

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

С. В. Павловський

ГАЗОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти всіх форм навчання
зі спеціальності 192 – Будівництво та цивільна інженерія, галузі знань
19 – Архітектура та будівництво)*

Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2024

УДК 624:696.2] (076.6)

Павловський С. В. Газопостачання підприємств : конспект лекцій для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти всіх форм навчання зі спеціальності 192 – Будівництво та цивільна інженерія, галузі знань 19 – Архітектура та будівництво) / С. В. Павловський ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2024. – 228 с.

Автор

канд. техн. наук, доц. С. В. Павловський

Рецензент

Ю. І. Чайка, кандидат технічних наук, професор кафедри теплогазопостачання і вентиляції (Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова)

Рекомендовано кафедрою теплогазопостачання і вентиляції, протокол № 16 від 18.01.2024

© С. В. Павловський, 2024

© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2024

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ГАЗОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА.....	8
1.1 Основні поняття та визначення.....	8
1.1.1 Тиск газу в газопроводах.....	12
1.2 Системи газопостачання промислового підприємства.....	15
Питання для самоконтролю.....	16
2 МІЖЦЕХОВІ ГАЗОПРОВОДИ.....	16
2.1 Системи міжцехових газопроводів на території підприємства.....	16
2.1.1 Підземне прокладання міжцехових газопроводів.....	18
2.1.2 Наземне прокладання міжцехових газопроводів.....	20
2.1.3 Надземне прокладання міжцехових газопроводів.....	21
2.2 Види та принципи функціонування.....	27
Питання для самоконтролю	30
3 ВНУТРІШНЬОЦЕХОВІ ГАЗОПРОВОДИ.....	30
3.1 Системи внутрішньоцехових газопроводів на території підприємства...30	
3.1.1 Відведення конденсату із цехових газопроводів.....	38
3.1.2 Розміщення вимикальної арматури на цехових газопроводах.....	39
3.2 Види та принципи функціонування.....	40
Питання для самоконтролю.....	44
4 ОБЛІК ПРИРОДНОГО ГАЗУ.....	44
4.1 Способи обліку природного газу.....	44
4.2 Вимоги до вузлів обліку газу.....	55
Питання для самоконтролю.....	62
5 РОЗРАХУНОК ВУЗЛІВ ОБЛІКУ ГАЗУ.....	62
5.1 Визначення витрат газу в системі газопостачання.....	62
5.2 Приклад розрахунку засобів вимірювальної техніки вузла обліку газу..	65
Питання для самоконтролю.....	74

6 ОСОБЛИВОСТІ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРАХУНКУ ГАЗОПРОВОДІВ У ПРОМИСЛОВОСТІ.....	74
6.1 Розрахунок газопроводів високого (середнього тиску).....	76
6.2 Розрахунок газопроводів низького тиску.....	83
Питання для самоконтролю.....	84
7 СИСТЕМА РЕДУКУВАННЯ ТИСКУ ГАЗУ.....	84
7.1 Визначення особливостей процесу редукування газу в системах промислового газопостачання.....	84
7.1.2 Система захисту від підвищеного тиску.....	97
Питання для самоконтролю.....	100
8 ГАЗОПАЛЬНИКОВІ ПРИСТРОЇ.....	100
8.1 Призначення та види газопальникових пристроїв.....	100
8.2 Принципові схеми пальників.....	102
Питання для самоконтролю.....	116
9 РОЗРАХУНОК ПАЛЬНИКІВ.....	116
9.1 Загальні відомості про газопальникові пристрої.....	116
9.2 Розрахунок пальників низького тиску.....	117
9.3 Розрахунок інжекційних пальників середнього тиску.....	123
Питання для самоконтролю.....	128
10 ПАЛЬНИКИ ІНФРАЧЕРВОНОГО ВИПРОМІНЮВАННЯ ТА ІНФРАЧЕРВОНІ ГАЗОВІ ОБІГРІВАЧІ.....	128
10.1 Принцип дії інфрачервоних пальників.....	128
10.2 Вимоги до встановлення інфрачервоних пальників.....	132
10.3 Розрахунок газового пальника інфрачервоного випромінювання.....	135
Питання для самоконтролю.....	141
11 ПРОМИСЛОВІ ПЕЧІ.....	141
11.1 Класифікація промислових печей.....	141
11.2 Вимоги до облаштування промислових печей.....	145
Питання для самоконтролю.....	146

12 ВИМОГИ ДО ПРИМІЩЕНЬ ГАЗОСПОЖИВАЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ.....	147
12.1 Загальні вимоги щодо розміщення газового обладнання.....	147
12.2 Вимоги щодо приміщень із газоспоживальними приладами.....	148
12.3 Відвід продуктів згорання газу.....	150
Питання для самоконтролю.....	156
13 ОСОБЛИВОСТІ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНИХ ПУНКТІВ.....	157
13.1 Перелік вимог до приміщень газорегуляторних пунктів.....	157
13.2 Визначення і підбір обладнання газорегуляторних пунктів.....	163
13.2.1 Вимоги безпечної експлуатації газорегуляторних пунктів, газорегуляторних установок і комбінованих будинкових регуляторів тиску.....	171
Питання для самоконтролю.....	176
14 ГАЗОПОСТАЧАННЯ СКРАПЛЕНИМИ ГАЗАМИ.....	177
14.1 Резервуарні установки.....	177
14.2 Випарні та змішувальні установки.....	180
14.3 Групові балонні установки.....	183
14.4 Індивідуальні газобалонні установки.....	186
Питання для самоконтролю.....	193
15 ЗАХИСТ ВІД КОРОЗІЇ ТА ВИПРОБУВАННЯ ГАЗОПРОВОДІВ.....	194
15.1 Способи захисту газопроводів від корозії.....	194
15.1.1 Причини виникнення корозії.....	197
15.1.2 Методи захисту газопроводів і споруд на них від корозії.....	200
15.2 Випробування споруджених систем.....	210
15.2.1 Випробування та приймання газопроводів із поліетиленових труб та сталевих газопроводів після реконструкції з використанням поліетиленових труб.....	213
Питання для самоконтролю.....	215

16 ОСОБЛИВОСТІ ПРОКЛАДАННЯ ГАЗОПРОВODІВ У СКЛАДНИХ ІНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ.....	215
16.1 Підроблювані території.....	215
16.1.1 Проектування газопроводів із поліетиленових труб на підроблюваних територіях, у районах з просадковими грунтами та грунтами, що набухають та спучуються.....	218
16.2 Сейсмічні райони та райони зі складними грунтами.....	220
Питання для самоконтролю.....	227
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	228

ВСТУП

Метою вивчення навчальної дисципліни є підготовка кваліфікованих фахівців з питань проєктування, будівництва та експлуатації систем газопостачання промислових підприємств.

Основними завданнями, що мають бути вирішені в процесі викладання дисципліни, є: опанування новими науковими знаннями та надбання навичок працювати з науково-дослідною та технічною літературою.

Курс складається з лекцій, практичних занять, індивідуальних та самостійних робіт. Він супроводжується текстовим матеріалом та груповими завданнями. Студенти матимуть можливість застосовувати отримані знання та вирішувати практичні завдання протягом обговорень в аудиторії.

Значення навчальної дисципліни у формуванні інженерів – це теоретична та практична підготовка студентів з комплексного кола питань, які охоплюють усі аспекти газопостачання промислових об'єктів. Освоїти курс необхідно для правильного розрахунку і проєктування всіх промислових систем газопостачання.

Професійним спрямуванням здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня є «Теплогазопостачання і вентиляція». У результаті вивчення навчальної дисципліни студент повинен знати методики визначення споживання природного газу та гідравлічного розрахунку газопроводів.

Навчальна дисципліна «Газопостачання підприємств» базується на знаннях, вміннях і навичках, отриманих у результаті вивчення навчальних дисциплін: «Газопостачання», «Фізика».

1 ГАЗОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА

Газове паливо має важливе значення для нашої країни. На території України знаходиться декілька родовищ природного газу і тому виникає проблема добутку, переробки і використання газу. Природний газ зручний у використанні у всіх галузях народного господарства і в побуті. З розвитком промисловості і техніки використання газу зросло в декілька разів.

Газова промисловість займається видобуванням природного, попутного, нафтового зрідженого газу, а також його зберіганням і транспортуванням. Завдяки своїм властивостям газ перетворився в один з найважливіших сировинних ресурсів сучасної економіки. Застосування газу різко збільшує добробут людей, покращує санітарно-гігієнічні умови життя, підвищує культуру.

Суттєве значення під час проєктування і будівництва газових мереж і обладнання мають раціональний вибір систем газопостачання і створення умов для їхньої безаварійної роботи шляхом використання сучасного обладнання з високим ступенем автоматизації.

1.1 Основні поняття та визначення

Газопостачання – це складний процес, який складається з комплексу заходів, пов'язаних із видобутком, обробкою, переміщенням газу і наданням його клієнтам. Поділ газу між замовниками відбувається завдяки мережі газопроводів. Споживачі можуть бути найрізноманітнішими – це можуть бути і заводи, що використовують газ, і приватні особи. Систему газопостачання можна розділити на дві окремі системи: газотранспортну і розподільну. Проте вони виконують загальну важливу функцію – забезпечення газом споживача.

Природний газ є одним із найвигідніших ресурсів порівняно з іншими видами викопного палива. Це пов'язано з істотно нижчими капітальними витратами для його видобутку і транспортування. Плюс відсутність витрат на зберігання. Технологія, яка використовує природний газ, також є економічно

дуже ефективною. Газ згорає чисто, без виділення сажі або золи і тому виробляє менші викиди, ніж, наприклад, нафта. Він вважається найбільш екологічно чистим викопним паливом.

Переваги використання газу:

- висока теплота згорання;
- повне згорання палива та облегшення умов обслуговування персоналу;
- простота систем управління та експлуатації;
- низькі інвестиційні витрати;
- високий коефіцієнт корисної дії установок, що працюють на природному газі;
- найкращий CO₂ баланс з усіх видів викопного палива;
- екологічно чисте паливо (за правильної експлуатації системи);
- гнучко поєднується з технологіями, які використовують відновлювані джерела енергії.

До складу систем газопостачання входять:

- газопроводи і споруди систем газопостачання населених пунктів (включаючи міжселищні газопроводи, розподільні газопроводи, внутрішньоквартальні газопроводи і вводи), газопроводи до підприємств, теплових електростанцій (далі – ТЕС), котельних;
- газопроводи та газове обладнання промислових і сільськогосподарських підприємств, ТЕС, котельних, підприємств комунального і побутового обслуговування населення, житлових будинків і громадських будинків;
- газорегуляторні пункти (далі – ГРП), газорегуляторні пункти блокові (далі – ГРПБ), шафові газорегуляторні пункти (далі – ШГРП), газорегуляторні установки (далі – ГРУ), підземні газорегуляторні пункти (далі – ПГРП), змішувальні установки;
- газонаповнювальні станції (далі – ГНС) і пункти (далі – ГНП), проміжні склади балонів (далі – ПСБ), стаціонарні автомобільні газозаправочні станції (далі – АГЗС) і пункти (далі – АГЗП), резервуарні установки, групові та

індивідуальні газобалонні установки (далі – ГБУ і ПГБУ), випарні та змішувальні установки скрапленого вуглеводного газу (далі – СВГ).

Газопроводи є важливим елементом системи газопостачання, оскільки їхнього спорудження витрачається 70–80% всіх капітальних вкладень. При цьому із загальної протяжності газопроводів 80 % складають газопроводи низького тиску та 20 % – газопроводи середнього та високого тиску.

Природні гази поділяються на три групи:

1. Гази, які видобуваються з суто газових родовищ. Це переважно сухий газ, який є вільним від важких вуглеводнів.

2. Гази, які видобуваються разом із нафтою. Це фізична суміш сухого газу, пропан-бутанової фракції (скрапленого газу) та газового бензину.

3. Гази, які видобуваються з газоконденсатних родовищ. Вони складаються з сухого газу та рідкого вуглеводневого конденсату, який містить велику кількість важких вуглеводнів, з яких можна видобувати бензинові, лігроїнові, гасові, а часом і більш важкі олив'яні (масляні) фракції.

Залежно від максимального робочого тиску газу газопроводи підрозділяють на такі категорії:

- низького тиску – з тиском газу не більше 5 кПа;
- середнього тиску – з тиском газу від 5 кПа до 0,3 МПа;
- високого тиску:
 - I категорії з тиском газу більше 0,3 й до 1,2 МПа;
 - II категорії з тиском газу більше 1,3 й до 1,6 МПа.

Газопроводи низького тиску призначаються для постачання газом житлових і громадських будівель, а також дрібних промислових і комунально-побутових підприємств.

Газопроводи середнього і високого (II категорії) тиску прокладають для живлення розподільних газопроводів низького і середнього тиску (через газорегуляторні пункти), а також промислових і комунально-побутових підприємств (через місцеві газорегуляторні установки).

Газопроводи високого тиску (з тиском газу більше 0,6 МПа) призначені для подачі газу до міських газорегуляторних пунктів, а також до підприємств, технологічні процеси яких потребують застосування газу високого тиску.

Газопроводи низького тиску призначаються для подачі газу до житлових будинків, громадських будівель та комунально-побутових підприємств. Газопроводи середнього тиску через ГРП постачають газом газопроводи низького тиску, а також газопроводи промислових та комунально-побутових підприємств. По газопроводах високого тиску газ надходить у ГРП промислових підприємств, а через ГРП у газопроводи середнього тиску. Зв'язок між газопроводами різних тисків здійснюється через ГРП та ГРУ.

Залежно від місця розташування щодо планування поселень, газопроводи поділяються: *на зовнішні* (вуличні, внутрішньоквартальні, дворові, міжцехові) та *внутрішні* (розташовані всередині будівель та приміщень). З урахуванням розташування щодо поверхні газопроводи можуть бути *підземними* (підводними) і *надземними* (надводними).

Залежно від призначення в системі газопостачання газопроводи поділяються на розподільні, газопроводи-вводи, вступні, продувні, скидні та міжпосілкові.

Розподільними газопроводами потрібно вважати зовнішні газопроводи, що забезпечують подачу газу від джерел газопостачання до газопроводів-вводів, а також газопроводи високого та середнього тиску, призначені для подачі газу до одного об'єкта.

Під газопроводом-вводом розуміють газопровід від місця приєднання до розподільного газопроводу до пристрою, що відключає на введенні.

Ввідним газопроводом вважають ділянку газопроводу пристрою, що відключає на введенні в будівлю до внутрішнього газопроводу.

Міжселищними газопроводами є розподільні газопроводи, що прокладаються поза територією населених пунктів.

Під внутрішнім газопроводом розуміють ділянку газопроводу від газопроводу-введення або вступного газопроводу до місця підключення газового приладу, теплового агрегату.

Системи газопостачання населених пунктів і окремих споживачів газу повинні забезпечувати надійне та безпечне газопостачання, а також можливість оперативного відключення відгалужень до відособлених мікрорайонів, підприємств, споживачів та відключення ділянок закільцьованих газопроводів із тиском газу понад 0,005 МПа. При цьому допускається застосування систем дистанційного контролю та керування технологічним процесом розподілення газу та комерційного інтелектуального обліку споживання газу (АСУ ТП).

Газ, що подається споживачу, повинен одоруватися. Інтенсивність запаху необхідно перевіряти приладовими або органолептичними методами відповідно до чинних нормативних актів.

У випадку виникнення аварійних ситуацій, за яких подальше постачання природного газу неможливе, допускається використання як палива суміші СВГ з повітрям при вмісті горючих та негорючих компонентів у співвідношенні, що забезпечує перевищення верхньої концентраційної межі поширення полум'я (далі – ВКМПП) не менше ніж у 2 рази.

Газовикористовувальне обладнання, газове обладнання, матеріали та технічні вироби, що передбачаються в проєктах систем газопостачання, повинні відповідати вимогам діючих стандартів та інших нормативних документів на їхнє виготовлення, постачання, строки експлуатації, характеристики властивості та призначення, з урахуванням умов їхньої експлуатації.

1.1.1 Тиск газу в газопроводах

Тиск газу в газопроводах, що прокладаються в середині будинків, необхідно приймати не більше значень, наведених у таблиці 1.1.

Допускається використання газу тиском до 0,6 МПа включно в котельнях, розташованих у прибудовах до виробничих будівель.

Тиск газу перед побутовими газовими приладами варто приймати відповідно до паспортних даних приладів, але не більше зазначеного в позиції 3 таблиці 1.1.

Для теплових установок промислових підприємств та розташованих окремо котелень допускається використання газу з тиском до 1,2 МПа, якщо такий тиск потрібен за умовами технології виробництва.

Не допускається прокладання газопроводів з тиском газу від 0,6 МПа до 1,2 МПа в межах багатоповерхової житлової забудови населених пунктів, в місцях розташування і масового скупчення людей (ринки, стадіони, торгові центри, культові споруди).

Таблиця 1.1 – Тиск у газопроводах

Об'єкти споживання газу	Тиск газу, МПа
• Виробничі будинки промислових підприємств та будинки сільськогосподарських підприємств, а також окремо розташовані підприємства побутового обслуговування населення виробничого призначення (лазні, пральні, фабрики, хімчистки)	0,600
• Котельні:	0,600
• розташовані окремо на території підприємств	0,600
• те саме на території населених пунктів	0,600
• прибудовані до виробничих будівель підприємств та вбудовані в ці будинки	0,600
• прибудовані та вбудовані в громадські будинки	0,005
• прибудовані до житлових будинків	0,005
• дахові для будинків всіх призначень	0,005
• Житлові будинки, прибудовані до них будинки та вбудовані в них (крім котелень) приміщення підприємств торгівлі, побутового обслуговування населення, громадського харчування, аптек, амбулаторій, установ	0,003

Системи газопостачання можуть бути:

- одноступеневі, з подаванням газу споживачам тільки газопроводами одного тиску (низького або середнього) (рис. 1.1, а);

- двоступеневі, з подаванням газу споживачам газопроводами двох тисків – середнього і низького, середнього та високого I або II категорії, високого II категорії і низького (рис. 1.1, б);
- триступеневі, з подаванням газу споживачам газопроводами трьох тисків – високого I або II категорії, середнього та низького (рис. 1.1, в);
- багатоступеневі, за яких розподілення газу здійснюється газопроводами чотирьох тисків: високого I та II категорії, середнього та низького (рис. 1.1, г);
- змішані, коли в одному населеному пункті прийнято дві і більше різних систем газопостачання.

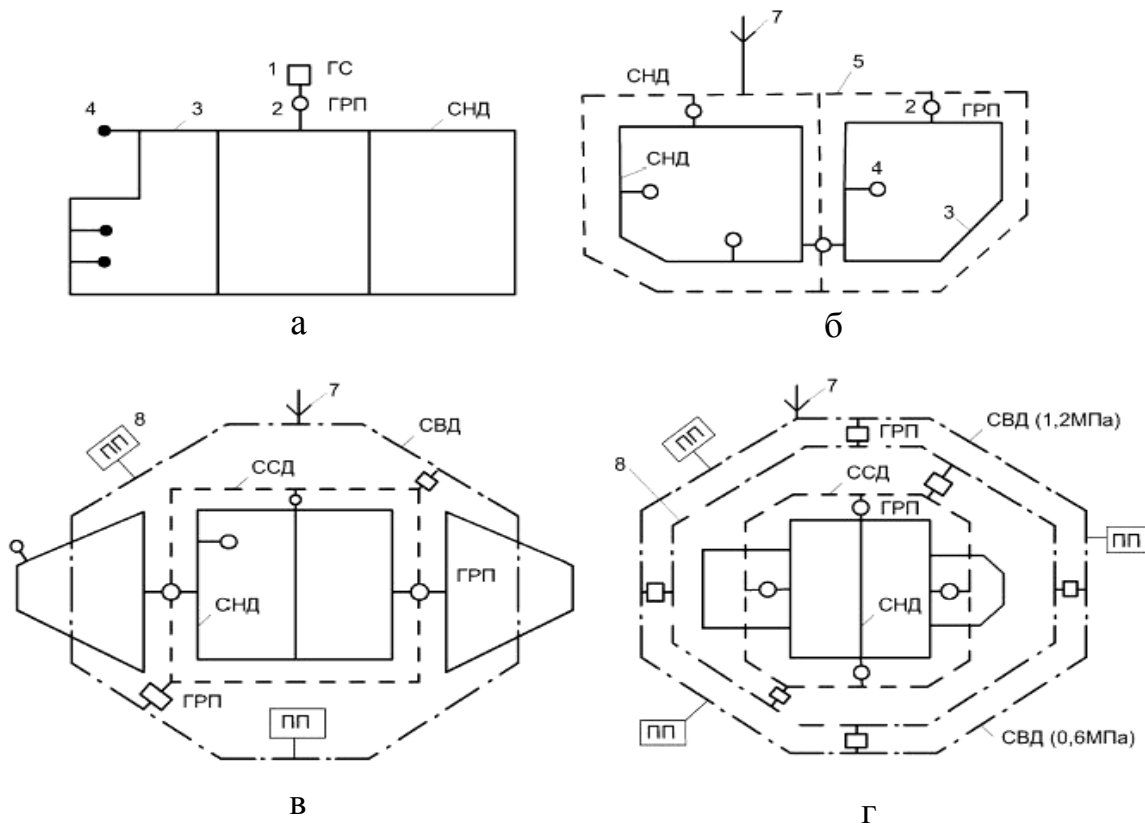


Рисунок 1.1 – Системи газопостачання населених місць:

- а – одноступінчаста; б – двоступінчаста; в – триступінчаста;
 г – багатоступінчаста; 1 – групова установка газу зрідженого (ГС);
 2 – газорегуляторний пункт (ГРП); 3, 5, 6 – відповідно трубопроводи низького (СНД), середнього (ССД) і високого тиску (СВД); 4 – відгалудження до споживачів; 7 – газорозподільна станція; 8 – промислове підприємство (ПП)

Зв'язок між газопроводами різних тисків, що входять до системи газопостачання, повинен здійснюватися тільки через ГРП, ГРПБ, ШРП.

1.2 Системи газопостачання промислового підприємства

Промислові, комунально-побутові підприємства, котельні тощо залежно від сумарної витрати газу, тиску газу перед газопальниковими пристроями агрегатів, кількості і взаємного розміщення споживачів (цехів, ділянок), довжини газопроводів забезпечуються газом від міських розподільних мереж низького, середнього або високого тисків. У разі компактного розміщення декількох підприємств (так звана «промислова зона») джерелом газопостачання може бути окрема газорозподільна станція або коли газ по окремому газопроводу надходить від міської ГРС.

На території підприємства узгоджено з вимогами нормативних документів міжцехові газопроводи можуть виконуватись як підземними, так над- чи наземними. Загалом вибір способу прокладання залежить від ступеня насичення території підприємства підземними комунікаціями, типу ґрунту і рівня ґрунтових вод, виду покриття доріг і проїздів, конструкції і призначення будівельних споруд, розміщення цехів, що споживають газ, і техніко-економічних міркувань. На підприємствах перевагу варто зазвичай надавати надземному прокладанню міжцехових газопроводів.

Схеми газопостачання підприємств, як і способи прокладання газопроводів, також доволі різноманітні. Під час вибору схеми варто керуватись техніко-економічними вимогами, а також вимогами надійності і безпечності: забезпеченням необхідних параметрів (тиску і витрати) газу перед пальниками печей, котлів тощо; мінімальними капіталовкладеннями (мінімальні довжини і діаметри газопроводів, кількість ГРП і ГРУ); забезпеченням надійних і безпечних будівельно-монтажних і пусконаладжувальних робіт, експлуатації.

Залежно від витрати і тиску газу, режиму роботи газовикористовуючого обладнання, територіального розміщення споживачів газу на підприємстві та

техніко-економічних показників і з урахуванням практики та досвіду проектування і експлуатації розрізняють декілька достатньо типових схем газопостачання промислових і комунально-побутових підприємств, котелень тощо.

На територіях підприємств розрізняють *міжцехові* та *внутрішньоцехові* газопроводи.

Питання для самоконтролю

1. Що таке газопостачання?
2. Класифікація газів, газопроводів за тиском та схем систем газопостачання.
3. Види газопроводів на території підприємств.

2 МІЖЦЕХОВІ ГАЗОПРОВОДИ

2.1 Системи міжцехових газопроводів на території підприємства

Дрібні комунально-побутові підприємства, автоматизовані водогрійні котельні з невеликими витратами газу (до 50 м³/год) і обладнанням, що зазвичай використовує природний газ низького тиску, приєднують до міських газопроводів низького тиску за допомогою міжцехових газопроводів. До міжцехових належать газопроводи, по яких газ подається до двох і більше цехів. На рисунку 2.1 подана схема газопостачання підприємства від міської розподільної мережі низького тиску.

Система газопостачання підприємства у цьому випадку складається з газопроводу-вводу на територію підприємства з загальним вимикальним пристроєм, міжцехових газопроводів із вимикальними пристроями перед вводом у кожний цех, продувних газопроводів, а також контрольних трубок (у випадку

підземного прокладання) конденсатозбірників (за використання вологих газів) і компенсаторів.

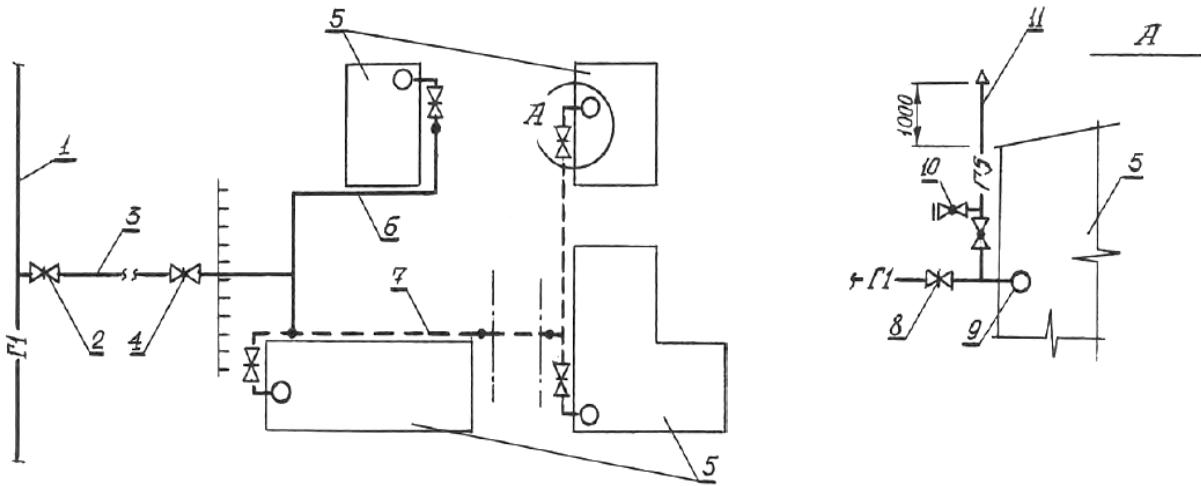


Рисунок 2.1 – Принципова схема газопостачання підприємств з невеликими витратами газу:

1 – газопровід низького тиску міської розподільної мережі; 2 – пристрій вимикальний для відгалужень довжиною понад 100 м; 3 – відгалуження-ввід; 4 – пристрій вимикальний загальний; 5 – цехи, споруди з встановленим газовикористовуючим устаткуванням низького тиску; 6 – газопровід міжцеховий підземний; 7 – теж, надземний; 8 – пристрій вимикальний перед вводом у цех; 9 – ввід у цех (вузол підключення внутрішньоцехових газопроводів); 10 – штуцер з краном і пробкою (контроль якості продувки); 11 – газопровід продувний

Продувні газопроводи призначені для видалення повітря і газоповітряної суміші та заповнення системи газопостачання підприємства чистим газом під час першого і наступних (після ремонту міжцехових газопроводів чи тривалого відключення системи) пусків. Для визначення якості продувки на продувному газопроводі встановлюють штуцер із краном для відбору проб, склад яких може бути визначений за допомогою газоаналізатора.

У випадку використання вологого газу необхідно газопроводи прокладати з ухилом і в найнижчих точках системи встановлювати конденсатозбірники.

Вимикальні пристрої перед вводом міжцехових газопроводів у кожний цех чи споруду, де встановлено газовикористовуюче обладнання зазвичай влаштовують на стінах. Крім того, їх необхідно розміщувати на відстані не менше, ніж 0,5 м від дверних та віконних, які відчиняються, прорізів (для газопроводів середнього тиску – 3 м, високого (0,6 МПа) – 5 м). Якщо арматура змонтована на висоті, що перевищує 2,2 м, потрібно передбачити площадки з негорючих матеріалів з драбинами. У випадку розміщення на стіні поряд із вимикальним пристроєм повітрязабірних отворів системи припливної вентиляції відстань (по горизонталі) між ними повинна перевищувати 5 м.

2.1.1 Підземне прокладання міжцехових газопроводів

Підземні мережі зазвичай варто прокладати поза межами проїжджої частини автомобільних доріг. На території підприємств, що реконструюються, допускається розміщення підземних мереж під автомобільними дорогами.

У каналах та тунелях допускається розміщення газопроводів горючих газів (природних, попутних нафтових, штучних змішаних та зріджених вуглеводневих) з тиском газу до 0,6 МПа (6 кгс/см²) спільно з іншими трубопроводами та кабелями зв'язку за умови влаштування вентиляції та освітлення в каналах та тунелях відповідно до санітарних норм.

Не допускається спільне розміщення в каналі та тунелі: газопроводів горючих газів із кабелями силовими та освітлення за винятком кабелів для освітлення самого каналу або тунелю: трубопроводів теплових мереж із газопроводами зрідженого газу, киснепроводами, азотопроводами, трубопроводами холоду, трубопроводами з легкозаймистими хімічними, летючими отруйними речовинами та зі стоками побутової каналізації; трубопроводів легкозаймистих та горючих рідин із силовими кабелями та кабелями зв'язку, з мережами протипожежного водопроводу та самопливної

каналізації; киснепроводів з газопроводами горючих газів, легкозаймистих та горючих рідин із трубопроводами отруйних рідин та з силовими кабелями.

Допускається спільне розміщення у загальних каналах та тунелях трубопроводів легкозаймистих та горючих рідин із напірними мережами водопроводу (крім протипожежного) та напірної каналізації.

Канали та тунелі, призначені для розміщення трубопроводів із пожежо-, вибухонебезпечними та токсичними матеріалами (рідинами), повинні мати виходи на рідше, ніж через 60 м та у його кінцях.

Підземні інженерні мережі варто розміщувати паралельно до загальної траншеї; водночас відстані між інженерними мережами, а також від цих мереж до фундаментів будівель та споруд потрібно приймати мінімально допустимими виходячи з розмірів та розміщення камер, колодязів та інших пристроїв на цих мережах, умов монтажу та ремонту мереж.

Відстань по горизонталі (у світлі) від найближчих підземних інженерних мереж, за винятком газопроводів горючих газів, до будівель та споруд потрібно приймати не більше, ніж зазначені в [1, с. 165]. Зазначені у цьому додатку відстані від газопроводів горючих газів до будівель та споруд є мінімальними. Відстані по горизонталі (у світлі) між сусідніми підземними інженерними мережами при їхньому паралельному розміщенні варто приймати не більше зазначених в [1, с. 167].

Газопроводи при перетині з каналами або тунелями різного призначення потрібно розміщувати над або під цими спорудами у футлярах, що виходять на 2 м в обидва боки від зовнішніх стін каналів або тунелів. Допускається прокладання у футлярі підземних газопроводів тиском до 0,6 МПа (6 кгс/см²) крізь тунелі різного призначення.

Газопроводи, що будуються, повинні прокладатися з нахилом не менше:

- 0,005 – для насичених вологою доменного, коксового, конверторного і феросплавного газів;
- 0,003 – для вологих природного і супутнього газів;
- 0,001 – для осушених газів.

Дозволяється прокладання окремих ділянок газопроводів осушених газів без нахилу за умови, що під час їхньої експлуатації буде виключена можливість утворення конденсату.

Для відведення конденсату з усіх нижніх точок газопроводів вологих газів, а також з газопроводу збагаченого коксового газу перед основними великими цехами-споживачами повинні встановлюватися конденсатовідвідники. На газопроводах збагаченого газу повинні бути спускні штуцери з вентилями чи засувками.

Перетин трубопроводів із залізничними та трамвайними коліями, а також з автошляхами повинні передбачатися зазвичай під кутом 90° .

В окремих випадках за відповідного обґрунтування допускається зменшення кута перетину до 45° .

Відстань від газопроводів і теплових мереж до початку стрілок, хвоста хрестовин і місць приєднання до рейок, відсмоктувальних кабелів повинна прийматися не менше 3 м для трамвайних шляхів і 10 м – для залізних доріг.

2.1.2 Наземне прокладання міжцехових газопроводів

При наземному розміщенні мереж необхідно передбачати захист їх від механічних пошкоджень та несприятливої атмосферної дії.

Наземні мережі потрібно розміщувати на шпалах, покладених у відкритих лотках, на відмітках нижче за планувальні позначки майданчиків (території). Дopusкаються інші види наземного розміщення мереж (у каналах і тунелях, що укладаються на поверхню території або на суцільне підсипання, у каналах і тунелях напівзаглибленого типу, у відкритих траншеях та ін.)

Трубопроводи для горючих газів не допускається розміщувати у відкритих траншеях та лотках.

Наземні мережі не допускається розміщувати в межах смуги, відведеної для укладання підземних мереж у траншеях та каналах, що потребують періодичного доступу до них під час експлуатації.

2.1.3 Надземне прокладання міжцехових газопроводів

Надземні інженерні мережі необхідно розміщувати на опорах, естакадах, у галереях або на стінах будівель та споруд.

Не допускається розміщення надземних мереж:

- транзитних внутрішньомайданних трубопроводів із легкозаймистими і горючими рідинами і газами по окремо розташованих естакадах, колонах і опорах із горючих матеріалів, а також по стінах і покриттях будівлі за винятком будівель I, II, IIIa ступенів вогнестійкості з виробництвами категорій Д;
- трубопроводів із горючими рідкими та газоподібними продуктами в галереях, якщо змішання продуктів може спричинити вибух або пожежу;
- трубопроводів із легкозаймистими та горючими рідинами та газами, по покриттях та стінах з горючих матеріалів; по покриттях та стінах будівель, у яких розміщуються вибухонебезпечні матеріали;
- газопроводів горючих газів: по території складів легкозаймистих та горючих рідин та матеріалів.

Відстань від землі до низу труб (або поверхні їхньої ізоляції), що прокладаються на низьких опорах на вільній від проїзду транспортних засобів і проходу працівників території, повинна бути мінімальною, але не менше:

- за ширини групи труб менше ніж 1,5 м – 0,35 м;
- за ширини групи труб від 1,5 м і більше – 0,5 м.

Трубопроводи діаметром 300 мм і менше на низьких опорах необхідно розміщувати в два або більше рядів по вертикалі, максимально скорочуючи ширину траси мереж.

Відстань від землі до низу труб або їх ізоляції, що прокладаються на високих опорах, повинна бути:

- у непроїжджій частині площадки (території) та місцях проходу працівників – 2,2 м;
- у місцях перетину (перехрещення) з автошляхами (від верху покриття проїжджої частини) – 5 м;

- у місцях перетинання з трамвайною колією – 7,1 м від головки рейки;
- у місцях перетинання з контактною мережею тролейбуса (від верхнього покриття проїжджої частини шляху) – 7,3 м;
- у місцях перетинання трубопроводів з легкозаймистими та горючими рідинами і газами з внутрішніми залізничними під'їзними коліями для перевезення розплавленого чавуну або гарячого шлаку (до головки рейки) – 10 м;
- за улаштування теплового захисту цих трубопроводів – 6 м.

За наявності хвильових компенсаторів, ізоляції, опор кронштейнів висота повинна враховуватися до низу цих конструкцій.

Прокладати трубопроводи для транспортування токсичних та вологих газів (доменного, коксового, конверторного, феросплавного та їхніх сумішей або з іншими газами) на низьких опорах не дозволяється.

Якщо відстань від планувальної позначки землі до низу нижнього ряду труб або їхньої ізоляції менше ніж 2,2 м, вважається, що трубопровід прокладено на низьких опорах, а 2,2 м і більше – на високих опорах.

Для здійснення під'їзду механізмів і транспортних засобів для проведення монтажних і ремонтних робіт територія по обидва боки від траси трубопроводів на низьких опорах повинна бути спланована.

Для можливості обслуговування траси трубопроводів, що прокладаються по комунікаційному коридору на території підприємства, через кожні 150–200 м повинні бути перехідні містки.

На території площадок і підприємства через кожні 1 000–1 200 м повинні бути місцеві підйоми естакади до 5 м від планувальної позначки землі до нижньої точки конструкцій естакади або труб для проїзду автотранспорту до запланованої території, якщо в цьому районі не передбачений перетин із запроектованими автошляхами. За межами території промислової площадки такі підйоми повинні бути через кожні 2–2,5 км. Зазначені підйоми траси необхідно виконувати у вигляді вертикальних П-подібних компенсаторів.

Не дозволяється спорудження трубопроводів на низьких опорах:

- над підземними комунікаціями у разі їхнього розташування в одній вертикальній площині;
- у разі перетинання підземних комунікацій та споруд, доступ до яких під час ремонтів можливий тільки через риття котловану (у цьому випадку на наземній трасі трубопроводів повинні бути місцеві підйоми);
- вздовж залізничних колій ближче ніж 3 м від крайньої рейки і ближче ніж 5 м від бордюрного каменя до твірної крайнього трубопроводу, а від споруд із відкритими джерелами вогню, шляхів для гарячих вантажів і місць випуску розплавлених продуктів – ближче ніж 10 м.

У місцях перетинання трас трубопроводів на низьких опорах з підземними комунікаціями на останніх повинні бути влаштовані колодязі, монтажні люки, вентиляційні шахти та інші пристрої, що виходять на поверхню землі на відстані не менше ніж 5 м в обидва боки від крайніх труб або конструкцій надземної траси.

На трубопроводах на низьких опорах повинні бути влаштовані спеціальні огорожі, які унеможливають доступ до місць встановлення арматури, штуцерів, свічок.

Газопроводи не повинні розташовуватися на пішохідних галереях.

Забороняється прокладати газопроводи по залізничних мостах і естакадах.

Газопроводи з тиском газу до 0,6 МПа можна прокладати по неспалимих (залізобетонних, металевих, кам'яних) автомобільних і пішохідних мостах. Вони повинні бути розташовані відкрито на відстані по горизонталі не менше ніж 1 м (у просвіті) від краю панелей для проходу працівників і бути доступними для обслуговування. Несучі елементи моста повинні бути відповідно перевірені на додаткові навантаження від газопроводів.

Не дозволяється прокладати газопроводи в каналах мостів.

Газопроводи, що прокладені по металевих та залізобетонних мостах, повинні бути заземлені.

Усі зварні шви газопроводів повинні перевірятися фізичними методами контролю.

Арматура та фланцеві з'єднання не повинні встановлюватися в межах моста.

Мінімальні відстані по горизонталі у просвіті від наземних газопроводів, які прокладено по естакадах або окремих опорах, до будівель чи споруд на території підприємства повинні бути не менше таких величин:

- від твірної газопроводу до будівель категорій А, Б, В для газопроводів з тиском до 0,6 МПа – 5 м;
- те ж саме для газопроводів з тиском вище ніж 0,6 до 1,2 МПа – 10 м;
- від твірної газопроводу до будівель категорій Г і Д для газопроводів з тиском до 0,6 МПа – 2 м;
- те ж саме для газопроводів з тиском від 0,6 до 1,2 МПа – 5 м;
- ввід твірної газопроводів з тиском до 0,3 МПа для відкритих складів легкозаймистих рідин і складів горючих матеріалів – 10 м;
- те ж саме для газопроводів з тиском від 0,3 до 1,2 МПа – 20 м;
- ввід зовнішнього краю конструкції опори або газопроводу з тиском до 1,2 МПа до найближчої рейки залізниці або трамвайної колії (за паралельного прокладання) – 3 м;
- те ж саме в обмежених умовах, а також за місцевого наближення до залізничної колії – 2 м;
- від краю конструкції опори газопроводу з тиском до 1,2 МПа до автомобільного шляху (бордюрного каменя, зовнішньої бровки кювету або підшоши насипу шляху) за паралельного прокладання – 1,5 м;
- від краю фундаменту опори газопроводу з тиском до 1,2 МПа до підземних напірних водопроводів і труб теплофікації – 5 м;
- за розміщення напірних трубопроводів у футлярах, які виступають на 2,5 м в обидва боки від країв фундаменту, чи під час закладання фундаменту на 1,0 м нижче площини трубопроводів, або при пальовій основі фундаменту опор газопроводу з тиском до 1,2 МПа, або при огороженні фундаменту шпунтом – 1 м;

- від краю фундаменту опор газопроводу з тиском до 1,2 МПа до підземних каналізаційних труб, телефонної каналізації, електричних кабельних блоків – 1 м;
- від твірної газопроводу з тиском до 1,2 МПа до огорожі відкритої електропідстанції – 10 м;
- від твірної газопроводу з тиском до 1,2 МПа до місця випуску розплавленого металу та шлаку і джерел відкритого вогню – 10 м;
- те ж саме при захисті газопроводу з тиском до 1,2 МПа неспалимими покриттями на ділянці можливого нагрівання – 5 м;
- до проводів повітряних ЛЕП при найбільшому їхньому відхиленні – не менше висоти опори ЛЕП.

У стиснених умовах допускається суміщати в плані трас надземні газопроводи з трасами підземних комунікацій з пропусканням їх у тілі фундаментів опор газопроводів, причому труби водопроводів, каналізації та теплофікації повинні бути поміщені у короби, які виступають на 2,5 м в обидва боки від зрізу фундаменту, а його низ повинен бути нижче твірної зазначених труб не менше ніж на 1 м.

Допустимо також ставити опори газопроводів на тунелі різного призначення за умови розташування вентиляційних шахт тунелю на відстані 10 м у просвіті по горизонталі від твірної крайнього газопроводу, а повітрозабірних вентиляційних шахт до місця встановлення конденсатовідвідників – не менше ніж 20 м по горизонталі.

У разі перетину мінімальні відстані у просвіті по вертикалі від міжцехових газопроводів повинні бути:

- до нижньої частини вагонетки підвісної дороги (з урахуванням провисання троса) – не менше ніж 3 м;
- до верхнього проводу мережі живлення електрифікованої залізниці, трамвайного або тролейбусного шляху – не менше ніж 1,5 м.

У місцях перетину з підвісною дорогою газопровід повинен бути захищений від пошкодження в разі падіння вагонетки. Під час влаштування

газопроводу під естакадою повинні бути встановлені пристрої, які б унеможливлювали падіння вантажів з естакади на газопровід.

У місцях перетину трубопроводів з газопроводами, що мають переходи, повинні бути обладнані перехідні містки з поручнями, а ізоляція трубопроводів у цих місцях повинна бути захищена металевими кожухами.

У місцях перетину міжцехових газопроводів, що будуються, із залізницями та автомобільними шляхами, по яких можливий систематичний рух залізничних та автомобільних кранів, на шляхах на відстані 20 м по обидва боки від місця перетину повинні встановлюватися габаритні ворота з попереджувальною сигналізацією.

Конструкція габаритних воріт повинна бути розрахована так, щоб у разі проходження (проїзду) кранів з негабаритним положенням стріли крана ворота не були зруйновані. Якщо габаритні ворота неможливо улаштувати відповідно до місцевих умов, висота прокладання газопроводу повинна бути збільшена до 10 м від нижньої твірної до головки рейки або полотна автошляху.

На перетинах міжцехових газопроводів із зазначеними дорогами та автошляхами, де габаритні ворота з будь-яких причин не можуть бути влаштовані, повинна бути обладнана світлова сигналізація, вивішено попереджувальні плакати та обмежено швидкість руху кранів.

На газопроводах діаметром 1,2 м і більше, що будуються і будуть використовуватися як несучі конструкції для прокладання інших трубопроводів, кабелів та імпульсних проводок, які потребують постійного обслуговування, по всій довжині повинні улаштовуватися проходи, огорожені поручнями на висоту 1,2 м із суцільною обшивкою їх у нижній частині висотою 140 мм. Відстань між газопроводом та нижнім краєм обшивки повинен бути в межах 20 мм.

У разі паралельного прокладання декількох газопроводів прохід улаштовують на одному з них.

Газопроводи доменного, коксового, феросплавного, конверторного та природного газів низького тиску (до 0,015 МПа) повинні бути з'єднані короткими перемичками із засувками, що забезпечують подачу газу з одного

газопроводу в інший у разі аварійного падіння тиску в одному з них. Засувки повинні мати електропривод з дистанційним керуванням з диспетчерського пункту газового господарства.

Місця улаштування перемичок визначаються робочим проєктом. Допускається використання замість перемичок дроселів газозмішувальних станцій.

Вибір способу прокладання залежить від:

- ступеня насичення території підприємства підземними комунікаціями;
- типу ґрунту та рівня ґрунтових вод;
- виду покриття доріг і проїздів;
- конструкції й призначення будівельних споруд;
- розміщення цехів, що споживають газ, і техніко-економічних міркувань.

Відповідно до вимог [2, с. 14] на підприємствах перевагу потрібно надавати надземному прокладанню міжцехових газопроводів.

За підземного способу глибина прокладання сталевих газопроводів приймається: на глибині не меншій 0,8 м до верха труби чи футляра, у місцях, де не передбачається рух транспорту, глибина прокладання зменшується до 0,6 м.

2.2 Види та принципи функціонування

Середні та великі промислові підприємства підключають до міських мереж середнього або високого тисків (Принципова схема газопостачання великих і середніх підприємств). Устаткування цих підприємств використовує газ як середнього, так і низького тисків. У зв'язку з цим можливі два варіанти виконання міжцехових газопроводів:

- одноступенева система (рис. 2.2);
- двоступенева система (рис. 2.3).

Організація вводу відгалуження від міської газорозподільної системи на територію підприємства виконується аналогічно як для дрібних підприємств (не ближче, ніж за 2 м до огорожі встановлюється загальний вимикальний пристрій).

У випадку одноступеневої системи міжцехових газопроводів після загального вимикального пристрою на території підприємства влаштовують пункт комерційного виміру витрат газу. Подача газу до споживачів відбувається газопроводами середнього тиску, а в кожному з цехів встановлюють одно- або двониткові газорегуляторні установки. За невеликих витрат газу замість ГРУ шафового типу можливе застосування комбінованих або домових регуляторів тиску газу. Цехові ГРУ можуть комплектуватись засобами обліку використаного газу.

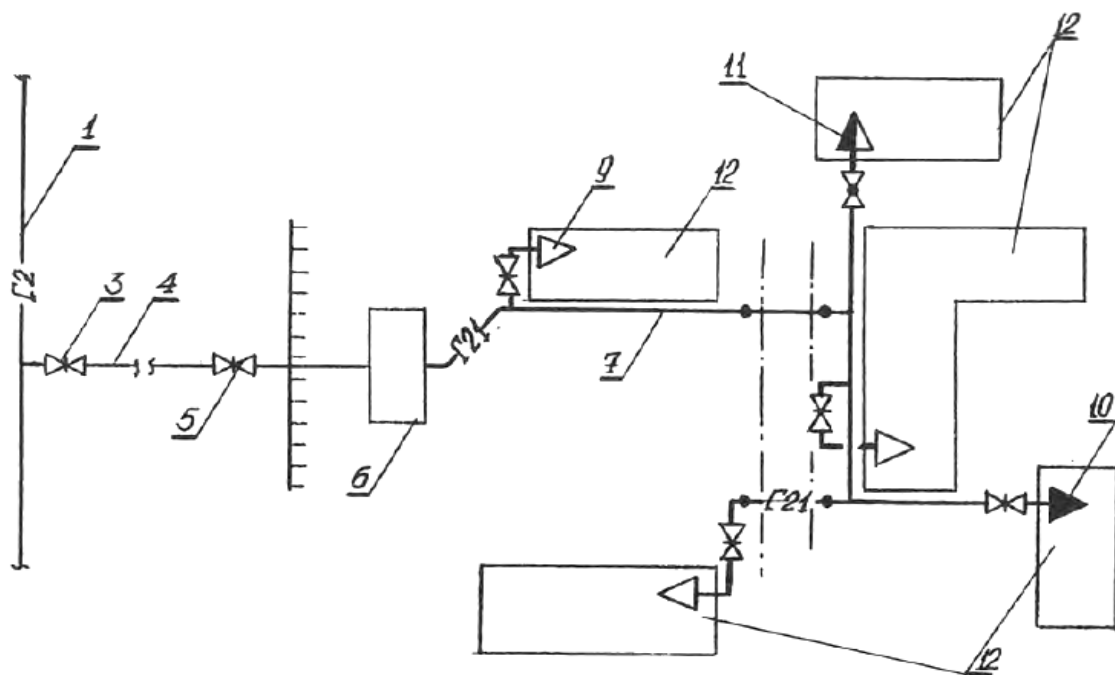


Рисунок 2.2 – Одноступенева система міжцехових газопроводів:

- 1 – газопровід середнього тиску міської розподільної мережі; 2 – теж, високого;
- 3 – пристрій вимикальний для відгалужень довжиною понад 100 м;
- 4 – відгалуження-ввід; 5 – пристрій вимикальний загальний; 6 – головний ГРП і пункт обліку газу; 7 – газопровід міжцеховий середнього тиску надземний;
- 8 – теж, низького; 9 – ГРУ (ГРП) внутрішньо-цехова; 10 – ГРУ шафового типу;
- 11 – регулятор тиску газу будинковий; 12 – цех з газовикористовувальним устаткуванням; 13 – ввід у цех (вузол підключення внутрішньоцехових газопроводів низького тиску); 14 – теж, середнього

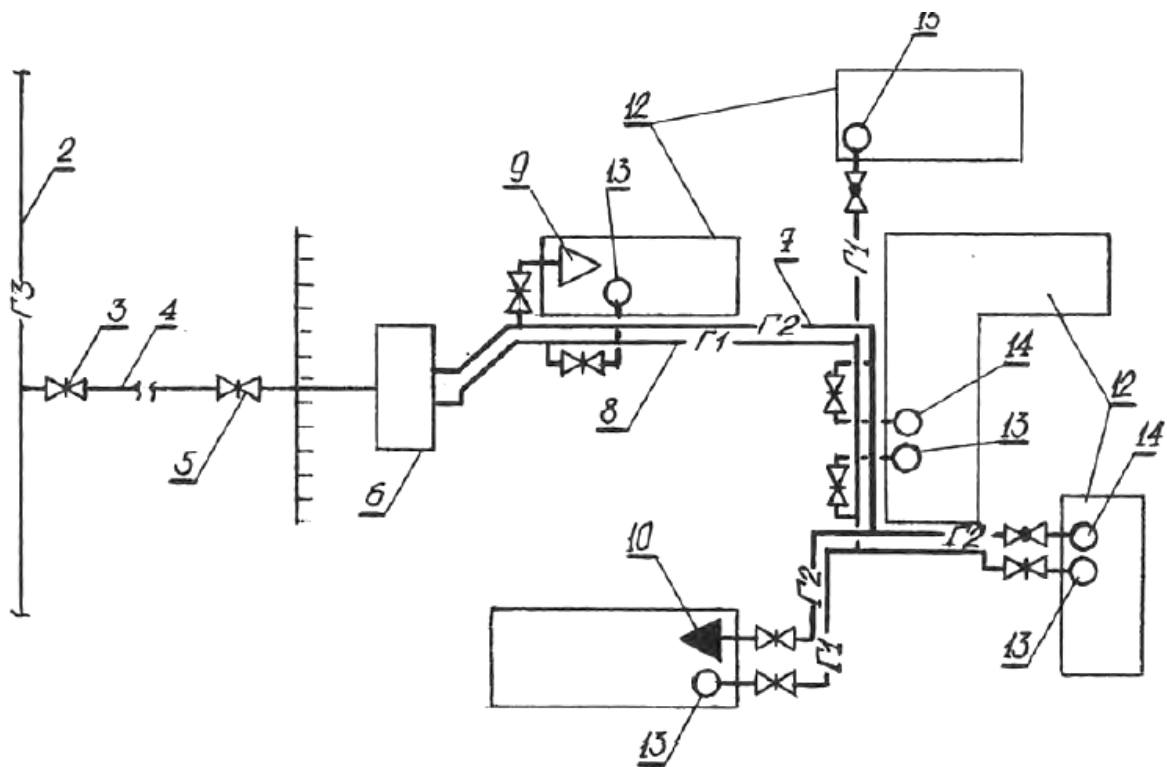


Рисунок 2.3 – Двоступенева система міжцехових газопроводів:

- 1 – газопровід середнього тиску міської розподільної мережі; 2 – теж, високого;
 3 – пристрій вимикальний для відгалужень довжиною понад 100 м; 4 –
 відгалуження-ввід; 5 – пристрій вимикальний загальний; 6 – головний ГРП і
 пункт обліку газу; 7 – газопровід міжцеховий середнього тиску надземний;
 8 – теж, низького; 9 – ГРУ (ГРП) внутрішньоцехова; 10 – ГРУ шафового типу;
 11 – регулятор тиску газу будинковий; 12 – цех з газовикористовуючим
 устаткуванням; 13 – ввід у цех (вузол підключення внутрішньоцехових
 газопроводів низького тиску); 14 – теж, середнього

Вибір варіанта системи міжцехових газопроводів промислового підприємства потрібно визначати на основі техніко-економічного порівняння одно- і двоступеневих схем. Під час проєктування нових чи реконструкції існуючих систем газопостачання перевагу зазвичай віддають одноступеневим системам середнього тиску.

У одно- та двоступеневих системах після загального вимикального пристрою на території підприємства влаштовують пункт комерційного вимірювання витрат газу або встановлюють головний газорегуляторний пункт

промислового підприємства. ГГРП призначений для зниження тиску газу з високого чи середнього до нижче середнього і низького.

У приміщенні ГГРП розміщується устаткування для комерційного обліку газу. Подача газу в кожний з цехів відбувається залежно від встановленого там газовикористовувального обладнання одним (низького або нижче середнього) чи двома (низького і нижче середнього) газопроводами.

Вимикальні пристрої перед вводом міжцехових газопроводів у кожний цех чи споруду, де встановлено газовикористовувальне обладнання зазвичай влаштовують на стінах. Причому їх потрібно розміщувати на відстані не меншій, ніж 0,5 м від дверей та вікон, які відчиняються, (для газопроводів середнього тиску – 3 м, високого (0,6 МПа) – 5 м). У випадку розміщення на стіні поряд із вимикальним пристроєм повітрязабірних отворів системи припливної вентиляції відстань (по горизонталі) між ними має перевищувати 5 м.

Питання для самоконтролю

1. З яких елементів складається система газопостачання підприємства?
2. Одноступенева система міжцехових газопроводів.
3. Двоступенева система міжцехових газопроводів.

3 ВНУТРІШНЬОЦЕХОВІ ГАЗОПРОВОДИ

3.1 Системи внутрішньоцехових газопроводів на території підприємства

Цехи підприємств можуть використовувати газ як низького, так і середнього тисків. Вибір тиску газу залежить від виду та кількості агрегатів, їхнього обладнання і виконується на підставі вимог нормативних документів. Правильний вибір схеми газопостачання цеху визначає економічність та надійність системи, а також безпечність її експлуатації.

Будь-яка внутрішньоцехова система газопостачання містить (рис. 3.1):

- загальний вимикальний пристрій на вводі газопроводу в цех незалежно від наявності вимикального пристрою на міжцеховому газопроводі перед цехом;
- показувальний манометр на вводі газопроводу в цех після загального вимикального пристрою;
- вузол виміру витрати газу з фільтром перед ним;
- розподільні газопроводи (прокладають зазвичай за тупиковою схемою) і поагрегатні відгалуження;
- вимикальні пристрої на відгалуженнях до агрегатів;
- продувні газопроводи.

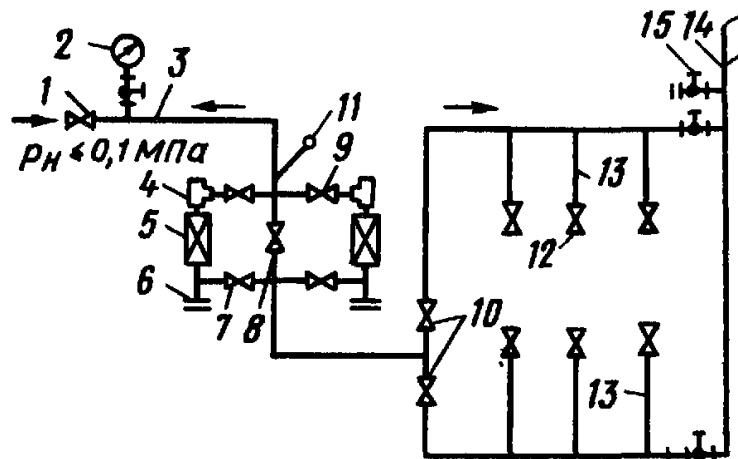


Рисунок 3.1 – Схема внутрішньоцехового газопроводу середнього або низького тиску з пунктом вимірювання витрати газу:

- 1 – вимикальний пристрій на вводі газопроводу в цех; 2 – манометр;
3 – цеховий газопровід; 4 – фільтр ревізії; 5 – газовий ротаційний лічильник;
6 – трійник із пробкою; 7 – вимикає пристрій після лічильника; 8 – те саме, на обвідному газопроводі; 9 – те саме, до лічильника; 10 – те саме, на відгалуженні цехового газопроводу; 11 – технічний термометр; 12 – головний вимикальний пристрій на відгалуженні газопроводу до агрегату; 13 – відгалуження газопроводу до агрегату; 14 – продувний трубопровід; 15 – штуцер із краном та пробкою для взяття проби

На рисунку 3.2 зображено принципову одноступеневу схему газопостачання окремого цеху. Вона може застосовуватись для систем як низького, так і середнього тисків, але за двоступеневої схеми міжцехових газопроводів з організацією головного ГРП. За одноступеневої схеми в кожному цеху, як вказувалось раніше, влаштовується ГРУ.

Ввід міжцехового газопроводу в будівлю зазвичай організовують через стіну в футлярі. Він призначений для захисту газопроводу за можливих деформацій зовнішнього огороження. Футляр становить трубу більшого, ніж газопровід, діаметра. Простір між ним і трубопроводом забивається просмоленим лляним пасмом, а з торців заливається бітумом. Безпосередньо на вводі встановлюють загальний вимикальний пристрій (засувку), а також манометр.

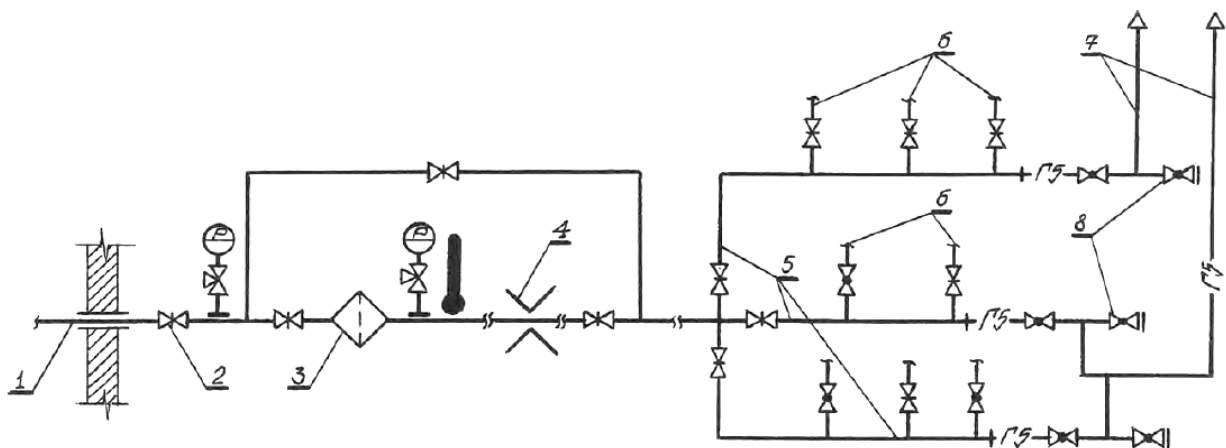


Рисунок 3.2 – Принципова схема внутрішньоцехового газопроводу:

1 – міжцеховий газопровід; 2 – пристрій вимикальний загальний; 3 – фільтр;
4 – лічильник газу промисловий (витратомірна установка); 5 – колектор газовий (внутрішньоцеховий газопровід); 6 – відгалуження до газовикористовувального устаткування; 7 – газопровід продувний; 8 – штуцер з краном і пробкою (контроль якості продукції)

Внутрішньоцехові газопроводи у кінцевих, найбільш віддалених від вводу точках підключають до продувних газопроводів. Останні призначені як для

видалення повітря з системи газопостачання перед пуском газовикористовувального обладнання, так і для видалення газу за допомогою повітря перед початком ремонту чи зупинкою системи.

Системи газопроводів низького і середнього тисків мають окремі продувні газопроводи. До відповідних цехових продувних газопроводів можна підключати і продувні газопроводи агрегатів, печей, котлів тощо. Продувні газопроводи прокладають поряд із внутрішньоцеховими, їх виводять із будівлі і по зовнішній поверхні стін піднімають нагору на висоту не менше, ніж на 1 м над поверхнею даху. Для виключення можливості потрапляння атмосферних опадів верхній кінець продувного газопроводу загинають. Закінчення продувки визначається шляхом відбору проб. Продувка вважається закінченою, якщо у пробі вміст кисню не перевищує 1 % (об'ємного), тобто суміш не є вибухонебезпечною. Загалом вважається, що одне газове середовище повністю заміщується іншим за 10-кратній зміні об'єму.

Внутрішньоцехові газопроводи проєктуються за тупиковою схемою. За кількістю ступенів тиску газу вони бувають одноступеневими та двоступеневими. У кожному цеху встановлюються ГРУ: одно- чи двониткова, залежно від наявних споживачів. Розміщення ГРУ здійснюється відповідно до вимог [2, с. 32].

Правила розміщення ГРУ:

- ГРУ необхідно розміщувати у вільних для доступу обслуговуючого персоналу місцях із природним або штучним освітленням. Основний прохід між огорожею та виступними частинами ГРУ має бути не менше ніж 0,8 м;
- за розміщення ГРУ на площадках, розташованих вище рівня підлоги більше ніж на 1,5 м, на площадці має бути забезпечений доступ із двох боків по окремих східцях;
- обладнання ГРУ має бути захищене від механічних пошкоджень, а місце розміщення ГРУ освітлено;
- розміщення ГРУ під сходовими маршами не допускається;

- ГРУ з вхідним тиском газу до 0,6 МПа допускається розміщувати в газифікованих приміщеннях, що відносяться за пожежною небезпекою до категорій Г та Д будинків, у яких розташовані газовикористовувальні установки, або в суміжних приміщеннях тих саме категорій, з'єднаних з ними відкритими прорізами;

- кількість ГРУ, що розміщуються в одному приміщенні котельної, цеху та інших будинків, не обмежується. Одне ГРУ не повинно мати більше двох ліній редукування;

- дозволяється розміщення ГРУ безпосередньо біля кожного теплового агрегату для подачі газу тільки до його газових пальників;

- дозволяється подача газу від ГРУ, розміщених у приміщеннях категорії Г та Д, до агрегатів, які газифікуються, розташованих в інших приміщеннях цього будинку за умови, що ці агрегати працюють в однакових режимах тиску газу та у приміщеннях, де знаходяться агрегати та ГРУ, забезпечений цілодобовий доступ персоналу, відповідального за безпечну експлуатацію газового устаткування.

Ввід міжцехового газопроводу в будівлю влаштовують через стіну в футлярі. Простір між ним і трубопроводом забивається просмоленим лляним пасмом, а з торців заливається бітумом. Безпосередньо на вводі встановлюють загальний вимикальний пристрій (засувку), а також манометр.

Під час прокладання відводу газу через дах між газопроводом і дахом виконується кільцевий просвіт, при цьому на покрівлі робиться кільцевий виступ, а на газопроводі – конічний зонт.

Вводи газопроводів повинні виконуватися безпосередньо в приміщення, де розташовані печі, котли та агрегати, що використовують горючі гази.

Допускається введення газопроводів природного і попутного газів у суміжні приміщення за умови з'єднання їх відкритим прорізом, при цьому в суміжному приміщенні має бути забезпечений обмін повітря не менше трикратного за одну годину.

Не дозволяється улаштовувати вводи, а також прокладати газопроводи через склади вибухонебезпечних та горючих матеріалів, побутові приміщення, приміщення контрольно-вимірювальних приладів і автоматики, приміщення електророзподільних пристроїв і підстанцій, приміщення для вентиляційного обладнання, а також через приміщення, у яких газопровід може бути піддано інтенсивній корозії.

Не дозволяється прокладати газопроводи доменного, коксового, збагаченого коксового, зрідженого, феросплавного і конверторного газів через приміщення, у яких ці гази не використовуються. Через приміщення, у яких не використовуються гази, допустимо прокладати газопроводи тільки природного та супутніх газів низького і середнього тиску за умови безперешкодного цілодобового доступу до газопроводу працівників, що його обслуговують.

Внутрішньоцехові газопроводи прокладають відкрито по стінах, колонах та інших спорудах у місцях, зручних для обслуговування й таких, що усувають можливість їхнього пошкодження цеховим транспортом, крановим обладнанням. Умови прокладання регламентовані вимогами [2, с. 38].

Не дозволяється прокладання газопроводів через:

- підвальні приміщення;
- приміщення вибухонебезпечних і корозійно-активних виробництв;
- склади горючих і вибухових матеріалів;
- приміщення електророзподільних пристроїв та електрощитові;
- вентиляційні камери.

Допускається передбачати прокладання газопроводів низького і середнього тисків транзитом через виробничі приміщення, де газ не використовується, за умови відсутності різьбових з'єднань, арматури та при забезпеченні цілодобового доступу в ці приміщення.

Газопроводи не прокладають у зоні безпосереднього теплового опромінення топок, у місцях можливого обмивання продуктами спалювання або контакту з розігрітим чи розплавленим металом.

Для газопроводів, що зазнають температурних впливів, необхідно передбачати можливість компенсації температурних деформацій.

Висоту прокладання газопроводів, а також відстань між газопроводами та огороженнями вибирають з розрахунку забезпечення огляду та ремонту трубопроводів, встановленої на них арматури. У місцях проходу людей їх розташовують на висоті не менше, ніж 2,2 м від підлоги до низу труби. За наявності кранових балок газопроводи прокладають нижче.

В окремих випадках, за неможливості підвести газопровід до обладнання надземно, дозволяється його підземне прокладання у каналі з дотриманням вимог [2, с. 39]. У каналі забороняється встановлення будь-якої арматури.

У виробничих приміщеннях промислових підприємств допускається прокладання газопроводів у підлозі у каналах, які засипаються піском та закриваються плитами.

Конструкції каналів повинні виключати можливість поширення газу під підлогою та пошкодження газопроводу.

Прокладання газопроводів у каналах не допускається в місцях, де за умовами виробництва можливе потрапляння в канали речовин, що викликають корозію труб.

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

За необхідності перетину інших каналів у місцях перетину варто передбачати влаштування ущільнених перемичок та прокладання газопроводів у футлярах із сталевих труб. Кінці футлярів мають бути виведені за межі перемичок на 30 см в обидва боки.

Допускається прокладання підвідних газопроводів до окремих агрегатів та газових приладів у підлогах монолітної конструкції з наступним забиванням борозни цементним розчином.

Внутрішньоцехові газопроводи у кінцевих, найбільш віддалених від вводу точках, підключають до продувних газопроводів, які призначені як для видалення повітря із системи газопостачання перед пуском

газовикористовувального обладнання, так і для видалення газу за допомогою повітря перед початком ремонту чи зупинкою системи.

Системи газопроводів низького і середнього тисків мають окремі продувні газопроводи. До відповідних цехових продувних газопроводів можна підключати і продувні газопроводи агрегатів, печей, котлів тощо. Продувні газопроводи прокладають поряд із внутрішньоцеховими. Їх виводять з будівлі і по зовнішній поверхні стін піднімають вгору на висоту не менше, ніж на 1 м над поверхнею даху.

Принципові схеми обв'язувальних газопроводів мають бути влаштовані таким чином, щоб була забезпечена безпечна експлуатація агрегату. Залежно від типу пальників, запірної арматури, тиску газу і продуктивності агрегату:

- вибирають необхідну кількість послідовно встановлених вимикальних пристроїв;
- прокладають трубопроводи безпеки;
- передбачають автоматичні клапани блокування подачі газу та повітря;
- передбачають продувальні трубопроводи;
- влаштовують спеціальні штуцери з пробками, які дозволяють періодично перевіряти герметичність запірної арматури.

Котли, що газифікуються, мають бути обладнані КВП, автоматикою безпеки та регулювання. Газифіковані виробничі агрегати мають бути обладнані КВП (контрольно-вимірювальні пристрої) для вимірювання:

- тиску газу біля пальників чи групи пальників після останнього вимикального пристрою та, за необхідності, біля агрегату;
- тиску повітря перед пальниками (для пальників з примусовою подачею повітря);
- розрідження або протитиску в топці;
- тиску повітря в повітропроводі біля пальників після останньогошибера або дросельної заслінки та, за необхідності, після вентилятора;
- розрідження в топці та, за необхідності, у димоході дошибера.

На підводах до КВП мають передбачатися вимикальні пристрої.

Газифіковані виробничі агрегати мають бути обладнані автоматикою безпеки, що забезпечує припинення подачі газу при:

- неприпустимому відхиленні тиску газу від заданого тиску біля пальників;
- загасанні полум'я робочих пальників або групи пальників, об'єднаних у блок;
- неприпустимому зменшенні розрідження у топці (для агрегатів, обладнаних димососами або інжекційними пальниками);
- неприпустимому зниженні тиску повітря (для агрегатів, обладнаних пальниками з примусовою подачею повітря);
- неприпустимому зменшенні розрідження у вихідному патрубку зонта (для печей з відведенням продуктів згоряння під зонт);
- вимиканні електроенергії.

Для агрегатів, окремих пальників або групи пальників, об'єднаних у блок, які мають номінальну теплову потужність меншу 5,6 кВт (витрата газу менша 0,5 м³/год), автоматику безпеки допускається не встановлювати.

Вибір схеми обв'язувальних газопроводів теплових агрегатів (печей, котлів тощо) залежить від:

- типу встановлених пальників, їхньої кількості;
- тиску газу в системі;
- виду вимикальних пристроїв (кранів чи засувок);
- прийнятої схеми автоматики безпеки та регулювання.

3.1.1 Відведення конденсату із цехових газопроводів

Скидання конденсату з цехових газопроводів варто проводити через конденсатовідвідники. Скидання його через пальники печей та інших споживачів газу забороняється.

Конструкція конденсатовідвідників, встановлених у будівлях цехів, повинна унеможливити потрапляння газів у приміщення, при цьому:

- діаметр трубопроводу конденсатовідвідника повинен бути не менше 200 мм, а труби, що відводить конденсат від газопроводу – не менше 40 мм;
- зливна лінія після конденсатовідвідника до приймальної вирви повинна бути виконана у вигляді U-подібного затвора заввишки не менше 1 500 мм.

Ділянки труб, що відводять конденсат, а також самі конденсатовідвідники, якщо цех не опалюється, мають бути утеплені.

З окремих ділянок газопроводів низького тиску, де періодично накопичується конденсат, дозволяється відводити його із газопроводів через шлюзовий затвор (без водяного затвора), що відключається засувками з боку газопроводу та з боку зливної труби. Спуск конденсату необхідно проводити періодично, уживаючи заходи проти викиду газу з газопроводу до приміщень.

3.1.2 Розміщення вимикальної арматури на цехових газопроводах

Арматура на цехових газопроводах повинна встановлюватись:

- на всіх введеннях газу в цехи (відділення), крім випадків, коли відстані від міжцехового газопроводу до цеху (відділення) не перевищує 100 м, засувка на введенні в цех може встановлюватися як всередині, так і зовні будівлі цеху;
- на відведеннях газу від цехового колектора до агрегатів, при цьому повинні встановлюватися послідовно дві дискові засувки зі свічкою між ними, причому якщо перша із засувок розташована на даху, а друга всередині будівлі, то має бути встановлено дві свічки: перша безпосередньо перед засувкою (по ходу газу), а друга – перед другою засувкою. За другою засувкою необхідно встановлювати листову засувку чи заглушку;
- на газопроводі безпосередньо у газоспоживальних агрегатах, якщо утруднений підхід до другої засувки, зазначеної в підпункті «б», для оперативного вимкнення цього агрегату;
- на багатозонних печах – на газопроводі на кожну зону;
- на газопроводі перед кожним пальником.

Установка усередині будівель цехів на газопроводах листових засувок будь-якого типу без дискових засувок забороняється.

На відведеннях газопроводів до постів для газополум'яної обробки допускається встановлення одного вимикального пристрою перед постом.

3.2 Види та принципи функціонування

Обв'язувальні газопроводи

У котельнях застосовують котли, теплогенератори заводського виготовлення.

Установлення водогрійних котлів, теплогенераторів продуктивністю більше ніж 10 МВт допускається тільки за умови, що котельня забезпечена двома незалежними джерелами живлення електроенергією.

Під час проєктування котелень потрібно виходити з умов комплектного постачання котлоагрегатів, теплогенераторів, включаючи топкові пристрої, хвостові поверхні нагріву, тягодуттєві установки, золоуловлювачі, контрольно-вимірювальні прилади, засоби регулювання і керування.

Вибір схеми обв'язувальних газопроводів теплових агрегатів (печей, котлів тощо) залежить від типу встановлених пальників, їхньої кількості, тиску газу в системі, виду вимикальних пристроїв (кранів чи засувок), а також від прийнятої схеми автоматики безпеки і регулювання. Стосовно герметичності більш надійні крани (навіть незначний витік газу негайно виявляється за запахом, оскільки газ, що витікає через сальник чи пробку, потрапляє безпосередньо у приміщення).

Найбільш складна схема обв'язки у випадку використання пальників з примусовою подачею повітря: додатково доводиться організовувати подачу повітря, регулювати його кількість тощо.

На відгалуженні від внутрішньоцехового газопроводу встановлено загальну засувку, яка слугує для відключення подачі газу при зупинці агрегату чи виникненні аварійного становища. Вона може займати два положення: або

повністю відкрита, або повністю закрита. Далі змонтовано відсічний клапан – виконавчий орган автоматики безпеки. На нього надходять сигнали від усіх датчиків, які контролюють роботу агрегату. У разі аварійного відхилення будь-якого з них клапан перекриває подачу газу. Як відсічний клапан застосовують електромагнітні або пневматичні клапани, засувки з електроприводом та інші двопозиційні пристрої, які забезпечують швидке і щільне відключення надходження газу на пальник.

Після відсічного клапана знаходиться поворотна заслінка – виконавчий орган автоматики регулювання теплової потужності агрегату (змінює кількість надходження природного газу залежно від потреби).

До газового колектора агрегату за допомогою гумотканого шланга підключають переносний (ручний) запальник, який призначений для розпалу пальників. До кінця колектора приєднують продувний газопровід, який сполучається з загальноцеховим.

Кожний пальник підключається до колектора окремим відгалуженням, на якому встановлено по дві засувки: одна контрольна, друга – робоча. Контрольна працює у двопозиційному режимі – відкрито / закрито. Робоча забезпечує розпал, вивід пальника на робочий режим і регулювання витрати газу при непрацюючій автоматиці або за її відсутності. До ділянки газопроводу відгалуження між цими засувками приєднано трубопровід безпеки, котрий, за аналогією з продувним, виведено ззовні будівлі вище на 1 м від поверхні даху. Трубопровід безпеки призначений для запобігання надходження газу в топку при непрацюючому агрегаті, при запуску і розпалі пальника.

Принципова схема обв'язувальних газопроводів агрегату подана на рисунку 3.3.

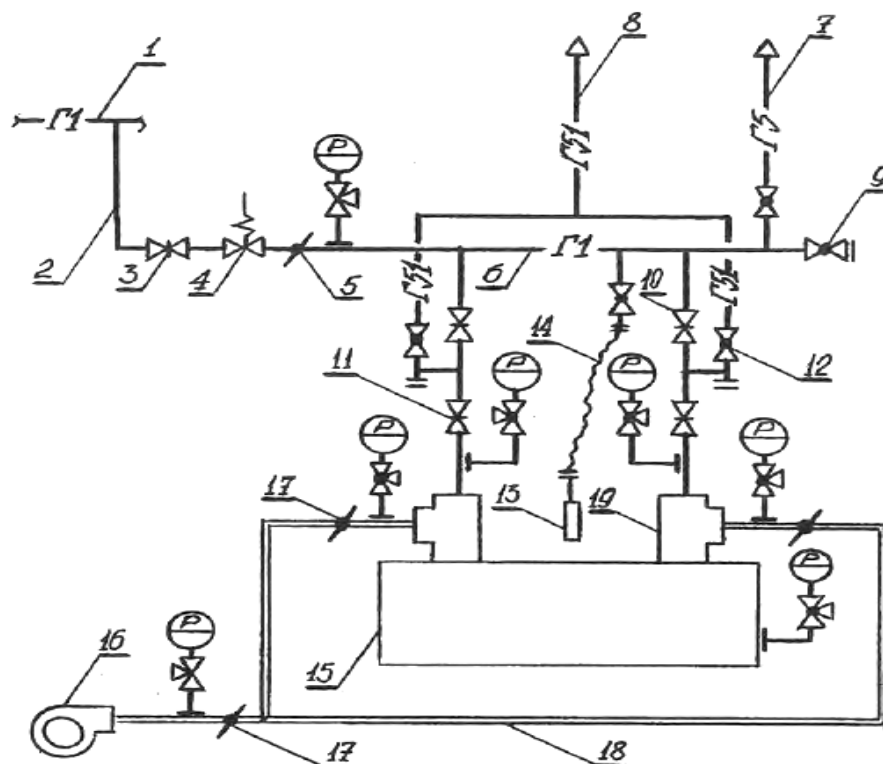


Рисунок 3.3 – Принципова схема обв’язувальних газопроводів агрегату:

- 1 – газопровід внутрішньоцеховий; 2 – відгалуження; 3 – пристрій вимикальний загальний; 4 – клапан відсіяний; 5 – клапан регулювальний; 6 – колектор газовий; 7 – газопровід продувний; 8 – трубопровід безпеки; 9 – штуцер із краном і пробкою (контроль якості продувки); 10 – пристрій вимикальний контрольний; 11 – те саме, робочий; 12 – штуцер із пробкою (контроль щільності вимикального пристрою); 13 – запальник переносний; 14 – шланг гумотканий гнучкий; 15 – агрегат газовикористовувальний; 16 – вентилятор дуттьовий; 17 – дросель-клапан; 18 – колектор повітряний; 19 – пальник газовий з примусовою подачею повітря

Повітря до пальника подається за допомогою дуттьового вентилятора по системі повітропроводів. На повітряному колекторі агрегату встановлюють поворотну заслінку, яка, як і газова, є виконавчим органом автоматики регулювання теплової потужності агрегату. Безпосередньо перед пальником є шибер або заслінка, яка призначена для регулювання подачі повітря при розпалі

пальника і її припинення при непрацюючому пальнику. Робота газової і повітряної заслінки блокується.

Для оперативного контролю тиску повітря і газу перед кожним пальником встановлюють манометри, а тиск чи розрідження у топці контролюється тягонапорометром.

При запуску газифікованого агрегату після вентиляції топки і газоходів відкривається загальна засувка, блокується на час розпалу і відкривається вручну відсічний клапан, а також кран на продувному газопроводі і розпочинається продувка газопроводів. Після її закінчення розпалюють переносний запальник і вводять його в топку (до місця виходу газу з пальника). Якщо полум'я запальника стійке, кран на трубопроводі безпеки пальника закривають, відкривають контрольну засувку і привідкривають робочу. Після спалаху газу, що витікає з пальника, привідкривають шибер (заслінку) для подачі у пальник повітря.

На відгалуженні від цехового газопроводу до теплового агрегату встановлена загальна засувка, яка слугує для відключення подачі газу при зупинці агрегату та аварійному положенні. Вона може бути повністю або закрита, або відкрита. Далі змонтовано клапан-відсікач, який є виконавчим органом автоматики безпеки. На нього від усіх датчиків, що контролюють задані параметри теплової установки, надходять сигнали. За будь-якого аварійного відхилення клапан перекриває подачу до агрегату. Як клапан-відсікач застосовують електромагнітні та пневматичні клапани, засувки з електроприводом та інші двопозиційні вимикальні пристрої, що забезпечують щільне та швидке відключення газу.

Після клапана-відсікача на газовому колекторі агрегату встановлюється поворотна заслінка, що слугує виконавчим органом автоматики регулювання та змінює подачу газу до пальників залежно від потреби у теплоті.

До газового колектора установки через штуцер із наконечником за допомогою гумотканого шланга підключений переносний (ручний) запальник

для розпалювання пальників агрегату. На кінці колектора знаходяться продувний газопровід та штуцер із краном для перевірки якості продування.

Питання для самоконтролю

1. Для чого призначені продувні газопроводи?
2. Навести основні вимоги до відведення конденсату із цехових газопроводів.
3. Які елементи містить внутрішньоцехова система газопостачання?
4. Через які приміщення не дозволяється прокладання внутрішньоцехових газопроводів?
5. Навести основні вимоги до розміщення вимикальної арматури на цехових газопроводах.

4 ОБЛІК ПРИРОДНОГО ГАЗУ

4.1 Способи обліку природного газу

Вузол обліку природного газу – сукупність засобів вимірювальної техніки та допоміжних засобів, призначених для вимірювання, реєстрації результатів вимірювання та розрахунків об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов, що складається з одного або кількох вимірювальних комплексів та/або:

- лічильника газу в комплекті з реєструвальними приладами температури і тиску газу;
- лічильника газу в комплекті з показувальними приладами температури і тиску газу;
- лічильника газу, вимоги до якого встановлюються нормативно-правовими і нормативно-технічними документами.

Комерційний (приладовий) облік природного газу (далі – облік природного газу) – визначення за допомогою вузла обліку природного газу обсягу споживання та/або реалізації природного газу, на підставі якого проводяться взаєморозрахунки між споживачами природного газу та суб'єктами господарювання, що здійснюють постачання природного газу.

Лічильник газу – засіб вимірювальної техніки, який використовується для вимірювання, запам'ятовування та відображення об'єму газу, що проходить через нього.

Споживачі природного газу – фізичні особи (населення), фізичні особи – підприємці та юридичні особи, які відповідно до договору користуються послугами з газопостачання та використовують природний газ для приготування їжі, опалення, підігріву води, а також як паливо або сировину.

Для обліку газу у великих споживачів (комунально-побутових, сільськогосподарських, промислових підприємств, джерел централізованого теплопостачання, газорегуляторних пунктів тощо) можуть використовуватись:

- лічильники газу:
 - об'ємні типу G (мембранні);
 - ротаційні і турбінні;
 - вихрові.

Ротаційні (роторні) лічильники газу типу RVG (рис. 4.1). Застосовуються для вимірювання при робочих умовах обсягу газу (очищених і осушених: природного і міського газу, пропану, азоту, стисненого повітря і інертних газів) в теплоенергетичних установках промислових, комунальних та інших підприємств. Діапазон робочих витрат: від 0,8 м³/год до 650 м³/год. Рахунковий механізм підраховує, скільки повних обертів зроблено за певний період часу. Обороти множаться в чотири рази, і множиться на обсяг однієї кишенки. Показання переводяться в цифровий еквівалент і виводяться на спеціальну панель на рахунковому механізмі.

Принцип роботи роторних лічильників газу

Лічильники механічного типу. Два ротора розташовуються в вимірювальній камері поперек потоку газу. Після надходження газу на вхід лічильника обидва ротори під його натиском починають обертатися. Форма роторів (у перерізі нагадує цифру 8) і перетин вимірювальної камери розраховується так, щоб при обертанні ротор одним кінцем описував профіль поверхні стінки вимірювальної камери, а іншим кінцем описував профіль поверхні другого, що обертається назустріч, ротора. У початковому положенні ротори розташовуються під кутом 90° один до одного, це взаємне положення фіксується двома колесами-синхронізаторами, встановленими на осях роторів. Ці ж колеса забезпечують строго синхронне обертання роторів. Під час обертання обидва ротори поперемінно відсікають певний обсяг газу (порцію), укладений між ротором і стінкою вимірювальної камери, і перепускають його на вихід лічильника. Обсяг газу, що пройшов через лічильник, пропорційний кількості порцій і, відповідно, пропорційний числу обертів роторів. Обертання ротора з його осі через механічну передачу (редуктор, магнітна муфта, система шестерень) передається на рахунковий механізм, у якому відбувається накопичення кількості попереднього газу.

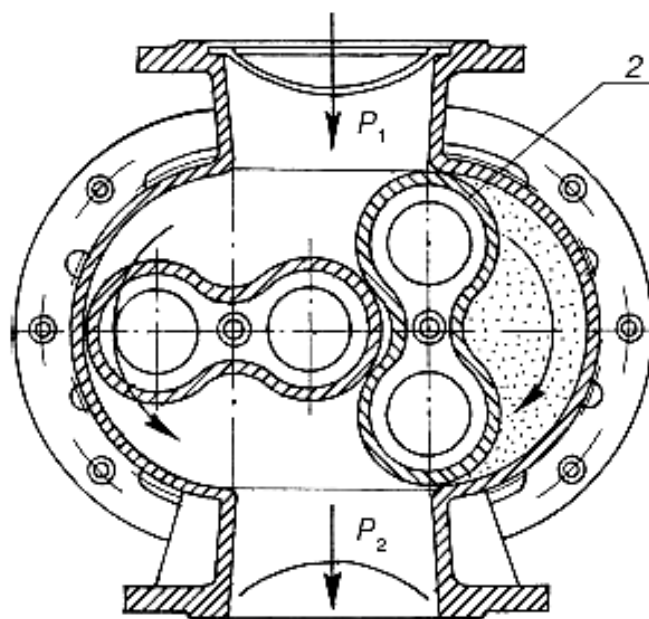


Рисунок 4.1 – Схема роботи роторного лічильника газу: 1 – корпус; 2 – ротор

Переваги роторних лічильників газу:

- широкий діапазон витрат;
- більш висока точність при різко змінюються витратах;
- висока точність;
- компактність монтажу.

Недоліки роторних лічильників газу:

- більш висока ціна, порівняно з турбінним;
- менші можливі діаметри і менші можливі типорозміри;
- гучність;
- чутливість до механічних забруднень середовища;
- чутливість до пневмоударів.

Турбінні газові лічильники (рис. 4.2). Застосовуються для комерційного і технологічного обліку об'єму природного газу, одно-і багатокomпонентних газів, аргону, азоту, неагресивних газів і інших у газопостачанні, хімічної промисловості і теплоенергетиці. Діапазон робочих витрат: від 13 м³/год до 6 500 м³/год. Рахунковий механізм на сучасних турбінних лічильниках є міні комп'ютерною системою. Подібна система не тільки підраховує імпульси і переводить їх у цифровий еквівалент, а й стежить за правильністю роботи газового лічильника, а також сигналізує про несанкціоноване втручання в роботу агрегату.

Принцип роботи турбінних лічильників газу

У турбінному лічильнику газу під впливом потоку газу колесо турбіни приводиться в обертання, число зворотів якого прямо пропорційно об'єму газу, що протікає. Число зворотів турбіни через знижувальний редуктор і газонепроникну магнітну муфту передається на рахунковий механізм, що знаходиться поза газовою порожниною, показує (по наростальній) сумарний об'єм газу за робочих умов, що пройшов через прилад.

У середині лічильника розташована турбіна, лопаті якої обертаються під тиском газового потоку, що проходить. Число оборотів турбіни пропорційно обсягу пройденого газу.

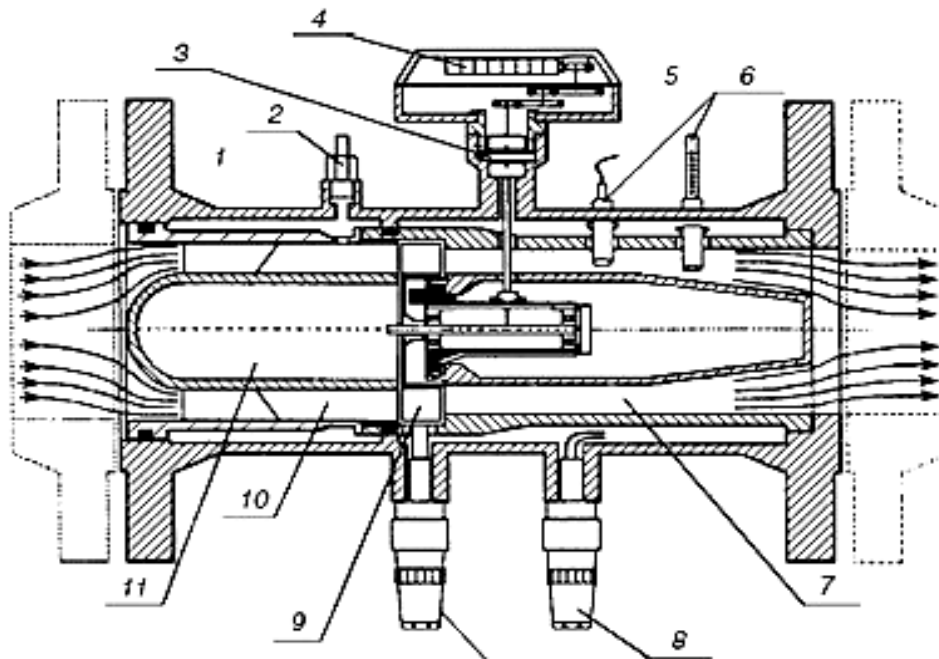


Рисунок 4.2 – Схема турбінного лічильника газу:

1, 10 – вимірюваний поперечний перетин; 2 – включення тиску; 3 – магнітна муфта; 4 – рахунковий механізм; 5 – термовимірювальний зонд РТ-100; 6 – контрольний термометр; 7 – канал виходу; 8 – датчики імпульсів; 9 – колесо турбіни; 11 – витіскувальне тіло

Тахометричні (турбінні) витратоміри відносяться до найбільш точних приладів для вимірювання витрати рідини. Похибка цих приладів складає 0,5–1,0 %.

До переваг приладів цього типу можна віднести:

- простоту конструкції;
- високу чутливість;
- можливість вимірювання великих і малих витрат.

Істотними недоліками таких приладів є:

- зношування;
- опір;
- необхідність індивідуального градуювання за допомогою градуйованих витратомірних установок.

Вихрові лічильники (рис. 4.3). Вихровими називаються лічильники (витратоміри), засновані на залежності від витрати частоти коливань тиску, що виникають у потоці в процесі вихороутворення або вагання струменя, або після перешкоди певної форми, встановленої в трубопроводі, або спеціального закручування потоку.

Свою назву вихрові витратоміри отримали від явища зриву вихорів, що виникають при обтіканні потоком рідини або газу перешкоди, зазвичай у вигляді усіченої трапецоїдної призми. Позаду тіла обтікання розташовується чутливий елемент, що сприймає вихрові коливання.

До переваг вихрових витратомірів необхідно віднести: відсутність рухливих частин, незалежність показників від тиску і температури, великий діапазон вимірів, частотний вимірювальний сигнал на виході, можливість здобуття універсального градуювання, порівняно невелика вартість.

До недоліків вихрових витратомірів відносяться значні втрати тиску (до 30–50 кПа), обмеження можливостей їхнього вживання: вони не придатні за малих швидкостей потоку середовища, для виміру витрати забруднених і агресивних середовищ.

Застосовуються в різних сферах промисловості.

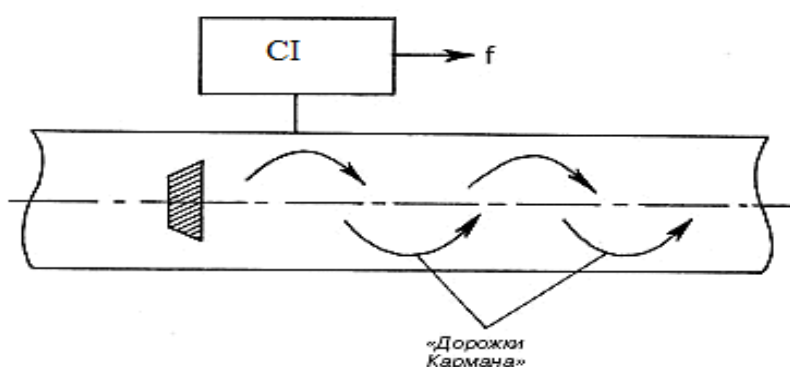


Рисунок 4.3 – Схема вихрового лічильника газу

Побутові лічильники газу (мембранні) (рис. 4.4). Застосовуються для вимірювання об'єму споживаного газу (природного, скрапленого, нафтового та інших неагресивних газів) у квартирах, індивідуальних будинках та інших

сферах комунального господарства. Діапазон робочих витрат від 0,016 м³/год до 6 м³/год.

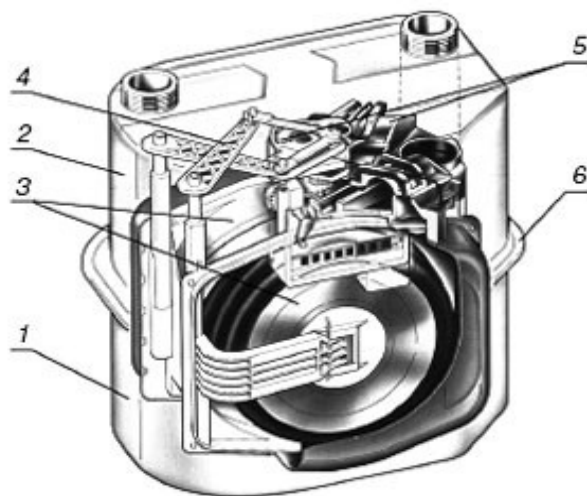


Рисунок 4.4 – Схема мембранного лічильника газу:

1 – корпус; 2 – кришка; 3 – рахунковий механізм; 4 – кривошипно-важільний механізм; 5 – верхні клапани газорозподільного пристрою; 6 – стяжна полоса

Лічильник працює так (рис. 4.5):

- вимірюваний потік газу через вхідний патрубок надходить у верхню порожнину корпусу і далі через відкритий клапан в камеру 2. Збільшення об'єму газу в камері 2 викликає переміщення діафрагми і витіснення газу з камери 1 на вихід із щілини сідла клапана і далі у вихідний патрубок лічильника. Після наближення важеля діафрагми до стінки камери 1 діафрагма зупиняється в результаті перемикання клапанних груп. Рухлива частина клапана камер 1 і 2 повністю перекриває сідла клапанів цих камер, вимикаючи цей камерний блок;
- клапан камер 3 і 4 відкриває вхід газу з верхньої порожнини корпусу лічильника в камеру 3, наповнює її, що викликає переміщення діафрагми і витіснення газу з камери 4 у вихідний патрубок через щілини в сідлі клапана. Після наближення важеля діафрагми до стінки камери 4 діафрагма зупиняється в результаті вимкнення клапанного блока камер 3, 4;
- клапан камер 1, 2 відкриває вхід газу з верхньої порожнини корпусу лічильника в камеру 1. Під час подачі газу в камеру 1 діафрагма 1, 2

переміщається, витісняючи газ із камери 2 у вихідний парубок через щілини в сідлі клапана. Після наближення важеля діафрагми до стінки камери 2 діафрагма зупиняється в результаті вимкнення клапанного блока камер 1, 2;

- клапан камер 3, 4 відкриває вхід газу з верхньої порожнини корпусу лічильника в камеру 4. Під час подачі газу в камеру 4 діафрагма 3, 4 переміщається і витісняє газ із камери 3 у вихідний патрубок через щілини в сідлі клапана. Після наближення важеля діафрагми до стінки камери 3 діафрагма зупиняється в результаті вимкнення клапанного блока 3, 4. Процес повторюється періодично. Рахунковий механізм підраховує число ходів діафрагм (або число циклів роботи вимірювального механізму n).

За кожен цикл витісняється об'єм газу $V_{\text{ц}}$, рівний сумі об'ємів камер 1, 2, 3, 4. Один повний зворот вихідної осі вимірювального механізму відповідає 16 циклам;

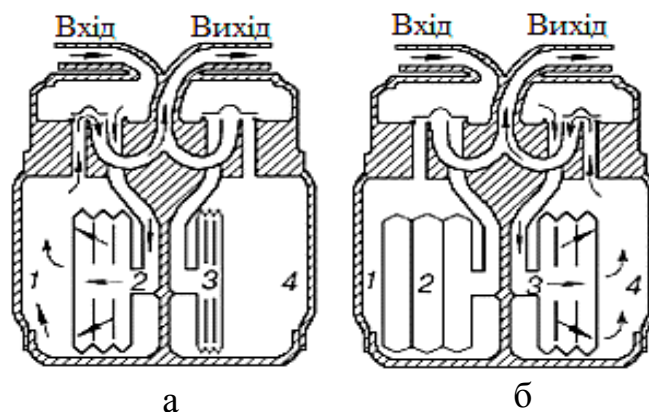


Рисунок 4.5 – Схема роботи мембранного лічильника газу

- витратомірні комплекси (рис. 4.6) на базі звужувальних пристроїв (зазвичай в газопроводах встановлюють діафрагми); замість діафрагм можна встановити лічильники газу, що мають електричний вихід.

Останнім часом широко почали застосовуватись системи автоматизованого обліку газу, які мають можливість перетворювати кількість газу в частотний сигнал із наступною передачею на диспетчерський пункт.

Для вимірювання кількості газу відповідно до вимог нормативних документів у споживача мають бути встановлені прилади з класом точності 1,0 (максимальне значення відносної похибки виміру в робочому діапазоні не перевищує 1,0 %). У разі використання витратомірних комплексів сумарна похибка вимірювання не повинна бути більшою, ніж 5,0 %.

Комплекс призначений для безперервного автоматизованого обчислення витрати і кількості природного газу, приведених до нормальних умов.

Комплекс застосовується в системах автоматизованого обчислення та регулювання витрати газу в газопроводах будь-якого типу (крім внутрішньобудинкових) діаметром від 10 мм до 1000 мм і для обліку газу. Інформація про параметри газу (тиск та температуру) і результати обчислень виводиться на електронне табло (а про кількість газу – і на електромеханічний лічильник). Комплекс здійснює обчислення поточних і середніх (за певний проміжок часу) витрат і кількості газу, а також архівування (до 1 року) середньодобових параметрів газового потоку – витрат, температури і тиску.

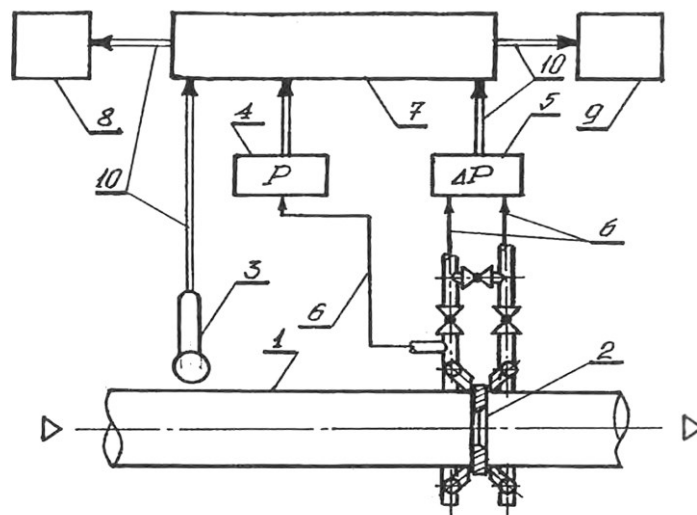


Рисунок 4.6 – Структурна схема витратовимірювального комплексу:

- 1 – газопровід; 2 – пристрій звужувальний (діафрагма); 3 – перетворювач (датчик) температури; 4 – те саме, тиску; 5 – те саме, перепаду тиску; 6 – лінія імпульсна; 7 – обчислювач мікропроцесорний; 8 – пристрій друкувальний; 9 – модем; 10 – канал зв'язку

Комплекс складається з таких частин:

- перетворювача витрати газу – пристрій або устаткування для вимірювання витрат в однофазних потоках рідини (нафти, води тощо) чи газу або сипкої речовини;
- перетворювача (датчика) тиску – використовуються для вимірювання та перетворення надлишкових величин тиску робочої середовища (газ, пара, вода, масло та ін.) у стандартний сигнал (від 4 мА до 20 мА);
- перетворювача (датчика) температури – призначені для перетворень температури газів в електричні цифрові кодові сигнали;
- роздільних посудин;
- мікропроцесорного обчислювача;
- друкувального пристрою;
- модема або факс-модема.

Мікропроцесорний обчислювач видає уніфікований струмовий сигнал, пропорційний приведеній до нормальних умов витраті газу, та забезпечує інформаційний зв'язок по стандартному інтерфейсу (лінії телефонного зв'язку або проводового радіо) за допомогою модема або факс-модема з зовнішньою ЕОМ, що встановлена на центральному диспетчерському пункті.

Обчислювач забезпечує:

- вимірювання перепаду тиску при співвідношенні діапазонів вимірювання витрати газу 40 : 1, 100 : 1 з похибкою, яка не перевищує 0,2 %;
- вимірювання тиску і температури газу з похибкою 0,1 %;
- зберігання у пам'яті (архівування) середніх і інтегральних значень параметрів;
- виведення на цифровий індикатор значень всіх вимірюваних величин: перепаду тиску, температури, тиску, витрати і кількості речовини;
- виведення на принтер (друкувальний пристрій) необхідних звітних документів (добове або місячне споживання газу, середньодобове значення параметрів вимірюваного середовища тощо);

- зберігання даних після відключення від зовнішньої електромережі і зберігання роботоздатності при короткочасних відключеннях (до 8 годин) від джерела живлення;
- виведення даних у систему телеметричного контролю (на принтер, телефонний або радіосумісний модем, комп'ютер тощо);
- самодіагностування у процесі роботи.

Мікропроцесорний обчислювач видає уніфікований струмовий сигнал, пропорційний приведеній до нормальних умов витраті газу, та забезпечує інформаційний зв'язок по стандартному інтерфейсу (лінії телефонного зв'язку або проводового радіо) за допомогою модема або факс-модема з зовнішньою ЕОМ, що встановлена на центральному диспетчерському пункті.

4.2 Вимоги до вузлів обліку газу

Кожний споживач газу (власник окремого будинку або квартири, квартирнаймач, організація або підприємство незалежно від форми власності і напрямку діяльності), сільський населений пункт як існуючі, так і ті, для яких розробляється проєктна документація на газифікацію, повинні бути забезпечені єдиним комерційним вузлом обліку газу.

Визначення об'єму споживання (розподілу) природного газу по об'єкту споживача, що не є побутовим, здійснюється на межі балансової належності між оператором ГРМ і споживачем на підставі даних комерційних ВОГ, визначених договором розподілу природного газу між оператором ГРМ і споживачем відповідно [3].

Якщо єдиний комерційний вузол обліку встановлений не на межі балансової належності (точка вимірювання не збігається з точкою комерційного обліку), розрахунок об'єму витрат природного газу, які виникають від місця встановлення комерційного вузла обліку до межі балансової належності, додаються / віднімаються до / від об'єму, визначеного комерційним вузлом обліку.

Згідно з [2, с. 51] між єдиним вузлом обліку газу та точкою розмежування газопроводів споживача та операторів газорозподільних мереж не повинне встановлюватись газове обладнання, крім вимикальних пристроїв (запірної арматури).

Для обліку газу способи його вимірювання і засоби, які необхідні для цього, необхідно обирати залежно від умов експлуатації з переліку тих, які дозволені Держстандартом України і знаходяться в Держреєстрі країни або пройшли офіційну метрологічну атестацію. Водночас перевагу необхідно надавати автоматизованим засобам вимірів.

Для захисту робочих органів вимірювальних приладів від пилу, окалини, інших забруднень, які знижують метрологічні характеристики, перед вузлом обліку варто встановлювати газовий фільтр. Останній можна не розміщувати, якщо в конструкції лічильника вже передбачено пристрої для очищення газу.

Проектним та будівельно-монтажним організаціям рекомендовано передбачати застосування газових фільтрів лише за вимогою експлуатаційних служб газових господарств у разі можливого забруднення газопроводів органічними домішками, окалиною та конденсатом.

Під час розміщення вузлів обліку газу необхідно забезпечити зручність їхнього обслуговування (зняття показників, виконання ремонтних робіт тощо), а за недопустимості перерв у подачі газу (насамперед для об'єктів промислового призначення) – забезпечити надходження газу і під час демонтажу лічильника, звужувального пристрою тощо (наприклад, за допомогою байпасу).

На одному газопроводі можливе паралельне встановлення не більше двох побутових лічильників, які працюють одночасно.

На території комунально-побутових, промислових та інших підприємств внутрішньовиробничим (некомерційним, технологічним) обліком газу повинні бути забезпечені окремі об'єкти:

- окремі цехи, дільниці, агрегати, що мають розрахункове річне споживання понад 200 тис. м³ природного газу або еквівалентну за тепловим ефектом кількість скрапленого газу;

- усі водогрійні котли з тепловою продуктивністю понад 1 Гкал/год та парові котли продуктивністю понад 1 т/год.

Вузли обліку газу можуть встановлюватися:

- у газифікованому приміщенні;
- у нежитловому приміщенні газифікованого житлового будинку, що має природну вентиляцію;
- у суміжному з газифікованим приміщенні виробничого будинку та котельної, сполученими з ним відкритим отвором;
- у ГРП, ШГРП, ШРПБ;
- зовні.

Встановлення приладів обліку зовні будівель передбачається відкритим, під навісом, у шафах або інших конструкціях, що забезпечують її захист від зовнішніх впливів за умови, що можливість такого встановлення вказана в паспорті виробника.

Конструкція шаф для розміщення приладів обліку повинна забезпечувати природню вентиляцію.

За розміщення приладів обліку на стінах газифікованих будівель відстань по горизонталі від дверних та віконних прорізів повинна складати не менш ніж 0,5 м.

Особливі вимоги з використання роторних лічильників газу

Для зменшення засмічення «пазух» роторні лічильники рекомендується встановлювати на вертикальній ділянці трубопроводу з потоком, спрямованим зверху вниз. Роторні лічильники дозволяється використовувати у вимірювальних трубопроводах, де потік газу має пульсуючий або змінний режим протікання, якщо надлишковий тиск газу у вимірювальному трубопроводі не перевищує 0,05 МПа.

Не рекомендується використовувати роторні лічильники, якщо частота пульсацій витрати та робочого тиску газу є близькою до частоти обертів ротора лічильника, а також коли частота обертів ротора лічильника є близькою до однієї з власних частот коливань газу, яка зумовлена конфігурацією прилеглих частин

вимірювального трубопроводу (ознакою такого режиму є різка зміна звуку від працюючого роторного лічильника та збільшення перепаду тиску на ньому). Якщо рівень пульсацій витрати перевищує той, що встановлений виробником лічильників газу, то варто дотримуватися заходів щодо зниження впливу пульсацій витрати та тиску газу на їхні покази.

Заходи щодо зниження впливу пульсацій витрати та тиску газу на покази лічильників:

- забезпечення стійкої роботи регуляторів тиску (за їхньої наявності);
- розміщення регуляторів тиску, що працюють без шумоглушника у критичному режимі після лічильника;
- використання демпферів пульсацій.

Особливі вимоги з використання турбінних лічильників газу

При використанні турбінних лічильників газу витрата повинна бути без стрибкоподібних змін, що викликані частковим або повним припиненням надходження газу. Якщо рівень пульсацій витрати перевищує той, що встановлений виробником лічильників, то слід дотримуватися заходів щодо зниження впливу пульсацій витрати та тиску газу на їх покази, які наведені вище.

Особливі вимоги з використання вихрових лічильників газу

Під час використання вихрових лічильників газу не дозволяються пульсації витрати та тиску газу великої амплітуди та частоти, що є близькою до частоти утворення вихорів. Якщо рівень пульсацій витрати перевищує той, що встановлений виробником лічильників газу, то варто дотримуватися заходів щодо зниження впливу пульсацій витрати та тиску газу на їхні покази, що наведені вище.

Особливі вимоги з використання мембранних лічильників газу

Мембранні лічильники можуть використовуватись за:

- надлишкового тиску газу – до 0,1 МПа;
- витрати газу за робочих умов – до 160 м³/год;
- номінальних діаметрів вимірювального трубопроводу – від DN 15 до DN 125.

Особливі вимоги з використання комплексів вимірювальних

Особливі вимоги з використання комплексів вимірювальних залежать від принципу вимірювань, який реалізований у перетворювачі об'єму (витрати) газу за робочих умов (роторний, турбінний тощо) і відповідають особливим вимогам, які наведені вище для лічильників газу відповідного принципу вимірювань об'єму (витрати) газу за робочих умов.

Вимоги до коректорів об'єму газ

Коректори повинні забезпечувати:

- вимірювання поточного часу;
- можливість корекції ходу вмонтованих годинників коректорів;
- автоматичний перехід на «літній» і «зимовий» час;
- можливість зміни паролів першого рівня;
- можливість періодичного введення до пам'яті коректорів та реєстрації

значень умовно-постійних величин (густини газу за стандартних умов, молярних часток азоту та діоксиду вуглецю у газі, тощо) як безпосередньо на місці експлуатації, так і дистанційно (по каналах зв'язку системи передачі вимірювальної інформації);

- можливість перегляду та зміни параметрів налаштування коректора;
- можливість заміни показів перетворювачів і лічильника газу

константами та вибору найменшого звітного інтервалу часу під час проведення повірки коректора;

- можливість обміну інформацією з ПК;
- можливість самодіагностики з ідентифікацією виду несправності, часу

її виникнення та усунення.

Вимоги до монтажу лічильників газу

Лічильник монтують на вимірювальний трубопровід відповідно до вимог експлуатаційної документації на конкретний лічильник, які встановлені при затвердженні його типу.

У необхідних випадках на вимірювальному трубопроводі для формування необхідної структури потоку газу перед лічильником установлюють струминовипрямлячі, турбулізатори та інші пристрої підготовки потоку.

Для захисту лічильника від механічних домішок, що знаходяться в природному газі, необхідно застосовувати газові фільтри з відповідним для цього типу лічильника ступенем очищення. Технічні вимоги до ступеня очищення газу встановлюються розробником лічильника газу. Фільтр повинен бути заводського виготовлення з максимальною витратою, що відповідає максимальній витраті лічильника газу.

У випадках неприпустимості переривання потоку газу під час проведення робіт, пов'язаних із відключенням або демонтажем лічильника, а також з метою недопущення ушкодження лічильника при пусконаладжувальних роботах вимірювальний трубопровід обладнують байпасною лінією. При цьому забезпечують контроль герметичності перекриття байпасної лінії.

Прямолінійні ділянки вимірювального трубопроводу безпосередньо до та після лічильника газу повинні мати той саме номінальний діаметр, що і лічильник газу.

Лічильники газу не рекомендується встановлювати на ділянках, розміщених у нижній частині вимірювального трубопроводу, де можливе накопичення конденсату.

Монтаж роторних лічильників газу здійснюється відповідно до вимог, встановлених в експлуатаційних документах заводу виробника. Разом із тим роторні лічильники газу рекомендується встановлювати на горизонтальній ділянці ВТ або, якщо це допустимо його конструкцією, – на вертикальній ділянці ВТ при напрямку потоку газу зверху вниз для зменшення забруднювання лічильника.

Кут між віссю лічильника та горизонтальною лінією не повинен перевищувати 1° .

Вимоги до монтажу вимірювального трубопроводу

Під час з'єднання секцій вимірювального трубопроводу можливе виникнення уступів у його внутрішній порожнині. При цьому уступ може виникати з наступних причин:

- різниця значень внутрішніх діаметрів;
- зміщення осей секцій вимірювального трубопроводу;
- відхилення від округлості перерізів секцій вимірювального трубопроводу;
- у результаті комбінацій цих факторів.

Розглядають тільки найближчі до лічильника газу уступи, що розташовані на прямолінійних ділянках вимірювального трубопроводу безпосередньо перед лічильником та після нього на довжині необхідних прямолінійних ділянок.

Вимоги до прямолінійних ділянок вимірювального трубопроводу

Прямолінійні ділянки вимірювального трубопроводу до та після мембранного лічильника не вимагаються.

Прямолінійні ділянки вимірювального трубопроводу до та після роторного лічильника не вимагаються, якщо вимірювання температури та тиску газу здійснюється у його корпусі.

Довжини прямолінійних ділянок вимірювального трубопроводу повинні відповідати вимогам технічної документації на лічильник газу.

За відсутністю відповідних даних в експлуатаційній документації на лічильник, довжина прямолінійної ділянки вимірювального трубопроводу безпосередньо перед лічильником повинна задовольняти умовам:

- для турбінного або вихрового лічильника: $l \geq 20DN$, де l – довжина прямолінійної ділянки вимірювального трубопроводу, безпосередньо перед лічильником газу, мм;
- для роторного лічильника (якщо тиск газу перевищує 0,7 МПа, або вимірювання тиску та/або температури здійснюється поза його корпусом до лічильника): $l \geq 2DN$.

Питання для самоконтролю

1. Що таке вузол обліку природного газу?
2. Що таке лічильник газу?
3. Що таке споживачі природного газу?
4. Вимоги щодо вузлів обліку газу.

5 РОЗРАХУНОК ВУЗЛІВ ОБЛІКУ ГАЗУ

5.1 Визначення витрат газу в системі газопостачання

Розрахунку обсягів споживаного газу потребують власники всіх підприємств. Щоб платити за дійсними цифрами, використовують газові лічильники.

Метою розрахунку лічильника газу є визначення його типорозміру. Лічильник має бути придатним провести розрахунок витрат газу обладнанням, що встановлено на об'єкті. Оскільки числове позначення типорозміру лічильника характеризує номінальну витрату газу, що проходить через нього, то сумарна витрата газу газовими приладами і котла не повинна перевищувати вказаного значення.

У промисловості використовуються лічильники з максимальною пропускною спроможністю понад 40 м³/год. Використовуються переважно на вузлах обліку великих споживачів – газових котелень, промислових і сільськогосподарських підприємств, вузлах обліку газорозподільних мереж (ротаційні, турбінні, вихрові, ультразвукові, струменеві лічильники газу), на магістральних мережах (звужують пристрої, турбінні, вихрові, ультразвукові лічильники газу).

Комерційний облік газу – це облік газу при фінансових розрахунках постачальника і споживача, здійснюваний на основі чинних правил і положень.

Він слугує також для контролю встановлених (лімітних) норм і режимів споживання. Облік споживання газу здійснюється за допомогою вузлів обліку (вимірювальними комплексами), установленими на ГРС або лічильниками газу в споживача. Вірогідність результатів виміру перевіряється обома сторонами.

Умови під час вимірювання газу для комерційного обліку приводяться до стандартних (стандартними умовами вважаються температура газу +20 °С, тиск 760 мм рт. ст. (101,325 кПа) і відносна вологість 0 %).

Основою технологічного контролю є одержання інформації, необхідної для контролю норм витрати газу і проведення робіт з підвищення ефективності використання газу на підприємстві. Технологічний контроль ведеться за допомогою засобів, що випускають серійно, вимірювальної техніки витрати газу.

Вибір засобів вимірювальної техніки витрати газу для комерційного обліку або технологічного контролю залежить від стану об'єкта, де проводять виміри, а також від метрологічних і технічних характеристик засобів вимірів.

Стан обліку природного газу насамперед визначається технічною базою, зокрема наявністю відповідних технічних засобів.

Розрахунок годинної витрати газу газовим обладнанням

Годинна витрата газу на номінальній потужності обладнання розраховується за формулою:

$$Q_{\max(\min)} = \frac{Q_{\text{nom}(\min)\text{обл.}} \times 859,8}{\eta \times Q_{\text{H}}^{\text{p}}}, \text{ м}^3/\text{ГОД},$$

де $Q_{\text{nom}(\min)\text{обл.}}$ – номінальна / мінімальна потужність обладнання;

η – заявлений заводом-виробником нормативний ККД;

Q_{H}^{p} – нижча теплота згорання палива.

Пропускна спроможність газового лічильника за стандартних умов розраховується за формулою:

$$Q_{\text{H}} = \frac{Q \cdot T \cdot Z \cdot P_{\text{H}}}{P_{\text{абс}} \cdot T_{\text{H}}}, \text{ м}^3/\text{ГОД},$$

де Q – витрата газу обладнанням (максимальна / мінімальна), $\text{м}^3/\text{год}$;

T – температура природного газу, K ;

Z – коефіцієнт стисливості газу:

– за $P_{\max}, t_{\min}$;

– за $P_{\min}, t_{\max}$.

$P_{\text{н}}$ – нормативний тиск газу;

$P_{\text{абс}}$ – абсолютний тиск газу в газопроводі;

$T_{\text{н}}$ – нормативна температура газу.

Примітка. Розрахунок проводиться двічі – для максимальної та мінімальної витрати газу обладнанням.

За отриманими значеннями витрат підбирається найближчий типорозмір лічильника, при цьому повинні виконуватися такі умови:

$$Q_{\text{н}}(\max) \leq Q_{\text{max газ. ліч.}}$$

$$Q_{\text{н}}(\min) \geq Q_{\text{min газ. ліч.}}$$

де $Q_{\text{max газ. ліч}}$ – максимальна пропускна спроможність лічильника згідно з паспортом заводу-виробника, $\text{м}^3/\text{год}$;

$Q_{\text{min газ. ліч}}$ – мінімальна пропускна спроможність лічильника згідно з паспортом заводу-виробника, $\text{м}^3/\text{год}$;

$Q_{\text{н}}(\max)$ – розрахована максимальна пропускна спроможність газового лічильника (попередня формула);

$Q_{\text{н}}(\min)$ – розрахована мінімальна пропускна спроможність газового лічильника (попередня формула).

Типорозмір сучасного лічильника позначається як G_{xxxx} (де $xxxx$ – числове позначення, що відповідає номінальній витраті лічильника).

5.2 Приклад розрахунку засобів вимірювальної техніки вузла обліку газу

Розглянемо приклад розрахунку вузла обліку газу для системи газопостачання розподільного центру АТБ в смт. Васищеве.

Для виконання сучасних вимог з газопостачання природним газом цим розділом проєкту передбачається облаштування сучасного комерційного вузла обліку газу на межі земельної ділянки споживача згідно з вимогами [3].

Газомісткість системи газопостачання

Робота газоспоживального обладнання буде здійснюватися тільки на покриття теплового навантаження на потреби систем опалення та ГВП будівлі, тобто цілорічно. Підтвердженням цього є завдання на розробку проєктно-кошторисної документації. Для визначення витрат газу та підбору типорозміру вузла обліку газу вихідні дані зведемо до таблиці 5.1. Ці вихідні дані надаються в технічних умовах представниками експлуатуючої газової організації, у нашому випадку АТ «Харківгаз».

Таблиця 5.1 – Вихідні дані

Тиск газу в газопроводі робочий (надлишковий), МПа		Температура газу, °C		Щільність газу при ст. ум., кг/м ³	Нижча теплота згорання, ккал/нм ³
P _{min}	P _{max}	t _{min}	t _{max}	g	Q _p ^H
0,18	0,60	-25	+40	0,73	8 050

Проєктом передбачено встановлення:

- шести газових руфтопів марки FAM 230 DHM1M, кожний з тепловою потужністю по 220,8 кВт та з заявленим заводом-виробником нормативним ККД 92 %;
- газового руфтопу марки FAM 230 DSM1M з тепловою потужністю 165,6 кВт та з заявленим заводом-виробником нормативним ККД 92 %;
- газового руфтопу FAM 085 DHM1M, з тепловою потужністю 110,4 кВт та з заявленим заводом-виробником нормативним ККД 92 %;

- чотирьох водогрійних газових котлів Buderus Logomax plus GB 162-100 з максимальною тепловою потужністю за температурного режиму 80/60 = 94,5 кВт та ККД – 97 %.

Розрахункові теплові потужності та ККД газоспоживального обладнання зведені в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахункові теплові потужності та ККД газоспоживального обладнання

Найменування обладнання	Кількість, шт.	Номінальна теплова потужність під час роботи на природному газі, кВт	Мінімальна теплова потужність, кВт	ККД
Газовий руфтоп марки FAM 230 DNM1M (220,8 кВт)	6	220,8	132,48	0,92
Газовий руфтоп марки FAM 230 DSM1M (165,6 кВт)	1	165,6	99,36	0,92
Газовий руфтоп марки FAM 085 DNM1M (110,4 кВт)	1	110,4	66,24	0,92
Водогрійний газовий котел Buderus Logomax plus GB 162-100 (94,5 кВт)	4	94,5	19,0	0,97

На підставі даних таблиці 5.2 здійснено розрахунок витрати газу.

Максимальна годинна витрата газу газового руфтопу марки FAM 230 DNM1M на номінальній потужності 220,8 кВт складе:

$$Q^{\max} = \frac{Q_k \cdot 860}{\eta \cdot Q_n^p} = \frac{220,8 \times 860}{0,92 \times 8\,050} = 25,639\,7, \text{ м}^3/\text{год},$$

де $Q^{\max}$ – номінальна потужність руфтопу, $Q^{\max} = 220,8$ кВт;

Q_n^p – нижча теплота згорання палива, $Q_n^p = 8\,050$ ккал/м³;

η – заявлений заводом-виробником нормативний ККД 92 %.

Максимальна годинна витрата газу газового руфтопу марки FAM 230 DSM1M на номінальній потужності 165,6 кВт складе:

$$Q^{\max} = \frac{Q_k \cdot 860}{\eta \cdot Q_H^p} = \frac{165,6 \times 860}{0,92 \times 8\,050} = 19,229\,8, \text{ м}^3/\text{год},$$

де $Q^{\max}$ – номінальна потужність руфтопу, $Q^{\max} = 165,6$ кВт;

Q_H^p – нижча теплота згорання палива, $Q_H^p = 8\,050$ ккал/м³;

η – заявлений заводом-виробником нормативний ККД 92 %.

Максимальна годинна витрата газу газового руфтопу марки FAM 085 DNM1M на номінальній потужності 110,4 кВт складе:

$$Q^{\max} = \frac{Q_k \cdot 860}{\eta \cdot Q_H^p} = \frac{110,4 \times 860}{0,92 \times 8\,050} = 12,819\,8, \text{ м}^3/\text{год},$$

де $Q^{\max}$ – номінальна потужність руфтопу, $Q^{\max} = 110,4$ кВт;

Q_H^p – нижча теплота згорання палива, $Q_H^p = 8\,050$ ккал/м³;

η – заявлений заводом-виробником нормативний ККД 92 %.

Максимальна годинна витрата газу на номінальній потужності 94,5 кВт за температурного режиму 80/60 водогрійного газового котла Buderus Logomax plus GB 162-100 складе:

$$Q^{\max} = \frac{Q_k \cdot 860}{\eta \cdot Q_H^p} = \frac{94,5 \times 860}{0,97 \times 8\,050} = 10,407\,8, \text{ м}^3/\text{год},$$

де $Q^{\max}$ – номінальна потужність котла, $Q^{\max} = 94,5$ кВт;

Q_H^p – нижча теплота згорання палива, $Q_H^p = 8\,050$ ккал/м³;

η – заявлений заводом-виробником нормативний ККД 97 %.

Проектом передбачена можливість одночасного ввімкнення не менше трьох газових котлів для забезпечення обліку мінімальної витрати газу вузлом обліку газу.

Мінімальна годинна витрата газу газового руфтопу марки FAM 230 DNM1M на мінімальній потужності 132,48 кВт складе:

$$Q^{\min} = \frac{Q_k \cdot 860}{\eta \cdot Q_H^p} = \frac{132,48 \times 860}{0,92 \times 8\,050} = 15,383, \text{ м}^3/\text{год},$$

де $Q^{\min}$ – мінімальна потужність руфтопу, $Q^{\min} = 132,48$ кВт;

Q_H^p – нижча теплота згорання палива, $Q_H^p = 8\,050$ ккал/м³;

η – заявлений заводом-виробником нормативний ККД 92 %.

Мінімальна годинна витрата газу газового руфтопу марки FAM 230 DSM1M на мінімальній потужності 99,36 кВт складе:

$$Q^{\min} = \frac{Q_k \cdot 860}{\eta \cdot Q_H^p} = \frac{99,36 \times 860}{0,92 \times 8\,050} = 11,537, \text{ м}^3/\text{год},$$

де $Q^{\min}$ – мінімальна потужність руфтопу, $Q^{\min} = 99,36$ кВт;

Q_H^p – нижча теплота згорання палива, $Q_H^p = 8\,050$ ккал/м³;

η – заявлений заводом-виробником нормативний ККД 92 %.

Мінімальна годинна витрата газу газового руфтопу марки FAM 085 DNM1M на мінімальній потужності 66,24 кВт складе:

$$Q^{\min} = \frac{Q_k \cdot 860}{\eta \cdot Q_H^p} = \frac{66,24 \times 860}{0,92 \times 8\,050} = 7,691, \text{ м}^3/\text{год},$$

де $Q^{\min}$ – мінімальна потужність руфтопу, $Q^{\min} = 66,24$ кВт;

Q_H^p – нижча теплота згорання палива, $Q_H^p = 8\,050$ ккал/м³;

η – заявлений заводом-виробником нормативний ККД 92 %.

Мінімальна годинна витрата газу водогрійного газового котла Buderus Logomax plus GB 162-100 на мінімальній потужності 19,0 кВт складе:

$$Q^{\min} = \frac{Q_k \cdot 860}{\eta \cdot Q_H^p} = \frac{19 \times 860}{0,97 \times 8\,050} = 2,092, \text{ м}^3/\text{год},$$

де $Q^{\min}$ – мінімальна потужність котла, $Q^{\min} = 19$ кВт;

Q_H^p – нижча теплота згорання палива, $Q_H^p = 8\,050$ ккал/м³;

η – заявлений заводом-виробником нормативний ККД 97 %.

Загальні годинні витрати газу на потреби обладнання складе:

Мінімальна годинна витрата газу складе при роботі трьох газових котлів для забезпечення обліку мінімальної витрати газу вузлом обліку газу.

Мінімальна годинна витрата газу складе:

$$Q^{\min} = 3 \times 2,092 = 6,276, \text{ м}^3/\text{год.}$$

Максимальна годинна витрата газу складе:

$$Q^{\max} = 6 \times 25,639\,7 + 19,229\,8 + 12,819\,8 + 4 \times 10,407\,8 = 227,52, \text{ м}^3/\text{год.}$$

Очікуванні витрати газу на потреби обладнання зведені до таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Очікуванні витрати газу на потреби обладнання

Найменування обладнання (об'єкта)	Годинна витрата газу на одиницю, м ³ /год	Кіл-ть	Максимальна годинна витрата газу, нм ³ /год	Мінімальна годинна витрата газу, нм ³ /год
Газовий руфтоп марки FAM 230 DHM1M (220,8 кВт)	25,6397	6	153,838 2	15,383
Газовий руфтоп марки FAM 230 DSM1M (165,6 кВт)	19,2298	1	19,229 8	11,537
Газовий руфтоп марки FAM 085 DHM1M (110,4 кВт)	12,8198	1	12,819 8	7,691
Водогрійний газовий котел Buderus Logomax plus GB 162-100 (94,5 кВт)	10,4078	4	41,631 2	2,092

Розрахунок засобів вимірювальної техніки вузла обліку газу

Цим розділом проектом передбачається влаштування сучасного єдиного комерційного вузла обліку газу зі встановленням його на межі території споживача згідно з вимогами [3]. Перед комерційним вузлом обліку природного газу встановити вимикальний пристрій. До шафи з вузлом комерційного обліку газу та запірної арматури забезпечено вільний доступ представників АТ «Харківгаз».

Пропускна спроможність газового лічильника за стандартних умов знаходиться, як:

$$Q_H = \frac{Q \cdot T \cdot Z \cdot P_H}{P_{абс} \cdot T_H}, \text{ м}^3/\text{ГОД},$$

де Q – витрата газу обладнанням (максимальна / мінімальна), $\text{м}^3/\text{ГОД}$;

T – температура природного газу, К;

Z – коефіцієнт стисливості газу:

– за $P_{\max}, t_{\min}$ – $Z = 0,979\,000\,6$;

– за $P_{\min}, t_{\max}$ – $Z = 0,995\,549\,9$.

P_H – нормативний тиск газу, $P_H = 0,101\,325$ МПа;

$P_{абс}$ – абсолютний тиск газу в газопроводі, МПа;

T_H – нормативна температура газу, $T_H = 293,15$ К.

Передбачається влаштування комерційного вузла обліку газу на базі газового роторного лічильника типу DELTA G65 DN80 PN16 ($Q_{\max} = 100,0 \text{ м}^3/\text{ГОД}$, $Q_{\min} = 0,5 \text{ м}^3/\text{ГОД}$) з діапазоном витрат 1 : 200, вимірювально-керівного комплексу ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4, до якого за допомогою іскробезпечного бар'єра для передачі даних по GPRS-зв'язку підключений перетворювач інтерфейсів ініціативний. Розташування вимірювального комплексу передбачається у зовнішньому виконанні в металевій шафі. Шафа встановлюється на межі земельної ділянки.

Технічна характеристика газового роторного лічильника типу DELTA G65 DN80 з діапазоном витрат 1 : 200:

- максимальна витрата газу – 100,0 м³/год;
- номінальна витрата газу – 65,0 м³/год;
- мінімальна витрата газу – 0,5 м³/год;
- поріг чутливості – 0,2 м³/час;
- температура навколишнього середовища – від -30 °С до +60 °С;
- відносна вологість навколишнього середовища при температурі +25 °С до 80 %;
- діапазон вимірювання температури газу – от -30 °С до +60 °С;
- границі основної допустимої відносної похибки вимірювання об'єму газу за робочих умов в діапазоні витрат:

$$Q_{\min} \leq Q < 0,05Q_{\max} - \pm 2,0 \ %;$$

$$0,05Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max} - \pm 1,0 \ %;$$

- інтервал між повірками – 2 роки.

Технічні дані вимірювально-керівного комплексу

ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4

Комплекс має модифікацію «2» та інтегрований до його складу обчислювач ПК-В (перетворювач-коректор-обчислювач), автоматично перетворює об'єм газу, що вимірюваний за робочими умовами лічильником в об'єм газу за стандартних умов. Максимальна допустима відносна похибка комплексу (без врахування похибки лічильника) $\pm 0,45 \ %$.

Обчислювач ПК-В (виконання 2) має вбудований перетворювач абсолютного тиску та обчислювач витрати, об'єму та маси середи з приведенням об'ємної витрати до стандартних умов. Для вимірювання температури

використовується зовнішній перетворювач ПТ-П з підключенням за інтерфейсом RS485.

Для ізолювання обчислювача від газопроводу з метою захисту від розрядів блискавок на імпульсній лінії встановити ізолювальний фланець.

Обчислювач має вибухозахисне виконання. Електроживлення обчислювача здійснюється за допомогою бар'єра іскрозахисту.

Загальні характеристики ПК-В (виконання 2):

- діапазон вимірювання абсолютного тиску – 0,1–0,7 МПа;
- основна приведена похибка обчислювача під час виміру абсолютного тиску - $\pm 0,075\%$;
- основна відносна похибка обчислювача під час оброблення вхідних сигналів і обчислюванні параметрів середнє – $\pm 0,02\%$.

Перетворювач температури ПТ-1-П-03-2-D6-L80-A з зовнішнім платиновим ТО. Перетворювач температури має такі характеристики:

- максимально допустима похибка – $\pm 0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- діапазон вимірювання температури – від $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- на виході кодовий цифровий сигнал інтерфейсу RS485.

Пропускна здатність комплексу за максимальної годинної витрати газу $Q = 227,52\text{ м}^3/\text{год}$, абсолютному мінімальному тиску газу $P_{\text{абс}} = 0,281\text{ 325 МПа}$ та температурі газу $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$Q_{\text{н}} = \frac{227,52 \times (273,15 + 40) \times 0,997\,478\,9 \times 0,101\,325}{0,281\,325 \times 293,15} = 87,316 \frac{\text{м}^3}{\text{год}} < \frac{100,0\text{ м}^3}{\text{год}}.$$

Проектом передбачена можливість одночасного ввімкнення не менше трьох газових котлів для забезпечення обліку мінімальної витрати газу вузлом обліку газу.

Пропускна здатність комплексу при мінімальній годинній витраті газу

$$Q = 6,276 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}, \quad \text{абсолютному} \quad \text{максимальному} \quad \text{тиску} \quad \text{газу}$$

$P_{\text{абс}} = 0,701\,325 \text{ МПа}$ і температурі газу $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$Q_n = \frac{6,276 \times (273,15 - 25) \times 0,979\,000\,6 \times 0,101325}{0,701\,325 \times 293,15} = 0,751 \text{ м}^3/\text{год} > 0,5 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Грунтуючись на розрахунку, проєктний комерційний вузол обліку газу на базі лічильника газу марки «Delta» типорозміром G65 DN80 з діапазоном витрат 1 : 200 пропустить витрату газу на потреби обладнання в межах нормативної похибки в діапазоні від максимальної розрахункової до мінімальної розрахункової витрати.

Для можливості проведення монтажних робіт та безперервного постачання природним газом розділом проєкту передбачена котушка під шаблон вимірювального комплексу.

Перед вимірювальним комплексом вузла обліку газу встановлюються вимикальний пристрій, газовий фільтр із границею очищення 50 мкм та індикатором забруднення. Для можливості перевірки вимірювального комплексу на місці проєктом передбачається облаштування місця для підключення контрольного вимірювального комплексу.

Пропускна здатність вузла комерційного обліку газу належить обов'язковому уточненню з виконанням перевірного розрахунку у разі зміни розрахункових об'ємів газу на споживання.

Організація дистанційної передачі даних про споживаний газ

Згідно з [3] п. 3.4. підрозділу 3 розділу X, цим розділом проєкту передбачається облаштування проєктного лічильника газу марки «Delta» типорозміром G65 DN80 із системою дистанційної передачі даних, а саме перетворювачем інтерфейсів ініціативним (АЧСА.468219.004).

Перетворювач становить пристрій, виконаний в пластиковому корпусі, у якому встановлена друкована плата з радіoeлементами.

Роз'єми зовнішнього зв'язку плати типу «Combicon», розташовані з боків плати і доступні через отвори в бічних панелях корпусу.

Перетворювач має корпус у вигляді конструкції для установки на DIN-рейці.

Конструкцією і установкою на платі відповідних елементів перетворювачі передбачені:

- захист від коротких замикань за всіма інтерфейсними висновками;
- захист від коротких замикань живлення перетворювача;
- захист від подачі напруги живлення зворотної полярності.

Питання для самоконтролю

1. Мета розрахунку лічильника газу.
2. Що таке комерційний облік газу?
3. Розрахунок годинної витрати газу газовим обладнанням.
4. Позначення лічильника газу.

6 ОСОБЛИВОСТІ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРАХУНКУ ГАЗОПРОВОДІВ У ПРОМИСЛОВОСТІ

Гідравлічні режими роботи газопроводів повинні прийматися за умови створення за максимально допустимих втрат тиску газу найбільш економічної та надійної в експлуатації системи, що забезпечує стійкість роботи ГРП, газорегуляторних установок (ГРУ), а також роботи пальників споживачів у допустимих діапазонах тиску газу.

Розрахункові внутрішні діаметри газопроводів необхідно визначати гідравлічним розрахунком за умови забезпечення безперебійного газопостачання всіх споживачів у часи максимального споживання газу.

Гідравлічний розрахунок газопроводів виконується зазвичай на комп'ютері з оптимальним розподілом розрахункової втрати тиску між ділянками мережі.

За неможливості або недоцільності виконання розрахунку на комп'ютері (відсутність відповідної програми, окремі ділянки газопроводів тощо) гідравлічний розрахунок допускається виконувати за наведеними нижче формулами або за номограмами, складеними за цими формулами.

Розрахункові втрати тиску в газопроводах високого та середнього тисків приймаються в межах категорії тиску, прийнятого для газопроводу.

Розрахункові сумарні втрати тиску газу в газопроводах низького тиску (від джерела газопостачання до найбільш віддаленого приладу) приймаються не більше 180 даПа, зокрема в розподільних газопроводах 120 даПа, газопроводах-вводах і внутрішніх газопроводах – 60 даПа.

У випадках, коли газопостачання СВГ є тимчасовим (із наступним переведенням на постачання природним газом), газопроводи потрібно проектувати за умов можливості їхнього використання в майбутньому на природному газі. Водночас кількість газу необхідно визначати як еквівалентну (за теплотою згоряння) розрахунковій витраті СВГ.

Значення розрахункової втрати тиску газу під час проектування газопроводів усіх тисків для промислових, сільськогосподарських і побутових підприємств і організацій комунально-побутового обслуговування приймаються залежно від тиску газу у місці підключення з урахуванням технічних характеристик прийнятого до встановлення газового обладнання, пристроїв автоматики безпеки та автоматики регулювання технологічного режиму теплових агрегатів.

Гідравлічний розрахунок кільцевих мереж газопроводів варто виконувати з ув'язкою тисків газу у вузлових точках розрахункових кілець при максимальному використанні допустимої втрати тиску газу. Неув'язка втрат тиску в кільці допускається до 10 %.

Під час виконання гідравлічного розрахунку надземних та внутрішніх газопроводів з урахуванням ступеня шуму, утворюваного рухом газу, потрібно приймати швидкості руху газу не більше ніж 7 м/с для газопроводів низького тиску, 15 м/с – для газопроводів середнього тиску, 25 м/с – для газопроводів високого тиску.

6.1 Розрахунок газопроводів високого (середнього тиску)

Діаметри газопроводів систем газопостачання промислових підприємств, котелень тощо визначають у результаті гідравлічного розрахунку. Його виконують методом питомих втрат тиску на тертя з використанням залежностей, які рекомендовані вимогами нормативних документів. Для систем середнього (високого) та низького тисків використовують одні і ті ж самі формули, згідно з якими розраховують відповідні газорозподільні системи населених пунктів. Особливістю є визначення розрахункової довжини ділянок: зазвичай у системах газопостачання промислових підприємств втрата тиску по довжині одного порядку з втратами тиску в місцевих опорах. І тому розрахункова довжина ділянки не збільшується автоматично на 10 % (що має місце при гідравлічному розрахунку вуличних газопроводів), а у кожному конкретному випадку визначається окремо. У зв'язку з цим гідравлічний розрахунок газопроводів промислових підприємств дещо ускладнюється. Методика розрахунку подана нижче.

Міжцехові та внутрішньоцехові газопроводи промислових підприємств розраховують окремо. Вихідними даними для розрахунку є:

- тиск газу в точці підключення до міського розподільного газопроводу відгалуження до промислового підприємства;
- топоплан підприємства з нанесеними цехами, дільницями, в яких встановлено газовикористовувальне обладнання;
- план цеху з нанесеним газовикористовувальним обладнанням;
- відомості про витрати газу чи теплову потужність обладнання;

- тип використаних газопальникових пристроїв (насамперед цікавить номінальний тиск газу перед пальником).

Згідно з рекомендаціями, розробляють схему газопостачання промислового підприємства чи котельні і на її основі будують розрахункову схему газопроводів (аналогічно розподільним системам населеного пункту): окремо для між- і внутрішньоцехових газопроводів.

На розрахункову схему наносять назви всіх споживачів і джерело газопостачання:

- міжцехові газопроводи: ГРП чи ГРУ будівель і споруд, в яких встановлено газовикористовувальне устаткування, та ГГРП;
- внутрішньоцехові: ГРУ і котли, печі тощо, які споживають газ.

На основі досвіду проєктування сумарні втрати тиску на шляху від ГГРП до найбільш віддаленого газопальникового пристрою не повинні перевищувати 25 % від номінального тиску газу перед пальником.

Обчислення витрат газу на ділянках розпочинають, як і у вуличних газопроводах, від найбільш віддаленого споживача і виконують у напрямку до джерела газопостачання. Під час розрахунку внутрішньоцехових газопроводів, особливо за великої кількості однотипного устаткування витрату газу на ділянці варто обчислювати з урахуванням ймовірності одночасної роботи усіх котлів, печей тощо, що підключені до неї (як це спостерігається під час знаходження розрахункових витрат газу у внутрішньобудинкових і дворових газопроводах міських систем) із застосуванням формули. Значення коефіцієнта K_{Sim} зазвичай вказують технологи перед початком проєктування. Іншим варіантом може бути прокладання колектора одного діаметра, який розрахований на сумарну максимально-годинну витрату газу устаткуванням, що підключене до нього.

Насамперед розраховують головну магістраль, а потім ув'язують відгалуження. Розрахунок цих газопроводів, як і розглянутих раніше, виконують методом питомих втрат тиску на тертя. На відміну від вуличних розрахункову довжину ділянки визначають за формулою:

$$L_p = L_\Gamma + L_d \times \sum \xi, \text{ м},$$

де L_Γ – геометрична довжина ділянки (вимірюється за топопланом підприємства, планом цеху тощо відповідно до прийнятої схеми газопроводів), м;

L_d – еквівалентна довжина ділянки, м;

ξ – сума коефіцієнтів місцевих опорів на ділянці.

Еквівалентною називають таку умовну довжину, втрата тиску на якій еквівалентна втратам тиску в місцевому опорі, значення коефіцієнта ξ якого дорівнює 1. Еквівалентну довжину потрібно визначати залежно від режиму руху газу в трубопроводі. Це можна зробити:

- аналітично (у газопроводах середнього (високого) тисків зазвичай турбулентний режим руху) і, відповідно,

$$L_d = \frac{d}{11 \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{v \cdot d}{V} \right)^{0,25}}, \text{ м},$$

де n – еквівалентна абсолютна шорсткість внутрішньої поверхні стінки труби:

сталевій – $n = 0,01$, поліетиленовій – $n = 0,002$;

d – внутрішній діаметр газопроводу, см;

v – коефіцієнт кінематичної в'язкості природного газу, $v = 14,3 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$;

V – розрахункова витрата газу, $\text{м}^3/\text{год}$;

- графічно – за номограмою, яку наведено на рисунку 6.1, залежно від розрахункової витрати газу на ділянці та її діаметра.

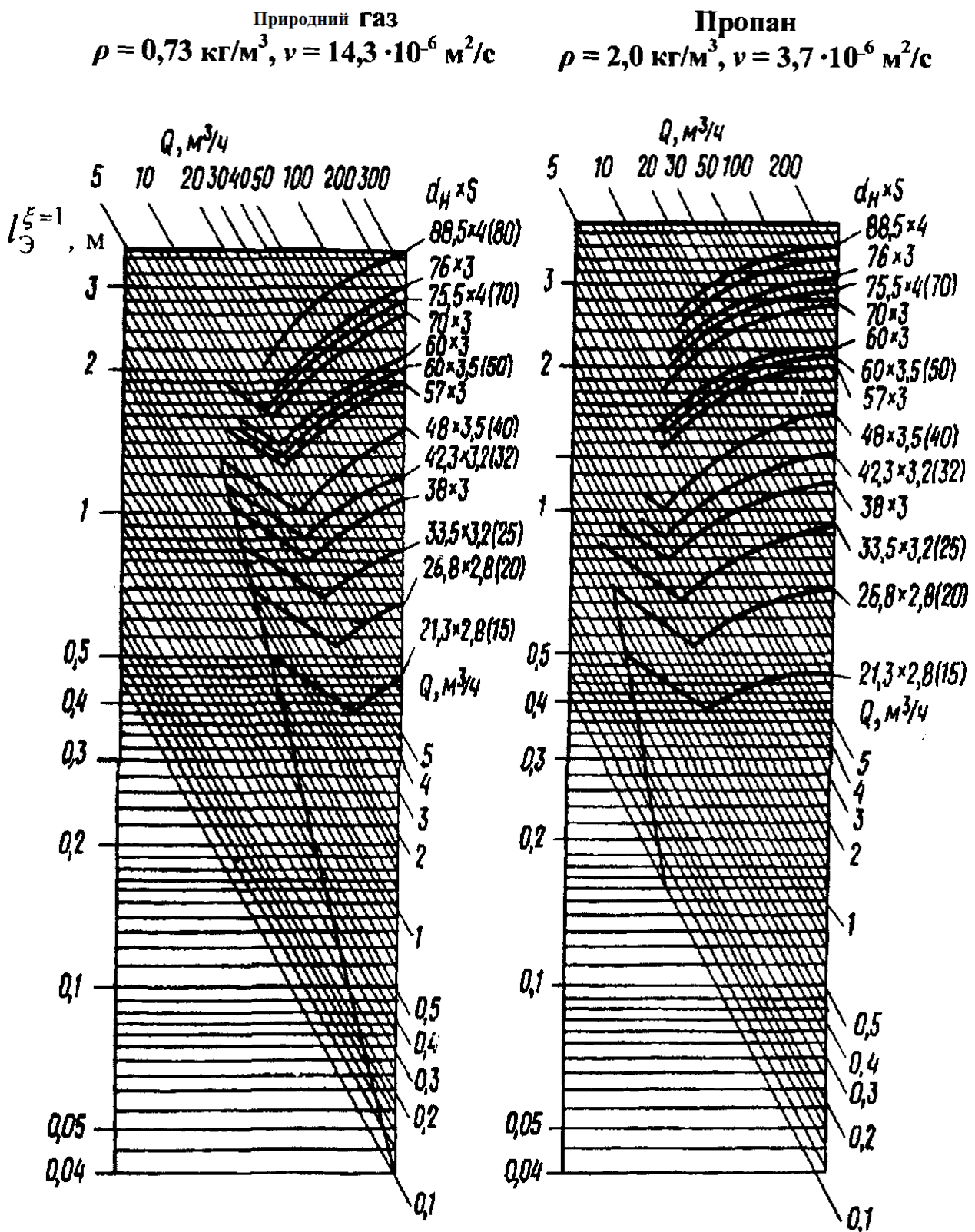


Рисунок 6.1 – Номограми для визначення еквівалентних довжин

Як видно, у будь-якому випадку для знаходження еквівалентної довжини ділянки повинен бути відомим її діаметр. Попереднє визначення внутрішнього діаметра ділянки виконують згідно з рекомендованою формулою:

$$d = 0,036 \, 238 \sqrt{\frac{V(273 + t)}{\bar{P} \cdot W}}, \text{ см,}$$

де t – температура газу, °C;

P – середній тиск газу (абсолютне значення) на ділянці, яка розглядається, МПа; W – швидкість руху газу, приймається (не більше) для мережі високого тиску – 25 м/с, середнього – 15 м/с.

Середній тиск газу на ділянці визначають так:

- для головної магістралі – спочатку знаходять питому втрату тиску R :

$$R = \frac{P_1 - P_N}{\sum_{i=1}^n L_{\Gamma_i}}, \text{ МПа,}$$

- а потім – початковий і кінцевий тиски на ділянці, яка розглядається.

Відповідно:

$$P_{\Pi} = P_1 - R \cdot \sum_{i=1}^m L_{\Gamma_i}, \text{ МПа}$$

$$P_K = P_1 - R \cdot \sum_{i=1}^{m+1} L_{\Gamma_i}, \text{ МПа,}$$

де m – кількість ділянок головної магістралі, починаючи від джерела (ГГРП підприємства чи ГРУ цеху) до ділянки, яка розглядається (приймається на підставі розрахункової схеми системи газопостачання промислового підприємства);

P_1 – тиск газу на виході з джерела, МПа;

P_{Π} – тиск газу на ввіді газопроводу в цех (якщо розглядається міжцехова система газопостачання) або перед газопальниковим пристроєм (у разі розрахунку внутрішньоцехової системи), МПа.

$$\bar{P} = \frac{P_{\Pi} + P_{\kappa}}{2}, \text{ МПа}$$

$$\bar{P} = \frac{P_J + P_N}{2}, \text{ МПа,}$$

де P_J – тиск газу у точці підключення відгалуження до головної магістралі (приймається за результатами розрахунку головної магістралі), МПа.

З сортаменту труб вибирають найближче (краще більше) значення діаметра до знайденого за формулою.

Вид коефіцієнтів місцевого опору визначають за схемою газопроводів, а їхні значення знаходять, використовуючи дані таблиці 6.1. Таким чином (з урахуванням дійсних значень втрат тиску в місцевих опорах) обчислюють розрахункову довжину ділянок тільки для газопроводів, у яких втрата тиску на тертя одного порядку з втратами тиску в місцевих опорах, що наявне у системах газопостачання промислових підприємств.

Таблиця 6.1 – Значення коефіцієнтів місцевих опорів

Вид місцевого опору	Значення ζ	Вид місцевого опору	Значення ζ для умовних діаметрів, мм					
			15	20	25	32	40	≥ 50
Раптове звуження	0,35	Відвід 90 °	2,2	2,1	2,0	1,8	1,6	1,1
Трійник прохідний	1	Пробковий кран	4	2	2	2	2	2
Трійник поворотний (відгалуження)	1,5	Вентиль прямий	11	7	6	6	6	5
Хрестовина прохідна	2	Вентиль «косий»	3	3	3	2,5	2,5	2
Хрестовина поворотна	3	–	Значення ζ для умовних діаметрів, мм					
			50–100		175–200		300 і більше	
Відвід гнучий 90 °	0,3	Засувка	0,5		0,25		0,15	

Після визначення діаметра та знаходження розрахункової довжини кожної з ділянок головної обчислюють питому різницю квадратів тиску, а потім для першої (за напрямком руху газу від джерела) ділянки і розрахункову різницю квадратів тиску. Користуючись номограмою для попередньо визначеного діаметра, знаходять дійсне значення різниці квадратів тиску.

Тиск газу в кінці ділянки є початковим для наступної за напрямком руху газу ділянки, тобто ділянки 2-3. Подальший розрахунок виконують аналогічно.

Якщо в кінці головної магістралі тиск газу відрізнятиметься більш ніж на 10 % від заданого значення, необхідно змінити (зазвичай збільшити) діаметр кінцевої ділянки головної магістралі та перерахувати її розрахункову довжину. Після цього необхідно повторити розрахунок, починаючи з визначення питомої різниці квадратів тиску. У будь-якому випадку нев'язка тисків у найбільш віддаленого споживача, отриманого розрахунковим шляхом і прийнятого P_k , не повинна перевищувати 10 %.

Для міжцехових газопроводів, як і для газопроводів вуличних міських розподільних мереж, їхній мінімальний умовний діаметр згідно з вимогами приймають не менше 50 мм. Для внутрішньоцехових газопроводів умовний діаметр ділянки повинен бути не менше 25 мм.

Після розрахунку головної магістралі обчислюють діаметри ділянок газопроводів відгалужень. Методика розрахунку аналогічна, як і для вуличних газопроводів.

Таблиця 6.2 – Приклад гідравлічного розрахунку мережі середнього тиску

Номер ділянки	V, м ³ /год	D _{зхS} , мм	d _{вн} , см	L _г , м	L _д , м	$\Sigma \xi$	L _p , м	ΔP^2 , кПа ²	P _п , кПа	P _к , кПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Головна магістраль: ГРП1-К3										
1-2	282,00	57 × 3,0	5,1	320	2,08	1,6	324	16 000	1 600	1 595,0
2-3	141,00	57 × 3,0	5,1	390	1,99	2,65	396	4 680	1 595,0	1 593,5
			$\Sigma =$	710						
Відгалуження										
2-4	141,00	57 × 3,0	5,1	20	1,99	0,8	22	250	1 595,0	1 594,9

Гідравлічний розрахунок газопроводів систем газопостачання промислових підприємств зручно виконувати в табличній формі (табл. 6.2).

6.2 Розрахунок газопроводів низького тиску

Гідравлічний розрахунок між- і внутрішньоцехових газопроводів низького тиску промислових підприємств принципово не відрізняється від розрахунку аналогічних газопроводів міських розподільних мереж. Основна відмінність, як і у розрахунках мереж середнього (високого) тисків – це визначення розрахункової довжини ділянки.

З достатньою точністю можна прийняти, що у газопроводах низького тиску існує ламінарний режим руху газу. Рекомендується для визначення еквівалентної довжини ділянки газопроводу застосовувати таку формулу:

$$L_d = 5,5 \times 10^{-6} \frac{V}{v}, \text{ м.}$$

При попередньому обчисленні діаметра ділянки швидкість руху газу не повинна перевищувати 7 м/с. Інколи варто перевірити режим руху газу в трубопроводах: доволі часто значення критерію Рейнольдса відповідає турбулентному режиму, визначають питому втрату тиску на тертя. Сумарний наявний перепад тиску в мережі газопроводів промислового підприємства не повинен перевищувати 50 % від номінального тиску газу перед пальником. А оскільки розрахунки міжцехових і внутрішньоцехових газопроводів варто виконувати окремо, то з достатньою точністю втрати тиску в кожній з цих систем можна вважати однаковими, тобто по 25 % від номінального тиску газу перед газопальниковим пристроєм.

За допомогою номограм для попередньо обчисленого діаметра першої ділянки газопроводу головної магістралі знаходять фактичне значення питомої втрати тиску на тертя, вираховують втрату тиску на ділянці. Після цього переходять до розрахунку інших ділянок головної магістралі. Сумарна втрата тиску не повинна відрізнитись більш, ніж на 10 % від прийнятого перепаду тиску в системі. У протилежному випадку варто виконати перерахунок діаметрів.

Таблиця 6.3 – Приклад гідравлічного розрахунку мережі середнього тиску

Номер ділянки	V, м³/год	DзхS, мм	dвн, см	Lг, м	Lд, м	$\Sigma\xi$	Lр, м	ΔP^2 , кПа²	Pп, кПа	Pк, кПа
Головна магістраль: ГРП1-К3										
1-2	282,00	57 × 3,0	5,1	320	2,08	1,6	324	16 000	1 600	1 595,0
2-3	141,00	57 × 3,0	5,1	390	1,99	2,65	396	4 680	1 595,0	1 593,5
			$\Sigma=$	710						
Відгалуження										
2-4	141,00	57 × 3,0	5,1	20	1,99	0,8	22	250	1 595,0	1 594,9

Газопроводи-вводи

Методика гідравлічного розрахунку вводу на територію промислового підприємства не відрізняється від методики розрахунку вуличних газопроводів відповідного тиску.

Питання для самоконтролю

1. Гідравлічний розрахунок газопроводів високого (середнього) тиску.
2. Особливості розрахунку газопроводів низького тиску.

7 СИСТЕМА РЕДУКУВАННЯ ТИСКУ ГАЗУ

7.1 Визначення особливостей процесу редукування газу в системах промислового газопостачання

Система редукування тиску газу повинна підтримувати сталий режим тиску в вихідному газопроводі, що забезпечує надійну та безпечну роботу газовикористовувального обладнання.

Редукування із вхідного тиску 0,6 МПа і більше до вихідного тиску 0,005 МПа та менше має бути двоступеневим та послідовним.

У ГРП та ГРПБ за наявності декількох робочих ліній з одним вихідним тиском резервні лінії редукування варто передбачати у кількості:

- однієї – за наявності не більше трьох робочих ліній редукування;
- двох – за наявності більше трьох робочих ліній редукування.

Для автоматичного включення в роботу резервної лінії редукування резервний регулятор тиску налаштовується на понижене значення відносно вихідного тиску робочої лінії.

Проектні дані щодо вихідного тиску пунктів редукування газу необхідно приймати з урахуванням втрат у системі газопостачання, змін тиску, які викликані нерівномірністю газоспоживання та діапазону регулювання газовикористовувального обладнання.

Параметри налаштування регуляторів тиску встановлюються виходячи з умов забезпечення номінальних значень перед газовикористовувальним обладнанням. Пункти редукування газу, призначені для систем газопостачання низького тиску до 300 даПа, повинні забезпечувати відключення подачі газу споживачам при зниженні тиску за пунктом редукування газу менше ніж 70 даПа.

Регулятор тиску, редуктор тиску газу – різновид регулюючої арматури, автоматичний автономний пристрій, що слугує для підтримки постійного тиску газу в трубопроводі. Під час регулювання тиску відбувається зниження початкового високого тиску на кінцеве низьке. Це досягається автоматичною зміною ступеня відкриття органу регулятора, що дроселює, внаслідок чого автоматично змінюється гідравлічний опір минаючому потоку газу.

Залежно від підтримуваного тиску (розташування контрольованої точки в газопроводі) регулятори тиску поділяють на регулятори «до себе» і «після себе». У ГРП застосовують тільки регулятори «після себе».

Регулятори тиску класифікують:

- за принципом дії;
- за конструкцією дросельного органу;
- за конструкцією імпульсних елементів;
- за конструкцією керуючих елементів;
- за величиною регульованого тиску;
- за обладнанням;

- за характером регулюючого впливу.

За принципом дії регулятори поділяються на регулятори прямої і непрямой дії.

Прямой дії регулятори переважно використовуються ГРПШ і становлять пристрої, призначені для автоматичного регулювання тиску газу шляхом зміни його витрати. Вони використовують для своєї роботи в автоматичному режимі енергію робочого середовища (газ). Регулятори тиску газу прямої дії підрозділяються на дві підгрупи: на пілотні і безпілотні (без підсилювача).

Пілотні регулятори мають керуючий пристрій у вигляді невеликого регулятора, що називається пілотом. До пілотних регуляторів тиску належать регулятори типу РДУК, РДБК (рис. 7.1) і РДГ.

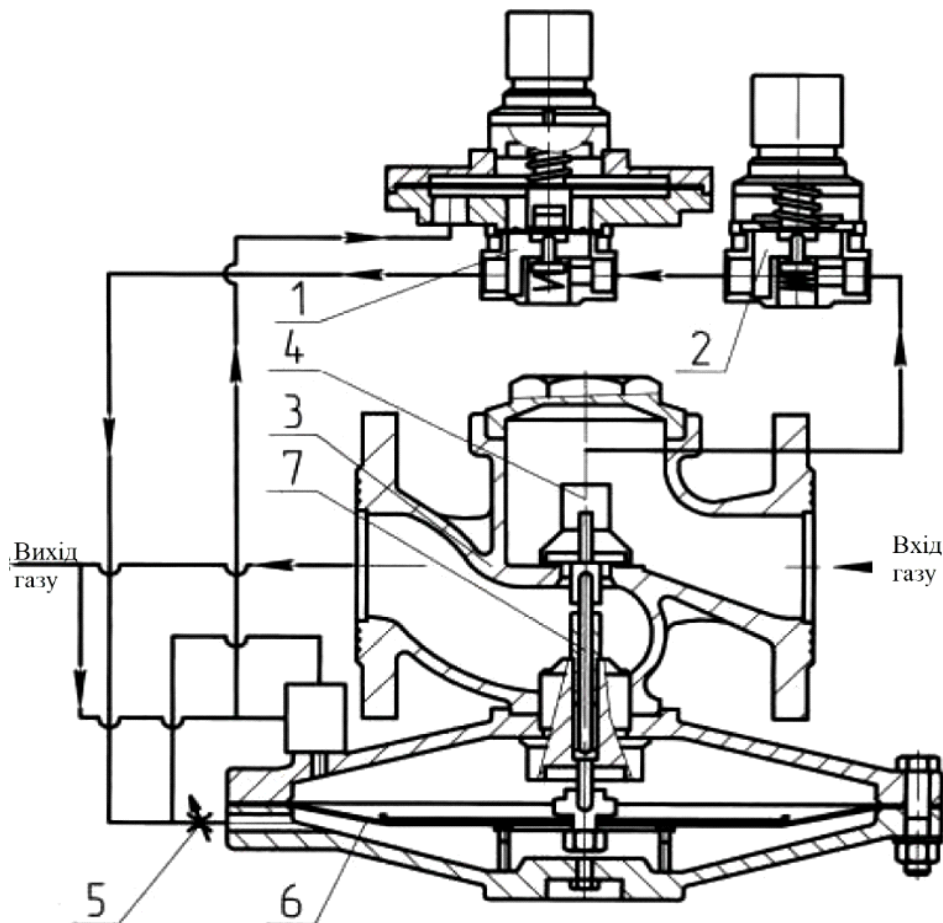


Рисунок 7.1 – Схема регулятора тиску РДБК:

- 1 – регулятор управління низького тиску (пілот); 2 – регулятор тиску прямої дії (стабілізатор); 3 – клапан регулюючий; 4 – клапан регулятора; 5 – дросель регулюючий; 6 – мембрана робоча; 7 – шток

За конструкцією дросельного органу – з односідельними і двосідельними клапанами або заслінкою, а також із твердими або м'якими клапанами. Односідельні – одне сідло і один клапан. Застосовуються переважно на міських ГПР. Двосідельні – два клапани і два сідла. Застосовуються на ГРП високого тиску (вхідний не більше 1,2 МПа, вихідний більше 0,6 МПа) з постійною витратою газу, а також За необхідності забезпечити більшу пропускну здатність газу через ГРП за мінімальної кількості регулюючих ліній.

За конструкцією імпульсних елементів – мембранні і поршневі. Найбільше поширені мембранні регулятори тиску. Основу мембрани становить кругла пластина з еластичного матеріалу (прожированної шкіри, маслобензостійкої морозотривкої гуми, прогумованого полотна або пластмаси), що по периметрі затискується між фланцями мембранної коробки.

За конструкцією керуючих елементів – вантажні, пружинні і пневматичні.

За величиною регульованого тиску – регулятори застосовані для регулювання тиску з високого на середній, із середнього на середній, із середнього на низький.

За обладнанням – одиничні як самостійні вироби і комбіновані (зблоковані з іншими технологічними елементами ГРПШ). Комбіновані регулятори можуть бути трьох видів:

- із вбудованим запобіжно-запірним клапаном (ЗЗК), наприклад типу РДГ;
- із вбудованим запобіжно-скидним клапаном (ЗСК), наприклад РД-32;
- із вбудованими ЗЗК і ЗСК, наприклад РДНК (рис. 7.2) і РДСК.

За характером регулюючого впливу регулятори підрозділяють на пропорційні (статичні) і астатичні.

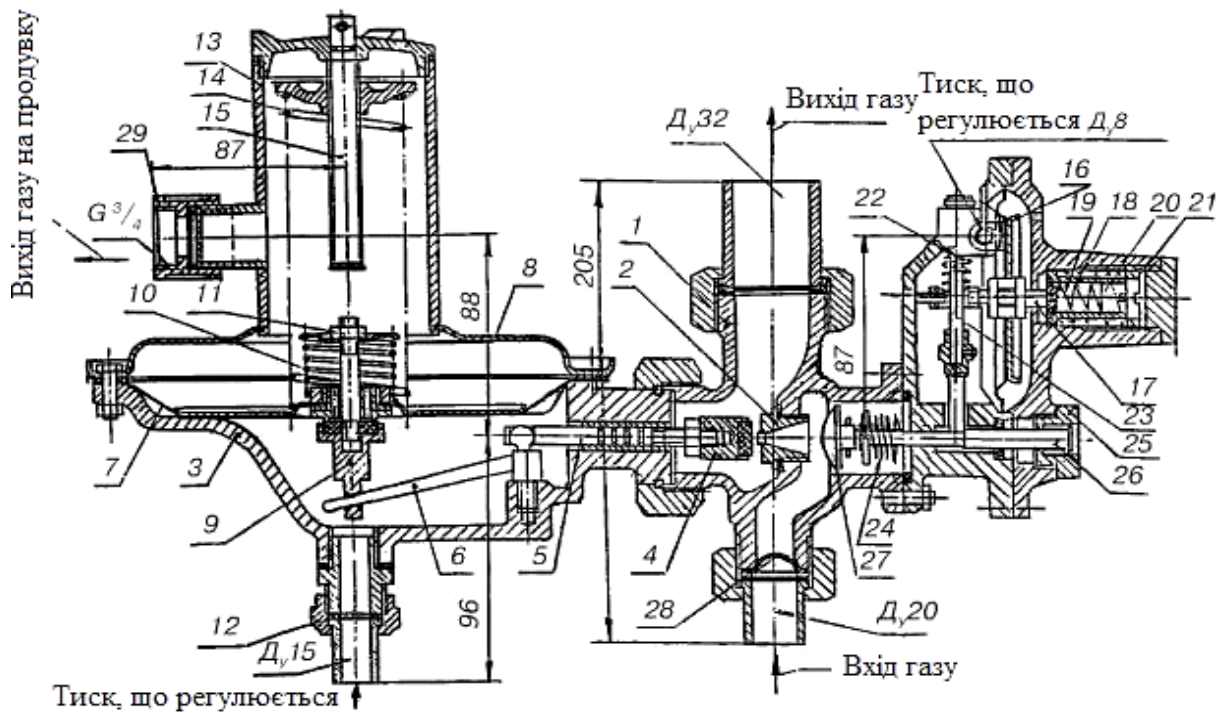


Рисунок 7.2 – Регулятор тиску газу комбінований РДНК-32:

- 1 – хрестовина; 2 – сідло; 3 – корпус; 4 – клапан; 5 – шток; 6 – важіль;
 7 – мембрана регулятора; 8 – кришка; 9 – клапан скидний запобіжний;
 10 – пружина; 11 – гайка; 12 – ніпель; 13 – склянка; 14 – пружина; 15 – гвинт регулювальний; 16 – мембрана; 17 – штовхач; 18, 19 – пружина; 20 – пробка;
 21 – втулка; 22 – пружина; 23 – шток; 24 – пружина; 25 – пробка; 26 – шток;
 27 – клапан відсічний; 28 – захисна сітка; 29 – муфта

Мембрана 2 (рис. 7.3, а) астатичного регулятора тиску газу має поршневу форму, і її активна площа, що сприймає тиск газу, практично не змінюється за будь-яких положень регулювального клапана 6. Отже, якщо тиск газу врівноважує силу ваги мембрани 2, стрижня 1 і клапана 6, то мембранній підвісці відповідає стан астатичної (байдужої) рівноваги. Процес регулювання тиску газу буде протікати в такий спосіб. Припустимо, що витрата газу через регулятор дорівнює його припливу і клапан 6 займає якесь певне положення. Якщо витрата газу збільшиться, то тиск зменшиться і відбудеться опускання мембранного пристрою, що спричинить додаткове відкриття регулювального клапана. Після того як відбудеться відновлення рівноваги між припливом і витратою, тиск газу

збільшитися до заданої величини. Якщо витрата зменшиться та відповідно відбудеться збільшення тиску газу, процес регулювання буде протікати у зворотному напрямку. Налаштовують регулятор на необхідний тиск газу за допомогою спеціальних вантажів 3, причому зі збільшенням їхньої маси вихідний тиск газу зростає. Астатичні регулятори після збурювання приводять регульований тиск до заданого значення незалежно від величини навантаження і положення регульовального клапана. Рівновага системи можлива тільки при заданому значенні регульованого параметра, при цьому регульовальний клапан може займати будь-яке положення. Астатичні регулятори часто заміняють пропорційними.

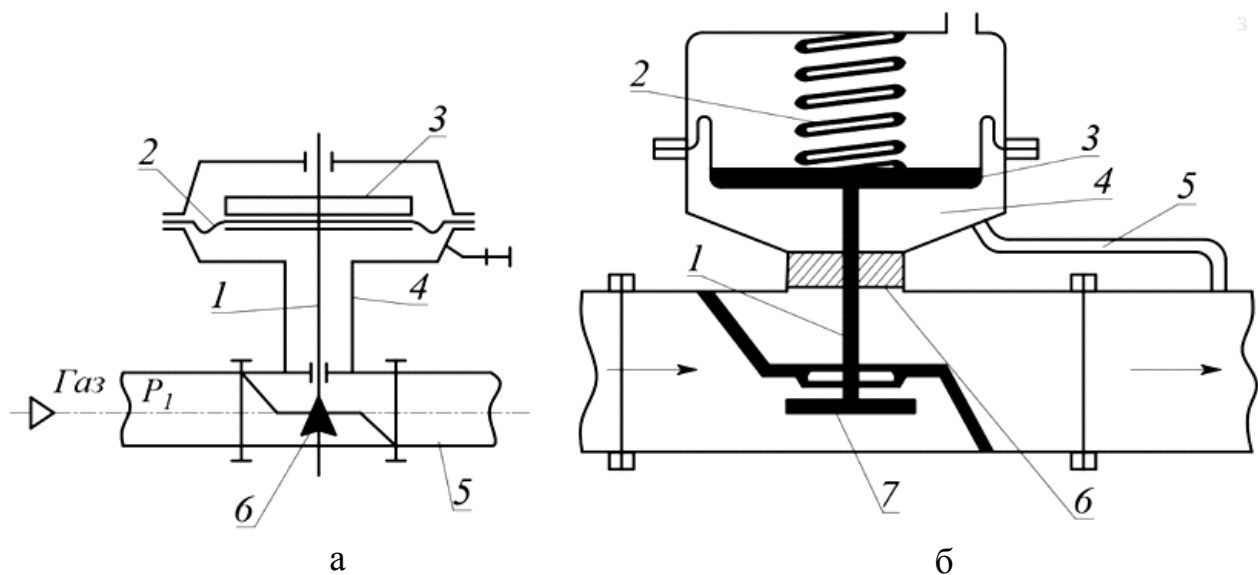


Рисунок 7.3 – Схема регуляторів тиску:

а – астатичного: 1 – стрижень; 2 – мембрана; 3 – вантажі; 4 – підмембранна порожнина; 5 – вихід газу; 6 – клапан;

б – пропорційного: 1 – стрижень; 2 – пружина; 3 – мембрана; 4 – підмембранна порожнина; 5 – імпульсна трубка; 6 – сальник; 7 – клапан

У пропорційних (статичних) регуляторах, на відміну від астатичних, підмембранна порожнина відділена від колектора сальником і з'єднується з імпульсною трубою, тобто вузли зворотного зв'язку розташовані поза об'єктом.

Замість вантажів на мембрану діє сила стиску пружини 2 (рис. 7.3, б). Якщо в астатичному регуляторі найменша зміна вихідного тиску газу може привести до переміщення регульовального клапана з одного крайнього положення в інше, то в статичному повне переміщення клапана з одного крайнього положення в інше відбувається тільки за відповідного стиску пружини. Як астатичні, так і пропорційні регулятори під час робіт з дуже вузькими межами пропорційності мають властивості систем, що працюють за принципом «відкрите-закрите», тобто у разі незначної зміни параметра газу переміщення клапана відбувається миттєво. Щоб усунути це явище, установлюють спеціальні дроселі в штуцері, що з'єднує робочу порожнину мембранного пристрою з газопроводом або свічею. Установка дроселів дозволяє зменшити швидкість переміщення клапанів і домогтися більше стабільної роботи регулятора.

Двоступеневі системи регулювання

Хоча в багатьох випадках застосовуються одноступінчасті системи, іноді виникає необхідність в установці двоступеневої системи регулювання. При цьому один регулятор високого тиску встановлюється на ємність, а регулятори низького тиску встановлюються безпосередньо у споживача. Важливо відзначити, що тиск у системах з одноступінчастим регулюванням підтримується з точністю до 1 кПа. Двоступеневі ж системи дозволяють підвищити точність регулювання до 0,25 кПа, що відповідає вимогам нових високоефективних газоспоживальних пристроїв, для яких потрібно точне регулювання тиску для правильного займання і стабільної експлуатації. Для полегшення ідентифікації типу РД щодо місця установки в тій чи іншій системі регулювання додатково до стандартного коду виробу в продукції деяких виробників використовується спеціальне колірне кодування.

Редукування із вхідного тиску 0,6 МПа і більше до вихідного тиску 0,005 МПа та менше має бути двоступеневим та послідовним.

Щоб обрати відповідний типорозмір регулятора, необхідно визначити загальне навантаження установки, яка розраховується шляхом додавання продуктивності всіх пристроїв, що входять в установку. Ці параметри можуть

бути взяті з паспортних даних регуляторів тиску або з технічної документації виробника.

Вибір регуляторів тиску газу необхідно здійснювати з врахуванням таких чинників:

- тип об'єкта регулювання;
 - максимальна і мінімальна необхідна витрата газу;
 - максимальний і мінімальний вхідний тиск;
 - максимальний і мінімальний вихідний тиск;
 - точність регулювання (максимально допустиме відхилення регульованого тиску і час перехідного процесу регулювання);
 - необхідність повної герметичності під час закриття регулятора;
- акустичні вимоги до роботи регуляторів з високим вхідним тиском і великими витратами газу.

Основною вимогою під час підбору регуляторів тиску є забезпечення стійкості його роботи на всіх можливих режимах, що найпростіше добитися правильним вибором регуляторів для того або іншого об'єкта. Для тупикового газопроводу (з відбором газу в кінці газопроводу) варто застосовувати статичні регулятори прямої дії. У разі великих витрат газу – непрямої дії.

У системах газорозподілу найпоширеніші такі типи регуляторів тиску (за видом навантаження): регулятори прямої дії з пружинним і важільно-пружинним навантаженням і регулятори непрямої дії з командним приладом (пілотом).

Принципова схема регулятора першої групи зображена на рисунку 7.4, а. До них можна віднести регулятори РДГД-20 і РДСК-50, у яких зусилля робочої мембрани передається безпосередньо на клапан, що знаходиться на штоку і закріплений в центрі мембрани. З метою розвантаження клапана від впливу вхідного тиску використовується додаткова розвантажувальна мембрана.

Друга група – це безпілотні регулятори типу РД-32М, РД-50М, РДНК-400 (рис. 7.4, б). Для них характерна наявність важеля передачі зусилля від робочої мембрани на регулювальний клапан. Завдяки різниці в довжинах плечей колінчастого важеля зменшується сила впливу вхідного тиску на клапан регулятора.

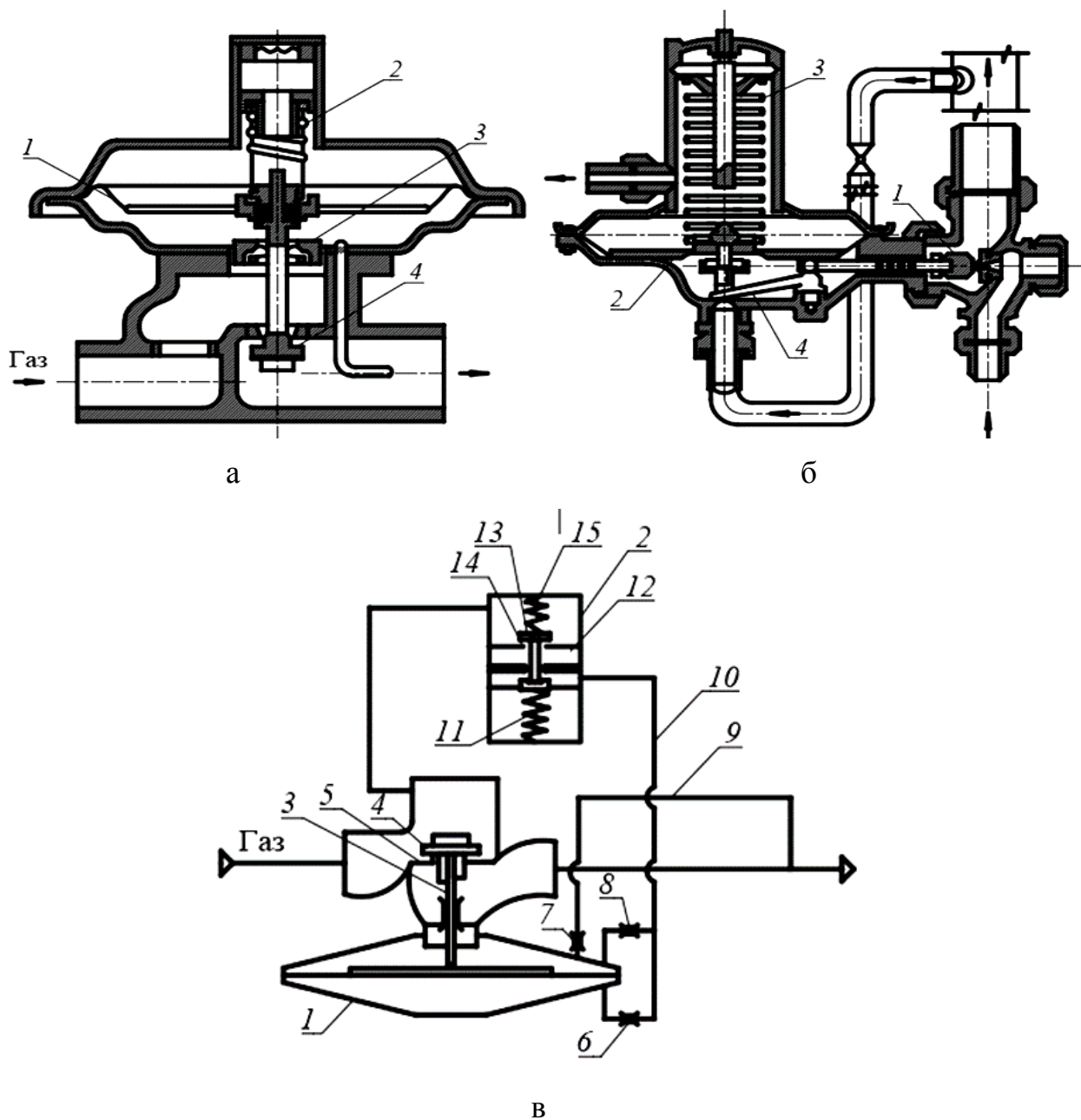


Рисунок 7.4 – Регулятор тиску газу:

а – регулятор з односідельним клапаном та розвантажувальною мембраною:

1 – робоча мембрана; 2 – пружина налаштування; 3 – розвантажувальна мембрана; 4 – робочий клапан; б – регулятор з важелем: 1 – регулювальний клапан; 2 – робоча мембрана; 3 – налаштувальна пружина;

в – регулятор із пілотом: 1 – мембрана; – пілот (регулятор управління); 3 – шток; 4 – клапан;

5 – сідло; 6, 7, 8 – регульовані дроселі; 9, 20 – імпульсні трубопроводи;

11 – регулювальна пружина пілота; 12 – мембрана пілота; 13 – клапан пілота;

14 – сідло; 15 – зворотна пружина

Зусилля мембранного приводу на клапан при цьому збільшується, що забезпечує більш високу ущільнювальне зусилля на клапан. У безпілотних регуляторів першої і другої груп органом налаштування регульованого вихідного тиску є налаштувальна пружина, що впливає на робочу мембрану. Обмежені розміри пружини і мембрани визначають такі особливості:

- вузький діапазон вихідного регульованого тиску, величина якого визначається параметрами налаштувальної пружини;
- «похилу» витратну характеристику. Це означає, що зі збільшенням витрати газу через регулятор від 0 % до 100 % вихідний тиск у певному співвідношенні для кожного типу регулятора зменшується;
- пропускна здатність цих регуляторів невелика.

Третя група регуляторів – пристрої типу РДУК2, РДБК1, РДГ (рис. 7.4, в).

Їхня характерна особливість – наявність регулятора управління (пілота). Процес регулювання визначається взаємодією вихідного тиску на робочу мембрану, сили так званого керуючого тиску, що подається з пілота в підмембранний простір, вантажем рухомих частин, силами тертя в з'єднаннях. Газ вхідного тиску надходить у пілот 2. Пілот підтримує постійний тиск на внутрішньому боці робочої мембрани регулятора. За імпульсного трубопроводу 9 газ вихідного тиску надходить на мембрану 1. Через дросель 7 надлишок газу після пілота постійно скидається. Налаштування регуляторів на потрібний вихідний тиск здійснюється зміною зусилля стиснення регулювальної пружини 11 пілота, а також відкриттям або закриттям прохідного перетину регульованих дроселів 6 і 7.

Якщо $P_{\text{вих}}$ зменшився, то зменшиться і тиск над робочою мембраною, клапан 4 разом із мембраною піднімається, витрата газу через регулятор збільшується, $P_{\text{вих}}$ зростає знову до заданого значення. Пілотні регулятори мають доволі широкі інтервали вхідного і вихідного тиску і пропускної здатності. Ці фактори забезпечуються впливом на робочу мембрану регулятора підмембранного керуючого тиску, створюваного пілотом, замість

безпосереднього впливу налаштувальної пружини на мембрану. Порівняно з пружинними регуляторами прямої дії пілотні мають такі переваги:

- можливість забезпечення доволі широких інтервалів вихідного регульованого тиску 0,01–0,06 МПа і 0,06–0,6 МПа;
- забезпечення достатньо великої пропускної здатності;
- можливість у низці випадків переналаштування регуляторів на робочі параметри без припинення подачі газу до споживачів.

У системах газорозподілу регулятори тиску газу непрямої дії зі стороннім джерелом енергії застосовують практично тільки в об'єктових ГРП або ГРУ великої пропускної здатності, де висуваються високі вимоги до процесу регулювання.

Підбір регуляторів тиску здійснюється залежно від значень перепадів тиску. Для правильного підбору регулятора тиску необхідно розрахувати його пропускну здатність за формулою:

$$Q = 1595 \cdot f \cdot \alpha \cdot P_1 \cdot \varphi \cdot \sqrt{\frac{1}{\rho_0}}, \text{ м}^3/\text{год},$$

де f – площа клапана, см^2 ;

α – коефіцієнт витрати;

P_1 – абсолютний тиск газу на вході у регулятор, МПа;

φ – коефіцієнт, який залежить від P_2/P_1 ; P_2 – абсолютний тиск газу на виході з регулятора, МПа;

ρ_0 – густина природного газу за нормальних умов ($\rho_0 = 0,73 \text{ кг/м}^3$).

Вибір регулятора здійснюють з умови, що його пропускна здатність повинна бути на 15–20 % більше максимальної годинної витрати газу споживачем. Це означає, що регулятор буде завантажений за максимального газоспоживання не більше, ніж на 80–85 %, а за мінімального газоспоживання – не менше, ніж на 10 %. Якщо ця умова не буде виконуватися, то за максимального відбору газу регулювальний орган буде повністю відкритий і не

зможе виконувати функції регулювання. Регулювання забезпечується тільки тоді, коли регулювальний орган і виконавчий механізм знаходяться в рухомому стані. У разі зниження відбору газу нижче граничного можуть виникнути автоколивання (пульсації, вібрації) клапана.

Під час вибору регулятора тиску необхідно враховувати:

- види регульованого об'єкта;
- максимальні і мінімальні значення витрати газу;
- максимальні і мінімальні значення вхідного і вихідного тиску;
- ступінь точності регулювання (швидкість перехідного процесу і максимальні значення можливих відхилень тиску);
- доцільність абсолютної герметичності під час закриття пристрою;
- акустичні вимоги до роботи приладів з великою витратою газу і високим вхідним тиском.

Під час вибору регулятора тиску потрібно переконатися в стабільності його роботи у всіх можливих режимах – для цього краще вибирати модель для конкретного об'єкта.

Якщо мова йде про тупикові газопроводи (передбачається, що відбір газу здійснюється в кінці газопроводу), краще вибирати статичні моделі прямої дії. Якщо заплановані витрати газу високі, то вибирайте модель непрямої дії.

Кільцеві та розгалужені газові мережі мають здатність до самовирівнювання, і в такому випадку підійде будь-який регулятор тиску. Проте через великі розрахункові значення витрат газу для ефективної роботи краще звернути увагу на астатичні пілотні регулятори непрямої дії. Такі моделі забезпечують точну підтримку значень тиску після себе.

Нерівномірність регулювання у статичних пристроїв з пружинами – приблизно 0–20 %, у статичних і астатичних пілотних моделей – від 5 % до 10 %.

Під час підключення до газових мереж із високим тиском і з великими коливаннями тиску одноступеневе зниження тиску є неприпустимим. У таких випадках краще підійде двоступенева модель. Як варіант можна

використовувати двоступеневе редукування, коли перший регулятор знижує тиск до проміжних значень, а другий – до необхідного значення.

Враховувати потрібно і ступінь шуму працюючого регулятора. Пристрій може працювати доволі голосно через газодинамічні коливальні процеси біля стінок регулятора і регулювального органу. Якщо частота коливань збігається, то збільшується амплітуда коливань і вібрація пристрою. Це може привести до передчасного зносу приладу. Щоб знизити амплітуду коливань, відразу після редукування газу можна встановити перфорований патрубок (поглинач шуму).

Для визначення пропускної здатності зазвичай використовують аналогію з витратою газу через сопло постійного перетину або звужуючого сопла. Процес при цьому вважають адіабатичним. Якщо вхідний тиск P_1 постійний, то швидкість прохідності і витрата газу зростає, а протитиск (вихідний тиск) P_2 зменшується до певного (критичного) значення, яке визначається, як P_2/P_1 . Якщо у природного газу показник адіабати K дорівнює 1,31, то співвідношення $P_2/P_1 = 0,5$. Іншими словами, в приладі, який підтримує низький тиск 2 000 Па (200 мм вод. ст.) при показнику вхідного надлишкового тиску в 0,1 МПа настає критичний режим витрати газу. При цьому газ проходить через сідло з постійною швидкістю, яка дорівнює швидкості звуку в цьому газі і досягнутої при критичному стані P_2/P_1 .

У робочих умовах об'ємна витрата газу не змінюється, навіть якщо в подальшому P_1 і P_2 підвищуються. При цьому змінюється масова витрата газу, а також об'ємна витрата, яка спричиняє нормальні фізичні умови.

У докритичному режимі прохідності газу пропускну здатність визначають, як квадричну залежність різниці P_1 та P_2 (формула для визначення перепаду тиску: $\Delta P = P_1 - P_2$). У критичному і надкритичному режимах пропускну здатність прямо пропорційна вхідному тиску.

7.1.2 Система захисту від підвищеного тиску

Система захисту від підвищеного тиску повинна в автоматичному режимі забезпечити захист газопроводів та технічних засобів від неприпустимого підвищення тиску у випадку несправності системи редукування.

Під час проєктування систем захисту від підвищеного тиску варто передбачати технічні пристрої:

- без скидання газу – регулятор-монітор або ЗЗК;
- зі скиданням газу – ЗСК.

Система захисту від підвищеного тиску не передбачається за виконання однієї з таких умов:

- максимальний робочий тиск на вході не перевищує максимального пікового тиску на виході;
- тиск газу перед регулятором не більше 0,01 МПа.

Регулятори-монітори потрібно застосовувати в пунктах редукування газу (далі ПРГ), які подають газ на об'єкти, що не допускають перерви в газопостачанні (ТЕС та аналогічні об'єкти, підприємства з безперервним циклом, головні ПРГ для населених пунктів).

ЗЗК необхідно застосовувати в системах газопостачання кінцевих споживачів.

ЗСК необхідно застосовувати разом з технічним пристроєм без скидання газу як додатковий ступінь захисту від підвищеного тиску.

Систему захисту від підвищеного тиску не передбачено за виконання однієї з таких умов:

- максимальний робочий тиск (далі – МРТ) на вході не перевищує максимального пікового;
- тиску (далі – МПТ) на виході;
- тиск газу перед регулятором – не більше ніж 0,01 Мпа.

Параметри налаштування технічних пристроїв системи захисту від підвищеного тиску встановлюються проєктом з урахуванням:

- максимальний робочий тиск (МОР) у вихідному газопроводі не повинен перевищувати проєктного тиску (СР);
- значення МОР повинно визначатися з урахуванням найменшого значення МОР, прийнятного для газовикористовувального обладнання в мережі газоспоживання;
- спрацювання повинно здійснюватися у разі перевищення значення пікового рівня робочого тиску до значення тимчасового робочого тиску (ТОР) та максимального пікового тиску (МІР), які наведені в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Значення пікового рівня робочого тиску до значення тимчасового робочого тиску (ТОР) та максимального пікового тиску (МІР)

Тиск у вихідному газопроводі, МПа	Піковий рівень робочого тиску	Параметри налаштування системи захисту від підвищеного тиску, не більше	
		ТОР	МІР
$0,5 < \text{МОР}$	1,050 МОР	1,2 МОР	1,3 МОР
$0,3 < \text{МОР} \leq 0,5$	1,075 МОР		
$0,2 < \text{МОР} \leq 0,3$	1,125 МОР	1,3 МОР	1,4 МОР
$0,01 < \text{МОР} \leq 0,2$		1,5 МОР	1,75 МОР
$0,005 < \text{МОР} \leq 0,01$			
$\text{МОР} \leq 0,005$	1,125 МОР	1,5 МОР	2,5 МОР
Примітки: 1. МПТ має бути менший від значень тиску випробування на міцність або тиску комплексного випробування. 2. Параметри налаштування технічних пристроїв системи захисту від підвищеного тиску потрібно обирати без врахування плюсового допуску, який відповідає точності спрацювання. 3. Для $\text{СР} \leq 0,01 \text{ МПа}$ МПТ не повинні перевищувати ТОР, якщо перед газовикористовувальною установкою не встановлено регулятори-стабілізатори. 4. МІР вихідного газопроводу має бути не більше 0,015 МПа, якщо газовикористовувальне обладнання випробувано на герметичність на 0,015 МПа та під'єднано безпосередньо до вихідного газопроводу ПРГ. 5. За відсутності необхідності влаштування пристрою безпеки ТОР та МІР нижче регулятора вихідного потоку не є актуальним для газопроводу, який оснащений системами регулювання тиску з МОР вище регулятора вхідного потоку в межах до 0,01 МПа включно.			

ЗЗК повинні відповідати таким вимогам:

- параметри спрацювання не повинні перевищувати значення тисків МІР, наведених в таблиці 7.1;

- встановлення в ГРУ значень верхньої та нижньої меж налаштування варто приймати з урахуванням меж стійкої роботи пальникових пристроїв відповідно до вимог виробника;
- залишатися в зачиненому стані після спрацювання до моменту ручного втручання;
- бути захищеним від підвищеного тиску, який може виникнути в іншій лінії редукування.

Відмова в роботі основного регулятора не повинна впливати на функціонування системи захисту від підвищеного тиску.

Регулятор-монітор повинен:

- встановлюватися на лінії редукування перед основним регулятором;
- бути налаштованим на увімкнення в роботу при заданому значенні тиску, який перевищує налаштування основного регулятора, але не перевищує значення тиску TOP, наведеного в таблиці 7.1;
- мати мінімальний час увімкнення в роботу.

Налаштування ЗСК повинно забезпечувати значення тиску, що не перевершує рівня MIP. Скидання газу через ЗСК повинно бути короткочасним і не викликати різкого зниження тиску в вихідному газопроводі. Зниження тиску газу до значень, менше встановлених в експлуатаційній документації газовикористовувального обладнання споживача, не допускається.

Після відновлення робочого тиску ЗСК повинен автоматично закриватися і повертатися до робочого стану.

Під час проєктування ПРГ варто передбачати можливість налаштування та перевірки спрацювання ЗСК без зупинення лінії редукування.

Включення в роботу регулятора-монітора, перехід контролю за вихідним тиском від основного регулятора до регулятора-монітора та спрацювання ЗСК повинні супроводжуватися включенням аварійної сигналізації в системі телеметрії або на робочому місці чергового оператора.

Питання для самоконтролю

1. Що таке регулятор тиску газу?
2. Класифікація регуляторів тиску газу.
3. Підбір регуляторів тиску газу.

8 ГАЗОПАЛЬНИКОВІ ПРИСТРОЇ

8.1 Призначення та види газопальникових пристроїв

Газовий пальник – це пристрій, який забезпечує:

- подачу розрахункових кількостей горючого газу і повітря;
- створення умов для їхнього повного змішування;
- транспортування утвореної газоповітряної суміші до місця спалювання;
- безпосередньо сам процес згоряння.

До основних характеристик газопальникових пристроїв можна віднести такі величини:

- теплову потужність (розрізняють номінальну, максимальну і мінімальну), вимірюється в кВт (номінальна теплова потужність – це максимально досягнута потужність за тривалої роботи пальника з мінімальним значенням коефіцієнта надлишку повітря і за допустимої величини хімічної неповноти спалювання (контролюється вміст оксиду вуглецю), нижня і верхня границі роботи пальника визначаються в результаті випробувань щодо відриву, проскакування полум'я, стійкого горіння газу в агрегаті та забезпечення повноти спалювання);
- коефіцієнт граничного регулювання теплової потужності – відношення максимальної теплової потужності до мінімальної (під час вибору пальників необхідно, щоб цей коефіцієнт був не меншим за величину допустимої зміни теплової потужності газовикористовувального агрегату);

- коефіцієнт робочого регулювання – відношення номінальної теплової потужності до мінімальної;
- тиск газу і повітря перед пальником (розрізняють номінальні, максимальні і мінімальні величини), вимірюється в Па або кПа;
- тиск (розрідження) в камері спалювання (Па) – визначається в камері спалювання в зоні вихідного перерізу пальника за номінальної теплової потужності;
- коефіцієнт надлишку первинного повітря – показує, яка частина від теоретично необхідної для спалювання газу кількості повітря подається у пальник;
- коефіцієнт надлишку вторинного повітря – показує, яка частина від теоретично необхідної для спалювання газу кількості повітря подається безпосередньо у зону спалювання;
- коефіцієнт інжекції – відношення кількості первинного повітря до витрати газу (розрізняють об'ємний і масовий коефіцієнти).

Роботу газопальникових пристроїв характеризують також діаметр сопла та інші геометричні розміри пальника, температури газу і повітря, теплота спалювання і густина газу, спосіб стабілізації процесу горіння тощо.

У будь-якому випадку пальник повинен забезпечити повне згорання газу з мінімальними надлишком повітря і викидами забруднювальних речовин в атмосферу, розрахункову теплопередачу і максимальне використання теплоти газового палива. Його конструкція повинна відрізнятись простотою, ремонтоздатністю і безпечністю в експлуатації.

Класифікують пальники за способом подачі повітря та за величиною коефіцієнта надлишку первинного повітря.

Розрізняють:

- дифузійні пальники (коефіцієнт надлишку повітря $\alpha_1 = 0$);
- інжекційні ($\alpha_1 < 1$ і $\alpha_1 > 1$);
- дуттьові (з примусовою подачею повітря).

До інжекційних пальників відносять і випромінювачі газові пальники. Окрім того, залежно від тиску газу пристроїв поділяють на пальники низького і середнього тисків (газ високого тиску зазвичай не використовується).

8.2 Принципові схеми пальників

Принципові схеми газових пальників показано на рисунку 8.1.

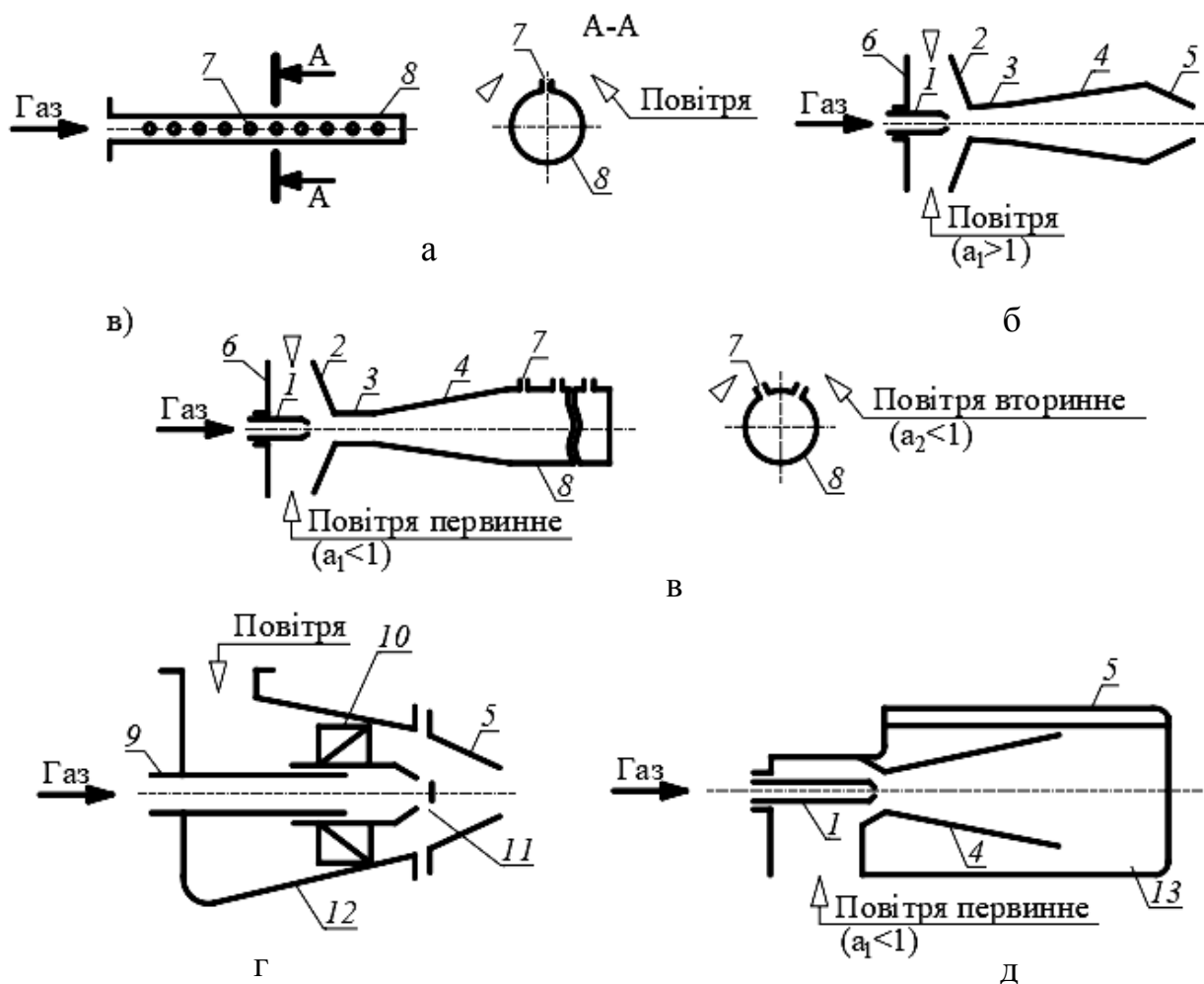


Рисунок 8.1 – Принципові схеми газових пальників:

- а – дифузійний; б – інжекційний з $a_1 > 1$; в – інжекційний з $a_1 < 1$;
 г – з примусовою подачею повітря; д – інфрачервоний; 1 – сопло; 2 – інжектор;
 3 – горловина; 4 – дифузор; 5 – насадок; 6 – заслінка повітряна; 7 – отвір
 вогневий; 8 – колектор; 9 – пристрій газорозподільний; 10 – завихрювач;
 11 – отвір для виходу газу; 12 – корпус; 13 – камера розподільна

Дифузійні пальники – це є найбільш прості за конструкцією газопальникові пристрої. Вони становлять металеву трубу з просвердленими по її довжині отворами. Газ витікає з отворів, а необхідне для спалювання повітря (як вторинне) надходить безпосередньо у повній кількості з навколишнього середовища. Процеси змішування газу з повітрям, тобто утворення газоповітряної суміші, її спалювання відбуваються одночасно у місці виходу газу із пальника. Це зазвичай пальники з невеликими витратами газу.

До переваг дифузійних пальників відносяться:

- малогабаритність і простота конструкції;
- зручність і безпечність в експлуатації;
- висока стійкість полум'я (майже повна відсутність таких негативних явищ, як відрив і проскакування полум'я);
- широкий діапазон регулювання теплової потужності.

Недоліками є:

- підвищений (порівняно з іншими типами пальників) коефіцієнт надлишку повітря, деяке виділення продуктів неповноти спалювання;
- довгий факел вимагає необхідності великого об'єму топкової камери.

Ці пристрої зазвичай використовують для спалювання штучних газів (коксових, генераторних тощо), оскільки для спалювання 1 м³ таких газів необхідна незначна кількість повітря.

Подовий пальник (рис. 8.2). Різновидом дифузійних пальників є подовий пальник, що становить газорозподільну трубу (або кілька труб) з рядами отворів, що встановлюється на колосникових ґратах або поду топки в щільному каналі з вогнетривкого матеріалу, через який в топку надходить повітря.

Горіння потоку газу, що проходить крізь отвори у трубі, починається у вогнетривкому каналі та закінчується в топковому об'ємі. Малий аеродинамічний опір пальників дозволяє у багатьох випадках працювати без примусового дуття.

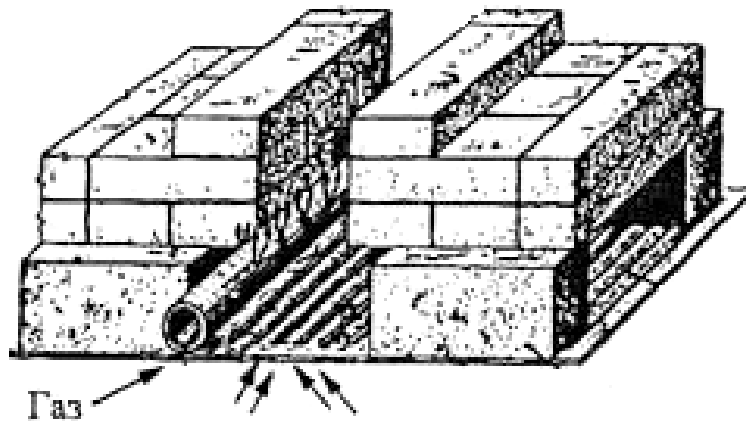


Рисунок 8.2 – Загальний вигляд подового пальника

На рисунку 8.3 поданий подовий дифузійний пальник.

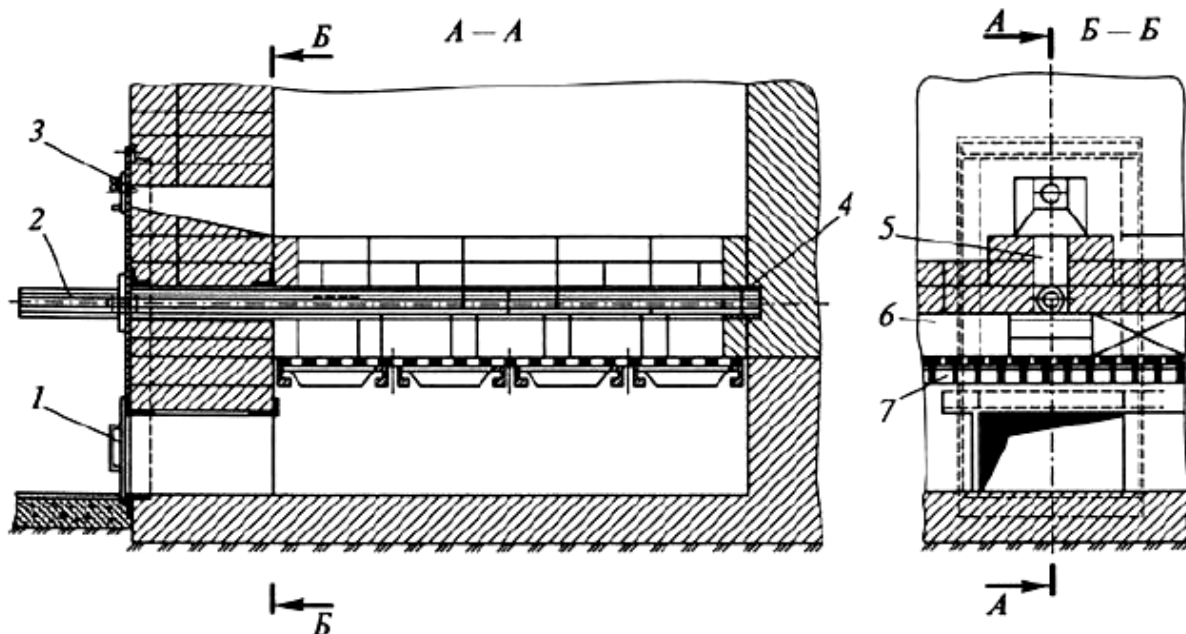


Рисунок 8.3 – Подовий дифузійний пальник:

1 – регулятор повітря; 2 – пальник; 3 – оглядове вікно; 4 – центрувальний стакан; 5 – горизонтальний тунель; 6 – викладка з цегли; 7 – колосникові ґрати

Газовий колектор встановлюють у щілини 4, виконаної з вогнетривкої цегли, що спирається на колосникові ґрати 3. Газ через отвори в колекторі 2 виходить у щілину, рівномірно розподіляючись по її довжині. Повітря для горіння надходить у ту саме щілину через колосникові ґрати 7 завдяки розрідженню в топці або примусово під час увімкнення вентилятора. У процесі

роботи щілина футерована розігрівається, забезпечуючи стабілізацію полум'я на всіх режимах роботи пальника. Подові пальники можуть працювати за низького та середнього тиску газу, їх використовують у секційних котлах, котлах ТВГ, КВ-Г, ДКВР.

За правильної конструкції пальника можна забезпечити повне спалювання газу в короткому факелі з малим надлишком повітря. Як показують проведені дослідження та досвід експлуатації, у кращих зразках подових пальників простий конструкції хімічний недопал може бути зведений практично до нуля при надлишку повітря в топці $\alpha = 1,05 \div 1,10$.

Перераховані позитивні якості, особливо можливість переведення топок на газ із мінімальними переробками, привели останнім часом до швидкого та широкого поширення подових пальників у опалювальних та промислових котлах.

Розміщення пальникових труб у щілинних каналах та схеми газових струменів показані на рисунку 8.4.

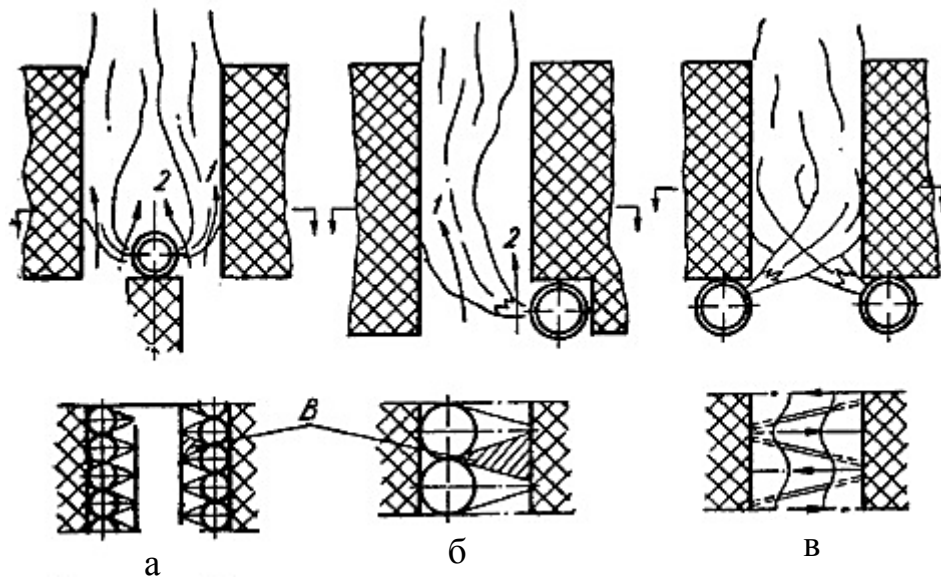


Рисунок 8.4 – Схеми газових струменів у подових пальниках:

а – пальник з прямою щілиною; б – L-подібний пальник; в – пальник з двостороннім підведенням газу

Інжекційні пальники – це пальники, у яких необхідне для згоряння палива повітря надходить повністю ($\alpha_1 > 1$) або частково ($\alpha_1 < 1$) як первинне.

Відповідно інжекційні пальники поділяють на 2 групи залежно від величини коефіцієнта надлишку первинного повітря.

Надходження повітря у пальник відбувається завдяки кінетичній енергії струменя газу, який витікає із сопла.

Порівняно з дифузійними пальниками інжекційні мають меншу довжину факела полум'я.

Інжекційні пальники з $\alpha l > 1$ (рис. 8.5). Газ, який витікає з сопла з великою швидкістю (десятки м/с), засмоктує в інжектор з навколишнього середовища повітря у такій кількості, що забезпечує повноту його згорання.

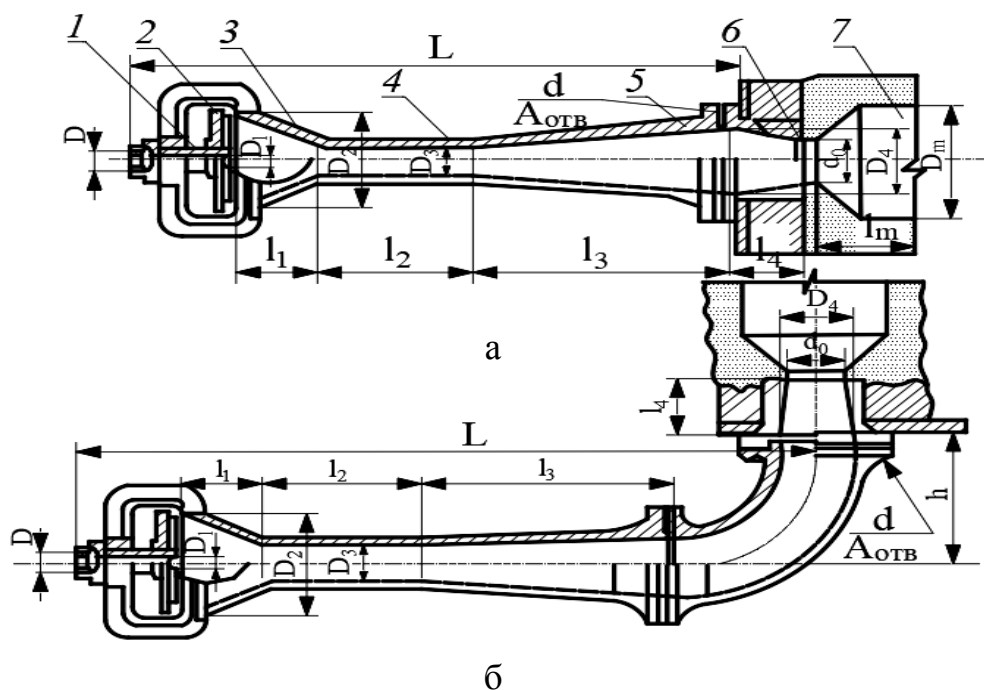


Рисунок 8.5 – Інжекційний пальник для природного газу середнього тиску:

а – з прямим змішувачем (тип І); б – з кутовим змішувачем (тип ІІ);

1 – сопло; 2 – шайба регулювальна; 3 – конфузор; 4 – горловина; 5 – дифузор;

6 – насадка; 7 – тунель вогнестійкий

Отже, вторинне повітря повністю відсутнє, і процес спалювання газу відбувається за кінетичним принципом. Інтенсивне змішування газу з повітрям відбувається в горловині і закінчується в дифузорі. В останньому статичний тиск

поток підвищується шляхом плавного зменшення його швидкості. Вирівнювання поля швидкостей відбувається в спеціальному насадку, що має форму конфузора. Кількість повітря, що надходить у пальник, змінюється за допомогою регулятора первинного повітря, що здебільшого має форму шайби, яка крутиться на різьбовій поверхні сопла. У всьому робочому діапазоні пальника спостерігається відрив полум'я, для попередження якого ці пальники оснащуються стабілізаторами полум'я, котрі забезпечують постійне підпалювання газоповітряної суміші, що витікає з насадки.

Інжекційні пальники з $a_1 > 1$. Їх встановлюють на промислових та комунальних теплоагрегатах. Максимальну величину витрати газу обмежують значенням у 100 м³/год. Для більших витрат газу ці пальники стають громіздкими та металоємкими, що ускладнює їхнє компонування з теплоагрегатами та печами.

До переваг цих пальників варто віднести: відсутність вторинного повітря, можливість роботи в топках з невеликим розрідженням (до 20 Па), наприклад, у камерних нагрівальних печах. Вони забезпечують у робочому діапазоні автоматичність співвідношення «газ-повітря», тобто сталість величини коефіцієнта первинного повітря незалежно від зміни тиску газу.

Суттєвим недоліком інжекційних пальників з $a_1 > 1$ є низька стійкість до таких явищ, як відрив та проскакування полум'я. І тому ці пальники комплектують стабілізаторами горіння.

Інжекційні пальники з $a_1 < 1$ (рис. 8.6). У переважній більшості ці пальники використовують газ низького тиску ($P < 2$ кПа). За таких умов енергії струменя газу, який витікає із сопла в інжектор, недостатньо для того, щоб забезпечити таку вихідну швидкість газоповітряної суміші в насадці пальника чи у вогневих отворах, що буде не меншою за швидкість розповсюдження полум'я. Тому максимальна теплова потужність таких пальників визначається зазвичай швидкістю відриву полум'я. Оскільки пальники повинні мати достатньо широкий діапазон зміни теплової потужності, то доводиться вибирати таке значення коефіцієнта первинного повітря, щоб газоповітряна суміш усередині

змішувача була негорючою. Тоді проскакування полум'я при зменшенні витрати газу буде відсутнім. Для природного газу $a_{l_{\min}} = 0,4$. Якщо значення цього коефіцієнта буде меншим, то процес спалювання газу наблизатиметься до дифузійного, за якого спостерігається хімічний недопал.

Повне спалювання газу в таких пальниках можна забезпечити тільки при подачі вторинного повітря. Сумарний коефіцієнт надлишку повітря повинен бути не меншим, ніж 1,15–1,20.

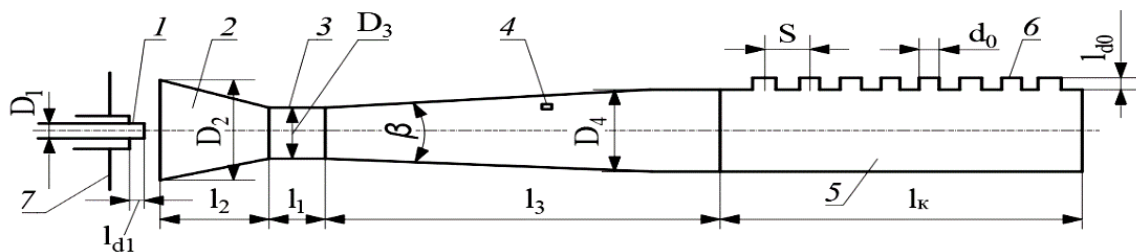


Рисунок 8.6 – Інжекційний пальник для природного газу низького тиску:

1 – сопло; 2 – конфузор; 3 – горловина; 4 – дифузор; 5 – колектор розподільний;
6 – отвір вогневий; 7 – шайба регулювальна

Порівняно з інжекційними пальниками середнього тиску ($a_l > 1$) пальники низького тиску ($a_l < 1$) мають певні особливості:

- необхідне організоване підведення вторинного повітря;
- топки газових приладів мають бути під розрідженням;
- процес спалювання газу – комбінований: початок горіння має кінетичний, а далі – дифузійний характер;
- внаслідок більшої стійкості до відриву і проскакування полум'я відпадає необхідність стабілізатора полум'я.

Пальники з примусовою подачею повітря. Повітря, яке необхідне для горіння газу, подається у пальник за допомогою вентилятора, компресора тощо. Газ із газопроводу надходить у газорозподільний пристрій, а з нього через сопла витікає в завихрений потік повітря. Таким чином, відбувається змішування повітря з газом і утворена суміш через насадку потрапляє в зону спалювання. Ці пальники, як і інжекційні середнього тиску, оснащено стабілізаторами полум'я.

Особливостями пальників цього типу є:

- можливість використання теплоти димових газів шляхом підігріву у теплообмінниках повітря, яке необхідне для горіння (це підвищує коефіцієнт корисної дії теплоагрегату);
- організація процесу спалювання як за кінетичним, так і за комбінованим (початок горіння – кінетичне, а закінчення – дифузійне) принципами;
- у топці агрегату може підтримуватися будь-який тиск;
- необхідність регулювання співвідношень «газ-повітря» для підтримання заданого коефіцієнта надлишку повітря і наявності блокування подачі газу після припинення надходження повітря;
- менша питома металоємкість порівняно з інжекційними пальниками.

Змішування газу з повітрям залежить від конструкції як самого пальника, так і його змішувача. Пальники з попереднім змішуванням забезпечують спалювання газу за близьким до кінетичного принципом, вони створюють у топці короткий факел з високою температурою. Скорочення факела досягається шляхом подовження ділянки змішування пальника, збільшення різниці швидкостей газу та повітря, а також поверхні їхнього стикання, направлення потоків газу і повітря під кутом. Для отримання довгого полум'я застосовують зовнішнє змішування газу з повітрям, що інколи переноситься і у топку.

Пальники з примусовою подачею повітря (інколи їх ще називають двопровідними або дуттьовими) залежно від конструкції використовують газ як середнього, так і низького тисків. Їх застосовують переважно для промислових теплоагрегатів: котлів, печей, сушок тощо.

Недоліками вказаних пальників є суттєві затрати електроенергії для приводу дуттьових вентиляторів, ускладнення інженерних комунікацій завдяки повітропроводам, необхідність засобів регулювання співвідношень «газ-повітря» та відсічних клапанів.

Пальник типу ГА. Пальники працюють на гарячому повітрі з його підігрівом шляхом використання теплоти димових газів. На ряді пальників з

примусовою подачею повітря є можливість регулювання довжини та світності факела. На котлах малої та середньої потужності встановлюють пальники типів ГА, ГГВ, Г-1,0 та ін.

Пальник ГА наведено на рисунку 8.7. Газ під низьким або середнім тиском подається в розподільну камеру 2, з якої він надходить у газові трубки 3. На кінці трубок наведені конічні головки 6, у яких просвердлені отвори для виходу газу під кутом до потоку повітря. Конічні головки мають ребра, призначені для закручування повітря перед його змішуванням із газом. Розташована у центрі пальника трубка варта спостереження за процесом горіння. У разі спалювання мазуту цю трубку використовують для встановлення форсунки. Вільні простори між головками трубок у гирлі пальника ущільнюють футеровкою 4 з жаротривкого бетону. Це оберігає пальник від перегріву та забезпечує надходження повітря тільки до газорозподільних головок.

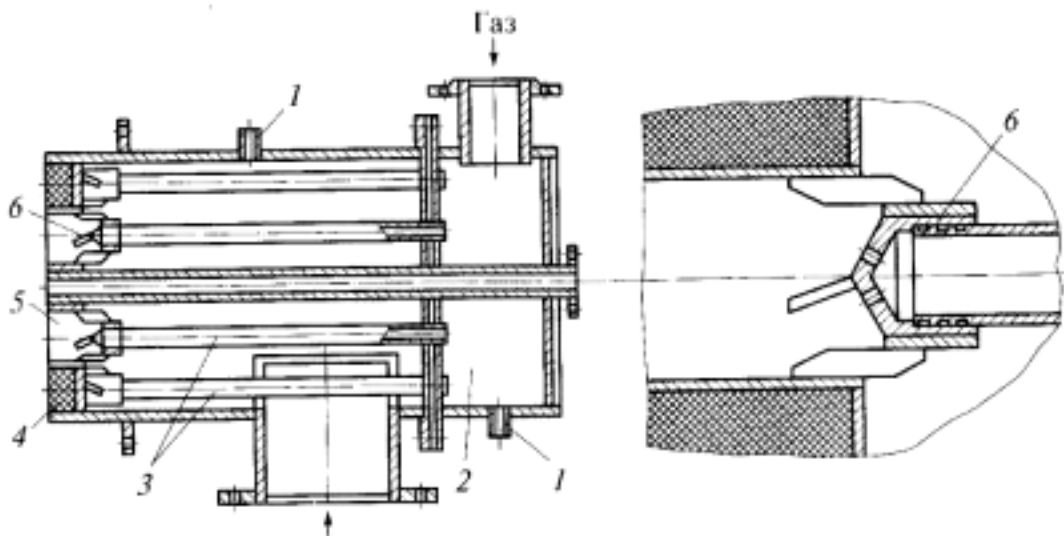


Рисунок 8.7 – Пальник ГА із примусовою подачею повітря:

- 1 – штуцери для вимірювання тиску газу та повітря; 2 – розподільна камера;
- 3 – газові трубки; 4 – вогнетривка футеровка; 5 – змішувальна камера;
- 6 – головка з напрямними ребрами для закручування повітря

Пальник типу ПГВ. Пальник газовий вихровий ПГВ наведено на рисунку 8.8. Газ з газового колектора 2 закінчується через отвори,

просвердлені в один ряд, і під кутом 90° надходить у потік повітря, закручений за допомогою лопаток завихрювача 4. Лопатки приварені під кутом 45° до зовнішньої поверхні газового колектора. Усередині газового колектора розташована труба для спостереження за процесом горіння під час роботи на газовому паливі. Працюючи на мазуті, у ній встановлюють паромеханічну форсунку.

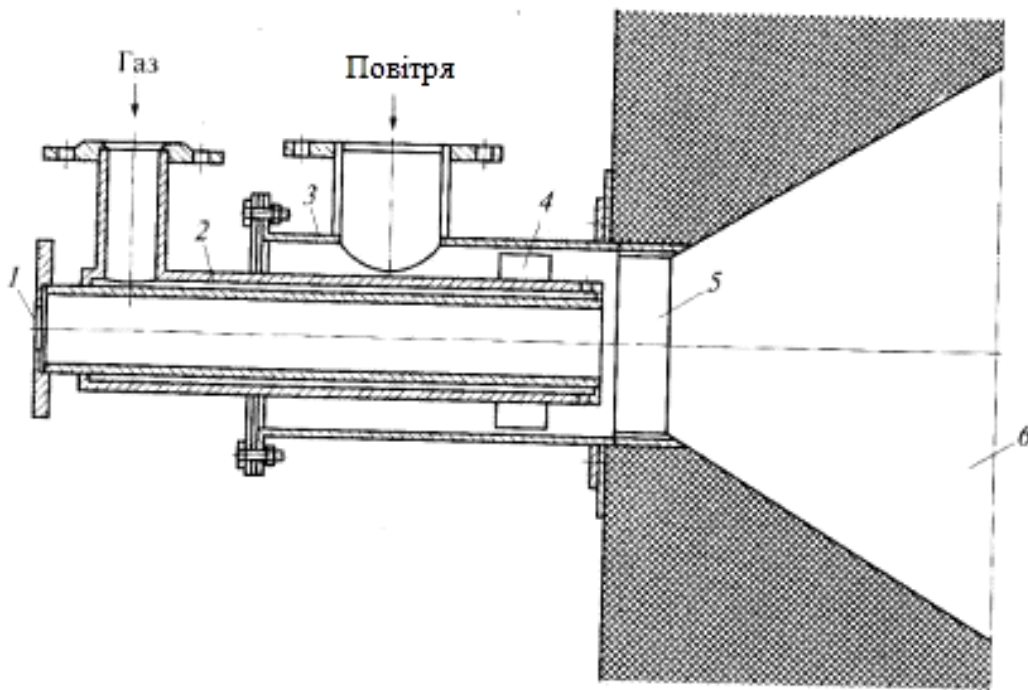


Рисунок 8.8 – Пальник газовий вихровий ПГВ:

1 – оглядове вікно; 2 – газовий колектор; 3 – корпус пальника; 4 – лопатковий завихрювач; 5 – гирло пальника; 6 – конічний тунель

На рисунку 8.9 показаний пальник для природного газу продуктивністю до $750 \text{ м}^3/\text{год}$. Газ надходить у центральний трубопровід 4 пальника і потрапляє в камеру 1 змішування через ряд дрібних отворів у конусній насадці 2, встановленої на виході з трубопроводу подачі газу. Повітря по трубопроводу 5 надходить у камеру змішування міжтрубного простору, набуваючи обертального руху в результаті тангенціального підведення до пальника за одночасного впливу напрямних лопаток 3.

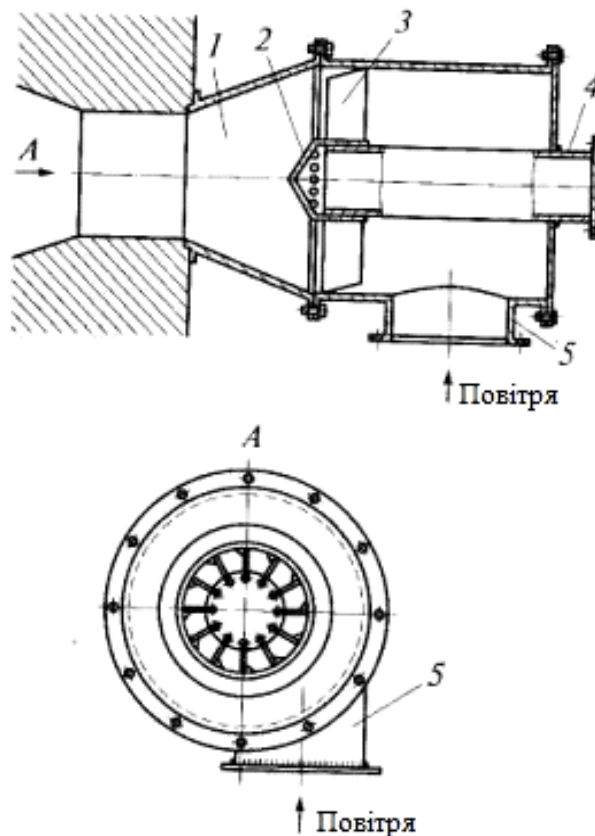


Рисунок 8.9 – Пальник для природного газу:

- 1 – камера змішування; 2 – конусна насадка; 3 – напрямні лопатки;
4 – трубопровід для подачі газу; 5 – трубопровід для підведення повітря

Комбіновані пальники. У газомазутних ГМП комбінованих пальниках окремо або спільно спалюється рідке та газоподібне паливо. Пальник ГМГ (рис. 8.10) складається з трьох вставлених одна в одну камер. Газ надходить у середню вузьку камеру і виходить через один або два ряди отворів 4, розташованих по колу. У центрі пальника розміщено паромеханічну форсунку, що включається під час роботи на мазуті. Необхідне для горіння повітря надходить у пальник двома потоками. Невелика його частка (приблизно 15 %) проходить через завихрювач 3, що складається з лопаток, встановлених під кутом безпосередньо до кореня факела. Це повітря, зване первинним, сприяє поліпшенню перемішування з газом, особливо при малих теплових навантаженнях котла. Основний потік повітря, званий вторинним, також проходить через завихрювач 2 і закрученим потоком надходить до місця горіння.

Останнім часом випускаються модернізовані пальники ГМПМ, у яких дещо змінено паромеханічну форсунку, а також завихрювачі первинного та вторинного повітря. У них газ виходить через отвори, розташовані в один ряд по ходу повітря і два ряди під кутом 90° до потоку повітря, що дає хороше перемішування газу з повітрям. Пальники ГМПМ забезпечують повне згоряння газу при $\alpha = 1,05$.

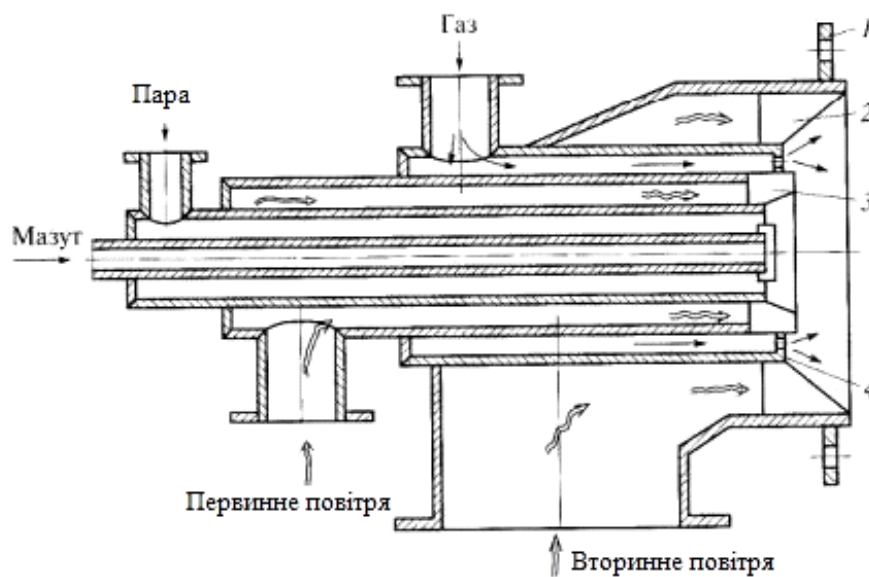


Рисунок 8.10 – Газомазутний пальник типу ГМП:

1 – монтажна плита; 2, 3 – завихрювач вторинного та первинного повітря відповідно; 4 – газовихідний отвір

Випромінювальні пальники. До цих пальників відносяться інфрачервоні випромінювачі, радіаційні труби, темні випромінювачі та низка інших. Створено багато конструкцій таких пальників різної теплової потужності і призначення. Їх використовують у промисловості, будівництві і на транспорті передусім як сушки, джерела теплоти приміщень без постійного перебування людей.

Найширше застосовуються пальники інфрачервоного випромінювання типу ГІВ та ГІВВ (вітростійкі). Вони використовують газ низького тиску. Їхні особливості:

- газ згорає без видимого факела на спеціальній насадці, температура якої сягає 800–900 °С – джерелі інфрачервоного випромінювання;
- первинне повітря варто подавати у кількості, необхідній для повного згоряння газу (значення коефіцієнта надлишку повітря не повинно перевищувати $\alpha = 1,05\text{--}1,10$), тобто вторинне повітря – відсутнє;
- проскакування полум'я відбувається за перевищення теплової потужності;
- більша повнота спалювання газу і менший вміст оксидів азоту в димових газах порівняно з факельними пальниками;
- передача теплоти відбувається переважно (на 40–60 %) завдяки випромінюванню.

За типом випромінювальної насадки пальники ГІВ поділяють на три групи: керамічні, металокерамічні та металеві. Насадки становлять перфоровані або пористі плитки.

Радіаційна труба (рис. 8.11), нагрівач, що є трубою з жароміцної сталі або корунду, всередині якої спалюють газоподібне (іноді рідке) паливо.

Тепло від ротаційної труби до виробів, що нагріваються, передається випромінюванням від зовнішньої поверхні розпеченої труби. Радіаційну трубу встановлюють у печах для термічної обробки металевих виробів, які не повинні стикатися з продуктами згоряння палива (нагрів у контрольованій атмосфері або повітрі).

Металеву ротаційну трубу застосовують для нагрівання виробів до 950 °С, корундові – до 1 200 °С.

Діаметр ротаційної труби 60–200 мм, довжина кожної гілки до 2,5 м. Радіаційні труби класифікують за конструкцією.

Найпростіша пряма ротаційна труба – вертикально або горизонтально встановлена труба, на одному кінці якої змонтований пальник, а через інший видаляють продукти згоряння.

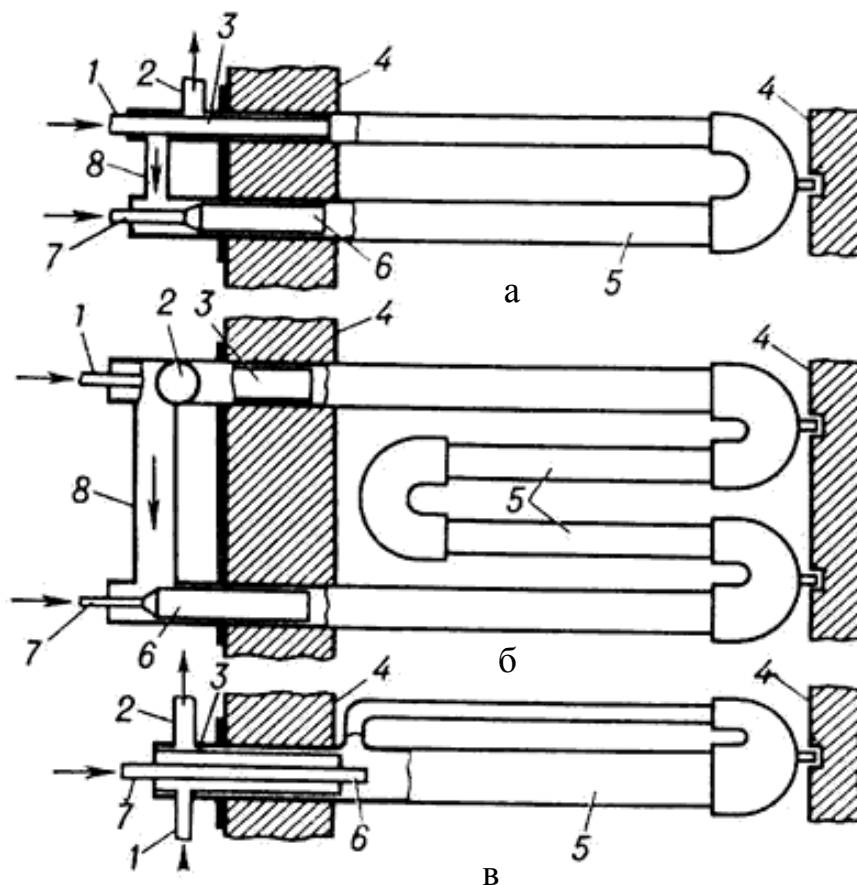


Рисунок 8.11 – Радіаційна труба:

а – U-подібна; б – W-подібна; г – Р-подібна; 1 – підведення холодного повітря; 2 – відведення продуктів згоряння; 3 – рекуператор; 4 – стіна печі; 5 – гілка труби; 6 – пальник; 7 – підведення газу; 8 – патрубок підігрітого повітря

Газові інфрачервоні випромінювачі «темні» – це один із видів децентралізованих систем обігріву. На противагу системам центрального опалення вони характеризуються тим, що тепло виробляється саме там, де це необхідно (склад, робоче місце, виробництво тощо). Комфортна температура створюється лише на рівні 2,5 м від підлоги.

Випромінювальним елементом у «темних» випромінювачів є металеві труби. «Темний» інфрачервоний випромінювач становить пристрій з пальниковою системою, що складається з пальника та вентилятора, що нагнітає. Ця система виробляє довге ламінарне полум'я, що проходить усередині труби, що випромінює.

Рівномірне прогрівання випромінювальної труби забезпечується шляхом використання в пальнику керамічної плитки, що дозволяє максимально збільшити довжину полум'я. Середня температура труб, що випромінює, становить 400 °С.

Для відведення продуктів згоряння від темного випромінювача використовуються димарі. Відбивачі спрямовують інфрачервоні промені у необхідному напрямку (на підлогу та інші поверхні). Додатково ізолюючи відбивачі, можна знизити втрати теплової енергії з конвекцією.

Промисловий газовий пальник – спеціальне обладнання, яке використовується для теплогенерації. Пристрій дозволяє контролювати процес спалювання та згоряння газової суміші, розпилення паливно-повітряного складу. Можливість регулювання продуктивності та швидкості згоряння палива робить промислові газові пальники важливими елементами підприємств різних секторів промисловості.

Питання для самоконтролю

1. Що таке газопальниковий пристрій?
2. Основні види та принцип дії газопальникових пристроїв.
3. Класифікація газопальникових пристроїв.

9 РОЗРАХУНОК ПАЛЬНИКІВ

9.1 Загальні відомості про газопальникові пристрої

Теоретичний розрахунок газових пальників є доволі складним. Він пов'язаний з комплексними розрахунками процесів змішування, горіння і тепловіддачі, котрі повинні забезпечувати не тільки високу ефективність спалювання газового палива, а й мінімальну можливу концентрацію шкідливих

речовин у продуктах спалювання. Тому під час виконання конструктивних розрахунків доводиться користуватись переважно емпіричними наближеними даними, які отримано в результаті окремих експериментів.

Розрахунок пальників повинен забезпечити необхідну для апаратів та установок теплову потужність, широкий діапазон регулювання витрат газу, стійкість полум'я, відсутність або низьку концентрацію забруднювальних речовин у продуктах спалювання.

Вихідними даними для розрахунку є теплова потужність пальника, фізико-хімічні властивості газу, тиск газу перед соплом, температури повітря і газу, а також характеристики апарата чи приладу, який оснащується пальником.

У результаті розрахунку визначають витрати газу і повітря, що необхідне для його спалювання, а також конструктивні розміри елементів пальника (сопла, горловини змішувача, конфузора, дифузора, вогневих каналів), які забезпечать можливість встановлення у топці апарата.

Витрати газу і повітря для його згоряння визначають у результаті теплового розрахунку за одними і тими самими формулами незалежно від типу газопальникового пристрою. Труднощі становить конструктивний розрахунок пальників. Загальної методики не існує.

Нижче подано методики розрахунку найбільш розповсюджених газопальникових пристроїв. Проте необхідно відзначити, що під час комплектування апаратів, печей, котлів тощо газопальниковими пристроями їх не розраховують, а підбирають за довідниками, альбомами проєктних організацій або за паспортними характеристиками заводів-виробників.

9.2 Розрахунок пальників низького тиску

Метою теплового розрахунку є визначення необхідних кількостей газу і повітря для роботи газового приладу в номінальному режимі. Його виконують у такій послідовності:

1. Визначають теплопродуктивність газопальникового пристрою:

$$Q_{\Pi} = \frac{Q}{\eta}, \text{ кВт}, \quad (9.1)$$

де Q – теплова потужність приладу, кВт;

η – коефіцієнт корисної дії.

2. Обчислюють витрату газу:

$$V_{\Gamma} = \frac{3,6 \cdot Q_{\Pi}}{Q_p^H}, \text{ м}^3/\text{год}, \quad (9.2)$$

де Q_p^H – нижча теплота спалювання газу, МДж/м³.

3. Знаходять теоретично необхідну кількість повітря для спалювання 1 м³ газу:

$$V_o = \frac{1,13 \cdot Q_p^H}{4,187}, \text{ м}^3/\text{м}^3, \quad (9.3)$$

а також для всієї кількості газу:

$$V_o^{\Sigma} = V_o \cdot V_{\Gamma}, \text{ м}^3/\text{год}. \quad (9.4)$$

4. Визначають фактичний об'єм продуктів спалювання за формулою:

$$V = V_{\Gamma}(1 + \alpha \cdot V_o), \text{ м}^3/\text{год}, \quad (9.5)$$

де α – коефіцієнт надлишку повітря (для різних конструкцій апаратів знаходиться у межах $\alpha = 1,1-1,3$).

Метою конструктивного розрахунку є визначення геометричних розмірів сопла і змішувача пальника.

Змішувач зазвичай складається з трьох частин:

- конфузора, у який завдяки кінетичній енергії газу, що витікає із сопла, надходить повітря з навколишнього середовища;
- безпосередньо змішувача, у якому відбувається змішування газу з первинним повітрям;
- дифузора, де закінчується формування газоповітряної суміші і вирівнюється поле швидкостей.

Конструктивний розрахунок газопальникового пристрою виконують в такій послідовності:

1. Визначають швидкість виходу газу із сопла:

$$W_r = \varphi \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}} = \varphi \sqrt{\frac{2P_1}{\rho}}, \text{ м/с}, \quad (9.6)$$

де P_1 – надлишковий (манометричний) тиск газу перед соплом, P_a (приймають за результатами гідравлічного розрахунку внутрішньобудинкових газопроводів або згідно з завданням на проєктування);

ΔP – перепад тиску у газопроводі перед соплом P_1 і в топковій камері газового апарата P_r , P_a (для пальників атмосферного типу $\Delta P = P_1$);

φ – коефіцієнт, який враховує нерівномірність розподілу швидкостей потоку газу по площі сопла, можна приймати $\varphi = 0,8$;

ρ – густина газу, кг/м^3 .

2. Знаходять площу поперечного перерізу сопла пальника:

$$f_1 = \frac{V_r}{3600 \cdot W_r}, \text{ м}^2, \quad (9.7)$$

а потім його діаметр:

$$d_1 = \sqrt{\frac{f_1}{0,785}}, \text{ м}. \quad (9.8)$$

3. Обчислюють діаметр горловини змішувача:

$$d_3 = d_1 \sqrt{(1 + \alpha_1 V_o)(1 + \alpha_1 V_o \cdot S)}, \text{ м}, \quad (9.9)$$

де α_1 – коефіцієнт надлишку первинного повітря;

$S = \rho_{\text{п}}/\rho_{\text{г}}$ – коефіцієнт інжекції;

$\rho_{\text{п}}$ – густина повітря, кг/м³;

$\rho_{\text{г}}$ – густина газу, кг/м³.

4. Визначають інші конструктивні розміри змішувача газопальникового пристрою, використовуючи емпіричні формули:

Діаметр дифузора:

$$d_4 = (2,0 - 2,2)d_3, \text{ м} \quad (9.10)$$

Діаметр конфузора:

$$d_2 = (1,5 - 2,0)d_3, \text{ м}. \quad (9.11)$$

Довжина горловини змішувача:

$$L_2 = (1,0 - 1,5)d_3, \text{ м}. \quad (9.12)$$

Довжина конфузора:

$$L_1 = (1,5 - 2,0)d_3, \text{ м} \quad (9.13)$$

Довжина дифузора:

$$L_3 = \frac{d_4 - d_3}{2 \operatorname{tg} \beta}, \text{ м}, \quad (9.14)$$

де β – напівкут розкриття дифузора, $\beta = 3^\circ - 4^\circ$.

Після розрахунку змішувача переходять до конструктивного розрахунку вогневої насадки, суттю якого є вибір необхідної кількості отворів для виходу газоповітряної суміші в топку газового приладу чи в навколишнє середовище.

5. Приймають діаметр вогневого отвору d_0 , м (знаходиться у межах $d_0 = (2-6) \times 10^{-3}$ м).

6. Визначають швидкість виходу газоповітряної суміші з вогневих отворів за умови стабільної роботи пальника для прийнятого коефіцієнта первинного повітря – для атмосферних пальників, які працюють на природному газі, $\alpha_1 = 0,45-0,7$):

$$W_0 = (0,6 - 0,7)W_{\max}, \text{ м/с}, \quad (9.15)$$

де $W_{\max}$ – максимальна швидкість виходу газоповітряної суміші (швидкість відриву полум'я).

7. Знаходять сумарну площу вогневих отворів насадки пальника:

$$\Sigma F_0 = \frac{V_r(1+\alpha_1 \cdot V_0)}{3600 \cdot W_0}, \text{ м}^2 \quad (9.16)$$

а згодом – і їхня кількість:

$$N = \frac{\Sigma F_0}{0,785 \cdot d_0^2}, \text{ шт.} \quad (9.17)$$

З вогневої насадки атмосферного пальника газоповітряна суміш виходить через отвори зі швидкістю, яка забезпечує стале горіння і згорає бунзенівським полум'ям. Вторинне повітря дифундує до полум'я безпосередньо з навколишнього середовища. Правильно запроєктовані і добре відрегульовані атмосферні пальники забезпечують практично повне спалювання природного

газу при коефіцієнтах: первинного повітря $\alpha_1 = 0,45-0,7$ і надлишку повітря у топці $\alpha = 1,1-1,3$.

Вогнева насадка пальника може мати найрізноманітнішу форму, але зазвичай – це колектор з великою кількістю вихідних отворів. Конструкція насадки визначається тим газопальниковим пристроєм, для якого вона призначена. Насадки пальників газових плит повинні відповідати відстані, на якій встановлюють на них посуд, а насадки пальників водонагрівачів, котлів тощо – габаритам їхніх топок. Насадки пальників розміщують у топці так, щоб були забезпечені правильне підведення вторинного повітря, нормальний розвиток конусу полум'я і відведення продуктів спалювання.

Для рівномірного нагрівання теплообмінника газового приладу (водонагрівача, котла тощо) вогнева насадка пальника повинна мати ту ж саму форму в плані, що і топкова камера приладу. Вогневі отвори розміщуються рівномірно по площі насадки.

Висоту топкової камери вибирають такою, щоб не створювались умови, які сприяють появі хімічного недопалу природного газу. Внутрішній конус полум'я не повинен торкатись холодних поверхонь нагріву тому, що це призводить до хімічної неповноти спалювання і до появи в продуктах згоряння палива оксиду вуглецю. Стикання зовнішнього конусу полум'я з поверхнею нагріву при правильному підведенні вторинного повітря і відведенні продуктів спалювання не дає помітного хімічного недопалу.

Висота внутрішнього конусу полум'я залежить від складу газу, коефіцієнта первинного повітря, швидкості виходу газоповітряної суміші (чи теплової напруги поперечного перерізу вихідних отворів вогневої насадки пальника) і діаметра отворів. Висоту внутрішнього конусу полум'я атмосферного пальника можна визначити за емпіричною формулою:

$$h_1 = 0,86 \cdot 10^{-7} \cdot k \cdot R \cdot d_0^2, \quad (9.18)$$

де k – емпіричний коефіцієнт, який залежить від складу газу і коефіцієнта первинного повітря;

R – теплова напруга поперечного перерізу вихідних отворів насадки пальника, Вт/мг;

d_0 – діаметр вихідного отвору, мм.

$$R = 0,353 \times 10^9 \frac{Q_p^H \cdot V_r}{N \cdot d_0^2}, \text{ Вт/м}^2. \quad (9.19)$$

Висоту зовнішнього конуса полум'я визначають також за емпіричною формулою:

$$h_2 = 0,86 \times 10^{-7} \cdot k_1 \cdot R \sqrt{d_0^3}, \text{ мм}, \quad (9.20)$$

де k_1 – емпіричний коефіцієнт, який залежить від відстані між вогневими отворами.

Таким чином, висота топки газового приладу повинна бути не меншою від значення висоти зовнішнього конусу полум'я, тобто величини h_1 .

9.3 Розрахунок інжекційних пальників середнього тиску

Робота інжекторів середнього тиску фактично не відрізняється від роботи інжекторів низького тиску: як в першому, так і у другому випадках розрахунковий тиск газу на виході з сопла дорівнює атмосферному, тобто тиску повітря, що інжекується з навколишнього середовища. Внаслідок цього такі пальники часто називають ще пальниками атмосферного типу.

Формула для визначення теоретичної швидкості витікання газу з сопла інжекційних пальників низького тиску з достатньою точністю може використовуватись і для пальників середнього тиску за умови, що тиск газу перед соплом не перевищує 10 кПа. За більш високого значення тиску, але не

більше для природного газу, ніж 90 кПа, необхідно застосовувати термодинамічні формули адіабатичного витікання:

$$W_2 = \sqrt{2 \frac{k}{k-1} \frac{P_1}{\rho_1} \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(k-1)/k} \right]}, \text{ м/с} \quad (9.21)$$

або

$$W_2 = \sqrt{2 \frac{k}{k-1} R T_1 \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(k-1)/k} \right]}, \text{ м/с}, \quad (9.22)$$

де k – показник адіабати, для природного газу $k = 1,3$, для скрапленого $k = 1,13$;

P_1 – абсолютний тиск газу перед соплом, Па;

P_2 – абсолютний тиск газу на виході з сопла, Па;

ρ_1 – густина газу при тиску P_1 , кг/м³;

R – питома газова стала;

T – абсолютна температура газу перед соплом, К.

Для топок з протитиском до 30 Па в цю формулу вводиться коефіцієнт ε , який враховує опір змішувача:

$$d_3 = d_1 \sqrt{(1 + \alpha_1 V_o)(1 + \alpha_1 V_o \cdot S)(1 + \varepsilon)}, \text{ м}, \quad (9.23)$$

де $\varepsilon = 0,1 - 0,12$.

Інші конструктивні розміри пальника знаходять на основі співвідношень, які отримані в результаті експериментальних досліджень.

Діаметр конфузора:

$$d_2 = (1,7 - 2,0) d_3, \text{ м}. \quad (9.24)$$

Діаметр дифузора:

$$d_4 = (1,5 - 1,7)d_3, \text{ м.} \quad (9.25)$$

Діаметр кратера:

$$d_0 = (1,07 - 1,1)d_3, \text{ м.} \quad (9.26)$$

Довжина конфузора:

$$L_1 = (1,5 - 1,7)d_3, \text{ м.} \quad (9.27)$$

Довжина горловини змішувача:

$$L_2 = (3,0 - 4,0)d_3, \text{ м.} \quad (9.28)$$

Довжина вогневого насадка:

$$L_4 = (1,2 - 1,7)d_3, \text{ м.} \quad (9.29)$$

Розміри тунелю визначають у такий спосіб:

– діаметр:

$$d_T = (2,3 - 2,5)d_0, \text{ м;} \quad (9.30)$$

– довжина:

$$L_T = 2,5d_0, \text{ м.} \quad (9.31)$$

Пальники з примусовою подачею повітря

Коефіцієнт надлишку повітря залежно від типу змішувальних пристроїв приймають у межах $\alpha_1=1,0-1,1$. Розрахункова швидкість виходу газоповітряної суміші з вогневого каналу (насадка) для забезпечення широкого регулювання теплової потужності пальника заходиться в межах 15–25 м/с. Відповідно швидкість повітря, віднесена до цього ж перерізу, буде орієнтовно на 10 % менша.

На підставі даних про об'єм газоповітряної суміші і рекомендованої швидкості потоку визначають площу перерізу вогневого каналу пальника f_D :

$$f_D = V_{\Gamma} \frac{(1+\alpha_1 V_0)}{3600 \cdot W_{\text{сум}}}, \text{ м}^2, \quad (9.32)$$

а його діаметр знаходять з відомої залежності.

Мінімальна швидкість виходу струмینی газу дорівнює:

$$W_{\Gamma} = W_{\Pi} \cdot \frac{\rho_{\Pi}}{\rho_{\Gamma}}, \text{ м/с}, \quad (9.33)$$

де W_{Π} – швидкість повітря, віднесена до перерізу вогневого каналу (як вже згадувалось, орієнтовно можна приймати $W_{\Pi} = 0,9 W_{\text{сум}}$), м/с.

Для створення прийнятної вихідної швидкості газоповітряного потоку і подолання гідравлічного опору тиск газу P_{Γ} і повітря P_{Π} за величиною повинен бути не меншим за значення, які обчислюють за формулами:

$$P_{\Pi} = (1 + \varepsilon) \rho_{\Pi} \cdot W_{\Pi}^2 / 2, \text{ Па} \quad (9.34)$$

$$P_{\Gamma} = (1 + \varepsilon_1) \rho_{\Gamma} \cdot W_{\Gamma}^2 / 2, \text{ Па}, \quad (9.35)$$

де ε – коефіцієнт опору каналу повітряного тракту, який враховує опір осьового завихрювача, $\varepsilon = 2-3$ (залежно від числа лопаток і кута їхнього повороту);

ε_1 – те ж, газового тракту, з урахуванням коефіцієнта витрати при витіканні газу через циліндричний отвір, $\varepsilon_1=1,8-2,0$.

Інші характеристики пальників приймають на підставі конструктивних міркувань. При цьому варто орієнтуватись на типорозміри вже існуючих пальників.

Перерахунок пальників з одного виду газу на інший

У практиці проектування і експлуатації газових пальників доволі часто доводиться використовувати газ з характеристиками, відмінними від розрахункових. Основною умовою при цьому залишається збереження незмінної теплової потужності при спалюванні різних видів газів, оскільки відношення кількостей повітря і газу в перерахунку на теплові одиниці також залишається сталим. За дотримання цієї умови всі розміри пальників можуть залишатися незмінними, за винятком розмірів газових сопел інжекційних пальників і газовипускних отворів пальників з примусовою подачею повітря. Діаметри нових сопел при зміні характеристик газу знаходять за формулою:

$$d_2 = d_1 \sqrt{\frac{Q_{P1}^H}{Q_{P2}^H} \sqrt{\frac{P_1 \cdot \rho_2}{P_2 \cdot \rho_1}}}, \text{ м}, \quad (9.36)$$

де $d_1, Q_{P1}^H, P_1, \rho_1$, – відповідно, діаметр сопла, м, нижча теплота спалювання газу, МДж/м³, тиск, Па і густина газу, кг/м³, на який був розрахований пальник; $d_2, Q_{P2}^H, P_2, \rho_2$ – нові значення вказаних вище величин.

Формулу застосовують для всіх видів газів і всіх типів пальників, які оснащені стабілізаторами горіння. Для пальників без стабілізаторів (наприклад, інжекційних пальників низького тиску) вона прийнятна лише у випадку, коли нормальна швидкість розповсюдження полум'я нового газу відрізняється від аналогічного показника газу, на який був розрахований пальник, не більше, ніж на 20 %. За більших значень необхідно виконувати перерахунок вогневих каналів і отворів з перевіркою на відсутність явищ відриву і проскакування полум'я.

Питання для самоконтролю

1. Розрахунок пальників низького тиску ($\alpha_1 < 1$).
2. Розрахунок інжекційних пальників середнього тиску ($\alpha_1 > 1$).
3. Розрахунок пальників із примусовою подачею повітря.
4. Перерахунок пальників з одного виду газу на інший.

10 ПАЛЬНИКИ ІНФРАЧЕРВОНОГО ВИПРОМІНЮВАННЯ ТА ІНФРАЧЕРВОНІ ГАЗОВІ ОБІГРІВАЧІ

10.1 Принцип дії інфрачервоних пальників

Під час вибору системи опалення великих і високих приміщень, таких як промислові підприємства, цехи виробничих підприємств, складських приміщень (складу), спортивних, торгових, виставкових та інших, замовник стикається з проблемами вибору. Під час вибору для вирішення цього завдання повітряних і конвекційних систем опалення (промислові вентиляційні установки, водяні тепловентилятори, радіатори опалення, котельня та ін.) витрачається значна кількість енергоносіїв, значна витрата яких призводить до подорожчання експлуатації системи опалення. Особливо це критично для будівель, які з різних причин мають істотні тепловтрати (виробничі приміщення мають істотний знос). Крім того, під час використання повітряних і конвекційних систем опалення в більшості випадків в таких об'єктах не вдається постійно підтримувати необхідний тепловий комфорт. У зв'язку з цим проблема зниження витрат енергоносіїв, особливо газу, на опалення великих об'єктів з високим тепловим навантаженням, а також забезпечення в їхніх робочих зонах оптимального мікроклімату зараз є доволі актуальною.

Накопичений світовий досвід переконливо довів, що найбільш ефективним способом опалення в цих випадках є обігрівачі з використанням

газових інфрачервоних випромінювачів. Використання променистого опалення дозволяє знижувати витрати газу на 40 % відсотків.

Прилади, у яких відбувається безполуменева переробка газу, називаються газовими пальниками або газовими інфрачервоними випромінювачами. Теплова енергія передається в простір через поверхню агрегату.

Саме газовими інфрачервоними обігрівачами типу пальників користуються в промислових масштабах під час проведення будівельних і монтажних робіт. Переважний обсяг теплової енергії передають випромінювальні керамічні насадки пальників.

Найбільше поширені в облаштуванні виробничих і комерційних приміщень, будмайданчиків, спорткомплексів газові пальники з інжекційним принципом дії.

Як насадок використовуються:

- керамічні пластини з перфорацією, які бувають плоскими або рельєфними;
- керамічні пластини з рівномірно розподіленими порами;
- керамічні елементи з сітчастим ніхромовим екраном, сітчасті металеві і всілякі каталітичні.

Принцип дії обігрівача

Газові обігрівачі відносяться до мобільних інфрачервоних обігрівачів, вони не потребують наявності електромережі або газової магістралі, запас газу можна взяти з собою в спеціальному балоні. Газовий обігрівач передає тепло не опосередковано, нагріваючи повітря, а безпосередньо за допомогою інфрачервоного випромінювання. Завдяки цьому, по-перше, енергія витрачається більш економічно, тільки за прямим призначенням. По-друге, подібний спосіб обігріву дозволяє швидко створити локальну зону тепла, не чекаючи прогрівання всього приміщення. Крім того, інфрачервоні обігрівальні прилади дозволяють зігрітися навіть поза приміщеннями, наприклад, якщо ви вирішили посидіти з друзями на ганку, в альтанці або на веранді.

Одна з переваг газових обігрівальних приладів – простота їхнього влаштування. У металевому корпусі розташований газовий пальник. Там же є пристрій регулювання роботи пальника і система клапанів, які вбережуть приміщення від вибуху і пожежі в разі збоїв роботи газового обладнання або перекидання самого обігрівача.

Газовий інфрачервоний випромінювач (рис. 10.1) складається з газового двоступеневого пальника, змішувальної камери, блока безпеки, автоматики, трубної системи, відбивача (рефлектора) і вентилятора-димососа і системи відводу димових газів.

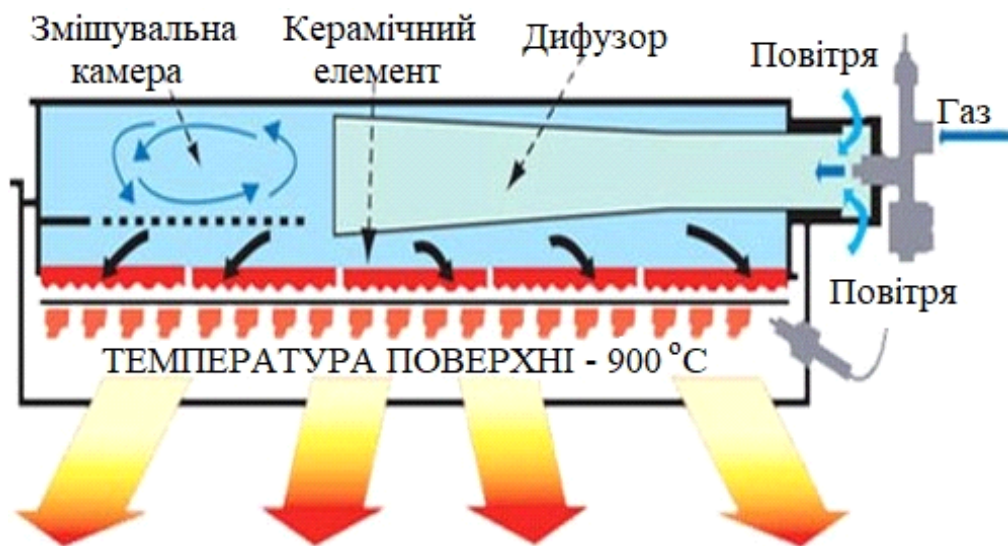


Рисунок 10.1 – Інфрачервоний газовий випромінювач

У газопальниковому блоці обігрівача відбувається згорання природного або скрапленого газу (пропан, бутан). Утворені при цьому продукти згорання за допомогою вентилятора обігрівача безперервно циркулюють всередині замкнутої тепловипромінювальної трубної системи. Завдяки цьому нагрівається зовнішня поверхня труби обігрівача, яка за допомогою інфрачервоного випромінювання направляє тепло в робочу зону опалювального приміщення.

Газовий пальниковий блок обігрівача складається зі спеціального газового пальника, камери згорання і комплекту пристроїв контролю та безпеки обігрівача. Повітря, необхідне для горіння газу, всмоктується через впускний

отвір, розташований в корпусі пальника, і подається в камеру згоряння. У приладі встановлений спеціальний двоступеневий пальник, регульований за допомогою сервоприводу. Робота цих пальників повністю автоматизована.

Темні інфрачервоні випромінювачі підвішуються під стелю, або на стіни у верхній частині об'єкта так, щоб потік був спрямований до підлоги в зону перебування людей.

Підлога, стіни, обладнання та інші предмети нагрівають обігрівачі і тільки від них починає нагріватися повітря. Людина сприймає це явище як сонце в горах. Температура повітря може бути низькою навіть при сонячному дні, але людина відчуває променисте тепло, не відчуваючи холоду. Нагрівання повітря відбувається як вторинне явище, обумовлене природною конвекцією тепла від нагрітої поверхні тіла. Отже, це зворотний принцип ніж у стандартних систем, де теплопередачу забезпечує циркуляція теплого повітря. Створюється стабільний природний тепловий клімат без протягів, без піднятого пилу, шуму, після електроенергії найменш шкідливий для навколишнього середовища.

Промислові інфрачервоні газові випромінювачі класифікуються за температурою площини тепловіддачі – на пристрої «світлого» (800–1 000 °C) і «темного» (300–600 °C) типів.

Газові ІК-опалювачі світлого типу розраховані на обігрів приміщень великої площі з високими стелями – виробничих цехів, складів, приміщень сільськогосподарського і зоотехнічного призначення, обладнаних навісами відкритих майданчиків і т. д.

Інфрачервоні обігрівачі «світлого» типу відносяться до газового обладнання групи А1 – продукти згоряння нікуди не відводяться і залишаються в приміщенні, що обігрівається, яке обов'язково має бути обладнане системою примусової витяжної вентиляції.

Газові ІК-опалювачі «темного» типу конструктивно становлять трубу діаметром від 75 мм до 120 мм, в один торець якої вмонтована горілка, а в іншій – вентилятор.

Труба виконана зі спеціального тепловипромінювального сплаву або покрита термостійким покриттям з ідентичними властивостями і розміщена на сталевому листі із дзеркальною поверхнею.

На пальник подається газ (природний або скраплений), який, згоряючи, нагріває трубу зсередини й ініціює інфрачервоне випромінювання нею.

Велика частина – 50–75 % теплової енергії передається поверхні труби і у вигляді інфрачервоного випромінювання направляється вниз – у бік підлоги, середнього і нижнього поясів стін приміщення, а також обладнання, чому сприяє і розташований за трубою дзеркальний відбивач.

Фактично 25–40 % теплової енергії від згорання газу йде на компенсацію тепловтрат приміщенням через покрівлю, верхній пояс стін, і лише 5–10 % тепла йде в атмосферу разом з продуктами згорання газу, відводяться назовні.

Промислові газові обігрівачі «темного» типу поділяються на такі види:

- модульні – для локального обігріву обмежених зон або робочих місць;
- стрічкові (блокові) – призначені для збирання опалювальних систем складної конфігурації, які повторюють геометрію приміщення.

Пальники інфрачервоного випромінювання (далі – ПІВ) допускається застосовувати як у стаціонарних, так і в пересувних установках для:

- сушіння приміщень під час зведення будинків та їхнього ремонту;
- обігрівання робочих місць та зон на відкритих площадках;
- обігрівання відкритих площадок (перонів, спортивних споруд);
- для технологічного обігрівання матеріалів та обладнання на відкритих площадках.

10.2 Вимоги до встановлення інфрачервоних пальників

Не допускається встановлювати ПІВ у виробничих приміщеннях, які за вибухопожежною та пожежною небезпекою належать до категорій А, Б і В, складських приміщеннях та в приміщеннях, збудованих із легких металевих конструкцій з горючим утеплювачем у стінах та покриттях, у цокольних і

підвальних поверхах, а також для обігрівання житлових та громадських будинків.

Опалювальні установки з ПІВ, призначені для обігрівання приміщень, необхідно передбачати з автоматикою, що забезпечує припинення подання газу у випадку згасання полум'я пальника.

Необхідність обладнання автоматикою ПІВ, які установлюються поза приміщеннями, повинна визначатися проектною організацією, виходячи з конкретних умов розміщення та експлуатації пальників (технологічне розміщення ПІВ, розпалювання пальників, встановлених на висоті більше 2,2 м, наявність обслуговуючого персоналу тощо).

Під час використання установок ПІВ, що працюють на СВГ для сушіння приміщень, балони мають знаходитися в тих саме приміщеннях, де і установка. В установці можливо використовувати не більше одного балона. Вентиляцію приміщень, де встановлено ПІВ для сушіння, необхідно забезпечувати через фрамуги, кватирки тощо. Якщо установки з ПІВ застосовуються поза приміщеннями, пальники потрібно захищати від задування та потрапляння в них атмосферних опадів. Забороняється використання установок ПІВ, що працюють на СВГ в підвальних та цокольних поверхах.

Для опалення виробничих приміщень з висотою стель від 4,0 м і більше, крім приміщень, що належать за вибухопожежною та пожежною небезпекою до категорій А, Б та В і будинків із ступенем вогнестійкості IVa та V, допускається установлювати під стелею інфрачервоні трубчасті газові обігрівачі (далі – ІТГО) променистого опалення, з відведенням продуктів згоряння в атмосферу.

Застосування ІТГО в житлових та громадських будинках не допускається.

ІТГО потрібно обладнувати повною автоматизацією процесу спалювання газового палива з блокуванням подання газу на пальник у випадках:

- зниження або підвищення тиску газу понад установлені межі;
- відсутності розрідження в камері змішування газу з повітрям, тобто припинення роботи витяжного вентилятора;
- згасанні полум'я в пальниках;

- відсутності напруги в блоці керування та безпеки;
- наявності несправностей у блоці керування.

ПІВ та ІТГО закордонного виробництва повинні відповідати ТУ, затвердженим в установленому порядку, а також мати сертифікат органів Держстандарту України, висновок органів Держгірпромнагляду на відповідність вимогам промислової безпеки і охорони праці та висновок державної санітарної епідеміологічної експертизи.

Відстані від ПІВ та ІТГО до конструкцій приміщення з горючих матеріалів (стелі, віконні та дверні коробки тощо) повинні бути не меншими 0,5 м за температури поверхні, що випромінює до 900 °С включно і не меншими 1,25 м за температури вище 900 °С.

Стелі або конструкцію із горючих матеріалів над пальниками необхідно захищати або екранувати негорючим матеріалом (покрівельною сталлю по негорючому теплоізоляційному матеріалу тощо).

Відкрита електропроводка повинна знаходитися на відстані не менше 1 м від поверхні випромінювання ПІВ і ІТГО.

У виробничих приміщеннях, що обігріваються установками ІТГО, вентиляцію потрібно визначати розрахунком.

Розрахунок вентиляції приміщень, де передбачається установлення ПІВ, необхідно виконувати, керуючись нормами гранично допустимих концентрацій СО та оксидів азоту (у перерахунку на NO₂) у повітрі робочої зони. Розміщення витяжних пристроїв варто передбачати вище випромінювачів, а припливних пристроїв – поза зоною випромінювання установок ПІВ.

Системи обігріву з ПІВ мають бути заблоковані з системою місцевої або загальнообмінної вентиляції, виключаючи можливість пуску та роботи системи обігрівання у випадку непрацюючої вентиляції.

У приміщеннях з установками ПІВ та ІТГО варто передбачати вогнегасники порошкові із розрахунку 3 шт. на 500 м² приміщення.

10.3 Розрахунок газового пальника інфрачервоного випромінювання

Для розрахунку газового пальника інфрачервоного випромінювання (рис. 10.2) задаються такі вихідні дані: тиск газу P_g (Па), витрати газу $V_{ном}$ ($m^3/год$), питоме теплове навантаження насадки q_0 ($Вт/м^2$), вид газу, нижча теплота згоряння газу ($МДж/м^3$).

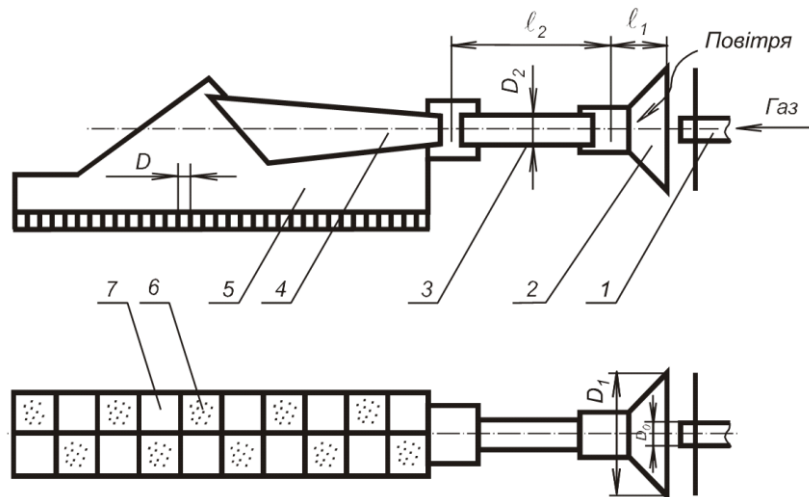


Рисунок 10.2 – Схема газового пальника інфрачервоного випромінювання:

- 1 – сопло пальника; 2 – конфузор; 3 – горловина; 4 – дифузор;
5 – насадка; 6 – робочі елементи; 7 – глухі вставки

Розрахунок виконують у такій послідовності.

Теплове навантаження пальника визначається за формулою:

$$Q_T = 0,28V_{ном} \cdot Q_H^p, \quad (10.1)$$

де Q_T – теплове навантаження пальника, Вт

Площа робочої поверхні насадки F_H , $м^2$, дорівнює:

$$F_H = \frac{Q_T}{q_0}. \quad (10.2)$$

Визначають кількість робочих елементів насадки n_0 розміром $60 \text{ мм} \times 45 \text{ мм}$ за формулою:

$$n_0 = \frac{F_H}{f_{p.e}}, \quad (10.3)$$

де $f_{p.e}$ – площа робочого елемента, м^2 .

Величина коефіцієнта інжекції u розраховується за формулою:

$$u = \frac{V'}{V_0}, \quad (10.4)$$

де V' – об'єм повітря, що інжектується одиницею об'єму пального газу, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

V_0 – теоретично необхідний об'єм повітря, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Засадна кратність змішування Z знаходиться з виразу:

$$Z = u \cdot V_0. \quad (10.5)$$

Густина суміші $\rho_{\text{сум}}$, $\text{кг}/\text{м}^3$, дорівнює:

$$\rho_{\text{сум}} = \frac{\rho_{\text{г}} + \rho_{\text{пов}} \cdot Z}{1 + Z}, \quad (10.6)$$

де $\rho_{\text{пов}}$, $\rho_{\text{г}}$ – відповідно густина повітря та пального газу, $\text{кг}/\text{м}^3$

Теплота згоряння газоповітряної суміші $Q_{\text{сум}}$, $\text{кДж}/\text{м}^3$, розраховується за формулою:

$$Q_{\text{сум}} = \frac{Q_{\text{г}}^p}{1 + \alpha_{\text{г}} \cdot V_0}, \quad (10.7)$$

де $\alpha_{\text{г}}$ – коефіцієнт надлишку повітря.

Швидкість виходу газу через сопло $v_{\text{г}}$, $\text{м}/\text{с}$, знаходиться з виразу:

$$v_r = \varphi \cdot \sqrt{\frac{2P_r}{\rho_r}}. \quad (10.8)$$

Для циліндричного сопла приймають $\varphi = 0,71$; для конічного – $\varphi = 0,96$.

Діаметр сопла D_0 , мм, розраховується за формулою:

$$D_0 = \sqrt{\frac{4}{\pi} \cdot \frac{B_{\text{НОМ}} \cdot 10^6}{3600 \cdot v_r}}. \quad (10.9)$$

Параметр змішування $A_{\text{ЗМ}}$ дорівнює:

$$A_{\text{ЗМ}} = \frac{(Z+1)\sqrt{C}}{3,217}, \quad (10.10)$$

де C – коефіцієнт густини струменя газу.

Коефіцієнт C визначається за таблицею 10.1.

Таблиця 10.1 – Коефіцієнт густини струменя газу

ρ_r , кг/м ³	$Z + 1$										
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
0,60	0,752	0,985	1,012	1,035	1,051	1,063	1,071	1,076	1,080	1,084	1,086
0,70	0,844	0,872	0,893	0,907	0,920	0,929	0,937	0,944	0,949	0,954	0,960
0,80	0,766	0,786	0,802	0,811	0,821	0,828	0,833	0,837	0,841	0,844	0,851
0,90	0,703	0,718	0,728	0,736	0,742	0,747	0,751	0,755	0,758	0,760	0,762
1,00	0,652	0,663	0,670	0,675	0,679	0,682	0,684	0,687	0,688	0,690	0,691
1,1	0,606	0,613	0,617	0,621	0,623	0,625	0,627	0,628	0,629	0,630	0,631
1,2	0,577	0,575	0,581	0,582	0,582	0,583	0,583	0,584	0,584	0,585	0,585
1,29	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536	0,536

Розміщений напір газоповітряної суміші $H_{\text{СУМ}}$ визначається за формулою:

$$H_{\text{СУМ}} = 0,068 \cdot \frac{\varphi^2 \cdot P_r}{A_{\text{ЗМ}}^2}. \quad (10.11)$$

Вибирається ступінь звуження конфузора n (приймають $n = 1,5 \dots 1,8$).

Діаметр конфузора D_1 , мм, у місці відсікання струменя газу розраховується за формулою:

$$D_1 = 6,8 A_{3m} \cdot D_0. \quad (10.12)$$

Діаметр горловини D_2 , мм, дорівнює:

$$D_2 = D_1 \cdot \sqrt{n}. \quad (10.13)$$

Відносна довжина горловини K визначається з виразу:

$$K = \frac{l_2}{D_2}, \quad (10.14)$$

де l_2 – довжина горловини, мм.

Довжина горловини l_2 , мм, дорівнює:

$$l_2 = K \cdot D_2. \quad (10.15)$$

Швидкість газоповітряної суміші $v_{\text{сум}}$, м/с, розраховується за формулою:

$$v_{\text{сум}} = \frac{B_{\text{ном}} \cdot (Z + 1) \times 4 \times 10^6}{3600 \cdot \pi \cdot D_2^2}. \quad (10.16)$$

Число Рейнольдса визначається з виразу:

$$Re = \frac{v_{\text{сум}} \cdot D_2}{\nu_{\text{сум}}}, \quad (10.17)$$

де $\nu_{\text{сум}}$ – кінематичний коефіцієнт в'язкості газоповітряної суміші, $\text{м}^2/\text{с}$.

Коефіцієнт тертя потоку $\xi_{\text{тер}}$ дорівнює:

$$\xi_{\text{тер}} = \frac{0,316}{\sqrt[4]{\text{Re}}}. \quad (10.18)$$

Коефіцієнт втрат на перетворення поля швидкостей ξ_d знаходиться за формулою:

$$\xi_d = 2,29 \cdot n^{-3} - 1,41 \cdot n^{-2}, \quad (10.19)$$

де n – ступінь звуження конфузора змішувача, що дорівнює відношенню перерізу конфузора та горловини:

$$n = \frac{D_1^2}{D_2^2} = \sqrt{\frac{22,9}{K} - 1,39}. \quad (10.20)$$

Коефіцієнт втрат у дифузори та розподільній камері $\xi_{\text{диф}}$ вважається таким, що дорівнює 0,8.

Величина гідравлічних втрат $\sum H_{\text{вт}}$, Н/м, визначається за формулою:

$$\sum H_{\text{вт}} = \frac{\rho_{\text{сум}} \cdot v_{\text{сум}}^2}{2P_r} \cdot (K \cdot \xi_{\text{тер}} \cdot \xi_d \cdot \xi_{\text{диф}}). \quad (10.21)$$

Напір газоповітряної суміші перед насадкою пальника H_p , Н/м · м², дорівнює:

$$H_p = H_{\text{сум}} - \sum H_{\text{вт}}. \quad (10.22)$$

Вважається, що діаметр каналів керамічних елементів дорівнює $D = 1,6$ мм, крок $t = 2,3$ мм.

Коефіцієнт живого перерізу плиток у розраховується за формулою:

$$y=0,908 \cdot \left(\frac{D}{t}\right)^2. \quad (10.23)$$

Швидкість суміші в каналах u , м/с, дорівнює:

$$u = \frac{q_0}{3\,600 \cdot y \cdot Q_{\text{сум}}}. \quad (10.24)$$

Критерій Рейнольдса для потоку в каналах Re визначається з виразу:

$$Re = \frac{u \cdot D}{\nu_{\text{сум}}}. \quad (10.25)$$

Коефіцієнт тертя для ламінарного потоку χ знаходиться за формулою:

$$\chi = \frac{64}{Re}. \quad (10.26)$$

Гідравлічний опір насадки пальника $H_{\text{нас}}$, Н/м², за товщини плиток $\delta = 10$ мм визначається за формулою:

$$H_{\text{нас}} = \xi \cdot \frac{\delta}{D} \cdot \frac{\rho_{\text{сум}} \cdot v^2}{2} \cdot R_t, \quad (10.27)$$

де R_t – температурна поправка, розраховується для таких температур суміші:

$$T_{\text{сум1}} = 473 \text{ К}; T_{\text{сум2}} = 900 \text{ К}.$$

$$R_t = \frac{T_{\text{сум1}} + T_{\text{сум2}}}{273}, \quad (10.28)$$

де $T_{\text{сум1}}$, $T_{\text{сум2}}$ – відповідно температура газоповітряної суміші на вході та виході насадки, К.

Якщо внаслідок розрахунку виконуються умови $H_{\text{нас}} < H_p$, то розрахунок на цьому закінчується, оскільки розміщений напір газоповітряної суміші перед

насадкою H_p є достатнім для подолання її гідравлічного опору $H_{нас}$. Коли $H_{нас} > H_p$, то необхідно змінити задані умови (витрати газу, питоме теплове навантаження) так, щоб збалансувати розміщений напір та втрати енергії.

Питання для самоконтролю

1. Принцип дії газових обігрівачів.
2. Склад газового інфрачервоного випромінювача.
3. Склад газового пального блока обігрівача.
4. Вимоги до встановлення газових пальників.

11 ПРОМИСЛОВІ ПЕЧІ

11.1 Класифікація промислових печей

В основі багатьох технологічних процесів лежить теплова обробка матеріалів та виробів: нагрівання та плавлення металів, випалювання будівельної та вогнетривкої цегли, фарфору та керамічних виробів, отримання скла тощо.

Теплова обробка матеріалів відбувається в технологічних агрегатах – промислових печах, у яких матеріали або вироби в умовах відносно високих температур набувають властивостей, котрі необхідні для подальшої обробки або для випуску кінцевого продукту.

Наприклад, у нагрівальних печах сталеві злитки набувають підвищеної пластичності та текучості, які необхідні для наступного прокату. У термічних печах сталеві вироби спочатку підігрівають, а потім охолоджують відповідно до визначеного режиму. Відповідно до технічної термінології ці процеси мають назву: відпал, нормалізація, гартування і відпуск. За їхніми результатами досягають певних механічних властивостей шляхом зміни внутрішньої структури металу без зміни його хімічного складу.

Загалом у печах для теплової обробки матеріалів одночасно відбувається ряд складних процесів – горіння палива, рух димових газів у робочому просторі, передача теплоти від факела і димових газів до матеріалу чи виробу (безпосередньо і завдяки кладці, що випромінює), передача теплоти від поверхні виробу всередину, екзотермічні та ендотермічні процеси при перетворюваннях речовин, що входять до складу виробу, дифузія всередині матеріалу тощо. Всі ці процеси взаємно пов'язані між собою, їхня сукупність забезпечує процес теплової обробки, і вони не можуть розглядатись ізольовано один від одного. Проте провідними є процеси передачі теплоти.

У значній кількості промислових печей джерелом теплоти є природний газ.

Промислова піч складається з таких елементів:

- топкового пристрою (топки);
- робочого об'єму (простору);
- регенеративного пристрою;
- тепловикористовувального пристрою;
- пристрою для створення тяги;
- дуттьового пристрою.

Топковий пристрій. У ньому хімічна енергія палива перетворюється у фізичну теплоту газів, що передається матеріалу чи виробу, який необхідно піддати обробці.

У робочому об'ємі відбувається певний технологічний процес. Матеріал чи виріб розташовані на поді печі або можуть переміщуватись в робочому просторі за допомогою спеціальних пристроїв. Форма робочого об'єму печі доволі різноманітна: вона може мати вигляд камери (камерні печі), шахти (шахтові печі), тунелю (тунельні печі) тощо. У цьому просторі безперервно рухаються димові гази. Для зберігання високих температур димових газів стінки печі виконують з вогнетривких і теплоізованих матеріалів. Таким чином, охолодження димових газів у робочому просторі відбувається значною мірою шляхом корисної передачі теплоти матеріалу, що нагрівається.

Регенеративний пристрій. У ньому фізична теплота димових газів, що надходять з робочого простору печі, частково регенерується, тобто передається теплоносію, який направляють знову в робочий простір. Регенерація відбувається за допомогою повітря і природного газу, які підігріваються завдяки теплоті продуктів спалювання. Підігрівання повітря і природного газу відбувається в спеціальних апаратах – рекуператорах та регенераторах і викликає підвищення температури спалювання газу, а відтак і температури робочого об'єму печі. Водночас також зменшується витрата газу і збільшується коефіцієнт корисної дії.

Тепловикористовувальний пристрій призначений для використання теплоти відхідних газів. Дуже часто останні при виході з робочого простору утримують теплоти значно більше, ніж необхідно для підігрівання повітря і природного газу. У такому випадку встановлюють спеціальні котли-утилізатори, наприклад, для отримання пари або гарячої води, що можуть бути використані для потреб теплопостачання виробничих будівель і споруд. Це також підвищує теплову ефективність печі.

Пристрій для створення тяги сприяє відведенню в атмосферу димових газів, а також газоподібних речовин, які утворюються під час оброблення матеріалів у печі. Рух газів внаслідок розрідження зазвичай відбувається тільки після того, як продукти спалювання залишать робочий простір печі. Тяга може бути як природною (завдяки димарю), так і відбуватись за допомогою димососів. До речі, у переважній більшості димові гази в робочому об'ємі печі перебувають під деяким надлишковим тиском і їхній рух відбувається зовсім не завдяки тяговому пристрою (як у котельних установках).

Дуттьовий пристрій, зазвичай дуттьовий вентилятор, подає повітря, необхідне для спалювання природного газу, до пальників, безпосередньо у піч тощо.

Застосування як палива природного газу при раціональній організації його спалювання дає суттєвий економічний ефект. У той же час у зв'язку з дефіцитом природного газу і необхідністю більш ефективного його

використання проблема економічного спалювання є основною при розробленні нових і реконструкції існуючих агрегатів.

Промислові газові печі можна класифікувати за такими основними ознаками:

- за технологічним призначенням – плавильні, нагрівальні, термічні, сушильні та інші;
- за режимом роботи – розрізняють печі періодичної і безперервної дії;
- за конструкціями робочої камери – камерні, прохідні, висувним і з обертовим подами, шахтові, тунельні, муфельні та інші;
- за способом використання теплоти продуктів спалювання – поділяють печі на рекуперативні та регенеративні.

Під час організації спалювання газового палива в печах особливої уваги варто надавати правильному теплообміну в робочій камері печі.

За умовами теплообміну печі можна поділити на три групи:

- високотемпературні печі, у яких температура в робочій камері перевищує 1 000 °С; тепловіддача відбувається в основному за рахунок випромінювання; газ спалюється безпосередньо в робочому просторі печі, тобто топковий об'єм суміщений з робочим;
- середньотемпературні печі з температурою в робочій камері 650–1 000 °С; теплопередача відбувається шляхом як випромінювання, так і конвекції; газ спалюється в окремих камерах, котрі зазвичай відділені від робочого простору;
- низькотемпературні печі, у яких температура в робочій камері не перевищує 650 °С; теплопередача відбувається переважно завдяки конвекції; газ спалюється в окремій топковій камері, а теплоносій, утворений в результаті змішування високотемпературних продуктів згоряння з повітрям або газоповітряною рециркуляційною сумішшю, з відповідною температурою подається в робочий об'єм печі.

Після переведення існуючих печей на використання газу інтенсифікація теплообміну досягається шляхом правильного вибору типу і теплової

потужності пальників, їхнього раціонального розміщення, а також правильного розташування газоходів і виробів, які піддаються тепловій обробці. Витрата газу в печах залежить від їхньої конструкції, експлуатаційного стану, режиму роботи, продуктивності і температури продуктів спалювання.

У таблиці 11.1 наведено дані про питомі витрати теплоти на 1 кг металу, що підігрівається в печах без рекуператорів.

Таблиця 11.1 – Питома витрата теплоти для нагрівання металу

Назва печі	Температура в печі, °C	Витрата теплоти, МДж/кг	Коефіцієнт корисної дії, %
1	2	3	4
Ковальська	1 200	3,78–6,30	20–14
Гартувальна	800	2,10–2,94	27–23
Відпускна	550	1,26–1,68	31,23
Цементувальна	930	2,94–3,36	23–20

Наведені у таблиці 11.1 дані вказують на необхідність роботи з мінімальними коефіцієнтами надлишку повітря і використання теплоти продуктів спалювання, особливо для високотемпературних печей.

11.2 Вимоги до облаштування промислових печей

З урахуванням особливостей природного газу як палива сформульовано основні вимоги щодо облаштування як печей, так і будь-яких інших агрегатів, котлів тощо:

- задовільний технічний стан відповідно до діючих норм і правил;
- обладнання надійною і безпечною системою обв'язувальних газопроводів;
- повне і економічне спалювання газового і резервного палив з мінімальним викидом забруднювальних речовин в атмосферу;
- конструкція топок і газопальникових пристроїв з наявною можливістю переходу на резервне (аварійне) паливо;

- забезпечення автоматикою безпеки і регулювання, а також необхідними контрольно-вимірювальними приладами;

- топки і газоходи з оснащенням запобіжними вибуховими клапанами.

Згідно з вимогами нормативних документів автоматика безпеки повинна забезпечити припинення подачі газу при:

- недопустимому відхиленні тиску газу від заданого біля пальника значення;

- згасанні полум'я робочих пальників чи групи заблокованих пальників;

- недопустимому зменшенні розрідження в топці (для печей і агрегатів, оснащених інжекційними пальниками і димососами);

- недопустимому зниженні тиску повітря (для агрегатів, обладнаних пальниками з примусовою подачею повітря);

- недопустимому зменшенні розрідження у вихідному патрубку зонта (для печей з відводом продуктів спалювання під зонт);

- при вимкненні електроенергії.

За номінальної теплової потужності окремого пальника чи агрегату до 5,6 кВт вони можуть не оснащуватись автоматикою безпеки.

Питання для самоконтролю

1. Основні складові промислових печей.
2. Класифікація промислових печей.
3. Основні вимоги до промислових печей.

12 ВИМОГИ ДО ПРИМІЩЕНЬ ГАЗОСПОЖИВАЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ

12.1 Загальні вимоги щодо розміщення газового обладнання

Можливість встановлення газовикористовувального обладнання та прокладання газопроводів у будинках різного призначення варто визначати згідно з будівельними нормами на проектування цих будинків та вимогами [2, с. 38].

Не допускається розміщення газовикористовувального обладнання:

- у коридорах загального користування;
- у санітарних вузлах (зокрема душових та ванних кімнатах);
- у приміщеннях з тимчасовим проживанням;
- у приміщеннях будь-якого призначення, які не забезпечені пристроями

для припливу повітря відповідно до вимог цього розділу;

- у підвальних приміщеннях, а за газопостачанні СВГ – у підвальних і цокольних приміщеннях.

Не допускається передбачати прокладання газопроводів у приміщеннях:

- що відносяться з вибухопожежної та пожежної небезпеки до категорій А, Б та В;

- у вибухонебезпечних зонах усіх приміщень;
- у підвалах;
- у приміщеннях підстанцій та розподільних пристроїв;
- крізь вентиляційні камери;
- шахти та канали;
- шахти ліфтів;
- приміщення сміттєзбиральних кімнат;
- димоходи;
- через приміщення, де газопровід може бути підданий корозії;

- а також у місцях можливого впливу агресивних речовин та в місцях, де газопроводи можуть обмиватися гарячими продуктами згоряння або стикатися з нагрітим або розплавленим металом.

Встановлення теплогенераторів сумарною тепловою потужністю понад 30 кВт до 200 кВт варто передбачати у приміщеннях теплогенераторних.

Приміщення теплогенераторної незалежно від потужності повинно відповідати таким вимогам:

- висота приміщення не менше – ніж 2,5 м;
- наявність природної вентиляції з розрахунку: витяжка – в об’ємі трикратного повітрообміну за годину; приплив – в об’ємі витяжки плюс додаткової кількості повітря для горіння газу (при заборі повітря із приміщення);
- розміри витяжних та припливних пристроїв повинні визначатися розрахунком;
- теплогенераторні потужністю понад 30 кВт повинні мати окремий вихід назовні або в простір коридора чи сходової клітки;
- об’єм приміщення варто передбачати залежно від сумарної теплової потужності (табл.12.1).

Таблиця 12.1 – Об’єм приміщення теплогенераторних залежно від сумарної теплової потужності

Сумарна теплова потужність теплогенераторів, кВт	Об’єм приміщення, м ³
До 30 (включно)	7,5
Понад 30 до 60 (включно)	13,5
Понад 60 до 200	За умов розміщення і експлуатації обладнання, але не менше ніж 15,0

12.2 Вимоги щодо приміщень із газоспоживальними приладами

Для припливу повітря в приміщення теплогенераторної у кількості, необхідно передбачати в нижній частині дверей або стіни, що виходять

у суміжне нежитлове приміщення, решітку або зазор між дверима та підлогою, або решітку, встановлену в зовнішній стіні приміщення.

Огороджувальні конструкції, (стіни, перекриття) котельні повинні мати межу вогнестійкості не менш 0,75 год. При цьому межа поширення вогню по всій площі конструкції повинна дорівнювати нулевій. Такі перегородки роблять на усю висоту котла, при цьому висота приміщення повинна бути не менш 2,5 м, стіни виконують парогазонепроникними.

Стіни і підлога окремого приміщення для котельні повинні бути вогнестійкими і не бути джерелом пилу. Одним із найбільш оптимальних рішень для створення і підтримки чистоти в котельні стане облицювання стін і підлоги керамічною плиткою, а також покриття олійною фарбою. Оскільки саме пил призводить до відкладення забруднень на пальниках і в каналах теплообмінника, що багато в чому зменшує продуктивність цього опалювального обладнання. Якщо приміщення виконане з горючих матеріалів, то стіна або підлога, де передбачається установка опалювального котла, виконується з негорючих матеріалів або облицюється негорючими матеріалами.

Підлога повинна мати гідроізоляцію на рівень затоки водою 100 мм (за можливістю).

Вікно повинно забезпечувати природне освітлення з розрахунку 5 % від об'єму приміщення (котельня) або 3 % від об'єму приміщення (топкова), обладнаного кватиркою або фрамугою.

Двері шириною не менше 800 мм повинні відчинятися безпосередньо назовні.

Вентканал з розрахунку забезпечення трикратного повітрообміну вивести на висоту димаря, закінчити захисним конусом. Витяжний отвір у котельні обладнати декоративними ґратами на висоті низу отвору не нижче 0,3 м від стелі.

12.3 Відвід продуктів згорання газу

Відведення продуктів згорання зазвичай здійснюється за допомогою димоходу.

Димохід призначений для виведення продуктів згорання з котла шляхом утворення природної тяги. Залежно від конкретних умов використання димоходи мають багато конструктивних особливостей і виконують з різноманітних матеріалів.

Для відведення конденсату в нижній частині димоходу передбачають конденсатозбірник з конденсатовідвідною трубкою. Конденсат, який збирається в конденсатозбірнику, – це суміш розчинів кислот.

Димохід, до якого приєднується газовий котел, рекомендується розміщувати у внутрішній капітальній стіні будинку.

Якщо димохід виконаний за межами будинку або в його зовнішній стіні, або як приставний, то мінімальна товщина кладки такого цегляного димоходу приймається не менше, ніж 65 см.

Допускається використання димохідних каналів паралельно з вентиляційними. Водночас їх необхідно розділити по всій висоті герметичними перегородками не менше, ніж 13 см.

Висоту витяжних вентиляційних каналів, розташованих поряд з димарем, повинна дорівнювати висоті димоходів. Не можна використовувати димоходи висотою нижче 5 м.

На димоходах забороняється встановлювати саморобні конуси і парасольки, флюгери і інші насадки, які в разі конденсації на них водяної пари можуть викликати обмерзання і зменшення тяги або повне перекриття димоходу. Непобутові газові прилади (ресторанні плити, котли для і т. п.) допускається приєднувати як до відокремлених, так і до загального димоходу.

Місце розташування оголовка димоходу над дахом будинку визначається залежно від віддалення до коника даху і зони вітрового пориву (рис. 12.1).

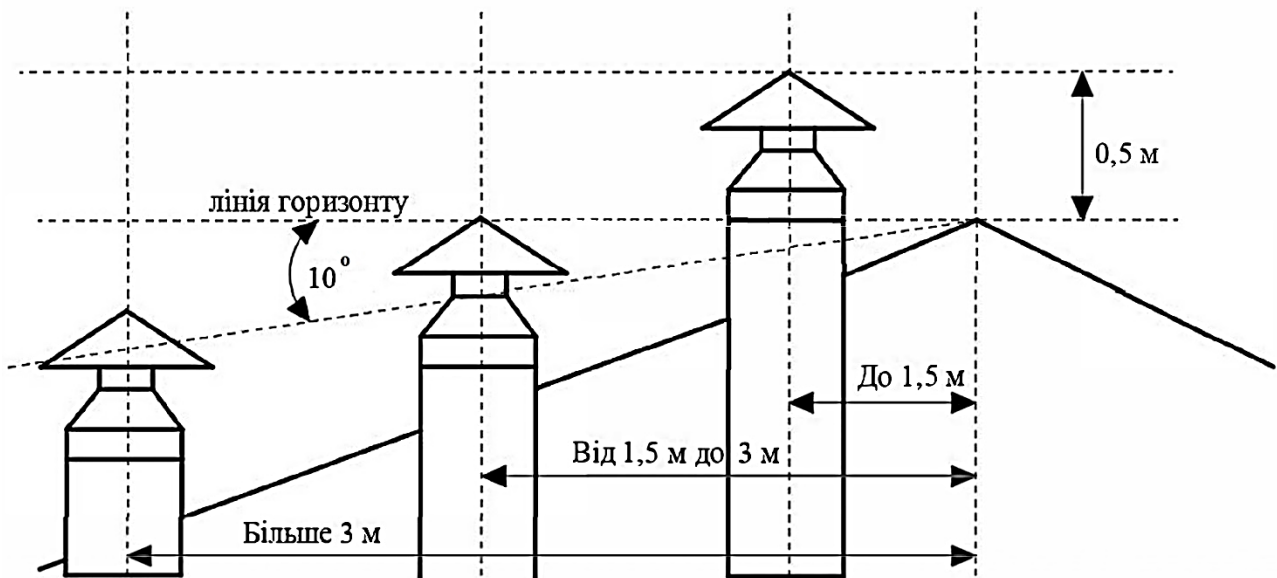


Рисунок 12.1 – Схема визначення висоти оголовку димової труби

Допускається передбачати з'єднувальні димовідвідні труби, загальні для декількох агрегатів.

Площа перетину димоходів і з'єднувальних труб повинні визначатися розрахунком, виходячи з умови одночасної роботи всіх приладів, приєднаних до димоходу. Розміри визначаються діаметром і висотою конструкції.

Першу характеристику обчислюють виходячи з потужності котла, ширини його вихідного отвору, кількості і характеру перешкод на шляху диму. Висоту димоходу розраховують відповідно до будівельних норм, враховуючи висоту будівлі і тип даху.

Під час проєктування важливо дотримати вимоги до горизонтальних ділянок димоходу – їхня довжина не повинна перевищувати 1 м.

Гаряче повітря рухається вертикально, а не горизонтально. Недотримання цієї вимоги стане причиною поганої тяги і підвищеного відкладення сажі на цій ділянці.

Димохід із цегли збирають відповідно до проєкту. Загальне побажання таке: мінімізуйте шорсткості на внутрішніх стінках і стежте за герметичністю кладки.

Зону з'єднання твердопаливного котла і димоходу обробляють спеціальним герметиком. Подальшу збірку димоходу з труб проводять по ходу конденсату, тобто з розширенням вгору, що б не дозволити конденсату вийти на зовнішню стінку димохідної труби.

Якщо в будинку є старий цегляний димохід і його хочуть використовувати для газового котла, варто провести гільзування. У старий димохід встановлюють трубу з кислотостійкої нержавіючої сталі, залишаючи технічний зазор між новою трубою і кладкою, і за можливістю утеплюючи. Під час створення більшості димоходів використовують трійники, у яких потрібно враховувати кути відведення і передбачити дверцята для ревізії. Одне з основних вимог газових котлів – спорудження конденсату-відводу. Він може бути вертикальний конденсатозбірник або трійник із лійкою.

Основні вимоги згідно з [2, с. 99]. Відведення продуктів згоряння від побутових газових приладів, печей та іншого побутового газовикористовувального обладнання, у конструкції яких передбачено відведення продуктів згоряння в димохід, потрібно здійснювати від кожного приладу, агрегату або печі по відособленому димоходу.

В існуючих будинках допускається передбачати приєднання до одного димоходу не більше двох водонагрівачів або опалювальних печей, розміщених на одному або різних поверхах будинку, за умови введення продуктів згоряння в димохід на різних рівнях не ближче ніж 0,5 м один від одного, або на одному рівні з влаштуванням у димоході розсічки на висоту не менше 0,5 м.

Димоходи від газовикористовувального обладнання необхідно розміщувати у внутрішніх стінах будинку або передбачати до цих стін приставні канали. В існуючих будинках допускається використовувати існуючі димоходи з негорючих матеріалів у зовнішніх стінах або передбачати до них приставні димоходи.

Допускається приєднання до димоходу опалювальної печі періодичної дії газового водонагрівача, який використовується для гарячого водопостачання, або іншого газового приладу, що не працює безперервно, при достатньому

перерізі димоходу, який повинен визначатися розрахунком. Приєднання димовідвідної труби газового приладу до оборотів димоходу опалювальної печі не дозволяється.

Площа перетину димоходу не повинна бути менше площі перерізу патрубка газового приладу, що приєднується до димоходу.

Під час приєднання до димоходу двох приладів, печей тощо переріз димоходу варто визначати з урахуванням одночасної їхньої роботи.

Конструктивні розміри димоходів повинні визначатися розрахунком. Непобутові газові прилади (ресторанні плити, котли для готування їжі тощо) допускається приєднувати як до відособлених, так і до загального димоходу.

Допускається передбачати з'єднувальні димовідвідні труби, загальні для декількох агрегатів. Введення продуктів згоряння в загальний димохід для декількох приладів варто передбачати на різних рівнях або на одному рівні з влаштування розсічок.

Площа перерізу димоходів та з'єднувальних труб повинна визначатися розрахунком, виходячи з умови одночасної роботи всіх приладів, приєднаних до димоходу.

Димоходи необхідно виконувати з морозостійкої цегли (Мрз 125), глиняної цегли, жаростійкого бетону для багатоповерхових будинків та азбестоцементних труб для одноповерхових будинків.

Допускається відведення продуктів згоряння передбачати по сталевих димових трубах. Конструкції димових каналів також можуть бути заводського виготовлення, які поставляються в комплекті з газовим обладнанням.

У разі встановлення азбестоцементних і сталевих труб поза будинком або під час проходження їх через горище будинку вони повинні бути теплоізовані по всій висоті для запобігання утворенню конденсату.

Конструкція димових каналів у зовнішніх стінах та приставних до цих стін каналів також повинна забезпечувати температуру газів на виході з них вище точки роси. Забороняється виконувати канали із шлакобетонних та інших нещільних або пористих матеріалів.

Димоходи повинні бути вертикальними, без уступів. Допускається ухил димоходів від вертикалі до 30° з відхиленням убік до 1 м при забезпеченні площі перерізу на похилих ділянках димоходу не менше перерізу вертикальних ділянок. Для відведення продуктів згоряння від ресторанних плит та інших непобутових газових приладів допускається передбачати горизонтальні ділянки димоходів загальною довжиною не більше ніж 10 м. Допускається проходження димоходів через перекриття за умови забезпечення пожежної безпеки горючих конструкцій перекриття.

Приєднання газовикористовувального обладнання до димоходів необхідно передбачати з'єднувальними трубами, виготовленими з покрівельної або оцинкованої сталі завтовшки не менше ніж 1,0 мм, гнучкими металевими гофрованими патрубками або уніфікованими елементами, що поставляються в комплекті з обладнанням.

З'єднувальна димовідвідна труба, яка з'єднує газовий прилад із димоходом, повинна мати вертикальну ділянку. Довжина вертикальної ланки з'єднувальної труби, рахуючи від низу димовідвідного патрубка газового приладу до осі горизонтальної ланки труби, повинна бути не менше ніж 0,5 м.

У приміщеннях заввишки до 2,7 м для приладів із стабілізаторами тяги допускається зменшення довжини вертикальної ланки до 0,25 м, без стабілізаторів тяги – до 0,15 м.

Сумарна довжина горизонтальних ланок з'єднувальних труб у нових будинках повинна бути не більше ніж 3 м, в існуючих будинках – не більше ніж 6 м.

Ухил труби повинен бути не менше ніж 0,01 у бік газового приладу. На димовідвідних трубах допускається передбачати не більше трьох поворотів за радіусом заокруглення не менше діаметра труби.

Відстань від з'єднувальної труби до стелі або стіни з негорючих матеріалів приймається не менше ніж 5 см, а з горючих матеріалів – не менше ніж 25 см. Допускається зменшення відстані з 25 см до 10 см за умови захисту горючих конструкцій покрівельною сталлю по листу ізолювального негорючого

матеріалу завтовшки не менше 3 мм. Теплоізоляція повинна виступати за габарити з'єднувальної труби на 15 см з кожного боку.

З'єднувальні труби ресторанних плит та котлів для приготування їжі повинні покриватися теплоізоляцією. З'єднувальні труби, виготовлені з чорної листової сталі, повинні бути пофарбовані вогнестійким лаком.

Під час приєднання до димоходу приладів із стабілізаторами тяги установлення шиберів не допускається. Під час приєднання до загального димоходу декількох приладів: ресторанних плит, кип'ятильників та інших газових приладів, які не мають стабілізаторів тяги, на димовідвідних трубах від приладів повинні передбачатися шибери (заслінки), які мають отвір діаметром не менше ніж 15 мм.

У шиберах, установлених на димоходах від котлів, повинні передбачатися отвори діаметром не менше ніж 50 мм.

Димові труби від газових приладів у будівлях повинні бути виведені:

- вище граничної зони вітрового підпору, але не менше ніж 0,5 м вище гребня даху у разі розташування їх (рахуючи по горизонталі) не далі 1,5 м від гребня даху;
- у рівні з гребнем даху, якщо вони знаходяться на відстані до 3 м від гребня даху;
- не нижче прямої, проведеної від гребня вниз під кутом 10° до горизонту, у разі розташування труб на відстані більше ніж 3 м від гребня даху.

Зоною вітрового підпору димової труби вважається простір нижче лінії, проведеної під кутом 45° до горизонту від найбільш високих точок поблизу розташованих споруд і дерев. В усіх випадках висота труби над прилеглою частиною даху повинна бути не менше ніж 0,5 м, а для будинків із суміщеною покрівлею (плоским дахом) – не менше ніж 2,0 м. Встановлення на димоходах зонтів та інших насадок не допускається.

Димоходи в стінах допускається виконувати разом із вентиляційними каналами. При цьому вони повинні бути розділені по усій висоті герметичними перегородками, виконаними з матеріалу стіни, завтовшки не менше ніж 120 мм.

Висоту витяжних вентиляційних каналів, розташованих поряд із димоходами, необхідно приймати за висотою, що дорівнює димоходу.

Відведення продуктів згоряння від газифікованих установок промислових підприємств, котельних, підприємств комунально-побутового призначення допускається передбачати по сталевих димових трубах.

Допускається відведення продуктів згоряння в атмосферу через зовнішню стіну газифікованого приміщення без влаштування вертикального каналу від опалювального газовикористовувального обладнання з горизонтальним розташуванням димовідвідного патрубку та з герметичною камерою згоряння.

Забороняється передбачати вихід димового каналу через зовнішню стіну:

- у під'їзди (арки), криті переходи;
- у закриті балкони, лоджії, еркери;
- у будинках, які є історичними або архітектурними пам'ятниками, без дозволу відомства, під охороною яких вони знаходяться;
- крізь стіни фасадів будинків, які виходять на майдани та вулиці, що мають історично-архітектурну та містобудівну цінність, а також які знаходяться у безпосередній близькості від ділянок закладів дошкільної та загальної середньої освіти, закладів охорони здоров'я.

Питання для самоконтролю

1. Вимоги до приміщень, у яких встановлено газовикористовувального обладнання.
2. Вимоги до огорожувальних конструкцій теплогенераторних.
3. Вимоги до вентканалу.
4. Основні вимоги до конструкції димоходу.
5. Основні вимоги до розміщення димоходу.

13 ОСОБЛИВОСТІ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНИХ ПУНКТІВ

13.1 Перелік вимог до приміщень газорегуляторних пунктів

Керування режимом роботи систем газопостачання здійснюється газорегуляторними пунктами (ГРП) і установками (ГРУ), які автоматично підтримують постійний тиск у мережах незалежно від інтенсивності споживання газу.

Газорегуляторні пункти і установки (рис. 13.1, 13.2) – це автоматичні пристрої, що виконують такі функції: знижують тиск газу до заданого значення; підтримують заданий тиск поза залежністю від змін витрати газу і його тиску перед ГРП; припиняють подачу газу при підвищенні або зниженні його тиску після регуляторів понад задані межі; очищають газ від механічних домішок.

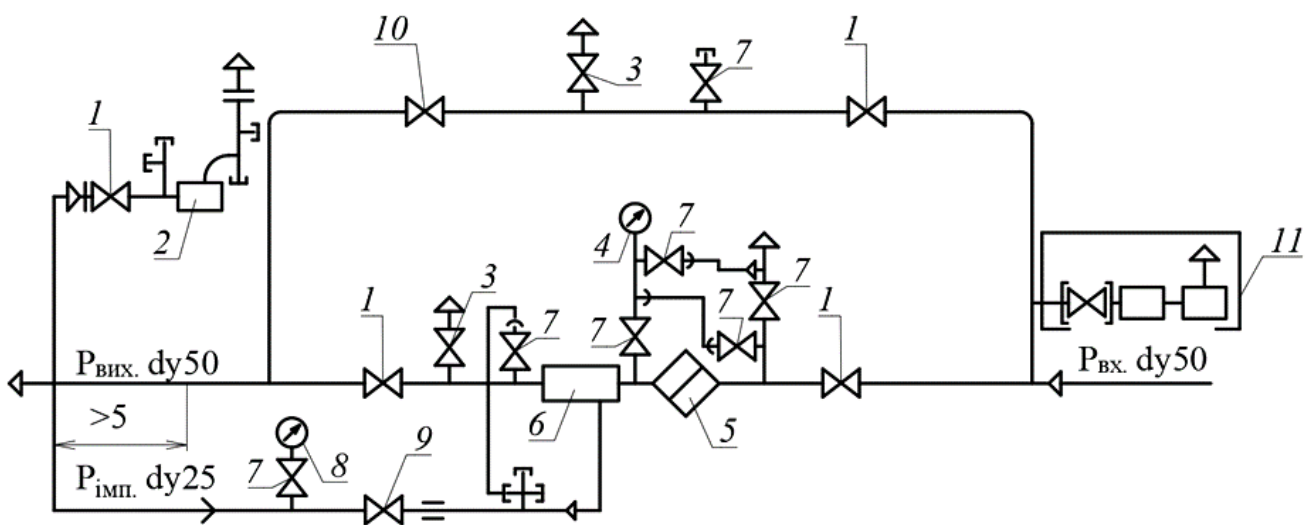


Рисунок 13.1 – Схема ГРП з однією лінією редукування:

- 1 – кран кульовий КК-50 – 4 шт.; 2 – клапан запобіжний скидний КЗС-Н – 1 шт.; 3 – кран кульовий КК-20 – 3 шт.; 4 – манометр вхідний типу МТ – 1 шт.; 5 – фільтр газовий типу ФГ – 1 шт.; 6 – регулятор тиску газу типу РДГ – 1 шт.; 7 – кран кульовий КК-15 – 6 шт.; 8 – манометр вихідний типу МТ – 1 шт.; 9 – кран кульовий КК-25 – 1 шт.; 10 – кран кульовий з механічним приводом КК-50 – 1 шт.; 11 – вузол опалення газовим обігрівачем

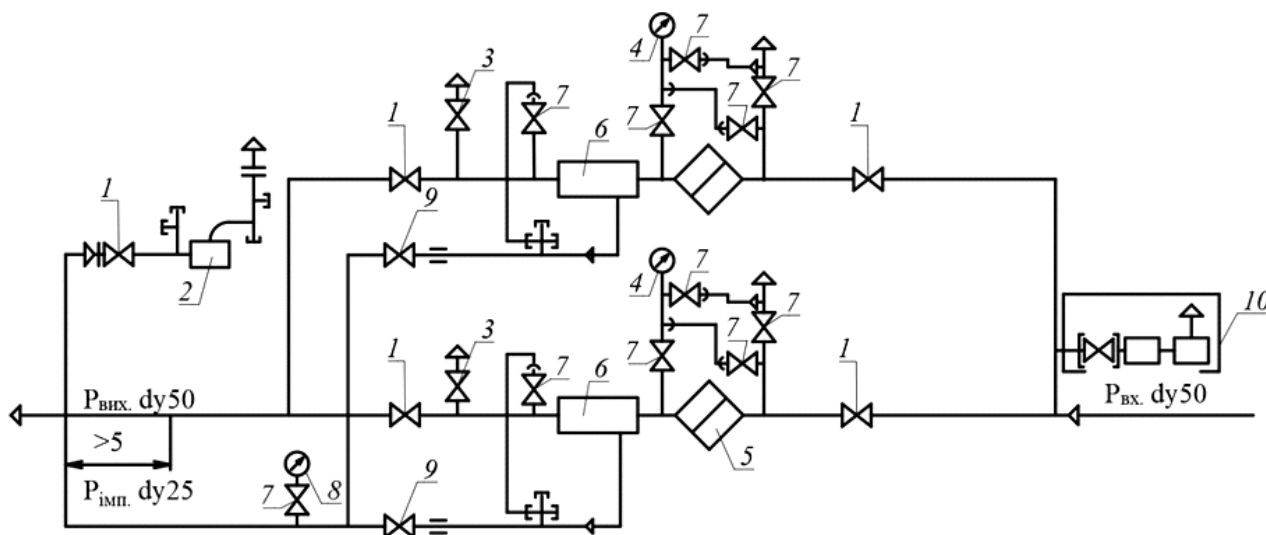


Рисунок 13.2 – Схема ГРП з двома лініями редукування:

- 1 – кран кульовий КК-50 – 5 шт.; 2 – клапан запобіжний скидний ЗСК-50Н – 1 шт.; 3 – кран кульовий КК-20 – 4 шт.; 4 – манометр вхідний типу МТ – 2 шт.; 5 – фільтр газовий типу ФГ – 2 шт.; 6 – регулятор тиску газу типу РДГ-50Н – 2 шт.; 7 – кран кульовий КК-15 – 9 шт.; 8 – вихідний манометр типу МТ – 1 шт.; 9 – кран кульовий КК-25 – 2 шт.; 10 – вузол опалення з газовим обігрівачем

Газорегуляторні пункти споруджують на розподільних мережах міст і населених пунктів, а також на території комунальних, промислових і інших підприємств.

Згідно з [2, с. 29] ГРП варто розміщувати:

- окремо розташованими;
- прибудованими до газифікованих виробничих будівель та котелень;
- вбудовані в одноповерхові виробничі будинки та котельні, що газифікуються (крім розташованих у підвальних та цокольних приміщеннях);
- на покриттях (з негорючим утеплювачем) виробничих будівель, що газифікуються, I, II та III ступеня вогнестійкості.

Газорегуляторні пункти зазвичай розміщують в окремо стоячих будинках або шафах.

ГРП блочного типу необхідно розміщувати окремо розташованими або установленими біля зовнішніх стін виробничих будівель та котелень, що газифікуються.

Не допускається передбачати ГРП вбудованими і прибудованими до житлових будинків, а також розміщувати їх у підвальних та цокольних приміщеннях будинків будь-якого призначення.

Окремо розташовані ПРГ (включаючи підземні, блокові та шафові, установлені на опорах) у населених пунктах варто розміщувати в зоні зелених насаджень на відстанях не менше зазначених у таблиці.

Відстань від ГРП до будинків, до яких допускається прибудовувати або вбудовувати ГРП, не регламентується.

Для окремо розташованих ГРП та ГРПБ рекомендується влаштування огорожі з негорючих матеріалів, що провітрюється, висотою 1,6 м. Допускається винесення із ГРП частини обладнання (засувок, фільтрів тощо), якщо дозволяють кліматичні умови. Обладнання, розміщене поза ГРП, повинно знаходитись в межах огорожі, висота якої в цьому випадку повинна бути збільшена до 2 м.

Таблиця 13.1 – Відстань від окремо розташованих ГРП, ГРПБ

Тиск газу на вводі в ГРП, ГРПБ і ШГРП	Відстань у проясненні від окремо розташованих ГРП, ГРПБ по горизонталі до, м			
	Будинків і споруд	Залізничних і трамвайних колій (до найближчої рейки)	Автомобільних доріг (до узбіччя)	Повітряних ліній електропередач
1	2	3	4	5
1. До 0,6 МПа	10	10	5	Не менше ніж 1,5 висоти опори
2. Понад 0,6 МПа до 1,2 МПа	15	15	8	Те саме
Відстань у проясненні від ШГРП, встановлених на окремо розташованих опорах до, м				
3. До 0,3 МПа	10	10	5	Не менше ніж 1,5 висоти опори
4. Понад 0,3 МПа до 0,6 МПа	10	10	5	Те саме

Продовження таблиці 13.1

1	2	3	4	5
5. Понад 0,6 МПа до 1,2 МПа	15	15	8	>>
Примітка 1. Відстані варто приймати від зовнішніх стін будинку ГРП, ГРПБ або шафи ШГРП. Примітка 2. Вимоги таблиці поширюються також на вузли обліку витрати газу, які розташовані в окремо розташованих будівлях або в шафах на окремо розташованих опорах. Примітка 3. Встановлення загальних вузлів обліку газу на стінах багатоквартирних будинків здійснюється відповідно до вимог щодо розміщення ШГРП, при цьому відстань у просвіті до повітряних ліній електропередач повинна складати не менше ніж 3 м.				

ГРП із вхідним тиском газу не більше ніж 0,6 МПа можуть прибудовуватися до виробничих будинків не нижче I і II ступенів вогнестійкості з приміщеннями категорій Г та Д, а також до окремо розташованих будинків, що газифікуються, котелень, лазень, пралень, підприємств хімічистки та інших об'єктів.

ГРП з вхідним тиском газу понад 0,6 МПа допускається прибудовувати до виробничих будівель не нижче I і II ступенів вогнестійкості з приміщеннями категорій Г та Д, у яких використання газу зазначеного тиску необхідно за умовами технології.

Прибудови повинні примикати до будинків з боку суцільної протипожежної газонепроникної (у межах примикання ГРП) стіни з класом вогнестійкості не менше REI (EI) 120, водночас має бути забезпечена газонепроникність швів примикання.

Відстані від стін прибудованих ГРП до найближчого отвору в стіні повинно бути не менше ніж 3 м.

Окремо розташовані ГРП і ГРПБ повинні розміщуватися з урахуванням виключення пошкодження їх від наїзду транспорту.

При розміщенні окремо розташованих, прибудованих і вбудованих ГРП повинні бути забезпечені вільні під'їзди до них транспорту, зокрема аварійних машин служби газу і пожежних машин.

Для окремо розташованих ГРП і ГРПБ, які розміщуються біля будинків більше п'яти поверхів та високих багаторічних дерев, повинна враховуватися зона вітрового підпору при влаштуванні вентиляції та відведення продуктів згоряння від опалювального обладнання.

Прибудовані ГРП повинні розміщуватися з урахуванням ефективної роботи вентиляції.

Підлогу в приміщенні ГРП виконують із негорючих і тих, що не дають іскру, матеріалів для того, щоб не виникали іскри при падінні металевих предметів, від металевих підківок на взутті й т. д. Двері в будинку ГРП повинні відчинятися назовні.

Приміщення ГРП повинне освітлюватися природним (через вікна) і штучним (електричним) світлом. Проводку електричного освітлення виконують у вибухобезпечному виконанні. З метою безпеки допускається кососвіт, тобто освітлення приміщення рефлекторами, установленими зовні приміщення. Вентиляція приміщення ГРП повинна бути природною і забезпечувати трикратний повітрообмін протягом 1 год. Приплив свіжого повітря здійснюється через жалюзійні ґрати, а витяжка – через регульований дефлектор у перекритті приміщення. Приміщення ГРП можна опалювати водяною або паровими (низький тиск пари) системами від прилеглої котельні або від АГВ і інших котлів, розташованих у прибудові. За всіх умов опалення повинне забезпечити температуру в приміщенні ГРП не нижче 5 °С.

Приміщення ГРП обладнають пожежним інвентарем (ящик із піском, вогнегасники, повстина й т. д.). На введенні газопроводу в ГРП і на вихідному газопроводі встановлюють вимикальні пристрої на відстані не менше 5 м і не більше 100 м.

Якщо будівля не потрапляє в зону грозозахисту сусідніх об'єктів, то в приміщенні ГРП необхідний грозозахист. У цьому випадку встановлюють блискавковідвід. Якщо будівля ГРП перебуває в зоні грозозахисту інших об'єктів, то в ньому роблять тільки контур заземлення.

ШГРП повинні вироблятися із негорючих матеріалів, мати в нижній та верхній частинах отвори для вентиляції і постачатися як повнокомплектне обладнання виробника. ШГРП із входним тиском газу до 0,6 МПа допускається встановлювати на зовнішніх стінах газифікованих виробничих будівель не нижче III ступеня вогнестійкості з приміщеннями категорій Г і Д, а також на окремо розташованих опорах. ШГРП із входним тиском газу понад 0,6 МПа установлювати на зовнішніх стінах будинків не допускається.

Встановлення ШГРП з входним тиском газу до 0,3 МПа допускається передбачати:

- на зовнішніх стінах газифікованих будинків будь-якого призначення при витраті газу до 50 м³/год;
- на зовнішніх стінах виробничих будівель, крім будинків з приміщеннями категорії А, Б та В не нижче III ступеня вогнестійкості при витраті газу більше 50 м³/год;
- на зовнішніх стінах газифікованих житлових, громадських, адміністративних будинків не нижче III ступеня вогнестійкості при витраті газу не більше 200 м³/год;
 - на зовнішніх стінах дахових котелень з дотриманням таких умов:
 - газ від ШГРП використовується лише для потреб котельні;
 - будівля котельні та основна будівля, по стіні якої прокладається газопровід не нижче III ступеня вогнестійкості;
- газопровід середнього тиску обладнано додатковим вимикальним пристроєм, що забезпечує його автоматичне вимкнення при аварійній розгерметизації газопроводу.

При встановленні ШГРП з тиском газу на вводі до 0,3 МПа на зовнішніх стінах житлових та громадських будинків відстань від вікон, дверей та інших відкритих прорізів повинна бути у просвіті не менше ніж 1 м. Для окремо розташованих ШГРП з тиском газу на вводі до 0,3 МПа необхідно передбачати зміщення відносно прорізів будинків на відстань не менше ніж 1 м.

При розміщенні ШГРП з вхідним тиском газу до 0,6 МПа на зовнішніх стінах будинків промислових та сільськогосподарських виробництв, котелень необхідно витримувати відстані від віконних, дверних та інших відкритих прорізів:

- при тиску газу на вводі в ШГРП до 0,3 МПа – не менше ніж 1 м у просвіті;
- при тиску газу на вводі від 0,3 МПа до 0,6 МПа – не менше ніж 3 м у просвіті.

ШГРП потрібно розташовувати на висоті, зручній для обслуговування та ремонту установленого обладнання.

Відстань ШГРП від повітряних ліній електропередач напругою до 1 кВ має бути по горизонталі не менше ніж 5 м.

13.2 Визначення і підбір обладнання газорегуляторних пунктів

Газорегуляторні пункти і установки крім регуляторів тиску комплектують також допоміжними пристроями і устаткуванням: запобіжно-запірними клапанами, гідравлічними затворами, пружинними скидними клапанами, фільтрами для очищення газу від механічних домішок і т. д.

Запобіжно-запірні (рис. 13.3) пристрої встановлюють перед регулятором тиску газу. Їхня мембрана через імпульсну трубку з'єднана з газопроводом кінцевого тиску. У разі збільшення кінцевого тиску понад установлені норми запобіжно-запірні клапани (далі – ЗЗК) автоматично відтинають подачу газу на регулятор. Запобіжно-скидні пристрої, застосовувані в ГРП, забезпечують скидання надлишкової кількості газу у випадку нещільного закриття ЗЗК або регулятора. Монтують їх на патрубку, що відводить, газопроводу кінцевого тиску, а вихідний штуцер підключають до окремої свічі. Якщо технологічний процес споживачів газу передбачає безперервну роботу газових пальників, то ЗЗК не встановлюють, а монтують тільки скидні клапани. У цьому випадку

необхідно встановити сигналізатори тиску газу, що сповіщають про підвищення тиску газу припустимої величини.

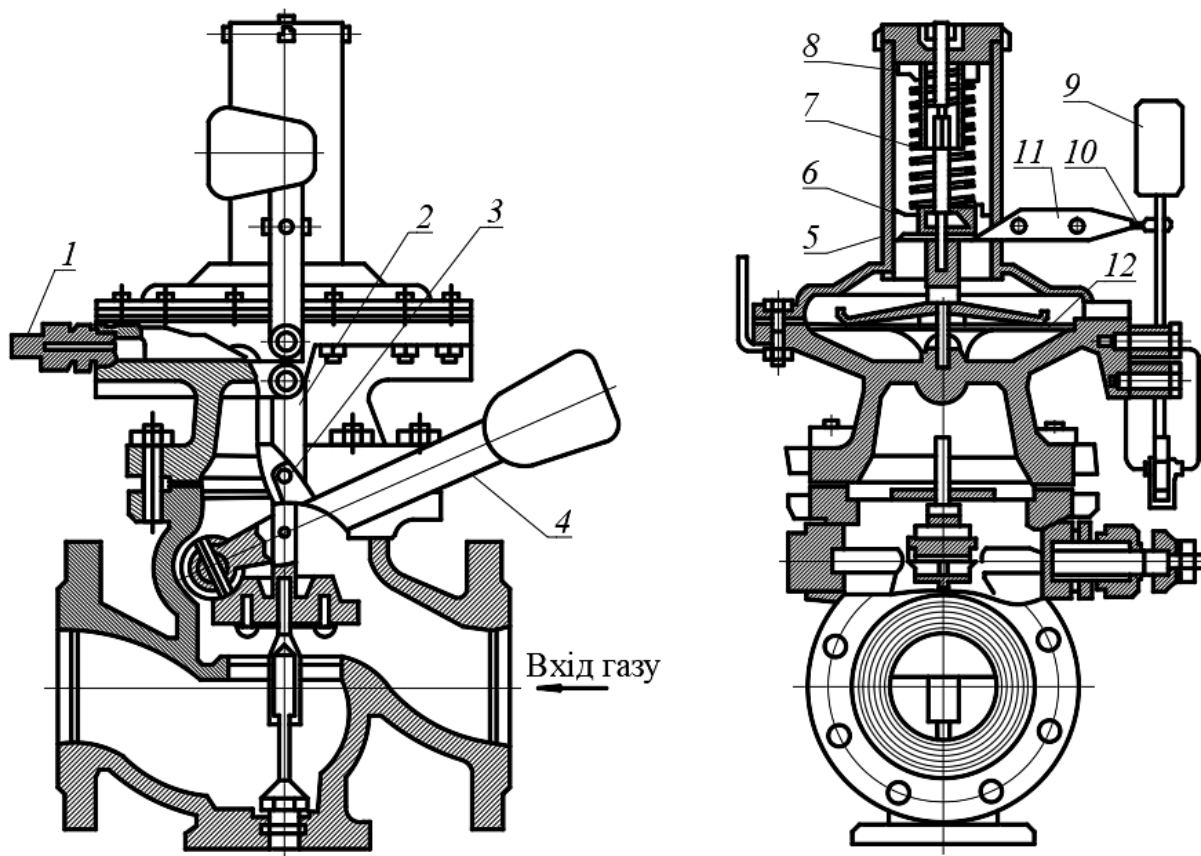


Рисунок 13.3 – Запобіжно-запірний клапан ПКН (ПКВ):

1 – штуцер; 2, 4 – важелі; 3, 10 – штифти; 5 – гайка; 6 – тарілка; 7, 8 – пружини;
9 – ударник; 11 – коромисло; 12 – мембрана

Розглянемо найпоширеніші типи запірних і запобіжних пристроїв. Запобіжно-запірні клапани ЗКН і ЗКВ. Клапани контролюють верхня і нижня межі вихідного тиску газу, вони випускаються з умовними проходами 50, 80, 100 і 200 мм. Клапан ЗКВ відрізняється від клапана ЗКН тим, що в нього активна площа мембрани менше завдяки накладенню на неї сталевго кільця. У відкритому положенні клапан утримується важелем 4 (рис. 13.3). Сам важіль утримується у верхнім положенні за штифт 3 гачком анкерного важеля 2. Ударник 9 завдяки штифту 10 упирається в коромисло 11 і втримується у вертикальному положенні. Імпульс кінцевого тиску газу через штуцер 1

подається в підмембранний простір клапана і робить протитиск на мембрану 12. Переміщенню мембрани нагору перешкоджає пружина 7. Якщо тиск газу підвищиться поверх норми, то мембрана переміститься і відповідно переміститься гайка 5. Внаслідок цього лівий кінець коромисла переміститься нагору, а правий опуститься із зачепленням зі штифтом 10. Ударник, звільнившись від зачеплення, упаде і ударить по кінці анкерного важеля 2. Внаслідок цього важіль виводиться із зачеплення зі штифтом 3 і клапан перекриє прохід газу. Якщо тиск газу понизиться нижче припустимої норми, то тиск газу в підмембранному просторі клапана стає менше зусилля, створюваного пружиною 8, що опирається на виступ мембрани 12. У результаті мембрана і шток з гайкою 5 перемістяться униз, захоплюючи кінець коромисла 11 униз. Правий кінець коромисла підніметься, вийде із зачеплення зі штифтом 10 і викличе падіння ударника 9.

Рекомендується наступний порядок налаштування. Спочатку налаштовують на нижню межу спрацьовування. Під час налаштування тиск за регулятором варто підтримувати трохи встановленої межі, потім, повільно знижуючи тиск, переконатися, що клапан спрацьовує на встановленій нижній межі. Під час налаштування верхньої межі необхідно підтримувати тиск трохи більше налаштованої нижньої межі. Після закінчення налаштування потрібно підвищити тиск, щоб переконатися, що клапан спрацьовує саме при заданій верхній межі припустимого тиску газу.

Запобіжно-скидний клапан (далі – ЗСК). Мембранно-пружинний скидний клапан ЗСК установлюють на газопроводах низького і середнього тисків.

Запобіжно-скидні клапани (рис. 13.4) є пристроями мембранного типу прямої дії і призначені для обмеження тиску неагресивних газів шляхом скидання надлишкового тиску газу в атмосферу до встановлення необхідної величини.

Запобіжно-скидні пристрої повинні забезпечувати повне відкриття при перевищенні заданого максимального робочого тиску не більше ніж на 15 %. Після скидання надлишкового обсягу газу і відновлення розрахункового тиску,

скидний пристрій повинен швидко і щільно закриватися. Найбільш широко застосовуються пружинні скидні клапани типу ЗСК.

Запобіжно-скидний клапан встановлюється за регулятором, за наявності витратоміра – за ним. Перед ЗСК встановлюється вимикальний пристрій, який має бути опломбований у відкритому положенні.

Пружинні ЗСК мають бути обладнані пристроєм для їхнього примусового відкриття. На газопроводах низького тиску допускається установка ЗСК без пристосування для примусового відкриття.

Газ із газопроводу після регулятора надходить на мембрану 3 клапана ЗСК. Якщо тиск газу виявляється більше тиску пружини 2 знизу, то мембрана відходить униз, клапан відкривається і газ іде на скидання. Як тільки тиск газу стане менше зусилля пружини, клапан закривається. Стиск пружини регулюють гвинтом 1 у нижній частині корпусу. Для установки клапана ЗСК на газопроводах низького або високого тиску підбирають відповідні пружини.

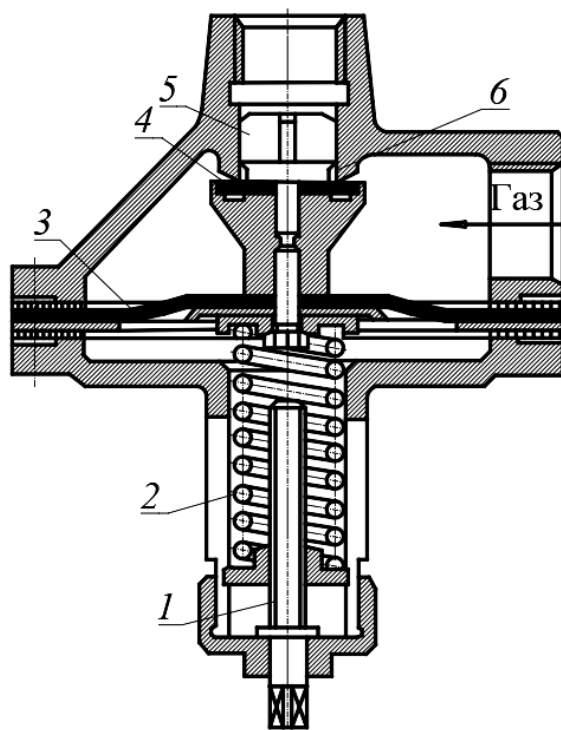


Рисунок 13.4 – Запобіжно-скидний клапан ЗСК:

- 1 – регулювальний гвинт; 2 – пружина; 3 – мембрана; 4 – ущільнення;
5 – золотник; 6 – сідло

Газові фільтри (рис. 13.5). Для очищення газу від пилу, іржі, смолистих речовин та ін. механічних домішок і запобігання засмічення імпульсних трубок, дросельних отворів, зношування запірних і дросельних органів арматурам установлюють фільтри. Якісне очищення газу дозволяє запобігти передчасному зношуванню газопроводів, запірної, регулювальної і запобіжної апаратури контрольно-вимірювальних приладів. Правильний вибір фільтра для ГРП є однією з найважливіших умов надійної і безпечної роботи всіх систем газопостачання загалом. Основні параметри фільтрів, установлені в ГРПШ, повинні відповідати вимогам [2, с. 37]. Для ГРПШ конструкція фільтрів повинна бути максимально компактною. Під час їхнього вибору варто орієнтуватися на вироби, що забезпечують достатній ступінь очищення газу при мінімальних габаритах фільтрів.

Особливе значення під час розроблення і вибору фільтрів надається фільтрувальному матеріалу, що повинен бути хімічно інертний до газу, забезпечувати необхідний ступінь очищення і не руйнуватися під впливом робочого середовища і у процесі періодичного очищення фільтра. Залежно від типу регуляторів і тиску застосовують різні конструкції фільтрів. За фільтрувальним матеріалом вони підрозділяються на сітчасті й волосяні.

У ГРП із регуляторами з умовним проходом до 50 мм установлюють кутові сітчасті фільтри. У цих фільтрах як фільтрувальний елемент використовують плетену металеву сітку. Сітчасті фільтри, особливо при використанні двошарових сіток, відрізняються підвищеною тонкістю й інтенсивністю очищення. У процесі експлуатації в міру засмічення сітки підвищується тонкість фільтрування за одночасного зменшення пропускної здатності фільтра.

У ГРП із регуляторами з умовним проходом більше 50 мм застосовують чавунні волосяні фільтри. Фільтрувальним елементом є касети, набиті капроною ниткою (або пресованим кінським волосом) і просочені вісциновим маслом. Можливе використання інших фільтрувальних матеріалів, якщо вони відповідають вказаним вище вимогам. У процесі експлуатації у волосяних фільтрів часто знижується фільтрувальна здатність шляхом зношування часток

фільтрувального матеріалу газовим потоком і при періодичному очищенні струшуванням.

Необхідний ступінь очищення фільтром газового потоку забезпечується за обмежених швидкостей газу, обумовлених максимально припустимим перепадом тиску у фільтрувальному елементі (касеті, сітці), що не повинен перевищувати: для сітчастих фільтрів – 5 000 Па, для волосяних – 10 000 Па на новому фільтрі. У чистому стані фільтра (для початку експлуатації або після очищення і промивання) цей перепад тиску повинен становити: для сітчастих фільтрів – 200–2500 Па, а для волосяних – 4 000–5 000 Па.

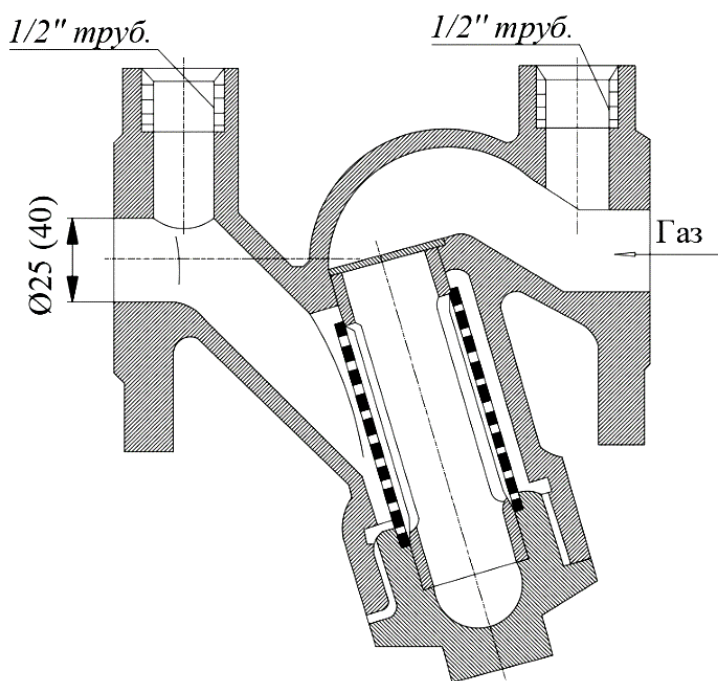


Рисунок 13.5 – Газовий кутовий сітчастий фільтр ФС:

1 – корпус; 2 – касета; 3 – кришка; 4 – штуцер

Фільтр складається з корпусу, кришки і касети. Цей пристрій становить фільтр лінійного типу з поворотом потоку газу. У чавунному корпусі є один кільцевий паз, у який вставляється касета 2. Кришка 3 закриває верхню частину корпусу і слугує для монтажу та демонтажу касети в корпусі. Штуцер 4 слугує для підключення дифманометра. Потік газу проходить через касету прямо, очищається і виходить через вихідний патрубок. Для очищення фільтра касету

виймають, струшують з неї тверді частки, що нагромадилися, і промивають її за необхідності в розчинниках типу бензолу.

Роботу волосяного фільтра розглянемо на прикладі фільтра типу ФВ (рис. 13.6). Принцип роботи ідентичний принципу роботи фільтра ФС.

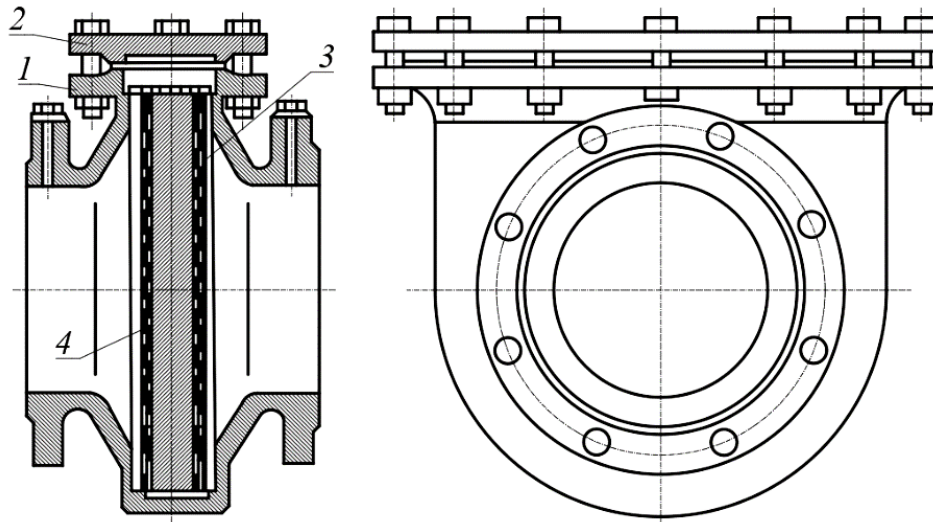


Рисунок 13.6 – Газовий волосяний фільтр:

- 1 – корпус; 2 – кришка; 3 – касета; 4 – перфорована металева пластина;
5 – штуцер

Фільтри зварні. На рисунку 13.7, а показане обладнання фільтра, призначеного для ГРП, обладнаного регуляторами РДУК. Фільтр складається зі звареного корпусу із приєднувальними патрубками для входу й виходу газу, кришки і заглушки. З боку входу всередині корпусу приварена металева пластина, що захищає сітку від прямого влучення твердих часток. Тверді частки, що надходять із газом, ударяючись у металеву пластину, збираються в нижній частині фільтра, звідки їх періодично видаляють через люк. Усередині корпусу є сітчаста касета, заповнена капроновою ниткою. Тверді частки, що залишилися в потоці газу, фільтруються в касеті, що у міру необхідності проčiщається. Для очищення і промивання касети верхню кришку фільтра можна знімати. Для виміру перепаду тиску використовують диференційні манометри, що приєднують до спеціальних штуцерів.

Перед ротаційними лічильниками встановлюють додатковий фільтрувальний пристрій – фільтр-ревізію (рис. 13.7, б).

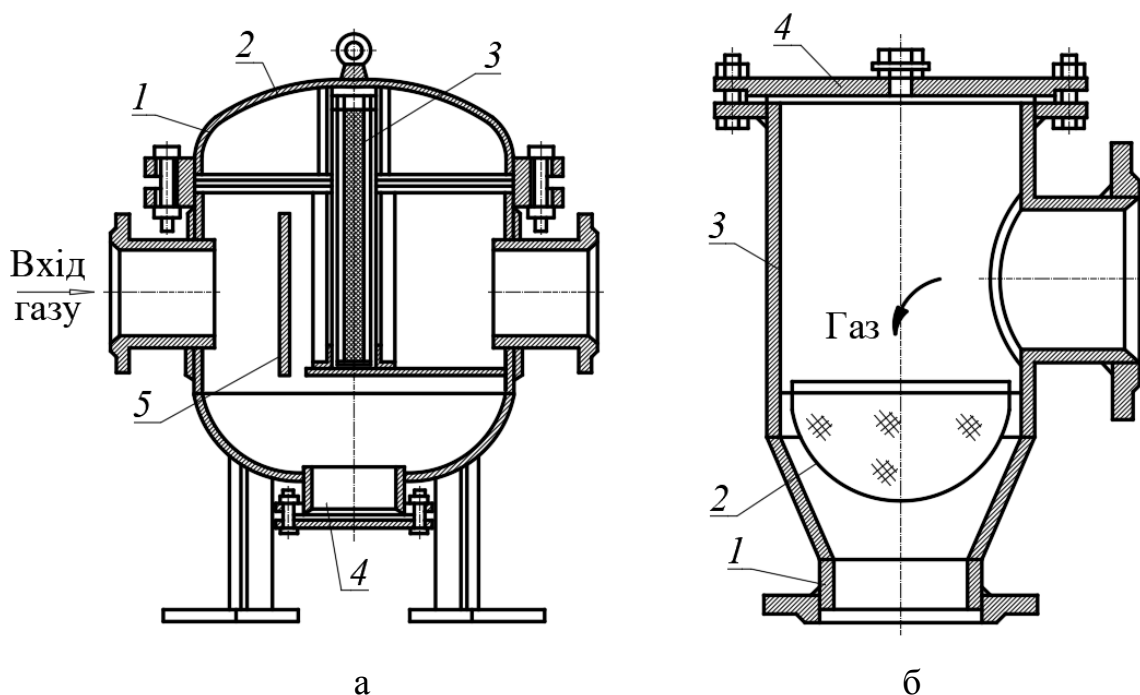


Рисунок 13.7 – Фільтри зварні:

- а – фільтр до регуляторів РДУК; 1 – зварений корпус; 2 – верхня кришка;
 3 – касета, 4 – люк для чищення; 5 – відбійна пластина;
 б – фільтр ревізія: 1 – вихідний патрубок; 2 – сітка; 3 – корпус; 4 – кришка

Контрольно-вимірювальні прилади. У ГРП для контролю за роботою устаткування і виміру параметрів газу застосовують ряд контрольно-вимірювальних приладів (КВП): термометри для виміру температури газу, що показують і реєструють (самописні) манометри для виміру тиску газу; прилади для реєстрації перепаду тисків на швидкісних витратомірах, прилади обліку витрати газу (газові лічильники або витратоміри). Контрольно-вимірювальні прилади до газопроводів приєднують сталевими трубами. Імпульсні трубки з'єднують зварюванням або різьбовими муфтами.

Контрольно-вимірювальні прилади з електричним приводом, а також телефонні апарати мають бути у вибухозахищеному виконанні, у іншому разі їх ставлять у приміщенні, ізольованому від ГРП.

Розглянемо найпоширеніші види КВП, застосовуваних у ГРП. Прилади для виміру тиску газу поділяють на дві основні групи: рідинні, у яких вимірюваний тиск визначається величиною стовпа, що врівноважує, рідини; пружинні, у яких вимірюваний тиск визначається величиною деформації пружних елементів (трубчасті пружини, сильфони, мембрани). Рідинні манометри використовують для виміру надлишкових тисків у межах до 0,01 МПа (при висоті скляної трубки 1 м). Для тисків до 0,01 МПа манометри заповнюють водою або гасом (при від'ємних температурах), а при вимірі більше високих тисків – ртуттю (при заповненні ртуттю 0–0,1 МПа). До рідинних манометрів відносяться і диференційні манометри (дифманометри). Їх застосовують для вимірів перепаду тиску.

13.2.1 Вимоги безпечної експлуатації газорегуляторних пунктів, газорегуляторних установок і комбінованих будинкових регуляторів тиску

Основні вимоги наведено в [4, с. 27]. У кожному ГРП, ШГРП, ГРУ на видному місці необхідно розміщувати схеми обладнання, режимні карти та інструкції з експлуатації обладнання.

Режими роботи ГРП, ШГРП, ГРУ встановлюються відповідно до проєктної документації на їхнє будівництво і фіксуються у затверджених режимних картках.

Вихідний робочий тиск газу з ГРП, ШГРП, ГРУ необхідно регулювати відповідно до проєктних розрахункових величин тиску в системах газопостачання споживачів.

Параметри налаштування обладнання ГРП, ШГРП, ГРУ промислових та сільськогосподарських підприємств, котелень та інших об'єктів, що споживають

газ, регламентуються проєктною документацією і уточнюються під час проведення пусконаладжувальних робіт.

Максимальний робочий тиск газу після регулятора тиску, що подає газ побутовим газовим приладам, встановлюється залежно від номінального перед приладами, але не більше ніж 300 даПа для природного газу.

Не допускається коливання тиску газу після регуляторів, що перевищує 10 % робочого тиску.

У системах газопостачання запобіжно-скидні клапани ГРП, ШГРП і ГРУ повинні спрацьовувати раніше, ніж спрацюють запобіжно-запірні клапани.

Запобіжно-скидні клапани налаштовуються на нижню межу спрацювання, що не перевищує 15 % максимального робочого тиску, а запобіжно-запірні клапани повинні забезпечувати припинення подачі газу у разі перевищення максимального робочого тиску на 25 %.

Для систем газопостачання низького тиску до 300 даПа нижня межа спрацювання ЗСК установлюється газорозподільним підприємством, але не менше ніж 70 даПа у найбільш віддаленого споживача.

Перевірка і налаштування запобіжних пристроїв і регуляторів тиску повинні виконуватись із забезпеченням безпечного газопостачання.

Включення в роботу регуляторів тиску здійснюється після встановлення причин спрацювання ЗСК і ЗЗК та їхнього усунення.

Запірні пристрої на обвідній лінії (байпасі) повинні бути у закритому положенні (перед ЗСК – у відкритому) і опломбовані. Газ по обвідній лінії допускається подавати протягом періоду часу, потрібного для ремонту обладнання і арматури, а також у період зниження тиску газу перед ГРП або ГРУ до величини, яка не забезпечує надійної роботи регулятора тиску. Протягом усього періоду подавання газу по байпасу повинен бути забезпечений постійний контроль за вихідним тиском газу.

Температура повітря в приміщеннях ГРП, де розміщено обладнання і контрольно-вимірювальні прилади, повинна бути в межах, передбачених у паспортах заводів-виробників технологічного обладнання.

Ззовні ГРП, ШГРП або на огорожі ГРУ на видному місці необхідно встановлювати попереджувальний напис – «Вогнєнебезпечно. Газ».

Під час експлуатації ГРП, ШГРП, ГРУ необхідно здійснювати технічний огляд, регулювання обладнання, технічне обслуговування та поточний ремонт.

Технічний огляд здійснюється:

- у головних ГРП із регулюючими клапанами нормально відкрито «НВ» і нормально закрито «НЗ» – цілодобовим наглядом;
- у інших ГРП, ШГРП, ГРУ – не рідше ніж один раз на місяць;
- у ГРП із засобами телеметричного контролю або диспетчеризації – не рідше ніж один раз на 3 місяці.

Нормально відкритий клапан – це клапан, який у відсутність керуючого сигналу відкритий, тобто пропускає все, що через нього йде.

Нормально закритий клапан відповідно, за відсутності керуючого сигналу закритий, тобто не пропускає нічого.

Регулювання обладнання ГРП, ШГРП, ГРУ і перевірку параметрів спрацьовування ЗСК і ЗЗК проводять не рідше ніж один раз на 6 місяців (зокрема перед початком опалювального сезону), а також після ремонту обладнання.

Технічне обслуговування і поточний ремонт можуть суміщатися та здійснюються не рідше ніж один раз на 12 місяців кожний або з іншою періодичністю – у строки, встановлені згідно з вимогами заводу-виробника обладнання (регуляторів тиску, запобіжних клапанів, телемеханічних пристроїв).

Поточний ремонт обладнання, конструкція якого не ремонтпридатна (не підлягає розбиранню), не здійснюється.

Під час технічного огляду стану ГРП, ШГРП, ГРУ необхідно здійснювати:

- перевірку величин тиску газу перед і після регулятора, перепаду тиску на фільтрі, температури повітря в приміщенні за допомогою приладів;
- перевірку стану герметичності системи – за допомогою приладів і мильної емульсії;

- контроль за правильністю положення молоточка зчеплення важелів ЗЗК;
- зовнішній огляд наявності та стану засобів вимірювальної техніки і автоматизації (ЗВТіА);
- перевірку стану і роботи електроосвітлення і електрообладнання, вентиляції, системи опалення;
- візуальний огляд цілісності блискавкоприймачів і струмовідводів, надійності їхнього з'єднання і кріплення до щогл;
- візуальне виявлення тріщин і нещільностей стін, які відділяють основне і допоміжне приміщення;
- зовнішній і внутрішній огляд будівлі, за необхідності – очищення приміщення і обладнання від забруднення.

У разі виявлення порушень режимів газопостачання або наявності аварійних ситуацій необхідно негайно повідомити аварійно-диспетчерську службу.

Під час перевірки засмічення фільтрів максимальний перепад тиску газу в касеті фільтра не повинен перевищувати значень, встановлених заводом-виробником, та становити не більше для:

- сітчастого та вісцинового – 500 даПа;
- волосяного – 1000 даПа.

Розбирання та очищення касет фільтра необхідно проводити поза приміщеннями ГРП, ГРУ у місцях, віддалених від легкозаймистих рідин, горючих матеріалів на відстань не менше ніж 5 м.

При зніманні для ремонту запобіжних пристроїв замість них необхідно встановлювати запобіжні пристрої, що випробувані.

Робота ГРП, ГРУ без запобіжних пристроїв забороняється.

Під час технічного обслуговування ГРП, ШГРП, ГРУ необхідно здійснювати:

- перевірку роботи запірної арматури і запобіжних клапанів;
- змащення тертьових частин і набивання сальників;

- визначення щільності і чутливості мембран регуляторів тиску і регулятора управління;
- продування імпульсних трубопроводів до регуляторів тиску, контрольно-вимірювальних приладів;
- перевірку параметрів налаштування ЗСК й ЗЗК;
- перевірку запобіжних клапанів із очищенням їх від корозії і забруднень;
- перевірку щільності прилягання клапанів до сідла, стану мембран;
- ремонт або заміну зношених деталей;
- перевірку надійності кріплень конструкційних вузлів, які не підлягають розбиранню;
- ремонт запірної арматури, яка не забезпечує герметичності закриття;
- чищення касети фільтра.

Запірні пристрої на лінії редукування під час розбирання обладнання повинні бути в закритому положенні. На межі відключених ділянок необхідно встановлювати інвентарні заглушки, що відповідають вхідному максимальному тиску газу.

За наявності в ГРП місцевого опалення з розташуванням індивідуальної опалювальної установки в допоміжному приміщенні необхідно контролювати газонепроникність стін (відсутність видимих тріщин, наскрізних отворів тощо), які відділяють основне приміщення ГРП від приміщення, де встановлено опалювальну установку.

У разі виявлення в стінах, що відокремлюють зазначені приміщення, нещільностей використовувати опалювальні установки забороняється.

Перевірку і прочищення димоходів необхідно виконувати щороку перед початком опалювального сезону з оформленням акту.

Результати чергового технічного обслуговування, ремонту обладнання ГРП, ШГРП, ГРУ, що пов'язані із заміною деталей і вузлів, необхідно заносити у паспорти ГРП, ШГРП, ГРУ.

У приміщеннях ГРП вогневі, зокрема зварювальні, роботи необхідно виконувати за нарядами-допусками на виконання вогневих робіт відповідно до вимог Інструкції з організації безпечного ведення вогневих робіт на вибухопожежонебезпечних та вибухонебезпечних об'єктах, затвердженої наказом Міністерства праці та соціальної політики України від 5 червня 2001 року № 255, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 23 червня 2001 року за № 541/5732.

Перевірку зовнішнього стану, герметичності з'єднань КБРТ необхідно проводити під час кожного обходу газопроводів-вводів за допомогою приладів або мильної емульсії.

Відповідальним за здійснення технічного обслуговування КБРТ з дотриманням періодичності згідно з вимогами заводу-виробника є власник (балансоутримувач та/або орендар (наймач)).

Питання для самоконтролю

1. Вимоги до розміщення ГРП.
2. Основні схемні рішення ГРП.
3. Вимоги до ШГП.
4. Принцип дії та використання запобіжно-запірного пристрою.
5. Принцип дії та використання запобіжно-скидного клапану ЗСК.
6. Види газових фільтрів. Принцип дії та використання.
7. Контрольно-вимірювальні прилади в ГРП.

14 ГАЗОПОСТАЧАННЯ СКРАПЛЕНИМИ ГАЗАМИ

14.1 Резервуарні установки

У складі резервуарної установки потрібно передбачати: резервуари, трубопроводи рідкої та парової фаз, запірну арматуру, регулятори тиску газу, ЗЗК та ЗСК, манометр (показувальний), штуцер з краном після регулятора тиску для приєднання контрольного манометра, пристрій для контролю рівня скрапленого вуглеводного газу в резервуарах. Залежно від складу СВГ та кліматичних умов до складу резервуарної установки можуть входити також випарники або випарні установки.

За наявності в регуляторі тиску вмонтованого ЗСК установка додаткового ЗСК після регулятора не потрібна.

Пристрій контролю рівня рідини допускається передбачати загальний на групу резервуарів.

За двоступінчастого регулювання тиску газу ЗЗК потрібно встановлювати перед регулятором тиску I ступеня з підключенням імпульсної трубки за регулятором тиску II ступеня.

Число резервуарів в установці необхідно визначати розрахунком і приймати не менше двох. Для споживачів із розрахунковою годинною витратою газу до 5 м³/год допускається встановлення одного резервуара.

Резервуари можуть встановлюватися підземно та надземно.

Арматуру та прилади резервуарних установок варто захищати кожухами від атмосферних опадів та пошкоджень.

Резервуарні установки повинні мати сітчасту огорожу заввишки не менше ніж 1,6 м із негорючих матеріалів. Відстань від резервуарів до огорожі повинна бути не менше ніж 1 м.

За розташування резервуарної установки на території ділянки приватної малоповерхової забудови зазначену огорожу допускається не передбачати.

Під час встановлення надземних резервуарів на відкритих ділянках (без зелених насаджень) для захисту від нагрівання їх сонячними променями допускається передбачати над ними тіньовий навіс.

Продуктивність резервуарів при природному випарі визначається:

- при підземному розташуванні – за номограмою (14.1);
- при надземному розташуванні – розрахунком, виходячи з умов теплообміну з навколишнім природним середовищем.

Для врахування теплового впливу поряд розташованих підземних резервуарів отриману за номограмою продуктивність потрібно помножити на коефіцієнт теплової взаємодії m залежно від кількості резервуарів в установці.

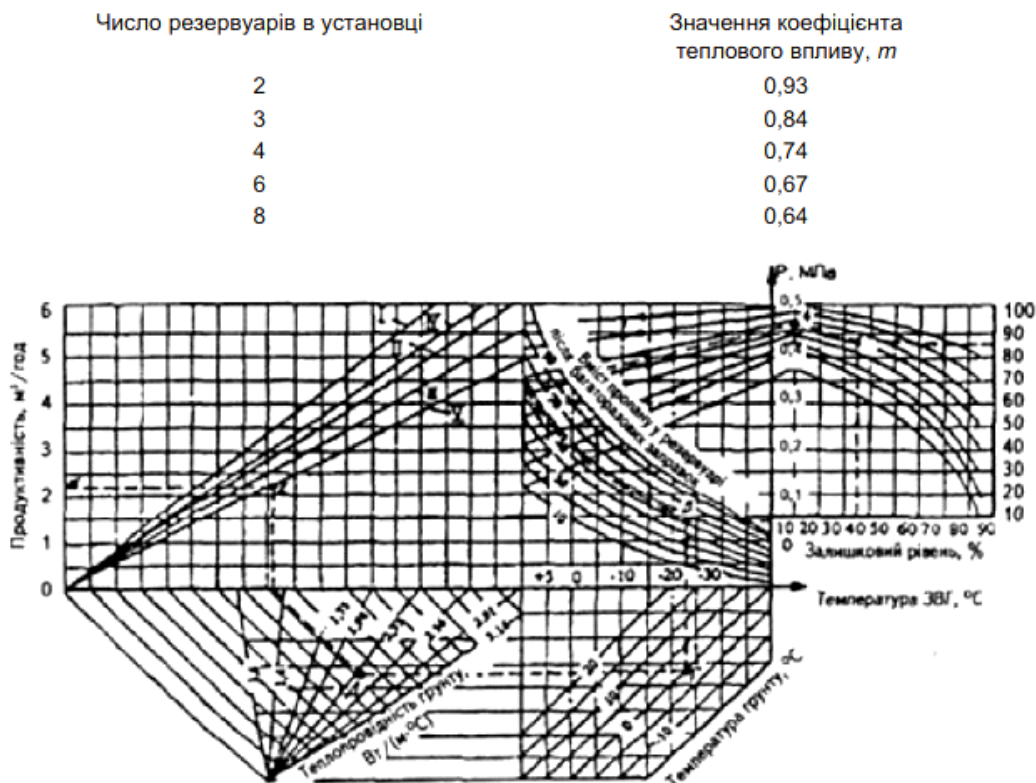


Рисунок 14.1 – Номограма для визначення продуктивності резервуара

скрапленого газу місткістю 2,5 м³ та 5 м³ (підземного):

- I – резервуар 5 м³, заповнення 85 %; II – резервуар 5 м³, заповнення 50 %;
 III – резервуар 5 м³, заповнення 35 % та резервуар 2,5 м³, заповнення 50 %;
 IV – резервуар 2,5 м³, заповнення 85 %; V – резервуар 2,5 м³, заповнення 35 %

Розрахункову годинну витрату скраплених газів, кг/год, при газопостачанні житлових будинків визначається за формулою:

$$Q_d^h = \frac{n \cdot K_d^g \cdot Q_y}{Q_1^e \cdot 365} \cdot K_h^g,$$

де n – кількість мешканців, що користуються газом. За відсутності даних приймається згідно з кількістю квартир, що газифікуються, та коефіцієнта сімейності для району, що газифікується;

K_d^g – коефіцієнт добової нерівномірності споживання газу протягом року (за наявності в квартирах газових плит $K_d^g = 1,4$; за наявності плит та проточних водонагрівачів $K_d^g = 2,0$);

Q_y – річна витрата газу на одну людину в теплових одиницях, кДж/рік;

K_h^g – показник годинного максимуму добової витрати – 0,12;

Q_1^e – теплота згоряння газу, кДж/кг.

Максимальну загальну місткість резервуарів в установці залежно від категорії споживачів та місткості одного резервуара приймається за ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання», таблиця 25.

Відстані від резервуарних установок, рахуючи від крайнього резервуара, до будинків та споруд різного призначення, приймається не менше зазначених у ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання», таблиця 26.

Для резервуарних установок застосовуються сталеві зварні резервуари циліндричної форми, що розташовуються горизонтально.

Резервуари, призначені для підземної установки, надземно встановлювати не допускається.

Можливість використання надземно резервуарів, призначених для підземної установки, повинна розглядатися тільки розробником резервуарів з урахуванням перевірного розрахунку на міцність.

Захист підземних резервуарів від корозії передбачається згідно з вимогами ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання». Надземні резервуари необхідно фарбувати у світлий колір.

Підземні резервуари установлюються на глибині не менше ніж 0,6 м від поверхні землі до верхньої твірної резервуара в районах із сезонним промерзанням ґрунту і 0,2 м у районах без промерзання ґрунту.

За встановлення резервуарів у водонасичених ґрунтах передбачаються заходи щодо запобігання спливанню резервуарів за рівня ґрунтових вод:

- для резервуарів місткістю не більше ніж 5 м³ – вище діаметральної горизонтальної площини резервуара;
- для резервуарів місткістю більше ніж 5 м³ – вище нижньої твірної резервуара.

Відстань у просвіті між підземними резервуарами має бути не менше ніж 1 м, а між надземними резервуарами – дорівнювати діаметру більшого суміжного резервуара, але не менше ніж 1 м.

Над підземним газопроводом рідкої фази, що об'єднує підземні резервуари, передбачають контрольну трубку, виведену над поверхнею землі на висоту не менше ніж 1 м. Водночас повинна виключатися можливість попадання в трубку атмосферних опадів.

На газопроводі парової фази, який об'єднує резервуари, передбачають установку вимикального пристрою між групами резервуарів на висоті не менше ніж 0,5 м від землі.

Встановлення захисних клапанів передбачають на кожному резервуарі, а при об'єднанні резервуарів у групи (по рідкій та паровій фазам) – на одному із резервуарів кожної групи.

14.2 Випарні та змішувальні установки

Випарні установки та станції регазифікації з штучним випаровуванням передбачають у таких випадках:

- резервуарні установки при природному випаровуванні та резервуарні установки з ґрунтовими випарниками не забезпечують розрахункову потребу в газі;
- для випаровування важких залишків газу;
- за необхідності забезпечення подачі газу постійного складу (постійної теплоти згоряння, постійної густини);
- при постачанні газів з підвищеним складом бутанів (понад 30 %) у місцевостях, де температура ґрунту на глибині установки резервуарів нижче 0 °С.

Випарні установки в комплексі із змішувальними установками (установки пропано-повітряної суміші) передбачають в таких випадках:

- при газопостачанні районів або об'єктів, що в перспективі будуть постачатися природним газом;
- для покриття пікових навантажень у мережах природного газу в періоди годинного, добового або сезонного максимуму;
- як резервне паливо для об'єктів та установок, що потребують безперебійного газопостачання;
- при використанні в системах газопостачання технічного бутану;
- при газопостачанні промислових підприємств.

Під час проектування газопостачання житлових районів від резервуарних установок, оснащених випарними та змішувальними установками, рекомендується виконувати укрупнені системи із централізованими випарними та змішувальними установками (станціями регазифікації).

При цьому кількість квартир, які доцільно постачати від однієї резервуарної установки, допускається приймати при подачі парової фази СВГ згідно з [2, с. 106], при подачі газоповітряної суміші – згідно з [2, с. 107].

Випарні установки (проточні та ємнісні) допускається передбачати з підземними та надземними резервуарами.

За використання у випарних установках як теплоносія гарячої води або пари з теплових мереж передбачаються заходи, що виключають можливість потрапляння парів СВГ у теплові мережі.

Випарні установки необхідно обладнувати КВП, а також регулюючою та захисною арматурою, що виключає вихід рідкої фази з випарної установки в газопровід парової фази та підвищення тиску парової та рідкої фаз вище допустимого. Випарні установки, для яких як теплоносієм передбачається нагріта рідина або пара, повинні бути обладнані сигналізацією про зниження температури теплоносія нижче допустимого значення.

Випарні установки допускається розміщувати на відкритих майданчиках або в приміщеннях, рівень підлоги яких розташований вище планувальної позначки землі.

Випарники продуктивністю до 50 м³/год допускається розміщувати безпосередньо на кришках горловин резервуарів або в межах резервуарної установки на відстані не менше ніж 1 м від підземних або надземних резервуарів, а також безпосередньо в агрегатах, що споживають газ, якщо агрегати розміщені в окремих приміщеннях або на відкритих майданчиках.

Випарники продуктивністю більше 50 м³/год варто розміщувати поза межами резервуарної установки на відстані не менше:

- від будинків та споруд – за [2, с. 86] таблицями 28, 29;
- від огорожі резервуарної установки – 10 м.

Для випарників, що розміщуються поза приміщеннями, передбачають теплову ізоляцію корпусу. За групового розміщення випарників відстані між ними приймають не менше 1 м.

Змішування газів із повітрям допускається за тиску газу до 0,6 МПа.

Змішування парової фази СВГ з повітрям передбачається у співвідношеннях, що забезпечують перевищення верхньої межі займистості суміші не менше ніж у 2 рази, при цьому повинні передбачатися автоматичні пристрої для вимкнення змішувальної установки у випадку наближення складу

суміші до меж небезпечної концентрації або у випадку раптового припинення надходження одного з компонентів суміші.

При надходженні газу в змішувальні установки з газопроводів розміщення змішувальних установок передбачають на відстані не менше зазначеної в [2, с. 86] таблицях 28, 29.

Будинки та приміщення, призначені для розміщення випарних та змішувальних установок, повинні відповідати протипожежним вимогам, установленим для приміщень, що відносяться за вибухопожежонебезпекою до категорії А.

Геотермальна установка (далі – ГТУ) СВГ, яка становить вертикально заглиблену (до 50 м) герметичну циліндричну ємність (обсадну трубу діаметром 250–600 мм) повинна виготовлятися із сталі марки 20 або іншої сталі, рівноцінної за міцнісними параметрами, з товщиною стінки не менше ніж 10 мм.

Зовнішня поверхня обсадних труб повинна мати антикорозійне захисне покриття типу «дуже посилене». ГТУ повинні бути обладнані стаціонарною установкою катодного захисту.

Нижній торець обсадних труб у призабійній зоні свердловини повинен бути герметизований бетонною пробкою завдовжки не менше 500 мм із водонепроникного цементу або водонепроникного неусадного цементу марки не нижче 300.

Вимоги до устаткування ГТУ, їхнього розміщення та відстань від ГТУ до будинків та споруд різного призначення, а також до підземних споруд передбачаються та приймаються, як для резервуарних установок.

14.3 Групові балонні установки

ГБУ потрібно вважати установку газопостачання, до складу якої входить більше двох балонів.

У складі ГБУ передбачають балони для СВГ, колектор високого тиску, регулятор тиску газу або регулятор-перемикач автоматичний, загальний запірний пристрій, манометр, ЗСК та трубопроводи.

За наявності в регуляторі тиску вбудованого ЗСК встановлення додаткового клапана не потрібно.

Кількість балонів в одній ГБУ визначають розрахунком, виходячи із годинної витрати газу та продуктивності одного балона залежно від температури навколишнього повітря, марки газу та тривалості відбору газу.

Максимальну сумарну місткість балонів у ГБУ приймають за [2, с. 86], таблицею 27.

ГБУ розміщують у шафах із негорючих матеріалів або під захисними кожухами.

Розміщення ГБУ передбачають безпосередньо біля будинків або на відстані від будинків, не менше зазначеної в [2, с. 86] таблиці 28 та від споруд на відстані, не менше зазначеної в таблиці 29.

ГБУ допускається розміщувати біля будинків не нижче III ступеня вогнестійкості, стіни яких не мають утеплювача з горючого матеріалу, віконних та дверних прорізів на відстані, не менше зазначеної в ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання» таблиці 28, від групової балонної установки.

Біля громадського або виробничого будинку не допускається передбачати розміщення більше одної ГБУ.

Біля житлового будинку допускається передбачати розміщення не більше трьох ГБУ на відстані не менше 15 м одна від одної.

Шафи та балони установлюють на фундаменти, навколо яких повинно виконуватися вимощення завширшки не менше ніж 1 м перед шафою і 0,5 м з інших боків.

ГБУ розміщують у місцях, що мають прямий та безперешкодний під'їзд для транспорту.

ГБУ, що розміщуються під захисними кожухами, повинні мати огорожу із негорючих матеріалів.

Над ГБУ допускається передбачати тіньовий навіс із негорючих матеріалів.

За необхідності забезпечення стабільного випарування СВГ та неможливості використання резервуарних установок допускається передбачати розміщення ГБУ в спеціальній будівлі або в прибудові до глухої зовнішньої стіни виробничого будинку, що газифікується. Зазначені будівлі або прибудови повинні відповідати вимогам, як для окремо розташованих або прибудованих ГРП.

Вентиляцію проєктують з розрахунку п'ятикратного повітрообміну за годину із видаленням $2/3$ повітря з нижньої зони приміщення.

Трубопроводи групових балонних та резервуарних установок

Трубопроводи обв'язування резервуарів, балонів та регуляторів тиску розраховують на тиск, прийнятий для резервуарів або балонів. Зовнішні газопроводи від резервуарних установок передбачають із сталевих труб. Допускається застосовувати поліетиленові труби, що постачаються комплектно з резервуарним обладнанням і призначені для транспортування парової фази СВГ.

Зовнішні газопроводи від ГБУ передбачають із сталевих труб.

Допускається передбачати приєднання газового обладнання тимчасових установок та установок сезонного характеру, розміщених поза приміщеннями, за допомогою гумових рукавів.

Прокладання підземних газопроводів низького тиску від ГБУ та резервуарних установок із штучним випаруванням газу передбачають на глибині, де мінімальна температура вище температури конденсації газу.

Газопроводи від ємнісних випарників прокладають нижче глибини промерзання ґрунту.

Прокладання надземних газопроводів від ГБУ, що розміщуються в опалюваних приміщеннях, та від підземних резервуарних установок варто передбачати з тепловою ізоляцією. Теплову ізоляцію передбачають з негорючих матеріалів.

Ухил газопроводів потрібно передбачати не менше ніж 5 ‰ у бік конденсатозбірників для підземних газопроводів та у бік газопостачальної установки для надземних газопроводів. Місткість конденсатозбірників приймають не менше ніж 4 л на 1 м³ розрахункової годинної витрати газу.

У випадку газопостачання більше 400 квартир від однієї резервуарної установки потрібно передбачати додатковий запірний пристрій на підземному газопроводі від резервуарної установки над землею під захисним кожухом (в огорожі), поза проїзною частиною доріг.

14.4 Індивідуальні газобалонні установки

ІГБУ вважають установку газопостачання СВГ, до складу якої входить не більше двох балонів.

ІГБУ допускається передбачати як зовні, так і всередині житлових будинків (квартир) та громадських будинків. Всередині будинків допускається розміщувати балони з переважним вмістом бутану.

Розміщення балонів всередині житлових будинків (квартир) допускається передбачати тільки в будинках до двох поверхів включно.

Встановлення балонів всередині житлових будинків (квартир) варто передбачати в тих саме приміщеннях, де знаходиться газовикористовувальне обладнання. При цьому в одному приміщенні дозволяється встановлювати один балон місткістю 50 л. При місткості балона до 27 л дозволяється мати в одному приміщенні два балони (один із них запасний).

Балони необхідно розміщувати в кухнях, у місцях, доступних для огляду та заміни балонів. Відстань від газового балона до газової плити потрібно передбачати не менше ніж 0,5 м, до радіатора опалення або печі – не менше одного метра. При улаштуванні екрана, що запобігає нагріванню балона, відстань від балона до радіатора опалення або печі допускається зменшувати до 0,5 м. Відстань між балоном та екраном повинна бути не менше ніж 0,1 м. У разі

розміщення балона проти топкових дверцят печей відстань між балоном та топковими дверцятами повинна бути не менше ніж 2 м.

Допускається розміщувати балон місткістю до 27 л всередині газового приладу, якщо це передбачено конструкцією приладу і забезпечує температуру нагрівання стінки, що відокремлює балон від газових пальників, не вище 45 °С.

Розміщення ІГБУ та газовикористовувального обладнання не допускається:

- у житлових кімнатах;
- у цокольних та підвальних поверхах (підвалах);
- у приміщеннях, під якими є підвали та погребі, і вхід до них здійснюється з цих приміщень;

- на балконах та лоджіях;
- у приміщеннях без природного освітлення;
- у середині будинків гуртожитків;
- у приміщеннях, розташованих під обідніми та торговими залами підприємств харчування (закладів ресторанного господарства), а також під аудиторіями та навчальними класами, під видовищними (актовими) залами громадських та виробничих будинків, лікарняними палатами та іншими приміщеннями з масовим перебуванням людей (більше 50).

У виробничих приміщеннях ІГБУ варто передбачати в місцях, захищених від пошкодження внутрішньоцеховим транспортом, бризок металу та впливу корозійноактивних рідин та газів, а також від нагрівання вище 45 °С.

Допускається розміщувати балони і безпосередньо біля агрегатів, що споживають газ, якщо це передбачено конструкцією агрегату.

У разі використання ІГБУ в тваринницьких та птахівничих приміщеннях їх варто розміщувати поза будинками, а за використання ІГБУ в оранжереях та теплицях допускається їхнє розміщення всередині будинків.

Приєднання балона до газових приладів виконується гумовим рукавом. Рукав повинний бути з однієї частини, мати довжину не більше ніж 5 м та кріпитися до стіни.

У місцях приєднання до приладу або регулятора рукав повинен надягатися на гофровані наконечники та кріпитися металевими хомутами, які забезпечують надійність та герметичність приєднання. Застосування дротяних скруток не допускається.

Зовні будинків ІГБУ повинні розміщуватися в шафах, що замикаються, і які зроблені з негорючих матеріалів або під кожухами, що замикаються і закривають верхню частину балонів та регулятор. Шафи повинні мати у верхній та нижній частинах прорізи або жалюзійні решітки для вентиляції.

При цьому внутрішній газопровід повинен бути сталевим і виконаним на зварюванні. Різьбові з'єднання допускається застосовувати тільки в місцях встановлення вимикального пристрою та газового приладу.

ІГБУ біля зовнішніх стін повинні встановлюватися на відстані не менше ніж 0,5 м від дверей та вікон першого поверху і 3 м від вікон та дверей цокольних та підвальных поверхів, а також від колодязів підземних комунікацій та вигрібних ям. Не допускається розміщення балонів біля запасних (пожежних) виходів, з боку фасадів будинків, у проїздах для транспорту.

Шафи для балонів та балони з кожухами, що замикаються, повинні бути встановлені на вогнестійкій основі.

Висота основи повинна бути не менше ніж 0,1 м від рівня землі.

Кожна ІГБУ, як із розміщенням балонів у будинку, так і поза ним повинна мати регулятор (редуктор) для зниження тиску газу, що з'єднується (установлюється) безпосередньо на балоні. З'єднання балона з регулятором повинно бути жорстким.

Регулятори тиску, які встановлюються на балонах, розміщених всередині будинку, не повинні мати ЗСК.

Приєднання регулятора тиску на балонах, установлених поза будинками, до сталевого газопроводу (вводу в будинок) варто передбачати за допомогою спеціально вигнутих мідних або відпалених латунних трубок або гумових рукавів завдовжки не більше ніж 0,5 м.

Вимоги безпечної експлуатації резервуарних, балонних, групових, геотермальних, випарних, змішувальних та індивідуальних балонних установок СВГ

Балони з СВГ, які одержують суб'єкти господарювання для виробничих цілей, забороняється передавати іншим суб'єктам господарюванням, а також використовувати в побутових цілях. Балони СВГ повинні бути опломбовані та повинні мати білу розпізнавальну кільцеву смугу завширшки 100 мм.

Балони з СВГ повинні транспортуватися з накрученими на горловину запобіжними ковпаками й установленими на вихідних штуцерах вентилів заглушками.

В автомашинах, призначених для перевезення СВГ, вихлопні труби від двигунів повинні бути виведені до їхньої передньої частини.

В автомашинах, які використовуються для перевезення балонів періодично або тимчасово, на вихлопній трубі протягом усього часу рейсів повинен встановлюватись іскрогасник.

Забороняється стоянка автомобільних цистерн для скрапленого вуглеводневого газу (далі – АЦСГ) і автомашин, навантажених балонами, біля місць із відкритим вогнем і місць можливого масового скупчення людей (ринки, магазини, культурно-видовищні заклади тощо).

Автомобілям типу «клітка» та іншим автомобілям з балонами у разі потреби допускається зупинятися не більше як на 1 годину на відстані не менше 20 м від житлових будинків і 40 м від громадських будівель.

АЦСГ у разі необхідності їхньої стоянки більше як 1 годину допускається ставити на відстані не менше 30 м від житлових будинків і 50 м – від громадських будівель.

Відстань від місця стоянки автомобілів для перевезення СВГ та АЦСГ до вигрібних ям, льохів і кришок колодязів підземних комунікацій повинна бути не менше 15 м.

Балони з СВГ допускається зберігати як у спеціальних приміщеннях, так і на відкритому повітрі за умови їхнього захисту від атмосферних опадів і сонячних променів.

Зберігання в одному приміщенні балонів СВГ із балонами інших газів забороняється.

Допускається зберігання балонів із СВГ у кількості до 10 одиниць у спеціальних шафах.

Порожні та заповнені балони з СВГ та порожні балони, що пройшли опосвідчення в установленому порядку, повинні зберігатись у вертикальному положенні з встановленою на штуцері вентиля заглушкою.

Під час роботи установок з пальниками інфрачервоного випромінювання із світлими випромінювачами (далі – ПІВ), які працюють на СВГ, балони повинні знаходитись у тих самих приміщеннях, де і установки.

Забороняється використання пересувних і стаціонарних установок із ПІВ, які працюють на СВГ, у підвальних і цокольних поверхах та у приміщеннях, які мають лази у погреб або підвал.

Опалювальні системи з ПІВ, призначені для опалювання приміщень, повинні бути обладнані автоматикою, яка забезпечує припинення подавання газу в разі згасання полум'я пальника. Допускається експлуатація таких систем без автоматики при безперервному нагляді за їхньою роботою.

Під час використання установок з ПІВ для сушіння приміщень необхідно забезпечувати їхню вентиляцію через фрамуги, кватирки тощо. Якщо установки з ПІВ використовують поза приміщеннями, пальники необхідно захищати від задування і атмосферних опадів.

Влаштування вентиляції у приміщеннях, де встановлюються ПІВ, повинно відповідати вимогам [2, с. 49].

Резервуарні, геотермальні, випарні, змішувальні, групові та індивідуальні балонні установки СВГ приймають в експлуатацію одночасно з газовим обладнанням об'єктів, для яких вони призначені.

ЗСК налаштовують на нижню межу спрацьовування, яка не перевищує 15 % максимального робочого тиску, а ЗЗК повинні забезпечувати припинення подавання газу після перевищення максимального робочого тиску на 25 %.

Максимальний робочий тиск газу після регулятора тиску, який подає газ побутовим газовим приладам, встановлюється залежно від номінального перед приладами, але не більше 500 даПа – для скрапленого.

СВГ із пониженим вмістом пропану використовують у резервуарних установках тільки за умови забезпечення випарювання рідини і запобігання можливій конденсації парів СВГ у зовнішніх газопроводах за низьких температур повітря і ґрунту.

Теплоносій у випарники повинен подаватися тільки після заповнення резервуарів СВГ.

Зливання СВГ забороняється за умови:

- закінчення строку чергового технічного опосвідчення резервуарів;
- наявності несправностей та відсутності залишкового тиску в резервуарах;
- відсутності на резервуарах первинних засобів пожежогасіння.

Для виконання операції зливання-наливання АЦСГ і резервуарів необхідно здійснювати з'єднання гумовотканинними рукавами зі штуцерами рідинної і парової фаз.

АЦСГ і рукави перед зливанням необхідно заземляти. Від'єднувати АЦСГ від заземлювального пристрою допускається тільки після закінчення зливання і встановлення заглушок на штуцери вентилів.

Користування відкритим вогнем забороняється у місцях проведення операцій зливання-наливання.

При зливанні газу не допускається переповнення резервуарів понад установлений рівень. Відкачування надлишків СВГ і невипарених залишків із резервуарів необхідно здійснювати в АЦСГ.

Після наповнення резервуарів перевіряють герметичність з'єднань. Виявлені витоки СВГ необхідно усувати негайно.

Технічне обслуговування резервуарних, геотермальних, випарних, змішувальних, групових та індивідуальних балонних установок СВГ необхідно проводити один раз на 3 місяці за плюсових температур зовнішнього повітря і не рідше одного разу на місяць – за мінусових.

Під час технічного обслуговування резервуарних, геотермальних, випарних, змішувальних, групових та індивідуальних балонних установок перевіряються:

- запірна арматура, регулятори, випарники, запобіжні клапани, трубопроводи, фланцеві, різьбові, зварні з'єднання на витікання газу;
- справність захисних кожухів, огорожі і заборони на них, а також наявність попереджувальних написів, укомплектованість засобами пожежогасіння;
- наявність заглушок та справність різьби на штуцерах патрубків для приєднання рукавів при зливанні ЗВГ з АЦСГ;
- справність і параметри налаштування регуляторів тиску (за необхідності налаштовують регулятор на заданий режим роботи);
- спрацювання запобіжних клапанів по тиску відповідно до встановленого режиму роботи регуляторів тиску;
- справність і правильність показань манометрів.

Поточний ремонт установок необхідно проводити не рідше одного разу на рік. Обсяг робіт визначається за технічним станом установок.

Під час ремонту установок необхідно виконувати роботи із технічного обслуговування, а також:

- набивання сальників запірних пристроїв і змащування пробкових кранів, перевірку ходу запірних пристроїв і герметичність фланцевих, різьбових і зварних з'єднань;
- розбирання регулятора, запобіжних пристроїв і запірної арматури, огляд, усунення несправностей та їхнього збирання і налагодження регулятора і запобіжних пристроїв на встановлені режими роботи.

ГТУ підлягають технічному опосвідченню один раз на 5 років. У зв'язку з неможливістю (з конструктивних особливостей ГТУ) проведення внутрішніх оглядів останні замінюють гідравлічним випробуванням.

Дані про всі роботи з ремонту та технічного опосвідчення резервуарів вносяться до паспорта резервуара.

У разі довготривалої зупинки резервуарних, геотермальних, випарних, змішувальних, групових та індивідуальних балонних установок необхідно вжити заходів щодо їхнього підтримання у справному стані на весь період зупинки.

Застосування групових ГБУ для подачі газу до житлових і громадських будинків, будинків промислових підприємств необхідно здійснювати з урахуванням вимог [2, с. 85].

На огорожах майданчиків резервуарних, випарних, змішувальних установок і ГТУ, шафових групових ГБУ повинні бути нанесені попереджувальні написи «Горючий газ. Вогнебезпечно».

Як джерело газопостачання підприємств громадського харчування допускається використовувати балони з СВГ ємністю 27 або 50 л, що встановлені тільки зовні будинку, де розміщена кухня, відповідно до вимог з проектування шафових групових газобалонних установок, визначених вимогами [2, с. 85].

Герметичність газобалонних установок перевіряють під робочим тиском газу приладовим методом або із застосуванням мильної емульсії.

Питання для самоконтролю

1. Навести основні вимоги до резервуарних установок.
2. Навести основні вимоги до випарних та змішувальних установок.
3. Навести основні вимоги до групових балонних установок.
4. Навести основні вимоги до індивідуальних газобалонних установок.

15 ЗАХИСТ ВІД КОРОЗІЇ ТА ВИПРОБУВАННЯ ГАЗОПРОВОДІВ

15.1 Способи захисту газопроводів від корозії

Захист об'єктів системи газопосачання від корозії повинен забезпечувати їхню безаварійну (внаслідок корозії) роботу на весь період експлуатації.

За всіх способів прокладання, крім надземного, газопроводи підлягають комплексному захисту від корозії захисними покриттями (пасивний захист) і засобами електрохімічного захисту (далі – ЕХЗ) (активний захист) незалежно від корозійної агресивності ґрунту.

При надземному спорудженні газопроводи захищають від атмосферної корозії металевими і неметалевими покриттями відповідно до нормативних документів на ці покриття.

Ділянки газопроводів при надземному спорудженні повинні бути електрично ізольовані від опор. Загальний опір цієї ізоляції при нормальних умовах повинен бути не менше 100 кОм на одній опорі.

Ділянку надземного газопроводу, відсічену ізолювальним з'єднанням для виключення небезпеки від випадкового влучення на нього електричного потенціалу, необхідно заземлювати через спеціальний захисний контур.

Тип, конструкція і матеріал захисного покриття і засоби ЕХЗ підземних газопроводів від корозії повинні бути визначені в проєкті захисту від корозії, який розробляється одночасно з проєктом будівництва, реконструкції або ремонту газопроводу.

Проєкти протикорозійного захисту об'єктів системи газопостачання повинні пройти експертизу в порядку, встановленому чинним законодавством і відповідними нормативними документами. Технічні рішення проєкту, будівництво і експлуатація комплексного захисту підземних споруд газопостачання від корозії не повинні шкідливо впливати на суміжні інженерні споруди та навколишнє природне середовище.

Кожний газопровід (і засіб EX3) – знову побудований і той, що експлуатується, повинен мати паспорт технічного стану. Під час експлуатації об'єктів системи газопостачання повинен систематично проводитись контроль їхнього технічного стану, а також реєстрація та аналіз причин корозійних пошкоджень згідно з «Правилами обстежень, оцінки технічного стану, паспортизації та проведення планово-запобіжних ремонтів газопроводів і споруд на них».

Комплексне обстеження підземних споруд системи газопостачання з метою визначення стану їхнього захисту від корозії і корозійного стану забезпечують організації, на які покладена експлуатація відповідних підземних споруд системи газопостачання, своїми силами чи за допомогою організацій, які мають ліцензію на виконання цих робіт згідно з чинним законодавством.

Підрозділи (служби) EX3 повинні мати постійний штат співробітників та технічне оснащення спеціальними контрольно-вимірювальними приладами і обладнанням. Пріоритет повинен надаватися приладам реєструвального типу.

Підземні споруди системи газопостачання мають бути обладнані контрольно-вимірювальними пунктами відповідно до проєкту.

Для підвищення ефективності EX3 у проєкті повинні передбачатися ізолювальні вставки чи з'єднання.

Ізолювальне з'єднання (вставка) – механічне діелектричне з'єднання трубопроводів за допомогою ізолювальних муфт (моноблоків) або ізолювальних фланців, які перешкоджають перетіканню електричного струму з однієї ділянки трубопроводу на іншу.

Допускається встановлення ізолюваного з'єднання для розмежування чи секціювання газопроводів різних власників, газопроводів – об'єктів підвищеної пожежної небезпеки, газопроводів підприємств, що мають електрифіковані на постійному струмі рейкові шляхи (депо, ремонтні бази тощо).

На цих ізолювальних з'єднаннях необхідно передбачати встановлення блока управління для можливості контролю і регулювання процесом захисту в місці встановлення з'єднання.

Всі види захисту від корозії, які передбачені проєктом будівництва, повинні бути прийняті в експлуатацію до здавання в експлуатацію підземних споруд системи газопостачання. У процесі будівництва для підземних сталевих газопроводів і резервуарів зрідженого газу ЕХЗ повинен бути введений в дію в зонах небезпечного впливу блукаючих струмів не пізніше одного місяця, а в інших випадках – не пізніше шести місяців після укладання їх у ґрунт.

Під час приймання ЕХЗ на підземних газопроводах, які пролежали в ґрунтах з високою корозійною агресивністю більше шести місяців, а в зонах небезпечного впливу блукаючих струмів – більше одного місяця, необхідно перевірити їхній технічний стан відповідно до нормативних документів і за наявності пошкоджень встановити строки їхнього усунення.

Не допускається введення в експлуатацію об'єктів, які є джерелами блукаючих струмів, до проведення всіх передбачених проєктом заходів щодо обмеження цих струмів.

Заходи з обмеження витоків струмів у землю повинні постійно здійснювати організації та підприємства, у веденні яких знаходяться споруди, які діють, реконструюються чи будуються, та є джерелами блукаючих струмів.

Захист споруд від корозії не повинен погіршувати захист від електромагнітного впливу та ударів блискавки.

Роботу із ремонту установок ЕХЗ, що вийшли з ладу, варто кваліфікувати як аварійну.

Визначення метода захисту об'єктів системи газопостачання від корозії передбачає:

- раціональний вибір траси і методів прокладання споруди;
- вибір захисних покриттів;
- вибір виду ЕХЗ;
- обмеження блукаючих струмів на їхніх джерелах.

Чинниками небезпеки корозії підземних споруд системи газопостачання є:

- корозійна агресивність середовища (ґрунтів, ґрунтових та інших вод) відносно металу трубопроводу (зокрема біокорозійна агресивність ґрунтів);

- небезпечна дія постійного і змінного блукаючих струмів.

До корозійно-небезпечних ділянок незалежно від показників корозійної агресивності середовища та наявності блукаючих струмів варто відносити також:

- заплавини річок;
- зрошувальні землі;
- болота і заболочені ґрунти;
- підводні переходи;
- промислові і побутові стоки;
- звалища сміття і шлаку;
- польові склади мінеральних добрив.

Критерії агресивності ґрунту з урахуванням сукупності мікробіологічних і фізико-хімічних чинників наведені в [5, с. 5].

15.1.1 Причини виникнення корозії

Для захисту газопроводів від ґрунтової корозії і корозії, що викликається так званими «блукаючими» струмами, газопровід необхідно ізолювати від контакту з навколишнім середовищем (ґрунтом – при підземному прокладанні або повітрям – при наземному чи надземному прокладанні). Водночас варто обмежити проникнення блукаючих струмів з навколишнього середовища (пасивний захист) або створити захисний потенціал газопроводу чи іншого об'єкта газопостачання відносно навколишнього середовища (активний або електрохімічний захист).

Ґрунтова корозія обумовлена наявністю у ґрунті води, солей, кислот тощо, а також неоднорідністю металу стінки газопроводу, що створює передумови для виникнення на поверхні труби гальванічних елементів (ґрунт – електроліт, метал – електроди). Через неоднорідність металу на його поверхні утворюються мікрокорозійні пари: ділянки з високою пружністю розчинення металу (анооди або анодні зони) і поряд ділянки з низькою пружністю розчинення металу (катоди або катодні зони), тобто виникають звичайні гальванічні пари, а

відтак – електрорушійні сили. У такій парі між анодом і катодом струм протікає по зовнішньому ланцюгу (газопроводу) під час руху електронів від анода до катода і по внутрішньому ланцюгу (грунту, становить електроліт) при переміщенні іонів: катіонів (заряджені позитивно) – до катода, аніонів (заряджені негативно) – до анода, тобто катодна зона не змінює своєї структури, і на поверхні стінки труби утворюється додатковий шар металу анодної зони (відповідно товщина стінки збільшується).

Корозія металу відбувається винятково на ділянках анодної зони, де проходить процес розчинення металу з виходом його іонів у навколишнє середовище – ґрунт (при цьому товщина стінки зменшується). Досліджено, що при величині сили струму корозії в 1 А протягом року в ґрунт може бути перенесено до 9 г металу. Внаслідок цього на поверхні газопроводу утворюються місцеві каверни і навіть наскрізні отвори.

Велику небезпеку становить також електрохімічна корозія, яка виникає під впливом блукаючих струмів. Основним їхнім джерелом є електрифіковані залізничні колії, а також лінії трамвая та метрополітену. Це пояснюється використанням постійних струмів значної величини і тим, що як другий провідник використовуються рейки. На практиці останні не є добрим провідником струму (внаслідок недосконалості ізоляції рейок від ґрунту і порушенням контактів (відсутністю перемичок) на стиках рейок). Ці причини викликають те, що частина (більша чи менша) струму, яка повинна повертатись по рейках до джерела, спочатку потрапляє у землю і вже потім більш складним шляхом надходить до нього.

Виникаючі так звані «блукаючі струми» через пошкодження ізоляційного покриття потрапляють на газопроводи чи споруди, електричний опір яких значно менший від опору навколишнього ґрунту. На ділянках газопроводу, що наближені до тяглових підстанцій (зона підвищеного негативного потенціалу) блукаючі струми «стікають» з газопроводу і надходять через ґрунт назад до рейок. У зоні входу блукаючих струмів газопровід поляризується катодно, а в

зоні виходу – анодно. У цьому місці і виникає інтенсивне пошкодження стінок газопроводів, яке в критичному випадку може викликати аварію.

Таким чином, визначення корозійної активності ґрунту є одним із найважливіших факторів під час вибору засобів захисту газопроводів і споруд від корозії.

Корозійна активність ґрунту відносно металу газопроводу характеризується значеннями питомого електричного опору ґрунту, що визначається у польових і лабораторних умовах, і середньою густиною катодного струму. Вона оцінюється відповідно до даних таблиці 15.1.

Таблиця 15.1 – Корозійна агресивність ґрунту відносно вуглецевої та низьколегованої сталі

Корозійна агресивність ґрунту	Питомий електричний опір, Ом м	Середня густина катодного струму, А/м ²
Низька	Більше 50	До 0,05
Середня	Від 20 до 50	Від 0,05 до 0,20
Висока	До 20	Більше 0,20

Відповідно до вимог [2, с. 28] варто влаштовувати залежно від характеристики території забудови з інтервалом:

- у міських населених пунктах:
- за відсутності електрифікованого транспорту або інших джерел блукаючих струмів – 150 м;
- за їхньої наявності – 100 м;
- у сільських населених пунктах – 200 м;
- під час проєктування міжселищних газопроводів – 500 м.

Обов'язково контрольно-вимірювальні пункти необхідно встановлювати у місцях:

- максимального наближення газопроводу до джерел блукаючих струмів;
- перетину газопроводу з рейками електрифікованого транспорту;

- у разі переходу газопроводу через річку чи іншу водну перешкоду шириною понад 75 м.

15.1.2 Методи захисту газопроводів і споруд на них від корозії

Розрізняють «пасивний» і «активний» захист. Пасивний захист підземних газопроводів від корозії відбувається шляхом нанесення на їхню зовнішню поверхню шару різноманітних бітумно-гумових мастик, плівкових матеріалів. Газопроводи при надземному чи наземному прокладанні попередньо грунтують (2 шари), а потім покривають 2 шарами фарби, лаку або емалі, що призначені для зовнішніх робіт при розрахунковій температурі зовнішнього повітря в районі будівництва. Зазвичай антикорозійні покриття повинні бути діелектричними, водонепроникними, хімічно інертними до матеріалу стінки труби і ґрунту, міцними і еластичними, монолітними й однорідними.

Активний захист від корозії полягає у створенні навколо підземного газопроводу захисного електричного поля. Розрізняють протекторний і катодний захисти, електричний дренаж.

Активний захист або ще – електрохімічний захист газопроводів виконується шляхом катодної поляризації металу від зовнішнього джерела струму (установки катодного захисту) або з'єднанням з металом, який має більший негативний потенціал порівняно з електродним потенціалом металу, що захищається (установки протекторного захисту). У зонах так званих «блужаючих струмів» для електрохімзахисту використовується відведення блужаючих струмів до їхнього джерела (установки дренажного захисту або установки посиленого дренажного захисту).

Пасивний захист газопроводів

Протикорозійний захист газопроводів захисними покриттями необхідно виконувати згідно з вимогами [6, с. 22], рішеннями проекту та чинними нормативними документами.

Технологія нанесення захисних покриттів повинна відповідати вимогам виготовлювача (постачальника) застосовуваних матеріалів.

Роботи із нанесення ізоляційних покриттів на труби повинні виконуватися у заводських умовах або на виробничих базах (у базових умовах) на механізованих лініях ізоляції відповідно до технологічного регламенту (або технологічної інструкції), що розроблені для кожного типу покриття. Якість покриття труб повинна відповідати вимогам цього стандарту і технічних умов на кожний тип покриття.

Під час нанесення покриттів на основі екструдованого поліетилену, полімерних стрічок та обгортки напусток під час нанесення одношарового покриття повинен бути не менше 3 см.

Під час нанесення двошарового стрічкового покриття виток, який наноситься, повинен перекривати попередній на 50 % його ширини плюс 3 см.

Нанесення захисних покриттів у трасових умовах дозволяється тільки при ізолюванні зварних з'єднань та фасонних виробів, монтаж яких проводиться в трасових умовах, при виправленні пошкоджень покриття, які виникли при транспортуванні труб (у розмірі не більше 10 % площі покриття), та інших ремонтних роботах.

Труби та інші поверхні перед нанесенням захисного покриття необхідно очистити від бруду, іржі, окалини, пилу, знежирити, а за необхідності висушити. Після очищення поверхня металу повинна залишатися шорсткою і забезпечувати достатнє зчеплення захисного покриття з трубою.

Не допускається нанесення захисних покриттів під час дощу, туману, снігопаду, сильного вітру, за різких перепадів температур, коли на робочій поверхні конденсується волога (температура металу повинна бути не менше ніж на 3 °C вище точки роси атмосфери).

Попереднє підсушування поверхні труби під час випадіння роси чи паморозі, а також у випадку застосування ґрунтовок з малою швидкістю полімеризації необхідно виконувати сушильними пристроями, які виключають виникнення кіптю чи забруднення поверхні труби.

Для збереження покриття, нанесеного в заводських або базових умовах, у період транспортування, вантажно-розвантажувальних робіт, складування труб і будівництва газопроводів необхідно вживати спеціальні заходи, що виключають механічні пошкодження покриття.

Контроль якості захисних покриттів. Під час виконання робіт з ізоляції труб і резервуарів, а також у процесі нанесення покриттів на зварні стикові з'єднання газопроводів, фасонні вироби тощо і при ремонті місць пошкоджень покриттів повинен проводитися контроль підготовки поверхні, якості нанесення покриття, його зовнішнього вигляду, товщини, адгезії і діелектричної суцільності.

При нанесенні покриття необхідно візуально контролювати його зовнішній вигляд: не допускаються здуття, гофри, складки, тріщини, каверни, наскрізні пошкодження, зморшки, відшарування й інші дефекти, здатні істотно знизити показники властивостей покриттів.

Товщину захисних покриттів контролюють методом неруйнівного контролю із застосуванням товщиномірів та інших вимірювальних приладів не менше ніж у чотирьох точках по колу труби і в місцях, що викликають сумніви:

- у заводських і базових умовах – на 100 % ізольованих труб;
- у трасових умовах – на 10 % зварних стиків труб та ділянок, що ремонтуються;
- на резервуарах – в одній точці на кожному квадратному метрі поверхні, а в місцях перегинів ізоляційних покриттів – через 1 м по довжині кола.

Адгезію захисних покриттів до сталі контролюють приладами залежно від типу покриття:

- у заводських і базових умовах – на 2 % кожної партії труб, а також у місцях, що викликають сумніви (але не менше ніж на одній трубі);
- у трасових умовах – на 2 % зварних стиків труб та ділянок, що ремонтуються, а також у місцях, що викликають сумніви;
- на резервуарах – не менше ніж у двох точках по колу.

Для мастикових бітумних покриттів допускається визначення адгезії методом вирізання трикутника з кутом 45° і довжиною сторони не менше ніж 4,0 см з наступним відшаровуванням покриття від вершини кута. Адгезія вважається задовільною, якщо при відшаровуванні більше ніж 50 % мастики залишається на металі.

Перевірку захисного покриття після засипання газопроводу на відсутність зовнішніх пошкоджень, що викликають безпосередній електричний контакт між металом труб і ґрунтом, виконують приладами – шукачами пошкоджень ізоляції. Роботи виконують не раніше ніж через одну добу після засипання траншеї (витримка необхідна для ущільнення ґрунту). При цьому рекомендується застосовувати спеціальні додаткові заходи для ущільнення ґрунту.

У разі невідповідності покриття вимогам необхідно визначити ділянки пошкодження покриття, відремонтувати їх відповідно до вимог нормативних документів на цей вид покриття і повторно провести контроль.

Порядок проведення обстеження якості захисних покриттів діючих газопроводів під час планових обстежень у шурфах згідно з «Правилами обстежень, оцінки технічного стану, паспортизації та проведення планово-запобіжних ремонтів газопроводів і споруд на них» включає визначення:

- товщини захисного покриття;
- адгезії захисного покриття;
- суцільності захисного покриття;
- перехідного електричного опору захисного покриття;
- наявності або відсутності захисного потенціалу між газопроводом і землею та його величини.

Особливості застосування захисних покриттів. Під час будівництва газопроводів зварні стики труб, фасонні елементи та місця пошкодження захисного покриття ізолюють у трасових умовах тими ж матеріалами, що і газопроводи, або іншими, які за своїми захисними властивостями не нижче вимог і сумісні з покриттям лінійної частини труби.

Критерієм сумісності двох покриттів із різних матеріалів є показник адгезії між ними, який повинен бути не нижчим, ніж адгезія покриття, що наноситься, до сталі або в напустку.

Під час ремонту газопроводів, що експлуатуються, допускається застосовувати покриття, аналогічні нанесеним на газопровід раніше, або сумісні з ними.

Для ізоляції стиків та ремонту місць пошкодження газопроводів із мастиковими покриттями не допускається застосовувати липкі стрічки.

Товщина покриття над посиленням зварного шва повинна бути не менше, ніж товщина основного покриття.

При ізоляції зварних з'єднань газопроводів з мастиковими покриттями та ремонті місць пошкоджень мастикових покриттів допускається як армувальний та обгортковий матеріал використовувати ізол. Разом із тим необхідна загальна товщина покриття досягається завдяки нанесенню двох шарів бітумної мастики та ізолу.

Захист від корозії місць з'єднань сталевих газопроводів з поліетиленовими потрібно виконувати згідно з проектом, матеріалами, сумісними з поліетиленом та захисним покриттям сталевих газопроводів, наприклад, термоусадочними матеріалами з температурою термоусадки не вище 100 °C.

При підземних переходах газопроводів у сталевих футлярах у місцях перетину із залізничними коліями та автомобільними дорогами I та II категорій на футлярах повинно передбачатися захисне покриття дуже посиленого типу і EX3. Водночас не допускаються безпосередні контакти металевої поверхні труби і футляра.

У випадку перетину, по узгодженню з експлуатуючими дорожніми організаціями, підземними газопроводами автодоріг та вулиць у населених пунктах безтраншейним способом, де футляр є тільки засобом збереження ізоляційного покриття газопроводу, ізоляція та EX3 футлярів не потрібні.

Під час прокладання газопроводів у захисному футлярі на підземних та водних переходах кільцевий простір на торцях між футляром і трубою повинен

бути герметизований за допомогою торцевих муфт, а трубопровід повинен бути відокремлений від футляра за допомогою спеціальних центраторів із біостійких діелектричних матеріалів.

Конструкція і матеріал центраторів повинні забезпечувати відсутність електричного контакту між захисним футляром і трубопроводом протягом усього періоду експлуатації.

Під час укладання газопроводів у скельних, валунних ґрунтах або в ґрунтах, що містять крупний щебінь, гравій, будівельне сміття та інші тверді включення, під газопроводом необхідно влаштовувати основу з піщаного або глинистого ґрунту товщиною не менше 10 см (над виступними нерівностями основи). Засипку газопроводів на висоту не менше 20 см над верхньою твірною труби варто робити таким саме ґрунтом, як для основи.

У разі розташування газопроводу в траншеї, виконаній у скельних ґрунтах, рекомендується захист покриття від механічних пошкоджень із застосуванням спеціальних матеріалів.

Активний захист газопроводів

Протекторний захист. Протекторний захист газопроводів заснований на принципі гальванічних пар. Як гальванічний анод (протектор) використовують метали з більшим від'ємним порівняно з металом трубопроводу або іншого об'єкта, що захищається, стаціонарним потенціалом. Після підключення протектора, який знаходиться в корозійно небезпечному середовищі, з об'єктом, що захищається, утворюється гальванічний елемент (його анодом є протектор, а катодом – об'єкт, що захищається) і виникає електрорушійна сила (е.р.с.). У такому гальванічному елементі відбувається рух електричного струму: у навколишньому середовищі (ґрунті) – від протектора до об'єкта (газопроводу), а по з'єднувальному провіднику – від об'єкта до протектора. У результаті поляризації електричні потенціали (рис. 15.1) протектора і об'єкта, що захищається, наближуються один до одного. Потенціал об'єкта стає більш негативним, а потенціал протектора – більш позитивним. Під впливом сили

струму об'єкт катодно поляризується і його метал захищається від корозії, а протектор, відповідно, поступово руйнується.

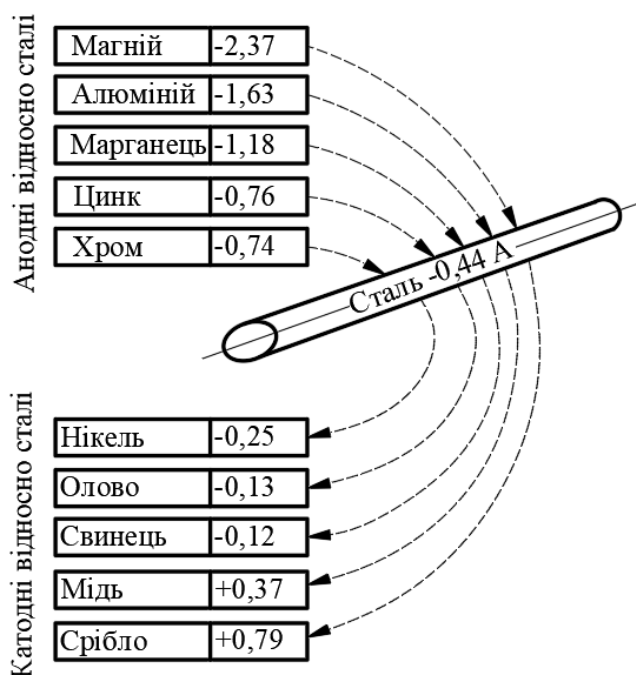


Рисунок 15.1 – Електричні потенціали

Підвищити ефективність роботи протекторного захисту можна шляхом використання спеціальних засипок-активаторів (зазвичай сумішей сірчистих солей магнію, натрію або кальцію з глиною тощо) навколо протектора.

До переваг протекторного захисту варто віднести автономність (відсутня необхідність підключення до джерела електроенергії), простоту конструкції (спрощує виготовлення і монтаж), зручність експлуатації та контролю, тривалий період експлуатації. Суттєвим недоліком способу є невисоке значення е.р.с., що дозволяє застосовувати протектори тільки в середовищах з низьким електричним опором (до $60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$).

Ефективність протекторів залежить від фізико-хімічних властивостей гальванічних анодів, а також зовнішніх факторів. Середній період їхньої експлуатації становить 6–10 років при масі до 10 кг. Зона захисту газопроводу одним протектором становить залежно від категорії ґрунту від 20 м до 70 м.

Принципова схема протекторного захисту наведена на рисунку 15.2.

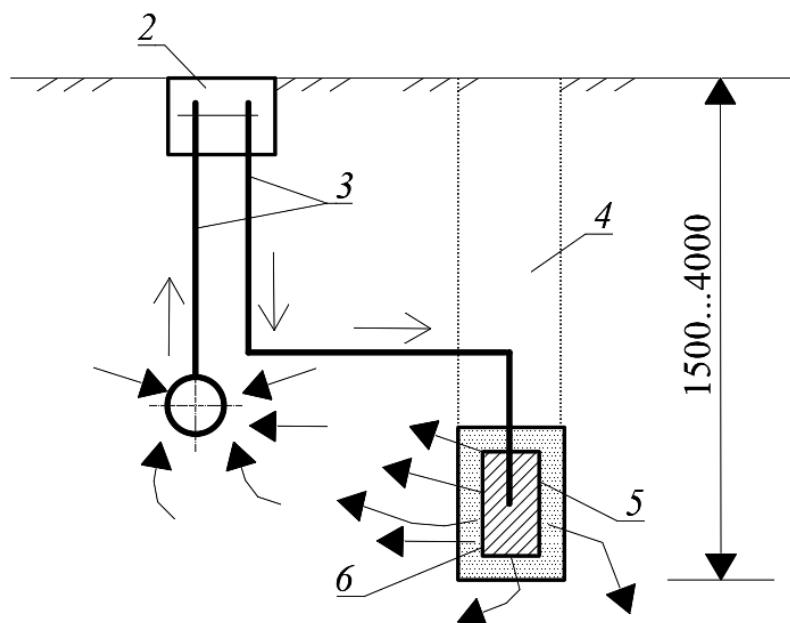


Рисунок 15.2 – Принципова схема протекторного захисту:

1 – газопровід; 2 – контрольно-вимірювальний пункт; 3 – кабель; 4 – шурф;
5 – сталевий сердечник; 6 – активатор

Катодний захист. Катодна поляризація металевих споруд і газопроводів за допомогою зовнішніх джерел постійного струму отримала назву катодного захисту. Установка катодного захисту (УКЗ) складається з джерела постійного струму, анодного заземлювача, контактної пристрою на об'єкті, що захищається, електрода порівняння тривалої дії з датчиком електрохімічного потенціалу, з'єднувальних ліній постійного струму, захисного заземлення. Від'ємний полюс джерела постійного струму УКЗ підключається до газопроводу, який захищається, а позитивний – до анодного заземлення. До катодної станції можуть бути приєднані декілька об'єктів або газопроводів сумарною довжиною до 5 км; за необхідності вона може мати декілька анодних заземлювачів.

Після вмикання джерела струм «тече» з анодного заземлювача, поширюється в навколишньому середовищі, знаходить об'єкт, який захищається, і поляризує його метал. Захисний струм повинен мати таку величину, щоб від'ємний потенціал, який утворюється, знаходився у межах

встановлених мінімальних і максимальних величин. Як джерела постійного струму серійно випускаються вітчизняною промисловістю автоматичні перетворювачі – випрямлячі катодного захисту. В умовах населених пунктів, які мають надійне електропостачання, використовують винятково випрямлячі змінного струму. За відсутності джерел електроенергії (наприклад, при прокладанні міжселищних чи магістральних газопроводів) для катодного захисту застосовують термоелектронагрівачі, генератори з двигунами внутрішнього спалювання, а в районах зі сприятливими вітрами – вітроелектрогенератори тощо.

Принципова схема катодного захисту наведена на рисунку 15.3.

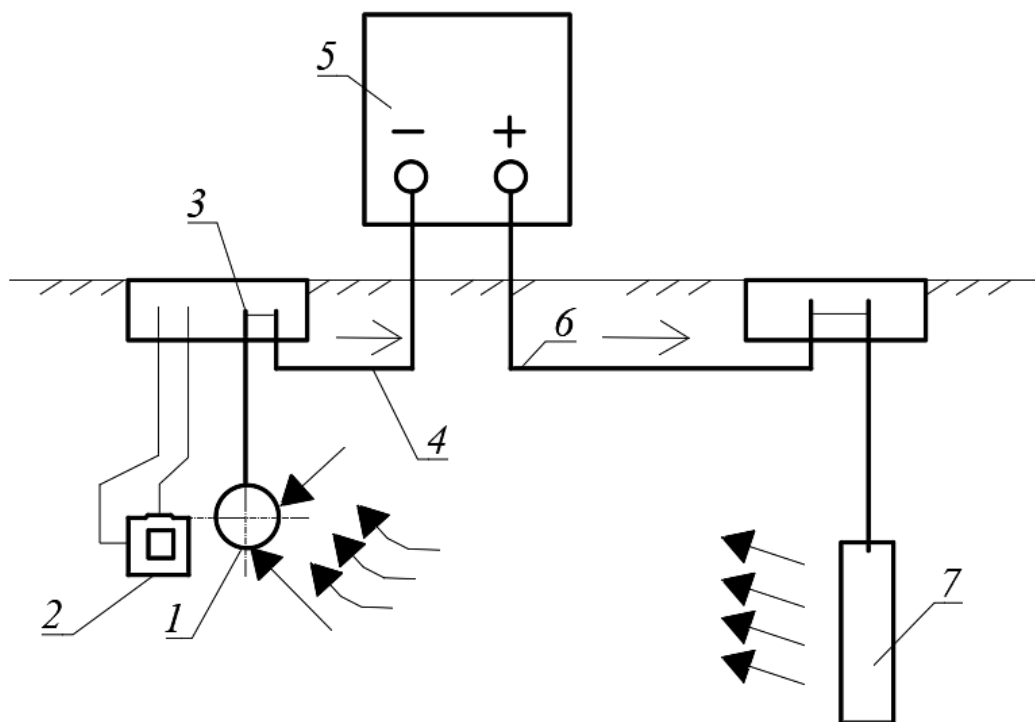


Рисунок 15.3 – Принципова схема катодного захисту:

1 – газопровід; 2 – електрод порівняння тривалої дії з датчиком електрохімічного потенціалу; 3 – контактний пристрій; 4 – кабель дренажний; 5 – перетворювач катодного захисту (джерело постійного струму); 6 – кабель з'єднувальний; 7 – анодний заземлювач

Електричний дренаж. Захист металевих споруд від корозії блукаючими струмами виконують електричними дренажами, установками катодного захисту, протекторами і струмовідводами. Електричний дренаж – це організоване відведення блукаючих струмів від газопроводу, що захищається, до їхніх (струмів) джерела. Розрізняють три види електричного дренажу: прямий, поляризований (рис. 15.4) і посилений. Кожний з них виконується шляхом підключення газопроводу через дренажний пристрій до від’ємної шини тягової підстанції або рейки електрифікованого транспорту.

Прямий (простий) електродренаж має двосторонню провідність і тому застосовується лише на ділянках зі стійким анодним потенціалом (зазвичай поблизу тягових підстанцій). Поляризований і посилений дренаж мають односторонню провідність від газопроводу до джерела струму, і тому вони можуть підключатися до рейок електрифікованого транспорту. Одна дренажна установка здатна захистити до 5–6 км газопроводу.

Для підземних газопроводів найбільш ефективний комплексний захист від корозії – це поєднання пасивного і активного методів захисту.

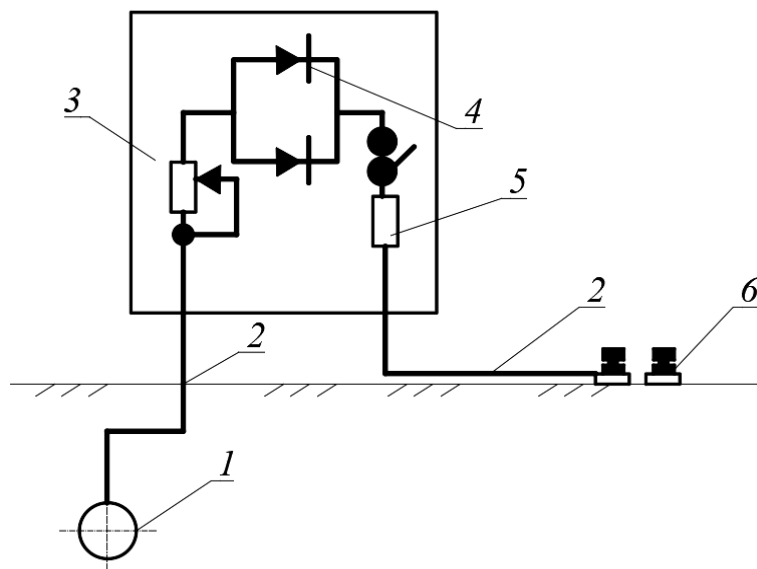


Рисунок 15.4 – Принципова схема поляризованого електродренажу:

1 – газопровід; 2 – кабель; 3 – реостат; 4 – діод; 5 – запобіжник;

6 – трамвайна колія

15.2 Випробування споруджених систем

Випробування на міцність необхідно для виявлення дефектів в устаткуванні, трубах і їхніх з'єднаннях. Під випробувальним тиском на міцність (середнього тиску більше 0,005 до 0,3 МПа – 0,45 МПа; високі тиски більше 0,3 МПа до 0,6 МПа – 0,75 МПа; високого тиску більше 0,6 до 1,2 МПа – 1,50 МПа) газопроводи і устаткування ГРП витримують протягом 1 год, після чого тиск знижують до норм, установлених для випробування на щільність.

Випробування газопроводів і устаткування ГРП на щільність, залежно від конструкцій регуляторів і арматури, може проводитися в цілому або вроздріб (до регулятора і після нього). Якщо випробування проводиться в цілому, то норми випробувальних тисків приймають по тиску газу до регулятора. При випробуванні вроздріб норми випробувальних тисків установлюють окремо до і після регулятора тиску. Випробовують ГРП на щільність (середнього тиску більше 0,005 до 0,3 МПа – 0,3 МПа; високі тиски більше 0,3 МПа до 0,6 МПа – 0,6 МПа; тиску більше 0,6 до 1,2 МПа – 1,2 МПа) після випробування на міцність 12 год. При цьому падіння тиску не повинне перевищувати 1 % початкового тиску.

До введення в експлуатацію ГРП та газопроводів необхідно труби і арматури продути газом з метою очищення їхньої внутрішньої порожнини. Продувку роблять із дотриманням всіх заходів, зазначених у наряді на газонебезпечні роботи. Випробування на міцність та герметичність зовнішніх газопроводів, газових введів, ГРП та ГРУ виконується після установки вимикальної арматури, обладнання та контрольно-вимірювальних приладів.

Якщо арматура, устаткування та прилади не розраховані на випробувальний тиск, то замість них на період випробування встановлюються «котушки», заглушки, пробки. Випробовування внутрішніх газопроводів на міцність проводиться за вимкненого обладнання, якщо це обладнання не розраховане на випробувальний тиск.

Повітря витісняється під тиском газу 1 000...1 500 Па шляхом скидання газоповітряної суміші в атмосферу. Для скидання можна використати спеціальну свічу, гідрозатвор або скидний клапан. Продувку газопроводу, на ділянці від засувки в колодязі до засувки перед фільтром, доцільно робити через байпасну лінію на свічу. Після цього варто зробити продувку устаткування ГРП. Продувку закінчують після аналізу газоповітряної суміші.

Після продувки переходять до налагодження устаткування ГРП, послідовність операцій вказується в інструкціях. Зразкова послідовність операцій: за допомогою штока і зчеплення важелів відкривають запобіжний клапан; послабляють пружину пілота і розвантажують робочу мембрану регулятора, відкривають вихідну засувку за регулятором; повільно відкривають вхідну засувку і пропускають газ на регулятор; мембрана регулятора переміщається нагору, і клапан відкривається; одночасно по імпульсній трубці газ потрапляє в надмембранну порожнину регулятора; мембрана регулятора в цей момент зазнає утиску однакової величини зверху і знизу, тобто перебуває в рівновазі, клапан регулятора під дією своєї маси і маси штока переміститься вниз і прикриє сідло, тобто витрата газу припиниться.

Для поновлення витрати газу необхідно піджати регулювальну пружину пілота; режим тиску газу контролюють вихідним манометром; повільно відкривають вхідну і вихідну засувки, включають регулятор під навантаження, і скидання газу в атмосферу припиняється; налаштовують на задані режими роботи запобіжний і скидний клапани, регулятор тиску газу і визначають перепад тиску газу на фільтрі, перевіряють щільність всіх різьбових і фланцевих з'єднань мильною емульсією.

Для налаштування ЗЗК на мінімум кладуть вантаж на шток мембрани, за допомогою пілота знижують тиск газу і по манометру визначають той тиск, за якого клапан спрацьовує. Якщо молоток клапана опускається за тиску більш високому, ніж покладено, то вантаж зменшують. Налаштування ЗЗК на максимум роблять аналогічним способом, але замість вантажів використовують пружність пружини, змонтованої на його корпусі. Гідрозатвор налаштовують

після заливання в нього рідини. Рівень води забезпечує спрацювання гідрозатвора до спрацювання запобіжного клапана на максимум.

При включенні регуляторів необхідно: перевірити вхідний і вихідний тиски (вхідна засувка і ЗЗК повинні бути закриті, натискний гвинт пілота вивернуть, засувки на байпасі закриті, а крани на імпульсних лініях, і до КВП, а також перед скидними пристроями відкриті); відкрити вхідну засувку; відкрити запобіжний клапан і поставити ударник у робоче положення (поступово загортати натискний гвинт пілота до досягнення заданого тиску газу). Під час вимикання регулятора необхідно: перевірити вхідний і вихідний тиски; вивернути натискний гвинт пілота; закрити запобіжний клапан і вхідну засувку.

Для підвищення вихідного тиску газу необхідно: перевірити вихідний і вхідний тиски газу; поступовим укручуванням натискного гвинта пілота встановити необхідний тиск газу. Для зниження вихідного тиску натискний гвинт пілота необхідно вивернути до досягнення заданої величини тиску газу. Для відкриття ЗЗК необхідно: перевірити вхідний і вихідний тиски газу; вивернути натискний гвинт пілота; відкрити ЗЗК і поставити ударник у робоче положення; ввернути натискний гвинт пілота і відновити заданий тиск газу.

Результати випробовування на міцність вважаються позитивними, якщо в період випробовування тиск у газопроводах не змінюється (немає очевидного падіння тиску за манометром).

Результати випробувань на герметичність вважаються позитивними, якщо в період випробувань фактичне падіння тиску в газопроводах не перевищує допустимого тиску і під час огляду доступних до перевірки місць не виявлені витіки.

Під час пневматичних випробувань газопроводів на міцність пошук дефектів допускається виконувати тільки після зниження тиску до норм, установлених для випробовування на герметичність.

Дефекти, виявлені в процесі випробувань газопроводів на міцність та герметичність, усуваються лише після зниження тиску в газопроводі до

атмосферного. При цьому дефекти, виявлені в процесі випробувань газопроводів на міцність, повинні бути усунуті до початку їхніх випробувань на герметичність.

Після усунення дефектів, виявлених у результаті випробувань газопроводів на герметичність, варто повторно провести ці випробовування.

15.2.1 Випробування та приймання газопроводів із поліетиленових труб та сталевих газопроводів після реконструкції з використанням поліетиленових труб

Основі вимоги наведено в [7, с. 66]. Границі ділянок і схема проведення випробувань визначаються робочою документацією. Випробування газопроводів повинні проводитись за температури труби не нижче мінус 15 °С.

Попередні випробування поліетиленових трубопроводів на герметичність проводять перед їхнім укладанням (протяганням) за безтраншейних методів будівництва й реконструкції. Випробування при цьому рекомендується проводити протягом 1 год.

Підготовлені ділянки (труби, бухти або котушки) поліетиленових газопроводів випробовують на герметичність.

Результати випробування варто вважати позитивними, якщо в період випробування тиск у газопроводі не змінюється (немає видимого падіння тиску по манометру).

Остаточні випробування поліетиленових газопроводів на герметичність та міцність проводять після повного (до проєктних оцінок) засипання траншеї або після протягування поліетиленової труби.

Дефекти, виявлені в процесі випробування газопроводів на герметичність, можна усувати тільки після зниження тиску до атмосферного.

Для виявлення місця витoku газопровід звільняється від присипки в місцях знаходження зварних з'єднань, протягнений батіг витягається зі сталевого каркаса (футляра) і вживаються заходи щодо виявлення та усунення дефекту

(ушкодженої ділянки або стику). Після усунення дефектів випробування проводяться повторно.

Випробування реконструйованих газопроводів із використанням поліетиленових труб проводяться після перевірки на якість виконаних робіт за допомогою відеокамери.

Випробувана ділянка приєднується до діючих ділянок сталевих газопроводу в найхолодніший період доби для зниження напружень у трубах від впливу температурних перепадів.

Герметичність зварних швів на змонтованих вузлах переходів «поліетилен-сталь» перевіряється робочим тиском газу з використанням газоіндикаторів.

Герметизація кінців ділянок поліетиленових трубопроводів при очищенні повітрям та випробуваннях, а також підключення компресорних установок до газопроводу проводиться через різні фланцеві з'єднання, переходи «поліетилен-сталь» або механічні заглушки багаторазового використання, оснащені патрубками для установлення манометра та підкачування повітря.

До проведення випробувань на герметичність необхідно виконати роботи із:

- ізоляції сталевих ділянок відповідно;
- закладення кінців сталевих ділянок (футлярів) відповідно до вимог проекту;
- засипання прямих і місць відкритої прокладки.

Відомості про метод проведення реконструкції зношеного підземного газопроводу заносяться до його експлуатаційного паспорта.

Після приймання газопроводи підключаються до діючої газової мережі у порядку, встановленому чинною нормативною, технологічною документацією та чинними нормативно-правовими актами України.

Питання для самоконтролю

1. Причини виникнення корозії на газопроводі.
2. Види та опис методів захисту газопроводів від корозії.
3. Послідовність проведення випробувань газопроводів.

16 ОСОБЛИВОСТІ ПРОКЛАДАННЯ ГАЗОПРОВODІВ У СКЛАДНИХ ІНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

16.1 Підроблювані території

Підроблювані території – це ділянки землі з наявністю великих підземних порожнеч, що викликані гірничотехнічною і будівельною діяльністю.

Під час проєктування систем газопостачання, що розміщуються над родовищами корисних копалин, де проводилися, проводяться або передбачаються гірничі розробки, необхідно керуватися вимогами [8, с. 6]. Можливість застосування поліетиленових труб визначається відповідно до [7, с. 16].

Проєкт прокладання газопроводу повинен мати в своєму складі гірничо-геологічне обґрунтування, розроблене згідно з вимогами чинних нормативних документів. Гірничо-геологічне обґрунтування повинно уточнюватися через два роки.

При складанні ТЕО, ТЕР, П, РП газопостачання об'єктів, що розміщуються на вказаних територіях, необхідно враховувати можливість розвитку гірничих робіт на найближчі 20 років, при розробленні робочої документації – на найближчі 10 років.

Прокладання газопроводів варто передбачати переважно по територіях, на яких вже закінчився процес зрушення земної поверхні або підроблювання яких

намічається на більш пізні строки, а також по територіях, де очікувані деформації земної поверхні будуть мінімальними.

Орієнтування трас газопроводів щодо напрямку простягання пластів потрібно здійснювати на підставі техніко-економічних розрахунків.

Траси газопроводів варто передбачати переважно поза проїзною частиною території з урахуванням можливого розкриття траншей у період інтенсивних деформацій земної поверхні в результаті гірничих розробок.

Міцність та стійкість підземних газопроводів, що проєктуються для прокладання на підроблюваних територіях, потрібно забезпечувати шляхом:

- підвищення несучої здатності газопроводу;
- збільшення рухливості газопроводу в ґрунті;
- зниження впливу деформуючого ґрунту на газопровід.

Перевага повинна надаватися рішенням, що забезпечують максимальну безпеку населення.

Протяжність зони захисту газопроводу визначається довжиною мульки зрушення, збільшеною на 50 м у кожен бік від її межі.

При газопостачанні споживачів, для яких перерви в подачі газу неприпустимі з технологічних або інших причин, варто передбачати подачу газу цим споживачам від двох газопроводів, що прокладаються по територіях, підроблювання яких починається в різний час, з обов'язковим кільцюванням газопроводів.

Для забезпечення рухливості підземних газопроводів у ґрунті та зниження силового впливу ґрунту, що деформується, на газопроводі передбачають:

- встановлення компенсаторів;
- застосування протикорозійного захисного покриття труби на основі полімерних матеріалів, екструдованого або напиленого поліетилену;
- малозащемлювальні матеріали для засипання труб після укладання.

При засипанні труби малозащемлювальним ґрунтом шар засипки під трубою повинен бути не менше ніж 200 мм і над трубою не менше ніж 300 мм.

Як малозащемлювальні матеріали для засипання траншей газопроводу застосовуються пісок, піщаний ґрунт або інший ґрунт, що має мале зчеплення частин і який неагресивний відносно до металу та протикорозійного захисного покриття труби.

За необхідності введення конструктивних заходів захисту допускається передбачати прокладання в залізобетонних каналах кутів повороту, місць розгалужень та врізання введів газопроводу.

Для прямолінійних ділянок довжина каналу повинна бути не менше величини десяти діаметрів газопроводу.

На газопроводах повинні застосовуватися П- та Г-подібні компенсатори з труб, що укладаються в залізобетонні канали, та телескопічні та гумокордові компенсатори, що встановлюються в колодязях.

Компенсатори встановлюються на ділянках газопроводів, де прогнозовані повздовжні зусилля перевищують несучу здатність металу труб.

Відстані між компенсаторами визначаються розрахунком за умов міцності газопроводу та компенсаційної здатності застосовуваних компенсаторів.

У населених пунктах варто передбачати підземне прокладання розподільних газопроводів з дотриманням їхнього кільцювання, для внутрішньоквартальних – надземну на опорах та по дворових фасадах будинків.

Кріплення газопроводів при надземному прокладанні повинно дозволяти осьові та вертикальні переміщення труб. Конструкція опор для надземного прокладання повинна проєктуватися з урахуванням навантажень від впливу гірничих виробок.

На розподільних газопроводах низького тиску, що прокладаються по стінах будинків, повинна забезпечуватися компенсація переміщень газопроводу при розкритті деформаційних швів будинку.

Переходи газопроводів через річки, яри та залізниці у виїмках варто передбачати надземними.

У місцях перетинання підземних газопроводів з іншими підземними комунікаціями варто передбачати ущільнювальні пристрої (глиняні екрани, футляри на газопроводі).

На підземних газопроводах у межах підроблюваних територій варто передбачати встановлення контрольних трубок.

Контрольні трубки повинні встановлюватися на кутах поворотів, у місцях розгалуження мережі, біля компенсаторів безколодязної установки.

У межах населених пунктів варто передбачати встановлення контрольних трубок також на лінійних ділянках газопроводів із відстанню між ними не більше ніж 50 м.

Для захисту від механічних пошкоджень контрольні трубки залежно від місцевих умов повинні бути виведені під ковер або інший захисний пристрій.

Кріплення електровиводів при установленні КВП для вимірів електропотенціалу газопроводу повинно бути гнучким та допускати переміщення ґрунту відносно труби.

16.1.1 Проектування газопроводів із поліетиленових труб на підроблюваних територіях, у районах з просадковими ґрунтами та ґрунтами, що набухають та спучуються

Під час проектування поліетиленових газопроводів на підроблюваних територіях, районах з просадковими ґрунтами, ґрунтами, що набухають, спучуються, та у районах, де проводилися, проводяться або передбачаються гірські розробки, варто керуватися вимогами [2, с. 89].

Траса газопроводу передбачається переважно поза проїзною частиною території з урахуванням можливого розкриття траншей у період інтенсивних деформацій земної поверхні в результаті гірничих робіт.

Міцність і стійкість газопроводів, проєктованих для прокладання на підроблюваних територіях, забезпечується за рахунок:

- збільшення рухливості газопроводу в ґрунті;

- зниження впливу ґрунту, що деформується, на газопровід.

Для забезпечення рухливості газопроводу в ґрунті й зниження впливу ґрунту, що деформується, на газопровід повинно передбачатися: непрямолінійне укладання газопроводу по дну траншеї «змійкою» та застосування малозчеплювальних матеріалів для засипання траншей після укладання труб.

Довжина зони захисту газопроводу визначається довжиною мульки зрушення, збільшеної на 150 діаметрів газопроводу в кожен бік від її межі.

Переходи газопроводів через яри, залізничні колії у виїмках, а також у місцях, де можливе утворення провалів і тріщин, рекомендується передбачати надземними зі сталевих труб.

На газопроводах у межах підроблюваних територій рекомендується передбачати додаткові контрольні трубки на круто загнутих кутах повороту та в місцях розгалуження мережі.

Для запобігання механічним ушкодженням контрольні трубки, залежно від місцевих умов, повинні бути захищені шляхом виведення під ковер або із застосуванням іншого захисного пристрою згідно з конструкторською та технологічною документацією, що затверджена у встановленому порядку.

Під час проєктування газопроводів для районів із здимальними, просадними й ґрунтами, що набухають, керуються вимогами [2, с. 91].

Глибина прокладання газопроводів за однакового ступеня спучення (здимання), набухання або просідання по трасі приймається до верху труби:

- у середньопучинистих, середньоонабухаючих, сильнопучинистих і II типу просадковості – не менше 0,8 глибини промерзання, але не менше 0,9 м;
- у надмірнопучинистих і сильноонабухаючих – не менше 0,9 глибини промерзання, але не менше 1,0 м.

Прокладання газопроводів у слабопучинистих, слабонабухаючих і I типу просадковості ґрунтах повинна передбачатися відповідно до вимог [2, с. 91].

Прокладання газопроводів у ґрунтах неоднакового ступеня спучення (здимання), набухання або просідання по трасі (різко мінливий склад ґрунту,

зміна рівня ґрунтових вод, перехід газопроводу із проїзної частини дороги в газон тощо), а також у насипних ґрунтах приймається до верху труби – не менше 0,9 глибини промерзання, але не менше 1,0 м.

Значення додаткових напружень, обумовлених прокладанням газопроводів у здимальних, просадних або ґрунтах, що набухають, визначаються розрахунком.

Розрахунок газопроводів на міцність та стійкість положення (проти спливання) включає:

- визначення розмірів труб за робочим (нормативним) тиском;
- проведення перевірного розрахунку прийнятого конструктивного рішення, тобто оцінка допустимості призначених радіусів пружного вигину газопроводу й температурного перепаду;
- визначення необхідної величини баластування;
- забезпечення кільцевої форми поперечного перерізу (гранично припустимої величини овальності).

Міцність і стійкість газопроводів забезпечується також на всіх стадіях будівництва й випробувань.

При розрахунках на міцність і стійкість газопроводів із поліетиленових труб термін експлуатації приймається 50 років.

16.2 Сейсмічні райони та райони зі складними ґрунтами

Сейсмічні райони. У районах із сейсмічністю 7 балів і вище допускається прокладання газопроводів із сталевих та поліетиленових труб з урахуванням вимог [7, с. 8].

Визначення сейсмічності району та майданчиків будівництва здійснюється згідно з [9, с. 75].

Під час проектування систем газопостачання у вказаних районах, крім вимог [2, с. 91], варто враховувати вимоги [9, с. 11].

Для ГРП з вхідним тиском понад 0,6 МПа та ГРП підприємства з безперервними технологічними процесами варто передбачати зовнішні обвідні газопроводи (байпаси) з установленням вимикальних пристроїв поза зоною можливого обвалення ГРП.

Газопроводи високого та середнього тисків, призначені для газопостачання населених пунктів, варто проєктувати закільцьованими з поділом на секції вимикальними пристроями.

На підземних газопроводах варто передбачати контрольні трубки:

- у місцях врізання;
- на кутах поворотів;
- у місцях перетинань із підземними інженерними мережами, прокладеними в каналах;
- на вводах у будинки.

У місцях проходження газопроводів через стіни будинків та стінки колодязів між трубою та футляром необхідно передбачати еластичне водонепроникне закладання, що не перешкоджає можливому зміщенню газопроводу та відповідає вимогам, встановленим до таких конструкцій згідно з [10, с. 22].

На надземних газопроводах, що прокладаються в районах із сейсмічністю 8 та 9 балів, за відсутності самокомпенсації необхідно передбачати компенсувальні пристрої в місцях перетинання природних та штучних перешкод, приєднання газопроводів до обладнання, встановленого на фундаменти (резервуари СВГ, компресори, насоси), а також на вводах у будинки.

Райони із здимальними, просідаючими ґрунтами та ґрунтами, що набухають. Під час проєктування систем газопостачання для зазначених районів, крім вимог [2, с. 91], варто додатково керуватися вимогами [7, с. 16; 8, с. 6].

Глибина прокладання газопроводів у ґрунтах з однаковим ступенем здимання, набухання або просідання по трасі повинна прийматися до верху труби:

- для сталевих газопроводів:
 - у середньоздимальних та середньоабухаючих – не менше ніж 0,9 м;
 - у сильноздимальних і сильноабухаючих – не менше ніж 0,8 глибини промерзання, але не менше ніж 1 м до верху труби;
- для поліетиленових газопроводів – нижче розрахункової глибини промерзання, що визначається згідно з [7, с. 11], але не менше ніж 1 м.

Прокладання газопроводів у слабоздимальних, слабонабухаючих та ґрунтах І типу просадності повинно передбачатися, як у звичайних умовах.

Протикорозійне захисне покриття вертикальних ділянок сталевих підземних газопроводів та футлярів (вводи в будинки та ГРП, конденсатозбірники, гідрозатори) передбачається з полімерних матеріалів. Допускається використовувати інші проєктні рішення із захисту цих ділянок від впливу сил морозного здимання.

Для резервуарних установок СВГ з підземними резервуарами в середньоздимальних та сильноздимальних ґрунтах варто передбачати надземне прокладання сталевих газопроводів, що з'єднують резервуари газопроводів рідкої і парової фаз.

У проєктах колодязів варто передбачати заходи щодо захисту від впливу сил морозної здимальності ґрунтів (гравійне або гравійно-піщане засипання пазах, обмазка зовнішнього боку стін гідроізоляційними або незамерзаючими покриттями, наприклад, залізнення). Над перекриттям колодязів варто передбачати асфальтове вимощення, що виходить за межі пазах не менше ніж на 0,5 м.

Райони із водонасиченими ґрунтами та зсувонебезпечні території. Під час проєктування підземних газопроводів у районах з водонасиченими ґрунтами (території, що підтопляються та затопляються, заливні заплави рік, ділянки з високим рівнем ґрунтових вод, заболочені ділянки тощо) необхідно проводити перевірку стійкості газопроводів проти спливання та необхідність їхнього баластування згідно з вимогами [7, с. 18, 22].

На зсувонебезпечних територіях допускається тільки надземне прокладання сталевих газопроводів.

Проектування та будівництво газопроводів здійснюється лише після стабілізації зсуву.

Будівництво переходів газопроводів із поліетиленових труб через штучні та природні перешкоди. Під час будівництва поліетиленових газопроводів можуть бути два види конструкції переходу: у футлярі (за схемою «труба в трубі») і без футляра – поліетиленовий газопровід протягується безпосередньо, наприклад з використанням методу буріння під кутом до поздовжньої осі.

Метод буріння під кутом до поздовжньої осі може використовуватися для прокладання поліетиленових труб за сприятливих ґрунтових умов (відсутність по трасі скельних і гравійних ґрунтів, ґрунтів із включенням валунів і кругляка або ґрунтів типу пливунів), а також (за умов) технічної й економічної доцільності, обумовлених у процесі проектування.

Під час прокладання за схемою «труба в трубі» спочатку може протягуватися футляр, а потім у нього протягується поліетиленова труба або вони протягуються одночасно.

За будь-якої схеми прокладання перед протяганням підготовлену трубу рекомендується ретельно оглянути й випробувати на герметичність.

Перевага при цьому віддається укладанню довгомірних поліетиленових труб. У разі використання труб мірної довжини їхнє з'єднання виконується зварюванням встик або муфтами із закладними нагрівальними елементами.

Для запобігання механічним ушкодженням поліетиленових труб за їхнього розміщенні усередині захисного футляра допускається застосовувати:

- центрувальні хомути (кільця), що виготовляються із труб того ж діаметра, довжиною 0,5 м шляхом розрізу їх по утворювальній та встановлення (після нагрівання) на трубу на відстані 2–3 м один від одного й закріплення на трубі липкою синтетичною стрічкою;
- попереднє очищення внутрішньої поверхні футляра з метою усунення гострих кромek зварних швів;

- попереднє пропускання контрольного зразка поліетиленової труби (не менше 3 м) з наступною перевіркою на відсутність ушкоджень поверхні труби;
- гладкі розтрубні втулки в місцях входу й виходу поліетиленової труби з непластмасового футляра;
- інші способи захисту, що передбачені проектною документацією.

Баластування та закріплення газопроводів із поліетиленових труб.

Залежно від ґрунтових і гідрологічних умов можуть застосовуватися такі види баластування й закріплення газопроводів:

- вантажі з високощільних матеріалів (залізобетонні, чавунні, шлакобетонні тощо);
- вантажі з мінерального ґрунту;
- ґрунтове засипання з використанням текстильних полотнищ;
- анкерні пристрої.

Газопроводи, прокладені безтраншейними методами, баластуванню й закріпленню не підлягають.

Під час вибору засобів для баластування дотримуються вимог, пов'язаних із обмеженням гранично припустимого значення овалізації труб – не більше 5 %.

До вантажів із високощільних матеріалів належать сідлоподібні вантажі, що охоплюють трубу з боків, і кільцеві вантажі. Для запобігання механічним ушкодженням труб під сідлоподібні й кільцеві вантажі підкладаються захисні килимки з негниючих матеріалів (гумово-тканинні, поліетиленові тощо). Як силовий охоплювальний пояс для вантажів використовуються синтетичні тканини (капронова, нейлонова тощо).

Вантажі з мінерального ґрунту використовуються у вигляді полімер-контейнерів, подовжених контейнерів, спарених контейнерів.

Баластування ґрунтовою присипкою містить такі способи:

- використання гнучких полотнищ із геотекстильних матеріалів для збільшення площі тиску ґрунту на газопровід;
- підвищене заглиблення газопроводу.

Анкерні пристрої містять: гвинтові анкери та пальові з пелюстками, що розкриваються.

Вибір конструкцій, способів баластування й закріплення газопроводів визначається проєктом, виходячи з:

- інженерно-геологічних умов траси;
- рельєфу місцевості, характеру горизонтальних і вертикальних кривих;
- типу боліт і рівня ґрунтових вод;
- методів і строків проведення робіт;
- глибини й ширини водних перешкод.

Вантажі із щільних матеріалів використовуються на ділянках, де газопровід спирається на основу з мінерального ґрунту; анкерні пристрої застосовуються на ділянках, де глибина боліт перевищує глибину закладання газопроводу. Баластування мінеральним ґрунтом застосовується на ділянках із прогнозованим обводнюванням і на болотах дрібного закладення (до верху газопроводу) за відсутності води в траншеї в момент провадження робіт.

Установлення анкерних тяг у траншеї проводиться до укладання газопроводу, монтаж силових поясів проводиться після видалення (відводу) води із траншеї й укладання газопроводу на проєктну відмітку.

Пристрої для баластування встановлюються на газопроводі на рівній відстані один від одного, групове установлення не рекомендується.

Контейнери для баластування виготовляються трьох видів: з металевим каркасом (полімер-контейнерні пристрої, що баластують), без металевого каркаса й спарені.

Для виготовлення контейнерів допускається застосування тесаних або нетканих синтетичних матеріалів, що відповідають чинним нормативним документам України, що затверджені у встановленому порядку.

У зимовий час заповнення пристроїв для баластування контейнерного типу проводять пухким ґрунтом, без домішок льоду й снігу.

Гнучке полотнище з геотекстильних матеріалів застосовується у водонасичених мінеральних ґрунтах. При цьому засипання газопроводу ведуть у

дві стадії: присипання екскаватором газопроводу на 0,4–0,5 м вище верхньої твірної (не допускаючи поперечного зсуву газопроводу), засипання бульдозером з утворенням валика ґрунту над газопроводом.

При баластуванні газопроводу із застосуванням нетканих синтетичних матеріалів з'єднання полотен у поздовжньому напрямку проводиться укладанням внапуск (не менше 0,5 м), а в поперечному напрямку – зварюванням або прошиванням синтетичними нитками.

Спарені контейнери становлять два мішки з технічної (геотекстильної) тканини, з'єднані між собою полотном на промисловому швейному устаткуванні. Вони заповнюються ґрунтом поза будівельною смугою, навішуються на газопровід краном-трубоукладачем і застосовуються за відсутності мінерального ґрунту у відвалі або коли неможливо видалити воду із траншеї. Контейнери заповнюються ґрунтом на спеціальному завантажувальному бункері з пошаровим трамбуванням ґрунту трамбувальними механізмами. За негативної температури контейнер заповнюють в умовах, що виключає замерзання ґрунту.

Анкерні пристрої можуть бути гвинтового типу або такі, що розкриваються. Кожний тип складається із самого анкера, анкерної тяги й силового поясу. Ширина силового поясу вибирається з умови припустимих контактних напружень на стінку труби.

У спучених ґрунтах анкери комплектуються обмежниками зусиль.

Гвинтові анкери застосовуються в глинистих і суглинних ґрунтах, а анкери, що розкриваються, – у піщаних і супіщаних ґрунтах.

Приймальний контроль якості баластування й закріплення газопроводів проводиться з метою перевірки відповідності виконаних робіт проекту. Перевіряється відповідність:

- кількості встановлених вантажів і анкерних пристроїв;
- відстані між вантажами або анкерними пристроями;
- довжини ділянок, що піддаються баластуванню.

Несуча здатність анкерів перевіряється відповідно до вимог [11, с. 2], випробовується 2 % від кількості встановлених на кожній ділянці.

Виконання баластування газопроводу оформлюється окремим актом приймання робіт.

Питання для самоконтролю

1. Навести поняття «підроблювальні території».
2. Особливості прокладання газопроводів у сейсмічних районах.
3. Навести особливості будівництва переходів газопроводів із поліетиленових труб через штучні та природні перешкоди.
4. Навести особливості баластування та закріплення газопроводів із поліетиленових труб.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДБН Б.2.2-12:2019. Планування та забудова територій. – Чинний від 2019–01–10. – Київ : Мінрегіонбуд України, 2019. – 177 с.
2. ДБН В.2.5-20:2018. Газопостачання. – Чинний від 2020–01–06. – Київ : Мінрегіонбуд України, 2019. – 109 с.
3. Кодекс газорозподільних систем [Електрон. ресурс]. – Електрон. текст дані. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1379-15#n41>, вільний (дата звернення: 02.04.2024). – Назва з екрана.
4. НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання. – Чинний від 2015–07–07. – Харків : Форт, 2015. – 92 с.
5. ДСТУ 3291-95. Єдина система захисту від корозії та старіння. Методи оцінки біокорозійної активності ґрунтів і виявлення наявності мікробної корозії на поверхні підземних металевих споруд. – Чинний від 1997–01–01. – Київ : Держстандарт України, 1996. – 28 с.
6. ДСТУ Б В.2.5-29:2006. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Система газопостачання. Газопроводи підземні сталеві. Загальні вимоги до захисту від корозії. – Чинний від 2007–01–06. – Київ : Мінрегіонбуд України, 2006. – 120 с.
7. ДБН В.2.5-41:2009. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопроводи з поліетиленових труб. Частина І. Проектування. Частина ІІ. Будівництво. – Чинний від 2010–01–08. – Київ : Мінрегіонбуд України, 2010. – 91 с.
8. ДБН В.1.1-45:2017. Будівлі і споруди в складних інженерно-геологічних умовах. Загальні положення. – Чинний від 2017–01–10. – Київ : Мінрегіонбуд України, 2017. – 29 с.
9. ДБН В.1.1-12:2014. Будівництво в сейсмічних районах України. – Чинний від 2014–01–10. – Київ : Мінрегіонбуд України, 2014. – 110 с.
10. ДБН В.1.1-7:2016. Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. – Чинний від 2017–01–06. – Київ : Мінрегіонбуд України, 2017. – 35 с.
11. ДСТУ Б В.2.1-1-95. Основи та підвалини будинків і споруд. Ґрунти. Метод польових випробувань палями (ГОСТ 5686-94). – Чинний від 1996–01–04. – Київ : Мінрегіонбуд України, 2008. – 58 с.

Електронне навчальне видання

ПАВЛОВСЬКИЙ Сергій Валерійович

ГАЗОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти всіх форм навчання
зі спеціальності 192 – Будівництво та цивільна інженерія, галузі знань
19 – Архітектура та будівництво)*

Відповідальний за випуск *С. В. Павловський*

Редактор *О. В. Михаленко*

Комп'ютерне верстання *Є. Г. Панова*

План 2024, поз. 23Л

Підп. до друку 24.07.2024. Формат 60 × 84/16.
Ум. друк. арк 13,3.

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: office@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 5328 від 11.04.2017.