщеннях, сполучених з ними відкритими дверними отворами. В останньому випадку суміжні приміщення мають бути забезпечені не менше ніж трикратним повітрообміном. Від цих ГРУ не дозволяється подавати газ споживачам, розташованим в інших будівлях. Максимальний тиск газу на вході в ГРУ має бути не більше 0,6 МПа. Забороняється розміщувати ГРУ в житлових і громадських будівлях.

ГРП потрібно розташовувати в світлих одноповерхових приміщеннях, що не згорають, з покриттями, що легко скидаються у разі дії вибухової хвилі з масою на 1 м^2 не більше 120 кг. В разі вживання покриттів, що важко скидаються, загальна площа віконних, дверних отворів і світлових ліхтарів приймається не менше 500 см на 2 м^3 внутрішнього об'єму приміщення. Двері приміщень мають відкриватися назовні. Якщо ГРП розташовують в прибудові, то її відділяють від будівлі глухою стіною. Потрібно, щоб прибудова мала самостійний вхід.

Питання про опалювання ГРП вирішують залежно від кліматичних умов, вологості газу і конструкції вживаного устаткування. В опалювальних приміщеннях ГРП температуру повітря потрібно підтримувати не менше $5 \text{ }^\circ\text{C}$. Опалювання може бути водяним, паровим або від індивідуальної опалювальної установки, яку відділяють від робочого приміщення ГРП глухою стіною. В окремих випадках для

опалювання можна застосовувати печі, в герметичних металевих кожухах. Печі потрібно топити ззовні або з частини будівлі, ГРП, що не сполучається з робочим приміщенням. Будівлю ГРП обладнують природною вентиляцією, що забезпечує трикратний повітрообмін. Витяг здійснюють за допомогою дефлектора, а припливне повітря надходить через жалюзійні ґрати. В приміщенні ГРП має бути природне освітлення. Електричне освітлення ГРП може бути внутрішнім у вибухобезпечному виконанні або зовнішнім в звичайному виконанні. Якщо відстань від ГРП до найближчої будівлі більше висоти цієї будівлі, то ГРП обладнують громовідводами.

Газорегуляторні установки розміщують на ввіді газопроводу в приміщення на стіні, що не згорає, в місцях з хорошим освітленням. Устаткування ГРУ має бути захищене від механічних пошкоджень і дії вібрацій. При установленні устаткування на висоті більше 2 м потрібно обладнувати майданчики зі сходами, захищеними перилами. Приміщення, в якому розташована ГРУ, має бути обладнане діючою постійно приточно-витяжною вентиляцією. За розміщення ГРП в шафі її потрібно виготовляти з матеріалів, що не згорають, а в нижній і верхній частинах робити отвори для вентиляції. На ввіді газопроводу в ГРП і на виводах з нього мають бути встановлені вимикальні пристрої на відстані не менше 5 і не більше 100 м. У разі газопостачання підприємств від індивідуальних ГРП вимикальні пристрої на вихідних газопроводах можна не встановлювати.

Комбіновані регулятори, призначені для житлових будинків і громадських будівель, встановлюють на опорах, що не згорають, або на стінах газифікованих будівель. Вхідний тиск в регуляторах, що встановлюються на стінах будівель, має бути не більше 0,3 МПа. Вхідний тиск в комбінованих регуляторах, що встановлюються на стінах промислових будівель, допускається до 0,6 МПа. Комбіновані регулятори тиску встановлюють на горизонтальних газопроводах на висоті не більше 2,2 м. За установлення на стінах будівель нормативи регламентують відстані до віконних, дверних і інших отворів.

6.2 Газорегуляторні пункти

Устаткування мережевих газорегуляторних пунктів складається з таких основних вузлів і елементів: вузла регулювання тиску газу з запобіжно-запірним клапаном і обвідним газопроводом (байпасом), запобіжного скидного клапана, комплексу контрольно-вимірювальних приладів, продувальних ліній. Схему ГРП з регулювальником тиску РДУК-2 подано на рис. 6.1 (РДУК-2- 100).

Газ високого або середнього тиску входить в ГРП і надходить у вузол регулювання, в якому устаткування за ходом руху газу розташовують в такій послідовності: вимикальний пристрій; фільтр для очищення газу від механічних домішок і пилу; запобіжний запірний клапан для відключення подачі газу споживачам за недопустимого підвищення або пониження тиску після регулювальника; регулятор тиску для зниження тиску газу і підтримки його постійним після себе; вимикальний пристрій. Як запірні пристрої за діаметрів до 100 мм використовують пробкові крани з мастилом (КСР), за великих діаметрів – клинові сталеві засувки (ЗКЛ2).

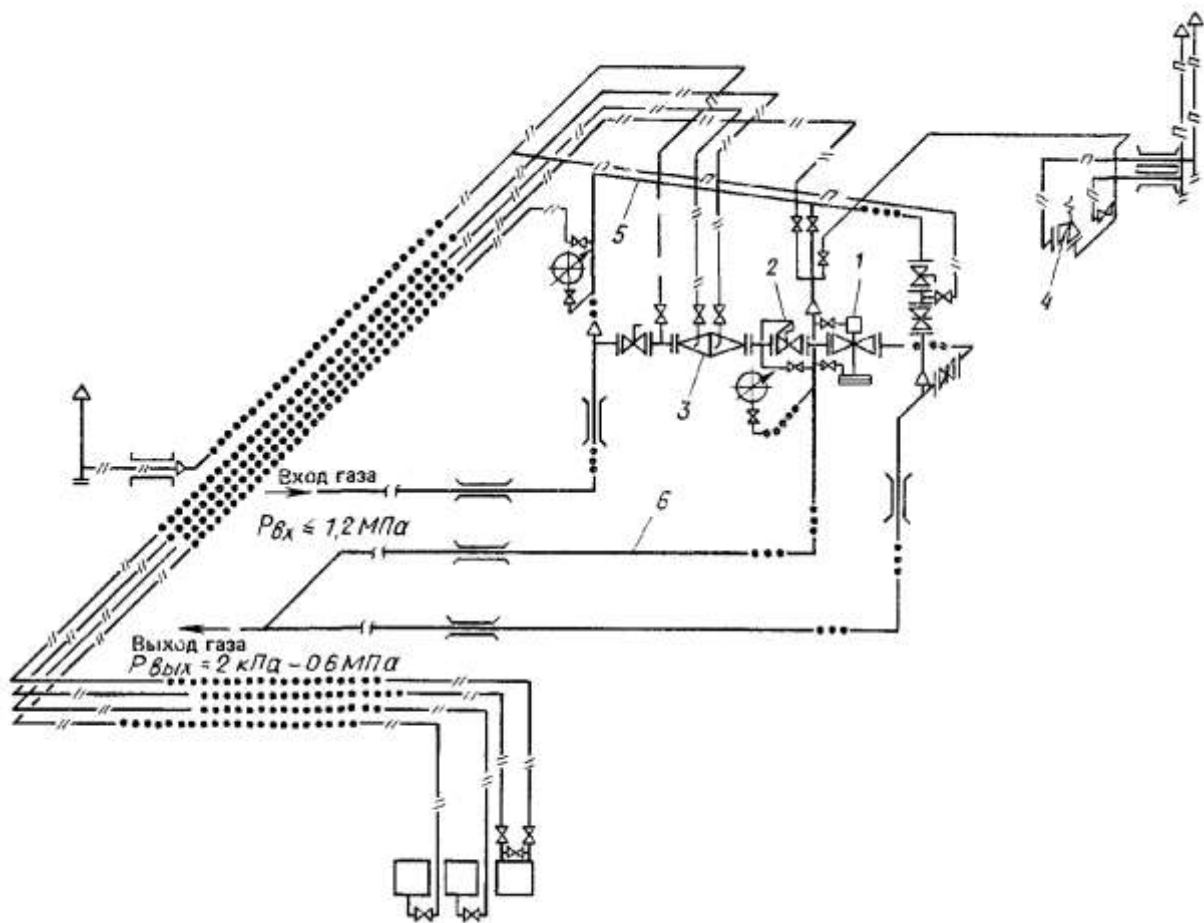


Рисунок 6.1 – Схема мережевого газорегуляторного пункту

1 – регулятор тиску РДУК 2 100, 2 – запобіжний клапан ПКН-100 (ПКВ-100), 3 – фільтр волосяний $D_y=100$, $p_p= 1,2$ МПа, 4 – запобіжно-скидний клапан, 5 – байпас, 6 – труба для відбору імпульсу тиску

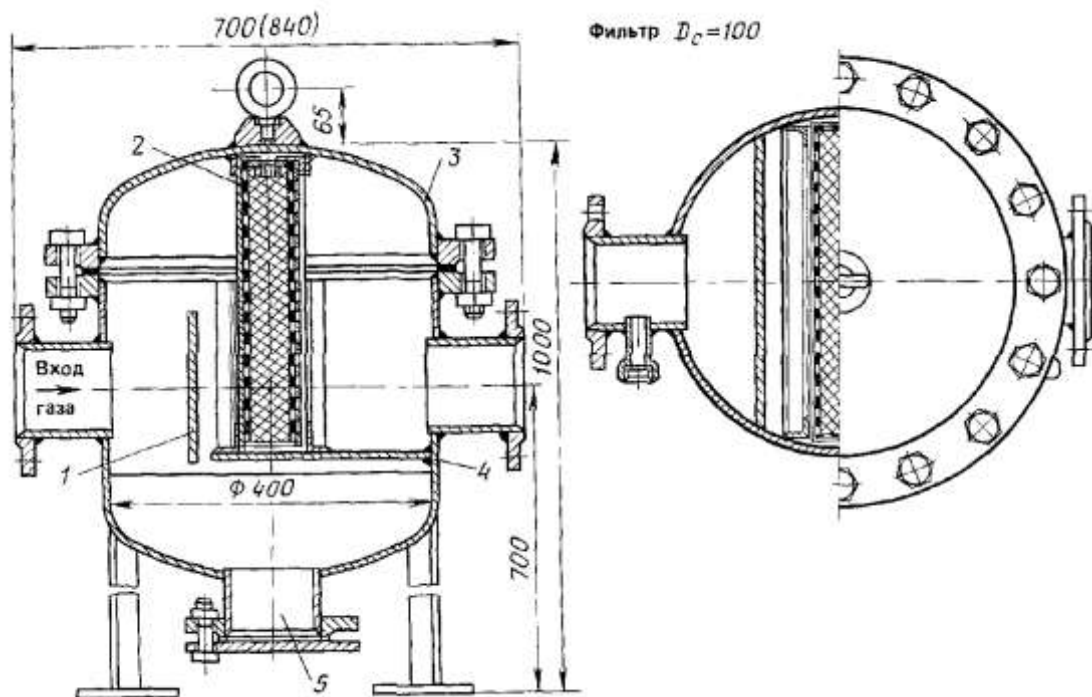


Рисунок 6.2 – Волосяний фільтр

- 1 – відбійний аркуш, 2 – касети з фільтрувальним матеріалом,
3 – кришки, 4 – корпус, 5 – люк

Для очищення газу на ГРП встановлюють волосяні або сітчасті фільтри. На рис. 5.2 показано волосяний фільтр, розроблений Мосгазпроектом, для встановлення перед регулювальниками РДУК-2 ($D_v=50, 100$ і 200 мм). Корпус 4 фільтра – сталевий зварний. Тверді частки, що вносяться потоком газу у фільтр, ударяються об відбійний аркуш 1 і накопичуються в нижній частині фільтра, з якої їх періодично видаляють через люк 5. Дрібні частки, що залишилися в газі, і пил затримуються в касеті 2. Фільтрувальний матеріал (кінська волосина або капронова нитка) знаходиться між двома металевими сітками. Для очищення і промивання касети її виймають з корпусу зверху, заздалегідь знявши кришку 3. Фільтри випускають двох модифікацій з максимальним тиском до 0,6 і до 1,2 МПа. Перепад тиску на касеті фільтра не має перевищувати 10 000 Па. В умовах експлуатації цей перепад зазвичай не перевершує 3000...5000 Па. У випадку більшого перепаду тиску фільтр виймають і очищають. Перепад тиску контролюють дифманометром. На схемі (див. рис. 5.1) передбачено встановлення показникового сільфонного дифманометра ДСП-780Н.

За перепаду тиску на фільтрі 5000 Па, надлишковому тиску перед ним 0,6 МПа і густини газу $0,73 \text{ кг/м}^3$ пропускна здатність фільтрів відповідно становить, за нормальних умов, $\text{м}^3/\text{год}$: для $D = 50$ – 6000, $D = 100$ – 14750, для $D = 200$ – 38600. Якщо фільтр використовують в умовах, відмінних від

вказаних, тоді його пропускну спроможність визначають за формулою перерахунку (5.17).

Вихідний тиск з ГРП контролюють запобіжним запірним клапаном (ЗЗК) і запобіжним скидним клапаном (ЗСК). ЗЗК контролює верхню і нижню межу, ЗСК – лише верхній. ЗСК налаштовують на менший тиск, ніж ЗЗК, тому він спрацьовує першим. Скидання газу в атмосферу потрібно здійснювати в тому випадку, якщо регулятор тиску працює нормально, але під час закриття клапан не забезпечує герметичності відключення (унаслідок засмічення клапана, зносу та ін.). Якщо протікання через нещільно закритий клапан перевершуватиме вжиток газу, то вихідний тиск зростатиме. Для запобігання зростанню тиску надлишок газу необхідно скинути в атмосферу. Такі ситуації зазвичай бувають короткочасними (у нічний час), а кількість газу, що скидається, – незначним. Спрацьовування клапана ЗСК за вказаних обставин запобігає закриттю запобіжного клапана і порушенню нормального газопостачання споживачів.

Якщо ж відмовив регулятор тиску, клапан ЗСК спрацював, а тиск в мережах продовжує зростати, то така ситуація є аварійною. В цьому випадку спрацьовує клапан ЗЗК, який перекриє газопровід перед регулятором і припинить подачу газу споживачам.

Клапан ЗЗК спрацює також за недопустимого зниження тиску газу, який може статися у разі аварії на газопроводі. Після усунення причин відключення газу його подача споживачам автоматично не поновлюється. Знову пустити газ може лише обслуговуючий персонал, що запобігає аваріям і нещасним випадкам під час пуску газу.

Клапан ЗСК налаштовують на тиск, що перевищує регульований, на 10 %. За низького вихідного тиску різниця між тисками налаштування клапана і регульованим тиском має бути не менше 500 Па. Розрахункову величину скидання газу через клапан ЗСК за наявності в ГРП клапана ЗЗК або за установлення після ГРП у споживачів додаткових регульовальних пристроїв беруть в 10 % пропускну спроможності найбільшого з клапанів регуляторів системи регулювання в ГРП. В інших випадках величину скидання газу вибирають не меншою пропускну спроможності найбільшого з клапанів регуляторів ГРП за вирахуванням мінімального вжитку газу.

Пропускна здатність системи скидання газу потрібно перевіряти розрахунком, вважаючи, що тиск спрацьовування p_{cp} клапана ЗСК повністю витрачається на гідравлічні втрати в скидних трубопроводах $\Delta p_{тр}$ і на клапані ЗСК $\Delta p_{кл}$, тобто

$$p_{cp} = \Delta p_{тр} + \Delta p_{кл} . \quad (6.1)$$

Втрати тиску на клапані ЗСК розраховують за формулами втрат тиску на клапанах регуляторів тисків. Верхню межу налаштування клапана ЗЗК

беруть на 20 % вище регульованого тиску після ГРП. За нижню межу вибирають мінімально допустимий тиск газу в мережах.

Імпульси для клапанів ЗЗК, ЗСК і регулятора тиску потрібно відбирати з газопроводу після ГРП в місці, де потік газу стабілізувався. На схемі (рис. 6.1) передбачено спеціальний трубопровід, який з одного боку приєднаний до газопроводу після ГРП в кінці прямої ділянки завдовжки в п'ять діаметрів, а з іншого боку до нього підведено імпульсні трубки. До цього газопроводу приєднано і клапан ЗСК.

На рис. 6.3 показано запобіжно-запірні клапани типу ПКН і ПКВ (для низького і високого тисків). Клапани випускають діаметрами, які відповідно дорівнюють 50, 100 і 200 мм. Максимальний тиск 1,2 МПа. Межі тиску, на які можуть бути налагоджені клапани, наведено в таблиці 6.2.

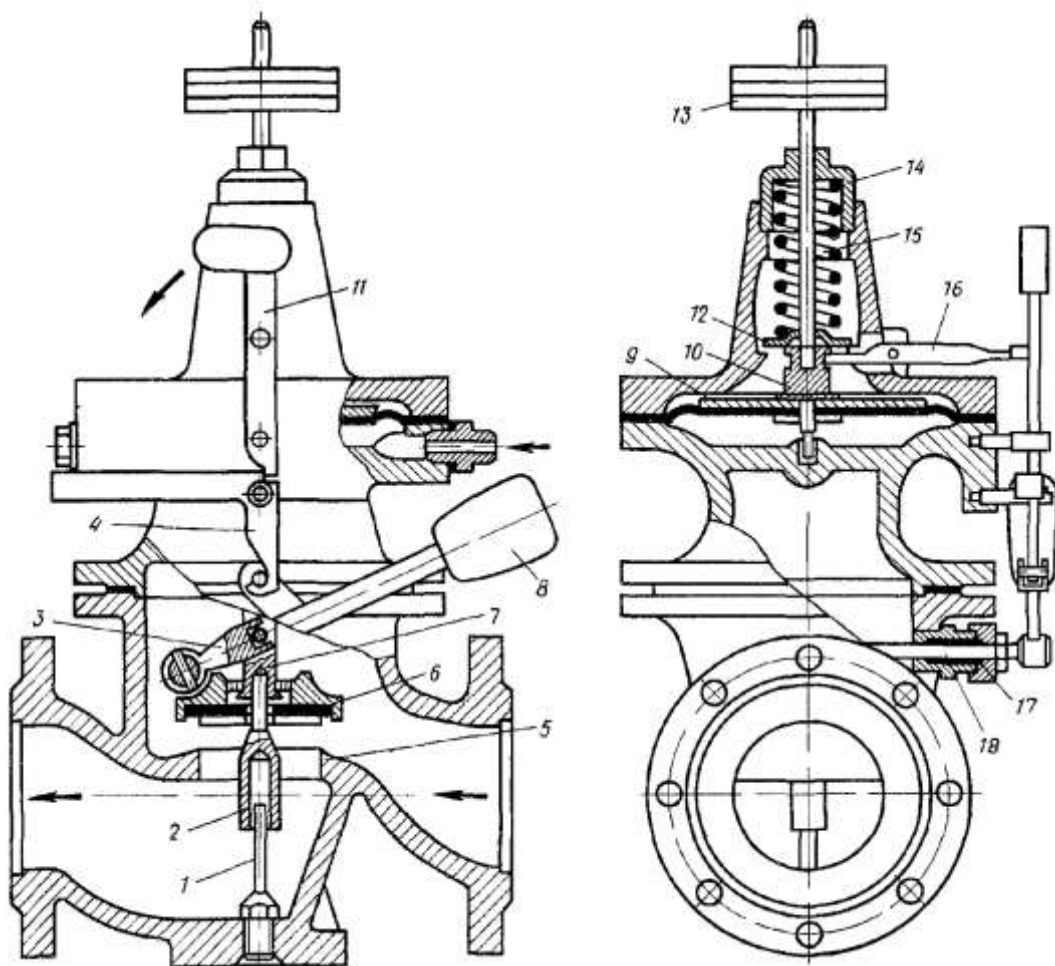


Рисунок 6.3 – Запобіжно-запірні клапани ПКН і ПКВ

- 1 – напрямна, 2 – фіксатор, 3 – вилки, 4 – запобіжник, 5 – сідло, 6 – клапан, 7 – шток, 8 – підймальний важіль, 9 – мембрана, 10 – шток, 11 – ударник, 12 – опорна шайба, 13 – вантаж, 14 – гайка, 15 – пружина, 16 – клямки, 17 – сальник, 18 – вісь важеля

Таблиця 6.2 – Граничні тиски налаштування клапанів ПКН і ПКВ

Контрольована межа	Для ПКН МПа	Для ПКВ, МПа
Нижній	300 3000	0,003 0,03
Верхній	1000 60000	0,03 0,72

Принцип роботи ЗЗК такий. У відкритому стані клапан б підтримує внутрішня вилка 3, яка встановлена на загальній осі 18 з підймальним важелем 8. Підймальний важіль у верхньому положенні утримує курок колінчастого запобіжника важеля 4, вісь якого закріплена в корпусі приладу. Ударник 11 підтримується у вертикальному положенні внаслідок зачеплення виступу ударника з клямкою 16 коромисел. Протилежний кінець коромисла зв'язаний з пазом мембранного штока 10. Імпульс контрольованого тиску підводять в підмембранну зону. Під час виходу контрольованого тиску за нижню межу зусилля від вантажів 13, яке передається на шток мембрани, виявиться більшим за зусилля, що розвивається мембраною, внаслідок чого шток опуститься, клямка 16 коромисел відхилиться вгору і ударник 11 впаде на запобіжник важеля 4. Це викличе розчеплення запобіжного і підймального важелів, клапан закритися. Нижню межу налаштування ЗЗК встановлюють шляхом підбору ваги дискових вантажів.

Верхню межу налаштування встановлюють шляхом стискання пружини 15 регулювальною гайкою 14. За відкритого клапана пружина упирається через опорну шайбу 12 у виступ кришки мембранної коробки. До тих пір, поки зусилля, що розвивається мембраною не перевершить зусилля пружини, мембрана залишатиметься нерухомою. Коли внаслідок виходу контрольованого тиску за верхню межу мембрана розвине зусилля, пружина буде стисла, клямка коромисла опуститься вниз і падіння ударника приведе до спрацювання клапана.

Закритий клапан б притискається до сідла під дією власної ваги і ваги вантажу, зосередженого на кінці підймального важеля 8. Крім того, тиск газу додатково притискує його до сідла. У разі високого тиску це істотно утрудняє відкриття клапана. Для вирівнювання тиску газу з двох сторін клапана у разі його відкриття в конструкції запірного клапана передбачено спеціальний перепускний клапан. За закритого клапана отвір перепускного клапана закриває нижній кінець штока 7. Під час відкриття основного клапана шток відкриє перепускний клапан, внаслідок чого тиск в порожнинах корпусу швидко вирівнюється, забезпечивши легкий підйом клапана.

Запобіжний-скидний клапан ЗСК мембранно-пружинного типу показано на рис. 6.4. Такі клапани випускають діаметрами 25 і 50 мм. Їх можна налаштувати на надлишковий тиск 0,001 ...0,125 МПа. Діапазон налаштування контрольованого тиску змінюють підбором пружини

необхідної жорсткості і зміною активної поверхні мембрани (змінюючи розміри А і В, рис. 6.4). В межах кожного діапазону (1000... ..5000 Па, 0,02...0,05 і 0,05...0,125 МПа) величину контрольованого тиску встановлюють шляхом зміни міри стискання пружини 2. На мембрану 3 діє контрольований тиск. Коли цей тиск перевищить тиск налаштування клапана ЗСК, то зусилля мембрани стане більшим за зусилля пружини і стискатиме її, клапан відкриється і надлишок газу буде скинуто в атмосферу.

Для контролю кінцевого, середнього і високого тиску застосовують запобіжні пружинні клапани ППК-4-50-16. Контрольовані тиски в них подають безпосередньо під золотник, який до сідла клапана притискається пружиною. Якщо сила тиску на золотник виявиться більшою за зусилля пружини, то клапан відкриється і скине газ. Клапани ППК-4-50-16 налаштовують на тиск від 0,05 до 2,2 МПа (надлишковий).

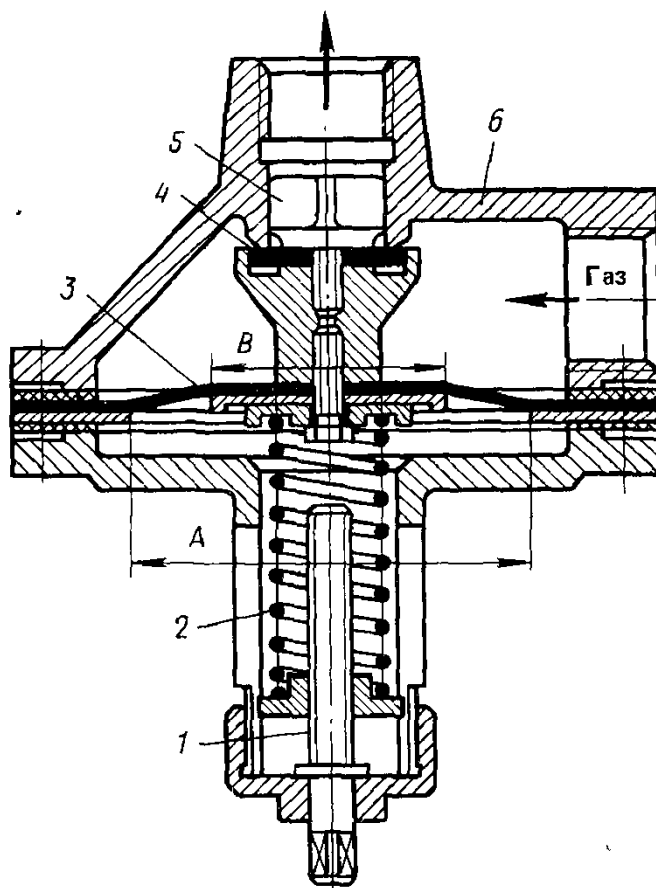


Рисунок 6.4 – Запобіжно-скидний клапан типу ПКС

1 – регулювальний гвинт, 2 – пружини, 3 – мембрана, 4 – ущільнення,
5 – золотник, 6 – сідло

Для безперебійного постачання споживачів газом у випадку виходу з ладу регулятора тиску, заміни, ремонту або огляду устаткування вузла регулювання передбачають обвідний газопровід (байпас). У вказаних випадках регулювальну лінію відключають, а газ подають по байпасу з

ручним регулюванням тиску. Діаметр обвідної лінії має забезпечити максимальний пропуск газу за мінімального вхідного тиску і нормального вихідного. В ГРП (показаного на рис. 6.1) діаметр обвідного газопроводу взято таким, що дорівнює більшому стандартному діаметру, наступному після діаметра сідла клапана. Для надійності і зручності ручного регулювання на байпасі встановлюють послідовно два вимикальні пристрої: кран і засувку. Під час ручного регулювання на крані спрацьовує основний перепад тиску, а засувкою регулюють тиск відповідно до навантаження, що змінюється.

Для продування газопроводу до ГРП, газопроводів і устаткування ГРП, а також скидання газу під час ремонтів і заміни устаткування ГРП передбачають спеціальні продувальні газопроводи, які виводять назовні в безпечні місця для довколишніх будівель і споруд, але не менше ніж на 1 м вище за карниз будівлі ГРП. Таким самим вимогам підлягають і скидні газопроводи (свічки) від ЗСК. Продувальні газопроводи одного тиску можна об'єднати в загальну свічку. Діаметр свічки має бути не меншим за 19 мм.

Мережеві ГРП зазвичай подають газ в закільцьовану розподільну мережу, тому чіткі кордони зони дії кожного ГРП практично встановити неможливо. Крім того, вони змінюються залежно від режиму вжитку газу, тому споживачі, розташовані на межах зон, можуть отримувати газ залежно від режиму то від одного, то від іншого ГРП. Через це кожен газорегуляторний пункт не має чітко певних споживачів, і, отже, немає сенсу враховувати витрату газу в кожному ГРП. Їх не обладнують вузлами вимірювання витрати газу.

Проте на мережевих ГРП, що подають газ в окремий ізольований район, може виявитися доцільним установа приладів для вимірювання витрати газу. Регулярний облік витрати газу дозволить вести подальше вивчення режимів вжитку, режимів газових мереж, а також уточнювати норми вжитку і коефіцієнти нерівномірності вжитку газу.

Компоновка устаткування ГРП і ГРУ має бути зручною для монтажу, ремонту і огляду устаткування. Відстань між паралельними рядами устаткування потрібно брати не менше 400 мм, а ширину основного проходу в приміщення – не менше 0,8 м. Прокладати газопроводи в каналах підлоги не рекомендується. Компоновка мережевого газорегуляторного пункту з регулювальниками тиску РДУК-2-100 (див. рис. 6.5), призначеного для редукування тиску газу з високого до 1,2 МПа або середнього до середнього або низького тиску, показана на рис. 6.5, а), б). Устаткування розташовують в будівлі, що окремо стоїть, виконаній з цегли розміром 6×6 м. Освітлення будівлі природне (через вікна) і штучне (електричне у вибухобезпечного виконанні). Будівлю опалюють від розташованих неподалік теплових мереж або від місцевої опалювальної установки. Температуру в приміщенні підтримують не нижче 5 °С і

контролюють кімнатним термометром. Вентиляція природна, забезпечує трикратний обмін повітря.

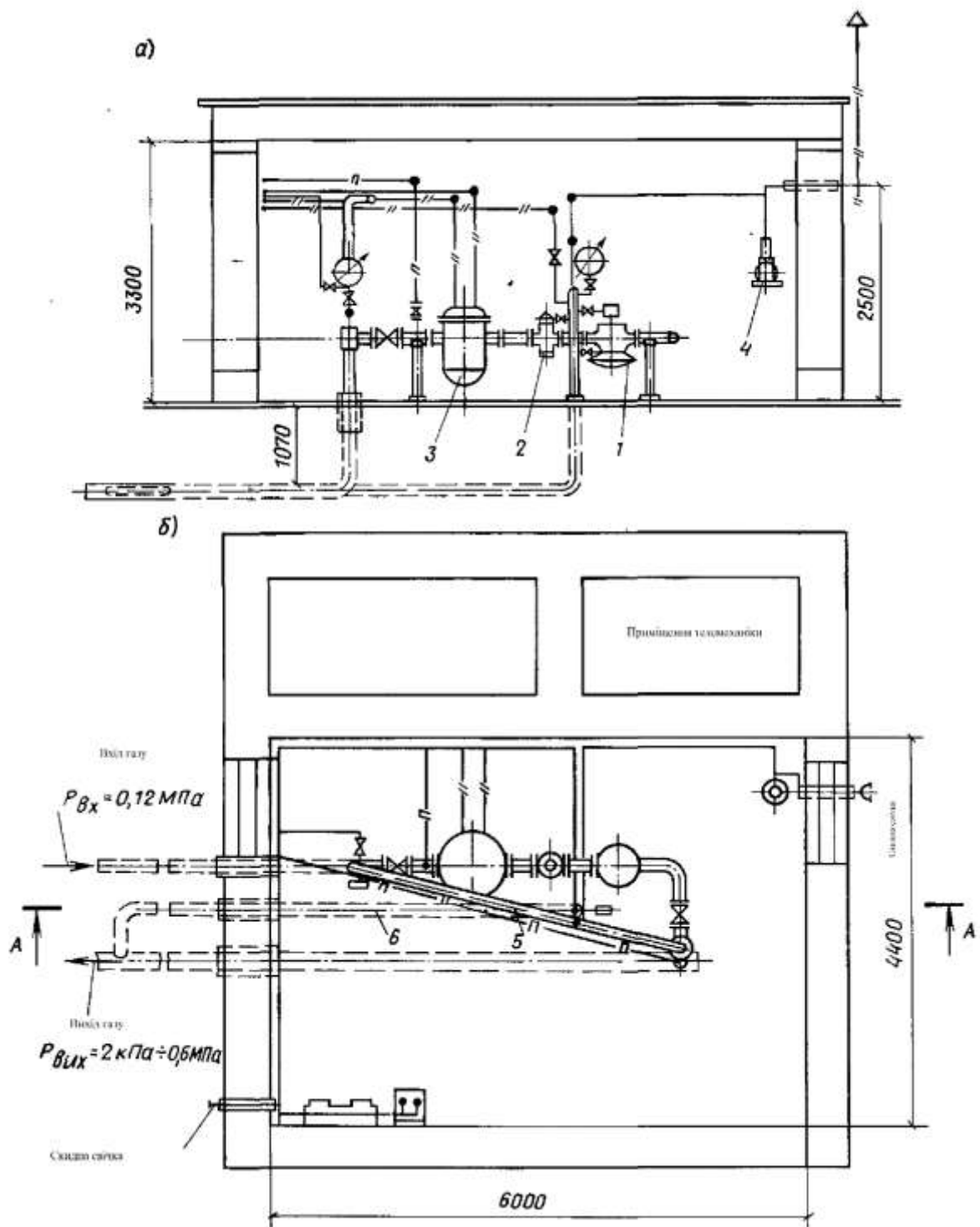


Рисунок 6.5 – Компонівка газорегуляторного пункту

а) – розріз; б) – план, 1 – регулятор тиску РДУК-2-100; 2 – запобіжний клапан ПКН-100 (ПКВ-100); 3 – фільтр зварний волосяний $D_y = 100$, $p_p = 1,2$ МПа; 4 – скидний пристрій; 5 – байпас; 6 – труба для відбору імпульсу тиску

ГРП обладнаний регулювальником тиску РДУК-2-100 з сідлом діаметром 50 або 70 мм і регулятором управління КН-2 або КВ-2. Пропускна здатність ГРП з регуляторами тиску, що мають сідло діаметром 50 мм, за роботи на природному газі з густиною $\rho=0,73 \text{ кг/м}^3$ і тиском на виході 1000 ... 20 000 Па (надлишковий) становить: за тиску на вході 0,3 МПа – 2300 м³/год, а за 0,6 МПа – 4400 м³/год.

Для поглинання шуму, що виникає під час редукування тиску газу, газопроводи покривають спеціальною шумовіброізолювальною пастою або ізолюють антикорозійною бітумно-резиноювою ізоляцією завтовшки 20 мм. Потрібно, щоб ділянки газопроводу, під які встановлюють опори, мали прокладки з повсті, просоченої бітумом. Технологічну нитку редукування розташовують на висоті 0,7 м від підлоги на опорах, які встановлюють під газопроводом. Фільтр змонтований на власних опорах. Імпульсні трубопроводи прокладають на висоті не більше 2 м під вікнами і кріплять до стін за допомогою гачків. Під час проходження через стіни труби розміщують у футлярах, а отвори між футляром і стіною ретельно закладають цементним розчином.

На імпульсних і скидних газопроводах розташовують крани і вентиля. Крани, встановлені на імпульсних лініях до запобіжних пристроїв, мають бути запломбовані у відкритому положенні. Прилади для вимірювання і записування вхідного і вихідного тиску розташовують на спеціальному щиті, який встановлюють на опорах в приміщенні ГРП. Вхідний тиск вимірюють показниковим манометром ОБМ класу точності 1,5 і записують самописним манометром МТС-710ч. Вихідний тиск (низький) вимірюють напіроміром НМП і записують за допомогою самописного диференціального манометра ДСС-710ч, у якого один вентиль сполучений з атмосферою, а середній заглушений.

6.3 Об'єктові газорегуляторні пункти і установки

Схему об'єктового ГРП з регулятором тиску типу РД і вимірюванням витрати газу ротаційним лічильником показано на рис. 6.6. Після ГРП підтримують низький тиск, який дорівнює $p_k \leq 5 \text{ кПа}$. Перед ГРП встановлено вимикальний кран 1. Кран розташовують також до фільтра і після регулювальника для відключення вузла регулювання.

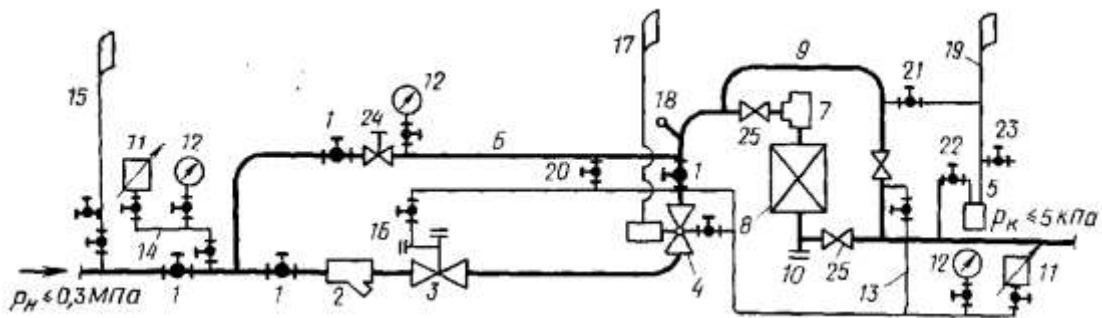


Рисунок 6.6 – Схема ГРП з регулятором тиску типу РД

1 – кран; 2 – газовий фільтр; 3 – запобіжно-запірний клапан; 4 – регулятор тиску; 5 – гідравлічний запобіжник; 6 – відвідний газопровід; 7 – фільтр-ревізія; 8 – газовий ротаційний лічильник; 9 – обвідний газопровід; 10 – штуцера з пробкою; 11 – реєструвальний манометр; 12 – показниковий манометр; 13 – імпульсний трубопровід кінцевого тиску; 14 – імпульсний трубопровід початкового тиску; 15 – продувальний трубопровід; 16 – штуцер з пробкою; 17 – скидна трубка від регулятора; 18 – технічний термометр; 19 – вихлопний трубопровід; 20, 21 – перемички з кранами; 22 – кран на приймальному штуцері гідравлічного запобіжника; 23 – штуцер з краном і пробкою для взяття проби; 24 – вентиль; 25 – засувка

На обвідному газопроводі знаходиться кран 1 і вентиль 24 для плавного регулювання тиску газу вручну. Для забезпечення найбільшої стабільності тиску газу перед пальниками імпульс кінцевого тиску до регулятора тиску відбирається з газопроводу після лічильника.

Найкращим місцем для відбору імпульсу слугує обвідний газопровід 9 після засувки 25, оскільки тут менше спостерігається нерівномірність газового потоку. Для можливості налаштування регулятора і запобіжно-запінного клапана без заповнення газом всієї ділянки газопроводу передбачено перемичку з краном 20, який під час роботи ГРП закритий. На імпульсній лінії запобіжного клапана 3 є кран і штуцер 16 для приєднання переносного манометра під час налаштування запінного клапана.

Тиск газу до і після ГРП значно відрізняються один від одного. Тому для продування газопроводу, розташованого до ГРП, передбачено окремий продувальний трубопровід 15. Вихлопний клапан приєднаний до газопроводу після лічильника. Для ремонту і заміни рідини в ньому слугує кран 22, який під час роботи ГРП має бути відкритий. Газопровід кінцевого тиску продувають через кран 21 і вихлопний трубопровід 19. Через цю ж лінію забезпечують витрату газу, необхідного для

налаштування ГРП. Об'єднання трубопроводів 15 і 19 недопустимо. Перед ротаційним газовим лічильником встановлено фільтр для додаткового очищення газу, а після нього – штуцер з пробкою 10 для випуску розчину під час промивання лічильника.

Для подачі газу, в обхід лічильника, передбачено обвідний газопровід 9. Вимикальні пристрої до і після лічильника розташовані так, щоб промивання лічильника можна було виробляти без його демонтажу. Термометр встановлено перед лічильником в місці, де його добре омиває газовий потік.

Для контролю тиску до і після ГРП слугують манометри (показниковий 12 і реєструвальний 11).

Шафовий газорегуляторний пункт, розроблений інститутом Мосгазпроект, показано на рис. 6.7. Для регулювання тиску газу використовують регулятор РДУК-2-50 з командним приладом КН-2. Шафова установка призначена для регулювання тиску газу з високого і середнього до низького або середнього. Максимальний тиск газу на вході 1,2 МПа, кінцевий регульований тиск від 0,5 до 50 кПа. За тиску на виході з регуляторного пункту 0,5... 10 кПа, тиску на вході в 100 кПа і густини газу $\rho=0,73 \text{ кг/м}^3$ його продуктивність дорівнює $450 \text{ м}^3/\text{год}$. Залежно від кліматичних умов і вологості газу вирішують питання про використання шаф з опалюванням або без нього. ГРП обладнують запобіжними клапанами, сітчастим фільтром і обвідною лінією. Вхідний тиск вимірюють манометром. Для вимірювання вихідного тиску передбачено триходовий кран з пробкою, до якого приєднують манометр.

На об'єктових ГРП встановлюють витратоміри або лічильники. Основний тип лічильників, що випускається промисловістю для ГРП, – це ротаційні лічильники РГ, принцип дії яких оснований на поршнях, що обертаються, мають форму вісімки (рис. 6.8).

За принципом дії – це об'ємні витратоміри. Поршні обертаються в протилежних напрямках і відмірюють об'єм газу, що пропускається. Лічильники, що випускаються, розраховані на тиск в 0,1 МПа. Мінімальна витрата становить 10 % номінального, а максимально допустиме перевантаження становить 120 %.

Лічильники випускають такою пропускною здатністю, $\text{м}^3/\text{год}$ (цифри в позначенні лічильника позначають пропускну здатність): РГ-40, РГ- 100, РГ-250, РГ-400, РГ-600, РГ-1000.

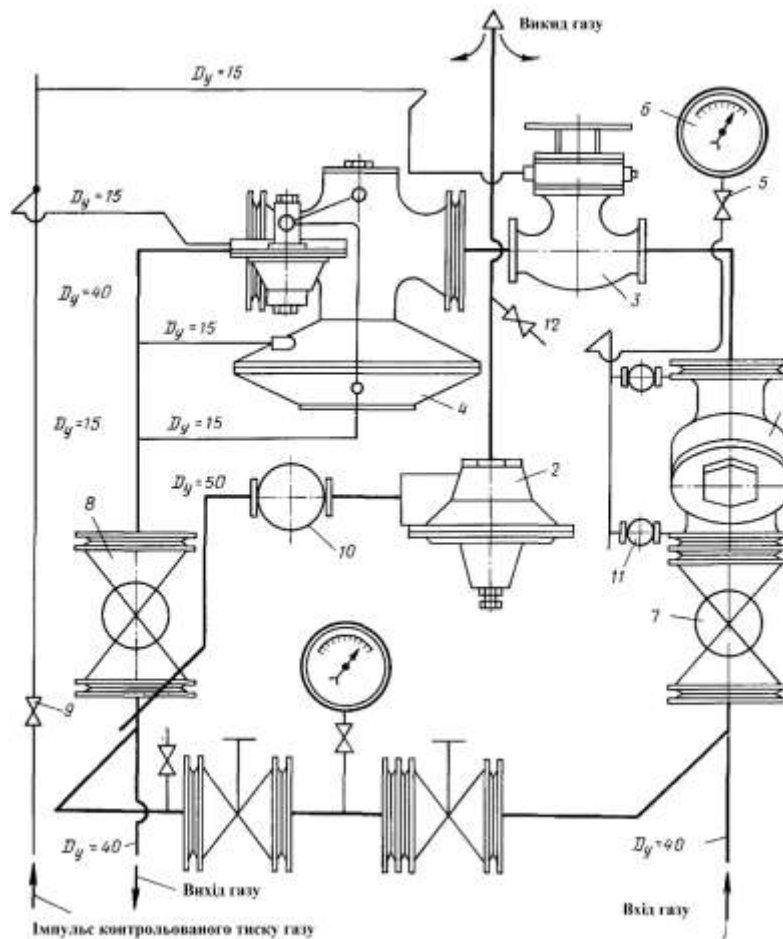


Рисунок 6.7 – Регуляторна установка шафового типу з регуляторами РДУК 2-50

1 – сітчастий фільтр, 2 – пружинний скидний клапан, 3 – запобіжний клапан-відсікач ПКК-40М, 4 – регулятор тиску РДУК-2-50, 5 – кран триходовий для манометра, 6 – манометр технічний, 7 – вентиль запірний фланцевий ($D_y = 40$), 8 – кран сальниковий фланцевий ($D_y = 40$), 9 – кран сальниковий муфтовий ($D_y = 15$), 10 – кран сальниковий муфтовий ($D_y = 50$), 11 – вентиль запірний цапковий ($D_y = 10$), 12 – кран лабораторний ЛК-1а

Витрату газу також вимірюють за допомогою діафрагми, встановленої на газопроводі, і витратоміра, що являє собою дифманометр, який показує або записує. Принцип вимірювання оснований на зв'язку перепаду тиску на місцевому опорі, як такий використовують нормалізовані діафрагми або сопла, з витратою. Ці елементи мають квадратичний закон гідравлічного опору, що дозволяє використання простої математичної апроксимації залежності витрати від перепаду тиску. Конструкції вимірювальних діафрагм або сопел стандартизовані і дозволяють без додаткових експериментів розраховувати всі розміри вимірювальних пристроїв та визначати параметри для підбору витратоміра газу. Існують спеціальні

Правила для розрахунку нормальних діафрагм або сопел і підбору стандартних витратомірів.

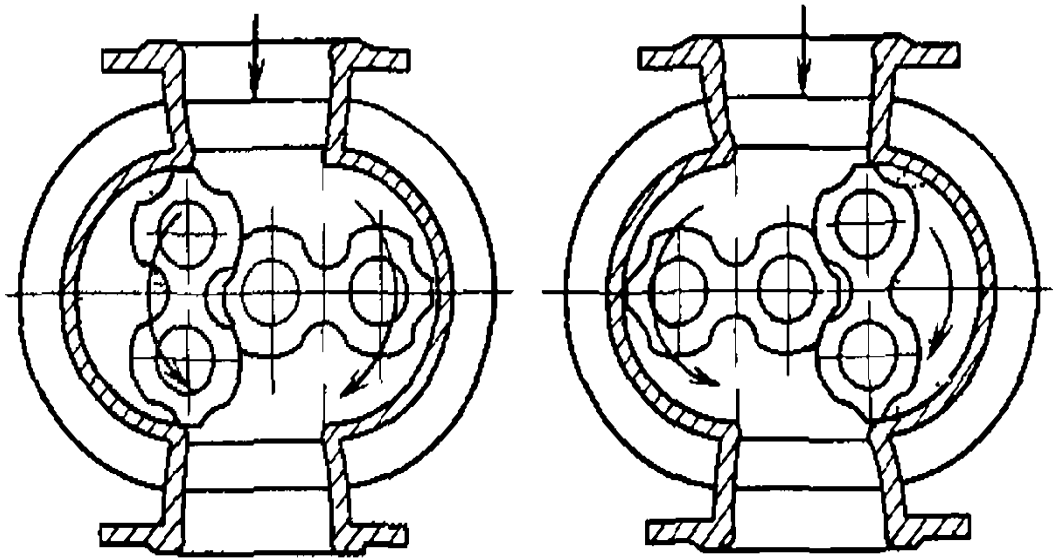


Рисунок 6.8 – Принципова схема витратоміра

Контрольні запитання

1. Розкажіть про обладнання і призначення ГРП.
2. Які функції виконують запобіжні і скидні пристрої?
3. Розкажіть про призначення та експлуатацію ГРУ.
4. Розкажіть про обладнання та експлуатацію ШРП
5. Принцип дії та порядок настроювання ЗЗК.
6. Принцип дії та порядок настроювання гідрозатвора.
7. Розкажіть конструкцію та особливості експлуатації фільтрів.
8. Які основні вимоги для фільтрів з очищення газу?

7 ГАЗОРЕГУЛЯТОРНІ СТАНЦІЇ

Газ з магістральних газопроводів надходить в міські, селищні і промислові системи газопостачання через газорозподільчі станції (ГРС). На ГРС тиск газу знижують до величини, необхідної для цих систем, і підтримують постійним. Основна відмінність газорозподільчих станцій від міських і промислових газорозподільчих пунктів полягає в тому, що вони отримують газ з магістральних газопроводів, і тому їх устаткування розраховують на робочий тиск в 5,5; 7,5 МПа, тобто на максимально можливий тиск в магістральному газопроводі. Крім того, ГРС характеризуються великими пропускними здатностями (100...200 тис. м³/год і більше), через це дроселювання газу на них здійснюють в декілька ниток і на кожній з них встановлюють відповідно регулятор тиску великої пропускної здатності.

ГРС відрізняються від ГРП також додатковою обробкою газу. Окрім очищення газу у фільтрах на них передбачають його одоризацію, а в деяких типів станцій – ще й підігрівання газу. На всіх ГРС встановлюють витратоміри для вимірювання кількості газу, що проходить. Оскільки перерв в газопостачанні міст, селищ і крупних промислових споживачів допускати не можна, то захисну автоматику ГРС створюють за принципом резервування, а не відключення потоку газу у разі відмов регулювального устаткування.

Автоматизацію ГРС нині здійснюють так, щоб було можливо їх безвахтне обслуговування. Для цього ГРС оснащують контрольно-вимірювальними приладами, захисною автоматикою, дистанційним керуванням запірних пристроїв і аварійною сигналізацією. Такі ГРС обслуговуються двома операторами дистанційно – з дому. У разі виникнення несправностей на ГРС в обидві квартири операторів передаються світлові і звукові нерозшифровані сигнали, за отримання яких оператор, який є черговим на ГРС, вживає заходів для усунення несправностей. Чергування одного оператора триває протягом доби, в цьому випадку в ГРС він знаходиться близько 4 год. Будинок оператора розташовують на відстані 300...500 м від ГРС.

ГРС продуктивністю більше 200 тис. м³/год експлуатують з вахтовим обслуговуванням. ГРС оснащене таким технологічним устаткуванням, що розташовується по ходу руху газу: вхідний кран вузла відключення, блок очищення газу, нитки дроселювання і регулювання тиску газу, витратомірна нитка, вихідний вимикальний кран. Схеми ГРС дозволяють в аварійних випадках або під час виконання ремонтних робіт забезпечувати газом споживачів по обвідній лінії (байпасу) з ручним регулюванням тиску газу. Аби запобігти утворенню гідратів в деяких схемах ГРС передбачають

підігрівання газу в теплообмінниках, які в цьому випадку розташовують перед дроселювальними нитками.

На ГРС встановлюють як регулятори непрямой, так і прямої дії. Як регулятори непрямой дії нині застосовують регулятори РДУ, розроблені ВНДПІ газдобування. З регуляторів прямої дії на ГРС застосовують регулятори РД, розроблені у ВНДІГАЗ. Ці регулювальники показали високу надійність роботи за одноступінчастого дроселювання потоку. Для автоматичного запобігання виходу регульованого тиску газу за допустимі межі (тобто для запобігання недопустимому підвищенню і зниженню тиску в мережах споживачів) на ГРС передбачають автоматичні системи захисту. Більшість таких систем побудована з використанням таких двох принципів:

1. Системи з перебудовою режимів роботи регуляторів тиску. Ці системи передбачають наявність робітників і резервних ниток регулювання. На кожній нитці встановлюють регулювальний і контрольний клапани. За нормального режиму на робочих нитках контрольні клапани відкриті, оскільки налаштовані на тиск, що трохи перевищує номінальний. Клапани резервної нитки налаштовані на тиск, трохи менший номінального, тому вони закриті. Отже, система працює за методом полегшеного (теплого) резерву (коли резерв знаходиться в неповному робочому режимі). Під час аварійного відкриття робочого регулювального клапана і зростання вихідного тиску в роботу включається контрольний клапан, який запобігає недопустимому підвищенню тиску і підтримує його постійним. Під час аварійного закриття регулювального клапана і зниження тиску в роботу включається резервна нитка і зниження тиску газу припиняється.

Захист з контрольними клапанами доцільно застосовувати під час дроселювання осушеного газу, а також в тих випадках, коли вхідний тиск на ГРС менше 2 МПа. За вологого газу можливе закупорювання гідратами не лише прохідних перетинів на робочих лініях дроселювання, але і «приморзання» плунжерів до сідел закритих клапанів на резервних лініях через недостатню герметичність їх закриття. В цьому випадку резервні лінії виходять з ладу і система захисту відмовляє.

2. Наступний принцип захисту полягає в установленні на кожній нитці редукування крана з пневмоприводом і програмним управлінням. У разі підвищення регульованого тиску кран вимикає нитку з регулювальним клапаном, що відмовив, зниженню тиску запобігає резервна нитка. Програма може здійснювати вибіркове відключення пошкоджених редукувальних ниток і включення резервних. В цьому випадку за трьох редукувальних ниток одна з яких резервна, за нормального режиму працюють всі нитки і всі пневмокрани відкриті. Таким чином, система працює за методом навантаженого (гарячого) резерву, тобто коли резерв знаходиться в робочому режимі. За аварійного відкриття одного з регуляторів і підвищення вихідного тиску система захисту подає команду

на закривання першої нитки. Якщо після її перекриття тиск продовжує зростати (отже, регулятор справний), то закривається кран на другій нитці, а на першій відкривається. Якщо ж в цьому випадку регульований тиск перестає збільшуватися, то захист припиняє свою дію, оскільки вочевидь, відмовив регулятор другої нитки. Якщо, нарешті, тиск продовжуватиме зростати, то захист закриє третю нитку і відкриє другу. Така система може працювати і у випадку чотирьох ниток.

Раціональним варіантом захисту у випадку двох робітників і однієї резервної нитки є система з прямим перемиканням. В умовах нормальної роботи крани на працюючих нитках відкриті, а на резервній – закриті (полегшений резерв). В разі аварійного підвищення вихідного тиску захист закриває крани на робочих нитках. У разі зниження тиску кран на резервній нитці відкривається. Якщо тиск продовжує знижуватися, то відкриваються крани на робочих нитках. Повторне зростання регульованого тиску знов приводить до закриття кранів на робочих нитках.

Таким чином, за аварійного відкриття регулятора, якщо вжиток газу менший його пропускної здатності, почне підвищуватися регульований тиск і крани на робочих нитках закриються. Це приведе до зниження тиску і в роботу буде включено резервну нитку, оскільки система захисту відкриє на ній пневмокран. Під час зростання вжитку газу, коли він перевершить пропускну здатність резервного регулятора, тиск почне знижуватися і захисна система відкриє пневмокрани на робочих нитках. Тиск збільшиться до номінального і підтримуватиметься постійним, оскільки через велику витрату газу нитка, що відмовила, не зможе викликати підвищення його тиску. У разі зниження вжитку газу і зростання вихідного тиску захист знов перекриє робочі нитки. Якщо на одній з робочих ниток регульовальний клапан закриється (внаслідок аварії), то у разі великого вжитку газу почне знижуватися регульований тиск і захист включить резервну нитку. Таким чином, цей захист забезпечує підтримку регульованого тиску на заданому рівні за будь-яких відмов в роботі регульовальних клапанів.

Проект автоматизованої газорозподільної станції з надомним обслуговуванням показано на рис. 7.1. Продуктивність ГРС 28 000 м³/год. Тиск газу на ввіді в ГРС: $p_{\text{макс}}=5,5$ МПа (надл.), $p_{\text{розрах}} = 2,2$ МПа (надл.). Тиск на виході $p_{\text{вих}} = 1,2$ МПа (надл.). На ввіді в ГРС діаметр газопроводу $d_y=200$ мм, діаметр вихідного газопроводу після одоризаційної установки (на рис. 7.1 її не показано) $d_y=300$ мм. Вузол запірних пристроїв розташовується в цегельній будівлі (4×3м), що стоїть окремо, на відстані 10 м від ГРС. Тут розміщується таке устаткування. На вхідному газопроводі встановлено кран для продування, який має продувальну лінію, що включається в продувальну свічку 6. На вихідній лінії з ГРС встановлено два запобіжні скидні клапани, що запобігають недопустимому підвищенню тиску після ГРС. Скидання газу з клапанів в атмосферу здійснюється через свічку 6. У вузлі відключення передбачено байпас,

виконаний з труби $D_y = 150$ мм з краном і засувкою. Для відключення ГРС на вхідному і вихідному газопроводах встановлено крани з пневмоприводом і дистанційним керуванням.

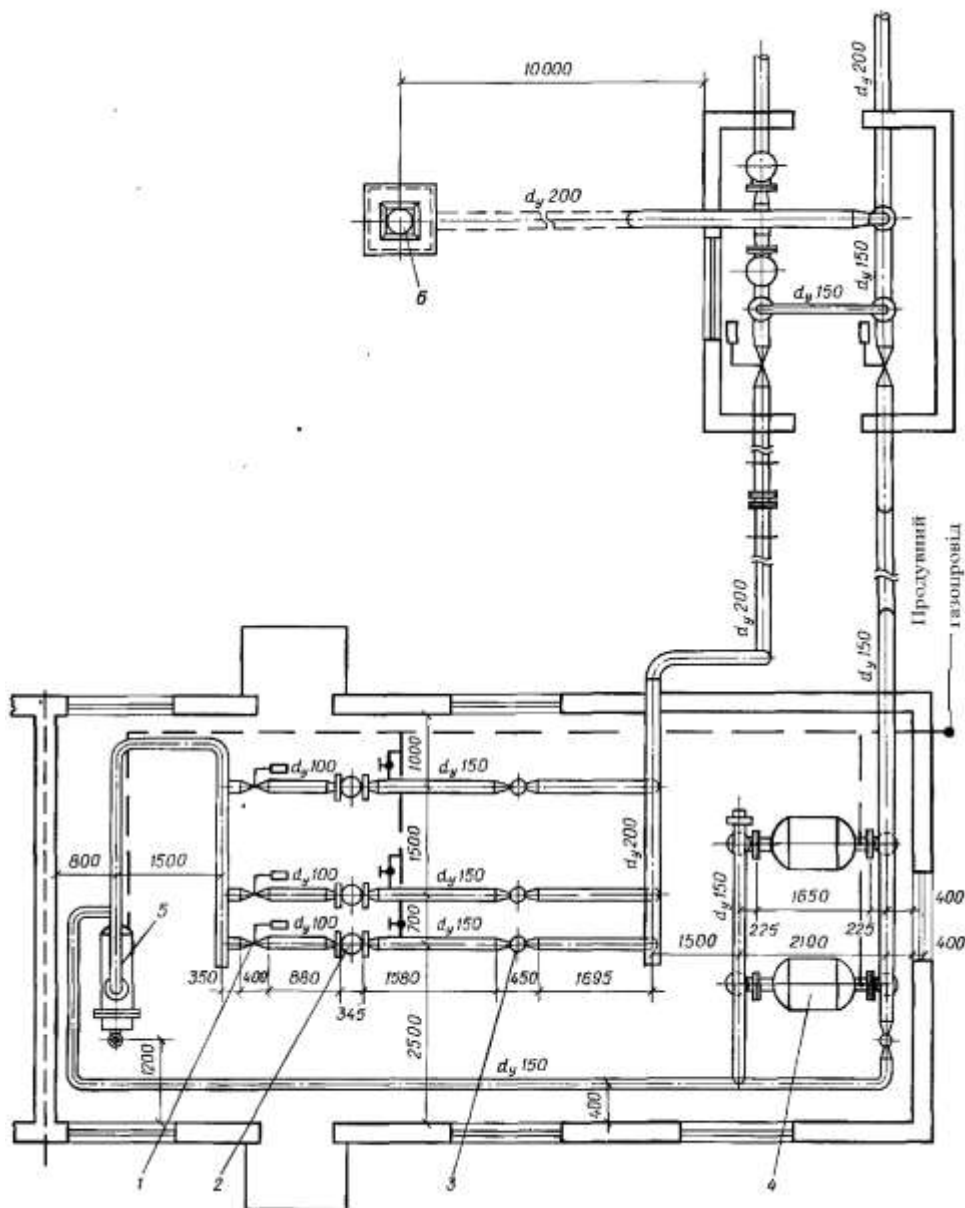


Рисунок 7.1 – Загальна компоновка автоматизованої ГРС з надомним обслуговуванням (приміщення КІП і служб не показано)

1 – кран з пневматичним приводом і вузлом управління; 2 – регулятор тиску РД-80; 3 – кран з мастилом; 4 – вісцинові фільтри; 5 – підігрівач; 6 – продувальна свічка

Технологічне устаткування ГРС, автоматика і КІП розташовані в будівлі (6×20 в осях). Витратну нитку $D_y=200$ мм, прокладають над землею

на стовпах. ГРС по периметру обноситься огорожей. До ГРС запроектировано подъездную автомобильную дорогу, что соединяет майданчик с дорогой общего пользования.

После выключательного крана газ по трубе поступает в помещения ГРС и проходит через висциновые фильтры 4 и далее поступает в подогреватель газа 5. Подогревание газа осуществляется для исключения образования кристаллогидратов во время дроселирования газа на клапанах. После подогревания газ поступает до ниток редуцирования. В проекте предусмотрено три нитки; две рабочие, одна резервная. Все нитки имеют одинаковое устаткование, установленное на каждой нитке за ходом газа в таком порядке: кран 1 с пневматическим приводом $D_y=100$ мм и узлом управления; регулятор давления РД-80, разработанный ВНДІГАЗ, 2; кран 3 с мастилом $d_y=150$ мм. Диаметр нитки редуцирования 150 мм. Для сброса газа от каждой нитки предусмотрено продувочные газопроводы с вентилями, объединенные в общую продувочную свечку. После дроселирования газ поступает в витратомерный газопровод, на котором установлено камерное диафрагмы. Длина витратомерной нитки взята с учетом стабилизации потока газа.

На входном и выходном газопроводах перед ГРС предусмотрено установление изолирующих фланцев.

Принциповую схему автоматики и КИП для рассмотренной выше ГРС (див. рис. 7.1) показано на рис. 7.2. Систему защиты от повышения давления на выходе из ГРС предусмотрено с применением кранов с пневматическим приводом и программным управлением. Для контроля параметров, которые характеризуют работу ГРС, предусмотрено установление контрольно-измерительных приборов как на месте, так и на щиты.

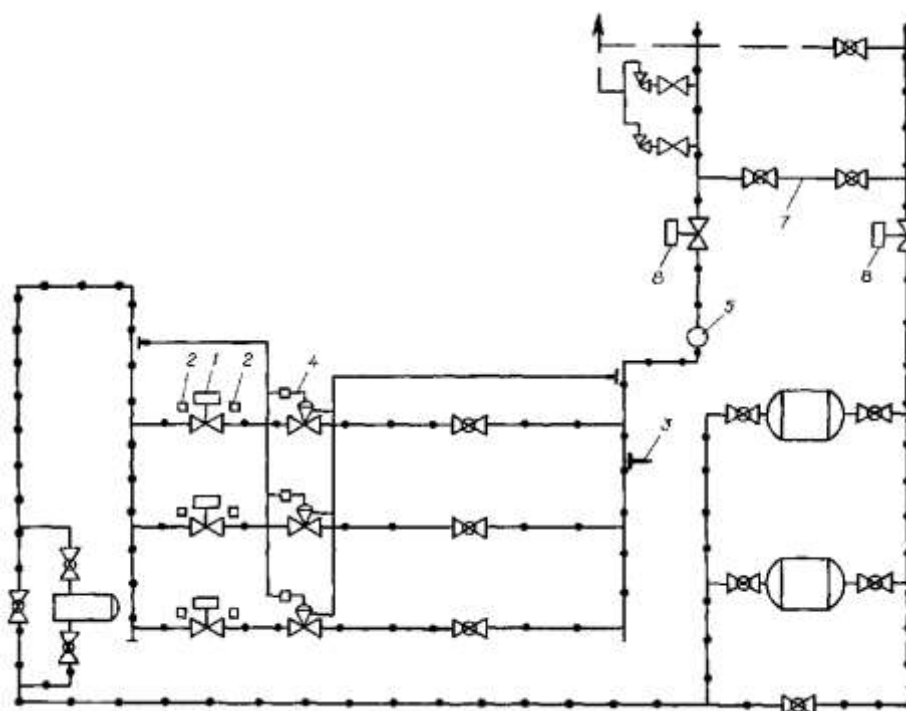


Рисунок 7.2 – Принципова схема автоматики ГРС

1 – пневматичний кран управління, 2 – пневматичний підсилювач, 3 – відбір імпульсу тиску на датчики ДВ пневматичної системи захисту ГРС, 4 – регулятор тиску РД 80 ВНДІГАЗу, 5 – камерна діафрагма, 6 – запобіжні скидні клапани, 7 – байпас з двома вимикальними пристроями, 8 – крани з пневмоприводом і дистанційним управлінням

Система захисту працює за принципом вибіркового відключення пошкоджених редукувальних ниток і включення резервної нитки. Система забезпечує захист споживачів від підвищення або зниження тиску на виході ГРС на $\pm 10\%$ номінального значення шляхом відкриття або закриття кранів з пневмоприводом. Тиск газу на виході з ниток редукування контролюється датчиками ДВ, встановленими на приладовому щиті. Принцип роботи системи такий. Під час зміни тиску до величини, на яку налаштовано цей датчик, він видає команду на перестановку крана і одночасно включає відповідний показчик «Аварія» (УА), розташований на щиті, сирену і електричну сигналізацію в будинку оператора. Якщо тиск газу підвищується до $1,05 p_{ном}$, то замикається контакт відповідного датчика, внаслідок чого закривається кран перемикача вибору режиму і закривається пневмокраном нитка редукування. В процесі подальших перемикань, як результат, закривається нитка, регулятор якої аварійно відкрився. За зниження тиску до $0,95 p_{ном}$ відкривається резервна нитка.

Контрольні запитання

1. Охарактеризуйте ГРС.
2. Чим відрізняється ГРС від ГРП?
3. Які пристрої встановлюються на ГРС?
4. Охарактеризуйте автоматичну систему захисту ГРС.

8 КОРОЗІЯ ГАЗОПРОВОДІВ. КЛАСИФІКАЦІЯ ВИДІВ КОРОЗІЇ. МЕТОДИ ЗАХИСТУ ВІД КОРОЗІЇ. РОЗРАХУНОК ТА ПІДБІР КАТОДНИХ СТАНЦІЙ ЗАХИСТУ ГАЗОПРОВОДІВ

8.1 Захист газопроводів від корозії

Залежно від складу газу, матеріалу трубопроводу, умов прокладання і фізико-механічних властивостей ґрунту газопроводи схильні, певною мірою, до внутрішньої і зовнішньої корозії.



Корозія внутрішніх поверхонь труб залежить переважно від властивостей газу. Вона обумовлена підвищеним вмістом в газі кисню, вологи, сірководню та інших агресивних з'єднань. Боротьба з внутрішньою корозією зводиться до видалення з газу агресивних з'єднань, тобто до гарного його очищення.

Значно більші труднощі становить боротьба з корозією зовнішніх поверхонь труб, укладених в ґрунт, тобто з ґрунтовою корозією.



Ґрунтову корозію за своєю природою розділяють на хімічну, електрохімічну і електричну (корозію блукаючими струмами).

Хімічна корозія виникає від дії на метал різних газів і рідких неелектролітів. Вона не супроводжується перетворенням хімічної енергії на електричну.



У разі дії на метал хімічних сполук на його поверхні утворюється плівка, що складається з продуктів корозії. Якщо плівка, що утворюється, не розчиняється, має достатню щільність і еластичність, а також добре зчеплена з металом, то корозія сповільнюватиметься і за певної товщини плівки може припинитися. Хімічна корозія є суцільною корозією, за якої товщина стінки труби зменшується рівномірно. Такий процес є менш небезпечним з погляду різного пошкодження труб.

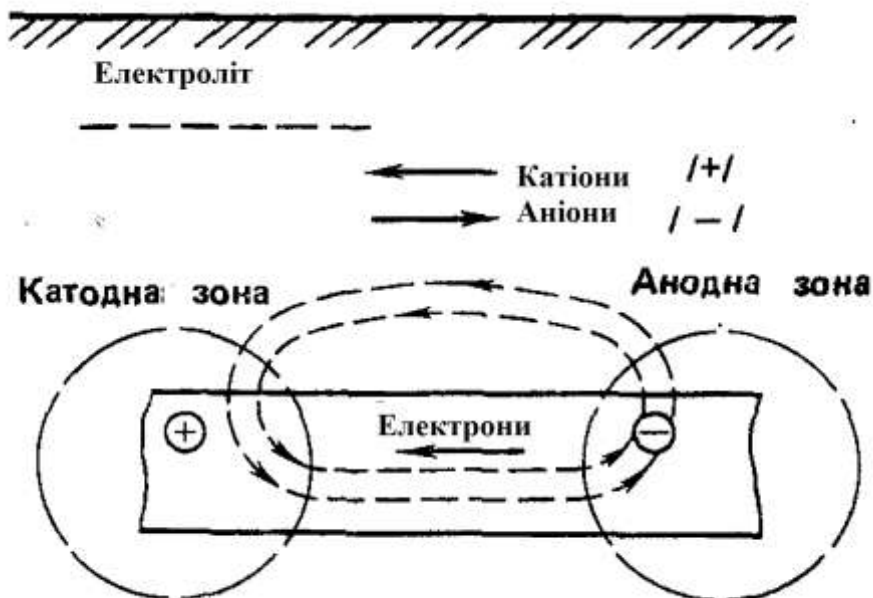


Рисунок 8.1 – Процес електрохімічної корозії

Корозія металу в ґрунті має переважно електрохімічну природу. Електрохімічна корозія є результатом взаємодії металу, який виконує роль електродів, з агресивними розчинами ґрунту, що виконують роль електроліту. Процес електрохімічної корозії схематично показано на рис. 8.1. Метал, маючи певну пружність розчинення, під час зіткнення з ґрунтом посиляє в нього свої позитивно заряджені іони. Електрони залишаються в металі, і він набуває негативного потенціалу, а ґрунт (електроліт) заряджає позитивно, оскільки в ньому накопичуються позитивні іони. Через фізико-хімічну неоднорідність металу і ґрунту поблизу ділянок, де протікає процес розчинення металу (тобто тих, що мають більшу пружність розчинення), розташовуються ділянки, що характеризуються меншою пружністю розчинення. Перші стають анодними зонами, а другі – катодними. Катодна ділянка газопроводу набуває позитивного потенціалу відносно анода. Електрони перетікають від анода до катода по металу трубопроводу. У ґрунті відбувається переміщення іонів: катіонів (заряджених позитивно) – до катода, аніонів (заряджених негативно) – до анода.

Електрохімічна неоднорідність розташованих поряд ділянок газопроводу викликає різницю їх електродних потенціалів. Нормальним електродним потенціалом називають різницю потенціалів, яка виникає між металом, зануреним в нормальний розчин (за концентрації 1 г на 1 л) солі цього металу, і потенціалом нормального водневого електрода, умовно взятого таким, який дорівнює нулю. Всі метали можна розташувати в електрохімічний ряд напруги за збільшенням їх нормальних електродних потенціалів (у вольтах):

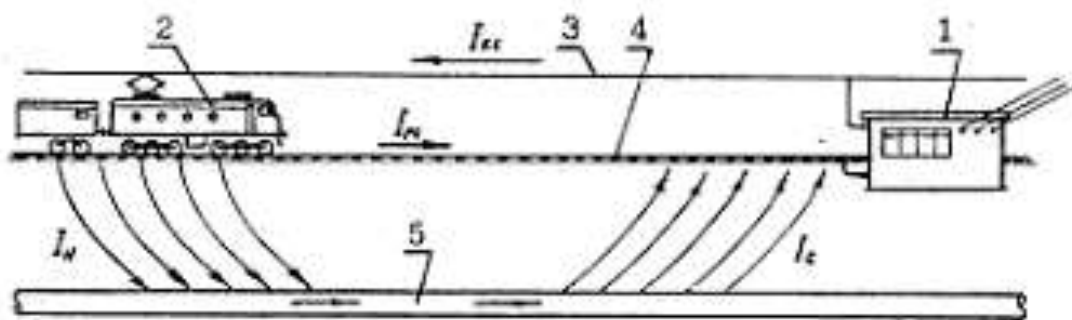
Ділянки металу, що мають більш негативні електродні потенціали, ставатимуть анодами. Метал піддається корозії в анодних зонах і ділянках, оскільки в них іони металу виходять в ґрунт.

Розглянутий процес електрохімічної корозії є роботою гальванічної пари. У реальних умовах корозія протікає значно складніше, оскільки на основний процес накладається ряд інших фізико-хімічних процесів. Потенціал металу відносно ґрунту залежить не лише від його фізико-хімічних властивостей, але і від властивостей ґрунту. Внаслідок неоднорідності ґрунту також виникають гальванічні пари. Фізико-хімічна неоднорідність близько розташованих ділянок металу призводить до утворення мікропар. Якщо газопровід проходить через ділянки ґрунту, що різко відрізняються за своїми властивостями одна від одної, то виникають гальванічні елементи дуже великої довжини – в сотні і навіть тисячі метрів (макропари).

Електрохімічна корозія має характер місцевої корозії, тобто такий, коли на газопроводах виникають місцеві виразки і каверни великої глибини, які можуть, розвиваючись, перетворитися на крізні отвори в стінці труби. Місцева корозія значно небезпечніша за суцільну корозію.

Електрохімічна корозія виникає також у разі дії на газопровід електричного струму, який рухається в ґрунті. У ґрунт струми потрапляють внаслідок витоків з рейок електрифікованого транспорту – їх називають блукаючими. Корозію, що виникає під дією блукаючих струмів, називають електричною на відміну від електрохімічної-гальванокорозії.

Блукаючі струми, стікаючи з рейок в ґрунт, рухаються у напрямку до негативного полюса тягової підстанції.



В місцях пошкодженої ізоляції блукаючі струми надходять до газопроводу, в місці розташування тягової підстанції струм виходить з газопроводу в у вигляді позитивних іонів металу. Починається електроліз металу. Ділянки виходу струму з газопроводу є анодними зонами, в яких протікає активний процес електрокорозії. Зони входу постійного струму в газопровід називають катодними. Електрична корозія блукаючими струмами у багато разів небезпечніша за електрохімічну корозію. У міських умовах це найбільш поширений вигляд корозії.

Корозійна активність ґрунту залежить від структури, вологості, повітропроникності, наявності солей і кислот, а також від електропровідності. Сухі ґрунти менш активно впливають на метал, ніж вологі. Із збільшенням вологості ґрунту спочатку збільшується і його корозійна активність. Найбільшу активність має ґрунт за вологості 11...13 %. Збільшення вологості понад 20...24 % приводить до зниження інтенсивності корозії. У водонасичених ґрунтах інтенсивність корозії буде мінімальною, якщо вода, що насичує ґрунт, сама не є агресивною відносно металу. За змінної вологості, коли виникають умови спільної дії вологи і кисню, створюється найбільш сприятливе середовище для корозії металу.

Міські ґрунти, засмічені стічними водами, мають різномірну структуру і включення різних предметів, є корозійно-активними. Заболочені ділянки, торф'яністі вологі ґрунти, ділянки ґрунту, що знаходилися під відвалами

шлаків, засолені ґрунти також є корозійно-активними. Чисті піски менш небезпечні в корозійному відношенні.

Під час дослідження ґрунту врахувати всі вказані чинники вельми складно, тому вибирають таку характеристику, яка відображала б переважно основні чинники. Найбільш важливою властивістю ґрунту, що піддається швидкому і відносно точному визначенню, є його питомий електричний опір, який і розглядають як основну характеристику його корозійної активності. Електричний опір є функцією ряду інших характеристик ґрунту: складу, концентрації розчинених речовин, вологості та ін., тому воно зв'язує воедино ряд найголовніших чинників, що визначають корозійну активність ґрунту. Як показує досвід, зіставлення характеристик електрометрії ґрунту з його корозійною активністю, встановленою оглядом сталевих трубопроводів, дає гарний збіг результатів (близько 80...90 %).

Для виявлення корозійного стану підземного газопроводу проводять електричні вимірювання, основними з яких є визначення потенціалу газопроводу відносно землі, а також напрями і величини блукаючого струму, поточного по газопроводу. Потенціал газопроводу відносно землі вимірюють високоомним вольтметром, який приєднують до газопроводу і електрода заземлення. За великої різниці потенціалів використовують сталевий електрод, а за різниці потенціалів менше 1 В – електрод, який не піддається поляризації. Ділянки газопроводу, що мають позитивний потенціал відносно землі, є небезпечними в корозійному відношенні.

Якщо середнє значення позитивного потенціалу газопроводу відносно землі перевищує 0,1 В, але не більше 0,5 В, тоді електричний захист газопроводу має бути введений в експлуатацію в перший рік після закінчення будівництва газопроводу. Якщо середнє значення позитивного потенціалу перевищує 0,5 В, то захист газопроводу має бути споруджений до його здачі в експлуатацію, але не пізніше ніж через 6 місяців після закінчення будівництва газопроводу.

Вимірювання потенціалів газопроводу відносно землі виконують через кожних 200...300 м. Для вимірювання використовують спеціальні контрольні пункти (рис. 8.2), а також місця, де можливий доступ до газопроводу (засувки, збір конденсату, гідравлічні затвори та ін.). Контрольно-вимірювальні пункти встановлюють в місцях пересічення газопроводів з рейковими дорогами електрифікованого транспорту і в місцях переходу газопроводів через водні перешкоди шириною більше 50 м.

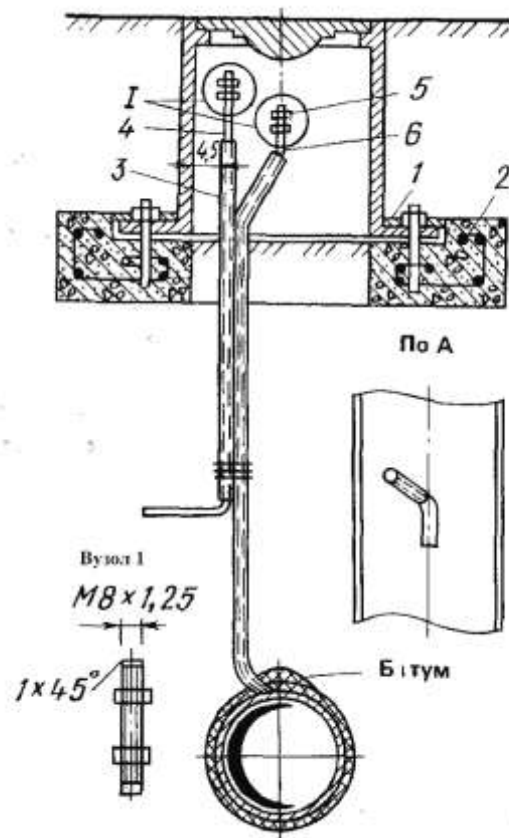


Рисунок 8.2 – Пристрій контрольного пункту

1 – килим; 2 – бетонна подушка під килим; 3 – трубка; 4 – електрод заземлення; 5 – гайка М8 з шайбою; 6 – контрольний провідник

Існуючі методи захисту газопроводів від корозії можна розділити на дві групи: пасивні і активні. Пасивні методи захисту полягають в ізоляції газопроводу.



До ізоляційних матеріалів, використовуваних для захисту газопроводів, висувають ряд вимог, основні з яких такі: монолітність покриття, водонепроникність, хороше прилипання до металу, хімічна стійкість в ґрунтах, висока механічна міцність (за змінних температур), наявність діелектричних властивостей. Ізоляційні матеріали не мають бути дефіцитними.

Найпоширенішими ізоляційними матеріалами є бітумно-мінеральні і бітумно-резинові мастики. У першому випадку як заповнювач до бітуму додають добре подрібнені доломітні або асфальтові вапняки, азбест або збагачений каолін, в другому – гумову крихту, виготовлену з амортизованих покришок. Бітумно-гумова мастика має трохи більшу міцність, еластичність і довговічність. Для посилення ізоляції застосовують армувальні обгортки з гідроізолу, бризолу або скловолокнистого матеріалу. Гідроізол є товстим аркушем з азбесту з додаванням 15...20 % целюлози, просоченої нафтовим бітумом. Бризол готують на основі бітуму і роздробленої старої вулканізованої гуми.

Ізоляцію газопроводу виконують в такій послідовності. Трубу очищають сталевими щітками до металевого блиску і протирають. Після цього на неї накладають ґрунтовку товщиною 0,1...0,15 мм. Ґрунтовка є нафтовим бітумом, розведеним в бензині у відношенні 1:2 або 1:3. Коли ґрунтовка висохне, на трубопровід накладають гарячу (160... 180 °С) бітумну емаль. Емаль накладають в декілька шарів залежно від вимог, що висуваються до ізоляції. Зовні трубу обгортають крафт-папером. У сучасних умовах всі роботи з ізоляції труб механізують.

Залежно від кількості нанесених шарів емалі і підсилювальних обгорток ізоляція буває таких типів: нормальна, посилена і дуже посилена. Нормальну ізоляцію застосовують за низької корозійної активності ґрунту, посилену – за середньої, в останніх випадках використовують дуже посилену ізоляцію. Для захисту газопроводів застосовують також пластмасові плівкові матеріали (стрічки), покриті підклеювальним шаром. Полівінілхлоридні і поліетиленові стрічки випускають завтовшки 0,3...0,4 мм, шириною 100... 500 мм і завдовжки 100... 150 м, змотані в рулони. Труби очищають, покривають ґрунтовкою, якщо є – клеєм, розчиненим в бензині, після чого обгортають ізоляційною стрічкою. Для обгортання труб використовують спеціальні машини.

До активних методів захисту відносять катодний і протекторний захист та електричний дренаж. Основним методом захисту газопроводів від блукаючих струмів є електричний дренаж. Він полягає у відведенні струмів, що попали на газопровід, назад до джерела.

Відведення здійснюють через ізольований провідник, що сполучає газопровід з рейкою електрифікованого транспорту або мінусовою шиною тягової підстанції. За відведення струму з газопроводу по провіднику припиняється вихід іонів металу в ґрунт і тим самим припиняється

електрична корозія газопроводу. Для відведення струму, як правило, використовують поляризований електродренаж. Він має однобічну провідність від газопроводу до рейок (мінусову шину). У разі появи позитивного потенціалу на рейках електричне коло дренажу автоматично розривається.

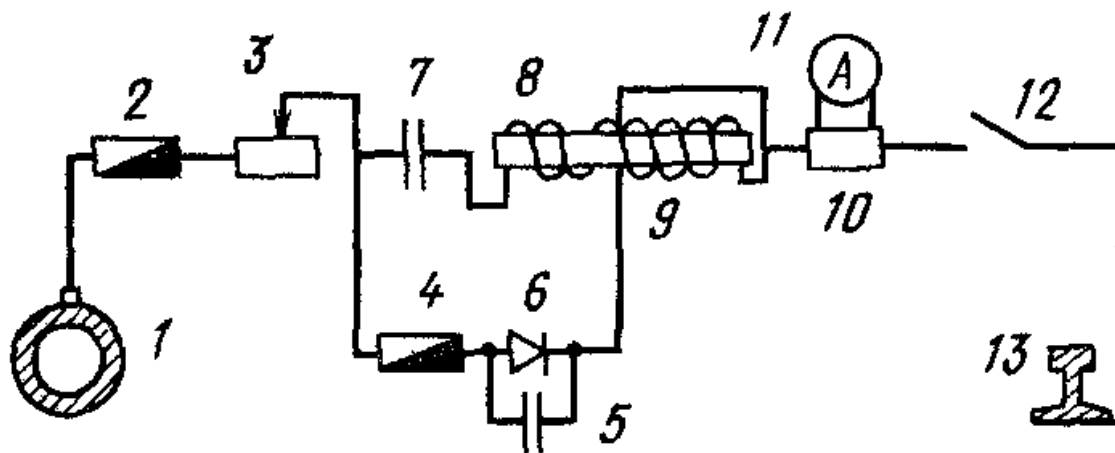


Рисунок 8.3 – Електрична схема поляризованого дренажу

1 – газопровід; 2 – запобіжник на 350 А; 3 – опір; 4 – запобіжник на 15А; 5 і 7 – контакти; 6 – діод; 8 – дренажна обмотка; 9 – вмикальна обмотка; 10 – шпунт амперметра; 11 – амперметр; 12 – рубильник; 13 – рейка

Схема універсальної поляризованої дренажної установки показана на рис. 8.3. Якщо газопровід 1 має позитивний потенціал по відношенню до рейки 13, то електричний струм піде через запобіжник (на 350 А) 2, опір 3, запобіжник (на 15 А) 4, діод 5, що включає обмотку 9, шунт 10, рубильник 12 і потрапляє на рейку 13. Якщо різниця потенціалів досягає 1...1,2 В, то контактор замкне контакти 7 і 5 і електричний струм потече по основному дренажному ланцюгу через обмотку 8, а по відгалуженню до діода - через шунтуючі контакти 5. При зниженні різниці потенціалів до 0,1 В контакти розімкнуться і дренажний ланцюг розірветься. При негативній різниці потенціалів (потенціал рейки більше потенціалу труби) діод 6 струму не пропустить. Всі вузли дренажної установки розміщують в металевій шафі. Одна дренажна установка може захистити газопровід великої протяжності, вимірюваної декількома кілометрами.

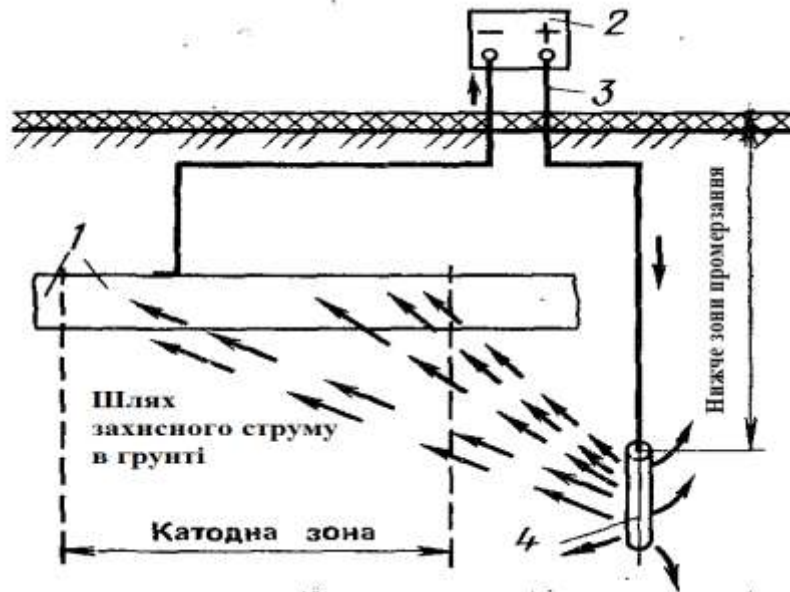


Рисунок 8.4 – Схема катодного захисту

1 – захищений газопровід; 2 – джерела постійного струму; 3 – з'єднувальний кабель; 4 – заземлювач – анод

Для захисту газопроводів від ґрунтової корозії застосовують катодний захист. За катодного захисту на газопровід накладають негативний потенціал, тобто переводять всю ділянку захищеного газопроводу в катодну зону (рис. 8.4). Як аноди застосовують малорозчинні матеріали (чавунні, графітові), а також відходи чорного металу, які поміщають в ґрунт поблизу газопроводу. Негативний полюс джерела постійного струму сполучають з газопроводом, а позитивний – з анодом. Таким чином, за катодного захисту виникає замкнутий контур електричного струму, який тече від позитивного полюса джерела живлення по ізольованому кабелю до анодного заземлення, від анодного заземлення струм розтікається по ґрунту і потрапляє на захищений газопровід, далі він тече по газопроводу, а від нього – по ізольованому кабелю повертається до негативного полюса джерела живлення. Електричний струм виходить з анода у вигляді позитивних іонів металу, тому внаслідок розчинення металу анод поступово руйнується. Електричний потенціал, що накладається на газопровід, становить 1,2...1,5 В. Залежно від якості ізоляції одна установка може захищати ділянку газопроводу від 1 до 20 км.

За протекторного захисту ділянку газопроводу перетворюють на катод без стороннього джерела струму, а як анод використовують металевий стержень, поміщений в ґрунт поряд з газопроводом. Між газопроводом і анодом встановлюється електричний контакт. Як анод використовують метал з більшим негативним потенціалом, ніж у заліза (наприклад, цинк, магній, алюміній і їх сплави). В утвореній таким чином гальванічній парі

кородує протектор (анод), а газопровід захищається від корозії. На рис. 8.5 показано принципову схему протекторного захисту.

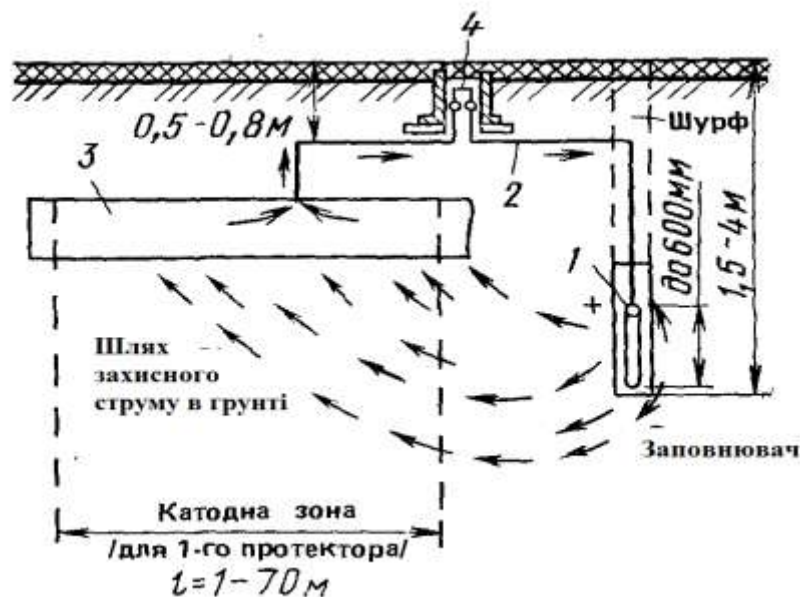


Рисунок 8.5 – Схема протекторного захисту

1 – протектор; 2 – сполучні кабелі; 3 – захищений газопровід;
4 – контрольний пункт

Для унеможливлення електричного контакту газопроводу із заземленими конструкціями і комунікаціями споживачів на стояках вводів газопроводів встановлюють ізолювальні фланцеві з'єднання. Їх також встановлюють на надземних і надводних переходах газопроводів через перешкоди і на вводах (і виводах) газопроводів в ГРС, ГРП і ГРУ. Фланцеві з'єднання на підземних газопроводах (у колодязях) мають бути зашунтовані постійними електроперемичками. На ізолювальних фланцях електроперемички мають бути роз'ємними з розташуванням контактних з'єднань поза колодязями. Для захисту надземних газопроводів від атмосферної корозії на них наносять лакофарбові покриття.

Контрольні запитання

1. Охарактеризуйте явище корозії.
2. Методи захисту труб від корозії.
3. Ґрунтова корозія.
4. Від чого залежить корозійна активність ґрунту?
5. Охарактеризуйте катодну і анодну зони електрохімічної корозії.

9 ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ ВИТРАТ ГАЗУ НАСЕЛЕНИМИ ПУНКТАМИ

Розрахунок річних витрат газу виконують для кожної категорії споживачів на кінець розрахункового періоду, враховуючи можливі перспективи розвитку споживачів газу населених пунктів.

Розрахунковий період встановлюється на основі плану розвитку споживачів газу населених пунктів.

Річні витрати газу потрібно визначати для житлових будинків, установ охорони здоров'я, громадського харчування, підприємств побутового обслуговування населення, а також для підприємств з виробництва хліба і кондитерських виробів за нормами витрат теплоти, наведеними в таблиці 9.1.

Для споживачів, не наведених у таблиці 9.1, норми витрат газу необхідно брати за даними фактичних витрат палива.

Укрупнені показники споживання газу під час розробки проектів населених пунктів допускається вибирати, за теплоти згоряння газу 34 МДж/м³, на 1 людину:

- за наявності централізованого ГВП – 100 м³/рік;
- за ГВП від газових водонагрівачів – 250 м³/рік;
- за відсутності гарячого водопостачання – 125 м³/рік (в сільській місцевості – 165 м³/рік).

У випадку використання іншого типу газоподібного палива, який застосовується, необхідно помножити укрупнені показники на коефіцієнт:

$$K = \frac{34}{Q_H}, \quad (9.1)$$

де Q_H – теплота згоряння газу, МДж/м³

Таблиця 9.1 – Показники витрат теплоти газу для комунальних споживачів

Споживачі газу	Показник споживання газу	Норми витрат теплоти, МДж
1	2	3
1. Житлові будинки		
У разі встановлення в квартирі газової плити і централізованого ГВП	На 1 людину в рік	2800
За наявності в квартирі газової плити і за використання місцевого ГВП	На 1 людину в рік	8000
За наявності в квартирі газової плити і за відсутності місцевого ГВП	На 1 людину в рік	4600
2. Громадські об'єкти		
Механізовані пральні	1т сухої білизни	8800
Механізовані пральні, включно сушіння і прасування	На 1т сухої білизни	18800
Лазні:		
миття без ванн	На 1 миття	40
миття з ваннами	На 1 миття	50
Заклади громадського харчування	На 1 обід	4,2
Заклади охорони здоров'я		
на приготування їжі	На 1 ліжко в рік	3200
на лікувальні процедури і ГВП	На 1 ліжко в рік	9200
3 Промислові будинки		
на виробництво хліба формового	На 1 т виробів	2500

Примітка. Витрати теплоти на опалення визначаються окремо.

Витрати теплоти промислових та сільськогосподарських підприємств на технологічні потреби потрібно визначати за даними паливоспоживання цих підприємств з перспективою їхнього розвитку або на основі технологічних норм витрат палива.

Витрати теплоти сільськогосподарських підприємств необхідно брати за таблицею 9.2.

Таблиця 9.2 – Витрати теплоти сільськогосподарських підприємств

Призначення газу, що витрачається	Одиниці вимірювання	Норми витрати теплоти на потреби тварин, МДж
Приготування для тварин кормів з урахуванням запарювання грубих кормів і корне-, бульбоплодів	1 кінь	1700
	1 корова	8400
	1 свиня	4200
Потреби ГВП для пиття та санітарних	Одна тварина	420

Системи газопостачання сіл, селищ і міст визначаються на розрахункову максимальну годинну витрату газу.

Розрахункова максимальна годинна витрата газу Q_d^h , м³/год, за 0 °С і тиску газу 0,1 МПа на виробничі і господарсько-побутові потреби потрібно визначати як частку річної витрати газу за формулою:

$$Q_d^h = K_{\max}^h \cdot Q_y, \quad (9.2)$$

де K_{\max}^h – коефіцієнт максимальних годин;

Q_y – річна витрата газу, м³/год.

Таблиця 9.3 – Коефіцієнт максимальних годин

Число жителів, що забезпечується газом, тис. чол.	Коефіцієнт максимальних годин витрат газу (без опалення), K_{\max}^h
1	2
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300
30	1/2400
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800
300	1/3000
500	1/3300
750	1/3500
1000	1/3700
2000 і більше	1/4700

Коефіцієнт максимальних годин витрат газу потрібно вибирати окремо для кожного району газопостачання, системи якого становлять самостійну мережу, яка гідравлічно не пов'язана із мережами газопроводів інших районів того самого тиску.

Значення коефіцієнтів годин максимальних витрат газу на господарсько-побутові потреби залежно від кількості населення, яке забезпечується газом, наведено в таблиці 9.3, а для пралень, лазень, підприємств з виробництва хліба та кондитерських виробів, підприємств громадського харчування – в таблиці 9.4.

Годинну розрахункову газу для різних підприємств галузей промисловості і підприємств виробничого побутового обслуговування (за винятком підприємств, які наведено у таблиці 9.4) потрібно визначати, виходячи з річної витрати за даними паливоспоживання (з урахуванням зміни ККД обладнання у разі переходу на газове паливо) або за формулою (9.3), з урахуванням коефіцієнтів максимальних годин в різних галузях промисловості.

Примітка. Для відособлених окремих вулиць, житлових районів, секцій житлових будинків за кількості жителів до 0,5 тисяч чоловік годинну розрахункову витрату газу потрібно визначати з урахуванням коефіцієнта одночасності їхньої дії за сумою номінальних витрат газовими приладами за формулою (9.3).

Таблиця 9.4

Підприємства	Коефіцієнт максимальних годинних витрат газу, $K_{h \max}$
Лазні	1/2700
Пральні	1/2900
Їдальні, ресторани, кафе тощо	1/2000
Хлібзаводи, хлібокомбінати тощо	1/6000

Примітка. Для лазень та пралень коефіцієнти максимальних годинних витрат газу наведено з урахуванням витрат газу на потреби опалення та вентиляції.

Для окремих громадських та житлових будинків годинні розрахункові витрати газу Q_d^h , необхідно визначати за сумою витрат газу газовими

номінальними приладами за формулою з урахуванням коефіцієнтів одночасності їх дії:

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^m K_{sim} \cdot q_{nom} \cdot n_i, \quad (9.3)$$

де $\sum_{i=1}^m$ – сума добутків величин $K_{sim} q_{nom} i n_i$ від i до m ;

K_{sim} – коефіцієнт одночасності, значення якого потрібно вибирати для житлових будинків за додатком Д [1];

q_{nom} – витрата газу номінальним приладом або групою приладів, м³/год, взята за технічними характеристиками приладів або паспортними даними;

n_i – кількість приладів однотипних або груп приладів, шт.;

m – кількість типів приладів або груп приладів, шт.

Розрахункові річні та годинні витрати теплоти на потреби опалення, вентиляції та гарячого водопостачання потрібно визначати згідно з вимогами [12].

Контрольні запитання

1. Послідовність гідравлічного розрахунку газопроводів.
2. Як впливає зміна розрахункової температури газу на значення діаметра трубопроводу?
3. Обмеження швидкості руху газу по трубопроводах і в запірній арматурі?
4. Обґрунтування наявного перепаду тиску.
5. Проаналізуйте вплив значень розрахункових параметрів на результати гідравлічного розрахунку трубопроводів.
6. Які фактори здійснюють вагомий вплив на підсумки гідравлічного розрахунку трубопроводів?

10 ГІДРАВЛІЧНІ РОЗРАХУНКИ ЗОВНІШНІХ І ВНУТРІШНІХ ГАЗОПРОВОДІВ. ПРАВИЛА ПРОКЛАДАННЯ ЗОВНІШНІХ ТА ВНУТРІШНІХ ГАЗОПРОВОДІВ

10.1 Гідравлічні розрахунки газопроводів

1. Максимально допустимі втрати тиску газу, найбільш економічна та надійна експлуатації системи, що забезпечує надійність роботи ГРП, газорегуляторних установок (ГРУ), а також роботи газових пальників споживачів у допустимих діапазонах тиску газу є основою для розрахунку гідравлічних режимів роботи газопроводів.

2. Розрахунок внутрішніх діаметрів газопроводів виконують за умови забезпечення безперебійного газопостачання всіх споживачів у часи максимального споживання газу гідравлічним розрахунком.

3. Як правило, гідравлічний розрахунок газопроводів виконується на комп'ютері з оптимальним розподілом між ділянками мережі розрахункової втрати тиску.

У разі недоцільності або неможливості виконання розрахунку на комп'ютері (відсутність розрахункової програми, окремі ділянки газопроводів і под.) допускається виконувати гідравлічний розрахунок за наведеними нижче номограмами або формулами.

4. Втрати тиску в газопроводах розрахункові для середнього та високого тисків вибираються в межах прийнятої для газопроводу категорії тиску.

5. Сумарні втрати тиску газу розрахункові в газопроводах низького тиску (від найбільш віддаленого приладу до джерела газопостачання) вибираються не більше 180 кПа, в розподільчих газопроводах 120 кПа, внутрішніх і газопроводах газопроводах-вводах – 60 кПа.

Для індивідуальної забудови розподіл розрахункових втрат допускається брати в газопроводах-вводах та внутрішніх газопроводах – 30 кПа, в розподільчих газопроводах – 150 кПа,

6. У випадках тимчасового газопостачання ЗВГ (з планованим переведенням на постачання природним газом) газопроводи проектують з умов можливості їхнього використання на природному газі. Водночас визначають кількість газу як еквівалентну кількість (за теплою згоряння) відповідно до розрахункової витрати ЗВГ.

7. Розрахункові значення втрат тиску газу при проектуванні газопроводів усіх тисків для сільськогосподарських і побутових, промислових підприємств, організацій комунально-побутового обслуговування визначаються залежно від тиску газу у місці підключення з урахуванням пристроїв автоматики регулювання технологічного режиму та автоматики безпеки теплових агрегатів, технічних характеристик прийнятого до установлення газового обладнання.

8. Втрати тиску в газопроводах низького тиску визначаються залежно від режиму руху газу в газопроводі, що характеризуються числом Рейнольдса за формулою:

$$Re = 0,0354 \frac{Q}{dv}, \quad (10.1)$$

де Q – розрахункова витрата газу, м³/год, за температури 0 °С і тиску 0,10132 МПа;

d – умовний внутрішній діаметр газопроводу, см;

v – значення коефіцієнта кінематичної в'язкості газу, м²/с (за температури 0 °С і тиску 0,10132 МПа).

Залежно від значення Re втрати тиску в газопроводі визначаються за такими формулами:

- за ламінаного режиму руху газу $Re \leq 2000$:

$$H = 1,132 \cdot 10^6 \frac{Q}{d^4} v \rho l; \quad (10.2)$$

- за критичному режиму руху газу $Re = 2000 - 4000$:

$$H = 0,516 \cdot \frac{Q^{2,333}}{d^{5,333} v^{0,333}} \rho l, \quad (10.3)$$

- за турбулентного режиму руху газу $Re \geq 4000$:

$$H = 69 \cdot \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{vd}{Q} \right)^{0,25} \cdot \frac{Q^2}{d^5} \rho l, \quad (10.4)$$

де H – втрати тиску, Па;

ρ – густина газу, кг/м³ за нормальних умов (температура 0 °С та тиск 0,10132 МПа);

l – довжина газопроводу розрахункова постійного діаметра, м;

n – абсолютна еквівалентна шорсткість стінки внутрішньої поверхні для сталевих труб – 0,01; для поліетиленових труб – 0,002;

Позначення Q , d , v ті самі, що й у формулі (10.1).

9. Витрата газу розрахункова на ділянках розподільчих зовнішніх газопроводів низького тиску, які мають шляхові витрати газу, потрібно визначати як суми транзитних та 0,5 шляхових витрат газу цієї ділянки.

Гідравлічний розрахунок газопроводів високого та середнього тисків у всій області за турбулентного режиму руху газу визначається за формулою:

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{l} = 1,4 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{vd}{Q}\right)^{0,25} \cdot \frac{Q^2}{d^5} \rho, \quad (10.5)$$

де P_1 – початковий абсолютний тиск газу газопроводу, МПа;

P_2 – абсолютний тиск саме в кінці газопроводу, МПа;

l, n, d, v, ρ, Q – ті самі позначення, що й у формулі (10.4)

Втрати тиску на місцевих опорах (запірна арматура, трійники, коліна тощо) допускається визначати збільшенням розрахункової довжини газопроводів на 5–10 %.

10. Для внутрішніх та зовнішніх надземних газопроводів розрахункова довжина визначається за формулою:

$$l = l_1 + \sum \zeta \cdot ld, \quad (10.6)$$

де l_1 – довжина газопроводу фактична, м;

$\sum \zeta$ – сума коефіцієнтів місцевих опорів ділянок газопроводів довжиною l_1 ;

ld – довжина еквівалентної ділянки прямолінійного газопроводу, м, на якій втрати тиску дорівнюють втратам тиску на місцевому опорі зі значенням коефіцієнта $\zeta = 1$.

Еквівалентна довжина ділянки газопроводу визначається залежно від режимів руху газу на ділянці газопроводу за такими формулами:

за ламінарного режиму руху газу:

$$ld = 5,5 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{Q}{v}; \quad (10.7)$$

- за критичного режиму руху газу:

$$ld = 12,15 \cdot \frac{d^{1,333} v^{0,333}}{Q^{0,333}}; \quad (10.8)$$

- за турбулентного режиму руху газу:

$$ld = \frac{d}{11 \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{vd}{Q}\right)^{0,25}}. \quad (10.9)$$

11. Втрати тиску в трубопроводах ЗВГ для рідкої фази визначаються за формулою:

$$H = 50 \cdot \frac{\lambda l v^2 \rho}{d}, \quad (10.10)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору;

V – швидкість руху зріджених газів, середня, м/с.

Для забезпечення протикавітаційного запасу рідкої фази середні швидкості руху потрібно брати: у подаючих трубопроводах – не більше 1,2 м/с; в напірних трубопроводах – не більше 3 м/с.

Значення коефіцієнта гідравлічного опору визначається за формулою:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{n}{d} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25}. \quad (10.11)$$

У формулах (10.7), (10.8), (10.9), (10.10), (10.11) позначення те саме, що й у формулах (10.1) – (10.4), (10.6).

12. Гідравлічний розрахунок газопроводів ЗВГ для парової фази виконується згідно з нормами для розрахунку газопроводів природного газу для відповідного тиску.

13 Під час розрахунку внутрішніх газопроводів житлових будинків низького тиску допускається брати втрати тиску газу на місцевих опорах в розмірі відсотків від лінійних втрат:

а) від введів газопроводів в будинок:

- 1) до стояка – 25 %
- 2) на стояках – 20 %

б) для внутрішньої квартирної розводки:

- 1) за довжини розводки 1-2 м – 450 %;
- 2) за довжини розводки 3-4 м – 300 %;
- 3) за довжини розводки 5-7 м – 120 %;
- 4) за довжини розводки 8-12 м – 50 %.

14. При розрахунку газопроводів низького тиску необхідно враховувати гідростатичний тиск H_g , даПа, що визначається за формулою:

$$H_g = \pm 9,81 \cdot h \cdot (\rho_a - \rho), \quad (10.12)$$

де h – різниця абсолютних відміток ділянок газопроводу, початкових і кінцевих, м;

ρ_a – густина повітря, кг/м³, за нормальних умов (температура 0 °С і тиск 0,10132 МПа);

ρ – позначення таке, що і у формулі (10.4).

15. За гідравлічного розрахунку кільцевих мереж необхідно виконувати ув'язку тиску газу розрахункових кілець у вузлових точках у разі використання максимальної допустимої втрати тиску газу. Нев'язка втрат тиску в кільцях мережах допускається до 10 %.

16 За гідравлічного розрахунку внутрішніх та надземних газопроводів для забезпечення допустимого рівня шуму, що утворюється рухом газу, необхідно брати швидкості руху газу до 7 м/с для газопроводів низького

тиску, до 15 м/с – для газопроводів середнього тиску та до 25 м/с – для газопроводів високого тиску.

17. За гідравлічного розрахунку газопроводів за різними методиками та програмами за формулами (10.1) – (10.12), а також, складеними на основі цих формул, діаметр газопроводу необхідно попередньо визначати за формулою:

$$d = 0,036238 \cdot \sqrt{\frac{Q(273+t)}{P_m V}}, \quad (10.13)$$

де d – умовний діаметр газопроводу, см;

Q – витрата газу, м³/год, за нормальних умов (температура 0 °С та тиск 0,10132 МПа);

t – температура газу, °С;

P_m – середній (абсолютний) тиск газу на розрахунковій ділянці, МПа;

V – швидкість руху газу, м/с.

18. Визначене значення діаметра газопроводу необхідно брати як вихідну величину для гідравлічного розрахунку газопроводів.

10.2 Прокладання зовнішніх газопроводів

Проекти для будівництва зовнішніх газопроводів, що прокладаються по території населених пунктів та між ними, необхідно виконувати на топографічних планах у масштабах:

- по території міст і селищ – 1:500;

- по території сіл – 1:500, 1:1000;

- поза території населених пунктів – 1:2000.

Допускається виконання проектів під час закріплення осі траси в натурі міжселищних газопроводів на планах М1:5000.

Повздовжні профілі необхідно виконувати для ділянок газопроводів зі складним рельєфом та наявністю підземних інженерних мереж, а також переходів і пересічень газопроводами автодоріг, залізниць, ярів та балок, водяних перешкод.

Для ділянок газопроводів, що прокладаються по місцевості з однорідними ґрунтами та спокійним рельєфом, допускається не складати повздовжні профілі. У цих випадках повздовжні профілі газопроводу допускається складати в місцях пересічення з підземними комунікаціями у вигляді ескізів.

По території населених пунктів зовнішні газопроводи передбачаються, як правило, підземними згідно з вимогами ДБН 360.

Надземне та наземне прокладання зовнішніх сталевих газопроводів допускається на ділянках траси по вулицях (проїздах) всередині житлових кварталів та подвір'їв, за неможливості підземного прокладання внаслідок насиченості підземними комунікаціями, та наявності скельних ґрунтів, що

виходять на поверхню, а також у разі перетину газопроводами природних перешкод (струмки, ріки, балки, яри тощо). Надземне прокладання зовнішніх газопроводів має погоджуватися з місцевими органами містобудування та архітектури.

По території промислових підприємств прокладання сталевих зовнішніх газопроводів здійснюють, як правило, надземним.

Вибір матеріалу труб та траси (поліетиленових або сталевих) підземних газопроводів, що прокладаються територією населених пунктів та між селищами, необхідно здійснювати з урахуванням корозійної агресивності ґрунтів на підставі проробок наявності блукаючих струмів.

Місця введення газопроводів в житлові будинки мають бути передбачені через нежитлові приміщення, які доступні для огляду та обслуговування газопроводів.

В існуючих житлових будинках, які належать громадянам на правах приватної власності, можливі вводи газопроводів, які здійснюються в житлові приміщення, де встановлено опалювальні прилади, за умови встановлення додаткових запірних пристроїв зовні будинку.

Вводи газопроводів в громадську будівлю необхідно передбачати безпосередньо в приміщення, де встановлено газові прилади, або в коридори.

Розташування запірних пристроїв на цих газопроводах необхідно розташовувати зовні будинків, в місцях, доступних для огляду та обслуговування.

Вводи газопроводів в будинки виробничого характеру промислових підприємств та подібні необхідно передбачати безпосередньо в приміщеннях, в яких знаходяться газові агрегати або в суміжні з цими приміщеннями за умови сполучення цих приміщень відкритим отвором. В цьому випадку повітрообмін повинен має бути не меншим триразового в суміжних приміщеннях.

Через фундаменти та під фундаментами будинків не мають проходити ввідні газопроводи.

Не допускається ввід газопроводів в ліфтові приміщення, підвали, приміщення сміттєзбірників, вентиляційні камери та шахти, машинні відділення, трансформаторні підстанції, складські приміщення, приміщення, які відносяться до категорій А і Б за вибухопожежною небезпечністю.

З'єднання сталевих труб передбачається зварюванням.

На сталевих газопроводах роз'ємні (різьбові та фланцеві) з'єднання дозволяється передбачати в місцях приєднання контрольно-вимірювальних приладів, в місцях установлення запірної арматури, на конденсатозбірниках та пристроях електрозахисту.

В населених пунктах під час будівництва зовнішніх газопроводів випуски та вводи всіх підземних комунікацій (водопровід, каналізація,

тепломережі тощо), які проходять крізь підземну частину будівлі (фундаменти), мають бути ретельно ущільнені згідно з вимогами [12].

10.3 Прокладання внутрішніх газопроводів

В будинках різного призначення необхідно визначати можливість прокладання газопроводів та встановлення газового обладнання відповідно до правил і будівельних норм на проектування цих будинків.

Не допускається розташування газових приладів:

- в санітарних вузлах;
- в коридорах загального користування;
- в приміщеннях будинків будь-якого призначення, які не мають вікна з кватиркою (фрамугою);
- в гуртожитках усіх типів;
- за газопостачання ЗВГ в підвальних поверхах, а також підвалах і цокольних поверхах будинків.

Допускається встановлення опалювального газового обладнання в підвалах індивідуальних житлових будинків, що належать громадянам на правах приватної власності, якщо ці підвали мають вікна з кватиркою (фрамугою) та відповідають вимогам 6.41, а також газопостачання їх здійснюється природним газом.

Газопроводи, які прокладаються всередині споруд та будинків, необхідно передбачати зі сталевих труб.

Приєднання до газопроводу апаратів опалювальних установок та побутових газових приладів, приладів автоматики та КВП, установок, що відчувають вібрацію, допускається передбачати гнучкими рукавами від запірного пристрою на відгалуженнях від газопроводу до установок.

Для гнучких рукавів застосовуються гумові рукави, рукави в металевому обплетенні та металорукави, які є стійкими до транспортованого газу за заданих значень тиску газу та температури.

Приєднання побутових газових лічильників допускається металорукавами довжиною до 0,5 м.

Для приєднання лабораторних пальників, побутових газових приладів, і КВП використовуються гнучкі рукави, які не можуть мати довжину більше 2 м і стикових з'єднань.

На гнучких рукавах для приєднання пересувних або переносних, тимчасових газовикористовувальних установок допускається не більше двох з'єднань.

В місцях приєднання до обладнання та газопроводу, а також у разі з'єднання між собою гнучких рукавів мають надягатися гофровані футляри.

Не допускається приховане прокладання гнучких рукавів, пересічення гнучкими рукавами віконних та дверних отворів та інших будівельних конструкцій.

З'єднання сталевих труб необхідно передбачати зварюванням. Роз'ємні (фланцеві та різьбові) з'єднання допускається передбачати в місцях встановлення газових приладів, запірної арматури, регуляторів тиску, КВП, та іншого обладнання.

Встановлення роз'ємних з'єднань газопроводів необхідно передбачати в місцях, доступних для ремонту та огляду.

Прокладання газопроводів всередині будівель та споруд передбачають відкритим. Допускається передбачати приховане прокладання газопроводів (крім газопроводів ЗВГ) всередині будівель всіх призначень в борознах стін, що закриваються щитками, які мають отвори для вентиляції та легко знімаються.

В приміщеннях підприємств побутового обслуговування, промислових підприємств, зокрема котельнях, закладах громадського харчування, а також лабораторій допускається прокладання підвідних газопроводів до окремих газових приладів та агрегатів в борознах підлог монолітної конструкції з наступним їх забиванням цементним розчином. Водночас необхідно передбачати покриття труб нітроемалевими або масляними водостійкими фарбами.

В місцях проходів газопроводу через перекриття, на газопроводі необхідно передбачати встановлення футляра, кінці якого мають виступати під і над перекриттям не менше ніж на 3 см.

В приміщеннях підприємств побутового обслуговування, промислових підприємств, зокрема котельнях, закладах громадського харчування, а також лабораторій допускається прокладання підвідних газопроводів до окремих газових приладів та агрегатів в борознах підлог монолітної конструкції, які засипаються піском та закриваються плитами. Конструкції каналів мають виключати можливість поширення газу під підлогою.

Якщо за умовами виробництва можливе потрапляння в борозни речовин, що викликають корозію труб, прокладання газопроводів в борознах не допускається.

Канали, які призначені для прокладання газопроводів, не мають перетинатися з іншими каналами.

За необхідності перетину інших каналів в місцях перетину необхідно передбачати прокладання газопроводів у футлярах із сталевих труб та влаштування ущільнених перемичок. Кінцівки футлярів виводять за межі перемичок в обидва боки на 30 см.

У разі спільного прокладання газопроводів з іншими трубопроводами на спільних опорах їх розміщують вище, на відстанях, які забезпечують зручність огляду та ремонту.

Через виробничі приміщення, де газ не використовується, прокладання газопроводів транзитом допускається здійснювати для газопроводів середнього і низького тисків за умови, що не встановлюється арматура на газопроводах, відсутні різьбові з'єднання труб, а також забезпечується

цілодобовий доступ в приміщення персоналу, який обслуговує газопроводи.

Прокладання газопроводів в приміщеннях, що відносяться за вибухопожежною небезпекою до категорій А, Б та В, не допускається. Не допускається передбачати прокладання газопроводів у вибухонебезпечних зонах усіх приміщень, в підвалах (крім випадків, викладених раніше), у приміщеннях підстанцій та розподільчих пристроїв, в складських будинках вибухонебезпечних та палих матеріалів.

Для газопроводів, які зазнають температурних впливів, передбачається можливість компенсації температурних деформацій.

Для газопроводів, що прокладаються в приміщеннях, в яких температура повітря може бути нижчою 3 °С і транспортують вологий газ, передбачається теплова ізоляція із негорючих матеріалів.

В місцях проходів людей необхідно передбачати прокладання газопроводів на висоті не менше 2,2 м від рівня підлоги до низу газопроводів, а за використання теплової ізоляції – до низу ізоляції.

У житлових будинках необхідно передбачати прокладання газопроводів через нежилі приміщення.

В існуючих житлових будинках та в тих, що реконструюються, допускається передбачати прокладання транзитних газопроводів низького тиску через житлові кімнати до топків опалювальних печей, за відсутності можливості іншого прокладання, а також підведення газопроводів до опалювальних апаратів конвекторного типу, які встановлені в житлових приміщеннях.

Потрібно, щоб в межах житлових приміщень транзитні газопроводи не мали арматури та різьбових з'єднань.

Передбачати прокладання транзитних газопроводів та газопроводів стояків у сходових клітках та через санітарні вузли не допускається.

Під час переобладнання в житлові приміщення кухонь квартир, а також за переобладнання в офіси житлових квартир допускається прокладання стояка, як транзитного газопроводу, крізь переобладнані кухні.

Встановлення запірних пристроїв на газопроводах, які прокладаються в громадських та житлових будинках, необхідно передбачати:

- перед лічильниками;
- перед стояками, які обслуговують більше п'яти поверхів;
- перед опалювальними газовими приладами, побутовими плитами, газовим обладнанням та печами;
- на відгалуженнях до приладів або опалювальних печей.

Залежно від місцевих конкретних умов проектною організацією вирішується необхідність улаштування пристроїв для вимикання стояків п'яти- і менше поверхових житлових будинків за погодженням з експлуатуючою організацією.

Запірні пристрої, які передбачаються для обслуговування стояків (під'їздів), необхідно встановлювати зовні будинку.

На газопроводах, що підводяться до ресторанних плит, харчоварочних котлів, опалювальних печей, опалювальних плит та іншого аналогічного обладнання необхідно передбачати встановлення двох послідовних запірних пристроїв: одного для відключення обладнання загалом, іншого відповідно для вимикання пальників.

На газопроводах до апаратів та газових приладів, у яких вимикальний пристрій перед пальниками передбачено в їх конструкції (водонагрівачі, газові плити, пальники груб тощо), необхідно встановлювати один вимикальний пристрій.

Відстань від газопроводів, розташованих відкрито і в підлозі всередині приміщень до будівельних конструкцій, технологічного обладнання і трубопроводів необхідно застосовувати за умови забезпечення можливості монтажу, огляду і ремонту газопроводів, а також монтажу арматури на них, водночас газопроводи не мають перетинати вентиляційних решіток, віконних та дверних прорізів. У виробничих приміщеннях допускається перетинання світлових отворів, заповнених склоблоками, а також прокладання газопроводів по віконних рамах, що не відкриваються.

Відстані між інженерними комунікаціями електропостачання та газопроводами, розташованими всередині приміщень, а також в місцях їх зближення і перетину, мають прийматися згідно з ПУЕ.

Кріплення відкритих газопроводів до колон, стін і перекриттів всередині каркасів, будинків, котелень та інших виробничих об'єктів необхідно передбачати за допомогою хомутів, кронштейнів, підвісів або гаків тощо на відстані, яка забезпечує можливість огляду та ремонту встановленої на ньому арматури та газопроводу.

Газопроводи, які транспортують неосушений газ (крім парової фази ЗВГ низького тиску), прокладають з нахилом не менше 3 %.

Під час встановлення газових лічильників нахил газопроводів необхідно виконувати від лічильників.

Вертикальні газопроводи в місцях перетину з будівельними конструкціями необхідно прокладати в футлярах. Простір між футлярами та газопроводами необхідно заробити гумовими втулками, просмоленим клоччям або іншим еластичним матеріалом. Кінці футлярів мають виступати під і над підлогою не менше ніж на 3 см.

Внутрішні газопроводи, зокрема прокладені в каналах і футлярах, мають бути пофарбовані. Для фарбування необхідно передбачити водостійкі лакофарбові матеріали.

Запірні пристрої на газопроводах у виробничих приміщеннях сільськогосподарських і промислових підприємств, громадських і побутових будівлях, а також у котельнях мають передбачатися для:

- введів газопроводів всередину приміщень;
- гілок до кожного агрегату;
- пальників та запальників;
- продувних трубопроводів у місцях їх приєднання до газопроводів.

У випадку введення газопроводу в приміщення за наявності в приміщенні ГРУ або лічильника газу, розташованих на відстані не більше 10 м від місця вводу газопроводу, запірний пристрій на вводі вважається комутаційним пристроєм перед лічильником або ГРУ.

Не допускається встановлення арматури на газопроводах, прокладених у каналах, бетонних перекриттях або в борознах стін.

На газопроводах сільськогосподарських та промислових підприємств, підприємств побутового обслуговування необхідно передбачати продувні трубопроводи, які встановлюють на найвіддаленіших від місця вводу ділянках газопроводів, а також від ввідів до кожного агрегату перед останнім по ходу газу запірним пристроєм.

Можливе об'єднання продувних трубопроводів від обладнання з однаковим тиском газу, за винятком продувних трубопроводів обладнання ЗВГ, що використовує гази, які мають густину, більшу від густини повітря.

Діаметр продувних трубопроводів вибирається не менше 20 мм.

На продувному трубопроводі після вимикального пристрою передбачається штуцер з краном для відбору проби газоповітряної суміші, якщо для цього не може бути використаний штуцер, який використовується для приєднання запальника.

В окремих випадках (наприклад, для постів зварювання та різання, невеликих промислових підприємств) на підвідному газопроводі діаметром не більше 32 мм допускається використовувати замість продувних трубопроводів запірний пристрій з глухим штуцером-заглушкою.

Відстань від забірних пристроїв припливної вентиляції до кінцевих ділянок продувних трубопроводів має бути не меншою 3 м.

Виводи продувних трубопроводів необхідно заземлювати за розташування будинку поза зоною захисту від блискавки.

Контрольні запитання

1. Коли виконується продовжній профіль траси?
2. Де не допускається розташування газових приладів?
3. Умови, за яких необхідна теплова ізоляція газопроводів в приміщеннях.

Бібліографія

1. Пономарчук І. А., Слободян Н. М. Газоподібне паливо теплогенеруючих установок. Навчальний посібник. Вінниця : ВДТУ, 2012. 110 с.
2. Пономарчук І. А., Слободян Н. М. Газопостачання населених пунктів. Вінниця : ВДТУ, 2001. 110 с.
3. Сідак В. С., Дудолад О. С. Новітні технології будівництва та реновації інженерних мереж. Навчальний посібник. Харків, 2006. 356 с.
4. Єнин П. М., Шишко Г. Г., Предун К. М. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом. Навчальний посібник. К. : Логос, 2002. 193 с.
5. Ионин А. А. Газоснабжение. Учеб. для вузов. М. : Стройиздат, 1989. 439 с.
6. Ратушняк Г. С., Ободянська О. І. Управління змістом проектів із забезпечення надійності зовнішніх газорозподільних мереж. Монографія. Вінниця : ВНТУ, 2014. 128 с.
7. Сідак В. С. Спецкурс із газопостачання. Методичні вказівки та завдання для виконання самостійної, контрольної та практичної роботи. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2016. 57 с.
8. Сідак В. С., Супонев В. М., Броневський Ю. Ф. Сучасні та інноваційні технології в безпеці газопостачання. Монографія. За заг. ред. В. С. Сідака. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015. 433 с.
9. Гончарук М. І., Середюк М. Д., Шелудченко В. І. Довідник з газопостачання населених пунктів України. Івано-Франківськ, 2006. 1313 с.

Список законодавчих та нормативних документів

10. Правила безпеки систем газопостачання України. Затверджено: Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України 15.05.2015 за № 285, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 08 червня 2015 р. за № 674/27119.
11. Кодекс газорозподільних систем. Затверджено: Постанова № 2494 30.09.2015 Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 06 листопада 2015 р. за № 1379/27824.
12. Державні будівельні норми України ДБН В. 2.5 – 20 – 2001. Газопостачання, затверджені наказом Державного комітету будівництва, архітектури та житлової політики України від 23 квітня 2001 року № 10 – Київ, 2001.
13. ДСТУ Б В.2.5 – 29:2006 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі і споруди. Системи газопостачання. Газопроводи підземні сталеві. Загальні вимоги до захисту від корозії».

14. Державні будівельні норми України. ДБН В.2.5 – 41:2009. «Газопроводи з поліетиленових труб». Київ, 2009.
15. Державні будівельні норми ДБН А.2.2 – 3 – 2014 «Склад та зміст проектної документації на будівництво»
16. Наказ № 640 2011 р. Міністерства палива та енергетики «Про затвердження Порядку технічного огляду, обстеження, оцінки та паспортизації технічного стану, здійснення запобіжних заходів для безаварійного експлуатування систем газопостачання». Харків : Видавництво «ФОРТ», 2012. 114 с.
17. Рекомендації щодо застосування в системах газопостачання гнучких металевих армованих рукавів з нержавіючої сталі за ТУ У 28.7 – 33244043-001 : 2008. УкрНДІнжпроект № dc010408 від 20.04.2011. Київ.
18. «Порядок розслідування та обліку нещасних випадків не виробничого характеру», затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 22 березня 2001 року № 270.
19. Система проектної документації для будівництва. – ДСТУ Б А.2.4 – 25:2008 «Газопостачання. Внутрішні пристрої. Робочі креслення»
20. ДСТУ Б А.2.4 – 1:2009 СПДБ. Умовні позначення трубопроводів.
21. ДСТУ Б А.2.4 – 4:2009 СПДБ. Основні вимоги до проектної та робочої документації.

*Електронне навчальне видання
комбінованого використання.
Можна використовувати в локальному та мережному режимах*

**Ігор Анатолійович Пономарчук
Наталія Михайлівна Слободян**

ГАЗОПОСТАЧАННЯ

Навчальний посібник

Рукопис оформила *Н. Слободян*

Редактор *Т. Старічек*

Оригінал-макет підготувала *Т. Старічек*

Підписано до видання 16.10.2023 р.
Гарнітура Times New Roman.
Зам. № P2023-120.

Видавець та виготовлювач
Вінницький національний технічний університет,
Редакційно-видавничий відділ.
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця, 21021.
Тел. (0432) 65-18-06.
press.vntu.edu.ua;
E-mail: irvc.ed.vntu@gmail.com.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.