

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ХАРКІВСЬКА НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА**

**В. С. СІДАК, О. М. СЛАТОВА**

# **СПЕЦКУРС З ГАЗОПОСТАЧАННЯ**

## ***КУРС ЛЕКЦІЙ***

(для студентів 2-5 курсів усіх форм навчання та слухачів другої вищої освіти  
з напрямку підготовки 0921 (6.060101) „Будівництво”,  
спеціальності 7.092108 (7.06010107) „Теплогазопостачання і вентиляція”)

**ХАРКІВ**  
**ХНАМГ**  
**2010**

**Сідак В. С.** Курс лекцій з дисципліни „Спецкурс з газопостачання” (для студентів 2-5 курсів усіх форм навчання та слухачів другої вищої освіти з напрямку підготовки 0921 (6.060101) „Будівництво”, спеціальності 7.092108 (7.06010107) „Теплогазопостачання і вентиляція”) / В. С. Сідак, О. М. Слатова; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х.: ХНАМГ, 2010. - 224 с.

Автори: проф., к.т.н., доцент В. С. Сідак,  
О. М. Слатова

У лекціях розглянуто норми та правила будівництва, експлуатації, технічного обслуговування та ремонту газових мереж, споруд на газопроводах, газової апаратури, облік подачі й розподілу газу, методи розрахунку газових мереж, а також запропоновано контрольні питання, необхідні для засвоєння дисципліни.

Призначені для студентів спеціальності „Теплогазопостачання і вентиляція”.

Рецензент: О.В. Ромашко – кандидат технічних наук, доцент кафедри Експлуатації газових і теплових систем ХНАМГ

Затверджено на засіданні кафедри  
експлуатації газових і теплових систем  
Протокол № 11 від 31.10.2009 р.

## ВСТУП

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

Представлений у конспекті лекцій матеріал присвячений впровадженню у газову промисловість нової техніки, технологій, обладнання при будівництві, реконструкції та ремонті газопроводів, де розглядаються актуальні питання санації сталевих газопроводів із застосуванням полімерних матеріалів та будівництво газопроводів з поліетилену. Велика увага також приділяється питанням технічного діагностування стану внутрішньої поверхні труби, обладнанню, що застосовується при будівництві й ремонті, технології зварювання та врізки.

Конспект лекцій „Спецкурс з газопостачання” складається з двох змістових модулів: ЗМ 1.1. „Горючі гази та їх властивості. Експлуатація підземних і наземних газопроводів і споруд на них. Експлуатація газорегуляторних пунктів” та ЗМ 1.2. „Обслуговування та ремонт побутової газової апаратури. Інноваційні технології будівництва, реконструкції та експлуатації газових мереж”.

У ЗМ 1.1. розкриті основні поняття про природний газ та його властивості, принципи улаштування газових мереж із сталевих та поліетиленових труб, про сучасні ізоляційні й захисні матеріали. Розкриті питання обліку витрат газу і взаємодії зі споживачами. Також приділена особлива увага обладнанню, призначенню і експлуатації газорегуляторних пунктів (ГРП), ГРУ, ШРП та питанням безпеки.

Другий ЗМ 1.2. присвячено питанням улаштування, призначення та технічним характеристикам внутрішніх газопроводів, приладів та обладнання.

Ця частина конспекту лекцій спрямована на засвоєння студентами фундаментальних знань з експлуатації внутрішніх газопроводів, питань улаштування, правил технічної експлуатації побутових газових водонагрівачів, газового обладнання комунально - побутових підприємств. Досконало розкриті й викладені питання проектування, будівництва, реконструкції та зварювання поліетиленових газопроводів.

Значну увагу приділено проблемам підвищення надійності газопостачання, безпеки та енергозбереження у галузі.

Саме таке поєднання двох важливих компонентів дає змогу свідомо і на творчому рівні засвоїти основні поняття, пов'язані з будовою та ремонтом газових мереж, їх діагностикою та подальшою експлуатацією з метою забезпечення безперебійного і безаварійного газозабезпечення споживачів.

При розкритті основних питань у конспекті лекцій надано необхідний матеріал, який сприятливо впливає на формування знань, умінь і навичок майбутнього фахівця газового господарства.

# ЗМ 1.1. ГОРЮЧІ ГАЗИ ТА ЇХ ВЛАСТИВОСТІ. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ПІДЗЕМНИХ І НАЗЕМНИХ ГАЗОПРОВОДІВ І СПОРУД НА НИХ. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНИХ ПУНКТІВ

## ТЕМА 1. ОСНОВНІ ВЛАСТИВОСТІ ГАЗІВ

### 1.1. Основні властивості газів

Газ є одним з чотирьох агрегатних станів будь-якої речовини в природі за певних умов: твердого, рідкого, газоподібного і плазми.

Твердий, рідкий і газоподібний стани речовини характеризуються цілісністю атомів та молекул, різним ступенем ущільнення молекул усередині обсягу даної речовини, причому в газоподібному стані вона найменша. Завдяки великій відстані між молекулами речовина в газоподібному стані може легко приймати форму посудини, в яку вона вміщена. Плазма – четвертий стан речовини, що існує при високій температурі і характеризується розпадом атомів на окремі, не зв'язані одна з одною елементарні частки – протони й електрони, від чого плазма стає електропровідною.

Стан газу характеризується такими основними фізичними властивостями: тиском, питомою теплою згоряння, температурою, об'ємом і щільністю.

*Тиск* – це сила, з якою речовина давить на одиницю плоскої поверхні. Найчастіше за одиницю тиску приймають силу в 1 Н, що діє на площу в 1 м<sup>2</sup> (Па). Тиск, створений атмосферним повітрям, називається *атмосферним тиском*.

Абсолютний тиск – це тиск, який відраховують від абсолютного нуля. Він вимірюється в абсолютних атмосферах (атм) і дорівнює сумі атмосферного і надлишкового тиску:

$$P_{абс} = P_{атм} + P_{над}. \quad (1.1)$$

Надлишковий тиск – це тиск, що перевищує атмосферний на різницю між абсолютним і атмосферним тиском:

$$P_{над} = P_{абс} - P_{атм}. \quad (1.2)$$

Вищеназвана одиниця тиску 1Н дуже мала, тому застосовують укрупненні одиниці тиску: декапаскаль (дПа), кілопаскаль (кПа), мегапаскаль

(МПа). Крім цього тиск вимірюють в кгс/см<sup>2</sup>, в атмосферах надлишкових (АТН), або в міліметрах стовпа рідини (мм рт.ст.; мм вод.ст.)

Теплота згоряння  $Q$  – це кількість теплоти, що виділяється при повному згорянні 1 м<sup>3</sup> газу. Розрізняють вищу  $Q_v$  і нижню  $Q_n$  теплоту згоряння. Вищу теплоту згоряння визначають з урахуванням утворення води при згорянні водню, нижню - з урахуванням утворення при його згорянні водяної пари. На основі теплоти згоряння газу визначають потребу в газоподібному паливі і оцінюють КПД газовикористовуючих установок.

Вищу теплоту згоряння газоподібного палива можна підрахувати на основі теплоти згоряння його компонентів і складу газу:

$$Q_v = 128H_2 + 126CO + 398CH_4 + 700C_2H_6 + 1000C_3H_8 + 1300C_4H_{10} + \\ + 1700C_5H_{12} + 630C_2H_4 + 9 \\ 20C_3H_6 + 1220C_4H_8 + 580C_2H_2 + 250H_2S. \quad (1.3)$$

Нижню теплоту згоряння природних і нафтопромислових газів визначають за формулою

$$Q_n = 35800 + 300C_2H_6 + 500C_3H_8 + 800C_4H_{10} + 1000C_5H_{12} - \\ - 360(CO_2 + N_2 + O_2) - 100H_2S, \quad (1.4)$$

де 35800 – теплота згоряння природного газу, що складається тільки з метану; 300, 500, 800 і 1000 – підвищення теплоти згоряння (округлено) внаслідок заміщення 1% метану в газі відповідно етаном, пропаном, бутаном або пентаном та вищими вуглеводами; 360 – зниження теплоти згоряння газу внаслідок вмісту в ньому 1% ( $CO_2 + N_2 + O_2$ ); 100 - зниження теплоти згоряння внаслідок заміщення 1%  $CH_4$  в газі сірководнем (вищі алкани сумуються з  $C_5H_{12}$ ).

Об'єм речовини – це тривимірний геометричний простір, який при температурі (273,16 К (0°C) і тиску 101 325 Па (760 мм рт.ст.) займає речовина. Об'єм ( $V$ ) вимірюють в м<sup>3</sup>, літрах (л), мілілітрах (мл). Об'єм газу вимірюють в м<sup>3</sup>.

Питомий об'єм – це об'єм одиниці маси речовини. Питомий об'єм ( $v$ ) вимірюють в м<sup>3</sup>/кг, л/г, мл/мг – одиницями, отриманими з відношення:

$$v = \frac{V}{m}, \quad (1.5)$$

де  $m$  – маса у стані спокою речовини, вимірюється в кг, г, мг.

Для газоподібних речовин важливо розрізнати дійсний об'єм від об'єму при нормальних та стандартних умовах. Стандартними умовами відповідно до ДСТ 2939-63 вважаються такі, при яких температура дорівнює 293,16 К (20 ° С), тиск – 101 325 Па (760 мм рт.ст.), вологість – 0.

При нормальних умовах за одиницю об'єму приймають нормальний кубічний метр (н.м<sup>3</sup>), а при стандартних умовах – стандартний кубічний метр (ст.м<sup>3</sup>).

Нормальними умовами для з'ясування об'єму газу прийнято вважати температуру 273,16 К (0° С) і тиск 101 325 Па (760 мм рт.ст.) при нульовій вологості.

Для перерахування об'єму газу на нормальні або стандартні умови застосовують такі формули:

$$\text{на нормальні умови} \quad V_n = V_t \frac{273,16_{pt}}{p(273,16 + t)}; \quad (1.6)$$

$$\text{на стандартні умови} \quad V_{cm} = V_t \frac{p_t(273,16 + 20)}{p_0(273,16 + t)}; \quad (1.7)$$

де  $V_n$  – об'єм газу при нормальних умовах, м<sup>3</sup>;

$V_{cm}$  – об'єм газу при стандартних умовах, м<sup>3</sup>;

$V_m$  – об'єм газу при реальних умовах, м<sup>3</sup>;

$p_t$  – тиск газу при реальних умовах, Па;

$p$  – тиск при нормальних і стандартних умовах (101 325 Па); 273,16 К – температура при нормальних умовах;

$t$  – температура газу.

*Щільністю* або об'ємною масою речовини називається маса речовини в одиниці об'єму.

Щільність позначається літерою ( $\rho$ ) і чисельно дорівнює відношенню маси речовини ( $m$ ) до її об'єму ( $V$ ):

$$\rho = \frac{m}{V}. \quad (1.8)$$

Відповідно до міжнародної системи одиниць вимірювання СІ основною одиницею вимірювання щільності речовини є  $\text{кг}/\text{м}^3$  (для рідини -  $\text{кг}/\text{л}$ ); щільність речовини – величина, зворотна питомому об'єму ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ).

Крім основних фізичних властивостей – тиску, питомої теплоти згорання, об'єму і щільності, стан газу характеризують також вологістю.

*Вологість газу* – це кількість водяного пару, яку містить у собі газ.

Об'ємна вологість газу являє масу (вагу) водяної пари в одиниці об'єму газу в  $\text{г}/\text{см}^3$ .

Відносна вологість газу – це відношення ваги водяного пару, що знаходиться в газі, до ваги насиченого пару (який міг би знаходитися в даному об'ємі при тій же температурі), виражене у відсотках або частках.

Велика вологість природного газу негативно впливає на умови транспортування і регулювання тиску в газорегуляторних пунктах і установках – велика конденсація водяної пари може утворювати крижані й гідратні пробки.

## 1.2. Види і склад природних газів

Горючі гази підлягають класифікації за хімічним складом і способом видобутку.

За хімічним складом вони поділяються на наступні види:

1. елементарні горючі гази (водень  $H_2$ );
2. індивідуальні неорганічні горючі газові з'єднання (окис вуглецю ( $CO$ ), сірководень ( $H_2S$ ));
3. індивідуальні легкі граничні вуглеводи (метан ( $CH_4$ ), етан ( $C_2H_6$ ), пропан ( $C_3H_8$ ), бутан ( $C_4H_{10}$ )) і неграничні (етилен ( $C_2H_4$ ), пропілен ( $C_3H_6$ ), бутилен ( $C_4H_8$ ));
4. суміші горючих і негорючих газів.

За способом видобутку і виробництва пальні гази поділяються на такі види: штучні гази; промислові гази; природні гази; супутні нафтові гази; зріджені вуглеводні гази.

До хімічного складу горючих газів входять різні горючі й негорючі газоподібні компоненти, а також шкідливі речовини.

Газ не повинен містити велику кількість шкідливих домішок.

Основними вимогами, що ставляться до газів комунально-побутового споживання, є:



- вміст сірководню ( $H_2S$ ) у газі не більше 2 г на  $100\text{ м}^3$ ;
- вміст кисню ( $O_2$ ) не більше 1 об'ємного відсотку;
- вологонасиченість газу в міській, селищній газовій мережі має бути не більше максимального насичення газу при температурі від  $-20^{\circ}\text{C}$  до  $+35^{\circ}\text{C}$ .

Елементарний горючий газ водень ( $H_2$ ) – нетоксичний газ без кольору, смаку і запаху; маса  $1\text{ м}^3$  дорівнює 0,09 кг; в 14,5 разів легший за повітря.

Індивідуальні неорганічні газові з'єднання: окис вуглецю  $CO$  (газ без запаху, смаку і кольору, маса  $1\text{ м}^3$  складає 1,25 кг); сірководень  $H_2S$  – без кольору із сильним запахом (тухлих яєць), дуже токсичний, маса  $1\text{ м}^3$  дорівнює 1,54 кг.

Індивідуальні легкі граничні вуглеводи: метан  $CH_4$  – газ без кольору, запаху і смаку, нетоксичний, маса  $1\text{ м}^3$  дорівнює 0,717 кг; етан  $C_2H_6$  – без кольору, запаху та смаку, нетоксичний; пропан ( $C_3H_8$ ); бутан ( $C_4H_{10}$ ).

У сумішах горючих газів, залежно від джерел їх одержання, можуть бути присутніми у невеликих кількостях і вуглеводні: парафін-пентан ( $C_5H_{12}$ ), олефін-амілен ( $C_5H_{10}$ ), нафтен-циклопентан ( $C_5H_{10}$ ), діолефін-ізопрен ( $C_5H_8$ ), ароматичний вуглеводень бензол ( $C_6H_6$ ), а також більш важкі вуглеводні.

Граничні вуглеводні при звичайних умовах володіють великою хімічною інертністю, а неграничні вуглеводні (особливо діолефіни) є менш стійкими, легко полімеризуються і окислюються навіть таким слабким окислювачем, як кисень повітря. Усі вуглеводні є горючими речовинами, тому що є з'єднаннями двох горючих елементів – вуглецю і водню.

Граничні вуглеводні, особливо метан, мають у своєму складі менше вуглецю, ніж неграничні, особливо діолефіни, що визначає характер хімічної реакції горіння і колір полум'я.

До зовнішніх властивостей їх відносяться: колір, запах, смак, токсичність, яка наркотично впливає на людину. При нормальних умовах легкі вуглеводні не мають запаху, отже, природний газ також не має запаху. З метою його виявлення нюхом природний газ одоризують на газорозподільних станціях магістрального газопроводу (ГРС). Зріджені вуглеводні гази мають легкий запах бензину, а зріджені гази нафтопереробних заводів іноді мають запах сірчистих з'єднань (часто слабкий), тому ці гази одоризують на заводі.

Одоризацію горючих газів проводять з метою безпеки. Широко використовуваний одорант – етилмеркаптан ( $CH_3$ ,  $CH$ ,  $SH$ ) – рідина з невисокою температурою кипіння ( $37^{\circ}\text{C}$ ), що дає можливість вводити її в потік

газу під тиском. Норми витрати одоранту дозволяють відчутти запах газу у повітрі і становлять для природного газу – 16 г на 1000 м<sup>3</sup>, для зрідженого – не більше 40 г. Великі концентрації газу небезпечні, тому що етилмеркаптан отруйно діє на організм людини. У зрідженого газу підвищена норма витрати одоранта обумовлюється дуже низькою мінімальною межею вибухонебезпеки в суміші з повітрям.

Токсичністю природні й зріджені вуглеводні гази не володіють, якщо не містять сірководню більш припустимих держстандартами концентрацій.

Задушливі властивості притаманні всім вуглеводням. При концентрації в повітрі більше 20% природного або зрідженого газу настають ознаки задухи.

Основні ознаки горючих газів наведено в табл.1.1.

Таблиця 1.1 – Основні ознаки горючих газів.

Гази	Запах	Дія на організм людини
Метан $CH_4$ , етан $C_2H_6$	Не має	Не отруйний, викликає задуху при концентрації в повітрі більше 10 %
Пропан $C_3H_8$ , бутан $C_4H_{10}$	Не має	Викликає задуху при концентрації в повітрі більше 10 %, запаморочення настає при вдиханні через 2 хвилини
Водень $H_2$	Не має	При високих концентраціях викликає задуху
Окис вуглецю $CO$	Не має	Сильно отруйний: отруєння настає при концентрації в повітрі більше 0,025 %
Сірководень $H_2S$	Сильний (тухлих яєць)	Сильно отруйний: отруєння настає при концентрації в повітрі більше 0,025 %
Вуглекислий газ $CO_2$	Злегка кислуватий	При концентрації в повітрі близько 3% спостерігається хекання, більше 10 % - настає смерть
Азот $N_2$	Не має	Виникає задуха при концентрації в повітрі більше 83 %
Кисень $O_2$	Не має	Нешкідливий

### 1.3. Спалахування і горіння газів

Процес спалахування приводить до горіння. Мінімальну температуру, при якій суміш спалахує, називають температурою спалахування. Вона не є постійною фізико-хімічною величиною, тому що залежить від певних умов (від пропорції між газом та окислювачем і від витрат у навколишнє середовище).

Однак у складі технічних газів існують негорючі складові (баласт) – азот  $N_2$ , вуглекислота  $CO_2$  і водяні пари, що знижують теплову цінність газу.

Спалахування і подальше мимовільне горіння газоповітряної суміші можливе тільки при певних співвідношеннях газу і повітря, які мають назву *границь спалахування*. Нижня границя спалахування, об.‰: для ацетилену – 2,5, водню – 4, метану – 5, пропану – 2,3, бутану – 1,9; верхня для ацетилену – 80, водню – 75, метану – 15, бутану – 8,5, пропану – 9,5.

Якщо вміст газу в суміші менше нижньої границі спалахування, то така суміш самостійно горіти не може. При вмісті газу, що є більшим верхньої границі спалахування, кількості повітря в суміші недостатньо для повного згорання газу. Тому важливо дотримуватись необхідних границь для кожного компонента у правильній пропорції.

Газоповітряна суміш, вміст газу в якій знаходиться між нижньою і верхньою межами спалахування, є вибухонебезпечною.

*Вибух* – явище швидкого переходу речовини з одного стану в інший, яке супроводжується нагріванням продуктів згорання до високої температури і різким підвищенням тиску.

Якщо горюча суміш знаходиться в закритому об'ємі (посудина, трубопровід, приміщення), то з появою джерела теплоти або полум'я з температурою, що досягає температури спалахування, відбувається вибух цієї суміші.

*Спалахування природного газу* – це багатоконпонентна суміш, що має декілька складових і визначається за формулою:

$$Q_{H1}^P \cdot r_1 + Q_{H2}^P \cdot r_2 + \dots + Q_{Hs}^P \cdot r_s, \text{ МДж} / \text{ м}^3, \quad (1.9)$$

де  $Q_{H_i}^P$  – нижча еплота згорання і-го компонента суміші, МДж/м<sup>3</sup> (табл.2).

Відношення теплоти згорання (вищої або нижчої) газоподібного палива до його відносної щільності називають *числом Воббе W*:

$$W = \frac{Q_H^p}{\sqrt{d}}. \quad (1.10)$$

Відносну щільність газу встановлюють по відношенню до повітря і обчислюють за формулою

$$d = \frac{\rho_H}{\rho_{\text{П}}}, \quad (1.11)$$

де  $\rho_H, \rho_{\text{П}}$  – щільність відповідного газу і повітря за нормальних умов,  $\text{кг/м}^3$  (для повітря -  $\rho_{\text{П}} = 1,2929 \text{ кг/м}^3$ ).

Таблиця 1.2 – Фізико-хімічні властивості газів.

Газ	Молекул. маса, М	Густина $\rho$ , $\text{кг/м}^3$	Теплота згоряння, $\text{МДж/м}^3$		Межа займистості, % об'ємні		Температура займистості $T, ^\circ\text{C}$
			4	5	6	7	
1	2	3	4	5	6	7	8
Метан $\text{CH}_4$	16,042	0,717	35,845	39,792	5,0	15,0	650
Етан $\text{C}_2\text{H}_6$	30,068	1,356	63,797	69,713	3,2	12,5	510
Пропан $\text{C}_3\text{H}_8$	44,094	2,004	91,321	99,219	2,4	9,5	500
Бутан $\text{C}_4\text{H}_{10}$	58,120	2,703	113,595	121,485	1,8	8,4	475
Пентан $\text{C}_5\text{H}_{12}$	72,151	3,457	146,202	158,773	1,4	7,8	475
Вуглекислий газ $\text{CO}_2$	44,010	1,977	-	-	-	-	-
Азот $\text{N}_2$	28,016	1,25	-	-	-	-	-
Сірководень $\text{H}_2\text{S}$	34,082	1,539	23,401	25,425	-	-	-

### *Розрахунки границь займання горючих газів*

Мінімальний вміст горючого газу в газоповітряній суміші, при якому ще розповсюджується полум'я, називають нижчою границею займання горючого газу, а максимальний вміст – верхньою границею.

Границі займання визначають за формулою

$$L = \frac{100}{\frac{r_1}{L_1} + \frac{r_2}{L_2} + \dots + \frac{r_i}{L_i}}, \% \quad (1.12)$$

де  $L$  - нижня  $L_H$  або верхня  $L_B$  границі займання, %;

$r_i$  - об'ємна частка  $i$ -го горючого компонента газової суміші (природного газу), %;

$L_i$  - границя займання  $i$ -го компонента, %.

### ***Розрахунки горіння палива***

При розрахунках горіння палива визначають:

1. Теоретичну витрату повітря  $V_0$ , що необхідна для згорання відповідної кількості палива (1 кг для рідкого і твердого палива і 1 м<sup>3</sup> для газоподібного), і дійсну витрату повітря  $V_n$ , м<sup>3</sup>/кг.
2. Об'єм продуктів згорання (димових газів)  $V_z$ , м<sup>3</sup>/кг.
3. Склад продуктів згорання у відсотках за об'ємом і парціальний тиск трьохатомних газів, які необхідні при розрахунках теплообміну (газового випромінювання) при заданому коефіцієнті надлишку повітря.
4. Ентальпію димових газів при необхідних температурах і надлишках повітря:

$$I_r = f(t, a) \text{ КДж/кг; або КДж/м}^3 \quad (1.13)$$

(за отриманими даними будують діаграму  $L-t$  продуктів згорання палива).

5. Колометричну і теоретичну температури згорання палива.

### ***Розрахунок повного згорання палива***

У порівнянні з теоретичними даними для повного згорання палива потрібен деякий надлишок повітря. Його можна встановити за формулою:

$$V_r = V_n - V_0 . \quad (1.14)$$

Цей надлишок повітря характеризується коефіцієнтом  $\alpha$  і залежить від способу спалахування палива, якості змішування повітря з паливом та ряду інших факторів.

Коефіцієнт надлишку повітря являє собою відношення дійсного затраченого об'єму повітря ( $V_n$ ) до теоретично визначеного об'єму  $V_0$ , тобто

$$\alpha = \frac{V_n}{V_0} . \quad (1.15)$$

При повному згорянні палива  $\alpha > 1$ , а при газифікації палива  $\alpha < 1$ .

Дійсна витрата повітря визначається як

$$V_{\Pi} = \alpha V_0 \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (1.16)$$

Надлишок повітря

$$V_{\Pi} = V_{\Pi} - V_0 = \alpha V_0 - V_0 = (\alpha - 1) V_0 \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (1.17)$$

Продукт повного згорання (димові гази) являє собою суміш сухих газів і водяної пари.

Загальний об'єм димових газів  $V_r$  складається з об'єму сухих газів  $V_{c,r}$  і об'єму водяної пари  $V_{H_2O}$ :

$$V_r = V_{c,r} + V_{H_2O} \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (1.18)$$

### Контрольні запитання

1. Що таке горючий газ? На які види за хімічним складом поділяються?
2. На які види поділяється природний газ за способом видобутку?
3. Назвіть основні фізичні властивості газів. Охарактеризуйте їх.
4. Що визначають при розрахунку горіння палива?
5. Чим викликана необхідність одоризації горючих газів. Які норми одоранту.
6. Назвіть основні ознаки горючих газів.
7. Як з'ясовують повне і неповне згорання газу?
8. Назвіть границі спалахування природних і зріджених газів.
9. Назвіть склад продуктів повного згорання газу.

## ТЕМА 2. ГАЗОВІ МЕРЕЖІ ЗІ СТАЛЕВИХ ТРУБ

### 2.1. Загальні відомості про газові мережі й газопроводи

Сучасні системи газопостачання природним газом міст, областей, селищ і промислових підприємств являють собою складний взаємозалежний комплекс газопроводів різних тисків, газорозподільних станцій (ГРС), проміжних регуляторних пунктів (ПРП), газорегуляторних пунктів (ГРП) і установок (ГРУ). Крім цього система включає устаткування мереж, систему очищення та одоризації газу, систему зв'язку і телекерування, апаратуру обліку споживання природного газу (промислових і побутових газових лічильників), підземні сховища газу (ПСХ).

Система газопостачання повинна забезпечувати безперебійну подачу газу споживачам, бути безпечною в експлуатації, надлишковою, тобто передбачати можливість відключення окремих її елементів з метою профілактики або в аварійних ситуаціях.

Основним елементом систем газопостачання є газові мережі, які класифікують за певними ознаками (табл.1.3).

Тиск газу в газопроводі залежить від призначення останнього:

- низький тиск до 5000 Па ( $0,05 \text{ кгс/см}^2$ ), що забезпечує подачу газу комунально-побутовій групі споживачів (житло, дрібні комунальні підприємства й т.ін.).
- середній тиск від  $0,05$  до  $3 \text{ кгс/см}^2$  – забезпечує подачу газу через ГРП на крупні промислові підприємства;
- високий тиск від  $3$  до  $12 \text{ кгс/см}^2$  – забезпечує подачу газу через ГРП на підприємства, технологічні процеси яких вимагають застосування газу такого тиску.

Тиск газу вимірюють в різних одиницях; найбільш розповсюджене вимірювання в Па, Бар,  $\text{кгс/см}^2$ , атм. і т.ін.

Таблиця 1.3 - Класифікація газопроводів.

Ознаки газопроводів	Види газопроводів
1) за видом транспортуючого газу	Природного і попутного нафтового газу, зрідженого вуглеводню, штучного і змішаного газу.
2) за тиском газу	Високого (від 0,3 до 1,2 МПа), середнього (0,005-0,3 МПа), низького (до 5000 Па) тиску
3) за розташуванням в системі мереж міст і населених пунктів	Зовнішні (вуличні, квартальні, дворові, міждільничні, міжселищні), внутрішні (в середині будинків, дільниць)
4) за місцем розташування відносно землі	Підземні, надземні, наземні
5) за призначенням в системі газопостачання	Міські магістральні, розподільчі, вводи, ввідні (ввід у споруди), імпульсні й продувні
6) за принципом будівництва	Замкнуті (колоподібні), розгалужені (тупикові), змішані
7) за матеріалом труб	Металеві, поліетиленові

У газових розподільних мережах населеного пункту може бути один тип тиску (наприклад, низький тиск), або кілька типів - середній і низький тиск, високий і низький і т.п. Залежно від цього розрізняють наступні системи розподілу газу:

- одноступінчаста, при якій розподіл і подача газу споживачам здійснюються тільки під одним тиском;
- двоступінчаста, що передбачає подачу газу від загальноміських ГРС до ГРП по газопроводах високого або середнього тиску, а від районних ГРП до споживачів по газопроводах низького тиску;
- триступінчата (багатоступінчаста), що поєднує в собі газопроводи високого, середнього і низького тисків. Високий тиск звичайно використовують для забезпечення газопроводів середнього тиску через головні ПРП, а також, як було сказано вище, для подачі газу великим промисловим підприємствам.

Крім зазначених основних систем, можлива і їхня комбінація.

Система газопостачання (рис. 1.1) являє собою багатоступінчасту (ієрархічну) структуру, що має розподільну мережу тієї чи іншої складності на кожному рівні ієрархії. Рівні зв'язані між собою регуляторами тиску газу (ГРС,



ПРП, ГРП), що забезпечують заданий режим у розподільній мережі нижнього рівня.

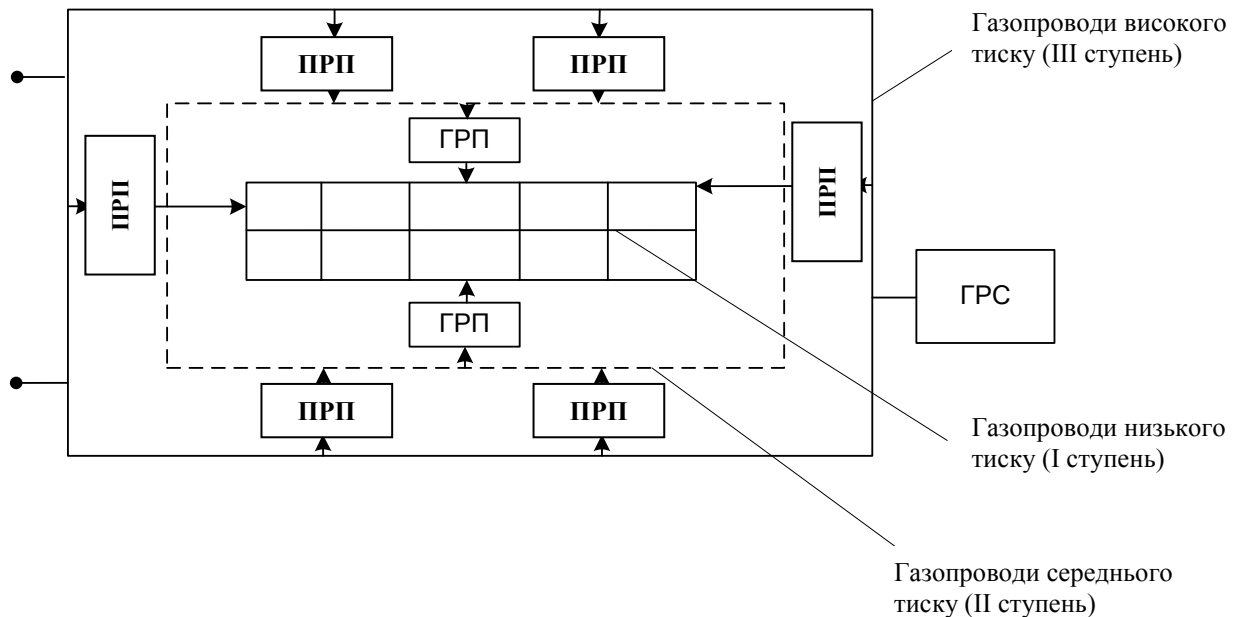


Рис.1.1 – Принципова схема триступінчатої системи розподілу газу у населеному пункті

Аналіз складу споживачів за їхньою належністю до рівнів ієрархії показує, що з розподільних мереж верхніх рівнів (1-го, 2-го) споживають газ найбільш великі з них (промислові підприємства, ТЕЦ та ін.). Розподільні мережі низького тиску (3-й рівень) забезпечують в основному комунально-побутову групу споживачів.

Міські газопроводи, як правило, прокладають у ґрунті, незалежно від призначення і тиску газу. Надземна прокладка застосовується дуже мало – головним чином при перетинанні природних або штучних перешкод.

Підземні газопроводи в більшості розташовують під проїзною частиною вулиць. Якщо вулиці мають широкі тротуари і газони, то найбільш доцільно укладати газопроводи під ними. У районах нової забудови газопроводи слід розташовувати на внутрішньоквартальних проїздах.

Газопроводи, які прокладають в землі, повинні заглиблюватися на таку глибину, де б вони були захищені ґрунтом від механічних пошкоджень, а також можливих навантажень від транспорту, який тут рухається. При цьому треба враховувати, що ґрунт для газопроводу є не тільки захистом від механічних пошкоджень, але також гарною тепловою ізоляцією. Тому чим глибше

прокладений газопровід, тим надійніше він захищений від механічних пошкоджень і динамічних навантажень і знаходиться в кращих температурних умовах.

## **2.2. Сталеві труби газопроводу і з'єднувальні деталі до них**

До теперішнього часу для будівництва газопроводів застосовували сталеві труби. Їх виготовляють різними способами і з різних марок сталі залежно від призначення газопроводу, параметрів (тиск, температура) і фізико-хімічних властивостей газу, що транспортується.

За способом виготовлення труби розділяють на безшовні (гарячекатані й холодногнуті) і зварені (прямошовні і зі спіральним швом).

Для будівництва газопроводів застосовують труби, виготовлені з низьковуглецевої сталі звичайної якості й окремих марок якісної сталі. Всі сталі повинні добре зварюватися. Стальні труби та їх параметри вибирають за ДСТУ.

Усі труби для газопроводів повинні мати сертифікати, в яких вказуються: завод-виготовлювач труб; стандарт, за яким вони виготовлені з позначкою групи труби, марки сталі; відомості про механічні й гідравлічні випробування сталі і труб; номер партії і виплавки; відмітки про відповідність труб і сталі стандартам або технічним умовам.

Труби для систем газопостачання повинні бути випробувані гідравлічно на заводі-виготовлювачі, мати запис у сертифікаті про гарантію того, що вони витримують необхідний гідравлічний тиск.

До монтажу труби перевіряють на відсутність дефектів. Якщо дефекти не можуть бути виправлені, труби бракують.

Як *з'єднувальні частини і деталі* для труб використовують: фланці, переходи, відводи, згонки, муфти, ніпелі, кріпильні деталі, заглушки.

З'єднувальні частини і деталі виготовляють з ковкого чавуну або із спокійної сталі. Вони можуть бути вилиті, ковані, штамповані, гнуті чи зварені. Усі сполучні частини і деталі виготовляють на заводах за кресленням, з урахуванням вимог стандартів на відповідні деталі. Допускається застосування

деталей, виготовлених на інших підприємствах, але всі такі з'єднання повинні пройти випробування неруйнівним методом.

### 2.3. Газова арматура

Робота газопроводу значною мірою залежить від надійності його арматури.

До газової *арматури* відносяться пристрої, призначені для включення, відключення, розподілу і регулювання газового потоку в газопроводах.

За призначенням існуючі види газової арматури поділяють на: запірну – для періодичних герметичних відключень окремих ділянок газопроводу, апаратури і приладів; запобіжну – для попередження зростання тиску в газопроводах, апаратах і приладах більше встановлених меж; зворотної дії – для запобігання руху газу в зворотному напрямку; аварійну і відсічну – для автоматичної зупинки руху газу до аварійної ділянки при порушенні заданого режиму; конденсатовідвідну – для видалення конденсату з конденсатозбірників.

Вся промислова арматура, яка застосовується в газовому господарстві, стандартизована. За прийнятим умовним позначенням шифр кожного типу арматури складається з чотирьох частин: перші дві цифри позначають вид арматури, наступна за ними літера – матеріал, з якого виготовлений корпус арматури, потім йдуть цифри, що вказують порядковий номер виробу, і літери, що позначають матеріал ущільнюючих кілець: Бр - бронза або латунь; нж - нержавіюча сталь; р - гума; е-ебоніт; бт - баббіт; бк - відсутність на корпусі або затворі спеціальних ущільнюючих кілець. Наприклад, позначення крана типу 11Б10бк розшифровують так: 11-вид арматури (кран), Б-матеріал корпусу (латунь), 10-порядковий номер виробу, бк - тип ущільнення (без кілець).

*Засувки.* Це найбільш розповсюджена запірна арматура (рис. 1.2).

Засувкою називається конструкція арматури із запірним або регулюючим органом, що переміщується уздовж ущільнювальних поверхонь корпусу перпендикулярно до осі потоку середовища (газу). Схема засувки показана на рис 1.3.

Вони широко застосовуються для перекриття потоку газоподібного або рідкого середовища у трубопроводах з діаметром умовного проходу від 50 до 2000 мм.

Основні частини (деталі) засувок виготовляють з чавуну - ковкого (кч) або сірого (сч), і з вуглецевої сталі.



Рис. 1.2 – Засувки

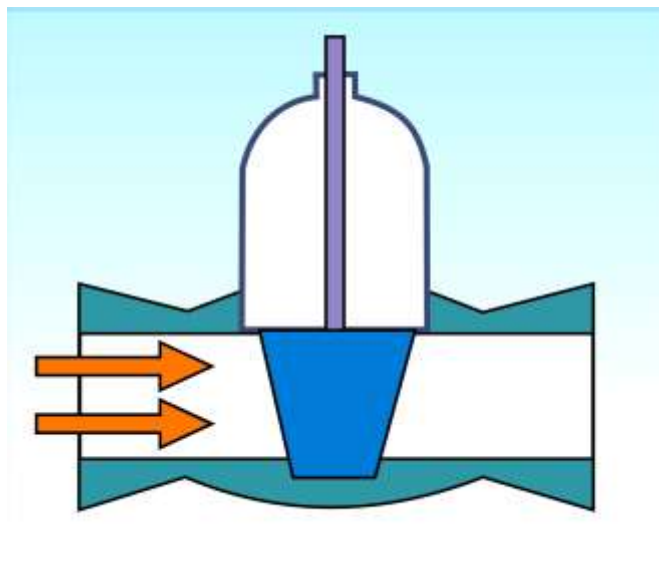


Рис. 1.3 – Схема засувки

Запірна арматура із сірого чавуну може застосовуватися в газопроводах з робочим тиском до 0,6 МПа; при більшому тиску використовують запірну арматуру з ковкого чавуну, вуглецевої або низьколегованої сталі.

*Маркування засувок.* Засувки маркують цифрами і буквами. Наприклад: 30 – засувка; с – вуглецева сталь; 925 – порядковий номер моделі; нж – матеріал ущільнювальних кілець. 30 с 925 нж – засувка з вуглецевої сталі з електроприводом і ущільнюючими кільцями з нержавіючої сталі.

Існує також інше позначення засувок. Наприклад, ЗКЛ-2-200-16. У даному випадку літери ЗКЛ означають, що це засувка клинова лита; 2- другої модифікації; 200-умовний прохід 200 мм; 16-умовний тиск 1,6 МПа.

За конструкцією основного елемента запірного пристрою засувки підрозділяють на клинові й паралельні. У свою чергу, клинові засувки за цією ознакою можуть бути з цільним, пружним і складальним клином.

Паралельні засувки бувають одно- й дводискові.

Якщо діаметр проходу дорівнює діаметру вхідного патрубку, то такі засувки називають повнопрохідними (рис. 1.4).

Засувки зі звуженим проходом (рис. 1.5) призначені для роботи при високих перепадах тиску газопроводу.



Рис. 1.4 – Повнопрохідна засувка

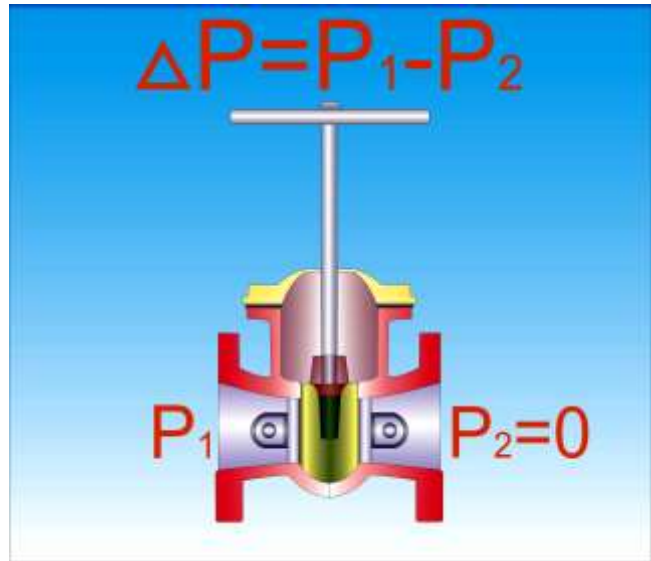


Рис. 1.5 – Засувка зі звуженим проходом

**Крани.** При транспортуванні газу по газопроводу діаметром до 100 мм встановлюють не засувки, а крани. Газові крани являють собою пристрої, в яких запірний орган має конічну пробку, припасовану до гнізда в корпусі. Залежно від способу герметизації пробки в корпусі крани розділяють на натяжні, сальникові і крани з примусовим змащенням.

При повороті пробки на  $90^{\circ}$  газ проходить через кран, а при повороті в зворотний бік подача газу припиняється. Обмежена витрата газу досягається неповним відкриттям крану.

Крани класифікують залежно від матеріалу виготовлення, робочого тиску в газопроводі, розміру, конструкції приєднуючого пристрою. На газопроводах широко застосовують крани з латуні, бронзи, а останнім часом і з поліетилену.

Крани поліетиленові кульові призначені для встановлення на газопроводах низького і середнього тиску. До комплекту поставки, крім безпосередньо крану, входять: опора (для кранів з діаметром від 25 до 80 мм); тюльпан; тубус телескопічний; подовжувач маневровий.

*Спосіб встановлення та порядок роботи кульового поліетиленового крану.* З трубами газопроводу кран з'єднаний методом зварювання відповідно до технологічних умов будівництва поліетиленових газопроводів. Кран

розрахований на безколязну установку, тобто керування ним здійснюється з поверхні землі ключем через встановлені на крані тюльпан і тубус, який після операції “відкриття/закриття” закривається ковером. Поліетиленовий кран не потребує технічного обслуговування протягом всього терміну експлуатації. Схема безколязного встановлення поліетиленового крану показана на рис. 1.6.

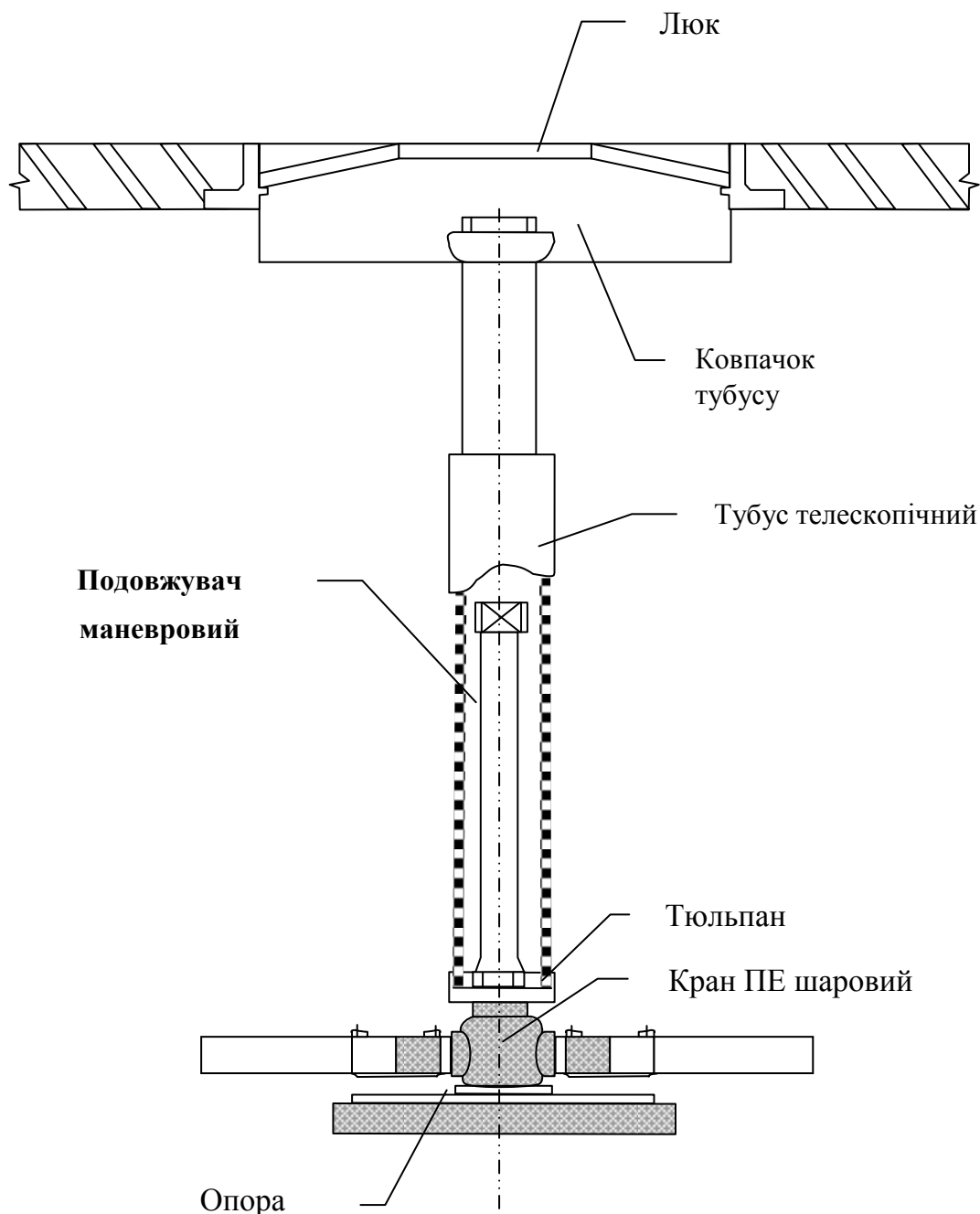


Рис. 1.6 – Схема безколязного встановлення поліетиленового крану на сталевий газопровід

**Гідрозатвор.** Гідравлічні затвори – це прості й надійні запірні пристрої для підземних газопроводів низького тиску. Основною їхньою перевагою є

відсутність необхідності спорудження колодязя, а також надійність відключення із забезпеченням необхідної щільності газопроводу.

З'єднують їх з газопроводами за допомогою зварювання.

Гідравлічні затвори можуть одночасно виконувати функції: - збирача конденсату, - запірною пристрою, - вимірювання різниці потенціалів між землею і трубою.

**Компенсатори.** Для компенсації зміни довжини газопроводів у зв'язку з температурними впливами або деформаціями, а також для зручності монтажу запірної арматури в колодязях використовують різні типи компенсаторів: лінзові, П-подібні, гумовотканинні.

Лінзові компенсатори (рис. 1.7) мають хвилясту поверхню, яка змінює свою довжину залежно від температури газопроводу, охороняючи його від руйнування.

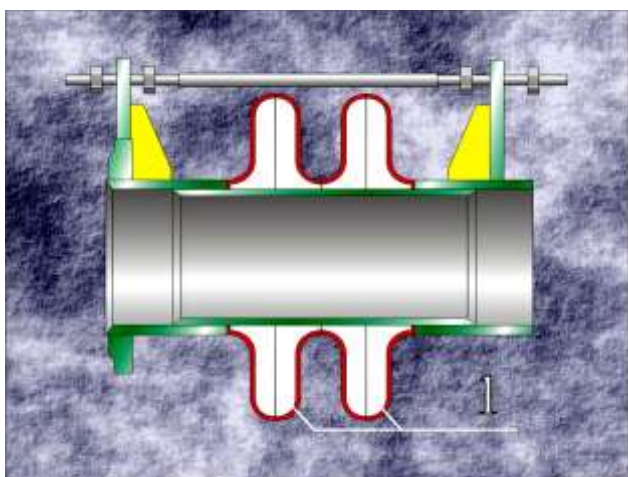


Рис. 1.7 – Лінзовий компенсатор (1-дві лінзи)

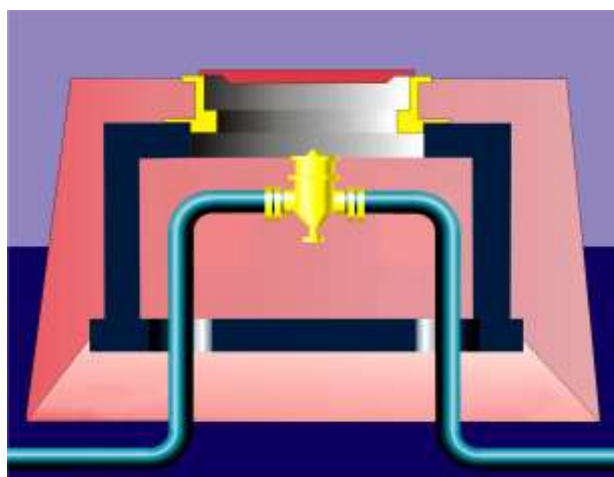


Рис. 1.8 – П- подібний компенсатор

При монтажі компенсаторів у зимовий період їх треба розтягти, у літній - стиснути. Доцільно на лінзових компенсаторах встановити мірні лінійки для контролю компенсаційної здатності. При встановленні лінзових компенсаторів на горизонтальних газопроводах з вологими газами для кожної лінзи повинен передбачатися дренаж конденсату.

П-подібні компенсатори (рис. 1.8), так само як і лінзові, встановлюють у малогабаритних колодязях, нішах і на надземних газопроводах. Такі компенсатори застосовують для газопроводів усіх категорій.

П-подібні компенсатори виготовляють зі сталевих, безшовних і електрозварювальних труб. Лінзові компенсатори виготовляють зварюванням зі штампованих сталевих напівлінз.

Залежно від товщини і внутрішнього тиску пружна деформація однієї лінзи складає 5 - 10 мм.

#### 2.4. Прокладочні, ущільнювальні й лакофарбові матеріали

*Пароніт.* (ДСТ 481-80\*) застосовують у вигляді прокладок для ущільнення арматури і фланцевих з'єднань газопроводів. Випускають у вигляді листів товщиною 0,4; 0,6; 0,8; 1,5; 3; 4; 4,5 і 6 мм, розмірами 300/400, 400/500, 500/500, 750/1000, 1000/1500, 1500/1500, 3000/1500 мм.

Для забезпечення щільності з'єднання перед встановленням прокладки змочують у гарячій воді і змазують графітом, змішаним на натуральній оліфі.

Пароніт марки ПМБ (маслобензостійкий) товщиною 1...4 мм використовують для ущільнення з'єднань на газопроводах тиском до 1,2 МПа.

*Гуму маслобензостійку* товщиною 3...5 мм використовують для ущільнення з'єднань на газопроводах тиском до 0,6 МПа.

*Алюміній* (ДСТ 21631-76\* Е або ДСТ 13726-78\* Е) товщиною 1...4 мм застосовують для ущільнення з'єднань при всіх тисках газу.

*Мідь* (ДСТ 495-77\*) марки М1, М2 товщиною 1...4 мм використовують для ущільнення на газопроводах усіх тисків, крім газопроводів, які транспортують сірчистий газ. Необхідна товщина листів та призначення матеріалів залежно від марки наведена в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 - Прокладочні листові матеріали для фланцевих з'єднань.

Прокладочний матеріал	Товщина листів, мм	Призначення
Пароніт по ДСТ 481-71 (марка ПМБ – маслобензостійкий)	1-4	Для ущільнення з'єднань на газопроводах тиском до 1,2 кгс/см <sup>2</sup>
Резина листовіа технічна морозо- і маслобензостійка без тканинних прокладок по ДСТ 17133-71 і 7338-77	3-5	Для ущільнення з'єднань на газопроводах тиском до 0,6 кгс/см <sup>2</sup>
Алюміній листовий відпалений або смуги з алюмінію чи алюмінієвих сплавів відпалені по ДСТ 21631-76 і 9.011-73	1-4	Для ущільнення з'єднань на газопроводах усіх тисків, в тому числі транспортуючих сірковий газ
Мідь листовіа, м'яка по ДСТ 495-77 (марки М1 і М2)	1-4	те ж



*Лак бітумний БТ-577* застосовують для антикорозійного захисту металевих поверхонь і виготовлення алюмінієвої фарби. Його наносять фарборозпилювачем, розводять бензином, сольвентом, скипидаром або їх сумішшю.

*Білила свинцеві густотерті* служать для фарбування виробів, які експлуатуються в атмосферних умовах, і з'єднання газопровідних труб. Білила являють собою олійну фарбу, що складається з водяної пасти свинцевого білила, або її суміші з наповнювачем, затертій на натуральній оліфі або рослинній олії.

*Білила цинкові густотерті* застосовують після розведення натуральною оліфою як атмосферостійке покриття, і для змащення льняного пасма при ущільненні нарізних з'єднань газопровідних труб.

*Грунтовка ФЛ-03К* червоно-руда (ДСТ 9109-81\*) використовується для ґрунтування поверхонь з металу і дерева виробів під покриття емаллю.

*Ацетон технічний* - безбарвна прозора рідина, служить для знежирення поверхонь, а також розведення лаків і емалей.

*Сурик свинцевий* - важкий порошок яскравого червоно-жовтогарячого кольору. При розведенні натуральною оліфою (у співвідношенні 2:1 за масою) використовують для змащення льняного пасма, як ущільнювач різьбових з'єднань трубопроводів газопостачання, при температурі до 105<sup>0</sup>С.

*Сурик залізний* складається з окису заліза з домішками глинистих речовин і кварцу. Застосовують для ґрунтування і нанесення верхнього шару при фарбуванні сталевих конструкцій.

*Лак кам'яновугільний* - розчин кам'яновугільного пеку в ароматичних з'єднаннях. Застосовують для покриття чавунних і сталевих конструкцій і виробів для запобігання корозії.

*Оліфа натуральна льняна і конопельна* виробляється з льняної чи конопельної олії з введенням прискорювачів висихання (сикативів). Служить для виготовлення і розведення густотертих фарб, а також як самостійний матеріал для малярських робіт і розчинення.

*Фарби масляні кольорові густотерті* являють собою суміш пігментів і наповнювачів, затертих на натуральній оліфі. Їх застосовують для покриття поверхні виробів, запобігання корозії конструкцій і створення помітного фарбування. Такі фарби атмосферостійкі.

Таблиця 1.5 - Спеціальні змащення для газової арматури.

Змащення	Температура краплепадіння, °С	Допустима температура оточуючого середовища, °С	Призначення
Для газових кранів	60	-30...+60	Для змащування ущільнювальних поверхонь чавунних натяжних і сальникових кранів
Синтетичне 1-13С	120	-30...+100	Для змащення ущільнювальних поверхонь чавунних і сталевих засувок, а також півосей регулюючих засувок
«Карбюр»	70	-30...+50	Для змащення ущільнювальних поверхонь кольорової арматури – лабораторних і натяжних кранів
ГАЗ-41	180	-40...+160	Для ущільнювальних поверхонь кранів з кольорових металів

Для розведення лакофарбових матеріалів використовують оліфу і скипидар; для розведення ґрунтовки і малярських фарб - сольвент кам'яновугільний, бензин-розчинник, ксилол.

## 2.5. Ізоляційні матеріали

*Мастильні покриття.* Як захисні покриття застосовують бітумно-полімерні, бітумно-мінеральні, полімерні, етиленові, а також покриття на основі бітумно-гумових мастик за ДСТ 15836-79, виготовлені на спеціалізованих заводах.

*Полімерні липкі стрічки* використовують для ізоляції підземних газопроводів усіх тисків при будівництві міжселищних газопроводів і підвідних газопроводів.

*Нанесення полімерних покриттів.* Покриття з полімерних липких стрічок або «бутил-кору С» можна наносити після осушення та очищення від заусениць і виступів поверхні ізолюваних труб. Для нанесення покриття з полімерних

липких стрічок можуть бути використані: лінії ГТБ-1 і ГТБ-2 після спеціальної переробки шпупль для здійснення необхідного натягу липкої стрічки; ізоляційні машини, що випускаються для подальшого нанесення на труби полімерних липких стрічок і захисних обгорткок механізованим способом і обладнані чотирма шпуплями: для ізоляції труб діаметром 57...144мм - ПІВ-1 і ПІВ-2; діаметром 189...529мм - ІМ-23, ІМ-2А, ІМ-521; діаметром 631...1200 мм - ІМ-17, ІМЛ-7М, ІМ-121; діаметром 1020...1420 мм - МІЛ-1442.

*Ізоляційні роботи на місцях будівництва підземних споруд.* Зони зварювальних з'єднань труб, у місцях пошкоджень захисних покриттів підземних споруд, а також фасонні частини ізолюють такими ж мастильними матеріалами з армуючими шарами або липкими стрічками, що і трубопроводи.

Для забезпечення надійного прилипання нанесеного захисного покриття в зоні зварювальних з'єднань з наявним на трубі мастильним покриттям необхідно край захисного покриття, що примикає до звареного шва, зрізати на кінці на 15...20 см. Міцно приклеєну обгортку з невологостійких матеріалів зскрібають ножом або видаляють, змочуючи розчинником.

При ізоляції стиків полімерними липкими стрічками на зварювальний шов для додаткового захисту по ґрунтовці наносять один шар липкої стрічки шириною 100 мм; потім стик і зачищене конусом покриття обертають (з натягом і обтисненням) двома-трьома шарами липкої стрічки. При цьому стрічка не повинна на 2..3 мм доходити до обгорткок з підвищеною вологонасиченістю. На полімерну липку стрічку накладають захисну обгортку. При нанесенні захисного покриття з полімерних стрічок на ділянках стиків і пошкоджень необхідно стежити за тим, щоб переходи до існуючого покриття були плавними із напуском не менше 10 см.

*Захист надземних газопроводів.* Надземні газопроводи захищають лакофарбовими покриттями з двома-трьома шарами ґрунтовки і двома шарами емалі або лаку. Як ґрунтовку застосовують ФЛ-03К, ФО-013, ХС-010, ВЛ-08, ЕП-00-10. Рекомендується для фарбування використовувати емалі типу ХВ-125, ХВ-124, ХСЛ, лак ПФ-170. Застосовують також розчинник Р-4 і сольвент кам'яновугільний.

Усі лакофарбові покриття повинні витримувати зміну температури зовнішнього повітря і вплив атмосферних опадів.

Прокладки і підкладки для ізоляції надземних газопроводів від металевих і залізобетонних конструкцій виготовляють з поліетилену ДСТ 16338-85\* Е або інших матеріалів, рівноцінних поліетилену за діелектричними властивостями.

### Сучасні ізоляційні матеріали

Останнім часом для захисту підземних сталевих газопроводів від корозії застосовують захисні покриття дуже посиленого типу. Конструкція (структура) їх залежить від основи ізоляційних матеріалів.

Структура захисного покриття дуже посиленого типу на основі мастик наведена в табл. 1.6, а графічне зображення - на рис. 1.9.

Таблиця 1.6 – Структура захисного покриття посиленого типу.

1. На основі полімерних липких стрічок	Товщина шарів, не менше, мм
Грунтовка	0,1
Полімерна липка стрічка	1,1
Зовнішня обгортка	залежно від матеріалу
2. На основі бутилкаучуку	Товщина шарів, не менше, мм
Грунтовка	0,05-0,07
Рулонний матеріал	1,6

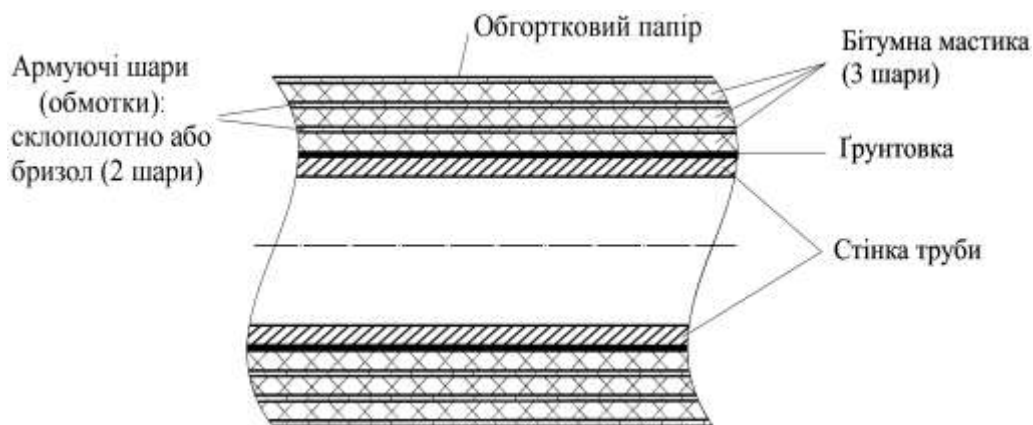


Рис. 1.9 – Структура захисного покриття дуже посиленого типу на основі бітумних мастик

Сучасні ізоляційні матеріали із структурою покриття посиленого типу забезпечують надійний захист газопроводів від усіх видів корозії.

Широке застосування з цією метою отримали такі матеріали: грунтовка (праймер), бітумно-гумові мастики МРБ, кам'яновугільна мастика "Катизол", грунтовка "Катилак", бітумно-мінеральна мастика "Сомастик".

*Грунтовка (праймер)* – застосовується для створення адгезії між захисним покриттям і сталеву поверхнею трубопроводу. Її вибирають залежно від основи захисного покриття і призначення трубопроводу.

Типи ґрунтовок: ГТ-760ІН, ГТ-831ІН, ГРБІ-1, ГРБІ-2 ТУ88 Україна 264-56-92. Це універсальні ґрунтовки як для бітумних, так і для стрічкових покриттів. Склад: синтетичний каучук, нафтовий бітум, інгібітор, термореактивна смола, розчинник.

До складу ґрунтовок ГРБІ додатково входить бутилкаучук.

*Бітумно-гумові мастики МРБ ДСТ 15836-79.* Складається з бітуму (~88-93%), наповнювача – гумова крихта (~5-10%), олії зеленої (~5-7%).

Для приготування мастик використовують бітуми таких марок: бітум нафтовий ізоляційний БНІ-ІІІ, БНІ-ІV, БНІ-V ДСТ 9812; бітум нафтовий будівельний БН50/50, БН70/30, БН90/10 ДСТ 6617.

У зимовий період року застосовують бітуми марок БНІ-ІІІ, БНІ-ІV, БН50/50, БН70/30, а в літню пору - БНІ-V, БН90/10.

*Ґрунтовка «Катилак»* застосовується як ґрунтовочний матеріал, а *кам'яновугільна мастика «Катизол» ТУ204-1088-80* забезпечує адгезію між покриттями і трубами. Структура їх нанесення аналогічна наведеній на рис. 9.

*Бітумно-мінеральна мастика «Сомастик»* являє собою щільну суміш, що наноситься методом екструзії у вигляді рівномірного безшовного покриття товщиною 2,5-3,0 мм. Склад її : бітум БНІ-ІV ДСТ9812 чи БН70/30 ДСТ6617 – 10%; пісок будь-якої групи ДСТ8736 – 78%; пилоподібний наповнювач (вугільна зола) – 10%; азбестовий порошок №7 ДСТ12871.

Таблиця 1.7 – Стрічки імпортного виробництва для антикорозійного покриття підземних газопроводів.

Найменування стрічки	Захисна обгорткова стрічка	Ґрунтовка	Виробництво
„Полікен” 980-2Б	„Полікен” 955-25	„Полікен” 919	США
„Полікен” 989-20	„Полікен” 956-30	„Полікен” 929	США
„Плайкофлекс” 450-60	„Плайкофлекс” 650-25	„Плайкофлекс” 125	США
„ТЕК-РАП” 240-25	„ТЕК-РАП” 260-25	„ТЕК-РАП” 200	США
„Нітто” 53-635	„Нітто” 56-РА-4	„Нітто” В-300	Японія
Фурукава „РАПКО Тэйп” НМ-2	Фурукава „РАПКО Тэйп” Р-2345	„РАПКО КОАТ” 16	Японія
Фурукава „РАПКО Тейп” МТ-1025	Фурукава „РАПКО Тейп” Р-2345	„РАПКО КОАТ” 16	Японія
„Альтене” 100-25	„Альтене” 205-25	„Альтене” Р 19	Італія

**Поліетиленові покриття** – наносять на труби методом екструзії у вигляді рівномірного безшовного покриття товщиною 2,5-3,0 мм. Це екструдований поліетилен ТУ В 13457882.001-2001 на основі севілена.

Напилений поліетилен – застосовують як основний шар ізоляції на основі термо-світло-стабільних композицій порошкового поліетилену низького чи високого тиску відповідно до Держстандарту 16337-77, 16338-85.

**Полімерні стрічки** – наносять на газопроводи холодним способом у такій послідовності: ґрунтовка поверхні труби - стрічка (2 шари) - захисна обгорткова стрічка (1 шар).

Основні компоненти антикорозійного поліуретанового покриття наведені в табл. 1.8, а властивості при нанесенні – в табл. 1.9.

Таблиця 1.8 – Основні компоненти антикорозійного поліуретанового покриття.

	Компонент А	Компонент В
Колір	Чорний	Жовтий (прозорий або ледве мутний)
Стан	Пастоподібне	Рідке
Щільність (230 С)	~1,4 г/см <sup>3</sup>	~1,2 г/см <sup>3</sup>

Таблиця 1.9 – Властивості при нанесенні.

Пропорція суміші (А:В)	За масою	100:37	
	За об'ємом	70:30	
Час нанесення		20 <sup>0</sup> С	60 <sup>0</sup> С
		~120 с	~30 с
Час затвердіння			
	Сухе при доторканні	~20 хв	~2 хв*
	Можна штабелювати	~8 год	~10 хв*
Температура нанесення	Поверхня, що покривається	>10 <sup>0</sup> С; не менше 3 <sup>0</sup> С вище точки роси	
	Матеріал	40-80 <sup>0</sup> С	
	Компонент А (рекомендована)	60-70 <sup>0</sup> С	
	Компонент В (рекомендована)	40-60 <sup>0</sup> С	
Поверхня сталі	Ступінь чистоти (ISO 8501-1)	не менше Sa 2½	
	Шорсткість	50-70µм	
Відносна вологість		<70%	
Товщина шару на вертикальній поверхні		До 2 мм за одну робочу операцію	
Витрата		~1,5 кг/мм · м <sup>2</sup> без урахування втрат	

\*Примітка: Торкатися або штабелювати можна тільки після охолодження нижче +30<sup>0</sup> С.

Поверхня, що покривається вищеназваним матеріалом, повинна бути чистою, сухою, без пилу і жиру, бо всі забруднення негативно впливають на адгезію. Шорсткість поверхні перед покриттям має складати від 50 до 70 мк.

### ***Термоусадочні стрічки на основі поліетилену***

Двошарова термоусадочна стрічка з терможорстким адгезивом «Термізол» ТУ.

В88.264.022-95 являє собою рулонний полімерний матеріал, що складається з двох неподільних шарів, які зовні відрізняються за кольором. Зовнішній (захисний) шар виконаний з поліетиленової композиції, внутрішній (клеювий) – з легкоплавкої композиції на основі сополімеру етилену з вінілацетатом. Стрічку «Термізол» наносять на попередньо очищену і нагріту до 80-110<sup>0</sup> сталеву трубу. При нагріванні стрічки на трубі клеювий шар плавиться, заповнюючи нерівності на поверхні металу, а поліетиленова плівка термоусаджується і щільно притискає адгезив, завдяки чому виходить суцільне покриття. Основними перевагами «Термізолу» є: висока адгезія до поверхні металу; підвищена ударо- і теплостійкість; механічна міцність; при транспортуванні труб не потрібні спеціальні способи захисту від механічних пошкоджень.

Ізоляцію зварювальних стиків можна проводити як самою стрічкою «Термізол», так і термоусадочними манжетами МТД-97 технічні умови (ТУ) В 20621572.010-98.

Аналогічними властивостями володіють термоусадочні стрічки ДТЛ-91 „ТЕМП”.

Для ізоляції зварювальних стиків крім манжет МТД-97 також використовують термоусадочні манжети „ТЕМП УКВ”, „RAYCHEM” (Німеччина), „NEO COVER” (NITTO Японія).

### **Контрольні запитання**

1. Охарактеризуйте сучасну систему газопостачання, її призначення?
2. За якими ознаками класифікують газопроводи?
3. Охарактеризуйте системи розподілу газу.
4. Які сталеві труби застосовують для будівництва газопроводів?
5. Назвіть особливості з'єднувальних частин сталевих труб.
6. Назвіть основну арматуру газопроводів. Її призначення.
7. Назвіть прокладочні, ущільнювальні та ізоляційні матеріали, що застосовуються для газопроводів.
8. Опишіть структуру та призначення захисного покриття посиленого типу.

## ТЕМА 3. ПОЛІЕТИЛЕНОВІ ТРУБИ ТА З'ЄДНУВАЛЬНІ ЧАСТИНИ ДО НИХ

### 3.1. Загальні відомості про полімери

Аварії на газопроводах найчастіше виникають через руйнування сталевих труб. Основною причиною руйнування є корозія металу. З метою збільшення терміну експлуатації газопроводів виникає необхідність застосування полімерних труб.

Полімерами називають речовини, молекули яких складаються з великої кількості елементарних ланок (мономерів) однакової структури. Властивості цих речовин визначаються хімічним складом молекул і їх взаємним розташуванням та будовою.

Натуральний каучук, целюлоза, слюда, азбест, природний графіт є природними полімерами. Однак основну групу становлять синтетичні полімери, які отримують у процесі хімічного синтезу з низькомолекулярних сполук. Синтезом можна отримувати полімери з різноманітними властивостями і навіть створювати матеріали із заздалегідь заданими характеристиками (властивостями).

За відношенням до нагріву полімери поділяються на термопластичні й терморективні: *термопластичні* полімери при нагріванні розм'якшуються (навіть плавляться), а при охолодженні тверднуть. Цей процес є зворотнім. Структура макромолекул таких полімерів лінійна або розгалужена. Типовими представниками термопластів є поліетилен, полістирол, поліаміди та ін.; *терморективні* полімери на першій стадії утворення мають лінійну структуру і при нагріванні розм'якшуються, потім внаслідок хімічних реакцій тверднуть (утворюють просторову структуру) і надалі залишаються твердими. Твердий стан полімеру називається *термостабільним*. Прикладом терморективних полімерів можуть слугувати фенолформальдегідна, гліфталева та інші смоли.

### 3.2. Основні властивості полімерів, що застосовуються для виготовлення труб і деталей

Найчастіше для виготовлення труб застосовують дві групи полімерів:

1. *Термопластичні полімери*, до яких відносяться: одержані при високому, середньому й низькому тисках, їх сополімери з іншими поліолефінами, а також



радіаційно й хімічно зшитий поліетилен; поліпропілени (гополімер, блоксополімер, рандом сополімер); полібутен; полівінілхлорид, хлорований полівінілхлорид; фторопласт.

Основу термопластмас складають полімери лінійної або розгалуженої структури, такі як поліетилен. Термопластичні пластмаси застосовують як прозоре органічне скло, високо- і низькочастотні діелектрики, хімічно стійкі матеріали.

Деталі, виготовлені з таких матеріалів, експлуатуються в обмеженому інтервалі температур. При нагріванні до температури вище  $60^{\circ}\dots 70^{\circ}\text{C}$  починається різке зниження фізико-механічних властивостей пластмаси, хоча більш теплостійкі пластмаси можуть використовуватися при  $150^{\circ}\dots 250^{\circ}\text{C}$ , а полімери з жорсткими ланцюгами і циклічною структурою стійкі до  $400\dots 600^{\circ}\text{C}$ .

2. *Терморективні полімери (реактопласти)*. Звичайно реактопласти у чистому вигляді не застосовуються, а використовуються як компоненти композитних матеріалів у сполученні зі скляними, вуглецевими, полімерними та іншими волокнами. Найбільш широко використовують полімерні матеріали, що тверднуть – епоксидна та поліефірна смола.

У цих пластмасах як зв'язуючі речовини застосовують терморективні смоли, до яких іноді вводять пластифікатори, прискорювачі або уповільнювачі й розчинники. Основними вимогами до зв'язуючих речовин є висока здатність до склеювання (*адгезія*), висока теплостійкість, хімічна стійкість і електроізоляційні властивості, простота технологічної переробки, незначна усадка і відсутність токсичності.

### **3.3. Технологія виготовлення поліетиленових труб**

Поліетилен широко застосовують в народному господарстві. З нього виготовляють деталі, поліетиленові плівки, труби та ін. Для газової галузі важливим є виробництво поліетиленових труб для газопроводів та їх з'єднувальних частин. Труби для газопроводів в Україні виготовляють підприємства Львова, Сімферополя, Києва, Одеси, Вінниці Харкова та інших міст.

Основним способом виробництва поліетиленових труб є безперервна шнекова екструзія. На рис. 1.10 показана схема екструдерної установки.

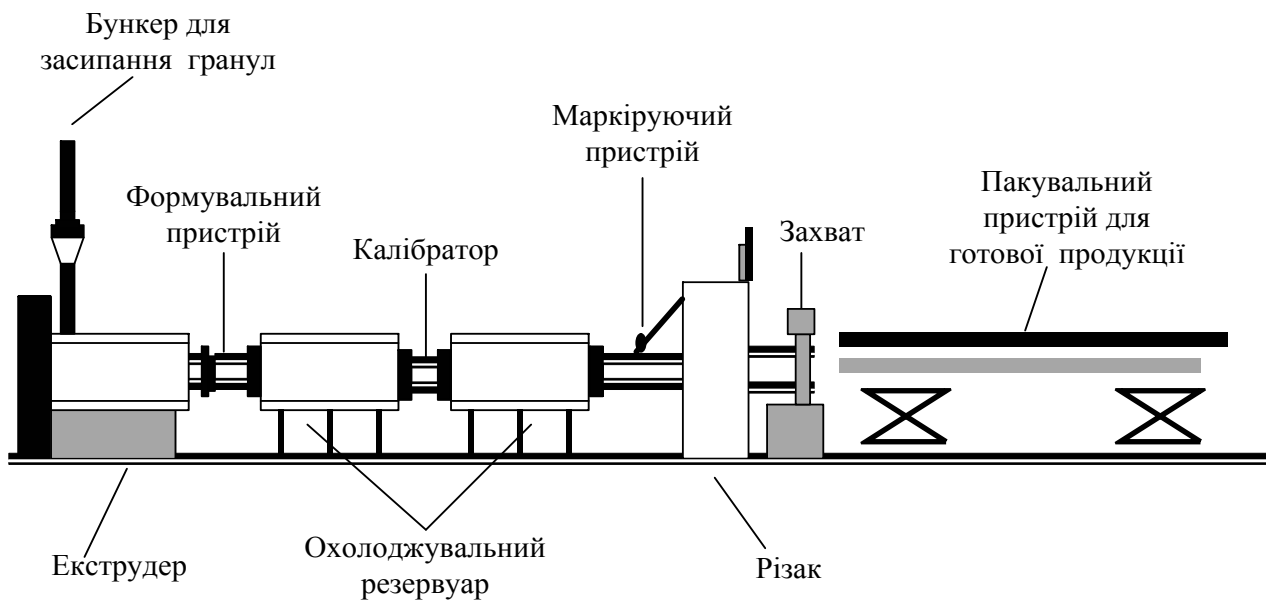


Рис. 1.10 – Схема екструдерної установки

Екструдерні установки бувають різними. Їх конструкція залежить від виду термопластичного етилену, який переробляється, діаметра виготовлених труб, кількості шнеків, калібруючих установок, швидкості охолодження.

Останнім часом якість екструдерів значно поліпшилася, оскільки автоматизація процесу виготовлення труб вимагає їх постійного вдосконалення.

Впровадження автоматизації дозволяє контролювати якість сировини, її температуру та швидкість подачі шнеків.

Комп'ютер забезпечує повну автоматизацію роботи автономного агрегату. Оператор з пульту керування контролює роботу декількох одночасно працюючих екструдерів. Продуктивність сучасного агрегату значно вища порівняно з продуктивністю екструдерів старого випуску. Крім відрегульованого технологічного процесу на якість труб впливає склад гранул (шихти), що завантажується в бункер. На жаль, не всі виробники гранул дотримуються діючих вимог якості. Саме ці проблеми спонукали підприємства-виробників труб перейти на інші технології, наприклад на виробництво зшитого поліетилену.

Поліетиленові труби виготовляють прямими відрізками в бухтах і на котушках.

Труби діаметром від 63 до 180 мм і довжиною понад 24 м постачаються в бухтах і на котушках. Довжина труб у відрізках коливається від 6 до 12 м. Допускається виготовлення труб довжиною 5,5 і 11,5 м з відхиленням від номінальної довжини труби 50 мм.

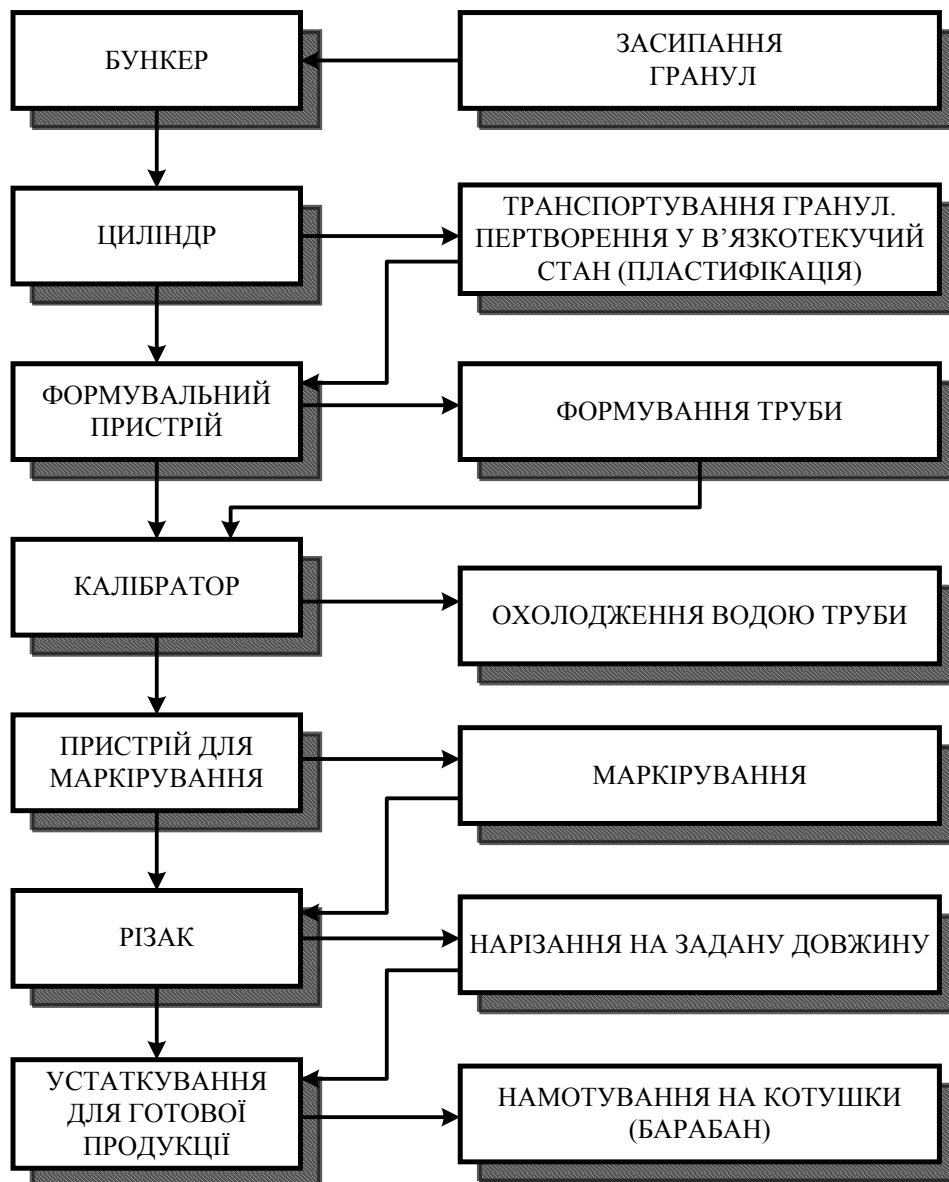


Рис. 1.11 - Схема технологічного процесу виготовлення поліетиленових труб на екструдері

Кількість труб одного мінімального зовнішнього діаметра і з однією мінімальною товщиною стінки, виготовлених з однієї марки матеріалу (сировини), на одній технологічній лінії, які супроводжуються одним документом про якість, називають *партією труб*.

Колір труб - лимонно-жовтий, оранжевий або чорний з жовтими поздовжніми смугами в кількості не менше трьох, рівномірно розподілених по околу труби. За погодженням зі споживачем труби можуть бути виготовлені без смуг. Колір труб отримують додаванням до поліетилену від 2 до 2,6% світлостабілізуючої сажі.

Всі нові поліетиленові труби виготовляють відповідно до нормативних документів – ДСТУ БВ.2.7.-73-98.

Сортамент, розміри партій, граничні відхилення параметрів, розрахункова маса, розміри катушок наведені в табл. 1.10, 1.11.

Поліетиленові труби жовтого або чорного кольору виготовляють з ПЕ 80, а труби ПЕ 100 – оранжевого або чорного кольору з оранжевою смугою з аналогічними SDR.

Таблиця 1.10 - Сортамент поліетиленових труб.

SDR	Діаметри труб, мм
11	20; 25; 32; 40; 50; 63; 75; 90; 110; 125; 160; 180; 200; 225
17,6	75; 90; 110; 125; 160; 180; 200; 225

Таблиця 1.11 – Максимальний робочий тиск у газопроводі.

Коефіцієнт запасу міцності, С	Максимальний робочий тиск у газопроводі, (МПа) при використанні труб з			
	ПЭ 80 (MRS 8,0)		ПЭ 100 (MRS 10,0)	
	SDR 17,6	SDR 11	SDR 17,6	SDR 11
2,0*	0,48	0,8	0,6	1,0
2,5	0,39	0,64	0,48	0,8
2,8	0,34	0,57	0,43	0,7
3,15	3,1	5,1	3,8	6,3
3,95	2,5	4,1	3,0	5,0

\*Застосовують за кордоном

### 3.4. Переваги поліетиленових труб перед стальними

Світовий досвід застосування поліетиленових труб для газорозподільних мереж свідчить, що вони мають великі переваги перед стальними.

Поліетиленові труби мають такі переваги: швидкість і легкість укладки; вибір діаметра і товщини стінок; вибір системи з'єднання; необхідний рівень надійності; опір розтріскуванню; хімічна стійкість; імунітет до струмів самоіндукції; імунітет до агресивного середовища ґрунту; економія у процесі експлуатації; високий ступінь надійності протягом періоду експлуатації та ін.

У порівнянні зі стальними трубами фізичні й хімічні властивості поліетилену гарантують високу герметичність і стабільність під дією агресивних речовин, що знаходяться у ґрунті й газі, які транспортуються.

Таблиця 1.12 – Порівняльна характеристика труб, переваги і недоліки.

№ п/п	Стальні	Поліетиленові
1	2	3
1	Низька антикорозійна стійкість (не більше 10 років експлуатації).	Антикорозійна стійкість.
2	Нестійкість до блукаючих струмів. Вимагає катодного захисту.	Стійкість до блукаючих струмів. Не потребує катодного захисту, відповідно зменшуються витрати на обслуговування
3	Здатність до відкладень, що підвищує внутрішню шорсткість і збільшує гідравлічний опір.	Відсутність відкладень на стінках протягом всього строку експлуатації. З часом властивості поліетиленових труб тільки покращуються.
4	Висока теплопровідність і, як наслідок, необхідність застосування термоізоляції.	Відносно малий коефіцієнт теплопровідності. Ізоляція не потрібна.
5	Стальні труби добре передають механічні і акустичні коливання.	Акустичні коливання гасяться.
6	Високий ступінь жорсткості матеріалів.	<i>Ступінь жорсткості низький</i> , але велика стійкість до розтягання (особливо у поліетилену – 200-800%).
7	Стійкість до механічних пошкоджень.	<i>Низька стійкість до механічних пошкоджень.</i>
8	Стійкість до ультрафіолетового випромінювання.	<i>Нестійкість до ультра-фіолетового випромінювання, втрата механічних якостей.</i>
9	Складність і висока вартість монтажу.	Легкість, швидкість і низькі витрати монтажу.
10	Невеликий термін експлуатації без ремонту і реконструкції (15-25 років)	Термін експлуатації - не менше 50 років (наприклад, у поліетиленових труб розрахунковий термін довговічності – 200 років)
11	Велика вага металевих трубо-проводів	Легше ніж стальні в 2-4 рази, тому не вимагають при монтажі вантажо-підйомних механізмів
12	Складність транспортування в порівнянні з поліетиленовими	Один автомобіль може перевезти в 3-4 рази більше поліетиленових труб, ніж сталих
13	Виготовляються тільки відрізками обмежених розмірів	Виготовляються як відрізками довжиною до 12 м, так і в бухтах довжиною до 300м
14	Низька швидкість монтажу	Швидкість монтажу, наприклад газопроводів з ПЕ перевищує швидкість будівництва металевих систем в 2-3 рази
15	Вимагають витрат на перевірку якості ізоляції газопроводу та її ремонт	Не потребують витрат на перевірку і ремонт ізоляції
16	Піддаються корозії, тому вимагають витрат на її усунення	Не пошкоджуються корозією, відповідно витрат немає

Економічність застосування поліетиленових труб збільшується зі зменшенням діаметра і товщини стінок, а також з використанням довговимірних труб (у бухтах і на котушках).

З табл. 1.12 видно, що поліетиленові труби мають значно більше переваг.

### 3.5. Технічні дані й сортамент поліетиленових труб

У газовому господарстві поліетиленові труби застосовують для будівництва, реновації та санації підземних газопроводів. Здебільшого це труби, виготовлені з поліетилену низького тиску (ПНТ).

Зовні труби з поліетилену низького тиску і з поліетилену високого тиску (ПВТ) нічим не відрізняються. Їх важко відрізнити без наявності паспорта або маркірування. Труби з ПНТ при прикладанні рівних навантажень сплющуються менше, ніж труби з ПВТ (за умов однакової величини, зовнішнього діаметру і товщини стінки). Крім цього, труби з ПНТ твердіші за труби з ПВТ, тому на поверхні труби з ПНТ при проведенні по ній нігтем залишається ледве помітна подряпина, тоді як на поверхні труби з ПВТ вона буде помітною значно більше. При ударі об тверду поверхню труби з ПВТ видають глухий звук, а з ПНТ – дзвінкий чи ледь дзвінкий.

*Позначення (маркірування) труб.* Маркірування труби включає в себе умовне позначення труби і товарний знак підприємства (рис. 1.12).



Рис. 1.12 – Маркірування труб

При позначенні труб з поліетилену (ПЕ) обов'язково вказується його щільність: НЩ - низька, СЩ - середня і ВЩ - висока. Але дані щільності не характеризують основний показник, прийнятий в міжнародній системі стандартизації (ISO і CEN), що ідентифікує труби і з'єднувальні деталі (фітінги), обумовлені міцністю матеріалу: "Minimum Required Strength" -

скорочено MRS (мінімальна тривала міцність). Відповідно до цього вказується тиск, який матеріал труби може витримати без пошкоджень протягом 50 років.

*Стандартне розмірне відношення SDR* - це відношення номінального зовнішнього діаметра труби до номінальної товщини стінки.

*SDR* визначається за формулою залежно від матеріалу труби, робочого тиску і коефіцієнта запасу міцності:

$$SDR = 2MRS/MOP \cdot C + 1, \quad (1.19)$$

де *S* - серія труби, визначена за формулою

$$S = \frac{\sigma}{MOP}, \quad (1.20)$$

де  $\sigma$  - напруга, що допускається, у стінці труби, дорівнює  $MRS/C$ , МПа;

*MRS* - мінімальна тривала міцність, МПа;

*MOP* - максимальний робочий тиск, МПа;

*C* - коефіцієнт запасу міцності (від 2,5 до 2,8) залежно від місцезнаходження газопроводу і максимального робочого тиску.

У табл. 1.12 наведена залежність коефіцієнта запасу міцності *C* від робочого тиску і марки поліетилену.

### **3.6. З'єднувальні деталі (фітінги) поліетиленових труб**

Їх застосовують при переході поліетиленових труб з одного діаметра на інший; з'єднанні труб зварюванням урозтруб, устик, із закладним нагрівачем; для зміни напрямку газопроводу; для врізання в діючий газопровід; для різьбового з'єднання поліетиленових труб із стальними.

З'єднувальні деталі з поліетилену для газопроводів виготовляють методом лиття під тиском і пресуванням, в основному на підприємствах, що спеціалізуються на виготовленні поліетиленових труб. Класифікують фітінги за призначенням: деталі для з'єднання труб зварюванням устик; деталі для з'єднання труб урозтруб; деталі з подовженими хвостовиками для з'єднання труб зварюванням устик або за допомогою муфт із заставними нагрівачами (ЗН); деталі із закладними нагрівачами (ЗН).

*Сортамент фітінгів:*

**1.** Деталі з'єднувальні з подовженим хвостовиком, виготовлені методом лиття під тиском: трійник рівнопрохідний (рис.1.13) діаметром 63, 110, 160 і 225 мм з SDR 11 і SDR 17,6;



Рис.1.13 –Трійник рівнопрохідний



Рис. 1.14– Відвід 90°

відводи 90° (рис.1.14) діаметром 63, 110, 160 і 225 мм з SDR 11 і SDR 17,6; переходи (рис. 1.15) діаметром до 630 мм;



Рис. 1.15 – Перехід



Рис. 1.16 – Трійник сідловий

втулки під фланець діаметром до 630 мм; втулки під фланець труб великих діаметрів від 315 до 1200 мм; переходи для великих діаметрів 315x225, 400x315, 500x400 мм

2. Деталі з'єднувальні зварювальні діаметром 315-500 мм: відводи; трійники(рис. 1.13); нерівнопрохідні трійники.

3. З'єднувальні деталі, одержані литтям: відводи 90° SDR 11 Ø 63, 110, 160 мм; трійник нерівнопрохідний SDR 11 63x32, 110x63 мм; трійник SDR 11 160x110 мм.

Виробники завдяки властивостям поліетилену змогли одержати новий вид фітінгів з вмонтованими електричними елементами опору (закладними нагрівачами - ЗН).

*Принцип з'єднання фітінгів із закладними нагрівачами.* При пропусканні струму елемент опору муфти (рис. 1.17) нагрівається, викликаючи розплавлення контактних поверхонь і забезпечує надійне зварення труб не



тільки за рахунок з'єднання, а і за рахунок обтиснення муфтою тіла труби (механічне з'єднання).

Для з'єднання газопроводів застосовують сідлові відводи із ЗН. Вони дозволяють здійснити з'єднання одного газопроводу в іншому, а також газопроводів, які знаходяться під тиском. Останнім часом ці відводи застосовуються дуже рідко через складність їхнього виготовлення. Найчастіше використовують деталі імпортного виробництва, які випускаються на весь сортамент поліетиленових труб з ПЕ 80 і ПЕ 100 з різним значенням SDR.



Рис. 1.17 – Муфта із закладними нагрівачами



Рис. 1.18 – Відвід 45°

Відводи 30° випускають діаметром до 160 мм, а відводи 45° (рис. 1.18) і 90° - 225 мм.

*Арматура.* Для врізання в газопровід під тиском 1,0 МПа служить арматура з видовженим вихідним патрубком (рис.1.19). Таку арматуру застосовують для врізання в труби діаметром від 250 мм і вище. Для врізання під тиском використовують вентилі діаметром до 225 мм.



Рис.1.19 – Арматура з видовженим вихідним патрубком



Рис.1.20 – Кран

*Поліетиленові крани* (рис.1.20). Як запірний кран застосовують поліетиленові кулькові крани, які випускають діаметром до 200 мм. Арматуру з

кульковим краном  $\frac{1}{4}$  обороту для бокового врізання під тиском випускають діаметром до 225 мм.

*Патрубки-накладки.* Являють собою компактний виріб, що складається з двох частин - із сідла (рис.1.19) і вихідного патрубка. Їх застосовують для монтажу відводу діаметром до 160 мм і монтажу труб діаметром до 225 мм. Патрубки-накладки типу TOP-Loading випускають з посадочним діаметром до 630 мм. Для ремонту невеликих пошкоджень труб без витoku газу випускають посилюючі накладки діаметром до 630 мм.

### **3.7. Зберігання і транспортування поліетиленових труб**

*Зберігання.* Зберігають поліетиленові труби й з'єднувальні деталі у складських приміщеннях або під покриттям в умовах, що виключають їх деформацію, попадання прямого сонячного проміння, мастил, при цьому температура навколишнього середовища не повинна перевищувати  $+ 40^{\circ}\text{C}$ .

Допускається під час монтажу зберігати труби і з'єднувальні деталі під покриттям (наприклад, вкривши брезентом) для захисту від сонячного проміння. При цьому деталі мають бути упаковані в тару. Термін зберігання не повинен перевищувати 15 діб.

Поліетиленові труби треба зберігати в горизонтальному положенні розсортованими за партіями і типорозмірами на стелажах із суцільним і рівним настилом. Допускається зберігання у штабелях на спланованій ділянці з "постіллю" з м'якого ґрунту. Висота штабеля не повинна перевищувати 3,0 м при температурі навколишнього середовища до  $25^{\circ}\text{C}$  і 1,5м при температурі вище  $25^{\circ}\text{C}$ . Вкладати труби в штабель необхідно так, щоб в нижньому ряду вони розташовувались щільно одна до одної, а в подальших рядах – у гніздах, утворених трубами, які лежать нижче. Для запобігання розкатуванню труб штабелі закріплюють опорними стояками (підпірками).

Труби зберігають окремими партіями відповідного сортаменту й виду матеріалу. Не допускається при зберіганні змішувати труби з поліетилену різних марок і SDR. Для запобігання штабелів труб від розкатування крайні труби необхідно підклинювати. З цією метою можна використовувати упорногородження, збирально-розбиральні стелажі.

Труби на катушках потрібно зберігати у вертикальному положенні. Труби в бухтах можуть зберігатися у вертикальному й горизонтальному положенні.

Труби в бухтах треба встановлювати на дерев'яних стелажах. При зберіганні труб у бухтах в горизонтальному положенні висота штабеля має бути не більше 2 м для SDR 17,6 і 3 м для SDR 11.

Слід відзначити, що недотримання правил зберігання і транспортування призводить до погіршення якості матеріалу труб і деталей, зміни їх геометричних розмірів. Гарантійний строк зберігання поліетиленових труб складає два роки від дня виготовлення. Труби з вторинної речовини (поліетилену) зберігають один рік.

**Транспортування.** Від заводу-виробника до станції призначення труби транспортують будь-яким видом транспорту згідно з правилами перевезення вантажів для даного виду транспорту.

Транспортування труб від залізничних станцій до місця зберігання здійснюється автомобільним транспортом відповідно до “Правил дорожнього руху”.

Транспортування труб довжиною більше 8 м здійснюється на автомобілях, обладнаних причепами-розпусками.

Для запобігання пошкодженню труб при транспортуванні всередині кузова автомобіля і на поверхні причепа не повинно бути металевих виступів і нерівностей. Причипний пристрій повинен бути покритий гумою або іншим м'яким матеріалом. Довжина кінців труб, що звисають з транспортного засобу, не повинна перевищувати 1 м для труб діаметром 63 і 110 мм, 1,5 м – для труб діаметром 160 і 225 мм.

Навантаження і розвантаження поліетиленових труб діаметром до 225 мм треба виконувати вручну, діаметром 225 мм – автомобільними кранами. При вантажно-розвантажувальних роботах за допомогою автокрана необхідно використовувати брезентові полотнища, паси або інші м'які пристрої, що не залишають дефектів на трубах.

Всі роботи, пов'язані з транспортуванням, навантаженням і розвантаженням труб, слід виконувати при температурі навколишнього середовища не нижче  $-20^{\circ}\text{C}$ . Поліетиленові труби, з'єднувальні деталі й трубні заготовки, які постачають на об'єкти в зимовий час при температурі навколишнього середовища нижче  $-5^{\circ}\text{C}$ , перед зварюванням витримують у приміщенні при плюсовій температурі не менше 2 годин.

Скидання труб, плітей і окремих трубних заготовок з транспортних засобів не дозволяється.

Труби необмеженої довжини (пліті) намотують на котушки і транспортують на цих котушках.

Труби діаметром 160 мм і менше загортають в бухти на касети. Довжину пліті приймають, виходячи з конкретних умов будівництва, але у всіх випадках довжина трубної секції не повинна перевищувати розміри, зазначені в табл. 1.11.

При замотуванні труби в бухти враховують поздовжнє навантаження, згинаюче напруження і сплющуюче зусилля.

Розрахунки свідчать, що майже весь сортамент поліетиленових труб, особливо малого діаметра (до 160 мм) можна змотувати на касети.

### **Контрольні запитання**

1. Надати характеристику поліетилену?
2. Яка відмінність фізико-механічних властивостей термопластичних і термореактивних пластмас?
3. Назвіть особливості виготовлення поліетиленових труб.
4. Назвіть основні переваги поліетиленових труб перед стальними.
5. Назвіть з'єднувальні деталі для поліетиленових газопроводів.
6. Назвіть основні правила зберігання та транспортування поліетиленових труб.

## ТЕМА 4. ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТ СТАЛЕВИХ ГАЗОПРОВОДІВ

### 4.1. Обстеження трас сталевих газопроводів

Відповідно до правил безпеки в газовому господарстві технічне обслуговування і ремонт газопроводів, а також газового устаткування житлових будинків, шкіл, лікарень, суспільних і адміністративних будинків, підприємств побутового обслуговування населення в містах, селищах і сільських населених пунктах проводиться підприємствами газового господарства.

*Завдання газової служби.* Структура і чисельність її працівників, залежно від обсягу й складності газового господарства, установлюється Положенням про газову службу, затверджене керівником підприємства.

До робіт з технічного обслуговування і ремонту об'єктів газового господарства можуть залучатися експлуатаційні організації газового господарства або інші спеціалізовані організації, а також підприємства-виготовлювачі агрегатів і установок.

Графіки робіт з технічного обслуговування і ремонту затверджуються головним інженером підприємства-власника або підприємства, що виконує зазначені роботи за договором.

Для осіб, зайнятих експлуатацією газового господарства, розробляються посадові і виробничі інструкції та інструкції з безпечних методів робіт. Для працюючих на пожежонебезпечних ділянках - інструкції із протипожежної безпеки.

До інструкцій з технічного обслуговування і ремонту устаткування ГРП, ГРУ, ГНС (газонаповнювальні станції), ГНП (газонаповнювальні пункти), АГНС (автоматичні газонаповнювальні станції), котелень, пічного господарства повинні складатися і додаватися технологічні схеми з позначенням місць установки запірних арматур, контрольно-вимірювальних приладів і автоматики (КВП і А).

На підприємствах повинне бути організоване зберігання паспортів на застосовуване газове устаткування, системи КВП і А, електроустаткування, а також інструкції для експлуатації заводів-виготовлювачів.

Технічне обслуговування і ремонт газопроводів проводиться з метою перевірки їхнього стану, виявлення несправностей з наступним усуненням. Від якості технічної експлуатації і ремонту залежить безперебійність подачі газу.

В перелік робіт з технічної експлуатації і ремонту газопроводів включені наступні види робіт: Обхід трас газопроводів; Перевірка колодязів; Перевірка конденсатозбірників і гідрозатворів та усунення несправностей; Спостереження за провадженням робіт по трасах газопроводів; Роботи, пов'язані з виявленням і усуненням витоків газу; Ремонт арматур, труб; Роботи, пов'язані з виявленням і усуненням закупорок; Усунення несправностей запірних арматур; Контроль тиску; Експлуатація газопроводів у зимовий час; Експлуатація резервуарних установок зрідженого газу; Інноваційна технологія відновлення зношених газопроводів

*Обхід трас* здійснюється спеціальними бригадами або окремими робітниками, допомагає вчасно виявити витoki газу і ушкодження арматур. Всі траси газопроводів розбиваються на маршрути. На кожний маршрут складається маршрутна карта, на якій ретельно показуються газопровід, а також всі колодязі, спорудження і підвали, що підлягають перевірці на загазованість. Маршрутні карти вручаються обхідникам, які зобов'язані ретельно вивчити їх і огляд споруджень робити в точній відповідності із установленим обсягом.

Обхід трас (маршрутів) здійснюється за графіком. При обході трас газопроводів здійснюються наступні заходи:

1. Зовнішній огляд трас газопроводів для виявлення зовнішніх ознак витоків. Такими ознаками в літню пору може бути пожовтіння рослинності, поява міхурів на поверхні води, а при значних витках з газопроводів високого тиску - шипіння вихідного газу і запах; узимку - поява темних плям на снігу, а також запах газу.
2. Перевірка на загазованість газопровідних колодязів і колодязів інших підземних споруджень, розташованих на відстані до 15 м по обох сторонах від осі газопроводу, а також перевірка контрольних трубок, колекторів, шахт і підвалин мостів.
3. Спостереження за станом поверхні ґрунту й дорожнього покриття для своєчасного вживання заходів у випадку зсувів і осідань ґрунту, викликаних поталими або дощовими водами, а також виявлення захаращень трас газопроводів будівельними матеріалами й устаткуванням.

У жодному разі не можна допускати будівлі яких би то не було будинків і споруджень над діючими газопроводами.

4. Перевірка стану і правильності установки коверів і арматури, що перебуває в коверах, а також кранів і засувок. У зимовий час ковери і кришки необхідно очищати від льоду та снігу.

Таблиця 1.13 - Періодичність обходу трас підземних газопроводів.

Газопроводи	Періодичність обходу трас		
	Газопроводи низького тиску	Газопроводи високого і середнього тиску	
		В забудованій частині міста (населеного пункта)	В не забудованій частині міста (населеного пункта)
1. новоспоруджені і введені в експлуатацію	Безпосередньо в день пуску газу і на наступний день		
2. експлуатовані в нормальних умовах і які знаходяться в задовільному технічному стані	2 рази в місяць	1 раз на тиждень	2 рази в місяць
3. прокладені в зоні дії джерел блукаючих струмів і не забезпечені мінімальним захисним електропотенціалом	1 раз на тиждень	2 рази на тиждень	1 раз на тиждень
4. підлягають ремонту після технічного обстеження	щодня	щодня	1 раз на тиждень
5. мають позитивні і знакозмінні потенціали	щодня	щодня	2 рази на тиждень
6. що мають дефекти захисних покриттів, на яких раніше були зафіксовані наскрізні корозійні ушкодження і розриви зварених стиків	щодня	щодня	1 раз на тиждень
7. що знаходяться в незадовільному технічному стані, що підлягають заміні	щодня	щодня	1 раз на тиждень
8. що знаходяться в радіусі 15 м від місця виробництва будівельних робіт	щодня до закінчення робіт у зазначеній зоні		
9. неукріплені берегові частини переходів через водні перешкоди і яри в період весняного паводка	щодня до усунення загрози ушкодження		

5. Спостереження за правильністю виконання земляних робіт по трасах діючих газопроводів, що виконуються будівельними організаціями. Обхідники зобов'язані зажадати в будівельників узгодження (дозвіл) підприємства газового господарства, у якому вказуються порядок провадження робіт і запобіжного заходу. Узгодження звичайно оформляється у вигляді повідомлення. Копія такого повідомлення передається обхідникам для контролю дотримання виставлених умов. Якщо провадження робіт з газовим господарством не погоджено або порушуються умови узгодження, обхідник або працівник, спеціально призначений для контролю за виробництвом земляних робіт поблизу газопроводів, зобов'язані домогтися припинення робіт надалі до належного оформлення.
6. Контроль за станом і забезпечення схоронності від замощення кришок газових колодязів і коверів при виробництві дорожніх робіт.

#### **4.2. Перевірка колодязів, підвалів, контрольних трубок на загазованість**

*Перевірка колодязів.* При ушкодженнях підземних газопроводів газ, потрапляючи в ґрунт, за рахунок того, що він легше повітря і за рахунок свого тиску прагне вийти в атмосферу. Газ може поширитися на десятки, і навіть сотні метрів, створюючи вибухонебезпечну або отруйну ситуацію.

Для виявлення газу і установлення його концентрації здійснюють перевірку колодязів. По концентрації газу в колодязях можна судити про характер і місце витoku. Якщо газ виявлений тільки в одному колодязі, то можна припустити, що виток газу знаходиться поблизу цього колодязя. При наявності газу в декількох колодязях місце витoku варто шукати в районі колодязя з найбільшою концентрацією газу. На колодязях, у яких виявлений газ, складають ескіз із вказівкою концентрації газу.

При виявленні газу в якому-небудь колодязі або спорудженні повинні бути оглянуті підвали будинків, перші поверхи безпідвальних будинків та інші спорудження в радіусі не менш 50 м від загазованого колодязя (спорудження). Одночасно із цим приймаються наступні міри: а) загазовані колодязі (спорудження) негайно провітрюються; б) керівництво газового господарства негайно висилає в район виявлення витoku аварійну бригаду для вживання заходів.



При виявленні газу в підвалах будинків, поза залежністю від концентрації, проводяться наступні заходи:

- а) підвали негайно провітрюються, і про проникнення газу в будинок повідомляється в газове господарство, звідки відразу ж висилається аварійна бригада;
- б) жителі попереджаються про неприпустимість користування відкритим вогнем, включення або вимикання електроосвітлення й електроприладів;
- в) після провітрювання приміщень визначається можливість знаходження людей і користування вогнем і електроприладами;
- г) приймаються міри до відшукування й усунення витoku газу.

*Спостереження за провадженням робіт по трасах газопроводів.* При виконанні дорожніх робіт, як відзначалося, необхідно стежити за наявністю кришок газових колодязів і коверів, правильним їхнім розташуванням стосовно дорожнього покриття, охороняти їх від можливого замощення і асфальтування. При розкопках на трасах діючих газопроводів експлуатаційна організація газового господарства зобов'язана забезпечити присутність своїх представників з метою спостереження за збереженням газопроводу. При цьому відкриті ділянки газопроводу повинні засипатися піском на глибину не менш 0,2 м з ретельним підбиттям під трубу.

### **4.3. Ремонт сталевих газопроводів (поточний і капітальний)**

*Роботи, пов'язані з виявленням і усуненням витоків газу.* Причиною витоків газу можуть бути розриви зварених з'єднань, корозійні ушкодження, ушкодження труб при здійсненні земляних робіт механізмами. Точне визначення місця ушкодження газопроводу здійснюється буровим оглядом з наступним розкриттям газопроводу.

*Буровий огляд* полягає в тім, що над газопроводом у місцях стикових з'єднань, а якщо стики невідомі, то через кожні 2-3 м пробивають (пробурюють) отвір - свердловину. Глибина свердловин визначається часом провадження робіт і глибиною закладення газопроводу. У зимовий час вона повинна бути на 20-30 см більше глибини промерзання ґрунту, але не менш 0,75 м. Улітку глибину свердловин зменшують, але у всіх випадках вона повинна бути не менше 0,75 м і не менше половини глибини закладення газопроводу. Діаметр свердловин не має істотного значення і на практиці буває рівним 20-40 мм.

Призначення свердловин полягає в тім, щоб створити вільний шлях для виходу газу із ґрунту в атмосферу, де його вловлюють і виявляють.

При наявності витоків газу часто виявляється відразу в декількох свердловинах. У цьому випадку місце ушкодження газопроводу визначають по свердловині з найбільшою концентрацією газу, тому що ступінь концентрації залежить від величини витоків й відстані до місця виходу газу з газопроводу. У цей час найбільш часто перевірку свердловин роблять за допомогою газоаналізаторів типу ПГФ, які також застосовують для перевірки колодязів, каналів і підвалів.

При виконанні бурових робіт необхідно дотримувати особливої обережності, щоб, з одного боку, виключити ушкодження газопроводу, а з іншого, і це головне, запобігти ушкодженню електрокабелів, телефонного і телеграфного зв'язку і різних трубопроводів.

Способи ліквідації витоків у тілі труб залежать від характеру дефектів.

Ушкоджені (дефектні) зварені стики, наскрізні корозійні і механічні ушкодження сталевих газопроводів, каверни глибиною більше 30 % товщини стінки металу труби повинні ремонтуватися шляхом вирізки дефектних ділянок і вварки котушок довжиною, рівною діаметру труби, але не менш 200 мм, або шляхом установки муфт.

Зварені стики та зварені шви, що не задовольняють вимогам ДБН повинні бути виправлені або вилучені.

Невеликі свищі й тріщини в сталевих трубах заварюють; у чавунних трубах свищі та раковини розсвердлюють і загвинчують пробками на різьбі. Застосовують також глухі (без отворів) сиділки на хомутах. При більш значних ушкодженнях на труби встановлюють муфти. На сталеві газопроводи замість муфт можна наварювати напівмуфти або латки, що перекривають ушкоджену ділянку. При ушкодженнях газопроводів механізмами з утворенням отворів із вм'ятинами або тільки вм'ятинами сильно звужується прохідний отвір газопроводу. Тому подібні ділянки труб доводиться вирізати і замість них вварювати котушки. Такі роботи виконуються після вимикання газопроводу. При цьому варто обов'язково розкривати й перевіряти найближчі від місця ушкодження зварені стики.

Якщо труби ушкоджені на значній відстані, що найчастіше буває внаслідок корозії, їх необхідно вирізати і замінити новими.

*Ремонт арматур, труб.* При ушкодженнях труб газопроводів їх відновлюють шляхом наварки муфти на ушкоджений стик або шматком іншої трубки і наступної зварки котушки з відрізка труби.

Як правило, муфти зварюють із двох половинок поздовжнім швом на деякій відстані (близько 1 м) від ушкодженого стику. Щоб уникнути виникнення більших місцевих напружень бажано робити муфти з гофрою (валиком).

При розриві стиків на газопроводах високого і середнього тиску установка муфт більше важка. Тут накладенням бинта вихід газу припинити не вдається, тому що бинт віддувається тиском. Тому на таких газопроводах не можна робити зварювальні роботи без зниження тиску, оскільки при загорянні газу може виникнути полум'я великої довжини, до того ж на значній площі. А зниження тиску порушує нормальне газопостачання споживачів, що досить небажано. Щоб цього уникнути, установку й зварку муфт роблять із застосуванням спеціальних пристосувань.

*Роботи, пов'язані з виявленням і усуненням закупорок.* На газопроводах низького тиску ліквідація закупорок зводиться до просвердлювання (прорізання) газопроводу і спуску з нього води. Після цього прогин усувають шляхом підйому і вирівнювання труби або установкою на ньому конденсатозбірника. При випадковому потраплянні в газопровід води або іншої рідини закупорку можна усунути продувкою газопроводу, особливо невеликого діаметра, стислим (зрідженим) газом для переміщення рідини в конденсатозбірник або потужніший газопровід. Можна також продувку окремих газопроводів здійснювати повітрям, але в цьому випадку газопровід повинен бути відключений, щоб у мережу не потрапило повітря. Замість продувки з газопроводів невеликих діаметрів воду можна витягати вакуум-цистернами.

Ліквідація крижаних і сніжних закупорок здійснюється наступними методами:

1. За допомогою розчинника, що заливається в газопровід, у ввід або стояк. Найчастіше для цих цілей використовується метанол. При цьому необхідно мати на увазі, що метанол - сильна отруйна речовина і в обігу з ним необхідно дотримувати особливої обережності.

2. Відігріванням місця крижаної закупорки паром під тиском за допомогою пересувного казанка або іншого джерела пари з наступним видаленням конденсату з найближчих конденсатозбірників.
3. Шуруванням газопроводу сталевим дротом діаметром 5-8 мм, а також почищенням йоржем.

Соляні й нафталінові закупорки ліквідують за допомогою розчинників, а також протаскуванням йоржа. При почищенні труб йоржем газопровід необхідно відключати і перерізувати. Тому частіше застосовується пропарювання (прогрівання) газопроводів паром від пересувних казанків з метою розрідження закупорок.

*Усунення несправностей запірних арматур.* Найпоширенішими видами несправностей запірних арматур є витоки у фланцевих з'єднаннях і в сальниках. Відзначаються також випадки обриву фланців і утворення тріщин у тілі чавунних засувок внаслідок їхньої неправильної установки: перекосу фланців, відсутності опори й т.п. Витоки у фланцях усувають підтягуванням болтів або зміною прокладок. Нові прокладки ставлять тільки після ретельного очищення ущільнювальних поверхонь фланців від прилиплих старих прокладок, а також від сурику і білив. Ця робота важка й небезпечна, тому що її доводиться виконувати під тиском газу. У зв'язку із цим при заміні прокладок тиск необхідно знижувати. Найбільш радикальним способом усунення несправності є заміна засувки або крана разом з патрубками. Якщо нової засувки нема, то усунення перекосу можна забезпечити перерізанням газопроводу в засувки з установкою муфти або вваркою патрубка. Краще перерізувати газопровід після засувки по ходу газу.

Витоки газу в сальниках усувають підтягуванням сальника або зміною сальникової набивки.

Якщо для усунення несправності засувки необхідне повне її розбирання, що пов'язане з великою тривалістю робіт, то найкраще несправну засувку замінити новою такого ж типу.

*Контроль тиску.* Нормальна робота газових приладів і установок залежить від величини та стабільності тиску газу. Для підтримки найкращого режиму тиску в газових мережах і для своєчасного виявлення закупорок і порушень нормальної подачі газу необхідно знати фактичну величину тиску в різних точках мережі, що досягається періодичними вимірами тиску в

газопроводах і в споживачів. Крім того, необхідно систематично контролювати роботу регуляторів і тиск на виході.

Вимірюють тиск, як правило, у години та дні максимального газоразбору, тобто в дні найбільш низьких температур з 12 до 17 год. Найкращі результати дають виміри, які виконуються одночасно в усіх місцях заміру. Однак такі виміри вимагають великої кількості людей і приладів. Тому на практиці виміри роблять у плинні 1-2 год., коли немає різкої зміни режиму газоспоживання.

Розрізняють наступні види вимірів (зйомки) тиску:

- а) маршрутна;
- б) районна;
- в) міська.

Маршрутну зйомку тисків практикують на окремих тупикових або транзитних газопроводах для визначення характеру зміни тиску по довжині газопроводу і виявлення закупорок. Для визначення оцінки роботи газопроводу і визначення величини втрат тиску на окремих ділянках необхідно знати витрати газу на цих ділянках. Правильно погодити отримані при вимірах перепади тисків з витратами - завдання важке й не завжди доступне. Тому на практиці отримані при останніх вимірах перепади порівнюють із перепадами попередніх вимірів. Однак такі порівняння можливі тільки в тому випадку, якщо в період між вимірами навантаження на мережу (газопровід) істотно не змінилося.

За результатами виміру тисків можна скласти карту тисків району шляхом нанесення на схему району границь рівних тисків (ізобар), наприклад в 50, 75, 100, 125, 150 мм вод ст.

При нормальній роботі всіх газопроводів тиск у різних точках мережі показується цифрами в чисельнику. При вторинній зйомці величини тиски виявилися відмінними від перших. Вони показуються в знаменнику.

Загальноміська зйомка тисків робиться не рідше двох разів у рік: у період найбільшої витрати (взимку) і найменшої витрати (влітку), а також при уведенні в експлуатацію нових великих споживачів, нових газопроводів і районних ГРП. Основна мета одноразової зйомки тиску - визначення дійсного стану газопостачання міста й установа меж дії окремих регуляторних пунктів.

У всіх випадках найбільше правильно вимірювати тиск безпосередньо на підземних газопроводах. Для цих цілей використовуються пропарники, стояки

гідрозатворів і конденсатозбірників , вводи в будинки, ГРП, а також прилади споживачів на перших поверхах. На газопроводах низького тиску виміри роблять за допомогою U-образних манометрів.

#### **4.4. Поточний і капітальний ремонт газопроводів**

Газопроводи повинні піддаватися в плановому порядку через певні проміжки часу поточному і капітальному ремонту. Поточний ремонт газопроводів виконують із метою перевірки щільності і витоки газу, огляду і ремонту арматури та ізоляції труб. А також для усунення виявлених у процесі обслуговування дефектів і несправностей. Основою поточного ремонту є розкопка шурфів і буравлення. Періодичність ремонту визначається станом газопроводів. Найбільше часто необхідно робити поточний ремонт на старих і менш надійних газопроводах. Для нормальних газопроводів поточний ремонт необхідно передбачати не рідше ніж 1 раз в 3 роки (згідно вимог ПБСГ України п.4.3.21).

До складу поточного ремонту повинні входити наступні основні роботи: усунення дрібних дефектів і витоків газу, виявлених при профілактичному огляді; посилення окремих зварених стиків шляхом установлення муфт; ремонт окремих місць ушкоджень ізоляцій; усунення прогину газопроводів, сніжно-крижаних і кристалогідратних пробок у газопроводах, конденсатозбірниках, гідрозатворах і ін.; упорядкування настінних знаків; фарбування надземних газопроводів; перевірка стану люків і кришок колодязів з усуненням перекосів, осідань і інших несправностей; ремонт цегельної кладки колодязів, нарощування кладки під люки, закладення вибоїв горловин, ремонт окремих місць ушкоджень штукатурки, встановлення вимощення; перевірка, огляд і ремонт засувок, кранів і компенсаторів; заміна несправних кранів і засувок; фарбування засувок, кранів, компенсаторів; перевірка щільності нарізних сполучень конденсатозбірників і гідрозатворів, усунення ушкоджень їх оголовок, нарощування або відрізка вивідних трубок конденсатозбірників, гідрозатворів і контрольних трубок.

Роботи з поточного ремонту повинні виконуватись за графіком, затвердженим головним інженером підприємства.

Ремонт запірних арматур, компенсаторів, колодязів, коверів, повинен проходити не рідше 1 рази в рік, фарбування надземних газопроводів і устаткування - у міру необхідності, але не рідше одного разу в 4 роки.

При ремонті запірних арматур і компенсаторів повинні виконуватися наступні роботи: очищення арматур і компенсаторів від бруду та іржі; фарбування (при необхідності); розгін "черв'яка" у засувок. Його змащення; перевірка і набивання сальників; перевірка справності і ремонт приводного пристрою засувок; перевірка стану компенсаторів; зміна застарілих і ушкоджених болтів і прокладок.

Результати перевірок і ремонту повинні бути занесені в паспорт газопроводу.

*Плановий (капітальний) ремонт.* До капітального ремонту відносяться роботи із заміни зношених конструкцій, вузлів і деталей на більш міцні та економічні, а також роботи з ремонту основних конструкцій.

Відбір об'єктів для капітального ремонту повинен проводитись на підставі дефектних відомостей.

Для всіх газопроводів, відібраних для капітального ремонту, повинна бути складена кошторисна документація.

Для об'єктів зі складною технологією ремонтних робіт повинні складатися плани провадження робіт.

До капітального ремонту газопроводів і споруджень на них дозволяється приступити за умови: включення об'єкта в план капітального ремонту; наявності затвердженої технічної документації на капітальний ремонт; оформлення фінансування капітального ремонту в банку; одержання відповідного дозволу на проведення земляних робіт; встановлення необхідних нормами огорожень місця робіт і виконання інших охоронних заходів.

#### **4.5. Особливості експлуатації газопроводів у зимовий період**

Підготовка і експлуатація газового господарства в зимових умовах є одним з важливих питань забезпечення безаварійної роботи систем газопостачання, устаткування, виробничих, складських, службових будинків і автотранспортних засобів.

Оскільки газ став одним з основних видів палива, запаси якого створити для кожного підприємства технічно неможливо, питання безперебійного

газопостачання здобувають першорядне значення. У холодну пору року стійке і безперервне газопостачання необхідно для промислових і комунально-опалювальних котелень. Промислові підприємства, що одержують газ, повинні мати у своєму розпорядженні такі агрегати і установки, які можна швидко переводити на резервне паливо без особливих витрат часу і праці в умовах недостатньої подачі газу.

Споживання газу у великих містах і населених пунктах відрізняється нерівномірністю по місяцях року (максимум у січні і лютому, мінімум у липні і серпні). У зимовий час витрата газу перебуває в прямій залежності від температури зовнішнього повітря.

До найбільш трудомістких робіт і складних заходів при підготовці до експлуатації систем газопостачання в зимових умовах відносяться: протипожежна безпека об'єктів; ліквідація можливих конденсатоутворень і закупорок на цокольних уведеннях і фасадних газопроводах; герметизація уведень і інженерних комунікацій; підготовка резервуарів, що перебувають у пучинистих ґрунтах, до роботи в зимових умовах; консервація резервуарних установок зрідженого газу сезонних споживачів; повторний огляд ємностей групових установок; протикорозійні заходи.

### ***Особливості експлуатації систем газопостачання в зимовий період***

При експлуатації підземних газопроводів узимку необхідно враховувати: умови, що погіршуються, для виходу газу в атмосферу при витоках газу з газопроводів у зв'язку із замерзанням верхнього шару ґрунту, внаслідок чого збільшується число випадків проникнення газу в будинки і спорудження; температурні напруги в трубах через охолодження газопроводів, що викликають при поганій якості зварювання руйнування зварених стиків; значно збільшуються витрата газу і навантаження на газопроводи; число, що збільшується, закупорок, тому що більш інтенсивно конденсуються водяні пари (при вологому газі) і випадають смола і нафталін у штучному газі, особливо на погано утеплених ділянках газопроводів.

Зі сказаного видно, що в зимовий час завдання і вимоги до експлуатаційної газової служби ускладнюються. Для виявлення випадків проникнення газу в будинки і спорудження, у зимовий час, як відзначалося, огляд колодязів і споруджень виробляється частіше, ніж улітку, при цьому



більш оперативно повинні прийматися міри по усуненню виявлених витоків газу.

З метою підвищення безпеки газопостачання і запобігання можливих аварій і нещасних випадків у системах газопостачання міст, робочих селищ і сіл варто приділяти постійну увагу наступним питанням:

1. Строки обходу трас підземних газопроводів: газопроводи високого і середнього тиску, що проходять у межах забудованої частини міст і населених пунктів, взимку (з 15 листопада по 15 квітня) обходять щодня, влітку 1 раз в 2 дні, а в межах незабудованої частини - 1 раз на тиждень; газопроводи низького тиску природного і зрідженого газів взимку обходять 1 раз на тиждень, влітку - 1 раз в 2 тижні; виходячи зі зміни умов і накопиченого досвіду експлуатації систем газопостачання встановлені строки обходу трас газопроводів повинні щорічно переглядатися.
2. Для усунення можливих конденсатних утворень і закупорок у газопроводах у газовому господарстві створюються спеціальні бригади, навчені цим роботам.
3. Щоб уникнути випадків проникнення газу в будинки і спорудження встановлюється строгий контроль за якістю закладення швів між фундаментами будинків і стіновими панелями підвалів і за станом герметизації уведень інженерних комунікацій у підвали будинків, розташованих у радіусі 15 м від діючих підземних газопроводів, і забезпеченням своєчасного проведення герметизація підвалів будинків по трасах новоспоруджених і споруджуваних газопроводів, не допускаючи при цьому зриву строків подачі газу населенню.
4. Щорічно (з 15 листопада по 15 квітня) проходить щоденний обхід з перевіркою на можливу загазованість підвалів, технічних підпіл, ізольованих нежитлових приміщень на перших поверхах безпідвальних будинків і колодязів підземних комунікацій, розташованих у радіусі 15 м від діючих газопроводів.
5. Здійснюється контроль за кушовою базою ГНС із метою недопущення відпуску зрідженого газу споживачам, ступінь одоризації якого не відповідає вимогам діючих ГОСТ.
6. Для запобігання виникнення більших температурних напруг у зимовий час не залишають не утепленими ділянки газопроводів, що розкривають при

виробництві земляних робіт. Труби при розкритті підвішують або роблять під них надійні опори. Засипання таких ділянок робиться чистим піском.

7. Для забезпечення пропуску більшої кількості газу в зимовий час тиск у газопроводах збільшують, у зв'язку із чим значно підвищуються вимоги до контролю за тиском газу. Тому в зимовий час значно ускладнюються завдання аварійних газових служб. Нерідко на цей період збільшується чисельний склад чергових бригад і поліпшується їхнє оснащення.

### **Контрольні питання**

1. Назвіть основні завдання газової служби.
2. З якою метою робиться технічне обслуговування і ремонт газопроводів?
3. Як здійснюється обхід трас?
4. Як здійснюється перевірка колодязів?
5. Як робиться спостереження за провадженням робіт по трасах газопроводів?
6. Назвіть види робіт, пов'язані з виявленням і усуненням витоків газу.
7. Назвіть види робіт, пов'язані з виявленням і усуненням закупорок.
8. Як виробляється усунення несправностей запірних арматур?
9. З якою метою роблять поточний і капітальний ремонт газопроводів?
10. Назвіть основні особливості експлуатації газопроводів у зимовий період.

## ТЕМА 5. ОБЛІК ВИТРАТ ГАЗУ І ВЗАЄМОДІЯ ЗІ СПОЖИВАЧАМИ

### 5.1. Загальні принципи обліку природного газу

#### *Організація подачі і обліку витрат газу*

Газ є основним джерелом енергії для побутових і промислових потреб, а також вироблення електроенергії в країнах Західної і Східної Європи, країнах малої Азії та близького Сходу. Газ в Україні та інших країнах СНД є базовим енергоносієм, що є джерелом інших видів енергії - електричної і теплової (рис.1.21).

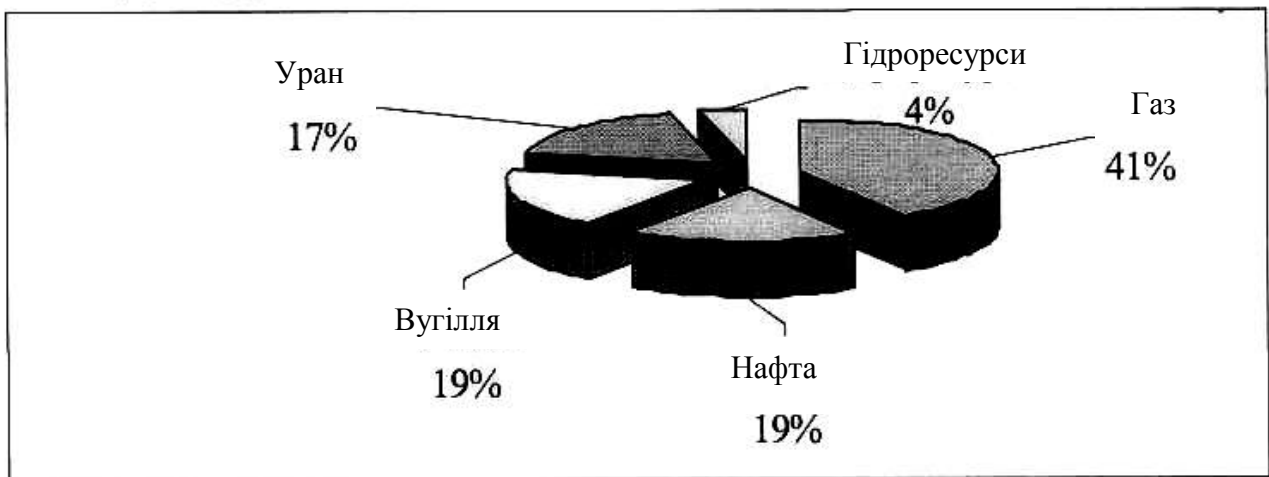


Рис. 1.21 - Структура споживання первинної енергії в Україні, %

Газ, що протікає по складній розгалуженій системі магістральних трубопроводів і розподільних газопроводів середнього і низького тисків, є товаром і предметом комерційних справ між газодобувною компанією, газотранспортними компаніями, оптовими перепродувачами, регіональними компаніями постачальників газу і кінцевих споживачів.

Весь цей складний і розгалужений газогосподарський комплекс - від родовища й до кінцевого споживача, повинен бути оснащений наскрізною багаторівневою системою обліку газу. У зв'язку зі зростанням цін на газ, збільшенням учасників газового ринку, ускладненням газогосподарського комплексу в цілому все більш актуальною стає достовірна і прозора система виміру і обліку газу. У споживачів облік газу використовується при

комерційних розрахунках і одержанні інформації про фактичне споживання конкретних обсягів газу.

*Облік газу організується з метою:* виміру обсягу газу для здійснення взаємних фінансових розрахунків між учасниками ринку (постачальником, газорозподільною організацією і споживачем газу); технологічного контролю (параметри газу, втрати, позаштатні ситуації), а також контролю за витратними і гідравлічними режимами систем газопостачання; складання балансу прийому й відпуску газу; оптимізації розподілу і економії споживання газу; контролю за раціональним і ефективним використанням газу.

**Вузол обліку** - комплект засобів вимірів і пристроїв, що забезпечує облік кількості газу, а також контроль і реєстрацію його параметрів (докладніше див. нижче питання: вузли обліку газу).

### ***Регіональна система обліку газу***

Розглянемо єдину систему обліку газу в окремому регіоні. Регіональна система обліку і регулювання поставок природного газу споживачам повинна бути ефективною та спрямована: на підвищення точності і вірогідності результатів вимірів витрати газу; створення сучасної системи диспетчерського обліку і керування; підвищення якості оперативного і перспективного планування поставок, а також на дотримання дисципліни газоспоживання в регіоні.

Основними принципами побудови регіональної системи обліку, як і системи обліку газогосподарського комплексу країни в цілому, є: порівневий вузловий облік; єдина база вимірів (заснована на ієрархічному зменшенні середньої погрішності виміру витрати на кожному рівні); повсюдний (тотальний) облік в кінцевих споживачів; централізація та автоматизація збору даних про споживання із всіх рівнів і їх автоматична обробка.

Впровадження принципу порівневого обліку має на меті *оснащення всіх точок регулювання, розподілу і споживання газу в регіональній мережі* вузлами обліку або приладами обліку, в основному у кінцевих споживачів.

**Прилади обліку** - засоби вимірів та інші технічні засоби, які виконують одну або кілька функцій: вимір, накопичення, зберігання, відображення інформації про витрату (об'єм), температуру, тиск газу і час роботи приладів.

На рис. 1.22 наведена принципова схема розподілу газу в регіональній газовій мережі. Залежно від кількості та типу кінцевих споживачів і охопленої території вона може мати кілька рівнів регулювання, розподілу та обліку. Розглянемо газову мережу з максимальною кількістю рівнів.

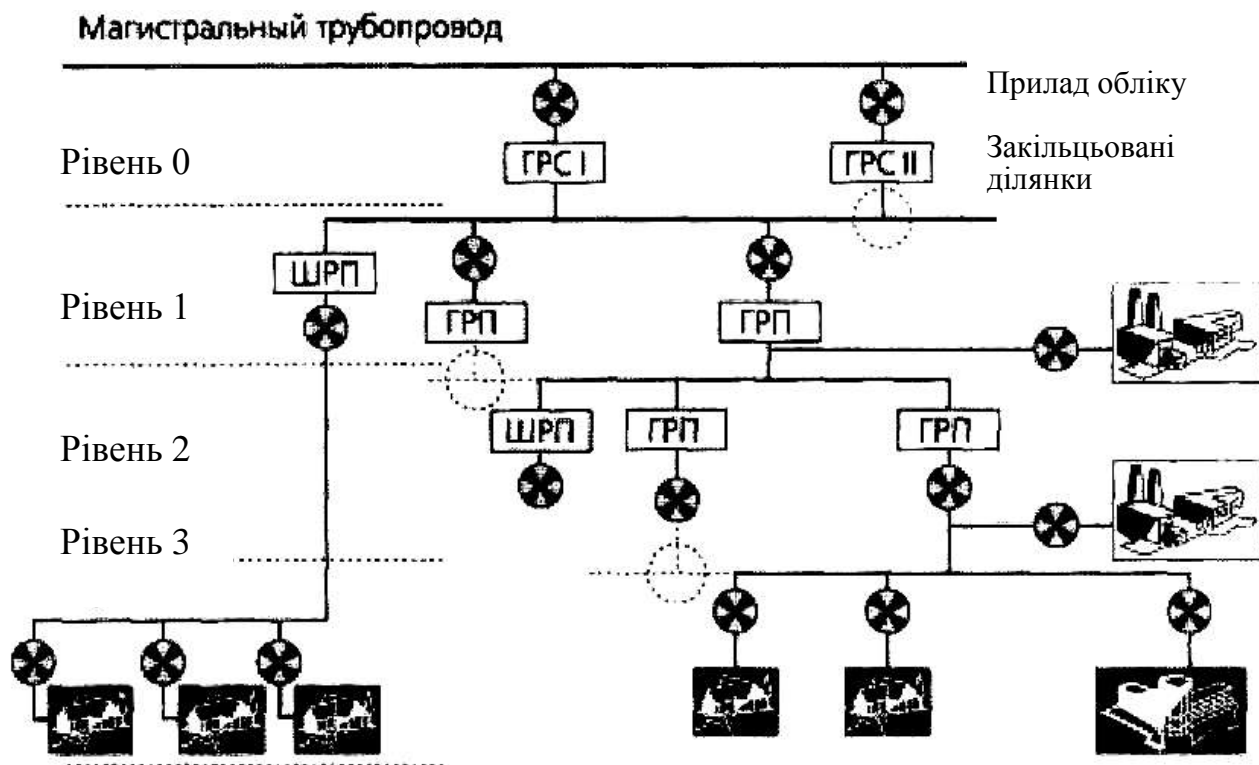


Рис. 1.22 - Принципова схема газової мережі з порівневою системою обліку газу

Рівень 0 - магістральний газопровід з ГРС, через які газ надходить у мережу регіону.

Рівень 1 - газопроводи високого тиску (1 категорії), у які газ надходить із ГРС. Тиск газу, що подається в цей трубопровід, може бути 6-12 бар або 3-6 бар залежно від його довжини і кількості відборів. Як правило, цей газопровід охоплює кільцем або півкільцем населений пункт, що постачається газом. Із цього газопроводу газ надходить у систему ГРП або ШРП, де його тиск знижується або до середнього - 0,05-3,0 бар - для транспортування до рівня 2, або до низького - менше 0,05 бар - для подачі споживачеві, підключеному до рівня 1.

Рівень 2 - газопроводи середнього тиску. Тиск газу в цих газопроводах коливається від 0,05 до 3 бар. Як правило, по цих газопроводах газ подається в

райони щільної міської забудови. У реальних газових мережах, спроектованих і побудованих в 1950-1980 роках, всі газопроводи рівня 2 або окремі його ділянки закільцьовувалися з метою вирівнювання тиску в мережі. З рівня 2 газ через відповідні ГРП або ШРП редукується до низького тиску - менше 0,05 бар - і подається на рівень 3.

Рівень 3 - газопроводи низького тиску, через які газ надходить до кінцевих споживачів.

Застосування автоматизованого порівневого обліку з єдиною базою вимірів, поряд з автоматизацією контролю інших параметрів газу, дозволяє оперативно локалізувати позаштатні ситуації, пов'язані з виходом з ладу газорегулюючого устаткування, приладів обліку газу, розгерметизацією трубопроводів, а отже, зменшувати складову дисбалансу обліку газу, викликану його втратами.

## **5.2. Сучасна законодавча база по виробництву і впровадженню засобів вимірів витрат газу в Україні**

В сучасних умовах однієї з актуальних проблем є питання енергозбереження. Вимоги по економії енергоресурсів в Україні поставлені в ранг державної політики.

Для проведення ефективної діяльності в області енергозбереження Верховною Радою в 1995 році був прийнятий Закон України про енергозбереження, а також ряд Постанов і Програм.

До найбільш великих споживачів газу в Україні відносяться промисловість, населення і підприємства комунальної енергетики.

Одними з основних шляхів упорядкування споживання газу є впровадження приладів обліку.

В 1995 році Кабінет Міністрів України прийняв Постанову "Про виробництво і впровадження приладів обліку споживання газу в побуті", у якому визначається впровадження приладів обліку в будинках, які будуються, а також тих, що перебувають у капітальному будівництві і реконструкції. Також прийнята Програма про впровадження і поетапне оснащення наявного

житлофонду засобами обліку витрат і регулювання споживання води, газу і теплової енергії на 1996-2000 роки (Постанова КМУ від 14.06.95 р. № 442).

В 1997 р. Урядом України прийнята Постанова "Про порядок впровадження експлуатації і контролю за використанням систем і апаратури обліку природного газу спожитого населенням, комунально-побутовими організаціями і бюджетними організаціями", в якій визначений єдиний замовник і контролер користування апаратами обліку природного газу спожитого населенням, а також організація, що буде обслуговувати апаратуру обліку і відповідати за раціональне використання газу (Постанова КМУ від 9.09.97р. № 546).

З метою упорядкування закупівлі і впровадження приладів обліку газу КМУ прийнята Постанова від 30.07.98р. № 1192, у якій викладені зміни до Постанови № 546.

З метою забезпечення ефективності використання газу в побуті і удосконалювання розрахунків за його споживання, Урядом прийнята Постанова № 223 від 22.02.99р. "Про встановлення населенню побутових лічильників газу вітчизняного виробництва на умовах кредитних платежів", а також розпорядження КМУ від 12.04.2000р. № 175-р "Про оснащення бюджетних установ і організацій приладами обліку природного газу", де наведений графік оснащення по міністерствах і регіонах.

Для закріплення статусу нафтогазового комплексу в середині 2001 року Верховною Радою України був прийнятий Закон "Про нафту і газ", у якому визначене, що нафта й газ є товарною продукцією. У законі визначені основні правові, економічні й організаційні напрямки в діяльності нафтогазової галузі України, що регулюють відносини, пов'язані з особливостями використання нафтогазових ресурсів, видобутку, транспортування, зберігання і споживання нафти, газу і продуктів їх переробки з метою забезпечення енергетичної безпеки України.

Законом закріплені принципи державної політики в нафтогазовій галузі основними серед яких є: державне керування, регулювання діяльності і

заощадження в нафтогазовій галузі, а також збереження цілісності функціонування Єдиної газотранспортної системи України.

Також передбачений двоетапний перехід до повного забезпечення лічильниками газу всіх газифікованих будинків України. На першому етапі лічильники будуть встановлюватися у квартирах, де газ використовується комплексно: для опалення, гарячого водопостачання, готування їжі. На другому етапі лічильники будуть встановлюватися в багатоквартирних будинках, де газ використовується тільки для готування їжі і гарячого водопостачання. Спочатку прилади обліку будуть встановлюватися на будинки або групу будинків, а потім у кожній квартирі.

### **5.3. Комерційний облік і технологічний контроль подачі і споживання природного газу**

Облік подачі і витрати газу розділяються *на комерційний (розрахунковий) і технологічний (контроль)*.

1) Комерційний облік газу - це облік газу при фінансових розрахунках постачальника і споживача, здійснюваний на основі чинних правил і положень. Він служить 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 при вимірі газу для комерційного обліку приводяться до стандартних (стандартними умовами відповідно до ГОСТ 2939 вважаються температура газу +20°C, тиск 760 мм рт. ст. (101,325 кПа) і відносна вологість 0 %).

2) 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, у першу чергу, визначається технічною базою, зокрема наявністю відповідних технічних засобів.

#### **5.4. Класифікація засобів виміру витрат та кількості газу**

*Для виміру обсягу і об'ємної витрати природного газу можуть бути застосовані різні засоби та методи.*

Однією з важливих проблем є вибір конкретних засобів і методів обліку витрати природного газу під задані умови виміру, тому що кожний технічний засіб має свої характеристики (метрологічні, технічні, експлуатаційні, вартісні, характеристики надійності й т.д. ).

Останнім часом велике застосування одержали *лічильники газу*, зокрема камерні, турбінні, роторні й ін.

**Класифікація лічильників газу:** За призначенням: Побутові (номінальні значення витрат - до 10 м<sup>3</sup>/год); Промислові (номінальні значення витрат - більше 10 м<sup>3</sup>/год). За принципом дії: Об'ємні, які у свою чергу розподіляються на: Мембранні. Роторні. Барабанні. Швидкісні, які розподіляються на: Турбінні. Ультразвукові. Вихрові. Кориолісові. За наявністю вбудованої термокомпенсації:

З термомкомпенсацією. Без термомкомпенсації.

Найчастіше застосовуються *витратоміри змінного перепаду тиску* зі стандартними пристроями звуження потоку.

#### **Фізична картина плинущу потоку газу в звужувальному пристрої:**

На рис. 1.23 показаний характер плинущу газу через звужувальний пристрій, причому в якості звужувального пристрою обрана діафрагма, на прикладі якої чітко видно всі явища, що відбуваються в потоці. *Діафрагма являє собою тонкий металевий диск, що має круглий отвір у центрі. Сопло являє собою диск із отвором у центрі, однак він значно товстіше діафрагми, а форма отвору в нього набагато більш складна і нагадує лійку, що звужується в напрямку руху струменя газу.*

Для виміру витрат природного газу є кілька методів, які реалізовані в конструктивних різновидах витратомірів і газових лічильників. До таких методів на даний період відносяться: метод змінного перепаду тиску на звужуючих пристроях; вимір витрати напірними трубками (ITABAR - зонд);

тахометричний метод виміру об'єму (витрати) газу; метод обтікання (постійного перепаду тиску); ультразвуковий метод; вихровий метод.

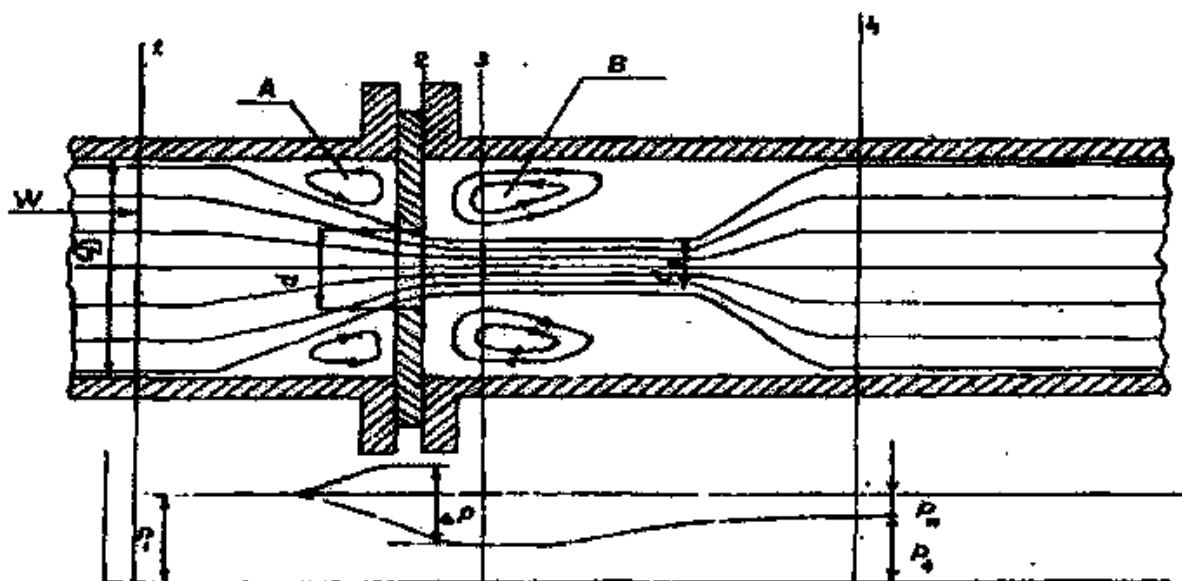


Рис.1.23 - Характер плинугазу через звужувальний пристрій:  
 $D$  - діаметр трубопроводу;  $d$  - діаметр минаючого перетину діафрагми;  $d_3$  - діаметр потоку в найвужчому перетині;  $W$  - швидкість набігання на діафрагму;  $P$  - тиск статичний в потоці;  $\Delta P$  - перепад тиску

#### *Методи виміру витрат газу*

Споживання газу промисловими, транспортними, сільськогосподарськими, комунально-побутовими та іншими організаціями без використання приладів обліку не допускається.

### **5.5. Основні фактори, що визначають виникнення дисбалансу в обліку газу**

Основною проблемою комерційних відносин при поставках газу є дисбаланс, що виникає при фізичному обліку обсягу газу від постачальника до споживача.

Основні фактори, що визначають виникнення дисбалансу в обліку газу, наведені на рис. 1.24.

Звести дисбаланс в обліку газу до нуля практично неможливо, але надто важливо звести його до мінімуму в границях певного ступеня вірогідності.

Рішення цієї проблеми можливо при впровадженні в складний і розгалужений комплекс транспортування і розподілу газу - від родовища й до кінцевого споживача - єдиної багаторівневої системи обліку. Ефективна система виміру і обліку обсягу газу на всіх рівнях є базою для переходу до

виміру та обліку енергетичної цінності газу як основного параметра для комерційних витрат.

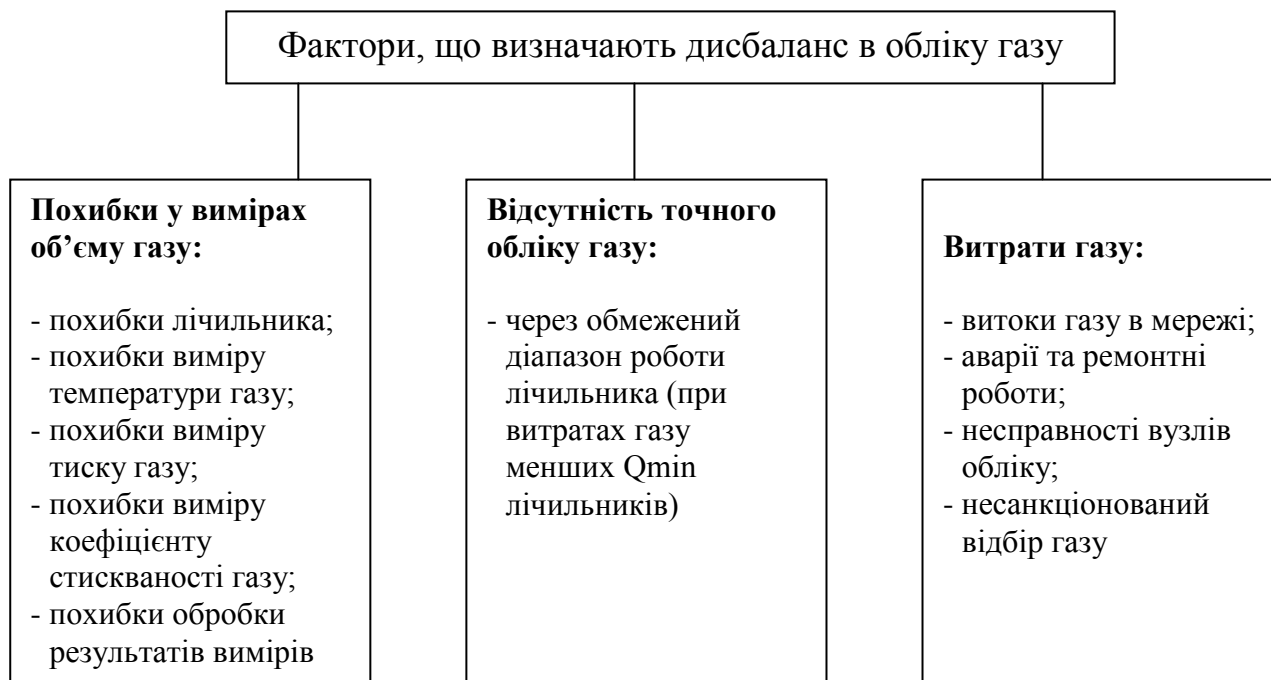


Рис. 1.24 - Основні фактори, що визначають виникнення дисбалансу в обліку газу

Заснований на цих принципах вибір вимірювальної приладової бази з наступною автоматизацією збору, нагромадження й обробки даних дозволяє максимально зменшити і утримувати в прогнозованих межах вірогідності такі складові дисбалансу в обліку газу, як погрішність виміру обсягу і відсутність достовірного обліку газу.

Прилади обліку найвищого класу точності повинні встановлюватися на виходах з магістральних газопроводів у регіональній мережі, тобто на ГРС. При цьому вимоги до високого класу точності повинні пред'являти в цілому до вимірювального комплексу з урахуванням приладів, що вимірюють температуру і тиск для приведення об'єму до нормальних умов. В міру зниження рівня розподілу і транспортування газу та збільшення точок обліку на них вимоги до класу точності можуть бути знижені (звісно, у межах вимог ГОСТ до певного типу приладів).

Разом з тим, в міру зниження рівня транспортування газу регіональної мережі збільшується кількість точок розподілу і споживання. При цьому об'єм газу, що проходить через кожну точку розподілу або споживання, зменшується,

а діапазони його добових або сезонних коливань збільшуються, що висуває вимогу до збільшення динамічного діапазону приладів обліку.

### **Контрольні питання**

1. Назвіть сучасну законодавчу базу по виробництву й впровадженню засобів вимірів витрати газу в Україні.
2. З якою метою організується облік газу?
3. Які споживачі відносяться до 1-го та 2-го рівня в структурі транспортування і розподілу газу?
4. Назвіть основні принципи побудови регіональної системи обліку газу та споживачів порівневої системи обліку.
5. Що таке комерційний облік газу?
6. Назвіть класифікацію лічильників газу.
7. Опишіть фізичну картину плинину потоку газу в звужувальному пристрої.
8. Назвіть методи виміру витрати газу.
9. Назвіть основні фактори, що визначають появу розбалансу в обліку газу.

## ТЕМА 6. ОБЛАДНАННЯ, ПРИЗНАЧЕННЯ І ЕКСПЛУАТАЦІЯ ГРП (ГРУ), ШРП

### 6.1. Обладнання, призначення і експлуатація 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 - автоматичні пристрої і виконують наступні 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.

Газорегуляторні пункти споруджують на розподільних мережах міст і населених пунктів, а також на території комунальних, промислових і інших підприємств. Газорегуляторні установки монтують безпосередньо в приміщеннях, де розташовані газоспоживаючі агрегати. Залежно від величини тиску газу на вході ГРП і ГРУ підрозділяють на ГРП і ГРУ середнього тиску (понад 0,005 до 0,3 МПа) і на ГРП і ГРУ високого тиску (понад 0,3 до 1,2 МПа). Оскільки принципові технологічні схеми ГРП і ГРУ аналогічні, умовимося надалі застосовувати термін ГРП.

Газорегуляторні пункти, як правило, розміщують в окремо стоячих будинках або шафах. Приміщення ГРП повинне бути надземним, одноповерховим, з матеріалів I і II ступеня вогнестійкості. Підлогу в приміщенні ГРП виконують із незгоряючих 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 відкриватися 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. При всіх умовах опалення повинне забезпечити температуру в приміщенні ГРП не нижче 5°C.

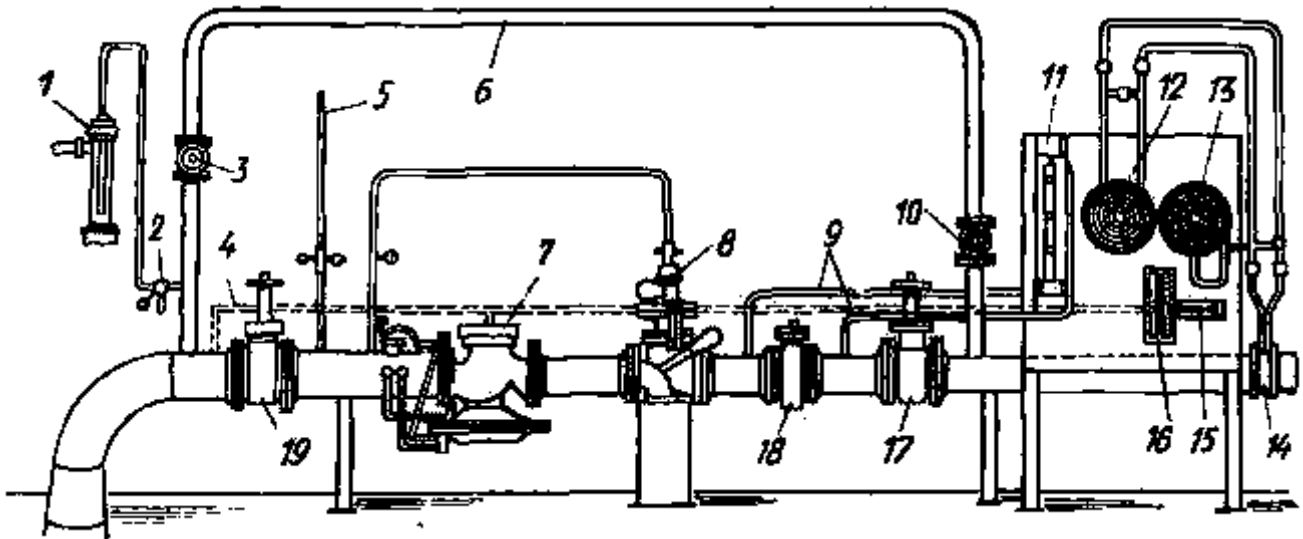


Рис.1.25- Газорегуляторний пункт:

- 1 - гідрозатвор; 2 - кран до гідрозатвора; 3 - засувка на байпасі; 4 - імпульсна трубка кінцевого тиску; 5 - продувна свіча; 6 - обвідна лінія (байпас); 7 - регулятор тиску РДУК; 8 - запобіжно-запірний клапан; 9 - імпульсні трубки до і після фільтра; 10- кран на байпасі; 11 - диференційний манометр для виміру перепаду тиску на фільтрі; 12 - витратомір; 13- реєструючий манометр вхідного тиску; 14 - діафрагма; 15- манометр вихідного тиску, що показує; 16 - що реєструючий манометр вхідного тиску; 17- вхідна засувка; 18 - фільтр; 19 - вихідна засувка

Приміщення ГРП обладнують пожежним інвентарем (ящик з піском, вогнегасники, повстина й т. д.). На введенні газопроводу в ГРП і на вихідному газопроводі встановлюють вимикаючі пристрої на відстані не менш 5 м і не більше 100 м.

Якщо будинок не попадає в зону грозового захисту сусідніх об'єктів, то в приміщенні ГРП необхідний грозозахист. У цьому випадку встановлюють блискавковідвід. Якщо будинок ГРП перебуває в зоні грозозахисту інших об'єктів, то в ньому роблять тільки контур заземлення.

На рисунку 1.25 показані компонування і розташування газового устаткування ГРП.

Приладовий щит, на який винесені контрольно-вимірвальні прилади; обвідний газопровід (байпас), обладнаний двома засувками, які при відключеній основній лінії використовують як ручний двоступінчастий регулятор

тиску газу; газове встаткування основної лінії. На основній лінії газове устаткування розташовується в такій послідовності: вхідна засувка для відключення основної лінії; фільтр для очищення газу від різних механічних домішок; запобіжний клапан, що автоматично відключає подачу газу споживачам у випадку виходу з ладу регулятора тиску газу; регулятор, що знижує тиск газу і автоматично підтримує його на заданому рівні незалежно від витрати газу споживачами; гідрозатвор, приєднаний до газопроводу після вихідної засувки (служить для скидання в атмосферу частини газу, коли несправний регулятор починає підвищувати вихідний тиск).

Замість гідрозатвора в ГРП можуть застосовувати інші скидні пристрої, наприклад запобіжний скидний клапан (ЗСК). Таким чином, вихідний тиск газу контролюється запобіжним запірним клапаном (ЗЗК) і запобіжним скидним клапаном (ЗСК). Запобіжний запірний клапан контролює верхню і нижню межі тиску газу, а ЗСК - тільки верхній.

У тупикових системах газопостачання ЗСК ГРП і ГРУ повинні забезпечувати їхнє спрацьовування раніше спрацьовування ЗЗК, тому ЗСК налаштовують на менший тиск, ніж ЗЗК. ЗСК налаштовують на тиск, що перевищує регульований на 15 %.

У кільцевих системах газопостачання ЗСК ГРП і ГРУ повинні забезпечувати їхнє спрацьовування після спрацьовування ЗЗК.

Для тупикових систем газопостачання ЗСК, а також запобіжно-скидних пристроїв, убудовані в регулятори тиски, повинні забезпечувати скидання газу при перевищенні максимального робочого тиску після регулятора на 15 %, а ЗЗК настроюються на верхню межу спрацьовування, що не перевищує 25 % максимального робочого тиску.

Для кільцевих систем газопостачання ЗЗК настроюються на верхню межу спрацьовування, що не перевищує 15 % максимального робочого тиску, а ЗСК повинні забезпечити скидання газу при перевищенні максимального робочого тиску на 25 %.

Для тупикових і кільцевих систем газопостачання низького тиску до 300 даПа (300 мм вод. ст.) нижня межа спрацьовування ЗЗК установлюється СПГХ, але не менш 70 даПа (70 мм вод. ст.) у споживача.

На сьогоднішній день фахівцями розроблені блокові газорегуляторні пункти ГРП -Б. У табл. 1.14 наведені технічні характеристики ГРП-Б, що випускають по ТУУ В 320.001 587 64.034-2001.

Таблиця 1.14 - Технічні характеристики ГРП-Б.

Модель	Тип регулятора	Ду, мм		Тиск газу на вході, МПа	Тиск газу на виході, МПа	Пропускна здатність	Вузол обліку витрати газу
		На вході	На виході				
ГРП-Б-07-1	РДНК-1000	65	100	0,6	2-5	750	1. на базі лічильника газу 2. на базі звужуючого пристрою
ГРП-Б-07-2	РДНК-1000	65	100	0,6	2-5	750	
ГРП-Б-02-1	РДНК-У	80	100	1,2	2-5	835	
ГРП-Б-02-2	РДНК-У	80	100	1,2	2-5	835	
ГРП-Б-03М-1	РДСК-50М	80	100	1,2	30-100	650	
ГРП-Б-03М-2	РДСК-50М	80	100	1,2	30-100	650	
ГРП-Б-03БМ-1	РДСК-50БМ	80	100	1,2	270-300	920	
ГРП-Б-03БМ-2	РДСК-50БМ	80	100	1,2	270-300	920	
ГРП-Б-13Н-1	РДГ-50Н	100	150	1,2	1,5-60	6000	
ГРП-Б-13Н-2	РДГ-50Н	100	150	1,2	1,5-60	6000	
ГРП-Б-13В-1	РДГ-50В	100	150	1,2	60-600	6000	
ГРП-Б-13В-2	РДГ-50В	100	150	1,2	60-600	6000	
ГРП-Б-15Н-1	РДГ-80Н	150	200	1,2	1,5-60	11000	
ГРП-Б-15Н-2	РДГ-80Н	150	200	1,2	1,5-60	11000	
ГРП-Б-15В-1	РДГ-80В	150	200	1,2	60-600	11000	
ГРП-Б-15В-2	РДГ-80В	150	200	1,2	60-600	11000	
ГРП-Б-16Н-1	РДГ-150Н	150	200	1,2	1,5-60	30 000	
ГРП-Б-16Н-2	РДГ-150Н	150	200	1,2	1,5-60	30 000	
ГРП-Б-16В-1	РДГ-150В	150	200	1,2	60-600	30 000	
ГРП-Б-16В-2	РДГ-150В	150	200	1,2	60-600	30 000	

## 6.2. Обладнання, призначення, класифікація і експлуатація ГРУ і ШРП

ГРУ розміщують у місцях вільних для доступу обслуговуючого персоналу. У ГРУ повинне бути природне або штучне освітлення. Основний прохід між огороженнями і виступаючими частинами ГРУ повинен бути не менше 1 метра. Якщо ГРУ розміщується на площадках, розташованих вище рівня підлоги більше 1,5 м, то на площадку повинен бути забезпечений доступ з двох сторін по окремих сходах. Устаткування ГРУ захищене від механічних ушкоджень.

ГРУ з вихідним тиском газу до 0,6 МПа розміщуються в газифікованих приміщеннях, які відносяться до будинків категорії Г и Д по пожежній безпеці. Одне ГРУ не повинне мати більше двох ліній редукування. Кількість ГРУ, розташовуваних в одному приміщенні котельні, цеху та інших будинках не обмежується. Розміщується ГРУ безпосередньо в кожного теплового агрегату для подачі газу тільки до його газових пальників.



Газ від ГРУ, розміщених у приміщеннях категорії Г и Д, подається до розміщеного в інших приміщеннях цих будинків, за умови, що ці агрегати працюють в однакових режимах тиску газу. У приміщення, де перебувають агрегати і ГРУ забезпечений добовий доступ персоналу, відповідального за безпечну експлуатацію газового встаткування. Вентиляція приміщень, де розміщаються ГРУ, повинна відповідати вимогам основного виробництва.

### **Обладнання шафових газорегуляторних пунктів (ШРП)**

Шафовий ГРП являє собою готовий промисловий виріб, у металевій шафі якого з максимальною компактністю розміщені устаткування, арматури і КВП. Огляд, ремонт, настроювання і обслуговування устаткування роблять через відкривні передні і бічні або передні і задні дверцята шафи, нормально замкнені на замок або спеціальні засувки. Розташування дверцят необхідно враховувати при виборі місця розташування шафового ГРП.

Шафові ГРП мають невелику вартість, дозволяють відмовитися від будівництва споруд і, отже, різко знижують об'єм будівельно-монтажних робіт. Промислова зборка і випробування шафових ГРП на міцність, щільність і працездатність на заводських стендах забезпечують їхню надійну роботу в експлуатаційних умовах.

ШРП крім основної технологічної лінії, на якій послідовно один за одним розташоване устаткування (запірні пристрої, фільтр, ЗЗК і регулятор), мають обвідну - байпасну лінію із двома запірними пристроями, до ділянки газопроводу між якими приєднаний манометр. Виключення становлять ШП-2 і ШП-3, які замість байпаса мають другу технологічну лінію, ідентичну основній. Імпульсний газопровід, що всередині шафи має відводи до регулятора і ЗЗК, а в ряді випадків і до ЗСК, приєднують зовні шафи до вихідного газопроводу на відстані не менш 10Dу цього газопроводу після першого його повороту. Виключення становлять шафові ГРП типу ШРУ, у яких імпульсний трубопровід приєднаний до вихідного газопроводу усередині шафи.

Шафовий ГРП, як правило, розміщають поза будівлями, але в принципі він може бути встановлений і безпосередньо в котельні або приміщенні цеху з газовикористовуючими агрегатами. У цьому випадку суцільні дверцята шафи замінюють сітчастими (або знімають зовсім), розміщене в шафі встаткування із приладами КВП розглядається як ГРУ, а сама шафа - як огороження, що

запобігає встаткування ГРУ від ушкодження. Утеплення і обігрів при цьому не потрібні.

### **6.3. Призначення, функції та принцип дії запобіжно-запірних клапанів (ЗЗК) та запобіжно-скидних клапанів (ЗСК)**

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 пристрої встановлюють перед регулятором тиску газу. Їхня мембранна через імпульсну трубку з'єднана з газопроводом кінцевого тиску. При збільшенні кінцевого тиску понад установлені норми запобіжно-запірні клапани (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. 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 проходками 50, 80, 100 і 200 мм. Клапан ЗКВ відрізняється від клапана ЗКН тим, що в нього активна площа мембрани менше за рахунок накладення на неї сталевих кільця.

У відкритому положенні клапан утримується важелем 4 (рис. 1.26). Сам важіль утримується у верхньому положенні за штифт 3 гачком анкерного важеля 2.

Ударник 9 за рахунок штифта 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.

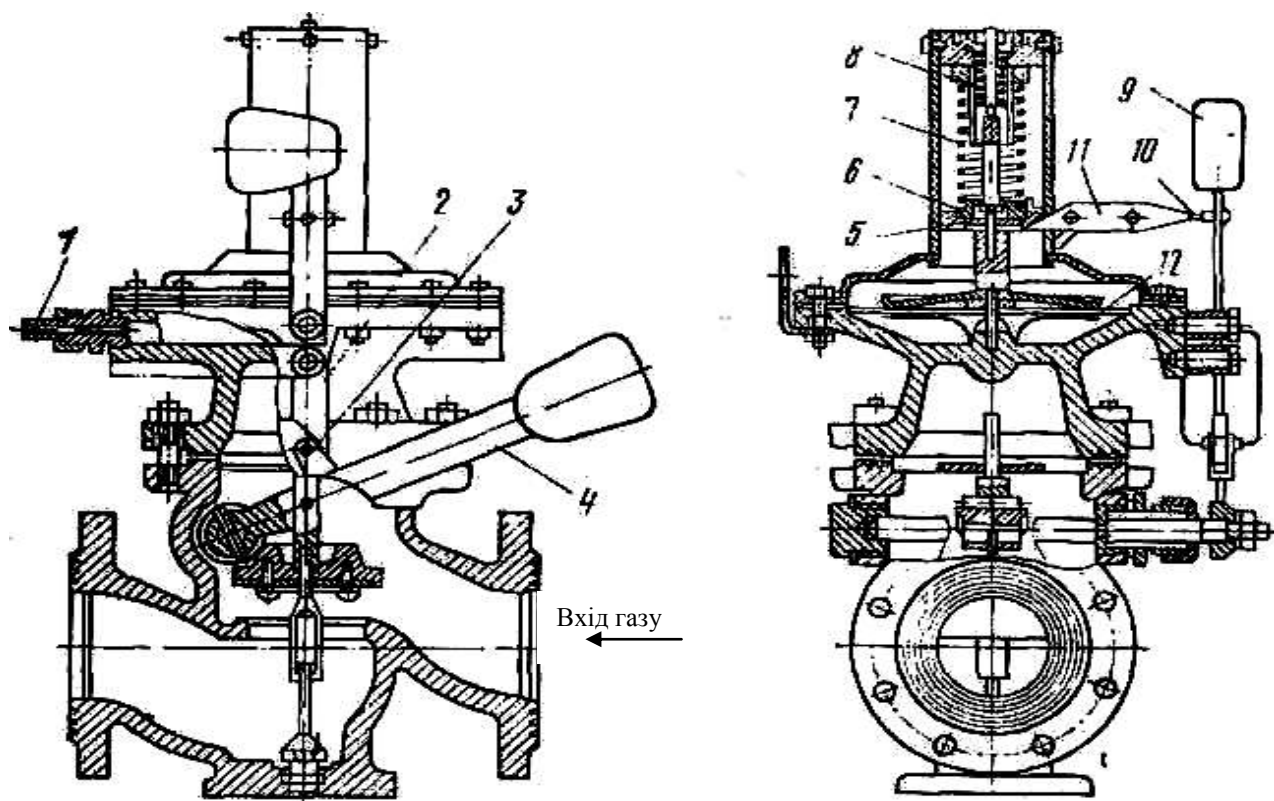


Рис. 126 - Запобіжно-запірний клапан ПКН (ПКВ):

1 - штуцер; 2 - важелі; 3, 10- штифти; 5 - гайка; 5- тарілка; 7, 8 - пружини; 9 - ударник; 11-коромисло; 12- мембрана

Рекомендується наступний порядок настроювання. Спочатку налаштовують на нижню межу спрацьовування. Під час настроювання тиск за регулятором варто підтримувати трохи встановленої межі, потім, повільно знижуючи тиск, переконатися, що клапан спрацьовує встановленої нижній межі. При настроюванні верхньої межі необхідно підтримувати тиск трохи більше настроєної нижньої межі. По закінченні настроювання потрібно підвищити тиск, щоб переконатися, що клапан спрацьовує саме при заданій верхній межі припустимого тиску газу.

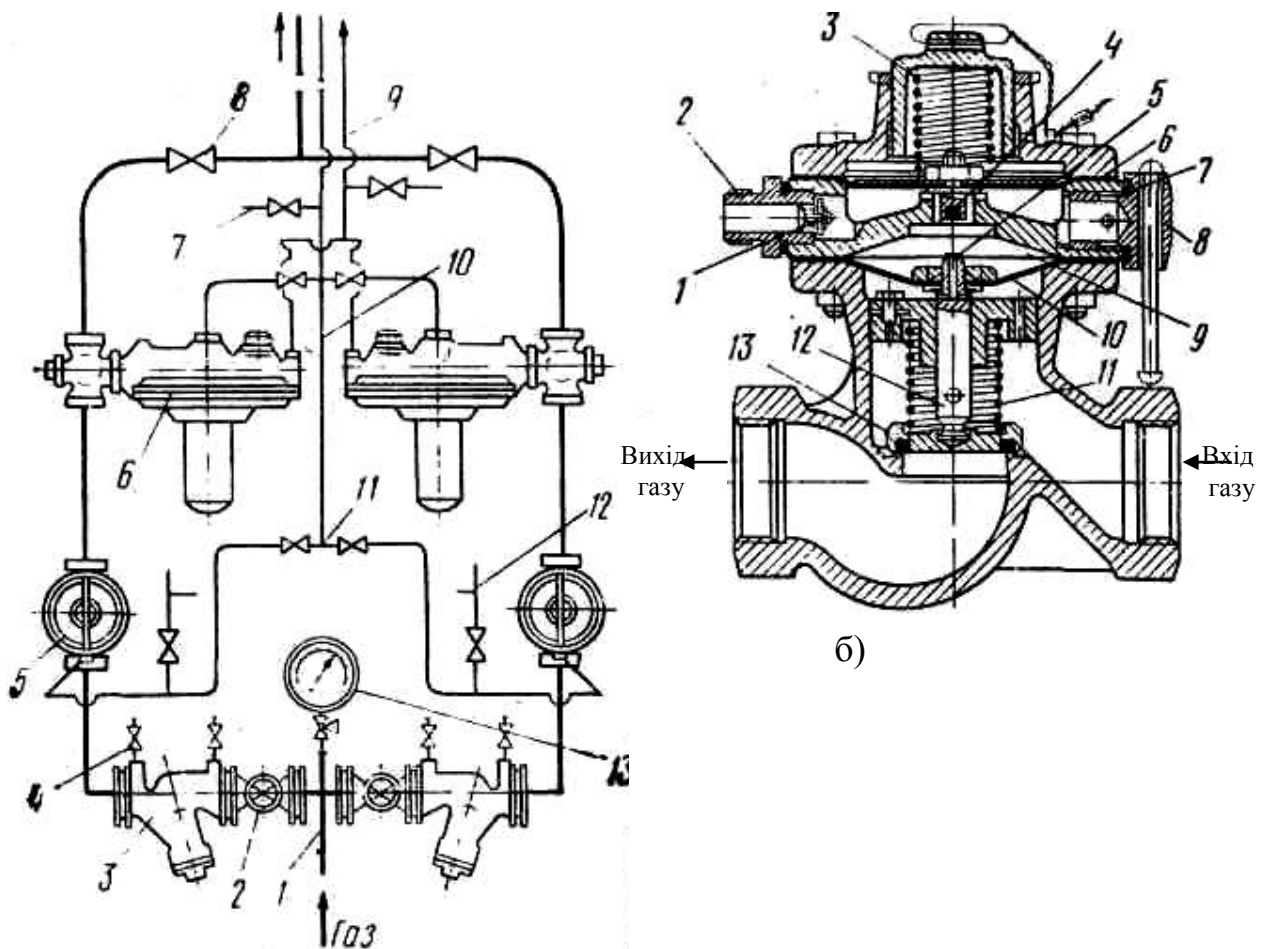


Рис. 1.27 - Обладнання і схема обв'язки шафової ГРУ:

а - принципова схема;

1- вхідний штуцер; 2 - вхідний клапан; 3 - фільтр; 4 - штуцер для манометра; 5 - клапан ПКК-40М; 6 - регулятор РД-32М (РД - 50 М); 7 - штуцер виміру кінцевого тиску; 8 - вихідний клапан; 9 - скідна лінія убудованих у регулятори запобіжних клапанів; 10 - імпульсна лінія кінцевого тиску; 11 - імпульсна лінія; 12 - штуцер з трійником; 13-манометр;

б - розріз клапана ПКК-40М:

б - 1, 13 - клапани; 2 - штуцер; 3,11 - пружини; 4 - гумове ущільнення; 5, 7 - отвори; 6, 10 - мембрани; 8 - пускова пробка; 9- імпульсна камера; 12 - шток.

*Запірно-запобіжний клапан ПКК-40М.* У шафових ГРУ встановлюють малогабаритний запірно-запобіжний клапан ПКК-40М. Цей клапан розрахований на вхідний тиск 0,6 МПа. Для відкриття клапана відгвинчують пускову пробку 8 (рис. 1.27,б), після чого імпульсна камера клапана з'єднується з атмосферою через отвір 7. Під дією тиску газу мембрана 10, шток 12 і клапан 73 переміщуються нагору, при цьому, коли мембрана перебуває в крайнім верхньому положенні, отвір 5 у штоку клапана прикривається гумовим ущільненням 4 і надходження газу з корпусу в імпульсну камеру 9 припиняється. Потім пускову пробку загвинчують. Через відкритий клапан газ надходить на регулятори тиску і по імпульсній трубці - у камеру 9. Якщо тиск газу за регуляторами підвищиться понад установлені межі, то мембрана 6,

переборюючи пружність пружини 3, переміститься нагору, у результаті чого отвір 5, прикритий раніше гумовим ущільненням 4, відкриється. Верхня мембрана 6, піднімаючись, упирається своїм диском у кришку, а нижня під дією пружини 11 і маси клапана зі штоком опускається вниз, і клапан закриває прохід газу.

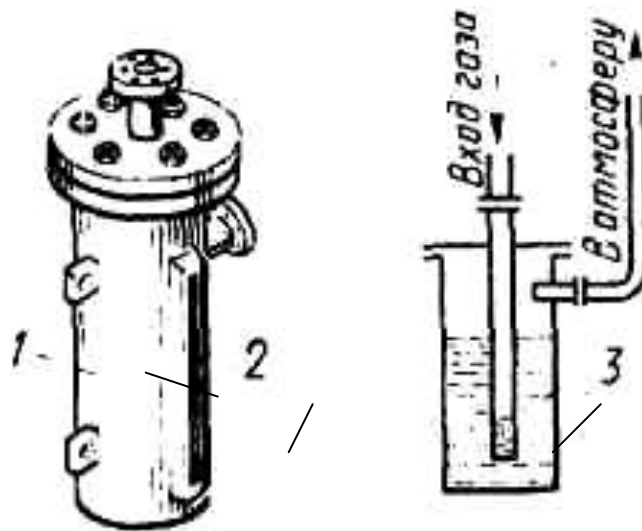


Рис. 1.28 - Гідравлічний затвор: 1 - корпус, 2 - водомірне скло; 3 - запірна рідина

*Гідравлічний скидний запобіжник, гідрозатвор.* Верхній штуцер служить для приєднання газопроводу, а бічний штуцер приєднують до свічі для викиду в атмосферу. Із зовнішньої сторони корпусу встановлено водомірне скло 2 (рис. 1.28), що дозволяє визначити висоту стовпа рідини, залитої в корпус. При нормальному тиску газ не може перебороти масу стовпа рідини, залитої в гідро затвор, і тому в атмосферу не скидається. Але як тільки тиск виявиться більше маси стовпа рідини в гідро затворі, газ починає витісняти рідина із трубки штуцера, доходить до її нижнього краю і, піднімаючись нагору, іде через свічу в атмосферу.

В якості запірної рідини 3 може використатися вода, якщо ідро затвор встановлений у приміщенні з позитивною температур, або гліцерин, кеосин і веретенне масло при негативній температурі. Рідину в гідро затвор заливають через пробку, розташовану у верхній частині корпусу 1. Необхідний рівень рідини в гідро затворі

$$H = p / \rho \quad (1.21)$$

де  $H$  - висота стовпа рідини в гідрозатворі, м;  $p$  - тиск при якому повинен спрацьовувати гідрозатвор, Па;  $\rho$  – густина рідини, кг/м<sup>3</sup>.

*Запобіжно-скидний клапан ЗСК.* Мембранно-пружинний скидний клапан ЗСК (рис. 1.29) установлюють на газопроводах низького і середнього тисків. Клапани ЗСК-25 і ЗСК-50 відрізняються один від іншого тільки габаритами і пропускною здатністю.

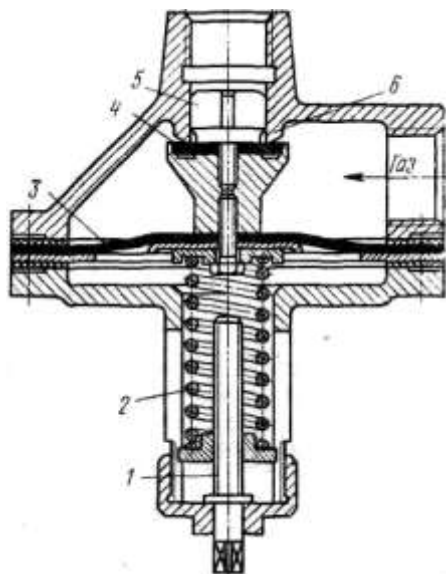


Рис. 1.29 - Запобіжно-скидний клапан ЗСК: 1 - регулювальний гвинт; 2 - пружина; 3 - мембрана; 4 - ущільнення; 5 - золотник; 6 – сідло

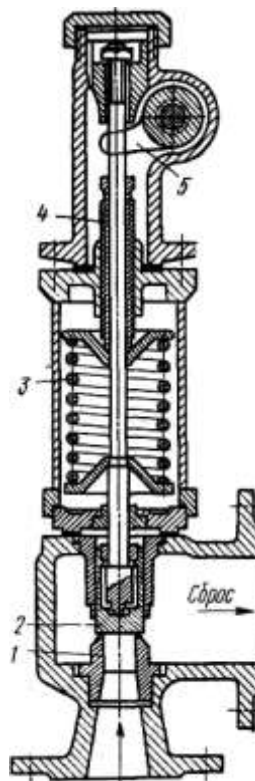


Рис. 1.30 - Запобіжний скидний клапан ЗСК-4: 1 - сідло клапана; 2- золотник; 3- пружина; 4 - регулювальний гвинт; 5 – кулачок

Газ із газопроводу після регулятора надходить на мембрану 3 клапану 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 корпуса. Для установки клапана ЗСК на газопроводах низького або високого тиску підбирають відповідні пружини.

#### 6.4 Газові фільтри

Для очищення газу від пилу, іржі, смолистих речовин та ін. механічних домішок і запобігання засмічення імпульсних трубок, дросельних отворів, зношування запірних і дросельних органів арматур установлюють фільтри. Якісне очищення газу дозволяє запобігти передчасному зношуванню

газопроводів, запірної, регулюючої і запобіжної апаратур контрольно-вимірювальних приладів. Правильний вибір фільтра для ГРП є однією з найважливіших умов надійної і безпечної роботи всіх систем газопостачання в цілому.

Основні параметри фільтрів, установлені в ГРПШ, повинні відповідати вимогам ДБН В.2.5.-20-2001. Для ГРПШ конструкція фільтрів повинна бути максимально компактною. При їхньому виборі варто орієнтуватися на вироби, що забезпечують достатній ступінь очищення газу при мінімальних габаритах фільтрів.

Особливе значення при розробці і виборі фільтрів надається фільтруючому 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. По фільтруючому матеріалу вони підрозділяються на сітчасті й волосяні.

У ГРУ з умовним проходом до 50 мм установлюють кутові сітчасті фільтри (рис. 7). У цих фільтрах як фільтруючий елемент використовують плетену металеву сітку. Сітчасті фільтри, особливо при використанні двошарових сіток, відрізняються підвищеною тонкістю і інтенсивністю очищення. У процесі експлуатації в міру засмічення сітки, підвищується тонкість фільтрування при одночасному зменшенні пропускної здатності фільтра.

У ГРП із регуляторами з умовним проходом більше 50 мм застосовують чавунні волосяні фільтри (рис. 8). Фільтруючим елементом є касети, набиті капроною ниткою (або пресованим кінським волосом) і просочені вісциновим маслом. Можливе використання інших фільтруючих матеріалів, якщо вони відповідають вищевказаним вимогам. У процесі експлуатації у волосяних фільтрів часто знижується фільтруюча здатність за рахунок зношування часток фільтруючого матеріалу газовим потоком і при періодичному очищенні струшуванням.

Необхідний ступінь очищення фільтром газового потоку забезпечується при обмежених швидкостях газу, обумовлених максимально припустимим перепадом тиску у фільтруючому елементі (касеті, сітці), що не повинен перевищувати: для сітчастих фільтрів - 5000 Па, для волосяних - 10000 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 - 4000-5000 Па.

Наприклад, для фільтра типу ФС фільтруюча одношарова плетена металева сітка з ланкою у світлі 0,25 мм, діаметр дроту-0,12 мм. Маса механічних домішок в одному м<sup>3</sup> природного газу повинна становити не більше 0,001 г (ГОСТ 22387.4-77 "Метод визначення вмісту смоли і пилу).

Конструкція фільтрів в обов'язковому порядку повинна передбачати штуцер для приєднання приладу, по якому визначається величина падіння тиску на фільтруючому елементі.

По напрямку руху газу через фільтруючий елемент фільтри розділяють на прямоточні і поворотні, по конструктивному виконанню - на лінійні і кутові; по матеріалу корпусу і методу його виготовлення - на чавунні литі і сталеві зварені.

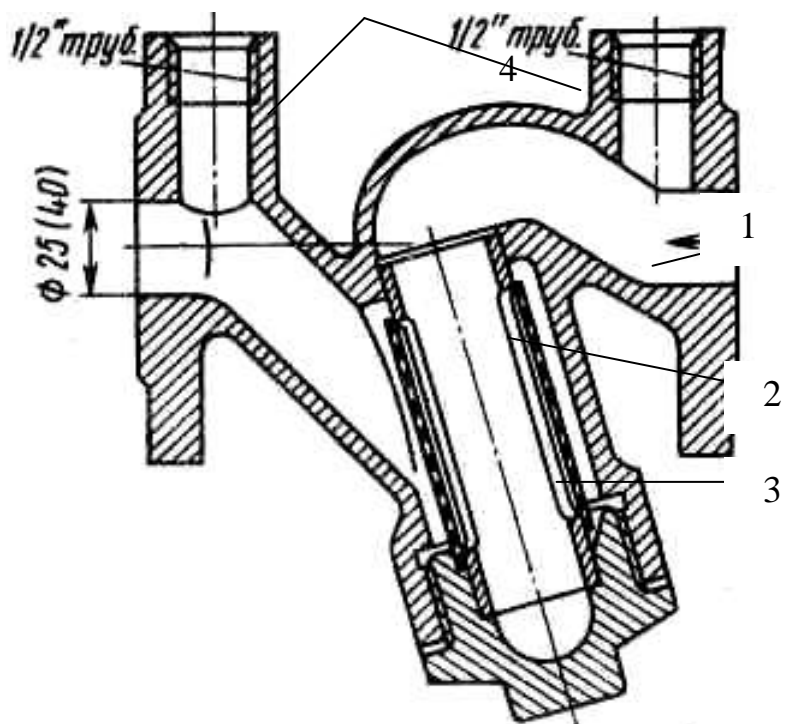


Рис. 1.31 - Газовий кутовий сітчастий фільтр: 1 - корпус; 2 - касета; 3 - кришка; 4 – штуцер

Роботу й оснащення сітчастого фільтра можна розглянути на прикладі фільтра типу ФС (рис. 1.31). Фільтр складається з корпусу, кришки і касети.

Цей пристрій являє собою фільтр лінійного типу з поворотом потоку газу. У чавунному корпусі один є кільцевий паз, у який вставляється касета 2. Кришка 3 закриває верхню частину корпусу і служить для монтажу та демонтажу касети в корпусі. Штуцер 4 служить для підключення



дифманометра. Потік газу проходить через касету прямо, очищається і виходить через вихідний патрубок. Для очищення фільтра касету виймають, стряхують з неї тверді частки, що нагромадилися, і промивають її при необхідності в розчинниках типу бензолу. Фільтри такої конструкції виготовляють і зі сталевим звареним корпусом типу ФС.

Роботу волосяного фільтра розглянемо на прикладі фільтра типу ФВ (рис. 1.32). Принцип роботи ідентичний принципу роботи фільтра ФС.

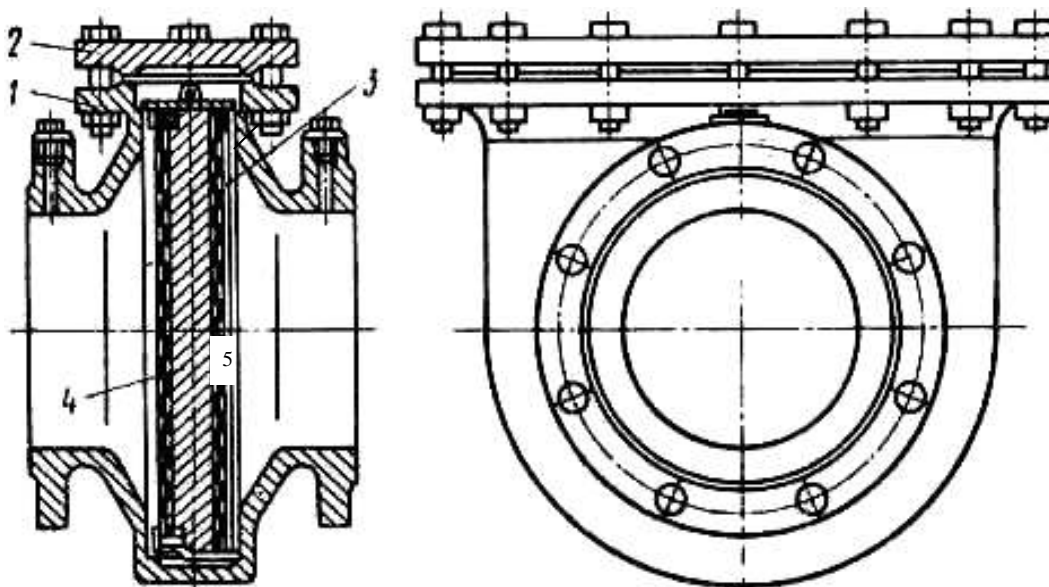


Рис. 1.32 - Газовий волосяний фільтр:

1 - корпус; 2 - кришка; 3 - касета; 4 - перфорована металева пластина; 5 – штуцер

### Технічні характеристики газових фільтрів, що випускаються промисловістю і придатних для використання в ГРП

Таблиця 1.15 - Технічні характеристики газових фільтрів.

Фільтр		Вхідний тиск, МПа	Припустима пропускна здатність, м <sup>3</sup> /ч при вхідному тиску, МПа					
			0,05	0,1	0,2	0,3	0,6	0,12
сітчастий	ФС-25	1,6	125	145	175	205	270	370
	ФС-40	1,6	260	305	370	430	570	770
	ФС-50	0,6	375	430	530	610	810	-
волосяний касетний	ФВ-100	1,2	770	890	1090	1257	1665	2270
	ФВ-200	1,2	3000	3500	4250	4900	6500	8870
литий волосяний касетний зварний	ФГ7-50-6	0,6	-	2500	3600	4500	7000	-
	ФГ9-50-12	1,2	-	2500	3600	4500	7000	9000
	ФГ515-100-6	0,6	-	7000	10000	11000	15000	-
	ФГ19-100-12	1,2	-	-	-	-	-	19000

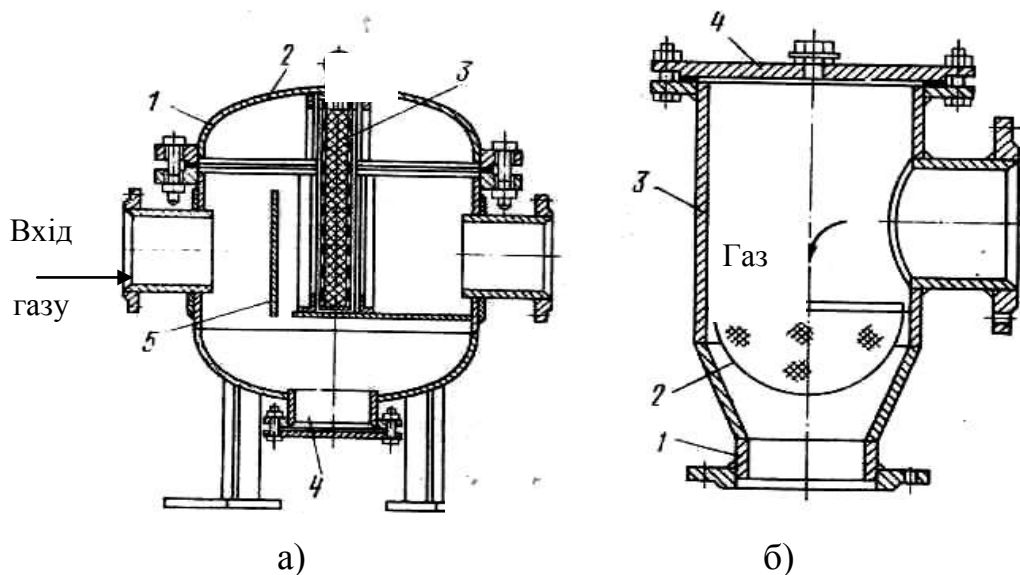


Рис. 1.33 - Фільтри зварні:

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

На рис. 1.33, а показане обладнання фільтра, призначеного для ГРП, обладнаного регуляторами РДУК. Фільтр складається зі звареного корпуса із приєднувальними патрубками для входу й виходу газу, кришки і заглушки. З боку входу всередині корпуса приварений 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 корпуса є сітчаста касета, заповнена капроною ниткою.

Тверді частки, що залишилися в потоці газу, фільтруються в касеті, що у міру необхідності прочищається. Для очищення і промивання касети верхню кришку фільтра можна знімати. Для виміру перепаду тиску використовують диференційні манометри, що приєднують до спеціальних штуцерів. Перед ротатійними лічильниками встановлюють додатковий фільтруючий пристрій - фільтр-ревізію (рис. 1.33, б).

## 6.5. Контрольно-вимірювальні прилади

В нашій країні існує державна система приладів (ДСП). Вона являє собою сукупність уніфікованих блоків, приладів і пристроїв, що мають стандартизовані параметри вхідних і вихідних сигналів, нормовані габарити, приєднувальні розміри, а також параметри живлення. Таким чином, ДСП дозволяє вирішувати всі завдання автоматичного контролю, регулювання і

керування виробничими процесами. 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.

Усі КВП повинні мати клейма або пломби органів Держстандарту.

Контрольно-вимірювальні прилади з електричним приводом, а також телефонні апарати повинні бути у вибухозахищеному виконанні, у противному випадку їх ставлять у приміщенні, ізольованому від ГРП.

Розглянемо найпоширеніші види КВП, застосовуваних у ГРП.

Прилади для виміру тиску газу ділять 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, сільфони, 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.

*Ротаційні лічильники типу РГ.* Лічильниками називаються прилади, що вимірюють сумарну витрату газу за певний проміжок часу. Об'ємний вимір у лічильниках здійснюється внаслідок обертання двох роторів за рахунок різниці тиску газу на вході й виході. Необхідний для обертання роторів перепад тиску в лічильнику становить до 300 Па, що дозволяє використати ці лічильники навіть на низькому тиску. Вітчизняна промисловість випускає лічильники РГ-40-1, РГ-100-1, РГ-250-1; РГ-400-1, РГ-600-1 і РГ-1000-1 на номінальні витрати газу від 40 до 1000 м<sup>3</sup>/год і тиск не більше 0,1 МПа (у системі одиниць СІ витрата 1 м<sup>3</sup>/год = 2,78•10<sup>-4</sup> м<sup>3</sup>/сек). При необхідності можна застосовувати паралельну установку лічильників.

## 6.6. Експлуатація газорегуляторних пунктів

### *Введення в експлуатацію*

Приймання і введення в експлуатацію ГРП проводяться в такій послідовності: перевірка виконавчо-технічної документації; перевірка відповідності монтажу і устаткування проектам; ревізія ГРП; перевірка газопроводів і устаткування на міцність і щільність; уведення в експлуатацію. Комісії пред'являється необхідна виконавчо-технічна документація. Устаткування ГРП повинне відповідати проекту. Ціль ревізії - установити укомплектованість і справність устаткування; регулятора, фільтра, запобіжних, скидних і запірних пристроїв, КВП.

Перевірку на міцність газопроводів і устаткування робить будівельно-монтажна організація в присутності представника замовника. Випробування на міцність необхідно для виявлення дефектів в устаткуванні, трубах і їхніх з'єднаннях. Під іспитовим 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 іспитових тисків приймають по тиску газу до регулятора. При випробуванні вроздріб норми іспитових 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 необхідно труби і арматури продути газом. Продувку роблять із дотриманням всіх заходів, зазначених в наряді на газонебезпечні роботи. Повітря витісняється під тиском газу 1000...1500 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 попадає 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 регульовальну 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 настроювання ЗЗК на мінімум кладуть вантаж на шток мембрани, за допомогою пілота знижують тиск газу і по манометру визначають той тиск, при якому клапан спрацьовує. Якщо молоток клапана опускається при тиску більше високому, ніж покладено, то вантаж зменшують. Настроювання 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 спрацьовування гідрозатвора до спрацьовування запобіжного клапана на максимум.

При включенні регуляторів необхідно: перевірити вхідний і вихідний тиски (вхідна засувка і ЗЗК повинні бути закриті, натискний гвинт пілота вивернути, 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). При вимиканні 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.

### ***Правила безпеки при технічному обслуговуванні***

На кожний ГРП складають паспорт, у якому втримуються основні характеристики устаткування і КВП. На будинку ГРП на видному місці вивішують попереджувальні написи "Вогнебезпечно".

У кожному ГРП повинні бути вивішені схеми їхнього пристрою і інструкції для експлуатації, техніці безпеки і пожежної безпеки.

Для аварійного освітлення варто користуватися акумуляторними ліхтарями у вибухобезпечному виконанні, включати їх на вулиці перед входом у приміщення. У приміщенні ГРП повинна перебувати аптечка.

На період ремонтних робіт у приміщенні ГРП призначають одного чергового, що стежить за роботами, підтримує зв'язок, не допускає сторонніх у приміщення ГРП не дозволяє курити і т.д. Якщо стався нещасний випадок, черговий повинен, надавши допомогу потерпілому, повідомити про те, що трапилося, в аварійну службу, викликати "швидку допомогу".

При ремонтних роботах варто використати інструмент, що не викликає іскри.

Газозварювальні роботи в приміщенні ГРП дозволяються у виняткових випадках за спеціальним планом і під безпосереднім керівництвом інженерно-технічного працівника. Якщо в приміщенні ГРП з'явився газ, то зварювальні роботи негайно припиняють. Відновити роботи можна після ліквідації витоку газу і провітрювання приміщення. При роботі в протигазах необхідно стежити, щоб шланги не мали перегинів, а відкриті кінці їх були розташовані з навітряної сторони не ближче 5 м від ГРП. У приміщенні ГРП не можна зберігати горючі і легкозаймисті матеріали. Роботи з ремонту електроустаткування і зміни перегорілих електроламп повинні проводитися при виключеному струмі.

### **Контрольні питання**

1. Розкажіть про обладнання і призначення ГРП.
2. Які функції виконують запобіжні і скидні пристрої.
3. Розкажіть про призначення та експлуатацію ГРУ.
4. Розкажіть про обладнання та експлуатацію ШРП.
5. Принцип дії та порядок налаштування ЗЗК.
6. Принцип дії та порядок налаштування гідрозатвору.
7. Принцип дії та порядок налаштування ЗСК.
8. Які основні вимоги для фільтрів по очищенню газу?
9. Розкажіть конструкцію та особливості експлуатації фільтрів.
10. Які КВП застосовують в роботі ГРП?
11. Розкажіть про обладнання і призначення лічильника газу РГ.
12. Розкажіть порядок введення в експлуатацію, пуск газу в ГРП, та налаштування регуляторів, ЗЗК та ЗСК.

## ТЕМА 7. РЕГУЛЯТОРИ ТИСКУ

### 7.1. Функції, класифікація і призначення регуляторів тиску

Регуляторами тиску називають пристрої, що служать для автоматичної підтримки тиску газу на заданому рівні. Вони є найважливішими приладами ГРП і ГРУ, від їхньої роботи залежить безперебійна подача споживачам газу заданого тиску.

*Регулятори тиску класифікують:*

- за принципом дії;
- за конструкцією дросельного органа;
- за конструкцією імпульсних елементів;
- за конструкцією керуючих елементів;
- за величиною регульованого тиску;
- за обладнанням;
- за характером регулюючого впливу.

Розглянемо кожний вид регуляторів окремо.

1. **За принципом дії** регулятори діляться на регулятори прямої і непрямой дії. Прямої дії регулятори в основному використовуються ГРПШ і являють собою пристрої, призначені для автоматичного регулювання тиску газу шляхом зміни його витрати. Вони використовуються 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 і РДГ.

2. **За конструкцією дросельного органа** - з односідельними і двосідельними клапанами або заслінкою, а також із твердими або м'якими клапанами. Односідельні - одне сідло і один клапан. Застосовуються в основному на міських ГПП. 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 при необхідності забезпечити більшу пропускну здатність газу через ГРП при мінімальній кількості регулюючих ліній.



3. **За конструкцією імпульсних елементів** - мембранні і поршневі. Більше поширення одержали мембранні регулятори тиску. Основу мембрани становить кругла пластина з еластичного матеріалу (прожированої шкіри, маслобензостійкої морозотривкої гуми, прогумованого полотна або пластмаси), що по периметрі зажимається між фланцями мембранної коробки.
4. **За конструкцією керуючих елементів** - вантажні, пружинні і пневматичні.
5. **За величиною регульованого тиску** - регулятори застосовані для регулювання тиску з високого на середній, із середнього на середній, із середнього на низький.
6. **За обладнанням** - одиничні як самостійні вироби і комбіновані (зблоковані з іншими технологічними елементами ГРПШ). Комбіновані регулятори можуть бути трьох видів:
  - з вбудованим запобіжно-запірним клапаном (ЗЗК), наприклад типу РДГ;
  - з вбудованим запобіжно-запірним клапаном (ЗСК), наприклад, РД - 32;
  - з убудованими ЗЗК і ЗСК, наприклад РДНК і РДСК.
7. **За характером регулюючого впливу** регулятори підрозділяють на пропорційні (статичні) і астатичні.

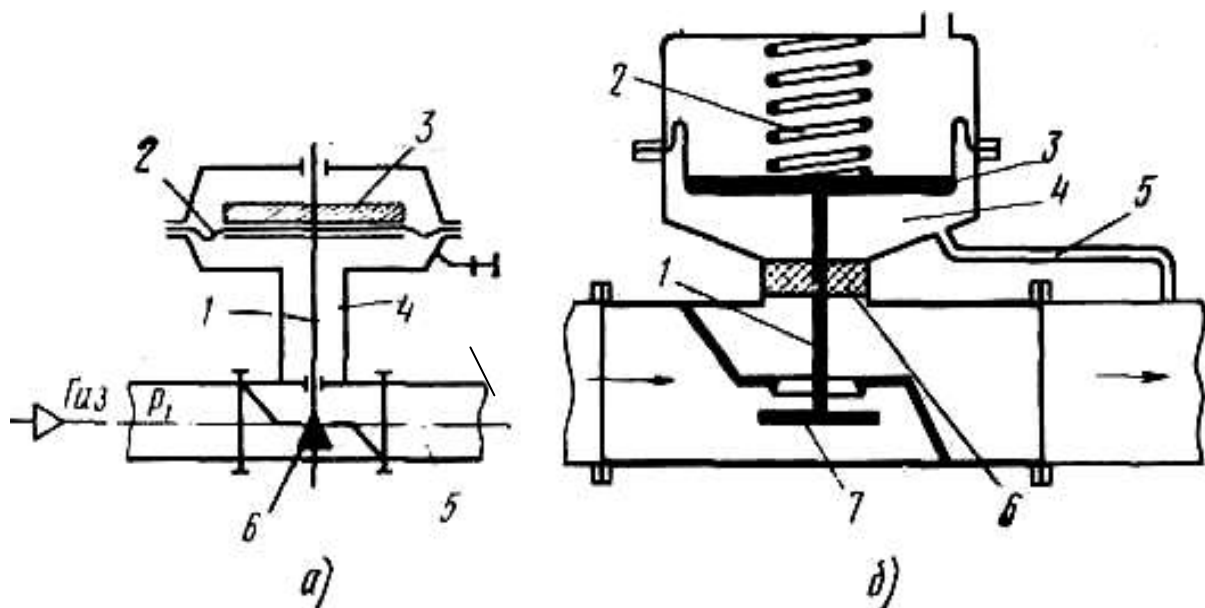


Рис.1.34 - Схема регуляторів тиску:

- 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

Мембрана 2 (рис.1.34, а) астатичного регулятора тиску газу має поршневу форму, і її активна площа, що сприймає тиск газу, практично не міняється при будь-яких положеннях 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 приведе до додаткового відкриття регулювального клапана. Після того як відбудеться відновлення рівноваги між припливом і витратою, тиск газу збільшиться 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 регулювального клапана. Рівновага системи можлива тільки при заданому значенні регульованого параметра, при цьому регульований клапан може займати будь-яке положення. Астатичні регулятори часто заміняють пропорційними.

В пропорційних (статичних) регуляторах, на відміну від астатичних, підмембранна порожнина відділена від колектора сальником і з'єднується з імпульсною трубкою, тобто вузли зворотного зв'язку розташовані поза об'єктом. Замість вантажів на мембрану діє сила стиску пружини 2 (рис. 1.34, б). Якщо в астатичному регуляторі найменша зміна вихідного тиску газу може привести до переміщення регулювального клапана з одного крайнього положення в інше, то в статичному повне переміщення клапана з одного крайнього положення в інше відбувається тільки при відповідному стиску пружини.

Як астатичні, так і пропорційні регулятори при роботах з дуже вузькими межами пропорційності мають властивості систем, що працюють за принципом "відкрите-закрите", тобто при незначній зміні 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.

## 7.2. Дросельні пристрої, мембрани

Дросельні пристрої (рис. 1.35) регуляторів тиску - клапани різних конструкцій. У регуляторах тиску газу застосовують односідельні і двосідельні клапани.

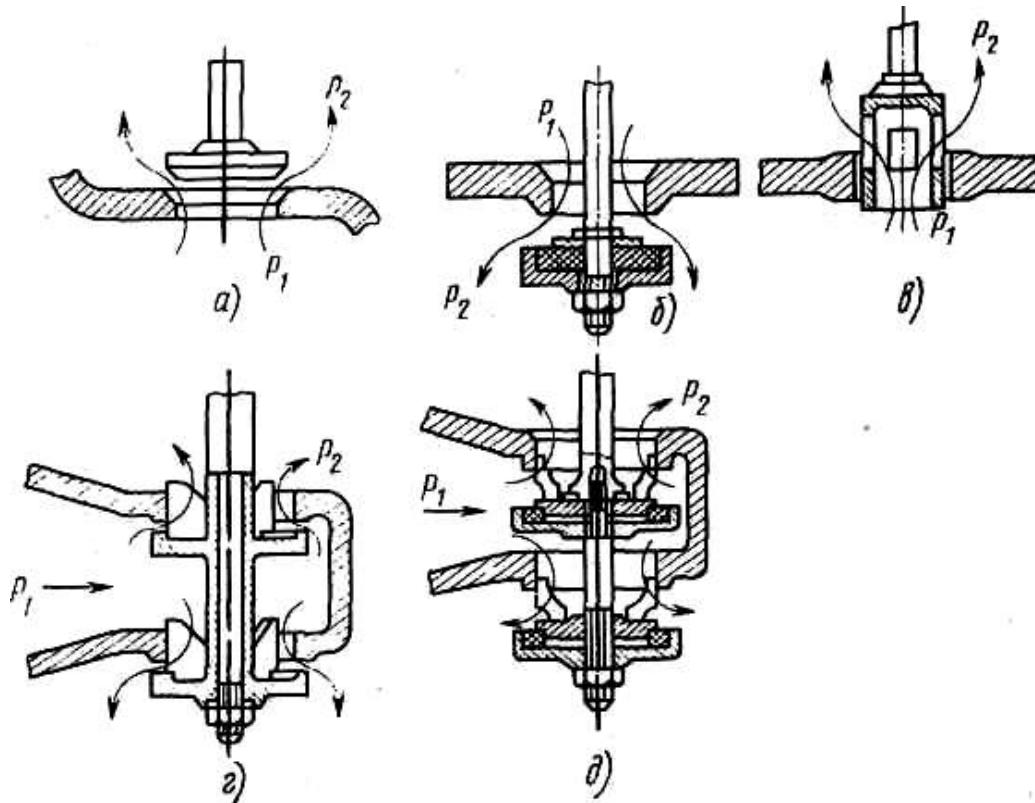


Рис. 1.35 - Дросельні пристрої регуляторів тиску газу:

а - клапан твердий односідельний; б - клапан м'який односідельний; в - клапан циліндричний з вікном для проходу газу; г - клапан твердий двосідельний нерозрізний з напрямним пір'ям; д - клапан м'який двосідельний

На односідельні клапани (рис. 1.35 а, б) діє однобічне зусилля, рівне добутку площі отвору сідла на різницю тисків по обидва боки клапана. Наявність зусилля тільки з однієї сторони ускладнює процес регулювання і одночасно збільшує вплив зміни тиску до регулятора на вихідний тиск. Разом з тим ці клапани забезпечують надійне відключення газу при відсутності його відбору, що обумовило їхнє широке застосування в конструкціях регуляторів, використовуваних у ГРП.

Двосідельні клапани (рис. 1.35, г, д) не забезпечують герметичного закриття. Це пояснюється нерівномірністю зношування сідел, складністю

притирання затвора одночасно до двох сідел, а також тим, що при температурних коливаннях неоднаково змінюються розміри затвора і сідла.

Від розміру клапана і величини його ходу залежить пропускна здатність регулятора. Тому регулятори підбирають залежно від максимально можливого споживання газу, а також по розмірі клапана і величині його ходу.

Регулятори, установлені в ГРП, повинні працювати в діапазоні навантажень від 0 ("на тупик") до максимуму.

Пропускна здатність регулятора залежить від відношення тисків до та після регулятора, густини газу і кінцевого тиску. В інструкціях і довідниках є таблиці пропускної здатності регуляторів при перепаді тиску 0,01 МПа. Для визначення пропускної здатності регуляторів при інших параметрах необхідно робити перерахунки.

### **Мембрани**

За допомогою мембран енергія тиску газу переводиться в механічну енергію руху, що передається через систему важелів на клапан. Вибір конструкції мембран залежить від призначення регуляторів тиску. В астатичних регуляторах сталість робочої поверхні мембрани досягається доданням їй поршневої форми й застосуванням обмежників вигину гофра.

Найбільше застосування в конструкціях регуляторів знайшли кільцеві мембрани (рис. 1.36). Їхнє використання полегшило заміну мембран під час ремонтних робіт і дозволило уніфікувати основні вимірювальні пристрої різних регуляторів. Рух мембранного пристрою нагору й униз відбувається за рахунок деформації плоского гофра, утвореного опорним диском 1. Якщо мембрана перебуває в крайнім нижньому положенні, то активна площа мембрани ( $F_{max}$ ) - вся її поверхня. Якщо мембрана переміщається в крайнє верхнє положення, то її активна площа зменшується до площі диска ( $F_{min}$ ). Зі зменшенням діаметра диска різниця між максимальною й мінімальною активною площею буде збільшуватися. Отже, для підйому кільцевих мембран необхідно поступове наростання тиску, що компенсує зменшення активної площі мембрани. Якщо

мембрана в процесі роботи піддається змінному тиску по обидва боки, ставлять два диски - зверху й знизу.

У регуляторів низького вихідного тиску однобічний тиск газу на мембрану врівноважується пружинами або вантажами. У регуляторів високого або середнього вихідного тиску газ підводиться до обох сторін мембрани, розвантажуючи її від однобічних зусиль.

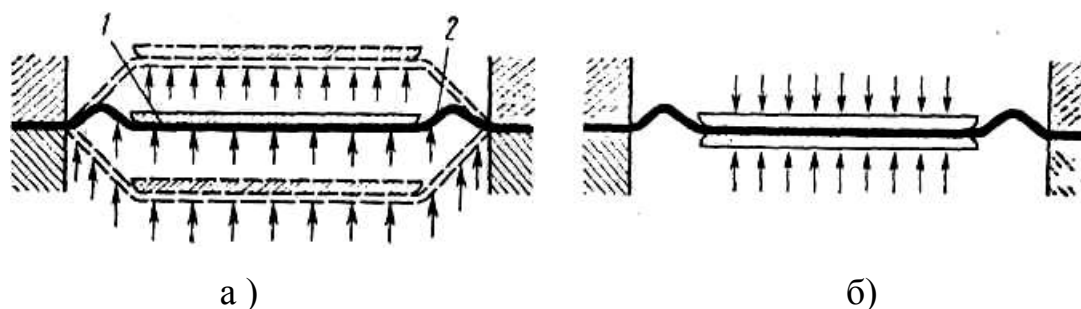


Рис. 1.36 - Кільцева мембрана: а - з одним диском; б - з двома дисками; 1 - диск; 2 - гофра

### 7.3. Обладнання і принцип роботи регуляторів тиску газу

Регулятори прямої дії підрозділяють на пілотні й безпілотні. Пілотні регулятори (РСД, РДУК і РДВ) мають керуючий пристрій у вигляді невеликого регулятора, що називається пілотом. Безпілотні регулятори (РД РДК і РДГ) не мають керуючого пристрою й відрізняються від пілотних габаритами й пропускною здатністю. Розглянемо найпоширеніші регулятори тиску прямої дії.

*Регулятори РД-32М и РД-50М.* Ці регулятори безпілотні, прямої дії, розрізняються по умовному проході 32 і 50 мм і забезпечують подачу газу відповідно до 200 і 750 м<sup>3</sup>/год. Корпус регулятора РД-32М приєднують до газопроводу накидними гайками 5 (рис. 1.37). По імпульсній трубці 10 редукуємий газ подається в підмембранний простір регулятора і натискає на еластичну мембрану 1. Зверху на мембрану робить протитиск пружина 2. Якщо витрата газу збільшиться, то його тиск за регулятором понизиться, відповідно зменшиться й тиск газу в підмембранному просторі регулятора, рівновага мембрани порушиться, і вона, під дією пружини 2, переміститься вниз. Внаслідок переміщення мембрани вниз важільний механізм 11 відсуне поршень 9 від клапана 8. Відстань між клапаном і поршнем збільшиться, це приведе до збільшення витрати газу і відновленню кінцевого тиску. Якщо витрата газу за

регулятором зменшиться, то вихідний тиск підвищиться, і процес регулювання відбудеться у зворотному напрямку. Змінні клапани 8 дозволяють змінювати пропускну здатність регуляторів. Налагоджують регулятори на заданий режим тиску - за допомогою регульованої пружини 2, гайки 3 і регульовальних гвинтів 4.

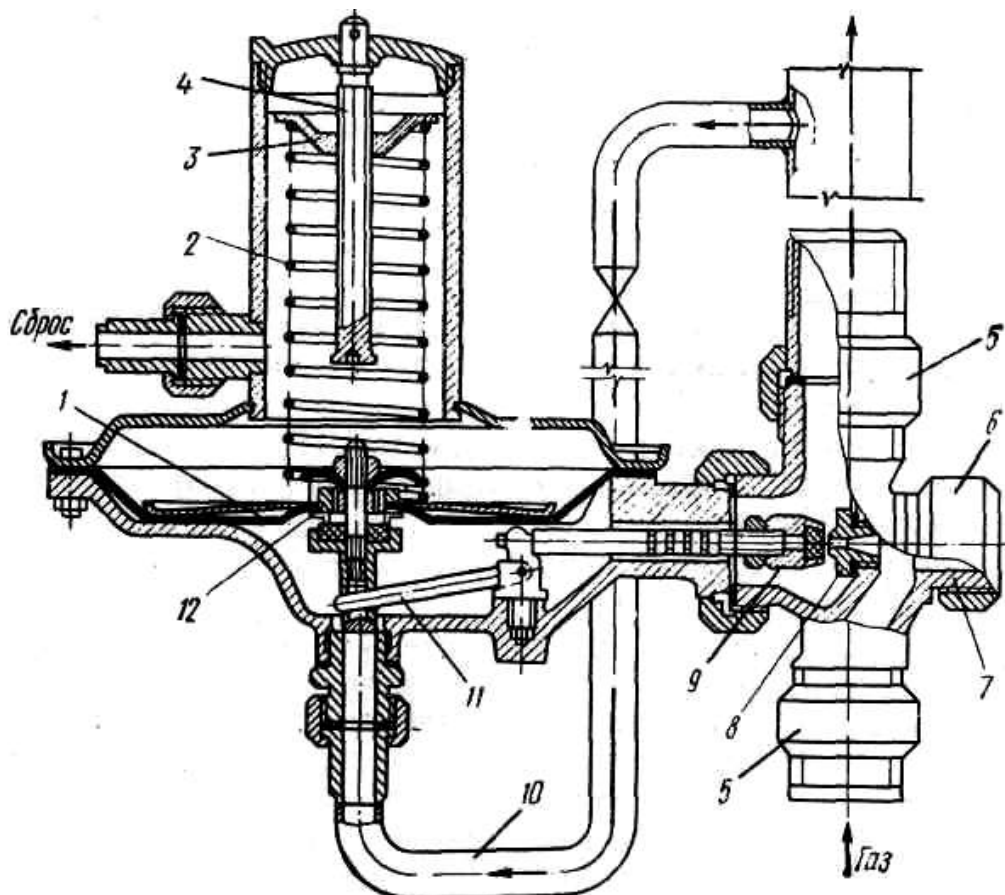


Рис. 1.37 - Регулятор тиску РД-32М:

1 - мембрана; 2 - регульована пружина; 3, 5 - гайки; 4 - регульовальний гвинт; 6 - пробка; 7- ніпель; 8, 12 - клапани; 9- поршень; 10 - імпульсна трубка кінцевого тиску; 11 - важільний механізм

В години мінімального газоспоживання вихідний тиск газу може підвищитися і викликати розрив мембрани регулятора. Охороняє мембрану від розриву спеціальний пристрій, запобіжний клапан 12, вбудований у центральну частину мембрани. Клапан 12 забезпечує скидання газу з підмембранного простору в атмосферу.

*Комбіновані регулятори.* Це - РДНК-400, РДГД-20. РДСК-50, РГД-80. Зазначені регулятори одержали таку назву тому, що в корпусі регулятора вмонтовані скидний і запірний клапани.

*Регулятор РДНК-400* - регулятор тиску газу з низьким вихідним тиском, комбінований.

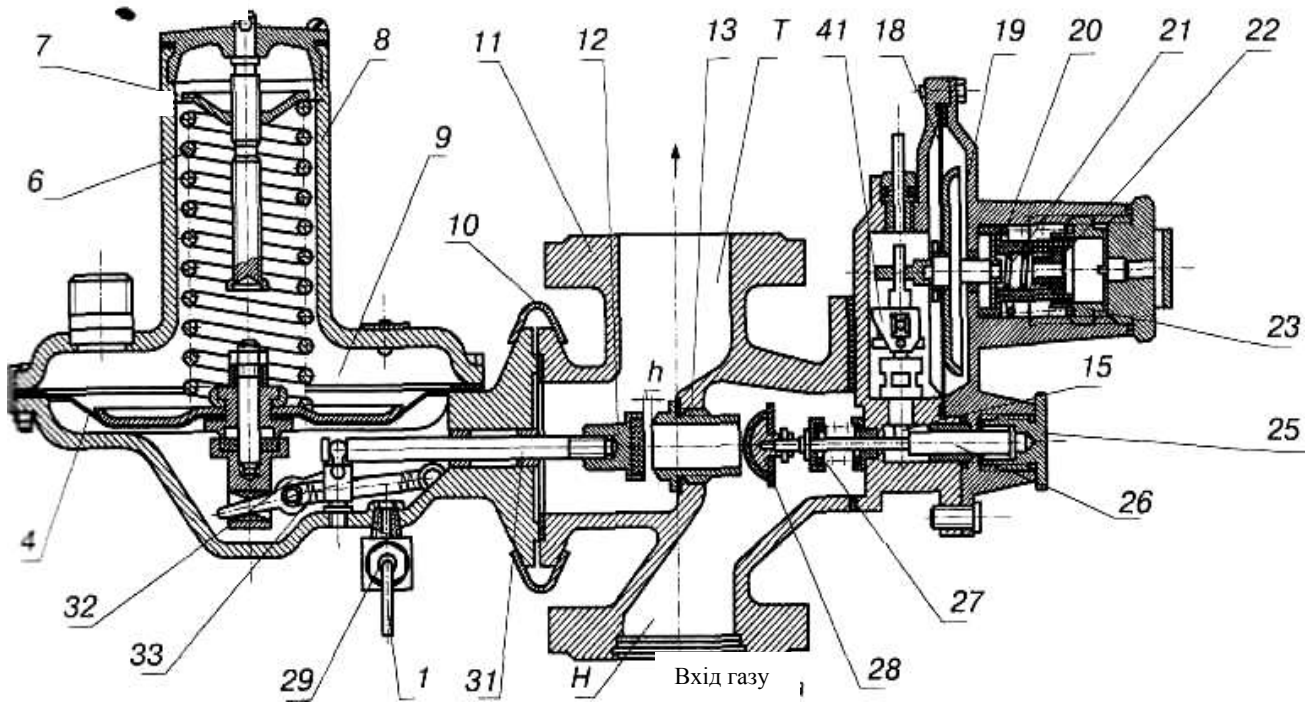


Рис. 1.38 - Регулятор тиску газу РДНК-400:

1 – імпульсна трубка; 6, 20, 21, 27, 33 – пружини; 4, 18 - мембрана; 7 – натискна гайка; 8 - склянка; 9 – мембранна камера; 10 - хомут; 11 - корпус; 12 – робочий клапан; 13 - сідло; Т – вихідний патрубок; 15 - фіксатор; 19 – вимикаючий пристрій; 22, 23 – регулювальні гайки; 25 - пробка; 26, 31 – штоки; 28 - клапан відсічний; 29 - трійник; 32 – важільний механізм; 41 - виконавчий механізм; Н – вхідний патрубок

Завод-виготовлювач поставляє регулятор, настроєний на вихідний тиск 2 кПа, з відповідним настроюванням скидного клапана і пристрою, що відключає. Вихідний тиск регулюють обертанням гвинта (рис. 1.38). При обертанні по ходу годинної стрілки вихідний тиск збільшується, а проти - зменшується. Скидний клапан налаштовують обертанням гайки, що послабляє або стискає пружину.

*Регулятор РДСК-50.* У регуляторі тиску газу з вихідним середнім тиском, комбінованому РДСК-50, скомпоновані незалежно працюючий регулятор тиску, автоматичний пристрій, що відключає, скидний клапан, фільтр для відділення пилу (рис. 1.39).

Завод-виготовлювач поставляє регулятор, настроєний на вихідний тиск 0,05 МПа, з відповідним настроюванням скидного клапана і пристрою, що відключає. При настроюванні вихідного тиску регулятора, а також спрацьовування скидного клапана і пристрою, що відключає, використовують змінні пружини, що входять у комплект поставки.

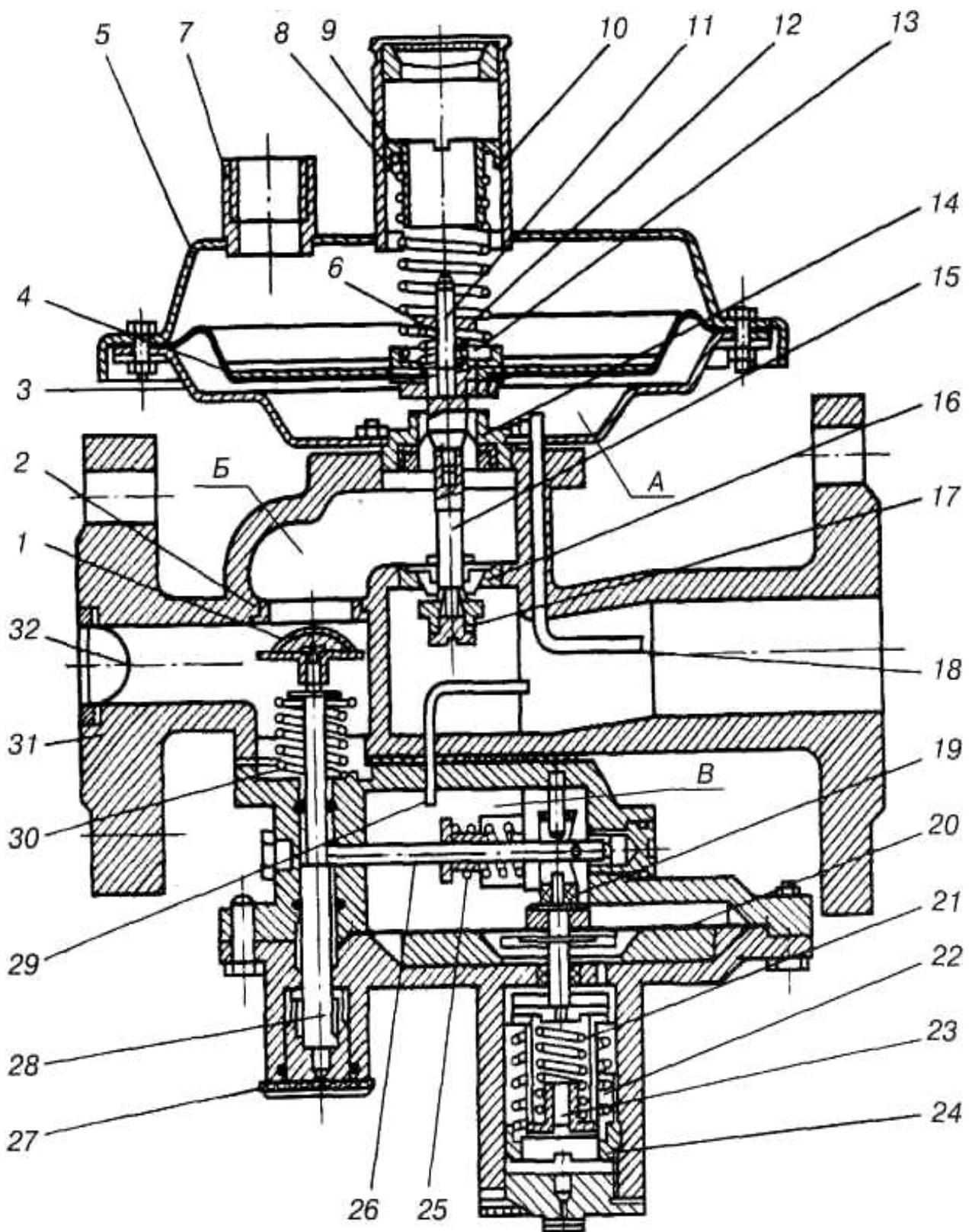


Рис. 1.39 - Регулятор тиску газу РДСК-50:

1 - клапан відсічний; 2 - сідло відсічного клапана; 3 - корпус; 4 - мембрана; 5 - кришка; 6 - пружина настроювання; 7 - штуцер; 8 - пружина; 9 - напрямна; 10 - склянка; 11, 15 - шток; 12 - гайка; 13 - клапан скидний; 14 - мембрана розвантажувальна; 16 - сідло робочого клапана; 17 - клапан робочий; 18, 29 - трубки імпульсні; 19 - штовхальник; 20 - мембрана пристрою, що відключає; 21, 22 - пружини; 23, 24 - напрямні; 25 - пружина; 26 - шток; 27 - пробка; 28 - шток; 30 - пружина; 31 - корпус; 32 - фільтр



Вихідний тиск налаштовують обертанням напрямної. При обертанні по ходу годинникової стрілки, вихідний тиск збільшується, а проти - зменшується. Тиск спрацьовування скидного клапана регулюють обертанням гайки.

Вимикаючий пристрій налаштовують, знижуючи вихідний тиск стиском або ослабленням пружини, обертаючи напрямну, а також підвищуючи вихідний тиск стиском або ослабленням пружини, обертаючи напрямну.

Пуск регулятора після усунення несправностей, що викликали спрацьовування пристрою, що відключає, виконують вивертанням пробки, у результаті чого клапан переміщається вниз доти, поки шток під дією пружини переміститься вліво і западе за виступ штока клапана, утримуючи його в такий спосіб у відкритому положенні. Після цього пробку ввертають до упору.

### ***Регулятори РДГ (РДГ- 80Н, 80В)***

*Призначення регулятора.* Регулятор призначений для редукування високого або середнього тиску газу і автоматичної підтримки вихідного тиску на заданому рівні незалежно від змін витрати газу і вхідного тиску; автоматичного відключення подачі газу при аварійному підвищенні і зниженні вихідного тиску понад припустимі задані значення.

Регулятор може встановлюватися на газорегуляторних пунктах (ГРП) і у вузлах редукування газорегуляторних установок (ГРУ) промислових і комунально-побутових об'єктів.

Регулятор працює в такий спосіб:

Газ вхідного тиску надходить через фільтр до стабілізатора 1, потім до регулятора керування 18 (РДГ-80Н). Від регулятора керування (РДГ-80Н) або від стабілізатора (РДГ-80В) газ через регульований дросель 10 надходить у підмембранну порожнину; надмембранна порожнина виконавчого пристрою пов'язана з імпульсною трубкою 15 з виходом регулятора. Через дросель 9 підмембранна порожнина виконавчого пристрою пов'язана з газопроводом за регулятором. Тиск у підмембранній порожнині виконавчого пристрою при роботі завжди буде більше вихідного тиску. Надмембранна порожнина виконавчого пристрою є під впливом вихідного тиску. Регулятор керування (РДГ-80Н) або стабілізатор (РДГ-80У) підтримує за собою постійний тиск, тому тиск у підмембранній порожнині також буде постійним (у сталому режимі).

Будь-які відхилення вихідного тиску від заданого викликають зміни тиску в надмембранній порожнині виконавчого пристрою, що приводить до

переміщення великого 5 і малого 7 клапанів у новий рівноважний стан, що відповідає новим значенням вхідного тиску і витрати, при цьому відновлюється вихідний тиск.

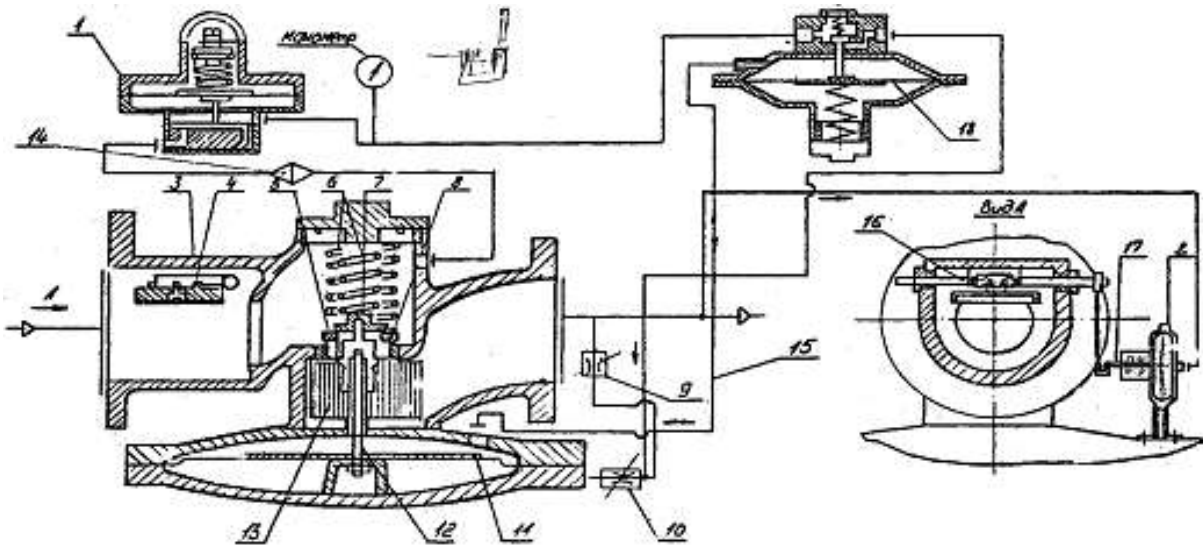


Рис. 1.40 – Регулятор тиску РДГ- 80Н:

1-стабілізатор; 2-механізм контролю; 3-корпус виконавчого пристрою; 4-клапан відсічний; 5,7-клапан великий і малий регулюючі; 6-пружини великого і малого регулювальних клапанів; 8-сідло велике; 9,10-дроселі регульовані; 11-мембрана виконавчого пристрою; 12-шток виконавчого пристрою; 13-шумогаситель; 14-фільтр; 15-трубка імпульсна вихідного газопроводу; 16-пружина відсічного клапана; 17-шток механізму контролю; 18-регулятор керування

При відсутності витрати газу обидва клапани 5, 7 закриті, що визначається дією пружин 6, відсутністю керуючого перепаду тиску в надмембранній і підмембранній порожнинах виконавчого пристрою і дією вхідного тиску.

При наявності мінімального споживання газу утворюється керуючий перепад тиску в надмембранній і підмембранній порожнинах виконавчого пристрою, у результаті чого мембрана 11 з жорстко з'єднаним з нею штоком 12, на кінці якого закріплений малий клапан 7, прийде в рух і відкриє прохід газу, через щілину, що утворилася, між ущільненням малого клапана і малим сідлом, що безпосередньо встановлений у великому клапані. При цьому великий клапан під дією пружини і вхідного тиску притиснутий до великого сідла і тому витрата газу визначається прохідним перетином малого клапана.

При подальшому збільшенні витрати газу під дією керуючого перепаду тиску в зазначених вище порожнинах виконавчого пристрою мембрана прийде в подальший рух і шток своїм виступом почне відкривати великий клапан і

збільшить прохід газу через додаткову щілину, між ущільненням великого клапана і більшим сідлом. Одночасно при цьому зменшується прохідний перетин малого клапана і при повністю відкритому великому клапані, малий клапан буде закритий.

При зменшенні витрати газу великий клапан під дією пружини і керуючого перепаду, що відходить у зворотну сторону під дією зміненого тиску в порожнинах виконавчого пристрою штока з виступами зменшить прохідний перетин великого клапана і надалі перекриє велике сідло, попередньо при цьому відкриється малий клапан і регулятор почне працювати в режимі малих навантажень.

При подальшому зменшенні витрати газу малий клапан під дією пружини і керуючого перепаду тиску в порожнинах виконавчого пристрою, разом з мембраною прийде в подальший рух у зворотну сторону і зменшить прохід газу, а при відсутності витрати газу малий клапан перекриє мале сідло.

У випадку аварійних підвищень або знижень вихідного тиску мембрана механізму контролю 2 переміщається вліво або вправо, шток відсічного клапана 4 виходить із зіткнення зі штоком 17 механізму контролю, відсічний клапан під дією пружини 16 перекриває хід газу в регулятор.

### ***Порядок роботи регулятора РДГ - 80***

Перед регулятором встановлюється технічний манометр МТП-100-ВУ-25x2,5 ТУ 25-02181071-78 для виміру величини вхідного тиску. На вихідному газопроводі поруч із місцем урізання імпульсної трубки встановлюється мановакуумметр двотрубний МВ-2-58,8 (600) ГОСТ 9933-75 при роботі на низькому тиску або технічний манометр МТП-100/1-ВУ-10x2,5 ТУ 25-02181071-78 при роботі на високому тиску газу.

Пуск у роботу регулятора (РДГ-80-Н) здійснюється регулятором управління, при цьому закручуючи регулювальний гвинт ми підвищуємо тиск, а відкручуючи - знижуємо.

Пуск у роботу регулятора (РДГ-80-В) здійснюється стабілізатором, при цьому також закручуючи регулювальний гвинт ми підвищуємо тиск, а відкручуючи - знижуємо.

З появою автоколивань у роботі регулятора вони усуваються регулюванням дроселів. Після регулювання дроселів регулятор повинен

працювати без автоколивань на даному вхідному тиску при зміні витрати і вхідного тиску. Перед пуском регулятора в роботу необхідно звести автоматичний пристрій, що відключає. Якщо буде потреба перенастроювання верхньої і нижньої межі тиску спрацьовування відсічного клапана робиться відповідно (великою і малою регулювальними гайками, при цьому, закручуючи регулювальну гайку, ми підвищуємо тисків спрацьовування, а відкручуючи - знижуємо.

### ***Регулятори конструкції Казанцева (РДУК) з пілотом керування КН (КВ)***

*Призначення, обладнання і принцип дії.* Регулятор тиску універсальний конструкції Казанцева (рис. 1.41) є регулятором непрямої дії, що працює автоматично, без застосування стороннього джерела енергії, що використовує енергію дроселюючого потоку газу.

Для одержання вихідного тиску в межах 0,005-0,6 кгс/см<sup>2</sup> застосовують пілот КН-2-00, а в межах 0,6-6,0 кгс/см<sup>2</sup> - пілот КВ-2-00. РДУК2 підтримує після себе постійний тиск із достатньою точністю при зміні витрати газу споживачем або при зміні вхідного тиску перед ним.

Конструктивно він складається з виконавчого вузла, дроселюючого основний потік газу, і пілота, що служить командним вузлом, що являє собою регулятор з дуже малою витратою газу.

У виконавчому вузлі (рис. 1.41, а), що має фланцевий корпус вентиляного типу з умовним діаметром 100 і 200 мм, сідло - змінне (кріпиться на різьбленні), а з умовним діаметром 50 - постійне. Зверху корпус закритий знімною кришкою, під якою перебуває фільтр для очищення газу, що надходить у пілот. Мембранна камера прикріплена до нижньої частини корпуса, усередині якої перебуває мембранний привід. У центральне гніздо тарілки мембранного приводу впирається штовхальник, а в нього шток, що змушують плунжер переміщатися вертикально. На верхній кінець штока, що рухається в напрямній втулці, надягнений плунжер з м'яким гумовим ущільненням.

Пілот (рис. 1.41, б) управляє подачею сигналу командного тиску під мембранний привід виконавчого вузла (камера А), підтримуючи заданий тиск після регулятора. Кришка мембранної камери пілота має два різьбових отвори. До одного з них підведений імпульсний трубопровід з контрольованим тиском у системі регулювання, а другий отвір закритий пробкою. Знизу мембранний привід обтиснутий фланцем, у який ввернуто регулювальну склянку, що

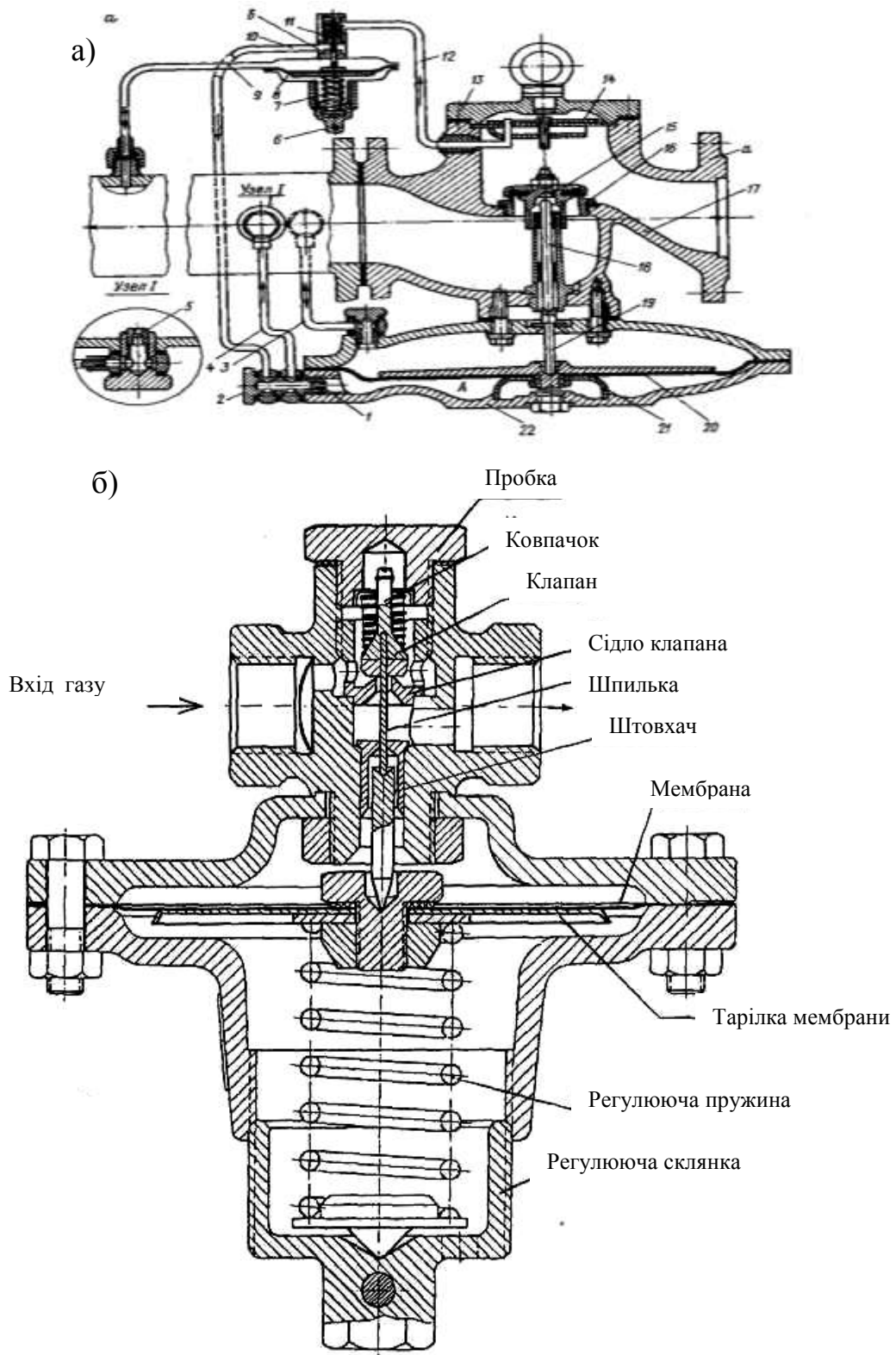


Рис. 1.41 - Регулятор тиску РДУК:

а - виконавчий вузол; б - командний вузол (пілот) КН; 1 - дросель, що демпфірує,  $d_1$ ; 2 - штуцер; 3 - імпульсний трубопровід виконавчого вузла; 4 - скидний трубопровід; 5 - скидний дросель  $d_2$ ; 6 - регулювальна склянка пілота; 7 - регулювальна пружина пілота; 8 - мембранний привід пілота; 9 - імпульсний трубопровід пілота; 10 - трубопровід командного сигналу; 11 - плунжер пілота; 12 - трубка високого тиску; 13 - кришка; 14 - фільтр; 15 - плунжер виконавчого вузла; 16 - сідло; 17 - корпус; 18 - шток; 19 - штовхальник; 20 - мембранний привід виконавчого вузла; 21 - опора; 22 - мембранна камера

стискає регулювальну пружину. На верху кришки розташована хрестоподібна голівка, що має вхідний і вихідний отвори. Усередині голівки перебуває вузол плунжера з м'яким гумовим ущільненням. Плунжер перекриває сідло, нижче якого запресована гільза з отвором для напрямку шпильки плунжера, що відокремлює вихідний отвір голівки пілота від його надмембранної камери. Шпилька проходить через сідло і гільзу й упирається в штовхальник, що у свою чергу опирається на центр мембранного приводу. Поступаючий у регулятор і очищений фільтром у його корпусі газ із вхідним тиском попадає у вхідний отвір голівки пілота. Вихідний отвір її з'єднаний з підмембранною камерою А виконавчим вузлом. На нижньому кінці імпульсного трубопроводу в сполучному штуцері встановлений демпферний дросель  $d_1=0,8$  мм для регулятора з  $D_y=50$  мм і  $d_1 = 1,0$  мм для регуляторів з іншими умовними діаметрами.

Зусилля вихідного тиску на мембранний привід пілота постійно дорівнює заданому при настроюванні зусиллю пружини. При підвищенні вихідного тиску, під дією сигналу зворотного зв'язка, мембранний привід пілота переміститься в нижнє положення. Плунжер під впливом пружини наблизиться до сідла, послабляючи командний сигнал, що надходить під мембранний привід виконавчого вузла. При зниженні вихідного тиску мембранний привід пілота під дією регулювальної пружини переміститься у верхнє положення, пов'язаний з мембранним приводом плунжер відійде від сідла, збільшуючи зазор. При цьому зростає сила командного сигналу, що надходить під мембранний привід виконавчого вузла.

Для усунення різких коливань тиску під мембранним приводом виконавчого вузла встановлений дросель, що демпфірує,  $d_1$ , а для неповного скидання тиску на кінці скидного імпульсного трубопроводу - скидний дросель  $d_2$ . Таким чином, будь-яке відхилення тиску в системі регулювання від заданого спричиняє зміна тиску під мембранним приводом виконавчого вузла і викликає переміщення плунжера в нове положення, при якому тиск у системі регулювання відновлюється до заданого.

Перед пуском регулятора в роботу треба переконатися, що пружина в пілоті ослаблена повністю, після чого відкрити запірні пристрої перед ним і після нього, а також на імпульсних трубопроводах. Необхідний тиск у системі регулювання встановлюється по манометрі поступовим обертанням регулювальної склянки й стиском пружини.

Під час роботи регулятора щоб уникнути різкого підвищення або зниження тиску в системі регулювання не можна різко збільшувати або припиняти споживання газу, тому що для забезпечення стійкої його роботи демпферний і скидний дроселі мають малий прохідний перетин, що сповільнює швидкість проходження сигналу зворотного зв'язка при різких змінах витрати газу. Для зупинки регулятора вивертають регулювальну склянку до повного ослаблення пружини.



Рис. 1.42 – Регулятор тиску газу РДБК1Н(В) – 200

*Регулятори РДБК-1.* Регулятори тиску РДБК-1 - модернізація розглянутого вище регулятора РДУК-2, а також статичний пристрій прямої і непрямої дії з командним приладом – регулятором керування. Регулятор підтримує заданий вихідний тиск при змінному входному тиску і при зміні витрати газу від нуля до максимального. Регулятори можуть застосовуватися на закільцьованих і тупикових

міських ГРП, а також на ГРП промислових і комунальних підприємств. Залежно від виконання до складу регулятора тиску типу РДБК можуть включатися різні прилади (табл. 1.16).

Ці прилади керування мають наступні призначення:

- регулювальний клапан з регульованими дроселями забезпечує настроювання регулятора на стійку роботу (без вібрації і коливань) шляхом зміни площі прохідних перетинів потоків газу на скиданні до підмембранної камери регулювального клапана;
- регулятор керування непрямої дії забезпечує підтримку постійного тиску за регулятором незалежно від зміни входного тиску і витрати шляхом зміни тиску в підмембранній камері регулювального клапана;
- регулятор керування прямої дії забезпечує підтримку постійного тиску на виході регулятора незалежно від зміни входного тиску і витрати шляхом підтримки постійного тиску в підмембранній камері регулювального клапана;
- стабілізатор забезпечує підтримку постійного перепаду тиску на клапані регулятора керування непрямої дії; роботу регулятора практично незалежно від коливань входного тиску.

Регулятори типу РДБК виготовляють у двох виконаннях.

У першому виконанні: регулятор типу РДБК-1, зібраний за схемою непрямої дії і регулюючий клапан, що включає в себе односідельний регулятор керування непрямої дії, стабілізатор, два регульованих дроселі і дросель надмембранної камери регулювального клапана.

Таблиця 1.16 - Модифікація і комплектація регуляторів РДБК-1.

Модифікація	Регул. клапан з регул. дроселями (исполнительный механизм)	Приборы управления			Принцип роботи
		Регулятор непрямої дії	Регулятор прямої дії	Стабілізатор	
РДБК-1-25	+	+	-	+	За схемою непрямої дії
РДБК-1П-25	+	-	+	-	За схемою прямої дії
РДБК-1-50	+	+	-	+	За схемою непрямої дії
РДБК-1П-50	+	-	+	-	За схемою прямої дії
РДБК-1-100	+	+	-	+	За схемою непрямої дії
РДБК-1П-100	+	-	+	-	За схемою прямої дії

У другому виконанні: регулятор типу РДБК-1П, зібраний за схемою прямої дії і регулюючий клапан, що включає в себе односідельний регулятор керування прямої дії, два регулюючі дроселі, а також дросель надмембранної камери регулювального клапана.

В обох випадках регулятори встановлюють тільки на горизонтальній ділянці газопроводу мембранною камерою вниз.

### Контрольні питання

1. Як класифікують регулятори тиску?
2. Опишіть схему регуляторів тиску.
3. Що собою представляють дросельні пристрої?
4. Що собою представляє кільцева мембрана?
5. Призначення, принцип дії, технічні характеристики регулятора тиску РДНК – 400.
6. Принцип дії, технічні характеристики регулятора РД-32М.
7. Принцип дії регулятора РДСК-50.
8. Особливості конструкції, принцип дії регулятора РДГ-80.
9. Принцип дії регуляторів РДУК.
10. Призначення, принцип дії та технічні характеристики регулятора РДБК.



## ТЕМА 8. ГАЗОНЕБЕЗПЕЧНІ РОБОТИ

### 8.1. Загальні положення

*Газонебезпечними* вважаються роботи, які виконуються в загазованому середовищі або при яких можливий вихід газу.

*До газонебезпечних робіт відносяться:*

1. Приєднання новопобудованих газопроводів до діючої системи газопостачання.
2. Пуск газу в системи газопостачання об'єктів при введенні в експлуатацію, після ремонту і їх реконструкції, проведення пуско-налагоджувальних робіт, введення в експлуатацію ГРП, ГНС, АГЗС, АГЗП, резервуарів СУГ.
3. Технічне обслуговування і ремонт діючих зовнішніх і внутрішніх газопроводів, споруджень систем газопостачання, надомних регуляторів тиску, газообладнання ГРП (ГРУ), газовикористовуючих установок, устаткування насосно-компресорних і наповнювальних відділень, зливних естакад ГРП, ГНС, АГЗС, АГЗП, резервуарів СУГ, а також вибухозахищеного устаткування.
4. Робота на байпасі ГРП (ГРУ).
5. Видалення закупорок, установка і зняття заглушок на діючих газопроводах, а також від'єднання від газопроводів агрегатів, устаткування і окремих вузлів.
6. Відключення від діючих газопроводів, консервація і реконструкція газопроводів і устаткування сезонної дії.
7. Виконання зливно-наливних операцій на резервуарних установках ГРП, ГНС, АГЗС, АГЗП, АЦЖГ, заповнення СУГ резервуарних установок, злив СУГ з несправних балонів, злив залишків, що не випарувалися, заправлення газобалонних автомашин і балонів.
8. Ремонт і огляд колодязів, відкачка води і конденсату з газопроводів і конденсатозбірників.
9. Підготовка до технічного огляду резервуарів і балонів СУГ і його проведення.
10. Розкриття ґрунту в місцях витоків газу до їх усунення.

11. Всі види робіт, пов'язані з виконанням вогневих і зварювальних робіт на діючих газопроводах ГРП, установках СУГ і виробничих зонах ГРП, ГНС, АГЗС, АГЗП.

12. Технічне обслуговування і ремонт побутових газовикористовуючих апаратів і приладів.

Залежно від характеру і ступеня небезпеки газонебезпечні роботи підрозділяють на три групи:

1. які проводяться з оформленням наряду - допуску на проведення газонебезпечних робіт.
2. які проводяться без оформлення наряду - допуску, але з обов'язковою реєстрацією перед їх початком у журналі обліку газонебезпечних робіт.
3. які проводяться під час аварійних ситуацій і аварій згідно із Правилами локалізації і ліквідації аварійних ситуацій і аварій (ПЛАС).

Без оформлення наряду-допуску (з реєстрацією в журналі обліку газонебезпечних робіт) робляться газонебезпечні роботи, які періодично повторюються, і є невід'ємною частиною технологічного процесу, характеризуються аналогічними умовами їх проведення, постійним місцем, характером робіт, складом тих, хто робить ці роботи.

До проведення газонебезпечних робіт (робіт з підвищеною небезпекою) можуть бути допущені працівники не молодше 18 років, які пройшли у встановленому порядку медичний огляд (які не мають протипоказань до їх виконання), що пройшли спеціальне навчання і повторну перевірку знань.

Жінки можуть проводити певні газонебезпечні роботи, передбачені технологічним регламентом і інструкцією з охорони праці.

Контроль за організацією газонебезпечних робіт на підприємстві робиться газорятівальною службою і службою охорони праці. Система контролю і форма участі в ній зазначених служб повинна бути визначена інструкцією підприємства.

У випадку відсутності на підприємстві газорятівальної служби, її функції по контролю за організацією безпечного проведення газонебезпечних робіт робиться службою охорони праці.

## 8.2. Підготовчі роботи

Підготовка об'єкта до проведення газонебезпечних робіт робиться експлуатаційним персоналом цеху під керівництвом відповідального за підготовку об'єкта по газонебезпечних роботах.

Для підготовки об'єкта до газонебезпечних робіт повинен бути зроблений весь комплекс підготовчих робіт, передбачених в наряді-допуску (технологією, регламентом, інструкцією з охорони праці).

По наряді-допуску і спеціальному плані, затвердженому керівником робляться роботи: пуск газу в газові мережі населених пунктів, у газопроводи середнього і високого тиску, роботи із приєднання газопроводів високого і середнього тиску, ремонтні роботи в ГРП (ГРУ), у виробничій зоні ГРП, ГНС, АГЗС, АГЗП із застосуванням зварювання і газового різання, ремонтні роботи на діючих газопроводах середнього і високого тиску, пов'язані з відключенням споживачів, відключення і наступне включення подачі газу в цілому на підприємстві, первинне заповнення резервуарів зрідженим газом на ГРП, ГНС, АГЗС, АГЗП.

У плані робіт вказуються: послідовність проведення робіт; розміщення працівників; потреба в механізмах і пристосуваннях; заходи, що забезпечують безпеку проведення робіт; особи відповідальні за проведення кожної газонебезпечної роботи, за загальне керівництво і координацію робіт.

До плану робіт і наряді-допуску додається виконавче креслення або його копія із вказівкою місця і характеру зробленої роботи. Перед початком проведення газонебезпечних робіт особа, відповідальна за їх проведення, повинна перевірити відповідність виконавчого креслення або копії фактичному розташуванню об'єкта на місці.

Обов'язково повинні бути вжиті заходи по попередженню і зменшенню дій на працюючих небезпечних й шкідливих виробничих факторів, які можуть з'явитися при виконанні газонебезпечних робіт (зняття тиску, зменшення можливості джерел іскроутворення та ін.).

Перед початком газонебезпечної роботи, проведеної по наряді-допуску, відповідальний за її проведення зобов'язаний проінструктувати всіх працюючих на робочому місці про необхідні міри безпеки.

Після цього кожний працівник, що одержав інструктаж, повинен розписатися в наряді на допуск.

Місце проведення газонебезпечних робіт, які пов'язані з можливістю виділення пожежовибухонебезпечних і шкідливих речовин, повинне бути позначене (обгороджено), а при необхідності виставлені пости з метою обмеження доступу сторонніх осіб у небезпечну зону.

Перед початком газонебезпечних робіт і на увесь час їх проведення в зоні газонебезпечних робіт на видному місці вивішують плакат "Газонебезпечні роботи", який знімають після їх закінчення за згодою відповідального за проведення робіт.

У період підготовки до газонебезпечних робіт перевіряють наявність і справність засобів індивідуального захисту, інструментів, пристосувань, стійкість і надійність кріплень переносних сходів.

Про готовність об'єкта і виконуючих газонебезпечні роботи повинне бути сповіщене газорятувальну службу (службу охорони праці).

Без підтвердження можливості проведення робіт представником вказаної служби початок робіт забороняється.

### **8.3. Проведення газонебезпечних робіт**

Газонебезпечні роботи проводяться обов'язково *під керівництвом фахівця*, за винятком приєднання без застосування зварювання до діючих газопроводів низького тиску введень в вдома діаметром не більше 50 мм, приєднання або від'єднання без застосування зварювання окремих побутових газових приладів, введення в експлуатацію індивідуальних балонів установок, проведення ремонтних робіт без застосування зварювання і газового різання на газопроводах низького і середнього тисків діаметром не більше 50 мм, наповнення СУГ резервуарів і балонів у процесі їх експлуатації, огляду, ремонту і вентиляції колодязів, перевірки і видалення конденсату з конденсатозбірників, зливу залишків, що не випарувалися, СУГ з резервуарів і балонів, заправлення газобалонах автомашин, технічного обслуговування внутрішніх газопроводів і газовикористовуючих установок, у тому числі ГРП, ГНС, АГЗС і установок СУГ, а також обслуговування діючих приладів і апаратів у житлових і громадських будинках..

А також без фахівця допускається виконання газонебезпечних робіт, зазначених в спеціально розробленому переліку газонебезпечних робіт підприємства.

Газонебезпечні роботи повинні виконуватися бригадою в складі не менше 2 працівників. Введення в експлуатацію індивідуальних ГБУ, технічне обслуговування газового устаткування житлових і громадських будинків (у тому числі і домовиках регуляторів тиску), а також окремих газових приладів апаратів у житлових будинках можуть виконуватися одним працівником.

Допускається СПГХ робити технічний огляд ГРП, розташованих в окремих будинках, вбудованих і прибудованих до будинків з відособленим входом, одним працівником по інструкції, що містить додаткові заходи безпеки.

Огляд ГРП, обладнаних системами телемеханіки, розміщених у шафах, на відкритих площадках, а також ГРУ може робитися одним працівником.

Ремонтні роботи в колодязях, тунелях, траншеях і котлованах глибиною більше 1м, колекторах і резервуарах повинні виконуватися бригадою не менш чим із трьох працівників.

У процесі проведення газонебезпечної роботи всі розпорядження повинні даватися особою, відповідальною за роботу.

Інші посадові особи і керівники, що беруть участь у проведенні роботи, можуть давати вказівки працівникам тільки через відповідального за проведення даної роботи.

Газонебезпечні роботи виконуються, як правило, у денний час. Роботи з локалізації аварій виконуються в будь-який час доби в присутності і під безпосереднім керівництвом керівника або фахівця.

### ***Технологічні особливості виконання газонебезпечних робіт***

Приєднання до діючих газопроводів новопобудованих газопроводів і об'єктів робиться тільки при пуску газу в ці газопроводи і об'єкти.

Приєднання до діючих газопроводів всіх тисків повинне проводитися без припинення подачі газу споживачам із застосуванням спеціальних пристроїв.

Зниження тиску газу в діючому при виконанні робіт із приєднання до нього нових газопроводів повинне робитися за допомогою пристроїв, що відключають, або регуляторів тиску.

Щоб уникнути підвищення тиску газу на цій ділянці газопроводу, можливо, використати наявні скидні газопроводи або встановлювати новий скидний трубопровід із пристроєм, що відключає. Газ, що скидається, повинен спалюватися.

Тиск повітря в газопроводах що, приєднуються, повинен зберігатися до початку робіт з їх приєднання або пуску газу.

Врізання газопроводів у діючі газопроводи варто робити по спеціальних інструкціях, розроблених підприємствами газового господарства. Після врізання відгалужень у діючий газопровід з'єднання повинні перевірятися на щільність приладовим методом або мильною емульсією.

Всі газопроводи і газове устаткування перед їх приєднанням до діючих газопроводів, а також після ремонту, повинні піддаватися зовнішньому огляду і контрольному обпресуванню бригадою, що робить пуск газу.

Контрольне обпресування виконується повітрям або інертним газом.

Зовнішні газопроводи всіх тисків підлягають контрольному обпресуванню тиском 0,1 МПа (1 кгс/см<sup>2</sup>). Падіння тиску не повинне спостерігатися протягом 10 хв.

Контрольне обпресування внутрішніх газопроводів промислових і сільськогосподарських підприємств, котелень, підприємств комунально-побутового обслуговування населення виробничого характеру, а також устаткування і газопроводів ГРП (ГРУ), ГНС, ГНП, АГЗС, АГЗП повинні робитися тиском 0,01 МПа (1000 мм вод. ст.). Падіння тиску не повинне перевищувати 10 даПа (10 мм вод. ст.) за 1 годину.

Контрольне обпресування внутрішніх газопроводів і газового устаткування житлових і громадських будинків повинне робитися тиском 0,005 МПа (500 мм вод. ст.). Падіння тиску не повинне перевищувати 20 даПа (20 мм вод.ст.) за 5 хв.

#### ***Деякі обов'язки керівника при проведенні газонебезпечних робіт***

1. Керівник з газонебезпечних робіт забезпечує послідовність і режим виконання робіт.
2. Контролює виконання робочим персоналом робіт передбачених нарядом-допуском.
3. При організації робочого місця керівник робіт забезпечує можливість швидкого виводу робітників з небезпечної зони.
4. Керівник стежить за забезпеченістю засобами індивідуального захисту і їх справністю. Кожному робітнику по наряду-допуску повинен бути виданий рятувальний пояс у комплекті зі страхувальною мотузкою, шланговий або

ізолюючий протигаз. Застосування фільтруючих протигазів не допускається.

5. При виникненні небезпечної ситуації керівник зобов'язаний припинити газонебезпечні роботи.

## 8.4. Прилади для визначення концентрації горючих газів

### Прилади для діагностики газопроводів

Для визначення концентрації горючих газів найбільше поширення одержав переносний *газоіндикатор типу ПГФ-2М1*. Дія цього приладу заснована на зміні електричного опору терморезистора (чутливого елемента) при згорянні на ньому пального компонента досліджуваної суміші. При цьому в приладі, зібраному за схемою зрівноваженого моста, відбувається порівняння електричних опорів робочого терморезистора, на якому згоряє горюча складова повітря. Робочі й еталонні терморезистори називають плечовими елементами. Загальний вигляд, принципова і газова схеми приладу наведені на рис.1.42.

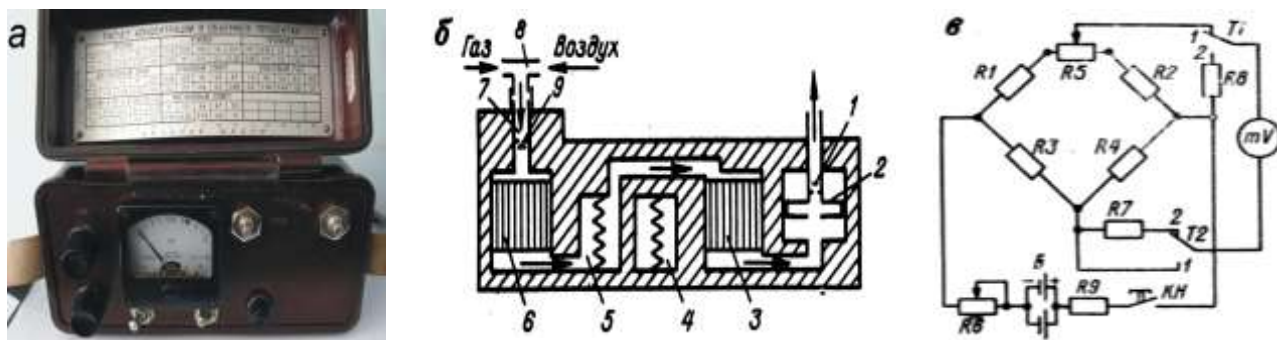


Рис.1.42 – Газоаналізатор ПГФ-2М1:

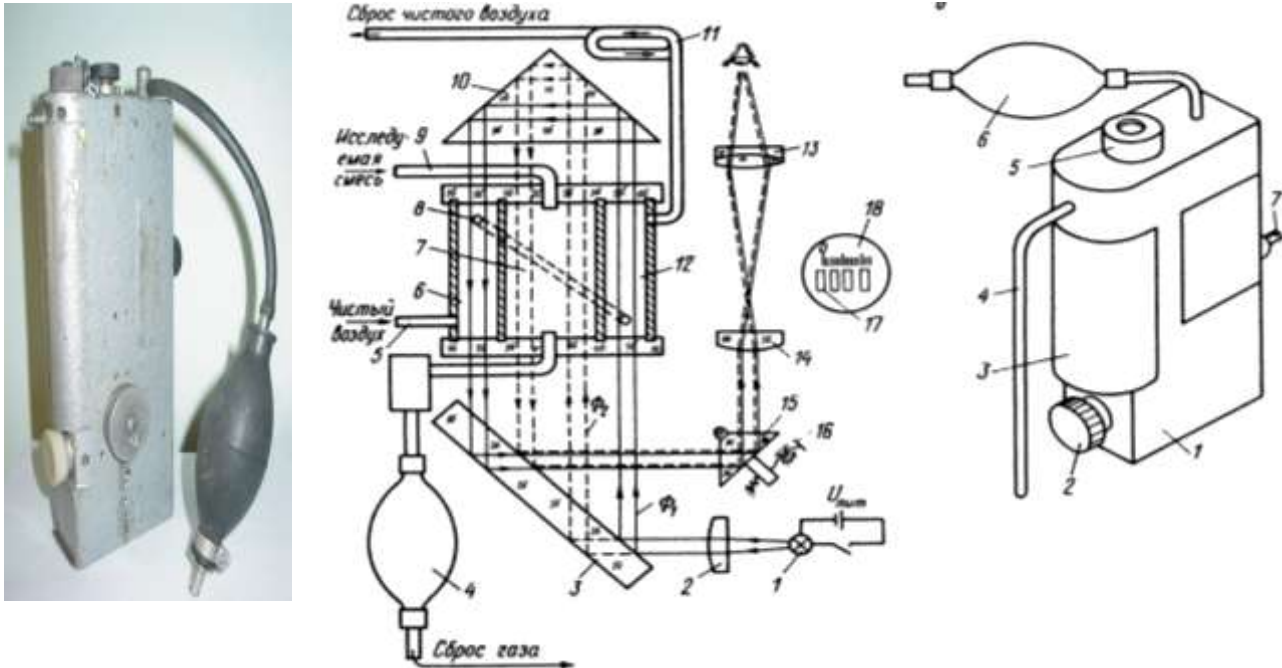
а – загальний вигляд; б – газова схема; в – електрична схема:

1 – випускний клапан; 2 – поршневий насос; 3, 6 – вибухозахисні втулки; 4 – порівняльна камера еталонного терморезистора; 5 – вимірювальна камера терморезистора; 7 – входний штуцер; 8 – трійник для розведення проби повітрям; 9 – випускний клапан

Газ аналізують після забору проби насосом через шланг на другій межі ПР2, щоб уникнути виходу з ладу робочого елемента. При відсутності показань на цій межі переходять на ПР1. Переміщення показань приладу в процентну концентрацію за обсягом здійснюють за допомогою таблиці, закріпленої на внутрішній стороні кришки приладу.

*Шахтні інтерферометри (ШІ)* також одержали велике поширення в газових господарствах для визначення концентрації метану, вуглекислого газу і кисню в повітрі. Дія цього приладу заснована на зміні зсуву смуг інтерференції

(накладення) двох світлових променів, один з яких проходить через досліджуваний газ (наприклад, метан), а другий – через чисте повітря. Прилад має дві камери (робочу і порівняльну), вмонтовану оптичну систему і окуляр для спостереження. При заповненні обох камер чистим повітрям світлові промені проходять через однакове оптичне середовище. Таке вихідне нульове положення фіксується сполученням середини лівої чорної смуги інтерференційної картини з нульовою оцінкою нерухомої шкали.



а) б)

Рис. 1.43 – Шахтний інтерферометр типу ШІ:

а) – принципова схема: 1 – лампа розжарювання; 2 – лінза; 3 – плоскопаралельне дзеркало; 4 – гумова груша; 5 – патрубок; 6,12 – порівняльні камери чистого повітря; 7 – вимірювальна камера; 8 – сполучна трубка; 9 – патрубок; 10 – призма повного внутрішнього відображення; 11- лабіринт; 13 – окуляр; 14 – об'єктив; 15 – вихідна відбивна призма; 16 – регулюючі гвинти нуля; 17 – інтерференційна чорна смуга; 18 – шкала. б) загальний вигляд: 1 – корпус; 2 – регулювальний гвинт нуля; 3 – вологопоглинаючий патрон; 4 – гумовий шланг; 5 – окуляр; 6 – гумова груша; 7 – кнопка включення освітлювача.

Після заповнення робочої камери досліджуваною газоповітряною сумішшю здобувають додаткову різницю ходу променів і інтерференційна картина переміщується від свого нульового положення тим більше, чим більше концентрація досліджуваного газу. Зовнішній вигляд приладу ШІ і принципова схема наведені на рис. 1.43.

*Газоіндикатор ВГІ-2.* Прилад (рис. 1.44) призначений для визначення місць витоків газу на підземних газопроводах, а також у фланцевих, різьбових з'єднаннях і арматурі зовнішніх і внутрішніх газопроводів. Прилад застосовують для роботи на відкритому повітрі при температурі від  $-20$  до  $+40^{\circ}\text{C}$  і відносній вологості не більше 80%; маса його 4,6 кг.



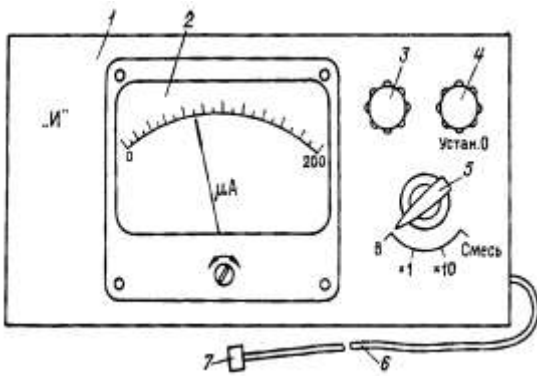


Рис. 1.44 – Газоіндикатор ВГІ-2:  
 1 – корпус; 2 – мікроамперметр;  
 3 - регулювання продуктивності компресора; 4 – ручка настроювання; 5 – перемикач меж шкали; 6 – забірний шланг проби на ротаметр; 7 – фільтр в мікроамперах.

Газоіндикатор працює за принципом безполум'яного каталітичного спалювання проби газоповітряної суміші, що відбирається з контрольованого місця на розпеченій платиновій спіралі, яка є одним плечем вимірювального містка Уітстона.

Універсальний газоіндикатор "Варіотек-В" (Німеччина) (рис. 1.45). Призначений для: а) перевірки щільності діючих підземних газопроводів методом відсмоктування повітряного середовища з поверхні ґрунту над газопроводами; б) локального пошуку витоків газу з підземних газопроводів через спеціально зроблені свердловини в ґрунті по трасі обстежуваних ділянок газопроводів; в) контролю герметичності арматури, фланцевих та інших з'єднань на діючих надземних газопроводах.



Рис. 1.45 – Газоіндикатор "Варіотек-В":  
 1 – вимикач; 2 – перемикач діапазонів; 3 – потенціометр настроювання нуля; 4 – індикатор зарядки акумулятора; 5 – штуцер; 6 – гніздо для підключення зарядного пристрою; 7 – корпус

Прилад складається з чотирьох основних вузлів:

Шкала приладу має дві перемикаючі межі вимірювання для метану: перша - від 0 до 0,2; друга – від 0 до 2. Чутливість 0,01%. Живлення приладу здійснюється постійним струмом від акумулятора напругою 12В, споживана потужність 15Вт. Продуктивність електрокомпресора при доборі проби 200-300 см<sup>3</sup>/хв, час виходу на робочий режим не більше 15 хв., інерційність спрацьовування при довжині забірної шланга 1,5 м з діаметром 3 мм не більше 10 с. Шкала приладу градусована



Рис. 1.46 – Сучасна лазерна лабораторія

1. переносного газоіндикатора ;
2. пробозабірних пристроїв - детекторних зондів;
3. пристрою для зарядки акумуляторів газоіндикатора;
4. додаткового компактного акумулятора.

Для визначення наявності газу в контрольованому середовищі в газоіндикаторі застосовують газочутливий напівпровідниковий елемент.

Зміна електричної провідності напівпровідника фіксується як зміна газової концентрації контрольованого середовища електронним стрілочним приладом, який показує вісім діапазонів чутливості. За допомогою газоіндикатора "Варіотек-В" вимірюють концентрації газів від 0,001 до 100 об. %.

Газоіндикатор оснащений електромеханічним пристроєм для відсмоктування контрольованого середовища на чутливий елемент, а при застосуванні ручного детектора використовується ефект дифузії газу. Незалежно від того, чи включений діапазон вимірювань (чутливості), вмонтований у прилад датчик звукового сигналу «спрацює» у тому випадку, коли стрілка приладу перейде за цифру 20 на шкалі. Звуковий датчик служить допоміжним засобом для виявлення місць витoku газу в тих випадках, коли оператор, який обслуговує газоіндикатор, працює в умовах інтенсивного вуличного руху.

Сучасні лазерні лабораторії (рис. 1.46) обладнані найновішим устаткуванням та персональним комп'ютером.

Принцип дії лазерного газоаналізатора заснований на поглинанні молекулами метану частини енергії світлового променя гелієво-неонового лазера, причому ослаблення інтенсивності світлового променя тим більше, чим більше молекул метану зустрінеться на шляху променя. Кожен газ характеризується певною частотою поглинання електромагнітних хвиль (світла). Для метану максимум поглинання відповідає частоті випромінювання гелієво-неонового лазера. Всі інші гази мають максимуми поглинання на інших частотах, що не збігаються з частотою даного лазера, тому при порівнянних концентраціях не справляють помітного впливу на зміну інтенсивності світлового променя довжиною хвилі 3,39 мкм (довжина хвилі випромінювання гелієво-неонового лазера).

Лазерну газоаналітичну систему розміщують в автомобілі разом із збудником витрат і джерелом живлення. Збудник витрат являє собою

двокамерний мембранний компресор, за допомогою якого контролювана проба і повітря для її розведення засмоктуються у вимірювальну кювету. Збирач повітря встановлений на даху автомобіля. Промінь лазера через оптичну систему і модулятор надходить поперемінно то у вимірювальну кювету і через неї на фотоприймач (вимірювальний промінь), то безпосередньо на фотоприймач (опорний промінь). У вимірювальному блоці відбувається порівняння інтенсивностей обох променів, і результат надходить на прилад. При відсутності метану в пробі інтенсивність вимірювального променя, що пройшов через вимірювальну кювету, не послабиться і буде однаковою з інтенсивністю опорного променя. Прилад покаже відсутність загазованості. В іншому випадку наявність метану у вимірювальній кюветі послабить інтенсивність вимірювального променя щодо опорного і це зафіксує вимірювальний блок.

Система ЛГА має високу чутливість і вибірковість щодо метану. Наявність в аналізованому повітрі токсичних і агресивних газів, концентрація яких не перевищує санітарних норм, не впливає на показання приладу. Вміст інших вуглеводнів у пробі не повинен перевищувати 10% змісту метану. Система ЛГА витримує перевантаження по концентрації до 100% метану протягом 1 хв. Після такого перевантаження газовий тракт системи необхідно продути чистим повітрям протягом 3-5 хв. У системі ЛГА є світлова і звукова сигналізація, яка реагує на концентрацію метану в пробі вище фонові.

Обслуговуючий персонал лабораторії складається з двох чоловік: оператора і водія, які пройшли спеціальну підготовку. Старшим у ланці є оператор. До початку робіт з обстеження газопроводів їм видають маршрутну карту і завдання на проведення робіт, з якими вони повинні ретельно ознайомитися. На маршрутній карті вказані траси підземного газопроводу і колодязі всіх підземних комунікацій у 15 метрових зонах з обох сторони від газопроводу. Там же вказують шлях проходження лабораторії і число рейсів по проїзній частині для повного охоплення обстеженням зони, яка перевіряється. У необхідних випадках маршрутну карту і час обстеження погоджують з органами державтоінспекції.

### **8.5. Захисні та запобіжні пристрої**

При виконанні газонебезпечних і аварійних робіт всі працівники забезпечуються захисними засобами і пристосуваннями. До них відносять: протигази,

рятувальні пояси, мотузки, спецодяг, інструмент і пристосування.

Найбільше поширення в газовому господарстві одержали шлангові протигази (самовсмоктувальні і з механічною подачею повітря).

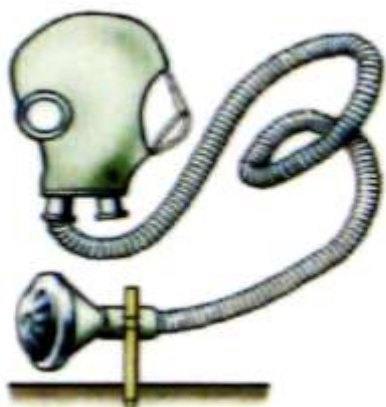


Рис. 1.47 - Самовсмоктувальний шланговий протигаз ППШ-1

При користуванні самовсмоктувальним шланговим протигазом ППШ-1 дихальний шланг закріплюють на шоломі протигаза і рятувальному поясі. Це роблять для того, щоб при пересуваннях вага довгого шланга не передавалася на шолом і не могла зрушити його з голови. Вільний кінець протигаза за допомогою штиря закріплюють із навітряної сторони, причому довжина шланга в цьому випадку повинна бути не більше 15м.

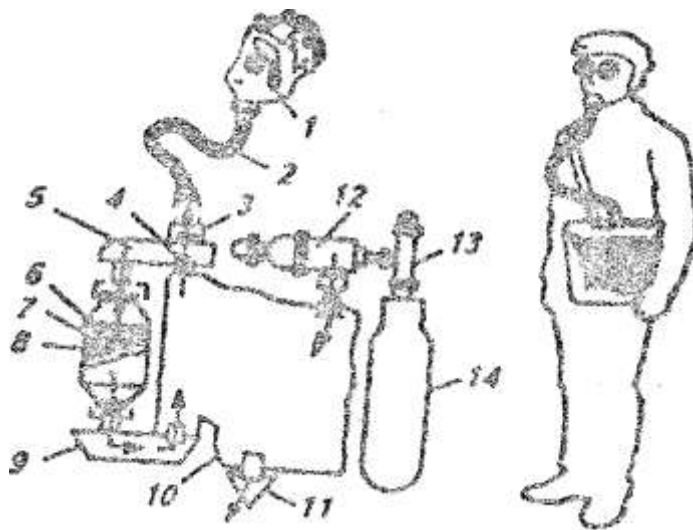
Крім зовнішнього огляду захисні засоби і пристосування періодично випробовують і після цього складають акти встановленої форми.

Протигази випробовують на герметичність перед виконанням кожної газонебезпечної роботи.

Випробування рятувальних поясів, карабінів і рятувальних мотузок проводять не рідше двох разів на рік.



а)



б)

Рис. 1.48 – Протигази:

а - самовсмоктувальний шланговий; б- киснево-ізолюючий КВП-5; 1 - маска; 2 - шланг; 3 - сполучна коробка; 4 – дихальний клапан; 5 - видихальний клапан; 6 - регенеративний патрон; 7 - поглинач; 8 - сітка; 9 - сполучна трубка; 10- дихальний мішок; 11 - запобіжний клапан; 12 - редуктор; 13 - вентиль; 14 - кисневий балон.

Рятувальні пояси з кільцями для карабінів випробовують на міцність навантаженням 200 кг. Для цього до кільця випробовуваного пояса, застебнутого на обидві пряжки, прикріплюють вантаж 200 кг і залишають у підвішеному стані протягом 5 хв.

Після зняття навантаження на поясі не повинне бути слідів ушкоджень.

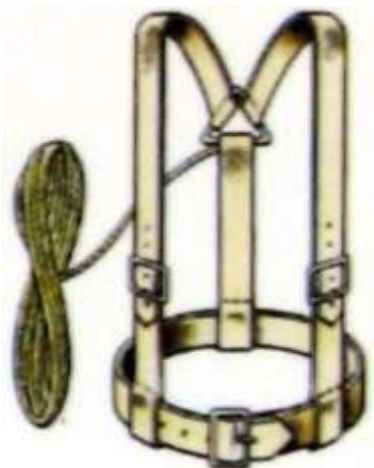


Рис. 1.49 – Запобіжний пояс зі страхувальним канатом

Поясний карабін випробовують на міцність, прикріплюючи до нього вантаж 200 кг, і витримують під навантаженням протягом 5 хв. Після зняття вантажу карабін не повинен мати слідів деформації, а звільнений затвор його повинен вільно і правильно встати на своє місце. Рятувальні мотузки випробовують на міцність, прикріплюючи вантаж 200 кг до підвішеної на довжину мотузки. Випробування мотузки триває 15 хв.

До та після випробування заміряють довжину мотузки. Якщо після випробування довжина мотузки збільшиться більш ніж на 5 % первісної довжини, то її вважають непридатною для використання.

### Контрольні питання

1. Які роботи називають газонебезпечними?
2. Назвіть перелік газонебезпечних робіт.
3. Що таке наряд-допуск на проведення газонебезпечних робіт?
4. Назвіть типи і призначення газоаналізаторів.
5. Розкажіть принцип роботи та порядок підготовки, виконання замірів концентрації газоповітряних сумішей газоіндикатором ПГФ 2М.
6. Принцип роботи та виконання замірів концентрації газоповітряних сумішей оптичними газоіндикаторами ШИ-3.
7. Область застосування, оснащення та принцип роботи універсального газового детектора «Варіотек».
8. Назвіть перелік захисних і запобіжних пристроїв для виконання газонебезпечних і аварійних робіт.
9. Як потрібно користуватися шланговими протигазами і рятувальними поясами та мотузками?
10. Порядок огляду та випробувань рятувальних поясів і мотузок.

# **ЗМ 1.2. ОБСЛУГОВУВАННЯ І РЕМОНТ ПОБУТОВИХ ГАЗОВИХ ПРИЛАДІВ. ІННОВАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ БУДІВНИЦТВА, РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОВИХ МЕРЕЖ**

## **ТЕМА 1. ОБЛАДНАННЯ, ПРИЗНАЧЕННЯ І ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВНУТРІШНІХ ГАЗОПРОВОДІВ, ПРИЛАДІВ ТА УСТАТКУВАННЯ**

### **1.1. Улаштування внутрішніх газопроводів**

Житлові будинки, комунально-побутові і промислові підприємства забезпечуються газом від газопроводів низького або середнього тисків через ГРП. Система газопостачання містить у собі відгалуження від розподільного газопроводу, введення до споживача газу, внутрішні газопроводи.

Проект газифікації будинку містить у собі поповерховий план будинку і схему газової мережі (рис. 2.1). На поповерховий план наносять внутрішні газові мережі і місця установки газових стояків з позначенням їх діаметрів. На схемі позначають всі внутрішні газопроводи від введень до спусків на газові прилади з розташуванням пристроїв, що відключають. Поповерховий план і схему газопроводів виконують у масштабі 1 : 100.

Газопроводи всередині приміщень складаються з введень, стояків і квартирних розведень. Введення вбудовують у нежитлові приміщення (сходові клітки або кухні). Стояки являють собою вертикально розташований газопровід, що проходить через всі поверхи. Від нього йдуть відгалуження в розташовані поруч квартири. Стояки прокладають через перекриття всередині футлярів, які зашпаровують під перекриттям запідлице, а зверху виступають не менш ніж на 50 мм щоб уникнути влучення води усередину футляра. Отвір між футляром і газопроводом зашпаровують смоляним пасмом і бітумом.

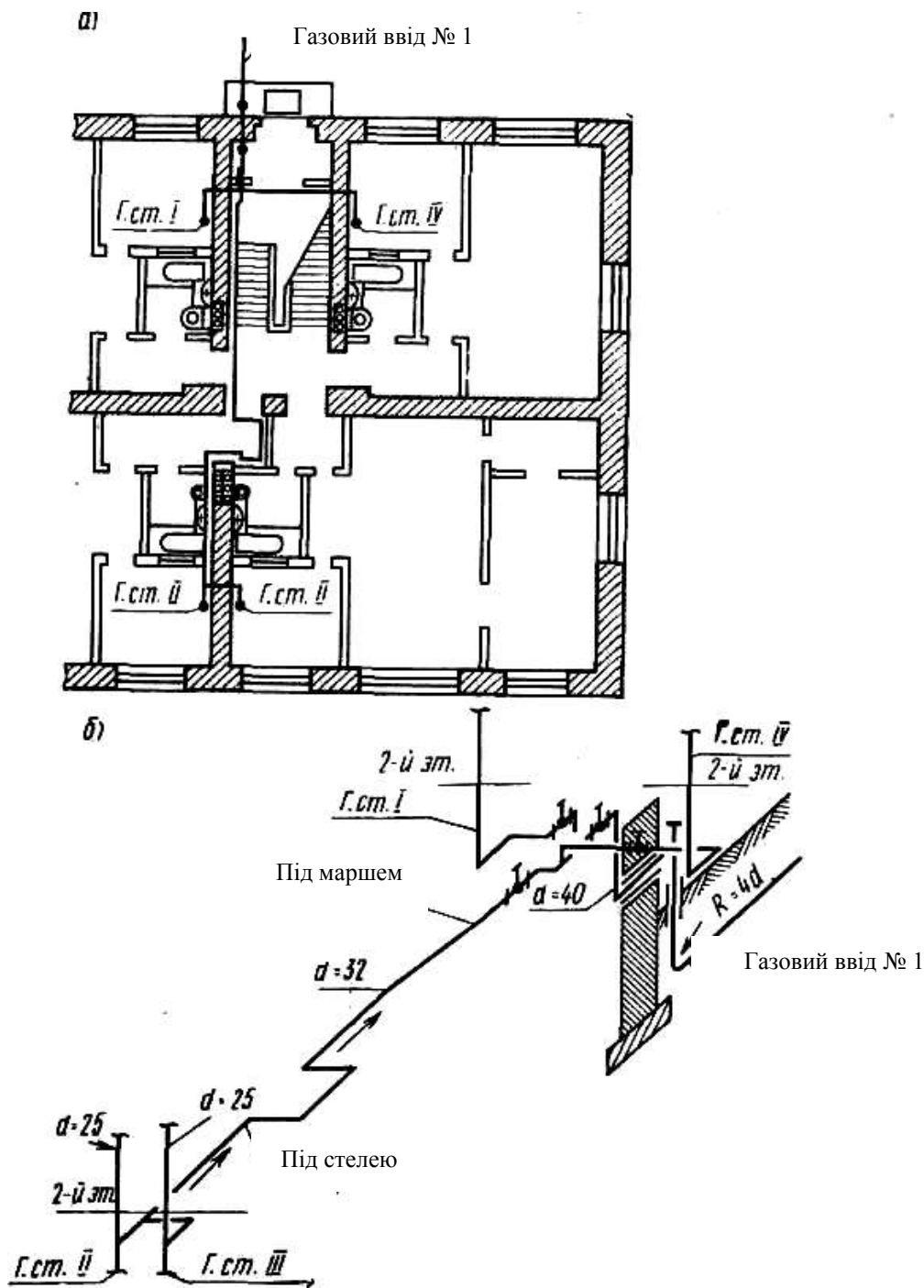


Рис. 2.1 - Поповерховий план (а) і схема (б) газової мережі житлового будинку

Щоб уникнути нещасних випадків не допускається перетинання стояками газопроводів димових і вентиляційних каналів.

При перетинанні газопроводом електропроводки на ній установлюють ебонітовий футляр або гумову трубку, що виступають на 10 см по обидві сторони газопроводу. Якщо газопровід прокладений уздовж електро-проводки, то повинні бути дотримані наступні норми: відкриту електропроводку розташовують не ближче 10 см, електропровід у трубах - не ближче 5 см і електропроводку в борозні - не ближче 5 см.

Всі з'єднання квартирної розводки виконують звареними, за винятком місць приєднання приладів і кранів; їх виконують на різьбленні. Газопроводи розташовують на відстані 20..30 мм від стін (для зручності їх обслуговування).

Горизонтально розташований газопровід не повинен утворювати прогинів (мішків), щоб там не накопичувалась вода, що може конденсуватися з вологого газу.

Перед кожним газовим приладом встановлюють пристрої, що відключають (крани). Вони повинні мати на пробці риску, що вказує положення пробки, і обмежник повороту, щоб пробка поверталася не більше ніж на 90°. Вісь крана розташовують паралельно стіні, щоб полегшити притирання і змазування. Установка крана хвостовиком у стіну не допускається. Кран встановлюють на доступній висоті - 1,5...1,6 м від підлоги.

## 1.2. Основні характеристики газових приладів

Газовими приладами називають пристрої, що використовують теплову енергію, одержувану від спалювання природного або зрідженого газу, для готування їжі, одержання гарячої води для господарських потреб і опалення приміщень.

Газові прилади підрозділяють на пристрої для готування їжі - кухонні багатогорілочні підложні плити, настільні і туристські; пристрої для нагрівання води - проточні і ємнісні водонагрівачі; опалювальні прилади з використанням повітря або води як теплоносія.

Найпоширеніші газові плити і водонагрівачі. Одна з основних вимог до газових приладів - забезпечення повноти згорання газу і усталеної роботи пальників. Розглянемо основні характеристики газових приладів.

*Тепловим навантаженням* газового приладу називають кількість теплоти, що одержують при спалюванні газу в одиницю часу.

Теплове навантаження приладу, кДж/г,

$$Q_r = Q_H/V_r \quad (2.1)$$

де  $Q_r$  - найнижча теплота згорання газу, Дж/м<sup>3</sup> (ккал/нм<sup>3</sup>);  $V_r$  - кількість газу, що спалюється в одиницю часу, м<sup>3</sup>/год.

*Тепловиробничість приладу* - кількість теплоти, передана тілу, що нагрівається, за одиницю часу. Тепловиробничість приладу, кДж/г

$$Q_H = G_c(t_2 - t_1) \quad (2.2)$$



де  $Q_H$  - кількість речовини, що нагрівається,

$t_1$  - температура тіла, що нагрівається, до початку нагрівання, °С;

$t_2$  - те ж після закінчення нагрівання, °С;

$G_c$  - питома теплоємність тіла, що нагрівається, кДж/(кг К); 1 ккал/(кг К) = 42 кДж/(кг К).

*Коефіцієнтом корисної дії приладу (ККД)* називається відношення теплопродуктивності приладу до його теплового навантаження. ККД позначають грецькою буквою  $\eta$  і виражають у відсотках:

$$\eta = Q_H / Q_r \quad (2.3)$$

Для побутових газових плит ККД повинен дорівнювати не менше 55 %, а для водонагрівачів - не менше 80 %.

При номінальному тепловому навантаженні приладу вміст оксиду вуглецю в продуктах згоряння газових плит не повинен перевищувати 0,02%. Класифікація побутових газових апаратів визначається діючими стандартами. Окремі з них містять у собі групи газових приладів, об'єднані призначенням і конструктивними особливостями. Газові плити класифікують також за якісними показниками - вищий клас "а", вищий клас "б", перший клас "а", перший клас "б". Плити вищого класу оснащують авто-матиними пристроями для запалювання і відключення пальників і регулювання температури духової шафи.

### 1.3. Побутові газові плити

Розглянемо обладнання основних вузлів і частин уніфікованих газових плит.

Корпус плити - несуча конструкція і одночасно виконує функції зовнішнього оформлення плит. Зовні корпус покривають захисно-декоративним шаром керамічної емалі, здатної протистояти значним температурним перепадам (рис. 2.2).

**Пробкові крани.** Корпус 2 (рис. 2) крана має зовнішню або внутрішню різьбу для приєднання до пальників і бічний штуцер 3 з різьбленням для приєднання до колекторної трубки. Хвостовик або отвір у верхній частині пробки 4 служить для поїздки втулки або стрижня 7. На втулку насаджують пластмасову рукоятку для повороту крана. Між стрижнем і пробкою крана

перебуває пружина 6, що забезпечує поступальний рух втулки перед поворотом крана на відкриття. Це виключає випадкове відкриття крана.

У пробці крана зроблений бічний отвір для проходу газу на пальник. При відкритому положенні крана отвір у пробці збігається з отвором у корпусі крана. При закритому положенні крана припиняється доступ газу до пальника. Регулювання проходу газу до пальника (величини полум'я) досягається за рахунок часткового виводу цих отворів зі сполучного положення.

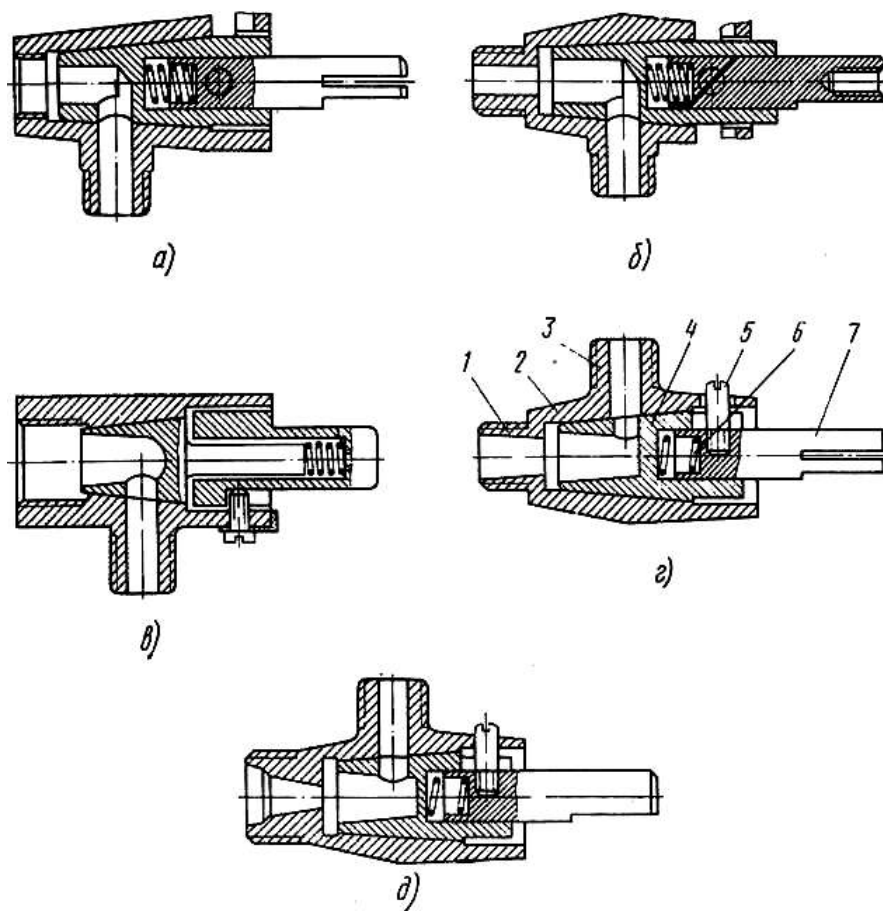


Рис.2.2 - Пробкові крани газових плит:

1- тип "а" ("московський" із внутрішнім різьбленням); б - тип "б" (московський із зовнішнім різьбленням); в - тип "в" ("ленінградський"); г - тип "г" (уніфікований 1-й); д - тип "д" (уніфікований 2-й): 1 - штуцер для приєднання до газопроводів; 2 - корпус; 3- штуцер для приєднання до колектора; 5 - стопорний гвинт; 6 - пружина; 7- стрижень

Для кранів типів "а" і "б" положення пробки "Відкрито" і "Закрито" обмежені при повороті рукоятки довжиною паза, по якому рухається вклучений у корпус пробки стопорний гвинт. Для кранів типу "в" крайні положення пробки фіксуються також вклученим в корпус пробки стопорним гвинтом. Із закритого положення кран можна вивести тільки при натисканні на рукоятку з

наступним поворотом. У сучасних конструкціях уніфікованих плит застосовують крани типів "г" і "д", їхня висока надійність і герметичність забезпечуються за рахунок виготовлення корпусу і пробки кранів з латуні методом гарячого штампування. .

Крани типів "а" і "в" приєднують до газопроводів пальників, ввертаючи нарізані кінці трубок або корпусу сопла безпосередньо в корпус крана, що має внутрішню різьбу. Крани типу "б" з'єднують із нарізаним кінцем труби за допомогою муфти. Велике значення в процесі експлуатації має щільність конусної пари - зовнішнього конуса на пробці і внутрішнього на корпусі, їх повна геометрична ідентичність. Сучасні способи виготовлення кранів не виключають притирання поверхонь конусної пари.

**Пальники плит.** На вітчизняних побутових газових плитах використовують багатофакельні інжекційні пальники низького тиску. У цих пальниках вміст первинного повітря в суміші для природного газу становить приблизно 55 % теоретично необхідного.

Основні вимоги до конфорочних пальників такі:

- забезпечення максимально повного спалювання газу з мінімальним утворенням шкідливих продуктів згоряння, тому що останні надходять безпосередньо в житлове приміщення;
- забезпечення мінімального часу готування їжі і максимального використання теплоти газу, що спалюється.

Для підвищення ККД пальників варто збільшити поверхню змивання посуду газовим полум'ям і наблизити дно кухонного посуду до газового полум'я.

На перших моделях газових плит, що працювали на штучних газах, регулювання первинного повітря майже не застосовувалося. У наступних конструкціях пальників, що створювалися з урахуванням застосування природного і зрідженого газів, були встановлені шиберні пристрої. Особливість цих пальників (рис. 2.3, а) - двостороннє підведення вторинного повітря - центральний і периферійний. Пальники мають торцевий шибер для

регулювання первинного повітря, розтруб конфузора і вставний розподільник із центральним каналом для двостороннього підведення вторинного повітря.

До недоліків пальників відносять торцеве розміщення шибера, для його повороту пальник треба знімати із плити. Цей недолік усунутий у пальниках Санкт-Петербурзького заводу газових апаратів (рис. 2.3, б). Пальники із циліндричним шибером первинного повітря розміщені на корпусі сопла.

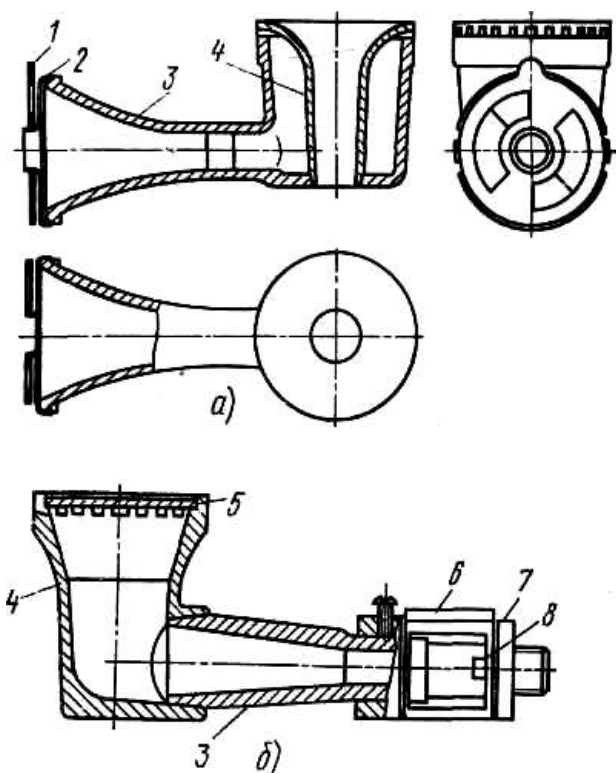


Рис. 2.3 - Газові конфорочні пальники:  
 а - із центральним каналом; б - Санкт-Петербурзького заводу газових апаратів;  
 1-рухлива частина шибера; 2 - нерухома частина шибера; 3 - змішувач; 4 - вогневий насадок; 5 - ковпачок; 6 - циліндричний шибер; 7- корпус сопла, 8 - ніпель сопла

В уніфікованих газових плитах застосована нова модель пальників - вертикальна (рис. 2.4, а). У цих пальниках ковпачок 1, дифузозор 3 і сопло розміщені по одній вертикальній осі. Пальник, що вставляється в циліндричне виточення корпусу, знімають через круглий отвір у столі. Для забезпечення повноти спалювання газу була змінена конструкція вогневого насадку розподільника пальника (рис. 2.4, б).

Для швидкості розподілу полум'я і запобігання злиття смолоскипів відстані між вогневими отворами встановлені залежно від розмірів прохідної площі отворів і коефіцієнта інжекції первинного повітря. Це значно поліпшує підведення вторинного повітря до смолоскипів і запобігає їхньому злиттю.

Швидкість поширення полум'я забезпечується шляхом суцільного кільцювання полум'я, створюваного над основними смолоскипами за рахунок відбуртовки сталевий штампованої кришки. Введення кільцевого полум'я виключило відрив полум'я, а зменшення ширини щілин знизило ймовірність проскакування полум'я. На базі вогневого насадка з верхнім пілотним полум'ям (рис. 2.3, б) були розроблені регульовані пальники з горизонтальним трубчастим змішувачем (рис. 2.5,а).

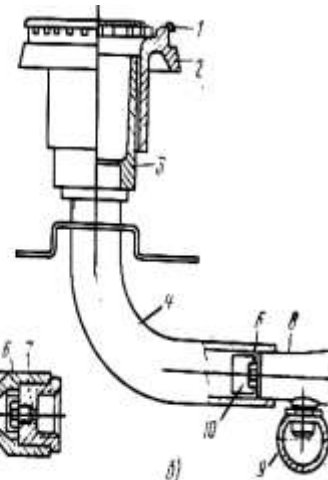
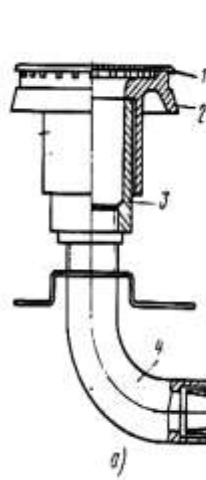
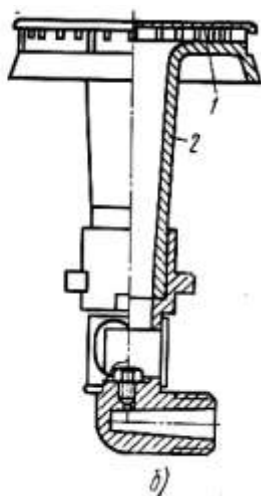
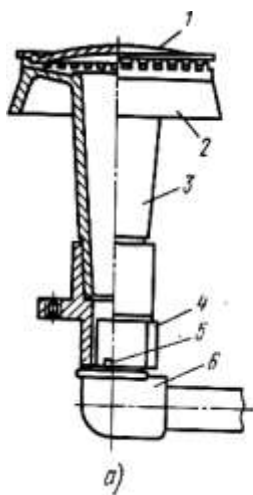


Рис. 2.4 - Вертикальні пальники:

а - вертикальний; б- вертикальний з пілотним полум'ям; 1 – ковпачок; 2 - вогневий насадок; 3-дифузор; 4 - шибер; 5- ніпель сопла; 6 - корпус сопла

Рис. 2.5 - Регульовані пальники:

а - з горизонтальним змішувачем; б - без регулятора первинного повітря; 1 - ковпачок; 2 - вогневий насадок; 3 - різьбова втулка; 4 - трубка-змішувач; 5 - мундштук-змішувач; 6 - ніпель; 7 - корпус сопла; 8 - кран; 9 - колектор; 10- вікно для підсмоктування повітря

Уніфіковані плити ПГ-4 і ПГ-2. Чотирьохконфорочні плити ПГ-4 (рис. 2.6) оформлені у вигляді тумби із дверцятами для жарочної і сушильної шаф. У дверцята жарочної шафи вмонтоване оглядове вікно. Жарочна шафа захищена теплоізоляційним шаром шлаковати. На лицьовій стороні плити є розподільний шток з п'ятьма ручками. Стіл плити закритий і одночасно служить для зборки пролітої їжі. Конфорочні ґрати пруткові. У комплект жарочної шафи входять ґрати, жаровня і лист. Перші моделі уніфікованих плит випускалися з вертикальними конфорочними пальниками і штампованим або спіральним пальником.

Сучасні моделі плит обладнані регульованими конфорочними пальниками з горизонтальним змішувачем і дисковими пальниками жарочної

шафи. Дисковий палик не має запальника і запалюється через відкидний лючок у дні жарочної шафи. Сушильна шафа розміщується під жарочною і має дві модифікації з відкидними дверцятами або висувна у вигляді ящика.

Двоконфорочна плита ПГ 2 повністю уніфікована із чотирьохконфорочною, постачена таким же дисковим паликом жарочної шафи, але з меншим тепловим навантаженням.

**Плита підвищеної комфортності ПГ4-П-14 (брестська).** Відрізняється підвищеною комфортністю, високим технічним рівнем конструктивного виконання і гарними експлуатаційними якостями. Температурний режим стінок плити дозволяє вбудовувати її в кухонні гарнітури. У духовій шафі плити встановлено два палики: основний (нижній) і додатковий жарочний (верхній). Підтримка даного режиму горіння паликів духової шафи здійснюється за допомогою спеціальних автоматичних пристроїв.

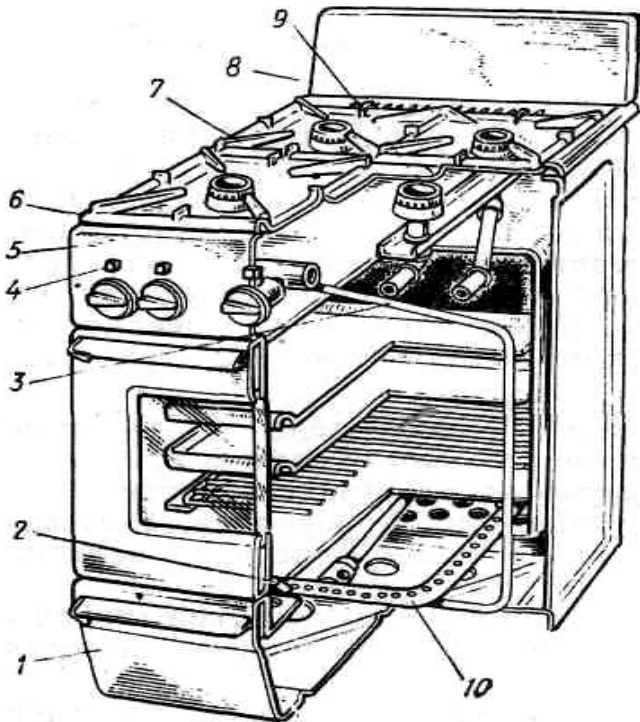


Рис. 2.6 - Уніфікована плита ПГ-4:  
1 - сушильна шафа; 2 - запальник палика духової шафи; 3 - газопровід духової шафи; 4 - показчик палика; 5 - шток; 6 - стал плити; 7 - конфорочний блок; 8 - конфорочний палик; 10- палик духової шафи

У корпус плити убудовані духова і сушильна шафи. Внутрішній пристрій плити складається з колектора, вигнутого під кутом  $90^\circ$ . У місці приєднання до внутрішньоквартирного газопроводу колектор має сітчастий фільтр.

#### 1.4. Апарати опалювальні газові побутові з водяним контуром

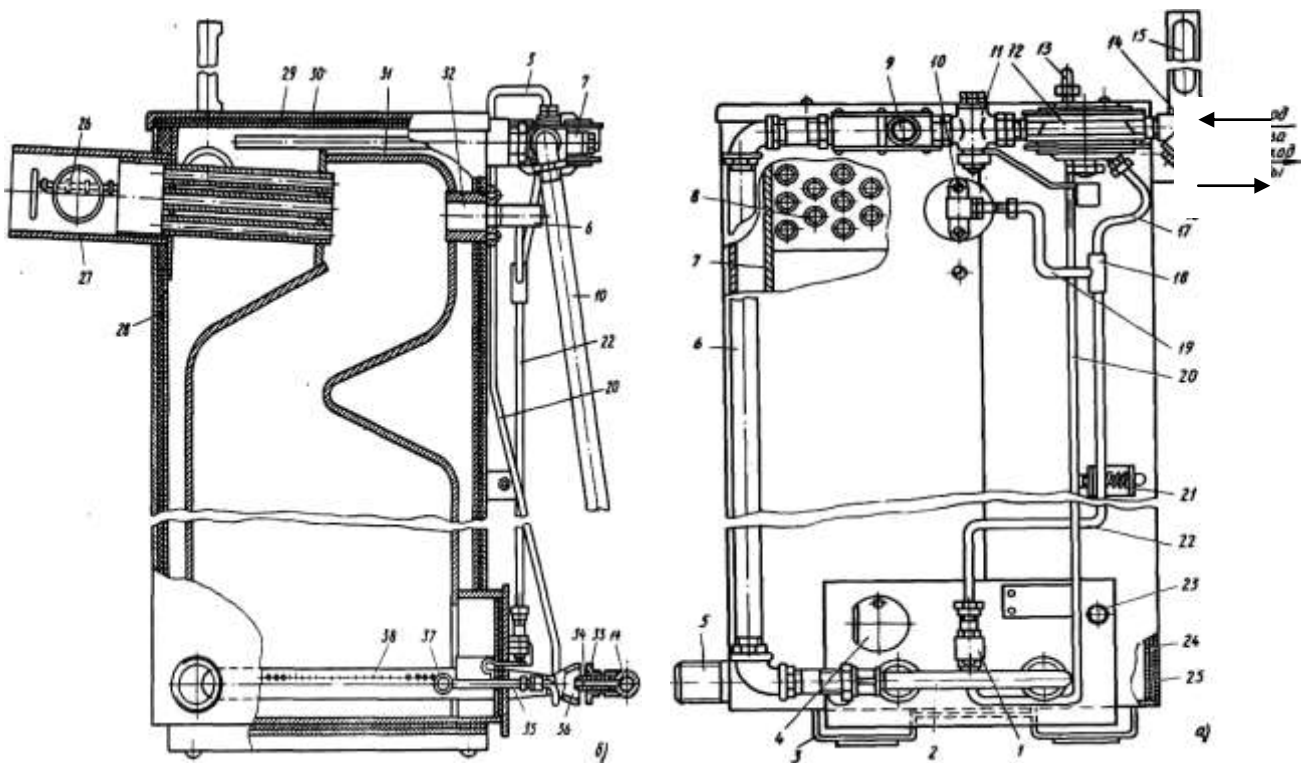
На додаток до автоматичних газових водонагрівачів типу АГВ освоєний випуск побутових газових апаратів з водяним контуром серії АОГВ. Апарати виготовляються наступних типів:

1. працюючі на природному газі;
2. працюючі на пропані, бутані і їхніх сумішах;
3. працюючі на природному газі і пропан-бутанових сумішах.

Апарати повинні виготовлятися в наступних кліматичних виконаннях:

- У - для експлуатації в районах з помірним кліматом,
- УЛ - для експлуатації в районах з холодним кліматом.

Апарати серії АОГВ на відміну від ємнісних водонагрівачів застосовуються тільки для опалення і не можуть використатися для гарячого водопостачання. Номінальна теплова потужність апаратів від 6 до 23 Мкал/год. Зараз в експлуатації перебувають різні типи апаратів, зовні не схожі один на одного.



а)

б)

Рис. 2.7 - Апарат опалювальний газовий АОГВ 15-1-У

а - компонування вузлів автоматики; б - розріз по вертикалі: 1-датчик загасання полум'я; 2 - колектор; 3-ніжка; 4 - оглядовий лючок; 5 - штуцер зворотного водопроводу; 6 - газопровід; 7-корпус котла (внутрішня обичайка); 8 - теплообмінник; 9 - терморегулятор; 10 - датчик тяги; 11 - запірно-регулюючий кран; 12 - клапан-відсікач; 13 - штуцер запальника; 14 - фільтр; 15 - термометр; 16 - штуцер прямого (гарячого) водопроводу; 17 - сполучна трубка (загальна); 18 - трійник; 19 - сполучна трубка датчика тяги; 20 - імпульсний трубопровід запального пальника; 21 - запобіжний клапан; 22 - сполучна трубка датчика загасання полум'я; 23 - кріпильний болт; 24, 28, 29 - азбестові прокладки; 25 - облицювання; 26 - стабілізатор тяги; 27 - трубка газів, що відходять; 30 - кришка облицювання; 31 - котел; 32 - патрубок датчика тяги; 33 - шибер повітряної заслінки; 34 - сопло основного пальника; 35 - конфузور насадка основного пальника; 36 - запальний пальник; 37 - перемичка між насадками; 37 - насадок основного пальника.

З метою уніфікації ця група приладів має умовні позначки. Наприклад, АОГВ-15-1-У розшифровується в такий спосіб: апарат (А) опалювальний (О) газовий побутовий (Г) з водяним (В) контуром з тепловою потужністю 15 Мкал/год, що працює на природному газі (1), призначений для експлуатації в районах з помірним кліматом (У).

В експлуатації перебувають також наступні типорозміри апаратів: АОГВ-6-3-У, АОГВ-10-3-У, АОГВ-20-3-У та ін.

Розглянемо пристрій і принцип роботи апаратів серії АОГВ на прикладі найпоширенішого - АОГВ-15-1-У (рис. 2.7). Апарат виконаний у вигляді прямокутної тумби з білим емалевим покриттям. Складається з наступних умовних вузлів: казана-теплообмінника; димовідвідного патрубка з регулювальною заслінкою як стабілізатор тяги; лицювального кожуха із проміжним шаром ізоляції; газогорілочного пристрою: автоматики регулювання і безпеки АПОК- 1.

## **1.5. Автоматичні пристрої газових апаратів і приладів**

**Основні види автоматизації:** вимір, вимір і контроль; сигналізація, захист, керування, регулювання.

*Автоматичні виміри і контроль* дозволяють за допомогою контрольно-вимірювальних приладів періодично або безупинно контролювати показники технологічного процесу (тиск газу, наявність полум'я, розрідження, повноту згоряння газу і т.д), передавати ці дані на пульт диспетчера і при необхідності реєструвати вимірювані параметри.

Для газових приладів і агрегатів, робота яких характеризується безперервністю і вимогами безпеки, автоматичний контроль є важливим чинником безперебійної і високоякісної роботи.

*Автоматична сигналізація* служить для передачі командних, інформаційних і контрольних сигналів диспетчерові або операторові.

*Автоматичний захист* призначений для запобігання ушкоджень устаткування при аварійних ситуаціях. Автоматичний захист або припиняє контрольований процес при виникненні ненормальних режимів, або забезпечує інші міри усунення небезпеки.

*Автоматичне керування* служить для автоматичного пуску і зупинки різних приладів і двигунів, запуску і зупинки окремих вузлів устаткування та агрегатів.



*Автоматичне регулювання* служить для автоматичної підтримки протягом певного проміжку часу з необхідною точністю заданих режимів технологічного процесу.

Стосовно газових приладів і агрегатів автоматичні пристрої можна розділити на наступні групи:

1. Пристрої регулювання для підтримки режимів роботи газових приладів: регулятори витрати води і газу, тиску газу, регулятори температури.
2. Контролюючі пристрої, що забезпечують автоматичне обмеження роботи приладів у безпечних межах: пристрої по горінню, потоці води, тязі, температурі води; запобіжники від підвищення граничних температур і тисків.
3. Пристрої комфортності, що сприяють зручності експлуатації приладів: автоматичний розжиг пальників програмний пристрій, що стежить за заданим режимом роботи приладів, термовказувачі, освітлення духових шаф та ін.

Розглянемо принцип роботи найпоширеніших автоматичних пристроїв для газових приладів і агрегатів.

У сучасних грубних пальниках, проточних і ємнісних водонагрівачах застосовуються універсальна автоматика безпеки УАБ, що контролює через єдиний пневмоблок клапана-відсікача наявність розрідження в топлени і полум'ї.

Розглянемо пристрій і принцип роботи автоматики грубних пальників на прикладі горілочних пристроїв типу УГОП-П-16-У-АБТП.

**УГОП -16** призначено для установки в опалювальні побутові печі, обладнані під газ. УГОП - 16 оснащено термодатчиком, пристроєм безпеки і газовим клапаном припинення подачі газу в пристрій при загасанні запального пальника, порушенні тяги в паливнику, димоході і піддувалі печі та при відмовах автоматики. *Переваги даного пристрою: відсічення газу при негативній тязі підвищує безпеку і зменшує можливість отруєння вигарним газом.*

*Регулятори температури.* Автоматичне регулювання температури в побутових газових приладах здійснюється за допомогою дилатометричних, термометричних, манометричних і термобіметалічних датчиків. Для духових шаф газових плит, водяних опалювальних приладів і автоматичних водонагрівачів використовуються дилатометричні, термодинамічні датчики, а також регулюючі пристрої, що не вимагають для роботи додаткового джерела енергії.

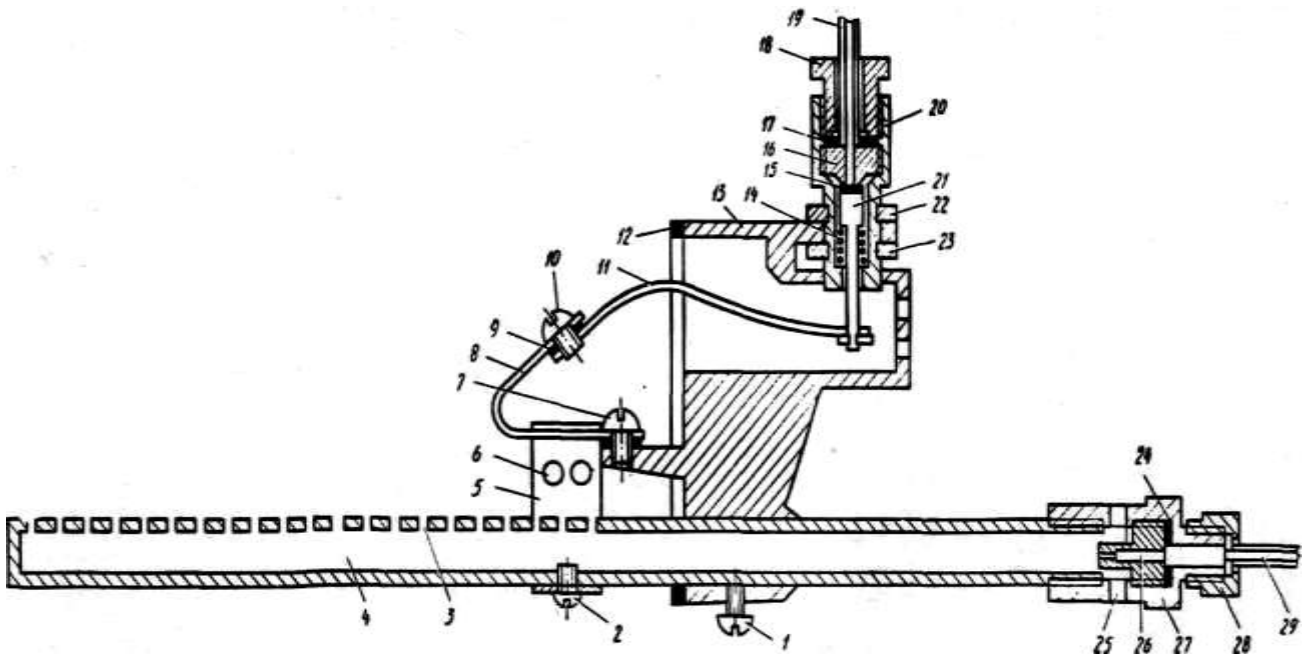


Рис. 2.8 - Пальниковий пристрій типу УГОП-П-16:

а- загальний вид; б- запальний пальник і датчик загасання полум'я: 1- гвинт кріплення датчика загасання полум'я; 2 - гвинт кріплення чохла; 3,6 - отвори; 4 - запальний пальник; 5 - чохол; 7, 10 - гвинти; 8 - біметалічна пластина; 9, 12, 17, 24 - прокладки; 11 - важіль; 13 - корпус датчика загасання полум'я; 14 - пружина; 15 - ущільнення клапана; 16 - втулка-сідло клапана; 18 - натяжна гайка; 19 - імпульсна трубка; 20 - склянка клапана; 21 - шток клапана; 22 - верхня затискна гайка; 23 - нижня затискна гайка; 25 - отвір для підсмоктування повітря; 26 - сопло; 27 - корпус сопла; 28 - накидна гайка; 29 - сполучна трубка.

У водонагрівачі АГВ - 120 використовується манометричний регулятор температури, що сполучений в одному вузлі з електромагнітним клапаном.

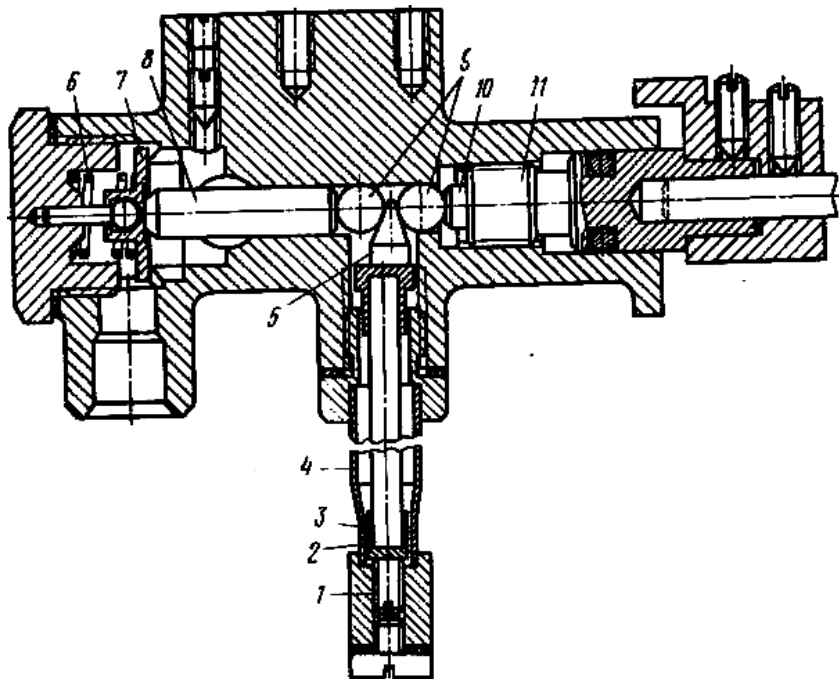


Рис. 2.9 - Терморегулятор ТДД-1:

1 - опорний гвинт; 2, 8, 10- стрижні; 3 - денце; 4 - латунна трубка; 5 - конусний клин; 6 - пружина; 7 - клапан; 9 - кульки; 11 - обмежник

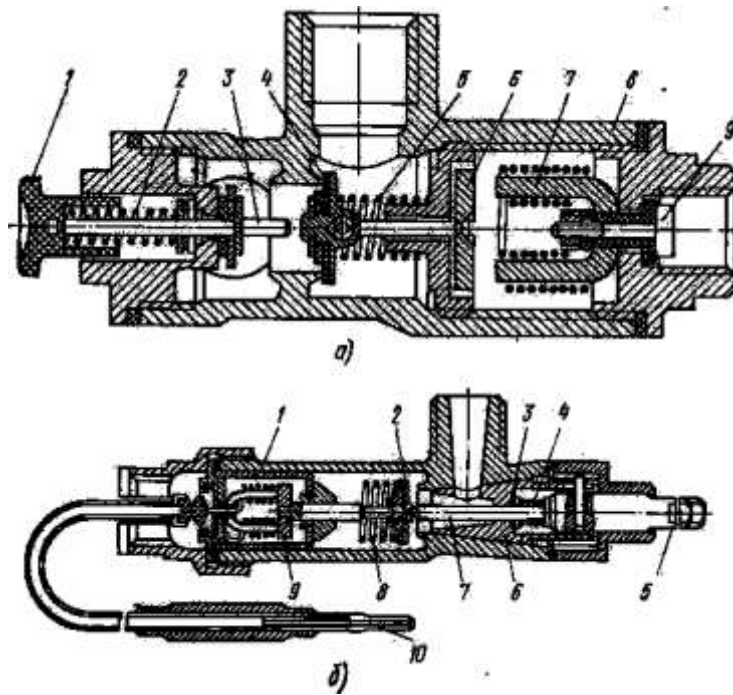


Рис. 2.10 - Електромагнітні клапани :

а - ЕМК - П - 15; 1 - кнопка; 2, 5 - пружини; 3 - шток; 4 - клапан; 6 - якір; 7 - сердечник; 8 - корпус; 9 - гвинт; б - кран-клапан для газових плит; 1 - корпус; 2 - клапан; 3 - сальник; 4, 8 - пружини; 5 - стрижень; 6 - пробка крана; 7 - шток; 9 - якір електромагніта; 10 - термопара.

**Автоматика контролю горіння.** Автоматичні пристрої контролю горіння підрозділяються на термомеханічні, термоелектричні і пневматичні. Автоматика застосовується на проточних водонагрівачах ВПГ, грубних грілках і ємнісних водонагрівачах. Принцип роботи такої автоматики полягає в наступному. У зону горіння запального пальника вводиться термопара. Внаслідок нагрівання термопари виникає ЕРС (електрорушійна сила), що передається на обмотку електромагніта, пов'язаного із клапаном. Електромагніт утримує клапан у відкритому положенні і забезпечує доступ газу до пальника приладу. При припиненні горіння полум'я запального відбувається охолодження термопари, електромагніт перестає втримувати клапан, і він під впливом пружини перекриває прохід газу до пальника.

Для проточних водонагрівачів ВПГ-18М, деяких камінів і грубних пальників застосовують електромагнітний клапан ЕМК-П-15 (рис.10,а) з більш сильним електромагнітом.

У плитах вищого класу для контролю горіння на пальниках використовують комбінований кран-клапан (рис. 2.10, б), установлюваний для кожного пальника окремо. У корпусі 1 змонтовані уніфікований корковий кран і електромагніт МК-15. Кожний клапан має окрему хромель-копелеву термопару, що

забезпечує при нагріванні напругу струму до 25 мВ. По осі пробки 6 крана є шток 7, що впирається в стрижень 5 і ущільнений сальником 3. При натисканні і повороті ручки крана штовхальник відсуває клапан 2, якір магніту притискається до сердечника. Після запалювання пальника термopара 10 збуджує на електромагніті електрорушійну силу. Внаслідок цього електромагніт утримує клапан у відкритому стані. При закритті крана клапан, не утримуваний електромагнітом, перекриває прохід газу до пальника. Для духових шаф із двома пальниками застосовують триходовий кран зі здвоєною термopарою, пальники в цьому випадку працюють роздільно.

**Автоматика контролю.** Принцип роботи пристроїв, що забезпечують відключення подачі газу на пальник при відсутності тяги, полягає в наступному. При відсутності або порушенні тяги продукти згоряння газу починають надходити в приміщення і нагрівають змонтований на їхньому шляху біметалічний датчик. Внаслідок цього біметалічна пластина змінює своє положення і забезпечує відвід газу від запальника, у результаті чого термopара прохолоджується, або розмикає ланцюг термopара - електромагніт. В обох випадках електромагнітний клапан перекриває прохід газу до основного пальника або до основного і запального (ВПГ-18М). Як виконавчий орган використовується електромагнітний клапан, що сполучає функції контролю наявності полум'я і наявності тяги.

### Контрольні питання

1. Розкажіть обладнання внутрішніх газопроводів.
2. Розкажіть основні характеристики газових приладів.
3. Розкажіть обладнання основних вузлів і частин уніфікованих газових плит.
4. Розкажіть обладнання, призначення і принцип дії газових пальників.
5. Розкажіть обладнання, принцип роботи уніфікованої газової плити ПГ – 4.
6. Розкажіть принцип роботи автоматики АОГВ 15-1 У.
7. Розкажіть обладнання, принцип роботи АОГВ-20-1-У.
8. Розкажіть обладнання, принцип роботи горілочного пристрою типу УГОП-П-16.
9. Як здійснюється автоматичне регулювання температури газових плит та водяних газових опалювальних приладів?
10. Які типи пристроїв контролю горіння ви знаєте?

## ТЕМА 2. ОБЛАДНАННЯ, ПРАВИЛА ТЕХНІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОБУТОВИХ ГАЗОВИХ ВОДОНАГРІВАЧІВ

### 2.1. Проточні водонагрівачі

*Водонагрівачами* називаються апарати, що нагрівають воду до певної температури. У вітчизняних водонагрівачах використовують два різних способи: нагрівання проточної води, що надходить із водопроводу і нагрівання води в спеціальних ємностях з періодичним відбором води та заповненням. По цьому принципі існуючі газові водонагрівачі розділяють на проточні і ємнісні.

Всі проточні водонагрівачі по тепловому навантаженню ділять на три групи: 33 600, 75 600 і 105 000 кДж/год; по ступеню автоматизації - на вищій і першій класи. ККД водонагрівачів при номінальному навантаженні повинен бути не нижче 80 %, вміст оксиду вуглецю в продуктах згоряння водонагрівача не повинен перевищувати 0,05 %, у тому числі на сухі димові гази при теоретичній витраті повітря; водонагрівачі повинні забезпечувати паспортну продуктивність у межах розрахункових тисків газу при найменшому значенні його нижчої теплоти згоряння; температура продуктів згоряння за тягоперервачем повинна бути не менш 180°C.

#### *Принципова схема проточного водонагрівача*

Газ низького тиску подається в інжекційний пальник 3 (рис. 2.11). Продукти згоряння газу проходять через теплообмінник і відводяться в димохід. Теплота продуктів згоряння передається воді, що протікає через тепло обмінник. Вогнева камера 4 зовні прохолоджується змійовиком 5, через який циркулює вода минаюча через калорифер. Таким чином, основні вузли проточного водонагрівача : горілочний пристрій, теплообмінник, система автоматики і газовідвід.

У міру модернізації водонагрівачів удосконалювався горілочний пристрій. На зміну багато сопловим пальникам КГИ прийшли пальники із центральним підходом газу. Однак, ці пальники, маючи відносно малий коефіцієнт інжекції (до 0,5), не використовуються при спалюванні зрідженого газу. На водонагрівачах Л-1 (Л-3) застосовують пальник із двомісним підведенням газу. Потік газу через трійник 1 (рис. 2.12) і два сопла 6 направляється у два дифузори-змішувачі 3 і далі через короб кришки 4 змішувачів в алюмінієві розподільні трубки, об'єднані в литий блок.

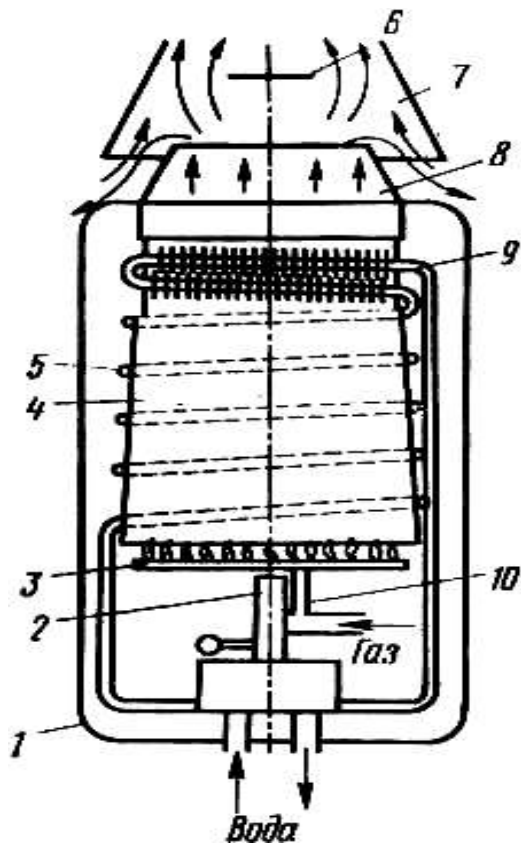


Рис. 2.11 – Принципова схема проточного водонагрівача:

1 - кожух; 2 - блок-кран; 3 - пальник; 4 - вогнева камера; 5 - змійовик; 6 - відбивач; 7 - верхній ковпак; 8-нижній ковпак; 9- калорифер; 10- запальник

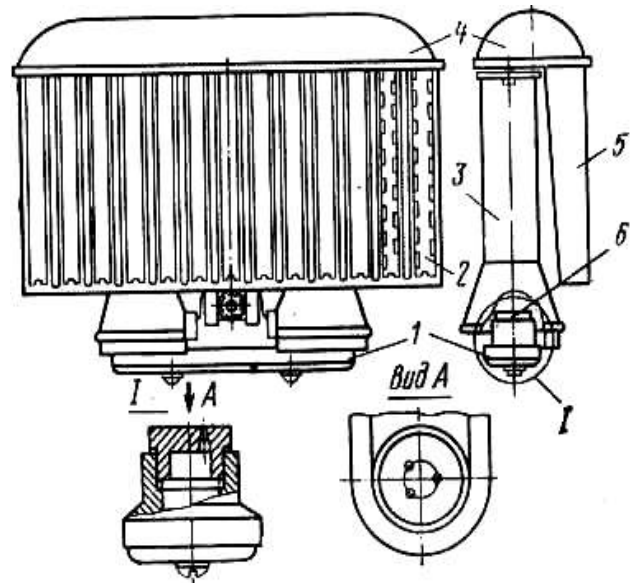


Рис. 2.12 - Інжекційний пальник водонагрівачів Л-1, Л-3, ВПГ-18:

1 - трійник із соплами; 2 - пластина; 3 - змішувач; 4 - кришка змішувачів; 5 - розподільна трубка; 6 – сопло

Вогневі отвори трубок виконані у вигляді поперечних щілин. Первинне повітря в цих пальниках регулюють, коефіцієнт інжекції дорівнює 0,7, що дозволяє застосовувати пальники і на природному, і на зрідженому газі. Такі пальники застосовують і на уніфікованих водонагрівачах ВПГ, забезпечуючи високі експлуатаційні якості апаратів.

Запальники горілочних пристроїв являють собою односопловий інжекційний пальник малої продуктивності. Газ до запальника подається через відособлений канал і блокується з надходженням газу на пальник водонагрівача і наявністю полум'я на запальнику.

Схема роботи біметалічного термоклапана показана на рис. 2.13, а. У зону полум'я запальника вводять зігнуту біметалічну пластинку. У холодному стані верхня пластинка перебуває в горизонтальному стані, внаслідок чого клапан через шток 2 підтримується в закритому положенні, перекриваючи прохід газу на основний пальник. При нагріванні біметалічної пластини 4 верхня смуга її опускається і приводить до переміщення клапана й відкриттю проходу газу на пальник.

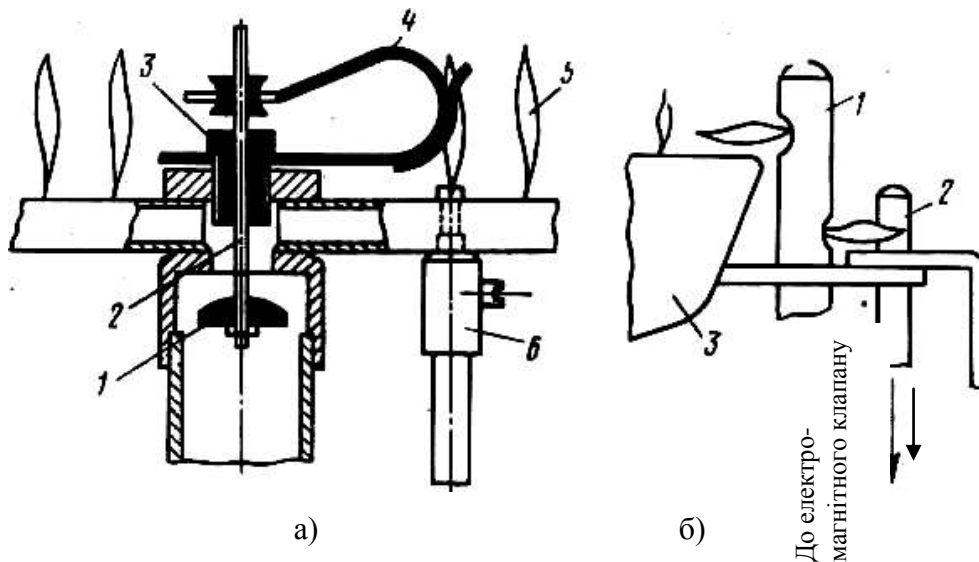


Рис. 2.13 - Схеми автоматизації подачі газу на основний пальник:

а - біметалічний термоклапан; 1 - клапан; 2 - шток; 3 - ущільнення; 4 - біметалічна пластина; 5 - полум'я пальника; 6 - запальник; б - електромагнітний датчик полум'я; 1 - запальна трубка; 2 - термопара; 3 - пальник водонагрівача

В нових конструкціях водонагрівачів передбачені додаткові функції автоматики по блокуванню роботи основного пальника з величиною тяги димоходу. Так, у водонагрівачі ВПГ-18М замість біметалічного термо-клапана встановлений електромагнітний датчик полум'я (рис. 2.13, б). У зону запального полум'я введена термопара 2, що є датчиком електрорушійної сили для електромагнітного клапана. Електромагнітний клапан, у свою чергу, управляє доступом газу до пальника водонагрівача.

Теплообмінник складається з вогневої камери і калорифера. Розміщені на зовнішній стороні вогневої камери змійовики охороняють стінки камер від перегріву. У перших моделях водонагрівачів застосовувалося два змійовики, один - для подачі холодної води до калорифера, інший - гарячої води до розбірного крана. У сучасних конструкціях водонагрівачів (ВПГ) змійовик має лише один оборот навколо вогневої камери.

Основна кількість теплоти передається воді через калорифер. Теплота передається радіацією, конвекцією й теплопровідністю через металеві стінки, які перебувають у контакті з однієї сторони з водою, з іншого боку - з потоком газів, що відходять. При цьому необхідно враховувати, що на величину передачі теплоти від гарячих газів воді можуть впливати наступні фактори: швидкість протікання води в змійовику; швидкість руху продуктів згоряння; матеріал і розмір ребер калорифера; якість припаювання ребер до трубок калорифера; температурний режим у вогневій камері.

Для запобігання передчасного виходу з ладу теплообмінників варто знати причини і способи усунення виникаючих несправностей. Відкладення накипу на внутрішніх стінках водяних труб приводить до зменшення теплопередачі й зниженню ККД водонагрівача. Підвищення швидкості протікання води зменшує ймовірність утворення накипу. На довговічність роботи теплообмінника впливає корозія й окислювання його поверхні. У нових моделях водонагрівачів передбачають пристрої автоматичного регулювання температури води.

У старих моделях водонагрівачів пластинки калорифера припаювали до водяних трубок олов'яним припоєм. Практика показала, що внаслідок порівняно низької температури плавлення олова в багатьох випадках спостерігалось оплавлення припою, що приводило до перегріву елементів калорифера і зниженню теплопередачі. Зараз пластинки приварюють до трубок за допомогою мідно-фосфористих припоїв, що мають високу температуру плавлення (860°C).

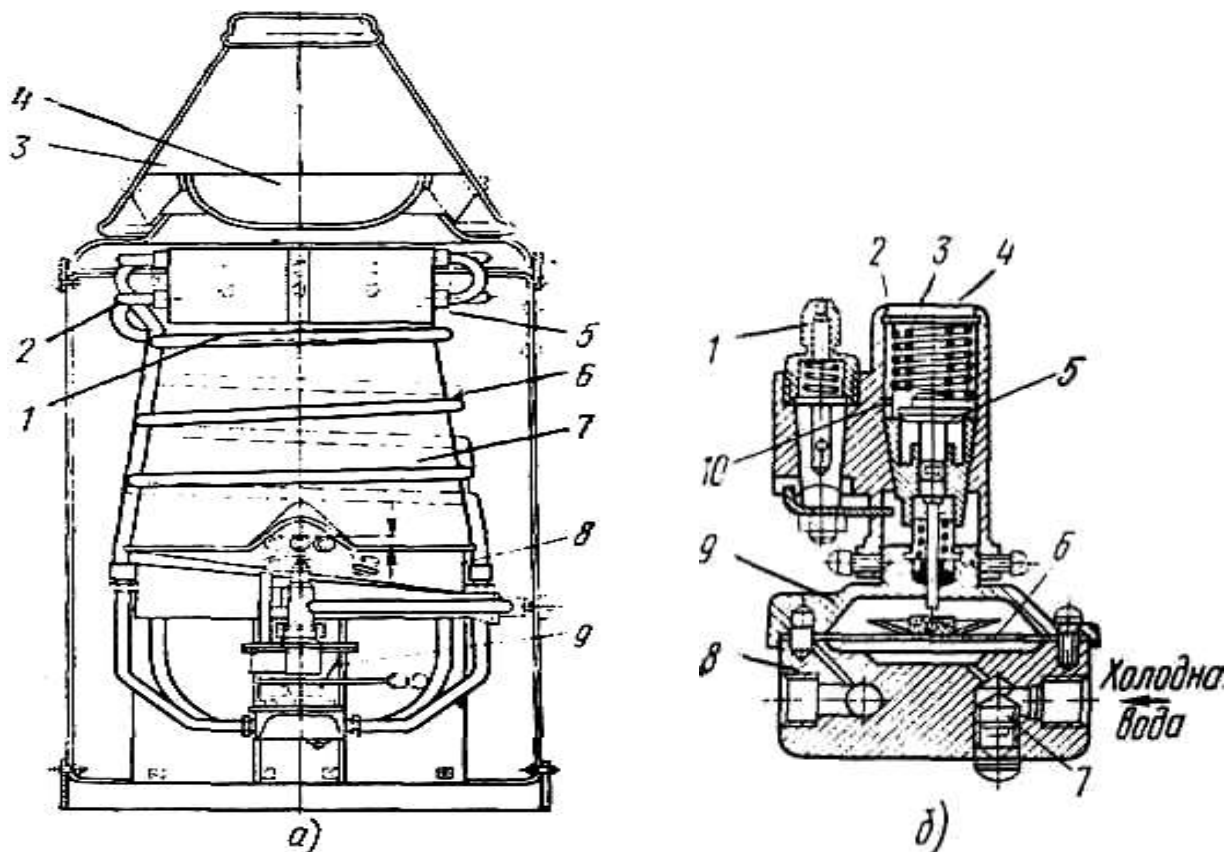


Рис. 2.14 - Водонагрівач КГИ-56:

а - загальний вид водонагрівача; 1 - радіатор; 2 - кожух; 3 - газовідвідний пристрій; 4 - запобіжник від зворотної тяги; 5-калорифер; 6-змійовик; 7- вогнева камера; 8 - пальник; 9- блок-кран; б - блок-кран у розрізі; 1 - запальник; 2 - пружина пробки газового крана; 3- пружина клапана; 4 - натискна шайба; 5 - клапан; 6 - мембрана; 7 - регулювальний гвинт; 8- нижня кришка; 9 - верхня кришка; 10 – корпус



Система автоматичних пристроїв у водонагрівачах забезпечує регулювання надходження газу на пальник залежно від потоку води і припинення доступу газу до пальника при відсутності полум'я запальника. При мірі модернізації водонагрівачів удосконалюється і система блокування.

Обладнання водонагрівача КГІ-56 показано на рис. 2.14, а. Кожух 2 виконаний з емальованої листової сталі і має знімну передню кришку. Кріпиться на стіні двома кронштейнами, які проходять всередину і утримують у певнім положенні радіатор. Пальник 8 і блок-кран 9 кріплять не на кожух, а на газопровід, що створює деякі незручності при установці приладу. У кришці є отвір для запалювання запальника й спостереження за роботою пальника.

*Водонагрівачі типу ВПГ.* Водонагрівач ВПГ-18 (рис. 2.15) створений на базі водонагрівача Л-3, він також проточний, із багатоточечним розбором гарячої води. Висота вогневої камери 5 у цьому водонагрівачі зменшена до мінімуму за рахунок того, що основна частина теплоти передається воді через пластини калорифера. Охолодження вогневої камери забезпечується одним витком змійовика. Калорифер 3 зібраний з одного ряду мідних пластин і перетинається трьома горизонтальними ділянками змійовика. Водонагрівач обладнаний інспекційним пальником із двома інжекторами, що забезпечують надходження первинного повітря до 60 % необхідного для згоряння. Це сприяє повному згорянню газу в коротких смолоскипах.

Конструкція блока-крана 9 водонагрівача забезпечує послідовну подачу газу спочатку на запальник 6, потім на основний пальник 12. При відсутності розбору води або зниженні тисків водопровідної води, а також при відсутності полум'я на запальнику припиняється подача газу на основний пальник.

Ручка блока-крана може займати наступні положення. При крайньому лівому - кран повністю закритий, при середньому - газ пропускається тільки на запальник, при крайньому правому - газ пропускається на запальник і основний пальник.

Клапан блокування води і газу може відкриватися лише при нагріванні біметалічної пластини. Газовий клапан через шток пов'язаний з мембраною 15 і відкривається тільки при наявності протоки води в мембранній камері 16 і встановленої в ній трубі Вентури 14. При наявності витрати води у вузькому перетині трубки, що сполучається з надмембранним простором, відбувається падіння статичного напору. Внаслідок цього падає тиск і над мембраною, що переміщається нагору і за допомогою штока відкриває клапан блокування.

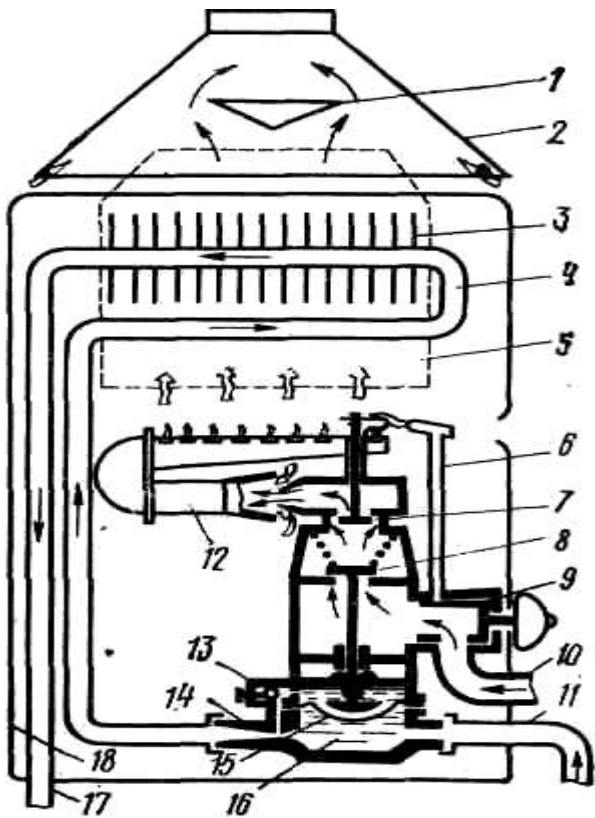


Рис. 2.15 - Принципова схема водонагрівача ВПГ-18:

1 - запобіжник від зворотної тяги; 2 - газовідвідний пристрій; 3 - калорифер; 4 - змієвик; 5 - вогнева камера; 6 - запальник; 7 - клапан безпеки; 8 - клапан блокування газу; 9 - блок-кран; 10 - вихід газу; 11 - вхід води; 12 - пальник; 13 - кульковий сповільнювач запалювання; 14 - трубки Вентури; 15 - мембрана; 16 - мембранна камера; 17- вихід води; 18 – кожух

Кульковий сповільнювач запалювання 13, частково перекриваючи перетин пропускного каналу, трохи сповільнює переміщення мембрани й клапана нагору і забезпечує плавність включення пальника.

Зараз конструкція водонагрівача вдосконалена в порівнянні з раніше випущеними водонагрівачами Л-3 і ВПГ-18. Наприклад, у водонагрівачі ВПГ-23 поліпшена конструкція теплообмінника, значно змінені основний і запальний пальники, установлений датчик тяги.

## 2.2. Ємнісні водонагрівачі

Ємнісними водонагрівачами називаються апарати, у яких вода нагрівається в ємності без застосування примусової циркуляції і призначені для гарячого водопостачання приміщень. Найпоширеніші апарати АГВ-50, АГВ-80 і АГВ-120, місткість їх баків становить 50, 80 і 120 л.

*Водонагрівач АГВ-80.* Апарат має циліндричний бак з оцинкованої сталі. Усередині бака проходить жарова труба 4 (рис. 2.16), призначена для відводу продуктів згоряння з топлення 15, збільшення площі нагрівання і поліпшення процесу тепловіддачі.

У жаровій трубі 4 встановлений спіральний подовжувач потоку, він переміщує гарячий потік продуктів згоряння газу й сприяє максимальному

відбору теплоти від продуктів згоряння. Кожух 5 водонагрівача виконаний з листової сталі. Простір між кожухом і баком 3 заповнено шлаковатою, що служить надійною теплоізоляцією.

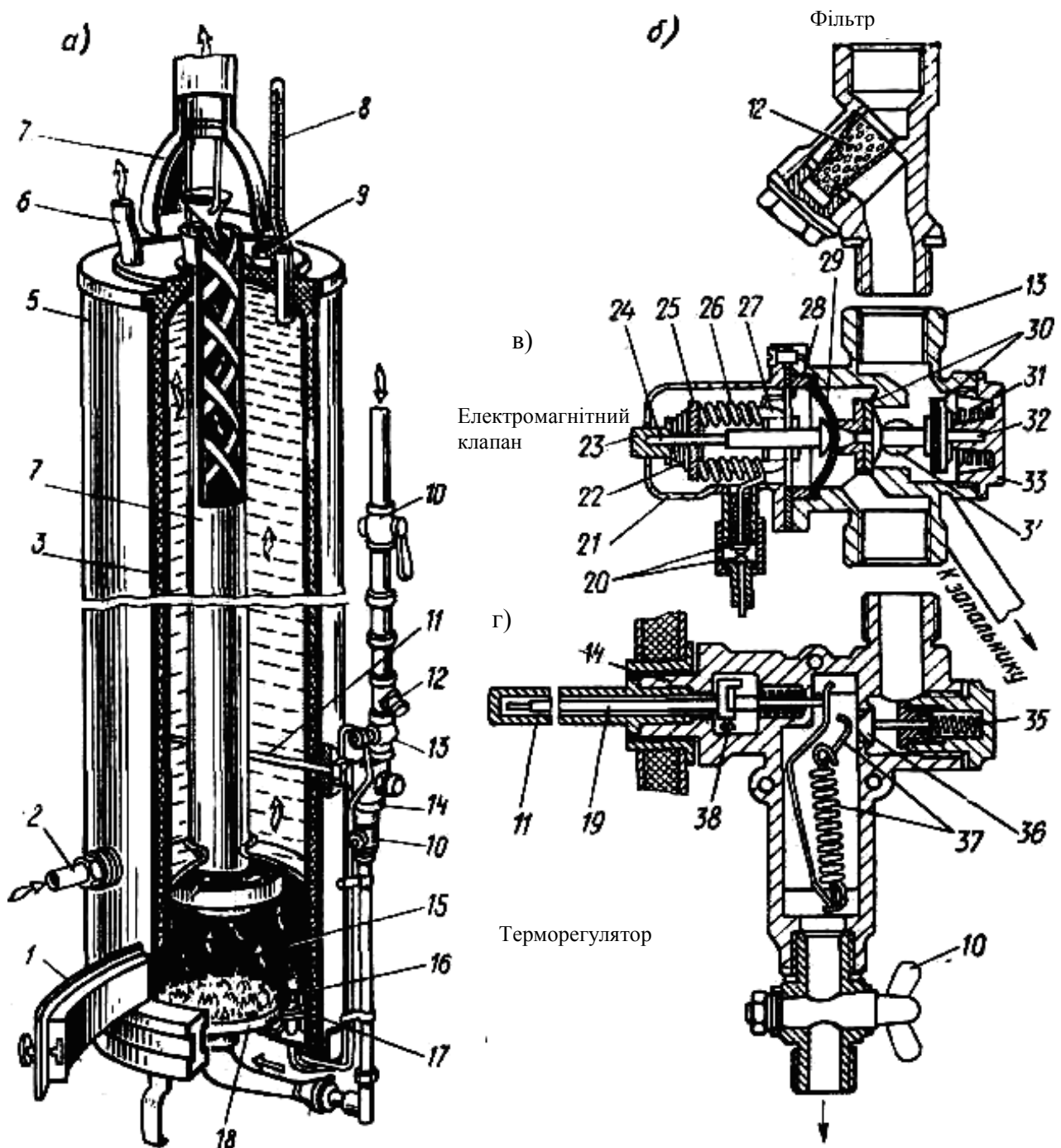


Рис.2.16 - Водонагрівач АГВ-80:

а - водонагрівач у розрізі; б - фільтр; в - електромагнітний клапан; г - терморегулятор;  
 1 - дверцята топлення; 2 - штуцер; 4 - жарова труба; 5 - кожух; 6 - вихід гарячої води; 7 - тягопереривач; 8 - термометр; 9 - запобіжний клапан; 10 - кран; 11 - латунна трубка; 12 - сітчастий фільтр; 13 - електромагнітний клапан; 14 - терморегулятор; 15 - топлення; 16 - термопара; 17-запальник; 18 - пальник; 19 - інваровий стрижень; 20 - контакти термопари; 21 - кришка; 22 -,31,35 - пружини; 23- кнопка; 24 - шток; 25- якір; 26 - обмотка; 27 - електромагніт; 28 - ущільнювальне кільце; 29 мембрана; 30,36 - клапани; 32 - шток клапана; 33 - пробка; 34 - отвір на запальник; 37- важіль; 38- регулятор настроювання.

Автоматика водонагрівача складається із двох вузлів. Як автоматика безпеки служить триходовий електромагнітний клапан (рис. 2.16, в). Регулювання температури води здійснюється терморегулятором 14 (рис. 2.16, г), термоелемент якого введений всередину бака. Роботу пальника контролюють електромагнітний клапан і термопара.

Клапан підтримується у відкритому стані тільки при наявності полум'я на запальнику.

Електромагнітний клапан складається з газової і електромагнітної частин. Кришка 21 (рис. 2.16, в) має отвір для кнопки і проріз для контакту. Її встановлюють на корпус газової частини і кріплять чотирма гвинтами. Натискну кнопку 23 установлюють у верхній частині кришки і надягають на шток. Щоб кнопка не западала, на неї діє пружина. Шток 32 розташований вертикально, одним кінцем він упирається у верхній клапан 30 газової частини. На шток надягнений якір 25. Він являє собою диск із отвором, через який проходить шток. Якір виготовлений зі спеціального сплаву - пермалою. Оскільки потужність електромагніта дуже мала, то якір, що складається з іншого сплаву, буде притягатися слабо і робота електромагнітного клапана порушиться.

Обмотку електромагніта одним кінцем приєднують до корпусу, а другим через проріз у кришці - до контакту термопари 20.

Термопара складається зі сплавів хромеля і копеля, які при нагріванні виробляють струм. Струм подається від спаю хромеля і копеля по двох провідниках: мідній трубочці і ізольованому дротику усередині. Провідник, що проходить усередині трубки, приєднаний до свинцевого контакту електромагніта, а трубка контактує через накидну гайку з корпусом електромагніта.

Газова частина електромагнітного клапана складається з корпусу, клапанів, штока і мембрани.

*Робота терморегулятора.* Терморегулятор (рис. 2.16, г) складається з корпусу, термоелемента, системи важелів, клапана із пружиною, штуцерів, регулятора настроювання. Корпус установлюють на газопроводі за допомогою вхідного і вихідного штуцерів.

Чутливий елемент складається з латунної трубки й минаючого усередині інварового стрижня. Один кінець латунної трубки наглухо закріплений у корпусі терморегулятора, а інваровий стрижень нарізним сполученням

прикріплений до вільного кінця латунної трубки. Другий кінець стрижня впирається у важіль, розташований у корпусі терморегулятора.

Система важелів складається із двох шарнірно з'єднаних важелів і пружини. В один кінець цієї системи впирається вільний кінець інварового стрижня, а другий кінець системи важелів впливає на клапан. Система важелів може перебувати у двох положеннях - робочому і неробочому.

Клапан складається із сідла, пружини і пробки, що виконує роль натискної шайби.

Пружина діє на клапан таким чином, що увесь час змушує його закривати прохід газу на пальник. Регулятор настроювання складається зі шкали з поділками та хомутика, що затягує, з важелем. Хомутик надягнений на інваровий стрижень. За допомогою важеля і хомутика інваровий стрижень можна обертати в різьбленні латунної трубки, укорочуючи або подовжуючи його вільний кінець. При нагріванні води в баку латунна трубка також нагрівається і, тому що вона має великий коефіцієнт лінійного розширення, подовжується. Інваровий стрижень при нагріванні практично не подовжується, втягуючись усередину трубки. Його вільний кінець переміщається і перестає давити на систему важелів. Система важелів переходить у неробоче положення і перестає своїм другим кінцем давити на клапан. Клапан під дією пружини закриває прохід газу на пальник. Пальник гасне, вода в баку починає остигати, латунна трубка прохолоджується і коротшає. При цьому інваровий стрижень знову переміщається та надавлює на кінець системи важелів. Система важелів переходить у робоче положення і другий кінець давить на клапан. Клапан відкривається, і газ іде на пальник, що загоряється від запальника. За допомогою регулятора настроювання температури можна домогтися, щоб терморегулятор відключав пальник при певній температурі, а при охолодженні води на кілька градусів знову його включав. Інтервал настроювання терморегулятора від 40 до 90 °С.

*Водонагрівач АГВ-120* (рис. 2.17). Обладнання і робота апарата аналогічні обладнанню і роботі водонагрівача АГВ-80, але деякі вузли сполучені і удосконалені. Електромагнітний клапан, терморегулятор, а також газовий кран сполучені в одному блоці (рис. 2.17, б). Замість терморегулятора використаний сильфонний регулятор температури, що складається з термобалона, капіляра і сильфона.

Термобалон 16 поміщений у середню частину бака водонагрівача і заповнений гасом, що має таку ж температуру, як і вода в баку. Від

термобаллона відходить трубка із червоної міді, з'єднана через ніпель 9 з капіляром 10. При нагріванні обсяг гасу в термобалоні збільшується й сильфон 12 розтягується. Через систему важелів газовий клапан 5 перекриває надходження газу на пальник. Пальник гасне, вода в баку і гас у термобалоні остигають.

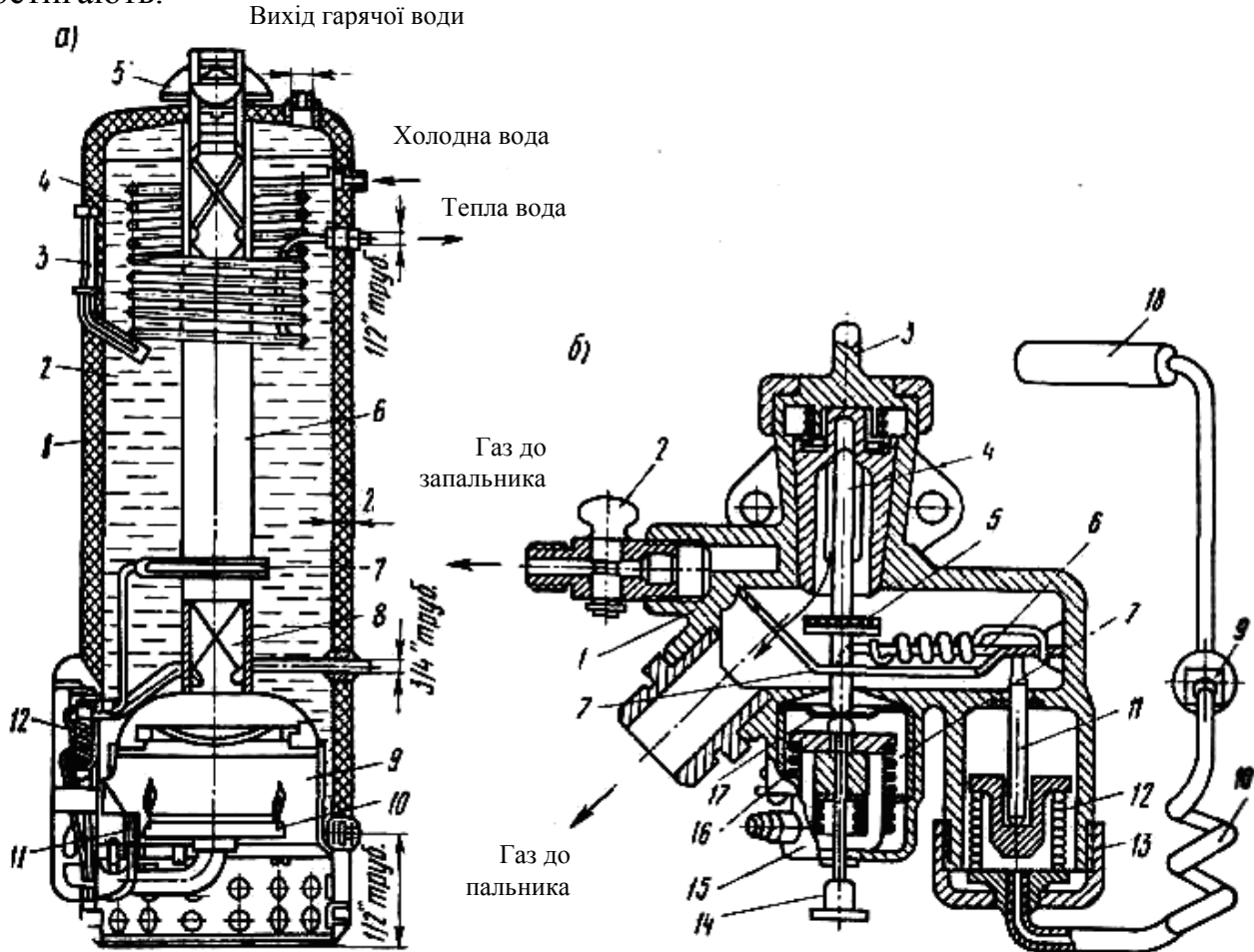


Рис. 2.17 - Водонагрівач АГВ-120:

а - водонагрівач у розрізі; 1-корпус; 2 - бак; 3 - термометр; 4 - змійовик; 5 - тягопереривач; 6 - жарова труба; 7 - термобалон; 8 - подовжувач тяги; 9 - топлення, 10 - пальник; 11 - запальник з термопарою; 12 - блок автоматики; б - блок автоматики; 1 - корпус; 2 - кран запальника; 3 - кран пальника; 4 - шток; 5 - клапан; 6 - важелі; 7 - пружини; 8 і 16 - термобалони; 9 - перехідний ніпель; 10 - капілярна трубка; 11 - штовхальник; 12 - сильфон; 13 - регулятор настроювання температури; 14 - кнопка; 15 - електромагніт; 17 - мембрана.

Обсяг гасу зменшується, сильфон скорочується, що передається через систему важелів на газовий клапан, що відкривається, і пальник знову загоряється від запальника. Сильфонний регулятор температури набагато чутливіший терморегулятора як по точності настроювання, так і стосовно зовнішніх впливів. У нижній частині сильфона, там, куди підходить капіляр, є регулятор 13 настроювання температури з температурною шкалою.

Електромагнітний клапан водонагрівача АГВ-120 складається з електромагніта 15, штока 4 із кнопкою 14 якоря із пружиною 7, мембрани 17 і термопари. Газовий кран основного пальника і кран запальника працюють незалежно один від іншого.

У модернізованих водонагрівачах АГВ-120 у верхній частині бака є змійовик. Вода, протікаючи по змійовику, нагрівається. Отже, такий водонагрівач може застосовуватися одночасно для опалення приміщень і для подачі гарячої води для побутових потреб.

## 2.3 Апарати опалювальні газові побутові з водяним контуром

### *Призначення апаратів*

Апарати призначені для опалення приміщень із тепловими втратами від 7 до 30 кВт (залежно від типу апарата), обладнані системами водяного опалення. Двоконтурні апарати додатково дозволяють забезпечити нагрівання води для господарських потреб. Апарати працюють на природному газі за ГОСТ 5542-87 з номінальним тиском 1274 Па (130 мм вод. ст.) і автоматично підтримують температуру, задану на блоці автоматики.



Рис. 2.18 - Апарат АОГВ

### *Обладнання апарата*

Апарат складається з наступних частин (рис.2.19): Теплообмінник 1 являє собою суцільнозварний корпус, у нижній частині якого виконана камера згоряння 19. В середині корпуса уварені труби, через які проходять продукти згоряння. У середині труб установлені турбулізатори 21, що підвищують ефективність передачі тепла від згорілого газу до теплоносія (води). У нижній частині передньої стінки теплообмінника встановлена панель газогорілочного пристрою 2. Для підключення до системи опалення теплообмінник оснащений патрубками 7 і 9. У верхній частині теплообмінника встановлена склянка 6 для

установки термодатчика газового клапана. Теплообмінник установлений на станині 20. У двоконтурних моделях всередині теплообмінника контуру опалення додатково змонтований трубчастий теплообмінник контуру гарячого водопостачання, виконаний з мідної трубки.

Панель газогорілочного устаткування 2 оснащена розподільним газовим колектором 18. Залежно від потужності, на панелі встановлюється один, два або три пальники 16. Розподільний газовий колектор 18 підключається до багатофункціонального газового клапана 15, що регулює подачу газу в апарат залежно від необхідних умов роботи. Розподільний газовий колектор має один, два або три виходи (по кількості пальників), у яких встановлені форсунки 17. Підведення газу до газового клапана 15 здійснюється через патрубок 8.

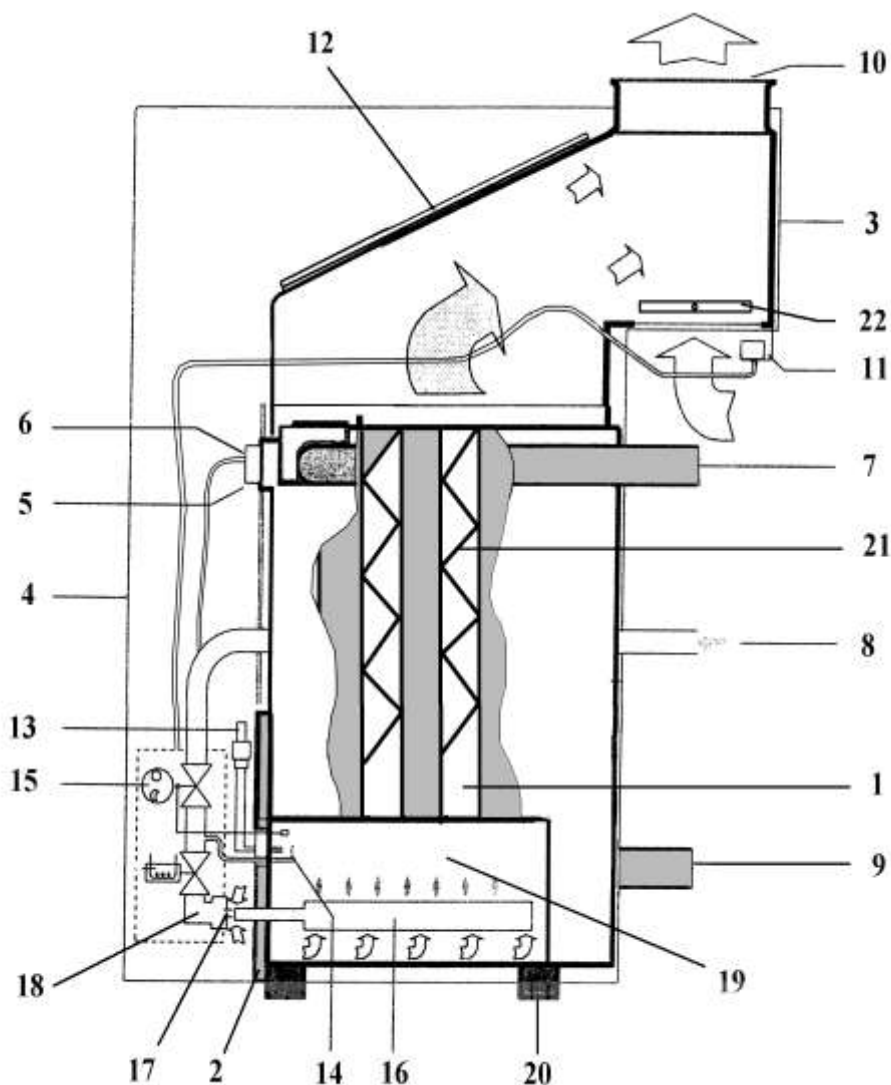


Рис. 2.19 - Обладнання апарата АОГВ-7-30

При кожному включенні апарата основний пальник 16 запалюється від постійно палаючого полум'я розпалювального пальника 14.



Включення і підтримка встановленого режиму роботи апарата забезпечує багатофункціональний газовий клапан 15 разом з термopарою, датчиком відсутності тяги 11, розпальним пальником 14 і п'єзоелектричним запальником 13. П'єзоелектричний запальник 13 розміщений прямо на газовому клапані 15, для доступу до якого необхідно відкрити передні дверцята апарата.

Колектор продуктів згоряння 3 закінчується горловиною продуктів згоряння 10 для приєднання димоходу. Колектор продуктів згоряння оснащений знімною кришкою 12 для очищення теплообмінника, що доступна після зняття верхньої частини кожуха апарата. У середині колектора продуктів згоряння 3 установлений датчик відсутності тяги 11. Для настроювання режиму горіння в топленні в розрив тяги встановлена регульовальна заслінка 22.

Для контролю температури нагрівання води в контурі опалення у верхній частині теплообмінника встановлений індикатор температури 5.

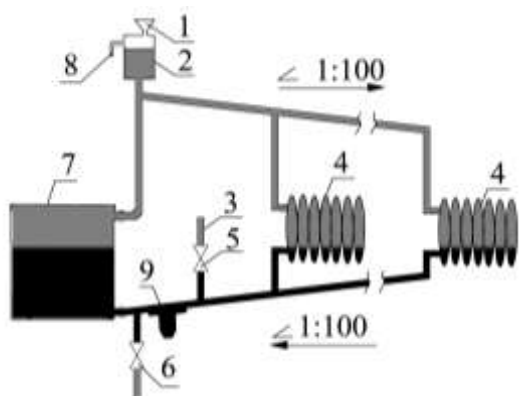


Рис 2.20 - Система опалення з відкритим розширювальним бачком:  
1 - лійка; 2 - відкритий розширювальний бачок; 3 - водопровід; 4 - опалювальний пер-бор; 5 - вентиль; 6 - спускний вентиль; 7 - апарат; 8 - переливна лінія, 9 - грязевик

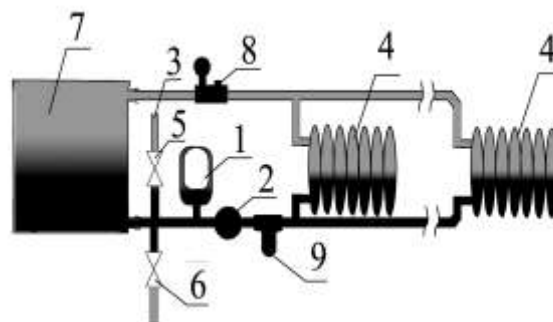


Рис. 2.21 - Система опалення з герметичним розширювальним бачком:  
1 - герметичний розширювальний бачок; 2 - циркуляційний насос; 3 - водопровід; 4 - опалювальний прилад; 5 - вентиль для зали-вання теплоносія (води); 6 - спускний вентиль; 7 - апарат; 8 - блок безпеки, що складається із запобіжного клапана, манометра, клапана для підбурення повітря із системи, 9 - грязевик або фільтр

*Особливості опалювальної системи і її залив.* Апарат призначений для роботи в опалювальних системах з водяним контуром, що працює під тиском не більше 300 кПа (3 кгс/см<sup>2</sup>). Вода для заливання в контур опалення повинна відповідати вимогам ГОСТ 2874-82 і мати по можливості мінімальну твердість. Для пом'якшення води при першому заливі допускається використовувати фосфорнокислий натрій або одноразове додавання хелатного реагенту.

Таблиця 2.1 - Найпоширеніші і можливі несправності.

№ п/п	Можлива несправність	Імовірна причина	Метод усунення
1	При натисканні на п'єзо-запальник розпалювальний пальник не загоряється (відсутня іскра між іскровим електродом і розпалювальним пальником)	Несправний п'єзозапальник	Перевірити і при необхідності замінити п'єзозапальник
		Поганий контакт у з'єднанні високовольтного проведення з п'єзозапальником і іскровим електродом	Перевірити приєднання і при необхідності зачистити контакт
		Тріснутий керамічний ізолятор іскрового електрода	Замінити електрод
2	При натисканні на п'єзо-запальник розпалювальний пальник не загоряється при наявності іскри між іскровим електродом і розпалювальним пальником	Засмічено форсунку розпалювального пальника	Прочистити форсунку розпалювального пальника
		Відсутня подача газу	Перевірити наявність подачі газу
3	При відпусканні керуючої кнопки в положенні "іскра" через 30 с після запалювання розпалювального пальника, розпалювальний пальник гасне	Несправна термопара	Перевірити її при необхідності замінити її
		Поганий контакт у з'єднанні датчика тяги з термодеривативом і термопарою	Перевірити приєднання її при необхідності зачистити контакти
		Термопара не попадає в полум'я розпалювального пальника	Відрегулювати взаємне розташування термопари і розпалювального пальника Відрегулювати витрати газу розпалювального пальника
		Несправний датчик тяги	Перевірити її при необхідності замінити його
4	При перемиканні кнопки керування в положення "1"- "7" основний пальник не загоряється	Несправний газовий клапан	Замінити газовий клапан
		Температура води в контурі опалення вище 90 °С	Перевірити температуру води в контурі опалення

Апарат може працювати з відкритим і закритим (герметичним, що працює під тиском) розширювальним баком. У відкритому розширювальному баку повинен бути дотриманий правильний рівень води (між робочим мінімумом і максимумом). Закритий розширювальний бак повинен мати обсяг погоджений з обсягом води в опалювальній системі. Варіанти систем опалення з відкритим і герметичним розширювальним бачком показані на рис.2.20 і рис. 2.21 відповідно.

У герметичних системах опалення обсяг розширювального бачка повинен бути таким, щоб при нагріванні води в контурі опалення до максимальної температури тиск у системі не перевищив 300 кПа.

*Можливі основні несправності*

Перелік найпоширеніших і можливих несправностей наведений у табл. 2.1.

**Контрольні питання**

1. Які апарати називаються водонагрівачами? На які групи вони діляться?
2. Для чого призначені водонагрівачі Л-1 і Л-3? Обладнання і принцип роботи.
3. Що собою представляє нагрівач типу ВПГ? Обладнання і принцип роботи.
4. Які апарати називаються ємнісними водонагрівачами?
5. Опишіть основні характеристики водонагрівача АГВ - 80.
6. Назвіть елементи автоматики з безпеки та регулювання АГВ-80.
7. Опишіть обладнання і принцип роботи АГВ-120.
8. Опишіть схему автоматизації подачі газу на основний пальник.
9. Опишіть обладнання клапану блокування води та газу ВПГ-18.
10. Опишіть роботу електромагнітного клапана ВПГ-23.
11. Опишіть роботу автоматики безпеки АГВ-80.
12. Опишіть роботу терморегулятора і газового блоку АГВ-120.
13. Обладнання опалювальних апаратів АОГВ-7-30.
14. Основні несправності і ремонт АОГВ.

### ТЕМА 3. ГАЗОВЕ УСТАТКУВАННЯ КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВИХ ПІДПРИЄМСТВ (КПП)

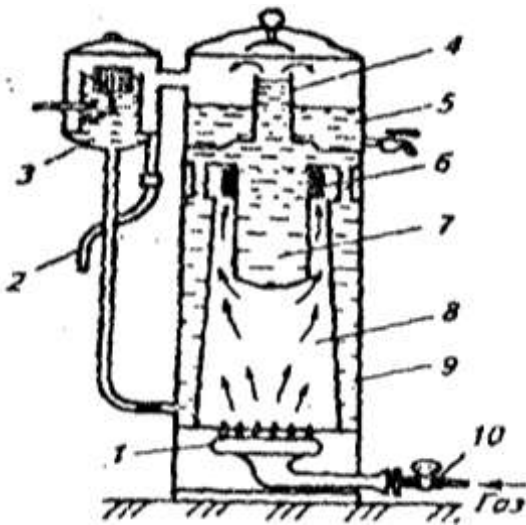


Рис. 2.22 - Схема кип'ятильника КНД-8М:  
1 - пальник; 2 - сигнальна трубка;  
3 - живильний бачок; 4 - переливна трубка;  
5 - збірник окропу; 6 - патрубок для відводу продуктів згоряння;  
7 - кип'ятильник-резервуар; 8 - топкова камера;  
9 - підігрівальна камера;  
10 - газовий кран

В їдальнях, ресторанах, дитячих садках і яслах, лікарнях і інших комунально-побутових підприємствах застосовуються різні газові апарати. До них відносять: кип'ятильники КНД-8М АГК-250, АГК-300, призначені для одержання окропу; казани для варіння їжі; кондитерські шафи ГКШ-3 для випічки кондитерських виробів; кавоварки для готування кави та какао; жаровник УЖГ-Г-1 для смаження різних продуктів; фритюрниці ГФ-1 для готування кулінарних і кондитерських виробів; автоклави АГ-60 для готування рідких блюд, ресторани плити.

#### 3.1. Газові кип'ятильники

Розглянемо улаштування і принцип роботи газових кип'ятильників на прикладі кип'ятильника КНД-8М. Кип'ятильник КНД-8М призначений для безперервного готування окропу. Він складається з топкової камери 5 (рис. 2.22), з розміщеним в ній інжекційним пальником, підігрівальної камери 9, резервуарів 7, збірника окропу 5 і живильного бачка 3. Принцип роботи кип'ятильника полягає в наступному. Вода з водогінної мережі через живильний бачок надходить у підігрівальну камеру де нагрівається до 70 °С, і по двох циркуляційних трубках надходить у кип'ятильник-резервуар, де нагрівається до 100 °С, і через переливну трубку 4 поступає в збірник окропу 5. Бульбашки пари, вириваючись із переливної трубки, захоплюють із собою частки води, які перетікають через краї переливної трубки і попадають у збірник окропу. Відбір окропу робиться через кран. Якщо відбору окропу довго не було, то збірник окропу починає переповнятися. При цьому окріп через переливну трубку 4 надходить у сорочку живильного бачка і через сигнальну трубку 2 виливається

назовні. Це служить сигналом що збірник окропу наповнився і настав час починати відбір.

### 3.2. Їжеварочні котли

В експлуатації перебувають їжеварочні котли різних модифікацій, стаціонарні їжеварочні газові котли з непрямим обігрівом КПП-160 і КПП-250, перекидні їжеварочні котли КПП-40 і КПП-60, газові автоклави АГ-60.

*Їжеварочний котел КПП-250.* Він призначений для готування перших страв, соусів, гарнірів. Казан складається з варочного котла, корпусу, парогенератора, газогорілочного пристрою і автоматики.

*Варочний котел 7* (рис. 2.23, а) вмонтований у теплоізольований корпус 2. Між варочним котлом і корпусом є простір для пароводяної сорочки 3, з'єднаний з парогенератором 9. Рідину в пароводяну сорочку заливають через лійку 11, рівень води контролюють краном 10.

Газогорілочний пристрій складається із трьох інжекційних пальників двох основних 7 і середнього допоміжного б. В допоміжного пальника розміщений запальник 5 із двома виходами полум'я: один смолоскип полум'я запальника запалює середній пальник, інший підігріває термопару 4 електромагнітного клапана 15. Основні пальники запалюються від допоміжного пальника. Внутрішня порожнина парогенератора, а пари, що утворюються в ньому, води заповнюють парову сорочку 3. Автоматика регулювання, що складається з електроконтактного манометра 12 і соленоїдного клапана 14, забезпечує підтримку заданого тиску пари в пароводяній сорочці казана.

Принцип роботи автоматики безпеки і регулювання казана (рис. 2.23, б) полягає в наступному. Полум'я запальника 8 нагріває термопару 9, у якій розвивається ЕРС. При цьому електромагнітний клапан 15 відкритий для пропуску газу до середнього пальника 2, запальника і соленоїдного клапану 3. Соленоїдний клапан 3 відкривається при подачі в його обмотку електричного струму через трансформатор 4 і проміжне реле 5. Якщо запальник згасне, у термопарі зникне ЕРС, і знеструмлений електромагнітний клапан закрий прохід газу до пальників.

Максимальний і мінімальний тиски пари в пароводяній сорочці контролюють електроконтактним манометром 6. Максимальний і мінімальний

тиски пари в пароводяній сорочці контролюють електроконтактним манометром 6.

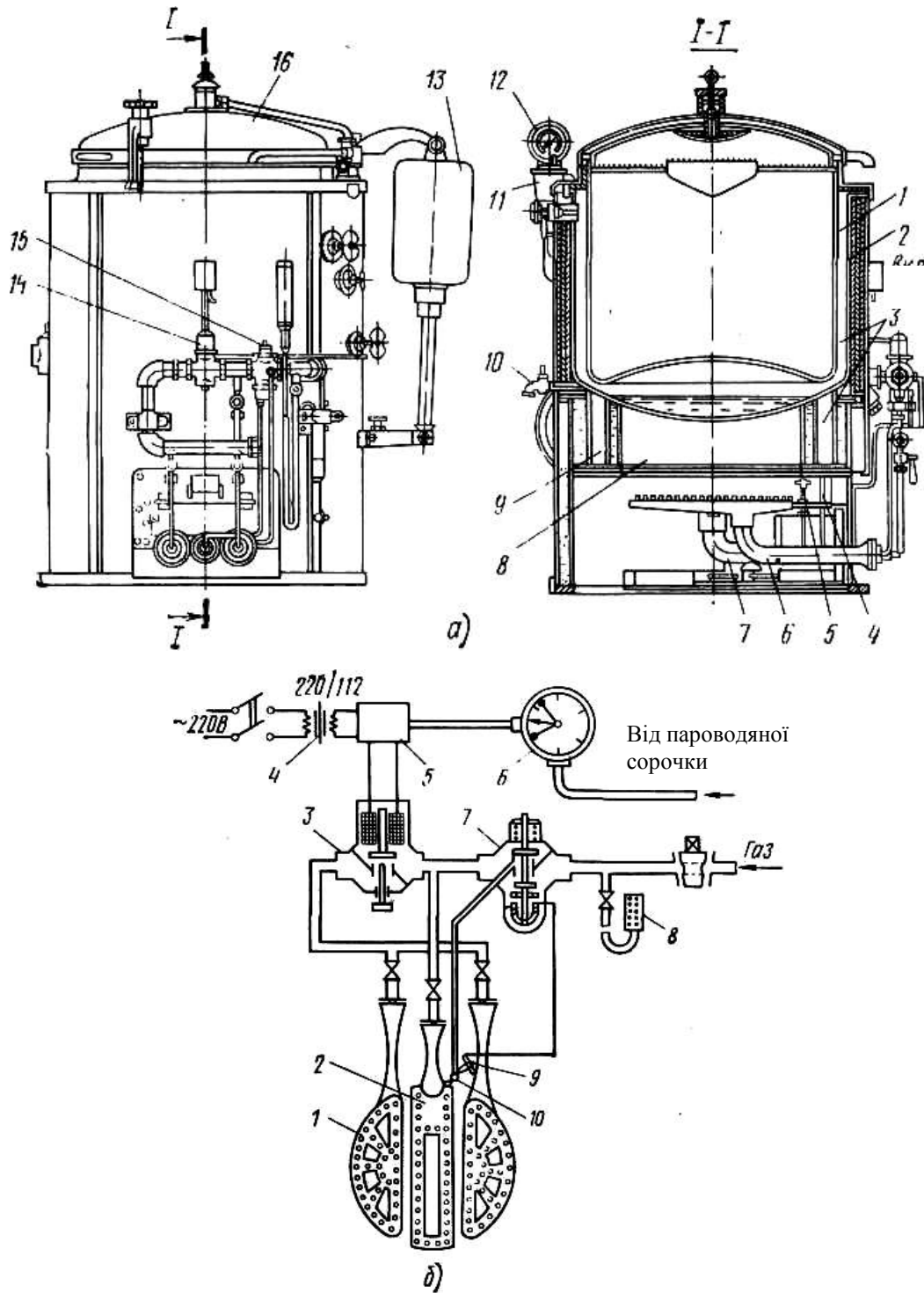


Рис 2.23 - Варочний котел КПГ-250:

а - загальний вид: 1 - варочний котел, 2 - теплоізолюваний корпус, 3 - пароводяна сорочка, 4 - термопара, 5 - запальник, в - допоміжний пальник, 7 - основний пальник, 8 - внутрішня порожнина парогенератора, 9 - парогенератор, 10 - кран, 11 - лійка, 12 - електроконтактний манометр, 13 - протизвага, 14 - соленоїдний клапан, 15 - електромагнітний клапан, 16 - відкидна кришка; б - схема автоматики безпеки і регулювання: 1 - основний пальник, 2 - середній пальник, 3 - соленоїдний клапан, 4 - трансформатор, 5 - проміжне реле, 6 - електроконтактний манометр, 7 - електромагнітний клапан, 8, 10 - запальники, 9 - термопара

При підвищенні тиску пари понад припустимий, стрілка манометра замикає контакт із верхньою контрольною стрілкою. В результаті спрацює проміжне реле 5 і розімкне електричний ланцюг соленоїдної котушки і соленоїдний клапан перекриє прохід газу до основних пальників 7. Середній пальник буде продовжувати горіти і підтримувати тепловий режим.

Якщо тиск пари знизиться до мінімального, то показуюча (друга) стрілка манометра замкне контакт із нижньою контрольною стрілкою. У результаті проміжне реле замкне електричний ланцюг і соленоїдний клапан відновить подачу газу на основні пальники.

### **3.3. Ресторанні плити**

Велике поширення одержали секційні ресторанні плити, які можна збирати з певної кількості автономних секцій. Збірна плита з декількох секцій може мати секції з духовою шафою і без неї.

Розглянемо улаштування і принцип роботи ресторанних плит на прикладі плити ПСГШ-2. Жарочна поверхня стола 2 (рис. 2.24) являє собою чавунну плиту, ребристу знизу щоб збільшити поверхню нагрівання і гладку зверху, щоб створювати більше точок дотику із дном посуду.

Під жарочною поверхнею розташовані два інжекційні пальники 3 і запальник 10. Відходячі гази проходять під жарочною поверхнею і спрямовуються в патрубок 7 квадратного перетину, приєднаного до газоходу. Попутно гази нагрівають змійовик 8, через який тече вода. У такий спосіб секційну плиту використовують не тільки для готування їжі, але і для підігріву води. Рама (газовий колектор) розташована в передній частині. Вона складається з газової трубки, що підводить, двох кранів і терморегулятора.

Колектор по обидва боки приєднують до колекторів інших секцій або, якщо секція одна його з однієї сторони приєднують до газопроводу, а з іншої ставлять заглушку. На два верхні пальники є один кран 13. Він зблокований із краником запальника так, що, не відкривши кран запальника, не можна відкрити кран пальника.

Терморегулятор змонтований на рампі плити він має ручку і температурну шкалу. Його призначення - включати і виключати пальник духової шафи, а також підтримувати задану температуру.

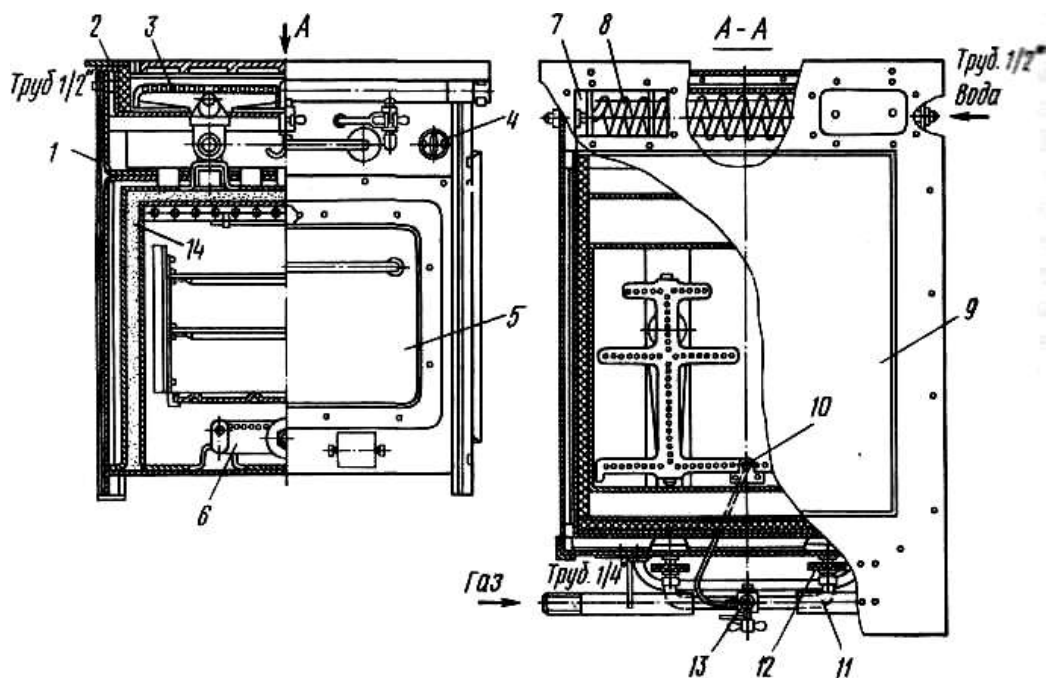


Рис. 2.24 - Секція ресторанної плити ПСГШ-2:

1 - рама; 2 - стіл; 3 - верхній пальник; 4 - ручка терморегулятора жарочної шафи; 5 - жарочна шафа; 6 - пальник жарочної шафи; 7 - патрубок для приєднання до газоходу; 8 - змійовик; 9 - жарочна поверхня; 10 - запальник; 11 - колектор; 12 - регулятор первинного повітря; 13 - кран верхнього пальника і запальника.

Духова шафа розташовується в нижній частині корпусу і складається з пальника, комплекту листів, дверцят, термометра і дзеркала. Духова шафа має інжекційний пальник. Регулятор первинного повітря розташований всередині, а не виведений назовні, як у верхніх пальників. Кран пальника на рамці заблокований із краном запальника. На газовій трубі, що підводить, установлений терморегулятор. Дверцята духової шафи влаштовані аналогічно дверцятam духової шафи побутової газової плити, але простір між верхньою і внутрішньою кришками заповнено шлаковатою. Шлаковатою ізолювані і стінки духової шафи.

### 3.4. Нове газове обладнання внутрішньо будинкових газових систем (ВБГС) і КПШ вітчизняного та імпорного виробництва

#### *Газове устаткування фірми "JUNKERS"*

WR250/325-5AME (JETATHERM automatik plus)

Газові проточні водогрійні колонки з розжигом полум'я від побутової мережі 220 В і автоматичним регулюванням потужності залежно від потоку води. Апарат, що не залежить від повітря приміщення - повітря, необхідне для горіння, підводять зовні і димові гази виводяться із приміщення. Вбудований



контроль різниці тиску "повітря/димові гази". Регулятор потоку води. Не має чергового полум'я. Іонізаційний контроль наявності полум'я. Просте включення.

### ***Газове устаткування фірми "BOSCH"***

Фірма "BOSCH" випускає устаткування різних видів: газові настінні котли; газові напільні котли; бойлери непрямого нагрівання та ін.

Газові настінні котли BOSCH призначені для центрального опалення і готування гарячої води.

Номінальна потужність для готування гарячої води становить від 20 до 28 кВт, з постійним регулюванням. Для центрального опалення потужність становить від 14 до 28 кВт залежно від моделі.

Газові напільні котли BOSCH - SUPRALINE призначені для використання в будинках з опалювальною площею до 600 кв.м (у каскаді до 600 кв.м). Всі моделі адаптовані до українських стандартів по тиску газу.

Економія газу досягається за рахунок використання дистанційних кімнатних і погодних регуляторів температури.

Серія ЕС оснащена вбудованими насосами і розширювальним баком.

Гаряче водопостачання здійснюється за допомогою бойлерів обсягом до 500 л.

Бойлери непрямого нагрівання BOSCH призначені для готування гарячої води в необхідних кількостях для декількох споживачів. При великій потребі в гарячій воді можливо паралельне включення декількох бойлерів.

### ***Газове устаткування фірми Vaillant***

Фірма Vaillant випускає різні газові котли до 45 кВт. Все устаткування фірми Vaillant зручне в експлуатації з більшим терміном служби і мінімальних витрат на сервісне обслуговування, адаптоване до наших умов газо- і електропостачання. Водонагрівачі фірми Vaillant компактні, зручні в повсякденному використанні. Вдосконалені котли цієї фірми мають електронний контроль функціонування. 99 інформаційних повідомлень дозволяють провести аналіз ситуації і однозначно швидко визначити несправність. Мікропроцесорна техніка забезпечує високу точність керування, тому що стійка до несиметричних електромереж і помилкового фазування.

### *Призначення конвектора*

Конвектор призначений для теплопостачання житлових і нежитлових приміщень.

Конвектор працює на природному газі за ГОСТ 5542-87 з номінальним надлишковим тиском від 1274 Па (130 мм вод. ст.) до 1960 Па (200 мм вод. ст.). Конвектор має закриту камеру згоряння, тобто здійснюється забір повітря зовні будинку і випуск продуктів згоряння за межі будинку по власних горизонтальних каналах через отвір у зовнішній стіні будівлі і вітрозахисний пристрій, тому не вимагає вертикального димоходу.

Конвектор (рис. 2.25) складається з: чавунного теплообмінника 1, газогорілочного пристрою 2, пілотного пальника 3, патрубку забору повітря з дефлектором 4, плити опорної 5, патрубку відводу продуктів згоряння 6, кнопки електророзжигу 7, ручки регулювання (8), терморупи (9), смотрового вікна (10), захисного кожуха (11).

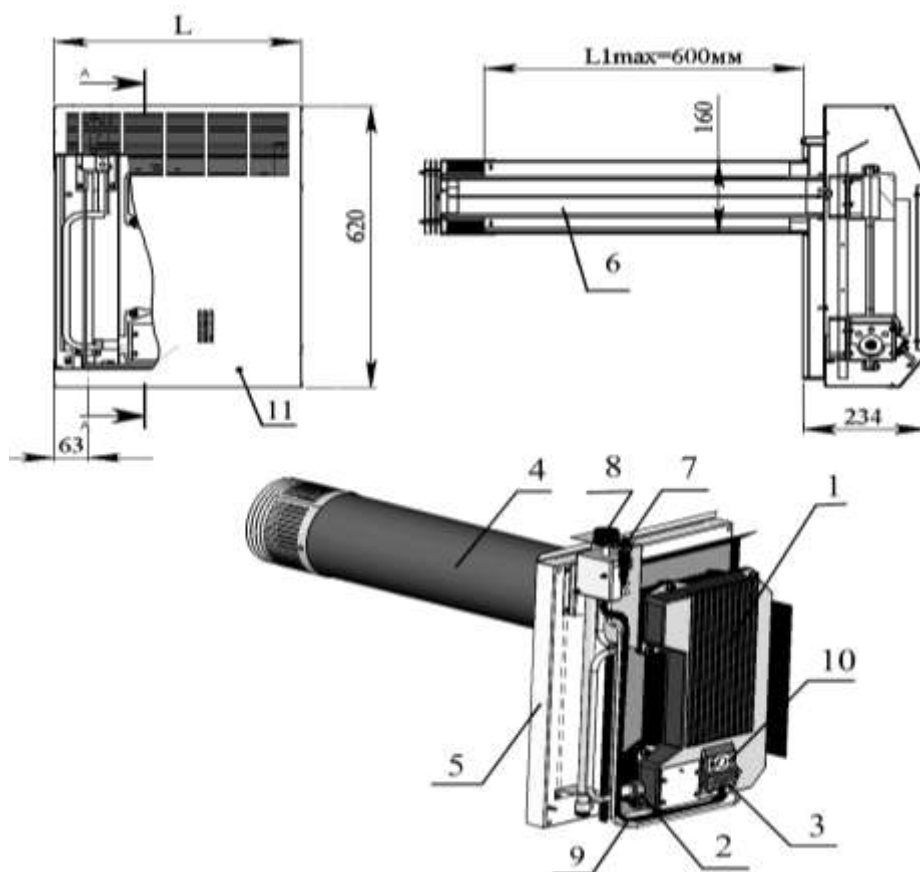


Рис. 2.25 – Конвектор

Конструкція конвектора забезпечує:

- забір повітря для горіння і відвід продуктів згоряння зовні будинку по коаксіальних циліндричних каналах;

- запобігання влучення продуктів згоряння в приміщення;
- постійну роботу конвектора навіть при швидкостях вітру зовні будинку до 20 м/сек;
- автоматична підтримка заданої температури повітря в прилеглому до конвектора просторі приміщення;
- блокування подачі газу при короткочасному припиненні подачі газу або загасанні пілотного пальника.

**Проточний газовий водонагрівач ВПГ 21/10 МТ** сертифікований в системі сертифікації «УкрСеПРО», розроблений і виготовлюється фірмою «РОСС» (м. Харків).

**Призначення апарата.** Апарат призначений для одержання гарячої санітарної води. Апарат працює на природному газі за ГОСТ 5542 - 87 з номінальним тиском 1274Па (130 мм вод. ст.) і автоматично підтримує температуру води, задану вами на газовому клапані.

**Обладнання апарата.** Загальне компонування. Апарат складається з наступних частин (рис. 2.26): пластинчастий мідний теплообмінник 1, установлений у верхній частині топкової камери 2. У нижній частині топкової камери розміщений газовий секційний пальник 3. Зверху над теплообмінником перебуває колектор продуктів згоряння 4. У колекторі продуктів згоряння встановлений вентилятор 6, а сам колектор встановлений у герметичній камері згоряння 7, всередині якої перебуває датчик розрядження 12. Вентилятор через систему труб забезпечує приплив повітря в камеру згоряння і виводить продукти згоряння в атмосферу. Газовий пальник 3 з'єднаний з газовим клапаном 8 мідною трубкою 9. Підведення газу до газового клапана здійснюється через патрубок Г.

У колекторі продуктів згоряння встановлений вентилятор 6, а сам колектор встановлений у герметичній камері згоряння 7, всередині якої перебуває датчик розрядження 12. Вентилятор через систему труб забезпечує приплив повітря в камеру згоряння і виводить продукти згоряння в атмосферу. Газовий пальник 3 з'єднаний з газовим клапаном 8 мідною трубкою 9. Підведення газу до газового клапана здійснюється через патрубок Г.

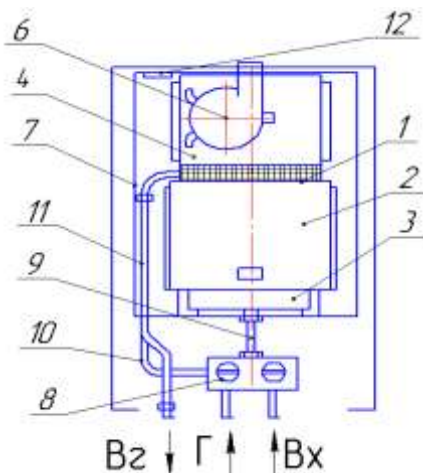


Рис. 2.26 - ВПГ - 20/10МТ

Підведення холодної води здійснюється через патрубок Вх до газового клапана, а від газового клапана до теплообмінника 1 холодна вода надходить по мідній трубці 10. Протікаючи по теплообміннику вона нагрівається і виходить із нього по трубці 11. Приєднання до трубопроводу гарячого водопостачання здійснюється через патрубок Вг. Підведення холодної води здійснюється через патрубок Вх до газового

клапана, а від газового клапана до теплообмінника 1 холодна вода надходить по мідній трубці 10. Протікаючи по теплообміннику вона нагрівається і виходить із нього по трубці 11. Приєднання до трубопроводу гарячого водопостачання здійснюється через патрубок Вг.

На газовому пальнику розміщений пілотний пальник, що служить для розжигу основного пальника.



Рис. 2.27 – Пальник

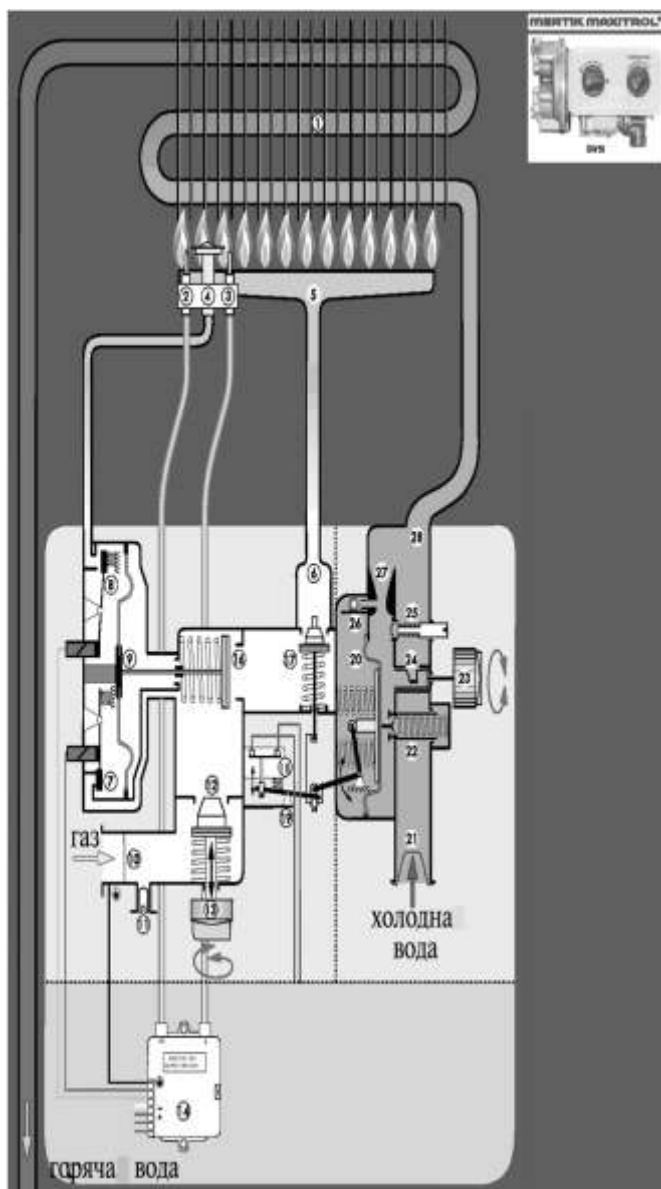


Рис. 2.28 - Схема апарату:  
 1- теплообмінник; 2 – іскровий електрод; 3 – електрод контролю полум'я; 4 – пілотний пальник; 5 – основний пальник; 6 – вихід на основний пальник; 7 – електромагнітний клапан; 8 – клапан пілотного пальника; 9 – діафрагма; 10 – вхідний газовий фільтр; 11 – контроль вхідного тиску; 12 – ручний регулювальний клапан; 13 – ручка керування; 14 – блок керування; 15 – блок живлення; 16 – основний газовий клапан; 17 – клапан, що керується; 18 – мікро вимикач; 19 – механізм включення; 20 – водяна діафрагма; 21 – водяний фільтр; 22 – обмежувач витрати води; 23 – ручка регулювання температури; 24 – механізм регулювання; 25 – регулювання відкриття; 26 – клапан поступового відкриття; 27 – трубка Вентури; 28 – вихід води

**Основні елементи.** Пальник перебуває в нижній частині камери згоряння і служить для правильного змішування повітря і газу, необхідного для підтримки процесу горіння. Він складається з набору 12-ти вигнутих перфорованих секцій з нержавіючої сталі, які з'єднані між собою і стоять один від одного на певній фіксованій відстані.

Потік газу, що йде від клапана, через форсунки  $\varnothing 1,3$  мм, попадає в сопла Вентури пальника і змішується з первинним повітрям; після чого дана суміш виходить через численні отвори, які перебувають у верхній частині вигнутих секцій. На пальнику закріплені електроди розжигу і контролю полум'я. Перший служить для розжигу газоповітряної суміші (у момент розжигу між електродом і корпусом пальника виникає високовольтний розряд), другий - для контролю наявності полум'я на пальнику (при наявності полум'я між електродом і корпусом протікає струм іонізації).

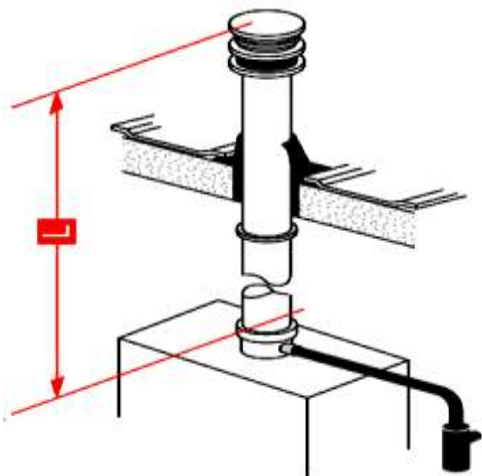


Рис. 2.29 - Газовий калпан GW-50

Газовий клапан GW-50 розташовується під камерою згоряння і кріпиться до днища.

Датчик розрядження (пресостат) розташовується в лівому верхньому куті камери згоряння і відслідковує роботу вентилятора і стан димоходу. В середині корпуса пресостата перебуває мембрана із силіконової гуми, із закріпленням на ній штоком, і мікро перемикач. Мембрана розділяє внутрішню порожнину на дві камери, плюсову і мінусову.

**Присіднання до димоходу.** Коаксіальні - подача повітря, що спалюється, і відвід продуктів згоряння розташовані в співвісному трубопроводі. Загальна втрата тиску трубопроводу повинна бути не більше 60 Па (наприклад, застосування одного горизонтального коаксіального коліна із загальною довжиною відводу максимум 3,4 м). Коаксіальний трубопровід повинен бути нахилений вниз від котла мінімально на 3%. Варіант підключення апарата з коаксіальними трубами показаний на рис. 2.30.

Двотрубні - подача повітря, що спалюється, і відвід продуктів згоряння розташовані окремо. Загальна втрата тиску трубопроводу повинна бути не більше 60 Па (наприклад, застосування двох колін із загальною довжиною окремих частин обох гілок максимально 15 м при горизонтальному розташуванні і 12 м при вертикальному розташуванні і виводу через дах).

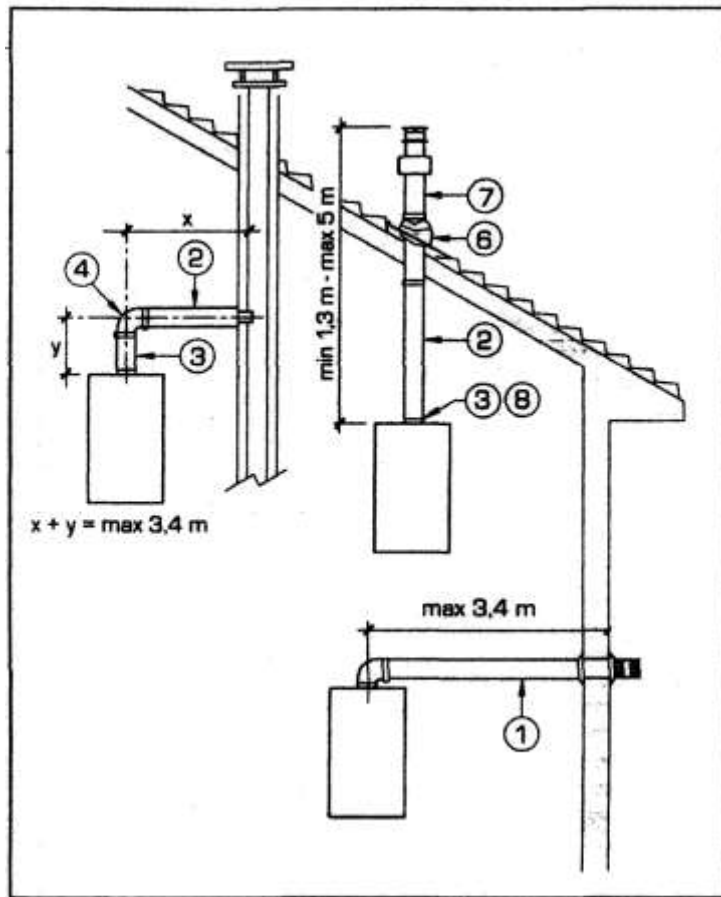


Рис. 2.30 - Варіант підключення апарата з коаксіальними трубами  
 1 - Комплект коаксіальних труб; 2 - Коаксіальні подовжувачі L=500; 1000 мм; 3 - Коаксіальні подовжувачі L=250 мм; 4 - Коаксіальне кутове з'єднання 90° 5 - Коаксіальна секція проходу через покрівлю; 6 - Коаксіальна дахова секція; 7 - Коаксіальна секція для відводу конденсату



Рис. 2.31 - Настінні газові котли, розроблені і виготовлені ТОВ «РОСС»

### *Призначення апарата АОГВ-26кВт*

Апарат, призначений для опалення приміщень із тепловими втратами до 26кВт, обладнаних системами водяного опалення, і нагрівання води для господарських потреб.

**Обладнання апарата.** Загальне компонування. Весь апарат змонтований на станині 1, і закритий облицюванням, що легко знімається при необхідності. На відкидній панелі керування 18 установлені органи керування і плата індикації. Електронний блок керування 19 закріплений на нижній частині станини.

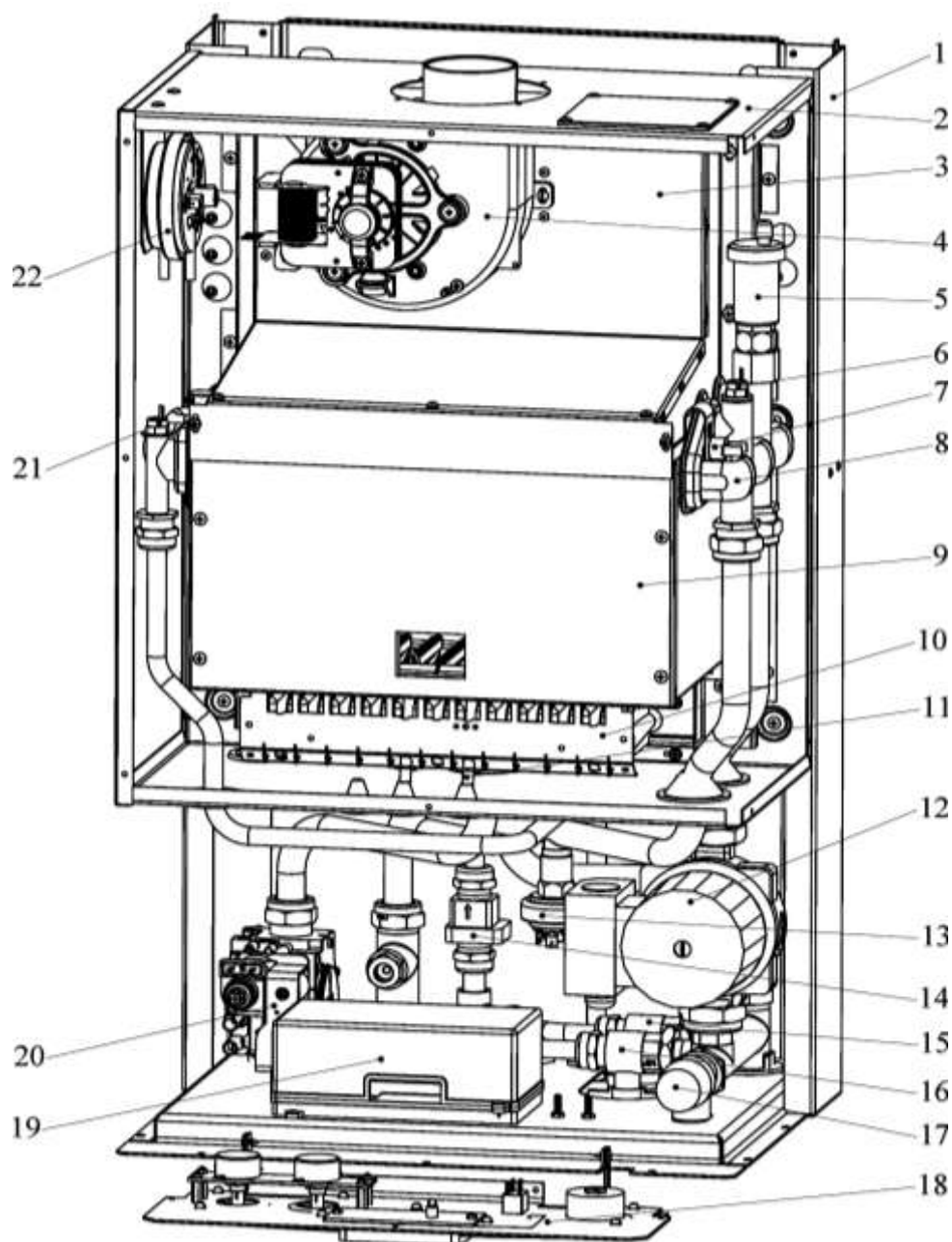


Рис.2.32 – Обладнання апарата АОГВ-26кВт

Газовий клапан 845SIGMA 20 управляє витратою газу залежно від температури, заданої регуляторами температури на панелі керування 18.

Датчик тиску в опалювальній системі 13, при тиску в системі опалення нижче 0,5 бар, не дозволяє працювати апарату.

Пластинчастий двоконтурний (бітермальний) мідний теплообмінник 8 складається з безлічі тонких мідних пластинок "прошитих" мідними двоконтурними трубами, по яких може незалежно один від одного протікати вода опалювального контуру і вода ГВС. Газовий секційний пальник з 12 секцій 10 і теплообмінник установлені усередині топкової камери 9, у якій установлена теплоізоляція. Над теплообмінником установлюється димохід 3 з витяжним вентилятором 4. Витяжний вентилятор видаляє продукти згоряння по коаксіальній трубі за межі приміщення (на вулицю) і здійснює приплив свіжого повітря в топкову камеру.

Топкова камера з пальником, теплообмінником із підвідними і відвідними мідними трубами, димоходом з вентилятором установлені усередині герметичної камери згоряння 2. Герметична камера згоряння не дозволяє продуктам згоряння проникнути в приміщення, де встановлений апарат. Тому, для даного апарата не потрібна приточна вентиляція, і він може встановлюватися в будь-якій приміщенні.

Роботу витяжного вентилятора 4 контролює датчик розрядження (пресостат) 22, приєднаний до вентилятора зондом. На теплообміннику встановлені два датчики температури - датчик температури ГВС 21 і датчик температури гарячої опалювальної води 6. За допомогою цих датчиків здійснюється керування газовим клапаном 20, що "модулює полум'я" у газовому пальнику залежно від різниці температур - заданої терморегуляторами на панелі керування і дійсною температурою, вимірюваної датчиками 6 і 21. Захисний термостат 7 не дозволяє нагріватися теплообміннику вище 95°C, при спрацьовуванні цього датчика вимикається газовий пальник, вимикається вентилятор. Для циркуляції води в опалювальній системі і у теплообміннику встановлений циркуляційний насос 12, при спрацьовуванні захисного термостата продовжує працювати. Для видалення із системи пухирців повітря встановлений автоматичний повітрявідвідник 5. Для компенсації температурного розширення теплоносія в апараті встановлений мембранний розширювальний бак. Для заливу води в опалювальну систему передбачений кран 15. Якщо різниця температур опалювальної води, що надходить в апарат і виходить



із нього, більша, то для запобігання утворення конденсату передбачений кран байпаса 16, що дозволяє повернути частину гарячої опалювальної води з виходу на вхід і в такий спосіб зменшити цю різницю. Для запалення газового пальника 10 і контролю полум'я служать електроди 11. Якщо в системі опалення тиск води зросте більше 3 бар, то спрацює запобіжний клапан 17, налаштований на тиск 3 бар. Для одержання гарячої води, у ланцюзі подачі холодної води контуру ГВС, стоїть датчик потоку 14, що перебудовує роботу апарата з контуру опалення на контур ГВС.

### **Контрольні питання**

1. Розкажіть обладнання і принцип роботи газових кип'ятильників.
2. Поясніть принципове обладнання газового устаткування їжеварочних котлів.
3. Розкажіть обладнання і принцип роботи ресторанних плит.
4. Що входить до складу робіт з ТО газового устаткування комунально-побутових споживачів газу?
5. Що таке автоклав?
6. Назвіть газове обладнання фірми «JUNKERS». Основні переваги даного обладнання.
7. Яке ви знаєте газове обладнання фірми «BOSCH»? Його призначення, характеристики.
8. Опишіть водонагрівач ВПГ 21/10, обладнання та принцип роботи.
9. Охарактеризуйте газове обладнання фірми «Vaillant».
10. Опишіть обладнання і принцип роботи настінних газових котлів.
11. Перерахуйте сучасне обладнання для опалення і нагрівання води фірми «Viessmann».
12. Опишіть схему керування режимами роботи котлів «Viessmann» на відстані.

## ТЕМА 4. БУДІВНИЦТВО ТА РЕКОНСТРУКЦІЯ ПОЛІЕТИЛЕНОВИХ ГАЗОПРОВІДІВ

### 4.1. Нові підходи до будівництва інженерних мереж

Експлуатаційні можливості інженерних мереж з роками зменшуються. У зв'язку з цим виникає необхідність відновити їх початковий технічний стан. Нові технології дозволяють вирішити ці проблеми з мінімальним розкопуванням ґрунту, зберігаючи оточуюче середовище (зелені насадження, тощо), а також значно зекономивши кошти.

Останнім часом усі розвинуті країни значну частину газопроводів відновлюють під землею за допомогою інноваційних технологій. На вибір методу будівництва або реновації впливає ряд факторів (рис. 2.33).

Головна мета впровадження інноваційних технологій при будівництві інженерних мереж – забезпечити високу експлуатаційну надійність. З роками все більше накопичується досвід щодо вибору оптимальних методів будівництва та реновації інженерних мереж. Усі методи об'єднують дві групи технологій – відкриті й закриті. Крім цього, ці основні технології взаємно доповнюють одна одну (рис.2.34).

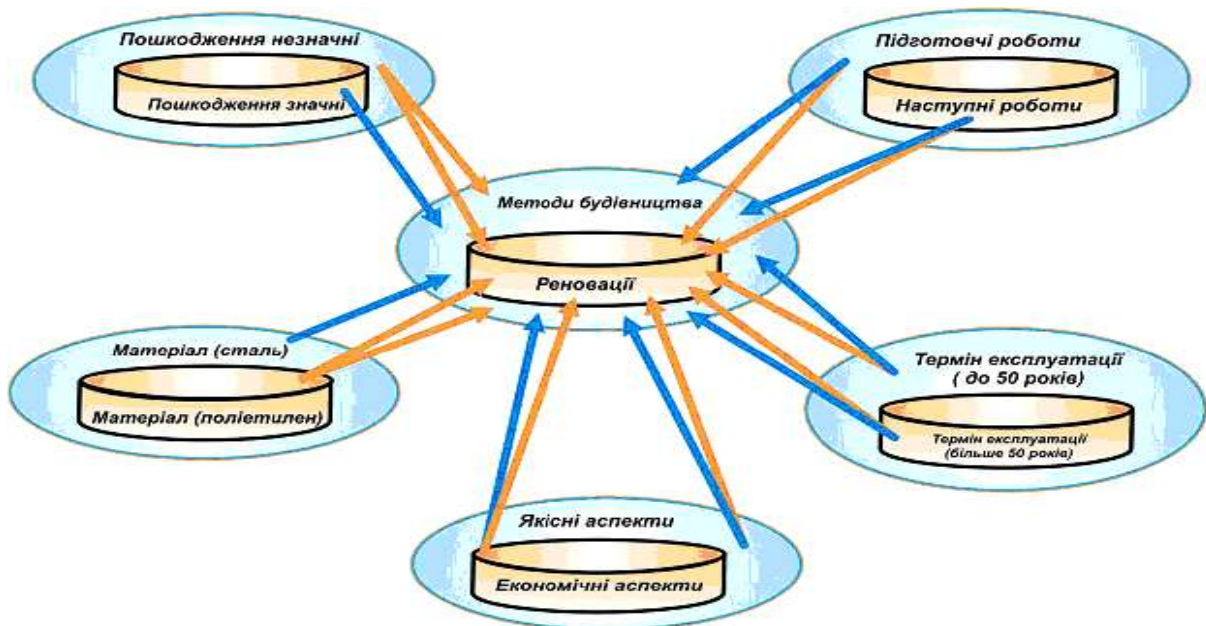


Рис. 2.33 – Фактори, що впливають на вибір методу будівництва або реновації інженерних мереж: → - фактори, пов'язані з будівництвом; → - фактори, пов'язані з реновацією

Важливим фактором як для будівництва, так і для реновації інженерних мереж є вибір труб. Останнім часом все частіше в Україні почали для цього використовувати поліетиленові труби. Практичний досвід застосування поліетиленових труб для газорозподільних мереж свідчить, що вони мають великі переваги перед сталевими.



Рис. 2.34 – Методи будівництва й реконструкції інженерних мереж

#### 4.2. Земляні, монтажні і укладальні роботи

Залежно від конкретних умов земляні й укладальні роботи можуть складати від 20 до 30% витрат на будівництво. Тому з метою створення оптимальних умов для будівництва та зниження його собівартості слід впроваджувати нові технології при організації земляних робіт.

Земляні, монтажні й укладальні роботи виконують відповідно до нормативних вимог державних будівельних норм.

Спочатку проводять підготовчі роботи, до складу яких входять такі операції:

- планування траси;
- розбивка і розмічання траси;
- розчищення будівельної смуги;

– встановлення захисного огороження.

*Розбивка і планування трас* поліетиленових газопроводів, а також *земляні роботи* при прокладанні газопроводів з поліетиленових труб виконують так, як і для сталевих, але при цьому приділяють більше уваги підготовці дна траншеї і присипці газопроводу.

Підготовка траншеї (глибина, ухил і т. ін.) для укладання поліетиленових труб виконується відповідно до нормативних вимог, що залежить від призначення газопроводу. Вимоги до ширини котловану при однаковому діаметрі трубопроводу різні і обумовлені не призначенням трубопроводу, а датою розробки нормативного документа і відношенням розробників до виконання роботи. Розміри котлованів (при реновації (санації) сталевих газопроводів поліетиленовими трубами повинні бути зведені до мінімуму. При цьому слід враховувати види з'єднання поліетиленових труб.

Розкладання труб необхідно проводити торець в торець уздовж траси з якомога меншим інтервалом.

Перед укладанням поліетиленових газопроводів дно траншеї повинно бути очищеним від грудок ґрунту і каміння, нерівності дна траншеї не повинні перевищувати 20-30 мм. Ґрунт, що використовується для влаштування «постілі» і засипання, не повинен мати домішок масел та органічних домішок.

Роботи з укладання поліетиленових труб слід проводити при температурі зовнішнього повітря – не нижче 5 °С і не вище 30 °С. Тому укладання в траншеї газопроводів рекомендується проводити: влітку – у найбільш холодний час доби; взимку – у найбільш теплий час доби (не нижче – 15 °С); і не раніше, ніж через 30 хвилин після закінчення зварювання останнього стику. Місце проведення робіт огорожують.

Припустимі радіуси пружного вигину при монтажі й укладанні трубопроводу (рис. 2.35) (короткострокове напруження труби при опусканні трубопроводу в траншею) залежить від температури навколишнього повітря і діаметра трубопроводу: чим нижче температура навколишнього повітря, тим більше радіус вигину.

Прокладку трубопроводу з труб певної довжини можна здійснювати:

- готовими секціями, що виготовляються в умовах бази;
- на бермі траншеї шляхом послідовного з'єднання одиночних труб і наступного опускання їх у траншею;

- безпосередньо на дні траншеї шляхом послідовного з'єднання одиночних труб.



Рис. 2.35 – Монтажні й укладальні роботи

Не допускається скидання пліті на дно траншеї або її переміщення волоком по дну. Відкриті з торців пліті трубопроводи, під час проведення робіт рекомендується закривати інвентарними заглушками.

На ділянках будівництва газопроводів із поліетиленових труб для позначення траси можлива прокладка уздовж присипаного на 20-30 см газопроводу ізолюваного, алюмінієвого або мідного проводу. Якщо газопровід перетинає підземні інженерні комунікації, то прокладають сигнальну стрічку жовтого кольору шириною не менше 20 см з незмивним написом «Обережно газ». Таку стрічку прокладають в два шари з відстанню між ними не менше 20 см.

*Укладальні роботи.* Слід застосовувати перемички під труби, що укладаються, для запобігання падіння всієї пліті в траншею. Перемичками можуть бути обрізки забракованих поліетиленових труб, а також дерев'яні бруски, дошки тощо. Встановлюють перемички на відстані, яка забезпечує плавне вкладання пліті в траншею з таким розрахунком, щоб зварені труби опирались на неї по центру, для запобігання перелому в місці зварного стику (рис. 2.36).

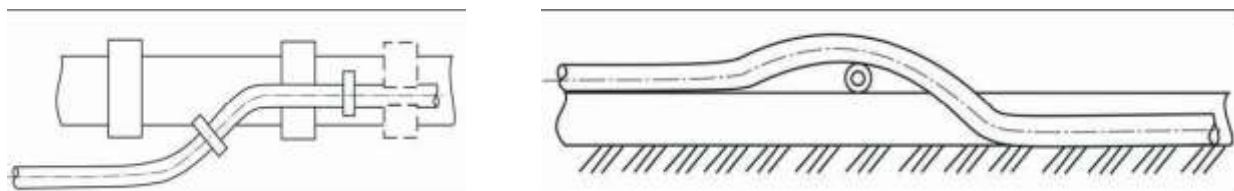


Рис. 2.36 – Схема вкладання пліті в траншею

При укладанні трубопроводів у траншею здійснюють заходи, спрямовані на зниження напруження у трубах від температурних змін у процесі



експлуатації, тому засипають трубопровід у найбільш холодний час доби влітку, а при температурі повітря нижче 0 °С – у самий теплий час доби. У зимовий період трубопровід укладають на поталий ґрунт, у разі промерзання дна траншеї його підсипають піском або дрібно гранульованим поталим ґрунтом.

Залежно від діаметра труб і довжини плітей, укладання трубопроводу в траншею можна виконувати вручну або з використанням засобів механізації (рис. 2.37). Але слід зазначити, що потужність застосовуваної техніки значно менше, ніж при укладанні металевих або бетонних труб.



Рис. 2.37 – Укладання газопроводу з використанням техніки

Дія на пластмасові труби сонячного проміння, кисню, зимових температур та інших природних впливів не бажана, а довгостроковий їх вплив недопустимий. У зв'язку з цим вивезення двотрубних секцій на трасу газопроводу повинно виконуватись не раніше, ніж за добу до виконання робіт.

Довгомірні труби, що надходять на об'єкт у бухтах або котушках, укладають в траншею двома способами:

- розмотуванням труби з нерухомої бухти і її укладанням в траншею способом протягування;
- розмотуванням труби з рухомої бухти і її укладанням у траншею шляхом бічного насуву.

Перший спосіб застосовують у випадках, коли траса трубопроводу має перетинання з іншими інженерними комунікаціями.

Рекомендована швидкість розмотування бухти (котушки) має бути в межах від 0,8 до 1,0 км/год. При такій швидкості за хвилину розмотується

10-15 м трубної секції, що при рівномірному русі машини, без ривків, допустиме для всіх діаметрів і типів поліетиленових труб.

Тягові зусилля при укладанні труби протягуванням контролюються: у разі їх перевищення, процес протягування припиняється. Роботу організують так, щоб не допускати перерви до повного укладання плітей з бухти.

### **4.3. Баластування, закріплення і засипання трубопроводів**

Однією з умов надійності роботи інженерних мереж є забезпечення стійкого положення підземного трубопроводу. В світовій практиці загально визнаним методом, що забезпечує стійке положення трубопроводу, є баластування.

При виборі способів баластування враховують гранично допустиме значення овалізації труб, яке не повинне перевищувати 5 %.

Вибір конструкцій, способів баластування і закріплення трубопроводів визначається проектом, виходячи з:

- інженерно-геологічних умов траси;
- рельєфу місцевості, характеру горизонтальних і вертикальних кривих;
- типу боліт і рівня ґрунтових вод;
- методів і термінів проведення робіт;
- глибини і ширини водних перешкод.

Залежно від даних умов, а також особливостей середовища, що транспортується, баластування і закріплення газопроводу здійснюють:

1. вантажами з високощільних матеріалів (залізобетонних, чавунних, шлакобетонних і т.д.);
2. вантажами із мінерального ґрунту;
3. ґрунтовою засипкою з використанням текстильних полотниць;
4. анкерними пристроями.

Вантажними матеріалами слугують сідлові пригрузи, які охоплюють трубу з боків, а також колоподібні пригрузи. Для запобігання механічних пошкоджень під сідлові й колоподібні пригрузи підкладають захисні килими з матеріалів, які не гниють (гумова тканина, поліетилен тощо). Силowymi поясами для пригрузів слугує пластмасова тканина (капронова, нейлонова і т.ін.).

Навантажувачі з мінерального ґрунту існують у вигляді полімер-контейнерів, подовжених і спарених контейнерів.

Баластування ґрунтовим засипанням включає такі способи:

- використання гнучких полотниць з геотекстильних матеріалів для збільшення площі тиску ґрунту на трубопровід;
- підвищене заглиблення трубопроводу.

Анкерні пристрої включають гвинтові анкери, свайові з пелюстками, що розкриваються, і дискові (застосовуються у вічномерзлих ґрунтах).

Навантажувачі з щільних матеріалів використовують на ділянках в тих місцях, де трубопровід спирається на основу з мінерального ґрунту. Анкерні пристрої застосовуються на ділянках, де глибина боліт перевищує глибину закладання трубопроводу.

Баластування мінеральним ґрунтом застосовується на ділянках з прогнозованим обводненням і на болотах дрібного закладання (до верху трубопроводу) при відсутності води в траншеї в момент проведення робіт.

Установку анкерних тяг у траншеї виконують до укладання трубопроводу, монтаж силових поясів здійснюють після відкачки води з траншеї і укладання трубопроводу на проектну глибину (відмітку).

Пристрої для баластування на поліетиленовому трубопроводі встановлюються на рівній відстані один від одного, їх групове встановлення заборонене.

Для виготовлення контейнерів використовують тканинні, нетканинні й синтетичні матеріали, стійкі до процесів гниття і розкладання на весь період експлуатації трубопроводу.

#### **4.4. Будівництво переходів газопроводу через перепони**

Будівництво газопроводів з поліетилену при наявності штучних або природних перешкод виконують так само, як і будівництво газопроводів із сталевих труб. Але існують деякі особливості прокладки поліетиленових газопроводів, наприклад, при перехрещенні автомобільних шляхів, окрім шляхів I та II категорій, підземних колекторів і каналів, силових і телефонних кабелів, водостоків, водопроводів, каналізації, теплових мереж, а також у місцях проходження газопроводу через стінки колодязів. У даних випадках виконують будівництво за схемою «труба в трубі», тобто поліетиленову трубу



вміщують у футляр металевої труби. Внутрішній діаметр футляра повинен бути не менше, ніж на 100 мм більше зовнішнього діаметра газопроводу. Кінці футляра повинні виходити не менше, ніж на 2 м від зовнішніх стінок перехрещуваних споруд і на 2 м від зовнішніх стінок колодязів.

На рис. 2.38 показана схема будівництва поліетиленового газопроводу через перешкоди.

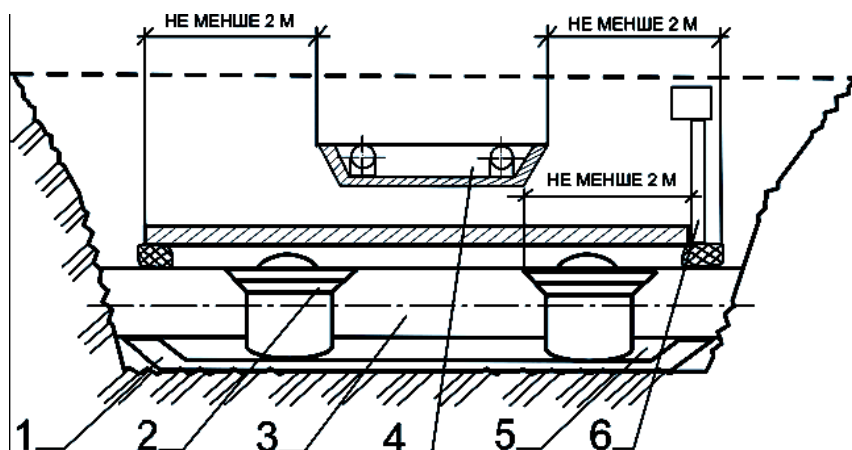


Рис. 2.38 – Схема переходу поліетиленового газопроводу через перешкоди:  
1 – герметизація футляра; 2 – захисне кільце; 3 – поліетиленова труба; 4 – теплова мережа; 5 – футляр; 6 – контрольна трубка

При будь-якій схемі прокладки труби слід ретельно оглянути і випробувати на герметичність. З метою запобігання механічним пошкодженням труби перед протягуванням у футляр укладають на центруючі хомути – кільця.

При прокладанні газопроводів з поліетиленових труб на місцевості з ухилом більше 200 % передбачають заходи щодо запобігання розмиванню траншей. Такими заходами є будівництво перемичок з цегли, бутового каміння або бетону, а також влаштування земляного валика висотою 250-300 мм над траншеєю.

При прокладанні за схемою «труба в трубі» спочатку прокладають футляр, а потім в нього протягують поліетиленову трубу; якщо існує можливість, то їх протягають одночасно.

#### 4.5. Будівництво газопроводів з пристроями безпеки

При проектуванні, будівництві та експлуатації газових мереж із ПЕ труб велику увагу необхідно приділяти питанням надійності й безпеки. Часто під час проведення земляних робіт із застосуванням важких механізмів (екскаваторів,

бульдозерів) руйнуванню або ушкодженню піддаються поліетиленові розподільні газопроводи й газопроводи-вводи. Найбільшого ризику зазнають відгалуження до споживачів, бо вони, як правило, розташовані під кутом до напрямку траншеї й тому пошкоджуються частіше, ніж основні розподільні газопроводи (рис. 2.39).



Рис. 2.39 – Пошкодження газопроводу-вводу екскаватором при земляних роботах на розподільних газопроводах

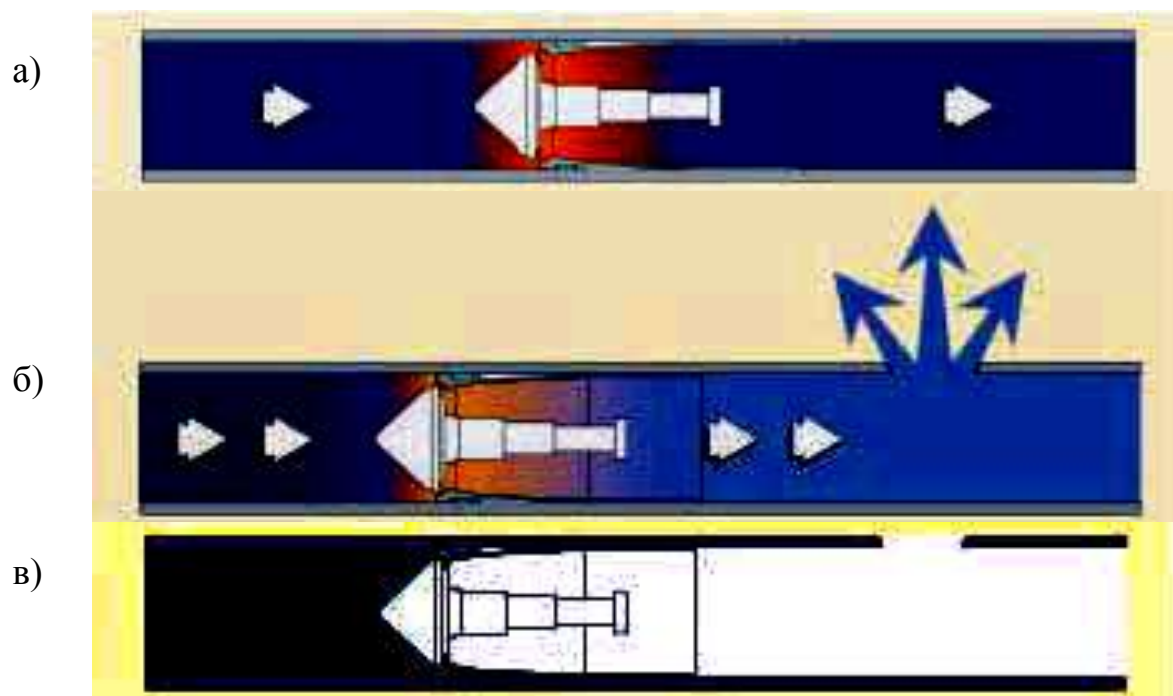


Рис.2.40 – Послідовність дії клапана по перекриттю подачі газу:  
 а – нормальна робоча ситуація; б – випадковий розрив труб – автоматичне закриття клапану;  
 в – припинення подачі газу

Для запобігання великомасштабним витокам газу, викликаним пошкодженнями газопроводів, застосовують при будівництві (а останнім часом – і при ремонті) газорозподільних мереж активний пристрій безпеки – спеціальний автоматичний запірний клапан. Клапан швидко перекриває потік газу до індивідуальних споживачів у випадку аварії, і забезпечує максимальну безпеку експлуатації газопроводів (рис. 2.40).

Клапан «Газ-стоп» може розміщуватися у відводі сиделки (рис. 2.41) або в газопроводі, що підводить газ до будинку.

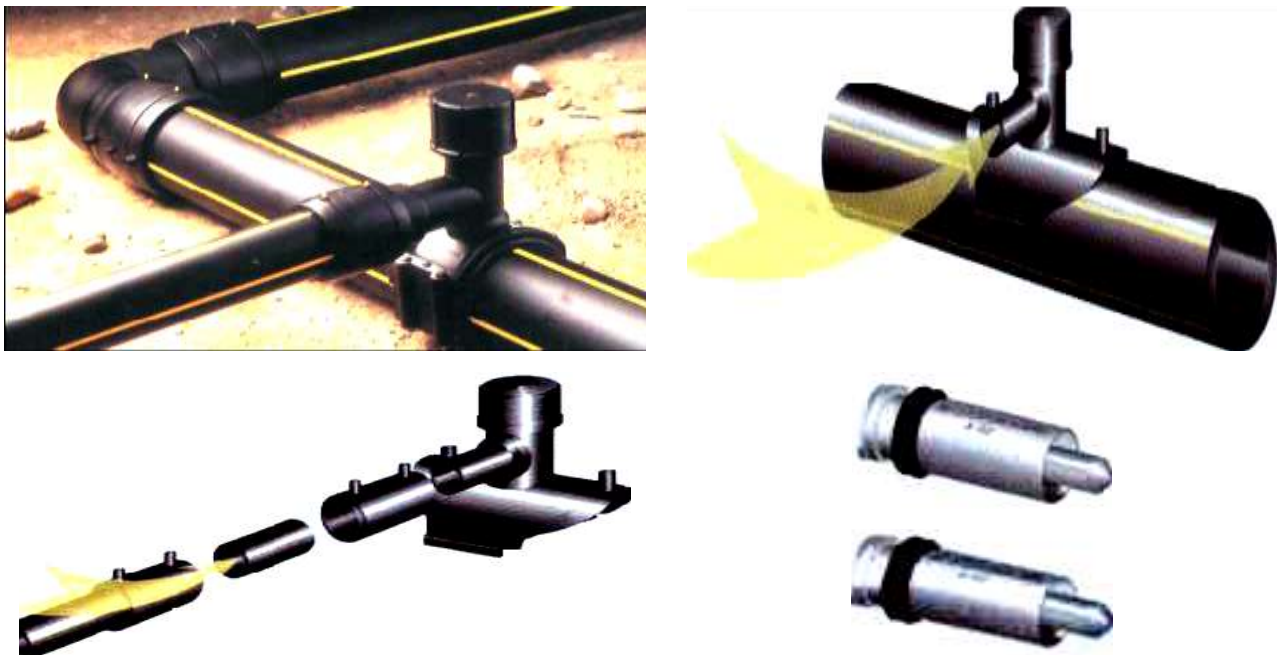


Рис. 2.41 – Розташування клапана «Газ-стоп» у відводі сиделки



Рис. 2.42 – Розташування клапана «Газ-стоп» в газопроводі, що підводить газ до будинку

Принцип дії клапана заснований на використанні факторів перепаду тисків і витрат (як було згадано раніше), тобто коли досягається встановлена межа витрати газу і величина різниці тисків, що впливає на замикальний елемент, миттєво починається процес перекривання потоку газу.

Застосування автоматичних запобіжних клапанів дає такі переваги:

1. гарантоване запобігання витоків газу через пошкодження трубопроводу при проведенні земляних робіт і запобігання виникненню аварійних ситуацій, пов'язаних з такими витоками;
2. мають функції додаткового запобіжного пристрою, який дозволяє попередити виникнення великих відновлювальних робіт у результаті аварій;
3. не потрібно відключати основну лінію подачі газу через пошкодження екскаватором відгалуження до індивідуального споживача;
4. ремонт газорозподільних трубопроводів, перекритих клапаном «Газ-стоп», можна здійснювати без вживання спеціальних заходів, що використовувалися раніше;
5. застосування клапанів на практиці забезпечує безпечне використання газу споживачами.

#### 4.6. Методи ремонту та візання в поліетиленові газопроводи

Експлуатація поліетиленових газопроводів має значні переваги перед експлуатацією сталених газопроводів. Це, насамперед, вжиття усіх заходів, пов'язаних із захистом від корозійних пошкоджень, тому що поліетиленові труби стійкі до ґрунтової, електрохімічної і внутрішньої корозії. Поліетиленові труби піддаються зносу тільки при впливі механічних домішок, а це значить, що при умові поліпшення очищення природного газу вони тривалий час залишаються чистими.

Внутрішні руйнування виникають від підвищення тиску в мережі і неякісного виконання зварювально-монтажних робіт.

Обслуговування поліетиленових труб не вимагає такої великої кількості персоналу як обслуговування сталевих газопроводів за рахунок скорочення обходів, відсутності експлуатації засобів електрохімічного захисту та ін.

При виконанні ремонтних робіт на газопроводах з перекриттям подачі газу виконують такі технологічні операції:

- пошкоджену ділянку вирізають (рис. 2.43)
- після зняття оксидного шару встановлюють фітинги (рис. 2.44)
- встановлені фітинги приварюють до газопроводу.



Рис. 2.43 – Візання пошкодженої ділянки

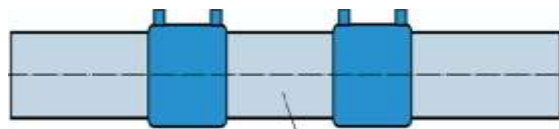


Рис. 2.44 – Фітинги, встановлені на трубу

*Врізання в поліетиленовий газопровід.* Приєднання нового газопроводу або заміну дефектної ділянки виконують, як правило, без зниження тиску і повного відключення мережі.

Врізання під тиском – це операція, яка полягає у свердлінні (фрезеруванні) отвору в діючому трубопроводі без втрати транспортуючого середовища.

Для цього існує декілька методів:

- врізання сідловим відгалуженням;
- врізання за допомогою перетискання;
- врізання за допомогою спеціального перекривального пристрою «СТОПІЛ»;
- врізання за допомогою балонування.

*Врізання із сідловим відгалуженням.* Після проведення необхідних випробувань на збудованому ПЕ газопроводі здійснюють врізання за допомогою приєднувальних деталей (сідел, патрубків). Врізання проводять у такій послідовності:

1. Виконання монтажних робіт (рис. 2.45).
2. Приварювання сідла (рис. 2.46).

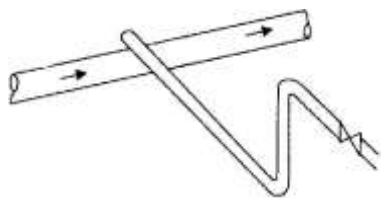


Рис. 2.45 – Монтажні роботи

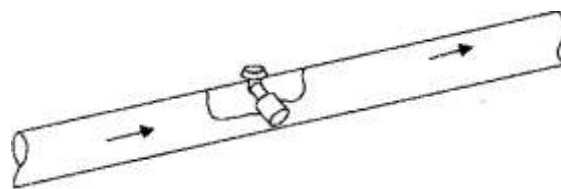


Рис. 2.46 – Приварювання сідла до діючого газопроводу

Приварювання сідел виконується двома способами. Перший спосіб нагадує зварювання встик (рис. 2.47), різниця тільки в геометрії нагрівального інструменту і зварювальної поверхні.

*Врізання в діючий газопровід за допомогою перетискання.* При вибоках газу на діючому газопроводі через механічні пошкодження (рис. 2.48) їх ліквідують методом врізання за допомогою перетискання.

Таким способом ремонтують газопроводи діаметром до 110 мм з SDR 11 і діаметром 160 мм з SDR 17,6 і тиском в газопроводі до 0,3 МПа. Трубу перетискають за допомогою спеціальних механічних або гідравлічних пристроїв, що забезпечують сплюснення труби до повного перекриття газу (рис. 2.49).

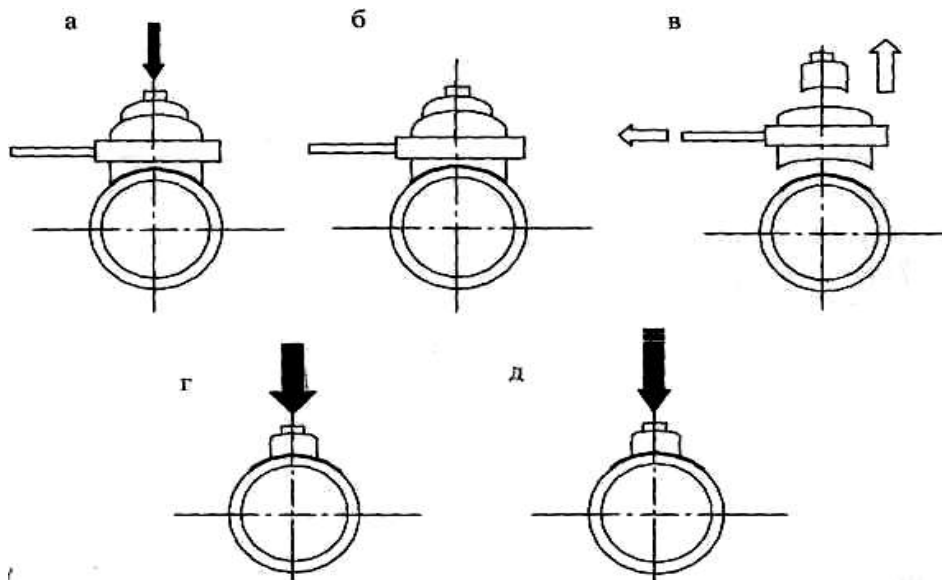


Рис. 2.47 – Фази технологічного процесу приварювання сідла:  
 а – оплавлення торців труб; б – прогрівання торців труб; в – розведення труб і вилучення нагрівального інструменту; г – з'єднання і осадження труб під тиском; д – охолодження під тиском

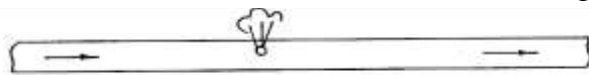


Рис. 2.48 – Механічні пошкодження поліетиленового газопроводу



Рис. 2.49 – Перетискання труби за допомогою механічного пристрою

При необхідності під час виконання ремонтних робіт за допомогою сідельних відгалужень влаштовують байпасну лінію (рис. 2.50).

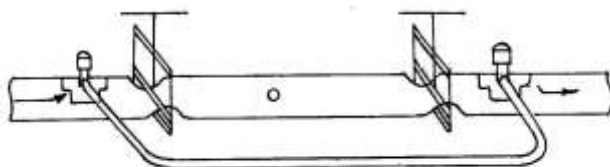


Рис. 2.50 – Застосування двох сідел для влаштування байпасної лінії

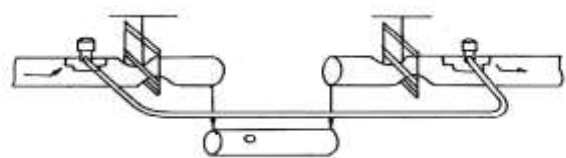


Рис. 2.51 – Вирізання котушки на газопроводі

Контроль якості перетискання здійснюють скидною свічкою, що врізається в діючий газопровід через сідло. Якщо при контролі виявлений виток газу, то трубу перетискають ще раз за допомогою допоміжного пристрою.

Після того як газ видалено з ділянки газопроводу, що ремонтується, вирізають частину газопроводу з пошкодженням, довжиною не менше 200 мм (рис. 2.51).

Для запобігання взаємодії ріжучого інструменту із статичним зарядом, що накопичується на внутрішній поверхні труби, місця обрізання заземлюють. Заземлення здійснюють за допомогою зволоженого ганчіркового ремня, обмотаного навколо труби безпосередньо біля місця врізання. Ремінь з'єднують з металевим стрижнем, який встромлюють в ґрунт.



Приєднання трійника, крану або трубної вставки до діючого газопроводу проводять за допомогою муфт із закладними нагрівачами (ЗН). Частину труби з муфтами (рис. 2.52) встановлюють на місці видаленої ділянки, після чого її приварюють до діючого газопроводу (рис. 2.53).

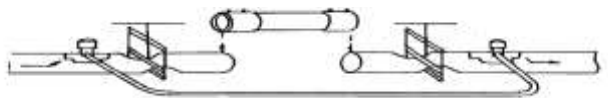


Рис. 2.52 – Встановлення частини труби з муфтами на газопровід

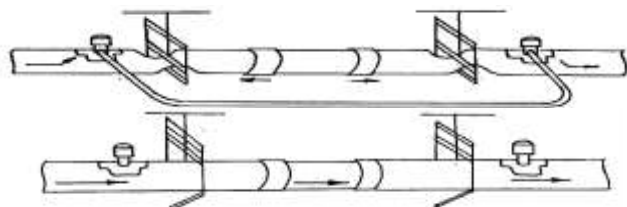


Рис. 2.53 – Приварювання частини труби до діючого газопроводу

Рис. 2.54 – Зняття перетискних пристроїв

З'єднання виконують так само, як і при терморезисторному зварюванні. Після завершення зварювальних робіт скидні свічки відрізаються, залишаючи їх довжину не більше 100 мм, і заглушують спеціальними механічними заглушками. Пуск газу здійснюється послідовним зняттям перетискних пристроїв (рис. 2.54).

На місці перетискання через 24 години після зняття перетискаючих пристроїв приварюють підсилювальні муфти. Байпасна лінія демонтується, сідлоподібні відгалуження перекриваються, їхні патрубки заглушуються аналогічно скидним свічкам.

### Контрольні питання

1. Назвіть основні фактори, що впливають на вибір методу будівництва або реновації інженерних мереж.
2. Назвіть переваги поліетиленових труб із ПЕ 100.
3. Що являють собою баластні труби?
4. Назвіть основне обладнання для виконання земляних робіт при будівництві трубопроводів.
5. Назвіть основні вимоги до укладання трубопроводів із ПЕ труб.
6. Як здійснюють баластування газопроводів?
7. Як здійснюють засипання газопроводів?
8. Назвіть основні особливості прокладання газопроводів через перешкоди.
9. Які типи клапанів встановлюють в ПЕ газопроводи?
10. Будова клапана «Газ-стоп», особливості його конструкції.
11. Назвіть методи врізання в ПЕ газопроводи.
12. Особливості врізки сідловин відгалужень.
13. Назвіть вимоги до перетискного пристрою, та умови якісного перетискання.

## ТЕМА 5. ПРОЕКТУВАННЯ ПОЛІЕТИЛЕНОВИХ ГАЗОПРОВОДІВ

### 5.1. Основні завдання керування системами газопостачання на стадії проектування та реконструкції

Завдання проектування (розробки) газової мережі полягає в створенні такої мережі, яка здатна виконати своє основне функціональне призначення, а саме, забезпечити всіх споживачів мережі газом у необхідній кількості і належній якості (під заданим тиском). Проектування можна трактувати як одноразове завдання при керуванні на невизначеному, але досить великому інтервалі часу (без перехідних процесів), метою якої є ріст споживання від нуля до заданого. Таким чином, розробка покликана забезпечити початкове значення поліноміального тренда процесу споживання, тоді як завдання реконструкції - забезпечити *зміну* поліноміальної складової процесу на великому, але вже детермінованому, тимчасовому інтервалі.

Математична постановка такої задачі і її рішення в загальному вигляді досить складна. Це пов'язане з тим, що на початковому етапі проектування немає інформації для вибору оптимального варіанту, оскільки відсутні конкретні дані про структуру мережі, місці розташування деяких її підсистем, невідомі характеристики багатьох підсистем і особливості роботи мережі в спеціальних режимах, немає твердих обмежень на число можливих варіантів структури мережі і так далі.

У зв'язку з цим під розробкою газової мережі будемо мати на увазі вибір раціонального (близького до оптимального) варіанта проектованої мережі. Системний підхід до процесу розробки припускає ряд етапів або рівнів деталізації:

1. визначення можливих місць розташування споживачів і джерел, їхніх усереднених параметрів або навантажувальних характеристик;
2. трасування мережі з урахуванням різних режимів мережі, включаючи аварійні;
3. параметрична оптимізація мережі й визначення робочих параметрів активних джерел для режиму максимального й мінімального споживання;
4. вибір за розрахунковими режимами роботи активних джерел кількості, типу і схеми підключення живильних агрегатів з урахуванням їх резервування та керованості мережі;



5. тестування обраного варіанту мережі в різних режимах функціонування та в умовах виникнення різних позаштатних ситуацій шляхом цифрового моделювання поточкорозподілення.

Всі розрахункові задачі розробки можна розділити на задачі аналізу поточкорозподілення і задачі оптимізації поточкорозподілення. Перші зводяться до рішення системи рівнянь математичної моделі поточкорозподілення і дозволяють визначити поточкорозподілення в мережі для конкретного її варіанта, що характеризується завданням структури мережі й параметрів активних і пасивних елементів. Другі зводяться до вибору структури й параметрів такого варіанта мережі, для якого рішення відповідної системи рівнянь математичної моделі поточкорозподілення задовольняє певним обмеженням, обумовленим технічними і технологічними вимогами до перемінної і параметрам мережі, і оптимізує деякий критерій ефективності або якості.

Прикладами задач оптимізації на етапі розробки й реконструкції можуть служити такі задачі як:

1. гідравлічний розрахунок поточкорозподілення, ціль якого визначити режим роботи активних джерел і поточкорозподілення в мережі, що забезпечують основне призначення мережі при мінімальних енергетичних витратах;
2. оптимізація режимів роботи компресорних станцій, ціль якої визначити поточкорозподілення в мережі, у тому числі подачі газу компресорними станціями й тиску, що розвивають ними, при мінімумі сумарних надлишкових тисків у вузлах мережі;
3. параметрична оптимізація систем подач і розподілу газу за критерієм капітальних і експлуатаційних витрат.

В процесі проектування проектувальник змушений постійно міняти структуру й параметри системи для одержання різних варіантів мережі, робити розрахунки оптимального поточкорозподілення, розраховувати показники ефективності для порівняння варіантів, тестувати обрані варіанти з імітацією різних позаштатних ситуацій, різних режимів роботи й паралельним розрахунком інтегральних показників якості функціонування мережі і т.п. Всі ці дії проектувальника пов'язані з постійною зміною математичної моделі газової мережі; пошуком і вивченням розрахункової та довідкової інформації як про стан мережі, так і про середовище її функціонування (гео-, метео-, орг- і інших умовах; матеріальних, фінансових і трудових ресурсах, інфраструктурі

регіону з усіма комунікаційними, транспортними та інженерними мережами і багато іншого.)

Існуюча практика проектних робіт припускає організацію спеціального планшетного господарства і проведення розрахункових робіт з використанням засобів обчислювальної техніки. Планшети дозволяють визначати взаєморозташування елементів мережі в просторі, прив'язувати їх до об'єктів місцевості, визначати маршрути прокладки ліній зв'язку, їхню довжину, геодезичну висоту джерел і споживачів і т.д.

В процесі проектування газових мереж необхідний контроль великої кількості різних (часом суперечливих один одному), техніко-економічних, надійних і техніко-економічних показників, більшість з яких формулюються математично, а деякі задаються неявно, тобто можуть бути обчислені тільки після вибору якого-небудь конкретного варіанта рішення. А в останньому випадку обраний варіант необхідно ще перевірити на допустимість по ряду параметрів в інших режимах роботи, тобто вирішувати завдання тестування.

Тому традиційні методи проектування газових мереж, засновані на гідравлічних і техніко-економічних розрахунках у режимах максимального поточкорозподілення, малоефективні для рішення задач експлуатації в умовах розвитку.

## **5.2. Нормативне забезпечення та додаткові вимоги до проектів газових мереж з ПЕ газопроводів**

Найбільш важливим завданням при створенні і керуванні газовою мережею є завдання проектування газових мереж. Будівництво газопроводів і споруд на них повинне вчасно забезпечуватися проектною документацією. Проектування мереж, як правило, передається спеціальним інститутам, що приводить до подорожчання проекту й нерідко до затягування строків будівництва. У той же час, завдання можна вирішувати й у самих ВАТ по газифікації й газопостачанню, частина розрахунків автоматизувати, тобто звести до рішення на комп'ютері. В основі такого підходу лежить гідравлічний розрахунок газових мереж, що буде докладно розглянутий для газових мереж низького тиску. Ці мережі живляться через газорегуляторні пункти (ГРП) або шафові регуляторні пункти (ШРП), що знижують тиск до 2 – 5 *кПа*. Будемо

вважати, що місце розташування пунктів, що грають роль активних джерел, заздалегідь відомо, визначена геометрична структура мережі низького тиску, діаметри її ділянок, а також навантаження споживачів, віднесені до вузлів.

Математична модель сталого поточкорозподілення в газовій мережі низького тиску дозволяє однозначно відобразити взаємозв'язок між параметрами, змінними і геометричною структурою мережі. Завдання гідравлічного розрахунку мережі низького тиску зводиться до рішення системи нелінійних рівнянь математичної моделі сталого поточкорозподілення за умови, що задано діаметри, вузлові витрати і тиски на активних джерелах. Витрати ж на ділянках із ГРП або ШРП, на реальних ділянках і тиску у вузлах мережі уточнюються в процесі рішення задач.

Проектні роботи щодо реконструкції (санації, реновації) застарілих газопроводів виконують спеціалізовані проектні організації, які мають дозвіл на проведення цих робіт. Склад проектної документації регламентований нормативними документами ДБН В.2.5.-20-2001, Правилами безпеки систем газопостачання України (ПБГСУ), інструкціями та іншими нормативними документами.

Проектна документація в обов'язковому порядку включає в себе проект організації будівництва і проект або перелік заходів по захисту від корозії металевих ділянок газопроводів, що знаходяться під тиском.

До проектної документації відносяться:

1. технічні умови;
2. виконавчі креслення на діючий газопровід;
3. схеми діючого газопроводу з усіма відгалуженнями і вказанням навантаження по витраті газу на газопровід, що відновлюється, а також на кожне з відгалужень;
4. схеми живлення відновлюваного газопроводу з вказанням джерела живлення від одного або декількох ГРП.

Основною особливістю проектування поліетиленового газопроводу (згідно ДБН В.2.5.-20-2001) є його прокладання в містах і населених пунктах у залежності від тиску газу, що транспортується:

- на території міст - тиском до 0,3 МПа;
- на території селищ, сіл і на міжселищних газопроводах - тиском до 0,6 МПа.

Не допускається застосовувати поліетиленові труби:

- для наземних і надземних газопроводів;
- у тунелях і колекторах;
- на територіях, які будуть розроблятися.

***Коефіцієнти запасу міцності поліетиленових труб і з'єднувальних деталей варто приймати:***

- на території населених пунктів і між населеними пунктами - не менш 2,5;
- на переходах під автомобільними дорогами I-III категорій, під залізницями загальної мережі і на відстані до 50 м від краю земляного полотна (вісі крайньої рейки на нульових відмітках), а також при паралельній прокладці міжселищних газопроводів і газопроводів на території населених пунктів на відстанях, зазначених у державних будівельних нормах - не менш 2,8;
- на підводних переходах, у районах із сейсмічністю 7 і більш балів - не менш 3,15.

На основі ДБН і технологічних карт й інших нормативних документів складаються проекти будівництва і поліетиленових газопроводів. У проекті враховується розмір запасу труб не менш 2 % від загальної довжини газопроводів, призначений для виготовлення контрольних зварювальних з'єднань і зварювання вузлів. Необхідна кількість зварювальних деталей визначається проектною організацією в залежності від прийнятих рішень і специфіки виконання робіт.

Арматуру й устаткування на поліетиленових газопроводах застосовують такого ж типу як і для сталевих газопроводів.

При застосуванні поліетиленових труб для будівництва газопроводів враховують і склад газу. В таблиці 1 приведені вимоги до застосування поліетиленових труб.

При застосуванні труб з коефіцієнтом запасу міцності не менш 2,8 дозволяється прокладання поліетиленових газопроводів тиском понад 0,3 і до 0,6 МПа на території поселень переважно з одно-двоповерховою і коттеджною житловою забудовою.

Газопроводи із поліетиленових труб на території міст прокладають із труб у бухтах, катушках або на барабанах (далі в тексті – довгомірні труби).

Допускається застосування для цієї цілі труб певної довжини, з'єднані муфтами із закладними нагрівачами (ЗН), та при відповідному обґрунтуванні – з стиковим зварюванням й перевіркою всіх з'єднань фізичними методами.

Таблиця 2.2 - Вимоги до застосування ПЕ труб під час будівництва газопроводів.

Тиск газу, МПа (кг/см <sup>2</sup> , не більше)	Галузь застосування поліетиленових труб	Гази, що допускаються до транспортування
0,3 (3)	Газопроводи на території міст та інших поселень, у тому числі реконструкції підземних сталевих газопроводів	Природні газы за нормами, а також газоповітряні суміші, які не мають ароматизованих і хлорованих вуглеводнів
0,6 (6)	<b>Газопроводи міжселищні</b>	Те ж

Не допускається прокладання газопроводів із поліетиленових труб:

- в районах з розрахунковою температурою зовнішнього повітря нижче – 45<sup>0</sup>;
- на підроблених ділянках (в районах шахт);
- в ґрунтах II типу просідання на території міст та селищ;
- у районах з сейсмічністю вище 6 балів;
- на землі і над землею, а також всередині будівель, у тунелях, колекторах і каналах;
- на ділянках нещодавно проєктованих переходів через штучні і природні перешкоди.

Допускається прокладання поліетиленових газопроводів на території міських і селищних поселень, розташованих в районах з сейсмічністю вище 6 балів за умови застосування довгомірних труб з поліетилену середньої щільності, з'єднаних муфтами з закладними нагрівачами.

Поліетиленові газопроводи в ґрунтах, що сильно промерзають, прокладають нижче зони сезонного промерзання.

Мінімальні відстані по горизонталі від поліетиленових газопроводів до будівель і споруд приймають як для сталевих газопроводів відповідно з прийнятими нормами.

На окремих ділянках в тісних умовах допускається зменшення до 50 % відстані за умови, якщо на ділянках зближення до 5 м (для низького тиску) в кожену сторону від них буде виконано одну з таких вимог:

- застосування довгомірних труб без з'єднань;
- використання труб мірної довжини, з'єднаних муфтами з закладними нагрівачами;
- прокладка труб мірної довжини в сталевому футлярі;

- заміна на сталеві труби, що відповідають певним вимогам.

Ділянки відкритої прокладки поліетиленових труб (без сталевих) в місцях зближення повинні бути захищені від механічних пошкоджень (металеві футляри, сітки, залізобетонні плити та ін.)

Мінімальні відстані від будівель і споруд до реконструйованого сталевих газопроводу низького тиску при протягуванні в ньому поліетиленового газопроводу середнього тиску (до 0,3 МПа), приймають за нормами для сталевих газопроводів низького тиску з урахуванням певних вимог при умові, що зварювальні та інші з'єднання поліетиленового газопроводу і його відкриті ділянки розташовані на відстані не менше 5 м від будівель і споруд.

Мінімальні відстані по вертикалі й в світлі між поліетиленовими газопроводами та підземними інженерними комунікаціями (за виключенням теплових мереж) повинні визначатись з умов, які виключають можливість нагріву поліетиленових труб вище температури встановленої для прийнятої марки поліетилену.

### **5.3. Загальні підходи до виконання гідравлічних розрахунків газопроводів з ПЕ труб**

Значні переваги поліетиленових труб у порівнянні зі сталевими такі як: здешевлення будівництва, збільшення його терміну, виняткова довговічність поліетиленових газопроводів, відсутність необхідності в будівництві систем захисту від корозії й т.д. безумовно важливі.

Для того, щоб новоспоруджені або відновлені газопроводи із застосуванням поліетиленових труб забезпечували гідравлічні режими, необхідно виконати гідравлічний розрахунок. Точність гідравлічного розрахунку багато в чому залежить від правильного обчислення коефіцієнта гідравлічного опору  $\lambda$  (Дарсі) у формулі втрат тиску по довжині газопроводу. У нормативних документах по газопостачанню цей коефіцієнт визначається при турбулентному режимі руху газу  $Re > 4000$  для всіх зон гідравлічного опору за формулою (2.4)

А. Д. Альдшуля

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{n_{екв}}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{\frac{1}{4}}, \quad (2.4)$$

де  $n_{екв}$  – абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішніх стінок труби;

$d$  - внутрішній діаметр газопроводу, см.

Під еквівалентною шорсткістю розуміють висоту виступів різнозернистої шорсткості в трубі, при якій у квадратичній області опору виходить таке ж значення коефіцієнта  $\lambda$ , що й у даній трубі з технічною (природною) шорсткістю. Абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби при гідравлічному розрахунку ПЕ газопроводів, як правило, вимірюється в см. Для сталевих труб еквівалентна шорсткість згідно з нормативними документами буде різною:

- для сталевих нових труб – 0,01 см;
- для сталевих труб, які були в експлуатації – 0,1 см;
- для поліетиленових труб, незалежно від часу експлуатації – 0,002 см.

У російських нормативних документах обумовлена інша еквівалентна шорсткість для ПЕ труб – вона становить 0,0007 см.

Мала величина  $n$  обумовлює роботу поліетиленових газопроводів у зоні гідравлічно гладких труб, існування якої визначається умовою

$$Re < Re_{гг}, \quad (2.5)$$

де  $Re$  – число Рейнольдса потоку в трубі, рівне

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu}, \quad (2.6)$$

де  $v$  – середня швидкість руху газу, м/с;

$\nu$  – кінематична в'язкість газу, м<sup>2</sup>/с;

$Re_{гг}$  - число Рейнольдса, при якому труба перестає бути гідравлічно гладкою, для технічних труб з'ясовується за умовою (2.7):

$$Re_{гг} = \frac{15 d}{n} \quad (2.7)$$

З урахуванням формул (3) і (4) умова гладкості набуде вигляду

$$v < \frac{15 \nu}{n}. \quad (2.8)$$

Позначивши швидкість  $v$ , при якій настає кінець гідравлічно гладкої зони опору, через  $v_{гг}$  з формули (5) одержимо

$$v = \frac{15 \nu}{n}. \quad (2.9)$$

Отже, умову існування гідравлічно гладкої зони опору можна подати у вигляді нерівності

$$v < v_{2n}, \quad (2.10)$$

де  $v$  – розрахункова швидкість руху потоку в трубі.

Гідравлічні розрахунки можна виконувати різними способами, але результати від цього фактично не міняються.

З вищенаведеного можна зробити такі висновки:

1. Опір тертя турбулентного потоку в поліетиленових газопроводах при  $Re > 4000$  і значенні абсолютної еквівалентної шорсткості  $n = 0,0007$  см ідентичний опоріві гідравлічно гладкої стінки., якщо приведена до нормальних умов швидкість потоку не перевершує 30 м/с.

2. Для обчислення коефіцієнта  $\lambda$  у гідравлічно гладкій зоні опору рекомендуються рівноправні за відсотком відхилення від коефіцієнтів  $\lambda$  за формулою Блазіуса (до  $Re = 8 \cdot 10^4$ ) і універсальним законом Прандтля (при  $Re > 8 \cdot 10^4$ ), формулі Кальбрука, Якоба і Ерка, Ліза і Філоненко. Формули Якоба і Ерка і Ліза переважніші, тому що їхня структура відповідає закону подібності Рейнольдса і в межі при  $Re \rightarrow \infty$  коефіцієнт  $\lambda$  прагне до постійної, мабуть, відмінної від нуля величині. Поліетиленові газопроводи здебільшого розглядають як гідравлічно гладкі, визначаючи область гідравлічної гладкості за критерієм, відповідно до труб з рівномірною шорсткістю. Перевірка на гідравлічну гладкість газопроводу є необхідною як для поліетиленових, так і для сталевих газопроводів. Як критерій перевірки є умова

$$Re < 23 \frac{d}{n}, \quad (2.11)$$

правильна для технічних труб, до яких відносять газопроводи.

Для гідравлічно гладких трубопроводів формула Блазіуса правильна, якщо  $Re < 100000$ .

При виконанні умови (1) рекомендовано використовувати формулу Блазіуса при  $Re < 100000$ , при  $Re > 100000$  – формулу

$$\lambda = \frac{1}{1.82 \lg Re - 1.64}^2. \quad (2.12)$$

Виконуючи гідравлічний розрахунок газопроводу, перевіряють умови гідравлічної гладкості при використанні різних функціональних залежностей визначення втрат тиску для гідравлічних гладких і гідравлічно шорстких газопроводів.



#### 5.4. Особливості проектування ПЕ газопроводів та збільшення пропускної здатності

Велике значення при проектуванні поліетиленових газопроводів має вибір траси. Обираючи трасу, обов'язково враховують наявність та розташування в місцях прокладання майбутнього газопроводу теплових мереж, водоводів та інших підземних комунікацій. При можливості всі наявні перешкоди оминають для запобігання пошкодження ПЕ труб під час ремонту існуючих мереж та комунікацій.

Залеж від умов (наявності чи ненааявності перешкод, зелених насаджень тощо) прокладання поліетиленових труб проектують з урахуванням існуючих методів. Це можуть бути відкриті (траншейні) або закриті (без траншейні) способи. Перевагу віддають довгомірним трубам або трубам, звареним у пліті.

У місцях перетину або паралельного прокладання ПЕ газопроводів з безканалною теплотрасою необхідну відстань між ними розраховують, виходячи з умови виключення можливості нагрівання поліетиленових труб вище  $40^{\circ}\text{C}$ . Крім цього проектна організація вирішує питання про необхідність проектування в даних місцях захисних футлярів і контрольних трубок. Якщо газопровід перетинає залізницю, то проектування наявності футляра супроводжується розрахунками його на міцність.

Діаметр футляра приймають залежно від ґрунтових умов і методу прокладання газопроводу. Футляри можуть бути як стальними (металевими), так і неметалевими.

При проектуванні ПЕ газопроводів обов'язково враховують наявність та розташування на них арматури. Відключаючими пристроями можуть служити металева запірні арматура та поліетиленові крани.

Поліетиленові крани встановлюють під землею. При безколядязьному встановленні шток регулювання крана вміщують у футляр або іншу захисну конструкцію з виводом під ковер чи люк. Якщо передбачено проектування встановлення арматури в колодязях, то використовують з'єднання "поліетилен-сталь". Проектувальники в даному разі передбачають встановлення опор для усунення неприпустимого напруження в монтажному вузлі.

Проектування прокладання поліетиленових газопроводів неодмінно пов'язане з проектуванням з'єднання ПЕ труб зі стальними. Частіше це відбувається на газопроводах-вводах. Приєднання поліетиленового газопроводу

до сталюого можна проектувати як горизонтально, так і вертикально. Проектувальники обов'язково вказують відстань, на якій повинен знаходитись газопровід-ввід від будівель. При переході з поліетилену на сталь на горизонтальній ділянці вона повинна бути не менше 1 м для газопроводів низького тиску і 2 м для газопроводів середнього й високого тиску.

На вертикальній ділянці вводу, яка розташована безпосередньо біля фундаменту будинку, відстань встановлюють з урахуванням ширини і заглиблення футляра, який розташований на ввіді, але вона повинна становити не менше 50 мм.

Розташування з'єднання (на вертикальній ділянці) проектують нижче рівня землі. Але якщо на вводах і виводах із землі передбачене використання ПЕ труб із захисним покриттям із склопластика (суцільна конструкція вводу виготовлена в заводських умовах), то наявність футляра не проектують, а з'єднання "поліетилен-сталь" можна розташовувати вище рівня землі. При наявності футляра на ввіді його діаметр приймають таким, як і для газопроводу.

Проектуючи ПЕ газопроводи з вводами і виводами слід дотримуватись таких принципів:

- всі конструкції ввідів і виводів повинні мати компенсатор;
- конструкція футляра повинна забезпечувати теплову ізоляцію ПЕ труб для запобігання охолодженню труби нижче  $-15^{\circ}\text{C}$ ;
- футляр газопроводу герметизують з обох кінців (для взяття проб повітря проектують контрольну трубку);
- підземну ділянку вводу, яка виконана вільним згинанням, поміщають в пластмасовий футляр, який щільно з'єднують з вертикальним сталюим футляром;
- сталюий надземний футляр повинен забезпечувати захист вводу від механічних і температурних впливів.

При проектуванні ввідів звертають увагу на можливе виникнення деформацій в газопроводі, які можуть з'явитись не тільки від температурних змін ( $\Delta t$ ), але і через деформації будинків або самого цокольного вводу ( $\Delta l$ ) у процесі його довготривалої експлуатації (50 років і більше) та через можливі зміни в ґрунті.

На рис. 2.55 наведена конструкція газопроводу-вводу з компенсатором.

Підземна частина вводу має захисний футляр з гофрованих поліетиленових труб (7), що забезпечує захист труби газопроводу разом з крутозігнутим вводом (6) від пошкоджень і виведення газу при вибоках за межі біляфундаментної зони. Верхню частину футляра виготовляють зі сталевих труб (5), яка захищає газопровід від ударних впливів і відкритого полум'я. Надземний футляр оснащений ковпаком (4) для забезпечення доступу до нероз'ємного з'єднання поліетилен-сталь при обстеженні його стану. Ковпак має контрольний отвір. Різьбове з'єднання (3) вводу забезпечує зручність і точність монтажу, що таке дозволяє при осіданні вводу збільшити довжину за допомогою сталевих.

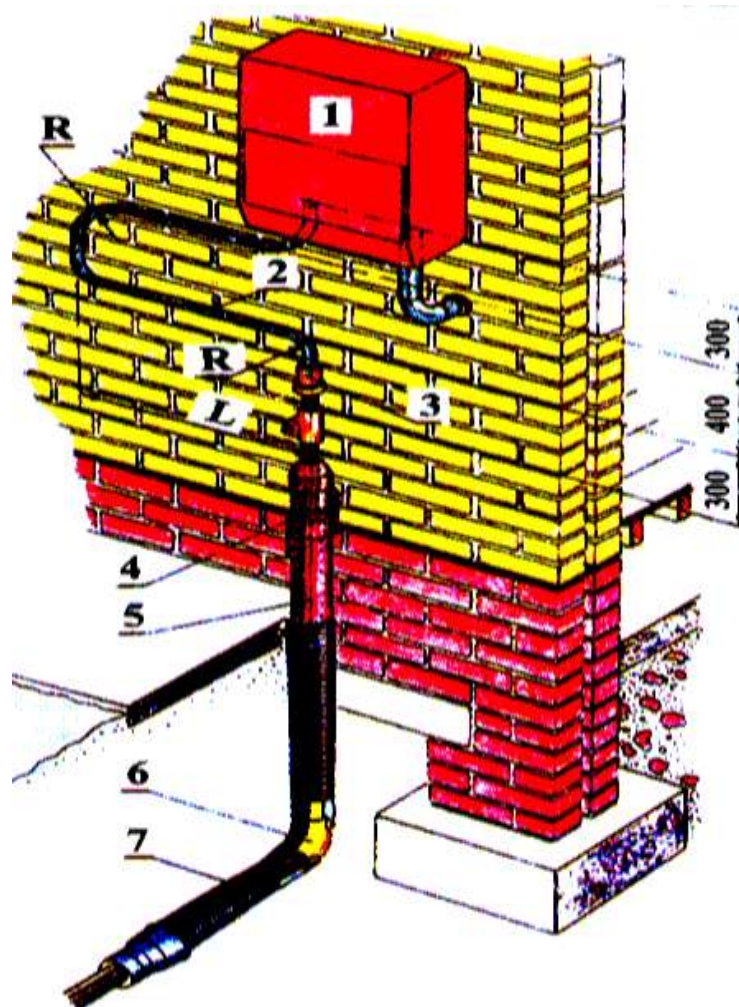


Рис. 2.55 - Конструкція поліетиленового газового вводу

Компенсатор (2), що приєднується безпосередньо до шафового регуляторного пункту (ШРП) (1), має П - подібну форму і виліт плеча L та радіус повороту R. Довжина розрахункової ділянки компенсатора - 1,0 м.

Висоту виходу ПЕ труб над поверхнею землі приймають, враховуючи місце знаходження шафового регуляторного пункту. Він має висоту 1,6–1,7 м.

Висота ПЕ труби 80 см може бути в районах з температурою не нижче  $-25^{\circ}\text{C}$ . У районах з розахун-ковими температурами до  $-30^{\circ}\text{C}$  висоту виходу обмежують 30-40 см, а з температурами до  $-40^{\circ}\text{C}$  – 10-20 см.

*Збільшення пропускної здатності ПЕ газопроводів.* Будівництво поліетиленових і реконструкція сталевих газопроводів ПЕ трубами є безумовно перспективним і надійним фактором. Переваги поліетиленових газопроводів перед сталевими очевидні. Крім перерахованих в попередніх розділах переваг великого значення також має збільшення пропускної здатності в поліетиленових газопроводах в порівнянні зі сталевими. Пропускна здатність у ПЕ трубах збільшується насамперед за рахунок меншої величини еквівалентної абсолютній шорсткості поліетилену, але це не є єдиним фактором переваг в даному випадку. Пропускна здатність ПЕ труб через певний час експлуатації стає ще більшою за рахунок характерного для поліетилену явища повзучості.

За перші десять років експлуатації збільшення складає 1,5%, а за всі інші – до 3%. Крім цього внутрішня поверхня ПЕ труби з часом стає ще більш м'якою і гладкою завдяки набухання граничного шару полімеру в газі. Це створює ефект еластичності й таким чином знижує опір руху газу.

У сталевих, навіть нових газопроводах величина еквівалентної абсолютної шорсткості є більшою, а з роками ще збільшується. Це значно зменшує їх пропускну здатність.

Зменшення пропускної здатності сталевих газопроводів обумовлене ще й тим, що їх діаметр з кожним роком експлуатації зменшується. Це пов'язано із “заростанням” труби внаслідок корозійних та інших явищ.

Параметр еквівалентної абсолютної шорсткості характеризується коефіцієнтом гідравлічного опору, який залежить від діаметра і швидкості руху газу в трубі та визначає лінійні втрати тиску в газопроводі. При однаковому внутрішньому перерізі труби (поліетиленової і сталевій) та втратах тиску поліетиленові газопроводи мають більшу пропускну здатність за рахунок меншої еквівалентної абсолютної шорсткості. Різниця у пропускну здатності збільшується при підвищенні швидкості руху газу в трубі та збільшенні терміну експлуатації.

Взявши за основу досвід Росії, при виборі труб для будівництва експериментального газопроводу з робочим тиском 1,2 МПа, поліетиленову трубу можна приймати зі стандартного ряду діаметрів на 1 типорозмір менше,

ніж для сталюї труби близького діаметра, для газопроводу з тиском 0,6 МПа – на 2 типорозміри менше.

Аналіз різних способів гідравлічного розрахунку поліетиленових газопроводів дозволяє зробити висновок, що всі вони досить близькі за своїми кінцевими результатами, але це не означає, що треба припинити роботу з удосконалення методики розрахунку, тому що поява нових марок вітчизняного поліетилену вимагає нових підходів до його застосування.

### **Контрольні питання**

1. Назвіть основні завдання керування системою газопостачання на рівні проектування і реконструкції.
3. Назвіть етапи (рівні деталізації) сучасного підходу до розробки газових мереж.
4. Охарактеризуйте основні задачі, які вирішуються у процесі проектування.
5. Назвіть основні особливості проектування, експлуатації та розвитку.
6. За яких умов не допускається прокладка з ПЕ труб?
7. У чому полягає основна мета гідравлічних розрахунків газопроводів?
8. Назвіть загальні підходи до гідравлічних розрахунків ПЕ газопроводів.
9. За рахунок чого збільшується пропускна здатність поліетиленових газопроводів у порівнянні зі сталюми?
10. Як залежить швидкість руху газу в ПЕ газопроводах від падіння тиску?
11. Чим відрізняються значення гідравлічних розрахунків ПЕ труб від сталюмих?
12. Назвіть переваги пропускної здатності ПЕ труб перед сталюми.

## ТЕМА 6. ЗВАРЮВАННЯ ПОЛІЕТИЛЕНОВИХ ГАЗОПРОВОДІВ

### 6.1. Основні види зварювання і з'єднань поліетиленових труб

*Вимоги до кваліфікації зварювальників.* Зварювальники і спеціалісти, які виконують ці роботи, повинні пройти навчання з наступною атестацією на право виконання зварювальних робіт на газопроводах. Навчання закінчується теоретичними і практичними іспитами. На практичному іспиті зварювальник виконує зразок контрольного з'єднання. Кількість таких з'єднань залежить від типу зварювального обладнання і виду зварювання. Чим менше автоматизована машина – тим більше зразків; їх кількість може коливатись від 1 до 3 для стикового зварювання.

При зварюванні деталей з ЗН необхідно виконати два зразка: один з муфтовим з'єднанням і один з сідловим, причому зварювання одного зі з'єднань треба виконати вручну.

*Види зварювання і з'єднання ПЕ труб.* Зварювання поліетиленових труб виконують при температурі від  $-15$  і до  $+45$  °С. Така температура є оптимальною з точки зору збереження молекулярної структури поліетилену. Але кожен вид (спосіб) з'єднання труб – має свої температурні обмеження.



Рис. 2.56 – Захист місця зварювання ПЕ труб

Виконуючи зварювання при інших температурах в технічних умовах, стандартах або сертифікатах на матеріал, вказують особливий режим зварювання. Без спеціально атестованого режиму зварювання роботи слід виконувати в приміщенні. Місце зварювання ПЕ труб захищають від атмосферних опадів, вітру, пилу і піску,

а влітку і від інтенсивного сонячного випромінювання (рис. 2.56).

Зварювальні з'єднання поділяються на *роз'ємні й нероз'ємні*.

При затисканні гвинтів, що знаходяться з обох боків прокладки обхоплюють труби, тобто здійснюють їх монтаж.

Спосіб з'єднання ПЕ труб залежить від матеріалу труб, які з'єднуються наприклад, поліетилен з поліетиленом чи поліетилен зі сталлю.

З'єднання сталевих труб з поліетиленовими виконують роз'ємним і нероз'ємним способом за допомогою спеціальних переходів «поліетилен – сталь».

Типовим роз'ємним з'єднанням є фланцеве.

Для нероз'ємного з'єднання поліетиленових і сталевих труб використовують з'єднувальні деталі, виготовлені відповідно до нормативних документів на ці вироби.

Нероз'ємні з'єднання утворюються у процесі зварення поліетиленових труб на всій площині поверхні, що зварюється.

При виконанні нероз'ємних з'єднань звертають увагу на співвідношення діаметрів та товщини стінок сталевих і поліетиленових труб. Дозволяється використовувати для виготовлення виробів сталеві труби іншого держстандарту, передбаченого проектом газопостачання.

У табл. 2.3 наведено співвідношення діаметра і товщини стінок сталевих і поліетиленових труб.

Таблиця 2.3 – Співвідношення діаметра і товщини стінок сталевих і ПЕ труб.

Діаметр умовного проходу	Стальна труба			Поліетиленова труба		
	стандарт	Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм	стандарт	Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм
50	ГОСТ	57	3,0	ДСТУ Б.В.2.7.-73-98	63+	5,7+
100	10/05-80 і	108	3,0		110+	10,0+
150	ГОСТ	159	3,0		160+	14,6+
200	10704-76	219	3,5		225+	20,5+

За конструкцією шва нероз'ємні з'єднання поділяються на:

- розтрубні;
- стикові;
- утворені за допомогою деталей із закладними нагрівачами (терморезисторне зварювання).

Перед проведенням будь-яких зварювальних робіт усувають овальність труб. Сильно деформовані кінці труб відрізають. Крім цього, кінці труб і з'єднувальних деталей ретельно очищають від ґрунту, снігу та ін. сухими або зволженими шматками м'якої тканини шириною 50 мм від торців. Якщо кінці

труб або деталей забруднені змащенням, маслом чи іншими жирами, то їх знежирюють за допомогою спирту або спеціальної рідини.

Зварювання поліетиленових труб базується на державних нормативних нормах й інструкціях, затверджених Держнаглядом з питань охорони праці, та інших нормативних документах.

Спосіб зварювання рекомендується вибирати залежно від номінального зовнішнього діаметра труби та марки матеріалу (табл. 2.4).

Таблиця 2.4 – Вибір способу зварювання залежно від діаметра труби та марки матеріалу.

Діаметр труби ( $d_n$ ), мм	Марка матеріалу	Спосіб зварювання
16-400	ПЕ 80, ПЕ 100	Терморезистрний
16-110	ПЕ 80	Нагрітим інструментом в розтруб
63-400	ПЕ 80, ПЕ 100	Нагрітим інструментом встик

## 6.2. Зварювання врозтруб

Зварювання врозтруб здійснюється за рахунок одночасного оплавлення за допомогою нагрівального інструменту, внутрішньої поверхні розтрубу і зовнішньої поверхні кінця труби з подальшим з'єднанням оплавлених поверхонь шляхом швидкого просування кінця труби врозтруб.

Діючими в Україні будівельними нормами рекомендовано виконувати зварювання врозтруб тільки труб із ПЕ 80 зовнішнім діаметром від 16 до 110 мм. Роботи по зварюванню ПЕ виконують при температурі оточуючого середовища від  $-5$  до  $+30^{\circ}\text{C}$ .

Схема розтрубного з'єднання наведена на рис. 2.57.

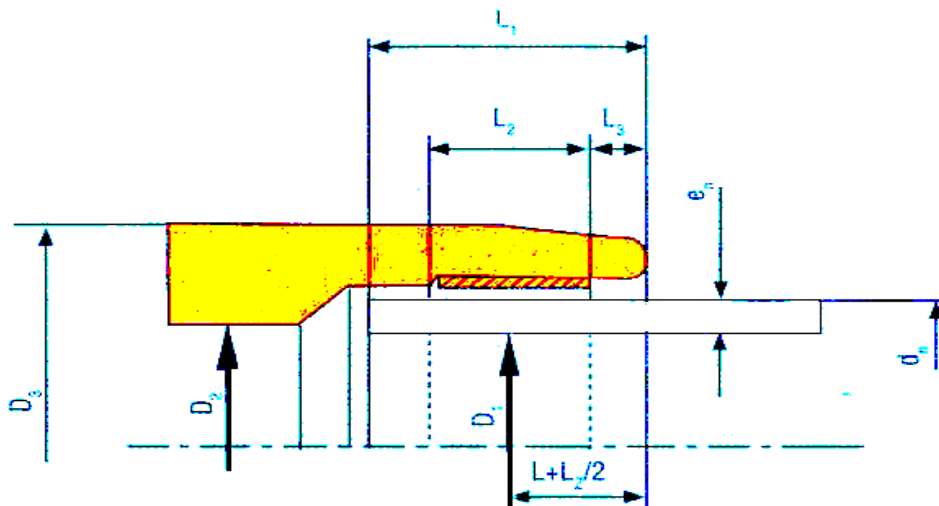


Рис. 2.57 – Схема розтрубного з'єднання



Нагрівальний інструмент складається з гільзи і дорна. Зовнішній діаметр дорна має бути на 0,2-0,5 мм меншим від внутрішнього діаметра гільзи. Глибина гільзи і довжина дорна більші від глибини розтрубу на 1 мм. Знімний комплект гільз і дорнів виготовляють з нержавіючої сталі для кожного діаметра труб.



На рис. 2.58 зображено виконання зварювання ПЕ газопроводу врозтруб.

Рис. 2.58 – Зварювання ПЕ газопроводу врозтруб

### 6.3. Зварювання ПЕ труб встик

Зварювання ПЕ труб нагрітим інструментом встик стало незамінним при будівництві міжселищних поліетиленових газопроводів. Зварювати встик труби великих діаметрів значно простіше і вигідніше, ніж застосовувати терморезисторне зварювання. Воно здійснюється при одночасному оплавленні за допомогою нагрівального інструменту поверхонь торців труб і наступним їх з'єднанням.

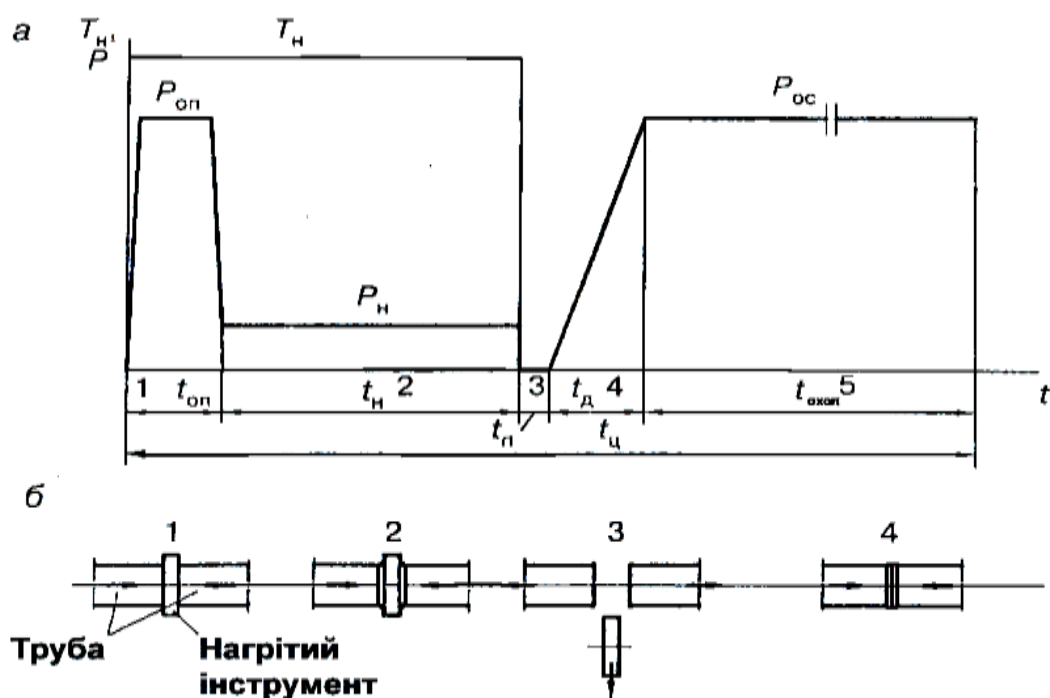













Рис. 2.59 – Циклограма процесу зварювання встик ПЕ труб нагрітим інструментом:  
а – діаграма змін в часі  $t$  тиску на торцях  $P$  і температури нагрітого інструменту  $T_n$ ;  
б – послідовність протікання зварювання;

1 – оплавлення торців, 2 – нагрівання кінців труб, 3 – виведення нагрітого інструменту (технологічна пауза), 4,5 – осадження і охолодження стику

Таблиця 2.5 – Технологічний процес зварювання ПЕ труб встик.

Послідовність операцій)	Рисунки технологічних переходів	Типові помилки
1	2	3
<b>1. Підготовчий етап</b>		
<p>1.1) механічна обробка кінців труби:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- відрізання труборізом під кутом <math>90^0</math>;</li> <li>- зачистка за допомогою механічного скребка (знімання стружки 0,2 – 0,4 мм);</li> </ul>		<p>Нерівний зріз сприяє нерівномірному розподіленню тепла – як наслідок ослаблене з'єднання</p> <p>Незачищена поверхня – неякісне зварювання (світло та повітря окислюють поверхню ПЕ труби; зачистка знімає окислену плівку)</p>
<p>1.2) установка і закріплення кінців труб у позиціонері;</p>		<p>Не використано позиціонер: труби рухомі й незафіксовані – не забезпечується швидке розсування та зсування труб</p>
<p>1.3) встановлення фрези для торцювання поверхонь</p>		<p>Встановлені фрези з перекосом</p>
<p>1.4) фрезерування торців труби до появи суцільної стружки (при торцюванні торці труб знежирюють);</p>		<p>Неякісно виконане торцювання, фреза видалена до появи суцільної стружки</p>
<p>1.5) перевірка співвісності труб, підтягування болтов для забезпечення співвісності</p>		<p>Не забезпечена співвісність – неякісне зварювання</p>

Продовження табл. 2.5.

1	2	3
1.6) знежирення (очистка від торцьованих кінців труби спеціальним розчинником, або 98 % спиртом чистою м'якою ганчіркою);		Погане знежирення (залишок жирової плівки) – неякісне зварювання
<b>2. Зварювання</b>		
2.1) регулювання параметрів зварювання відповідно до зварювального апарата;		Невірно вибрані параметри зварювання – неякісний стик
2.2) встановлення нагрівального пристрою (дзеркала) між двома трубами; зсув кінців труб		Недостатній тиск зсуву труб. Зеркало встановлено криво.
2.3) нагрівання (оплавлення) торцов труби		Температура і тиск не відповідають технічним умовам
2.4) швидке розсування кінців труби і видалення дзеркала		Несвоєчасне видалення дзеркала
2.5) зсування і усадка торців труби до утворення валиків за збільшенням тиску		Тиск не відповідає технічним умовам Валики нерівномірні.



1	2	3
<b>3. Охолодження</b>		
<p>3.1) утримання тиску до повного охолодження зварювального з'єднання;</p> <p>3.2) дотримання часу охолодження;</p> <p>3.3) маркірування стику;</p> <p>3.4) демонтаж звареного з'єднання із затисків центра тора зварювальної машини.</p>		<p>Не дотримано час охолодження, зазначений в техкартках</p> <p>З'єднання демонтоване, без дотримання терміну охолодження</p>

Таким чином зварюють труби і деталі з товщиною стінки труби більше 5 мм і при температурі навколишнього середовища від  $-15$  до  $+40$  °С. При меншій товщині стінок, ніж 5 мм, важко досягти сталості труб при зварюванні. Встик не зварюють труби з різною товщиною стінки, та із стандартним розмірним відношенням (*SDR*), а також труби різних марок ПЕ. Циклограма процесу зварювання встик нагрівальним інструментом труб із поліетилену наведена на рис. 2.59.

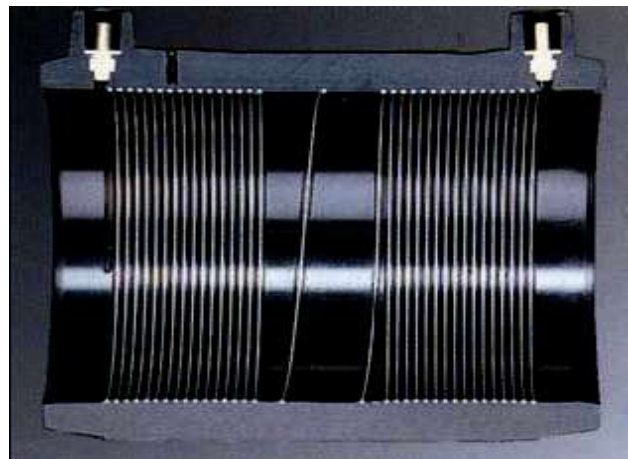
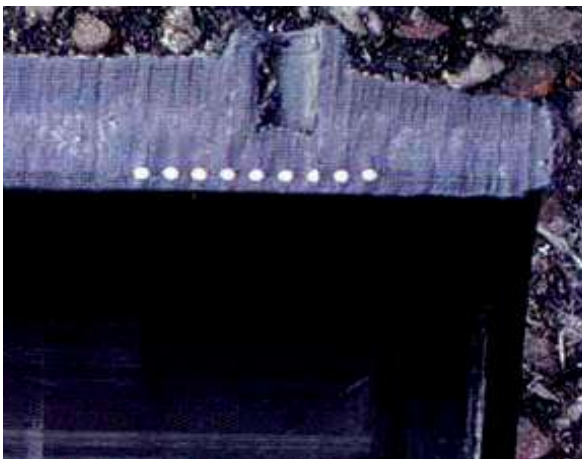
Переваги даного виду зварювання полягають у прокладанні ПЕ газорозподільних мереж діаметром більше 160 мм, де повністю автоматизований процес зварювання.

#### **6.4. Зварювання ПЕ труб за допомогою деталей із закладними нагрівачами**

Останнім часом в Україні для з'єднання поліетиленових труб застосовують деталі із закладними нагрівачами (фітинги). Терморезисторне зварювання в порівнянні із зварюванням врозтруб і встик не має обмежень, пов'язаних з типом поліетилену і за зовнішнім діаметром труб. Такі обмеження встановлює кожен окремо керівник підприємства, де будуть застосовані фітинги для з'єднання ПЕ труб, виходячи із суто економічної доцільності.

Використання терморезисторного з'єднання в Україні регламентовано нормативними документами. Закладні нагрівачі застосовують для з'єднання труб будь-яких діаметрів і довжини. Фітинги виготовляють методом лиття під тиском з подальшою запресовкою. З електричною нагрівальною спіраллю – частіше всього у вигляді металевої проволочки. Така проволочка (спіраль, нитка) має виводи до штекера для підключення до джерела струму зварювального апарата. Спіраль забезпечує електричний опір і знаходиться на внутрішній поверхні деталі. Характеристики матеріалу, з якого виготовлені фітинги, не повинні бути нижчими за характеристики матеріалу труб.

Позитивна і негативна геометрія нагрівальної спіралі виявляється на будівельному майданчику. На початку процесу зварювання за рахунок омичного опору нагрівається спіраль (нитка). При закритій нитці, після її нагрівання, розплавляється шар поліетилену, а потім енергія переноситься із зони зварювання до труби.



а)

б)

Рис. 2.60 – Фітинги (муфти) із спіраллю (ниткою):  
а – фітинг з відкритою спіраллю; б – фітинг із закритою спіраллю

Через шар поліетилену, який закриває спіраль, перенесення тепла в зону контакту труба – фітинг ускладнюється, тому що значна частина енергії витрачається на розігрівання фітинга. Внаслідок цього зона зварювання буде асиметричною (рис. 2.61) відносно поверхні контакту фітинга з трубою.

При цьому зменшується теплова потужність, яка необхідна для заповнення прогалини між трубою і фітингом. Якщо використовують фітинг з відкритою спіраллю, то з початком процесу зварювання перенесення тепла до труби відбувається у формі випромінювання тепла і конвективних повітряних потоків, обумовлених різним рівнем температури в зоні контакту.

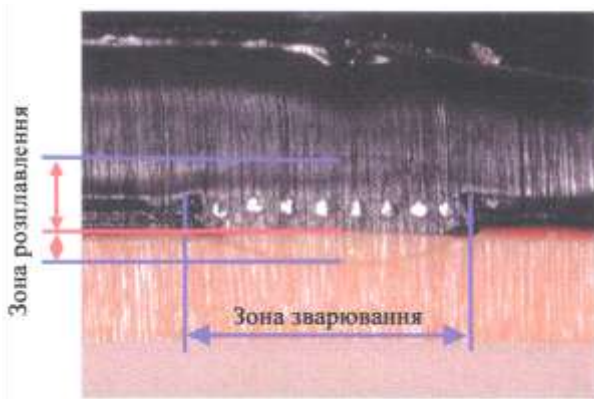


Рис. 2.61 – Термічне розширення матеріалу при з'єднанні труби з муфтою із закритою спіраллю



Рис. 2.62 – Термічне розширення матеріалу при з'єднанні труби з муфтою з відкритою спіраллю

Відстань між муфтою і трубою є меншою 0,1 мм, тому перенесення тепла відбувається миттєво. При нагріванні здійснюється термічне розширення матеріалу труби в області контакту з муфтою.

У порівнянні із закритою спіраллю зона зварювання не рівна, а хвилеподібна, за рахунок чого площа прилягання значно збільшується (рис. 2.62).

У даному випадку, як видно з рисунка, зона зварювання є симетричною.

Процес зварювання за допомогою деталей з ЗН здійснюють за рахунок взаємного дифузійного проникнення молекул матеріалу в контактуючих поверхнях з подальшим охолодженням.

Особливе значення при даному виді зварювання має дотримання трьох основних параметрів:

- температури при з'єднанні, що досягається енергією, яку створює зварювальний апарат;
- тиску між поверхнями, що зварюються;
- тривалості часу для з'єднання, без руху під час остигання.

Усі технологічні параметри вказані на штрих-коді фітинга (рис. 2.63).



Рис. 2.63 – Штрих - код фітинга






Фактично зварювання поліетилену за допомогою ЗН (терморезисторне зварювання) вважається найнадійнішим і не має ніяких обмежень. Дана технологія застосовується для з'єднання довгомірних труб малих діаметрів (від 15 мм) при будівництві вводів, також для великих (до 200 мм) – при будівництві і прокладці мереж. Застосування ж повністю автоматизованих машин забезпечує безпомилкове якісне зварювання.

Таблиця 2.6 – Технологічний процес зварювання ПЕ труб за допомогою деталей із закладними нагрівачами (ЗН).




Етапи зварювання (послідовність операцій)	Рисунки технологічних переходів	Типові помилки
1	2	3
<b>1. Підготовчий етап</b>		
1.1. підготовка кінців труб (відрізання труборізом під кутом 90°);		Труба відрізана з перекосом
1.2. зачистка кінців труби; вимірювання знімання стружки 0,2 – 0,4 мм на довжину половини муфти +2 см;		Не зачищена поверхня труби, або погано зачищена (світло і повітря окислюють поверхню труби, зачистка знімає окислення)
1.3. розмічання (відмітка на трубі довжини кінця труби, що входить в половині муфти);		Кінці труб розмічені невірно
1.4. вирівнювання овальної форми труби за допомогою округленої накладки		Невирівняна поверхня труби



Продовження табл. 2.6.

1	2	3
1.5. знімання оксидного шару;		Незачищена або погано зачищена поверхня труби. Глибина оксидного шару знята більше норми
1.6. видалення бруду - очистка розмічених поверхонь чистою м'якою ганчіркою, змоченою в спеціальному розчиннику для знежирення поверхні;		Погано очищена поверхня (не видалені жирові плями); не випарився розчинник перед встановленням труби в муфту
1.7. знежирення фітинга		Погано знежирений фітинг
1.8. встановлення кінців труби у фітинг або фітинга в трубу без зайвих зусиль до упору, що знаходиться на фітингу, або до розміченої лінії		Встановлення кінців труби в фітинг або фітинга в трубу з певними зусиллями
1.9. установка труби з фітингом в позиціонер		Невірно встановлена труба



1	2	3
<b>2. Зварювання</b>		
2.1. регулювання параметрів зварювання відповідно до зварювального апарату;		Невірно виконана настройка зварювального апарату (параметри не відповідають технічним умовам)
2.2. процес зварювання		Продовження зварювання після переривання циклу. Не дотримана температура плавлення ПЕ; вико ристання прострочених деталей для з'єднання
<b>3. Охолодження</b>		
<p>3.1. дотримання часу остигання (для різних муфт і фітінгів різних);</p> <p>3.2. відкриття пробок індикаторів плавлення (не раніше 0,5-1 хв);</p> <p>3.3. маркірування звареного з'єднання;</p> <p>3.4. демонтаж звареного з'єднання із пристосування.</p>		Не дотримано час охолодження, що зазначений в тех. картках

## 6.5. Загальна характеристика зварювальних машин

*Надійність роботи конструкції.* Конструкція зварювальної машини повинна забезпечувати необхідну точність підтримання технологічних параметрів, що вимагаються, протягом всього строку експлуатації і мати добру зносостійкість. Деякі складові частини зварювальних машин мають можливість періодичної наладки (наприклад, торцювальний пристрій) або замінюватися (електронагрівач), інші частини таких якостей не мають. Це, перш за все, має відношення до центратора, тобто базової частини будь-якої зварювальної машини. На центратор покладена функція створення необхідного зварювального тиску, який повинен бути однаковим в усіх точках шва. На рівномірність розподілу зварювального тиску впливають можливі люфти в системі переміщення затискачів машини, що виникають в результаті поступового зношення спрямовуючих.

В навчальному посібнику «Новітні технології будівництва та реновації інженерних мереж» (стор. 76-97; 295-300) показані характеристики зварювальних машин і допоміжне устаткування, що застосовуються при будівництві поліетиленових газопроводів і забезпечують зварювання труб з зовнішнім діаметром 63/90-225 мм. У таблиці подано характеристику установки УСПТ-09, яка є в даний час застарілою, але при проведенні мінімальної модернізації у вигляді заміни газового нагрівача на електричний за критерієм надійності/вартості буде цілком конкурентоздатною поряд із сучасними механізованими і автоматизованими зварювальними машинами.

Окрім характеристик машин, існує багато інших важливих складових, на які слід звернути увагу: можливість приварювання до труб з'єднувальних деталей, кут встановлення затискачів відносно горизонтальної площини (кут нахилу в  $46^{\circ}$  -  $60^{\circ}$  забезпечує зручність при витягуванні зварених труб із затискачів), матеріал конструкції машини, мінімальний склад зварювальної бригади та ін.

Накопичений досвід випробувань і практичного використання зварювальних машин дозволяє сформулювати вимоги, які повинні бути відображені в національному стандарті на ці машини.

## 6.6. Технологія з'єднання ПЕ труб із сталевими

З'єднання поліетиленових труб зі сталевими здійснюють за допомогою фланців. Це, як правило, роз'ємні з'єднання, що складаються із втулки під фланець і сталевий фланець.

Зварювання втулок під фланець з трубами виконують в майстернях. При цьому втулку приварюють до патрубку довжиною не менше 0,8-1,0 м. Фланцеве з'єднання показано на рис. 2.64.

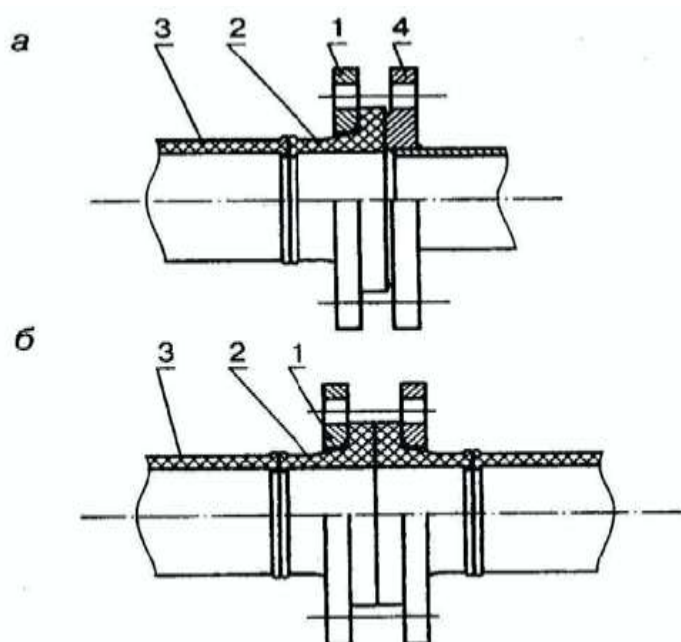


Рис. 2.64 – Фланцеві з'єднання:

а – з'єднання поліетиленових труб зі сталевими, арматурою; б – з'єднання поліетиленових труб між собою; 1 – фланець сталевий вільний; 2 – втулка під фланець з поліетилену; 3 – поліетиленова труба; 4 – фланець сталевий труби, арматури

Перед приварюванням готового вузла (втулка-патрубок) або окремої втулки під фланець до труби на замикаючій ділянці газопроводу на трубу надівають вільний фланець.

З'єднання поліетилен-сталь застосовують при будівництві будинкових вводів. Це пояснюється тим, що поліетиленові труби газових мереж прокладають тільки в землі, а внутрішньобудинкові газопроводи залишаються сталевими.

*Технологія з'єднання ПЕ труби зі сталлюю на будинковому ввіді.* Усі конструкції поліетиленових вводів проектують насамперед, виходячи з умов їх безпечної експлуатації. Враховується також захист поліетиленових труб від механічних пошкоджень, можливого проникнення газу під фундамент (при

його витоках у підвали будівель і їх споруд), а також забезпечення компенсації деформацій газопроводу від діючих на нього навантажень.

На рис. 2.55 показана одна з можливих конструкцій вводу з поліетиленових труб.

Підземна частина даного вводу має захисний футляр з гофрованих поліетиленових труб 7, що забезпечує захист труби газопроводу разом з крутозігнутим вводом 6 від пошкоджень і виведення газу при витоках за межі біляфундаментної зони. Верхню частину футляру виконують зі сталевий труби 5, яка захищає газопровід від ударних впливів і відкритого полум'я. Надземний футляр оснащений ковпаком 4 для забезпечення доступу до нероз'ємного з'єднання поліетилен-етилен-сталь при обстеженні його стану. Ковпак має контрольний отвір. Різьбове з'єднання 3 вводу забезпечує зручність і точність монтажу, а також дозволяє при осіданні вводу збільшити довжину за допомогою сталевий вставки.



Рис. 2.65 – Перехід поліетилен-сталь з патрубком

Переходи поліетилен-сталь фірми FRIATEC мають відкриту нагрівальну спіраль (ЗН), широку зону зварювання, а також холодну зону на торці і в області переходу, що запобігає витіканню розплавленої маси. Сталева частина нероз'ємна і надійно закріплена. Самоущільнювальна геометрія ущільнювання зроблена без еластомірного ущільнювача.

Нероз'ємні переходи не вимагають обслуговування, тому їх можна розташовувати безпосередньо в ґрунті як горизонтально, так і вертикально без колодязів, тільки на прямолінійних ділянках, з метою уникнення в них недоступних концентрацій напружень.

Зварювання поліетиленовий частини переходу поліетилен-сталь здійснюється встик нагрітим інструментом або за допомогою муфт із закладними нагрівачами. Зварювальне обладнання повинно бути оснащене пристроєм для центрування і закріплення втулок.

З'єднання сталевий ділянки переходу поліетилен-сталь зі сталевий трубою виконують за допомогою дугового електрозварювання, де температура в зоні зварювання досягає 3000 °С. Щоб перехідна зона не перегрівалась

довжина сталеві ділянки має бути не менше 0,3 м. Зварювання проводять при горизонтальному положенні переходу з нахилом вбік сталеві ділянки. Поліетиленову частину захищають від бризок розплавленого металу.

### **Контрольні питання**

1. Назвіть основне зварювальне обладнання, необхідне для зварювання ПЕ труб врозтруб.
2. Назвіть основне зварювальне обладнання, необхідне для зварювання ПЕ труб за допомогою фітінгів (деталей закладними нагрівачами).
3. Назвіть основне зварювальне обладнання, необхідне для зварювання ПЕ труб встик.
4. Назвіть допоміжне устаткування для зварювання ПЕ труб.
5. Охарактеризуйте роз'ємні й нероз'ємні з'єднання.
6. Як здійснюють зварювання ПЕ труб врозтруб?
7. Як здійснюють зварювання ПЕ труб встик?
8. Як здійснюють зварювання ПЕ труб за допомогою фітінгів?
9. Назвіть типові помилки при зварюванні ПЕ труб встик.
10. Назвіть типові помилки в процесі зварювання ПЕ труб методом терморезисторного зварювання.
11. Назвіть основні особливості з'єднання ПЕ труб із стальними.
13. Розкажіть про технологію з'єднання ПЕ труб на будинковому вводі.

## ТЕМА 7. КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ ЗВАРЮВАЛЬНИХ РОБІТ

### 7.1. Основні види і методи контролю якості з'єднань поліетиленових газопроводів

*Загальні вимоги до контролю якості ПЕ труб.* Поліетиленові труби, які застосовують для подачі горючих газів, води (теплої та холодної), каналізації, виготовляють за спеціальною технічною документацією, затвердженою в установленому порядку.

Якість ПЕ труб насамперед залежить від якості поліетиленової композиції. Труби й маркувальні смуги виготовляють з гранул композицій поліетилену зі стабілізаторами, антиоксидантами та пігментами. Усі ці компоненти повинні відповідати цілому ряду вимог й використовуватись саме для того середовища, яке транспортують. Крім цього, якість поліетиленових труб залежить від технологічного процесу їх виготовлення.

ПЕ труби для газопроводів перед застосуванням піддають певним випробуванням та контролю. Залежно від призначення випробування труб поділяється на такі види: 1- приймально-здавальні; 2 - періодичні; 3 - кваліфікаційні; 4 - типові; 5 - сертифікаційні.

*Сертифікація* – це процедура, за допомогою якої орган сертифікації документально підтверджує відповідність продукції установленим законодавством вимогам. Крім сертифікату на ПЕ труби видається документ, що підтверджує якість постачальної партії.

Приймально-здавальні випробування проводять для кожної партії труб і передбачають контроль якості матеріалу, що застосовується.

*Заходи, які здійснюють перед використанням ПЕ труб:*

1. перевіряють кваліфікацію зварювальників;
2. здійснюють контроль якості труб та з'єднувальних деталей
3. проводять технічний огляд і сертифікацію зварювального обладнання (нагрівального інструменту, зварювального центратора, торцювальника, блоку живлення, програмного пристрою, допоміжного інструменту і т.п.),

а також іншого технологічного устаткування (лебідок, швидкісного парогенератора і т.д.);

4. здійснюють:

- операційний контроль якості складання деталей, які зварюються і режимів зварювання;
- візуальний контроль (зовнішній огляд) зварюваних з'єднань і контроль їх геометричних параметрів;
- механічні випробування зварюваних з'єднань;
- контроль зварюваних стикових з'єднань фізичними методами відповідно до вимог нормативних документів;
- контроль за допомогою відеокамери виконаних робіт залежно від технології;
- гідравлічні або пневматичні випробування трубопроводу при його здачі в експлуатацію після реконструкції відповідно до вимог нормативних документів.

*Вхідний контроль якості труб.* Перед збірно-зварювальними роботами при будівництві систем газопостачання проводиться вхідний контроль якості ПЕ труб. Він передбачає перевірку: зовнішнього вигляду поверхні; основних параметрів та розмірів труб; маркування труб; стійкості до повзучості; стійкості до поширення тріщин.

Розміри ПЕ труб повинні відповідати вимогам державних стандартів. Основні параметри й розміри ПЕ труб, такі як: номінальний зовнішній діаметр,  $dn$ , номінальна товщина стінки  $en$ , граничні відхилення вказаних параметрів та овальність труб – повинні відповідати певним даним.

Стійкість поліетиленових труб до повзучості визначають проведенням випробувань гідростатичного опору, при різних температурах і різних рівнях напруження. Випробування показали, що певні переваги в даному разі мають труби із ПЕ 100. У процесі досліджень при температурі 20 °С та при периметричному напруженні 12,4 МПа, період до пошкодження труб для ПЕ100 був відзначений в 200 годин при нормі 100 годин. Ці показники дають гарантію безпечної експлуатації труб, в яких основне навантаження становить тиск речовини, що транспортується.

Стійкість до поширення тріщин. При наявності поверхневих дефектів внаслідок випадкових пошкоджень при транспортуванні або укладанні труб можуть виникнути тріщини. Повільне розповсюдження тріщин приводить,

через певний час, до руйнування ПЕ. Але швидкість росту тріщин настільки мала, що виявити їх важко, тому застосовують спеціальні методики, наприклад – метод «Нотч-тест».

Тріщини можуть розповсюджуватись і швидко, внаслідок удару по трубі (лопатою, бульдозером тощо), що знаходиться під тиском. Таке навантаження на трубу приводить до появи наскрізної тріщини, що розповсюджується по трубі дуже швидко на велику відстань. Для оцінки стійкості ПЕ труб до швидкого розповсюдження тріщин використовують повномасштабні й лабораторні методи випробування.

## **7.2. Методи контролю зварювальних з'єднань**

Після виконання зварюваних з'єднань всі види робіт підлягають обов'язковому контролю за наступними методами: 1- зовнішній огляд; 2 - випробування на розтягання по вісі; 3 - ультразвуковий контроль; 4 - пневматичне випробування зварюваних з'єднань; 5 - випробування на сплющування; 6 - випробування на відрив; 7 - випробування на статичне вигинання; 8 - випробування при постійному внутрішньому тиску; 9 - випробування на довготривале розтягання; 10 - випробування на стійкість до удару.

Усі види контролю проводяться відповідно до методик, встановлених нормативними документами.

**Зовнішній огляд.** Здійснюється за допомогою засобів вимірювання контрольних зразків та спеціальних шаблонів. Контрольний зразок – це зварювальне з'єднання, яке відповідає усім вимогам нормативних документів. Його довжина більшої двох діаметрів труби; при цьому зварювальне з'єднання розташоване посередині.

Даний зразок має ярлик, в якому вказані:

- умовне позначення зварених труб (з'єднувальних деталей);
- найменування підприємства, яке виконує зварювальні роботи;
- гриф затвердження зразка з круглою печаткою;
- дату зварювання і номер протоколу.

*Візуальний контроль і з'ясування розмірів зварювального з'єднання*

Візуальний контроль зварювального з'єднання здійснюється методом порівняння його з контрольним зразком без застосування збільшувальних



пристроїв. Зовнішній грат вимірюють за допомогою штангенциркуля з точністю до  $\pm 0,1$  мм в двох взаємно перпендикулярних зонах по периметру шва. Можна застосовувати для вимірювання шаблон з прохідними і непрохідними розмірами.

Валики звареного шва повинні бути симетрично і рівномірно розподілені по окружності зварюваних труб. Колір валиків повинен співпадати з кольором труби, а поверхня не мати тріщин, пір, сторонніх включень.

Для контролю симетричності валиків застосовують лупу ЛІ-3х.

Симетричність шва (відношення ширини зовнішніх валиків грата до загальної ширини грата) повинна бути в межах 0,3-0,7 мм у будь-якій точці шва. При зварюванні труб з з'єднувальними деталями це відношення допускається в межах 0,2-0,8 мм.

Зсув кромek вимірюють за допомогою спеціального шаблону (рис.2.66)

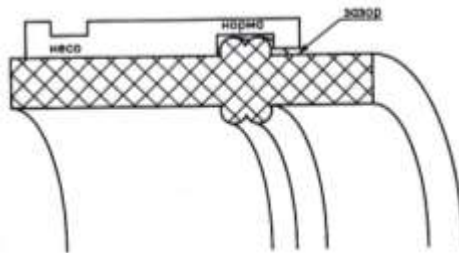


Рис. 2.66 - Вимірювання зсуву кромek за допомогою шаблону

Зсув зовнішніх кромek не повинен перевищувати 10 % від товщини стінки труби. Зазор між валиками грата (лінія сплаву поверхонь) не повинен знаходитись нижче зовнішньої поверхні труби.

Розміри валиків зовнішнього грата швів залежать від товщини стінок труб, що зварюються, і можуть відрізнятись по висоті і ширині не більше ніж на 20 %.

Визначення розмірів валиків здійснюється безпосередньо в умовах будівництва газопроводів. Зрізання зовнішнього грата повинне здійснюватись за допомогою спеціальних пристосувань, які не зададуть ушкоджень тілу труби. Окремі зовнішні ушкодження валиків зварюваного шва (зрізи, відколи, вдавлення від таврування стику) довжиною не більше 20 мм, які не стосуються основного матеріалу труби браком не вважаються.

В таблиці 2.7 наведені графічні відображення та зовнішній вигляд зварювальних з'єднань встик з типовими помилками і причинами браку.

Зовнішній вигляд зварювальних з'єднань за допомогою деталей з ЗН повинен відповідати наступним вимогам:

- труби за межами з'єднувальної деталі повинні бути зачищені;
- індикатори зварювання деталей повинні знаходитися у висунутому положенні (там, де вони передбачені конструкцією деталі);
- кут нахилу зварюваних труб або труби і з'єднувальної деталі не повинен перевищувати 5 градусів;
- поверхня деталей не повинна мати слідів температурної деформації або деформації розплавленого поліетилену;
- по периметру деталі не повинно бути слідів розплаву поліетилену.

На рис. 2.67 показано якісне зварювання за допомогою деталей з ЗН.

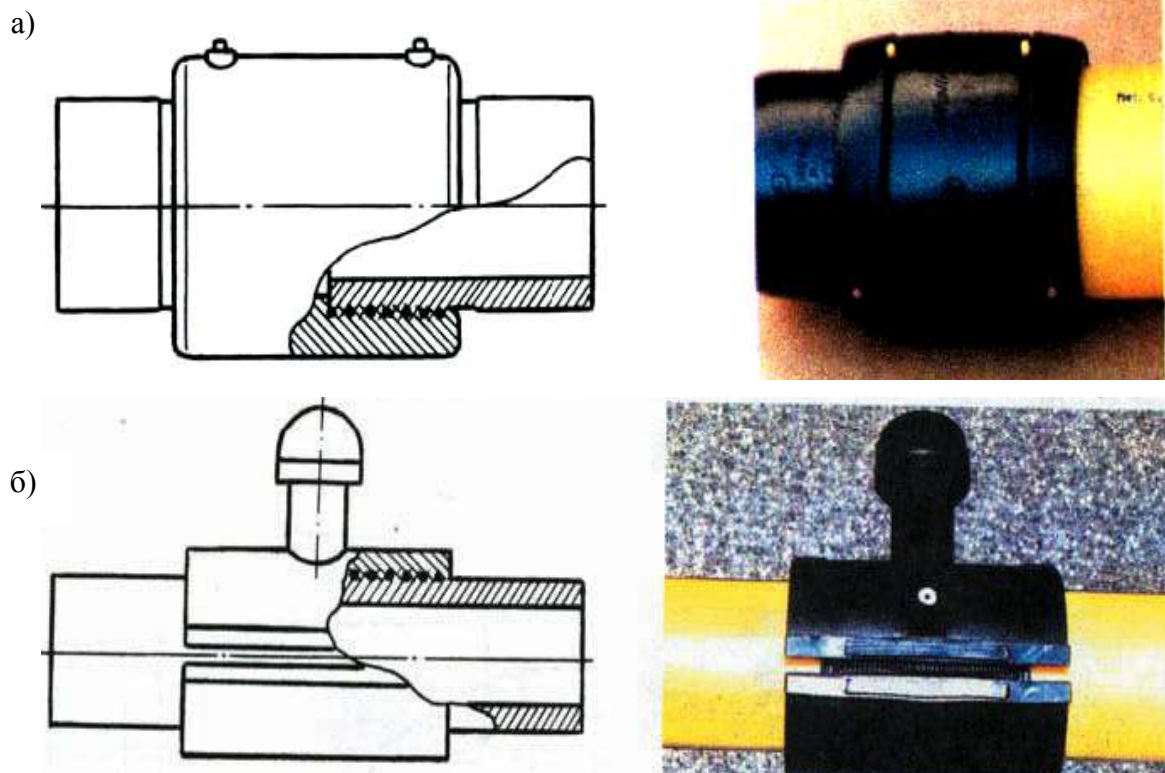
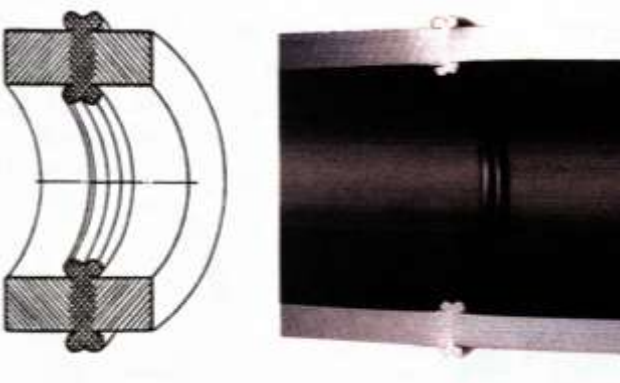
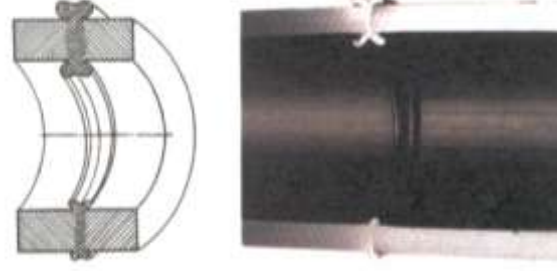
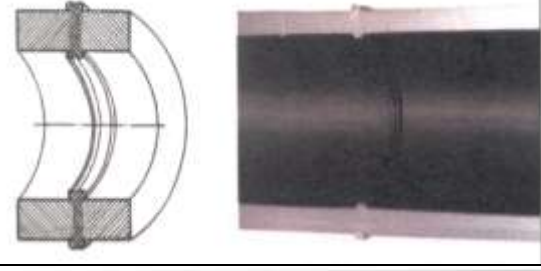
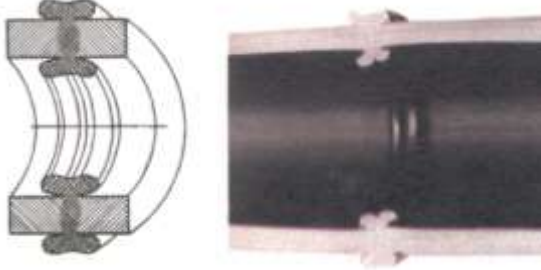
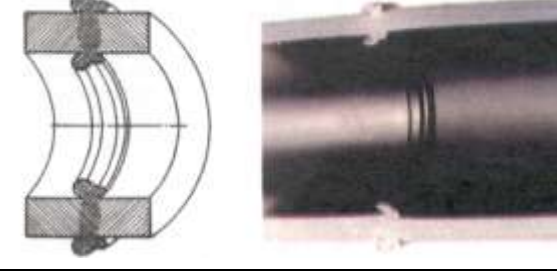
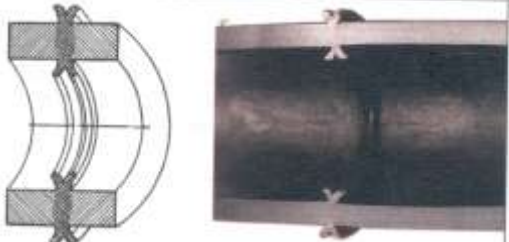
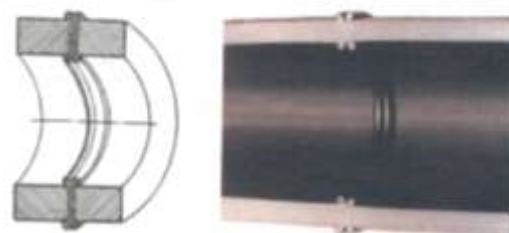
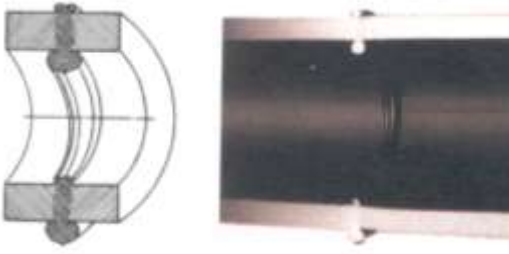
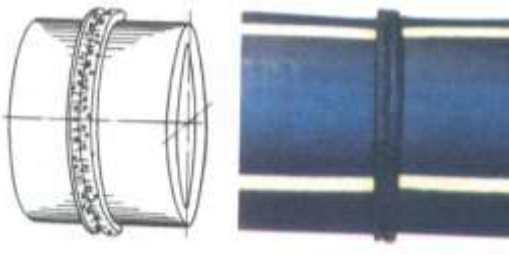


Рис. 2.67 - Якісне зварювання за допомогою ЗН: а) за допомогою муфти; б) відводу

Основні дефекти, що виникають при проведенні зовнішнього огляду зварювальних з'єднань, виконаних за допомогою деталей з закладними нагрівачами наведені в таблиці 2.8.

Таблиця 2.7 - Візуальна оцінка зварювальних з'єднань.

Неякісне зварювання		
Види браку	Типові помилки	Графічне зображення та зовнішній вигляд
1	2	3
Якісно виконане зварювання з симетричними валиками грату при дотримуванні всіх технологічних параметрів		
Шов з несиметричними валиками грату однакової висоти в одній площині, але різної в протилежних точках шва	Перевищення припустимого зазору між торцями труб перед зварюванням	
Малий грат округлої форми	Недостатній тиск при осадці шва або малий час прогріву	
Великий грат округлої форми	Надмірний час прогріву або підвищена температура нагрівача	
Несиметричний грат по всій окружності шва	Різний матеріал зварюваних труб або деталей (ПЕ 63 с ПЕ 80) або різна товщина стінки труб ПЕ 80 с ПЕ 100	

1	2	3
Високий і вузький грат, що, як правило, не торкається країв труби	Надмірний тиск при осадці стику та зниженій температурі нагрівача	
Малий грат з глибокою впадиною між валиками	Низька температура нагрівача з недостатнім часом прогрівання	
Нерівномірне розподілення грату по периметру шва	Зсування нагрівача в процесі прогрівання	
Шов з численними зовнішніми раковинами по всьому периметру з концентрацією по краям грату з можливими слідами в перерізі розтріскування	Надмірна температура нагрівача, значення якої вище температури деструкції даної марки поліетилену	

Таблиця 2.8 - Візуальна оцінка зварювального з'єднання з ЗН.

Неякісне зварювання		
Види браку	Типові помилки	Графічне зображення та зовнішній вигляд
1	2	3
Зазор між охоплюючою частиною сідлового відводу і трубою	Надмірна обробка поверхні труби або недостатнє зусилля притиску відводу	
Температурна деформація зовнішньої поверхні відводу	Надмірний час нагріву або напруга живлення	
Зазор між охоплюючою частиною деталі і трубою	Надмірна обробка поверхні труби або еліпсність труби	
Непаралельність (викривлення осей труби і деталі)	Недостатнє заглиблення кінців труб всередину деталі або деформація з'єднання до його остигання	
Часткова поява розплаву поліетилену по торцям деталі	Зсув труби в процесі зварювання або зміщення спіралі	
Індикатори зварювання в вихідному положенні	Недостатній час зварювання або недостатнє напруження, яке подається на спіраль деталі	
Місцеве розплавлення поверхні деталі	Надмірний час нагрівання або напруги живлення	



### ***Випробування на розтягання по вісі***

Випробуванню на розтягання по вісі підлягають зварювальні з'єднання виконані встик. За характером руйнування зразка можна з'ясувати якість зварювального з'єднання.

Існують руйнування трьох типів: 1. руйнування при відносному видовженні більш ніж 50 % і високою пластичністю. лінія розриву проходить по основному матеріалу і не перетинає площину зварювання; 2. руйнування відбувається при невеликій величині відносного видовження, як правило, не менше 20 і не більше 50 % і характеризує низьку пластичність. лінія розриву перетинає площину зварювання, але носить в'язкий характер; 3. руйнування відбувається при видовженні зразка, як правило, не більше 20 % і характеризується ламкістю. лінія розриву проходить точно по площині зварювання.

Результати випробувань можна рахувати позитивними, якщо не менше 80 % зразків мають характер руйнування першого типу. Інші 20 % можуть мати характер руйнування другого типу. Руйнування 3го типу не допускаються. Для з'ясування причин руйнування аналізують характер зламу і дефекти шва.

#### *Методика проведення випробування зварювальних з'єднань на розтягання по вісі*

Випробують зразки довжиною більше 160 мм з розташуванням зварювального шву посередині з точністю до  $\pm 1$  мм. На кожному стику, який підлягає контролю, вирізають (вирубують) рівномірно, по периметру шва не менше п'яти зразків. Зразки не повинні мати раковин, тріщин і інших дефектів.

Схема вирізання зразків із зварювального з'єднання для випробування на розтягання по вісі показана на рис. 2.68.

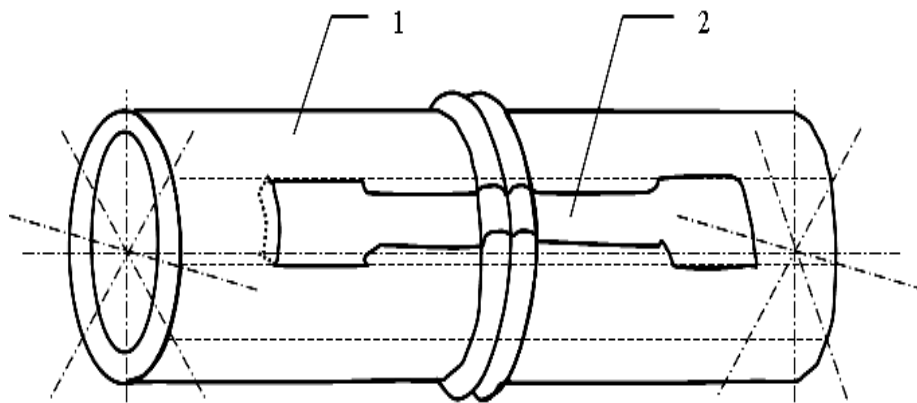


Рис. 2.68 - Схема вирізання зразків для випробування:  
1-патрубок з зварювальним з'єднанням; 2-розташування зразків

Розтягують зразки з номінальною товщиною стінки 6 мм і більше та швидкістю  $100 \pm 10$  мм/хв. По відносному видовженню при розриві і границі текучості при розтяганні з'ясовують тип і характер руйнування зразка.

**Ультразвуковий контроль.** Даному виду випробувань піддаються з'єднання поліетиленових труб, виконані встик, які попередньо пройшли візуальний контроль. Стикові з'єднання поліетиленових труб є дуже складними для дефектоскопії. За допомогою ультразвукового контролю виявляють внутрішні дефекти: тріщини, несплавлення, пори, небажані включення.

Якість зварювального з'єднання з'ясовується за наступними ознаками:

- максимально допустимою площею дефекту (амплітудний критерій);
- умовній довжині дефекту (амплітудно-тимчасовий);
- кількості допустимих дефектів на периметрі стику.

### ***Пневматичне випробування зварювальних з'єднань***

Пневматичному випробуванню піддаються зварювальні з'єднання, виконані встик і з закладними нагрівачами. Випробування проводять одночасно з випробуваннями всього газопроводу у відповідності з вимогами нормативних документів.

**Випробування на сплющування.** Зварювальні з'єднання виконані за допомогою муфт, переходів, відводів, трійників, заглушок і т.п. випробуються на сплющування. Його проводять на зразках-сегментах шляхом затиснення труб у торці з'єднання на величину рівну подвійній товщині стінок.

Стійкість зварювального шву до сплющування характеризується процентом відриву. Процент відриву – це відношення довжини зварювального шву, що не піддався відриву, до повної довжини зварювального шву. Якщо на всіх зразках, що випробуються не спостерігався відрив, або якщо співвідношення довжини шву (що не піддався відриву) до загальної вимірної довжини шву складає не менше 40 %, то результати випробувань вважають позитивними.

**Методика випробування на сплющування.** Випробування проводять механічним способом при температурі  $23 \pm 5^0$  С з витриманням зразків при даній температурі не менше двох годин. Швидкість зближення плит -  $100 \pm 10$  мм/хв. Випробують патрубки з розташованими по центру муфтами (рис.2.69).

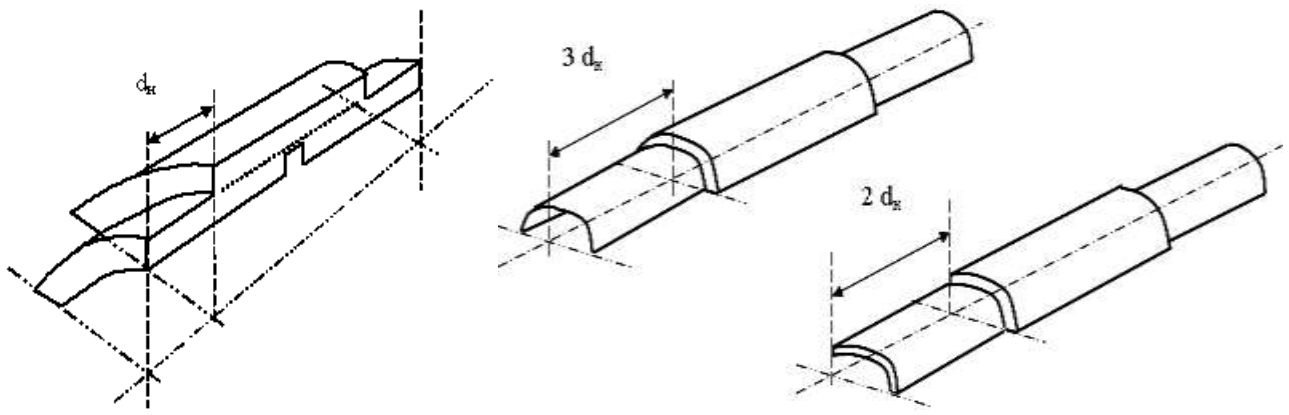


Рис. 2.69 - Загальний вигляд зразка, що підлягає випробуванню

Кількість випробуємих зразків, довжина і кут сегменту повинні відповідати даним, що приведені в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Залежність довжини і кількості зразків від діаметру труб.

Номинальний діаметр труб з $d_H$ , мм	Довжина вільної частини зразку $L$ , мм, не менше	Кількість зразків з одного патрубку, шт.	Кут сегменту, град.
20-75	$3 d_H$	2	180
90-125	$2 d_H$	4	90
140-225	$d_H$	8	45

**Випробування на відрив.** Підлягають зварювальні з'єднання виконані з ЗН. За результатами випробування, з'єднання повинно мати пластичний характер руйнування (повністю або частково) по замкненому периметру шва.

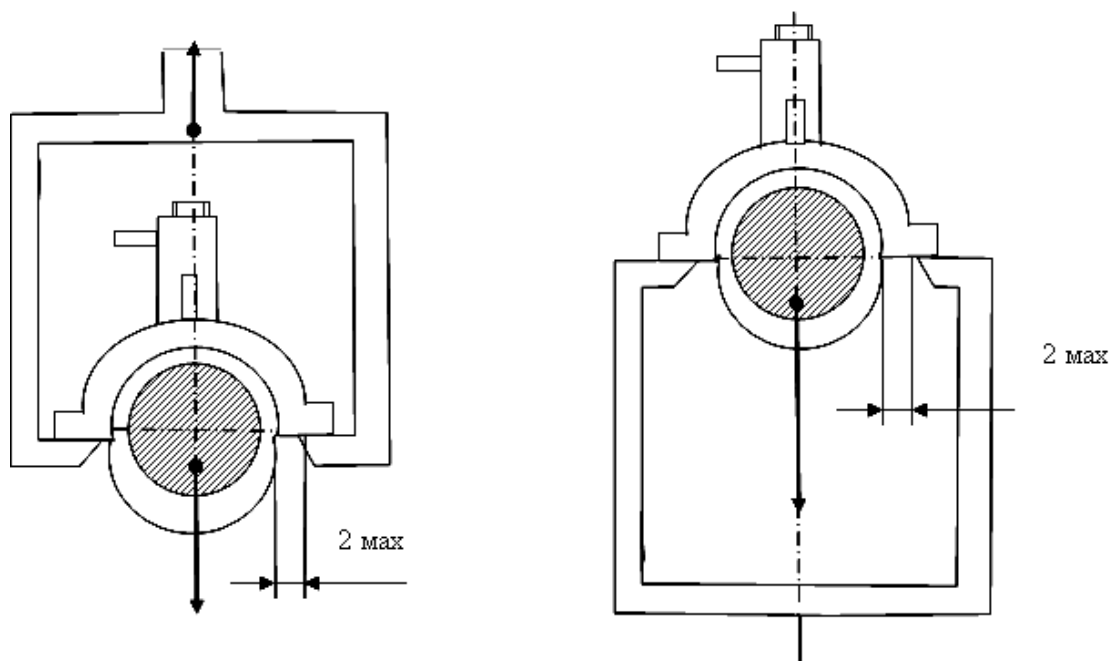


Рис. 2.70 - Схема випробування сідлового відводу на відрив



*Методика випробування сідлових відводів на відрив.* Випробування проводиться при температурі  $23 \pm 2^{\circ} \text{C}$  на зразках сідлових відводів, які приварені до труб діаметром від 63 до 225 мм з довжиною рівною довжині сіделки. При цій температурі зразки видержують не менше 2 годин. В якості випробувальної машини використовують апарати з оснасткою, яка забезпечує навантаження 100 кН, яка прикладається по одній з схем (рис. 2.70).

**Випробування на статичне вигинання.** На статичне вигинання випробують зразки стикового з'єднання розташовані по центру смужок. Даним видом випробувань з'ясовують кут вигинання, при якому з'являється перша ознака руйнування. Схема випробування показана на рис. 2.71.

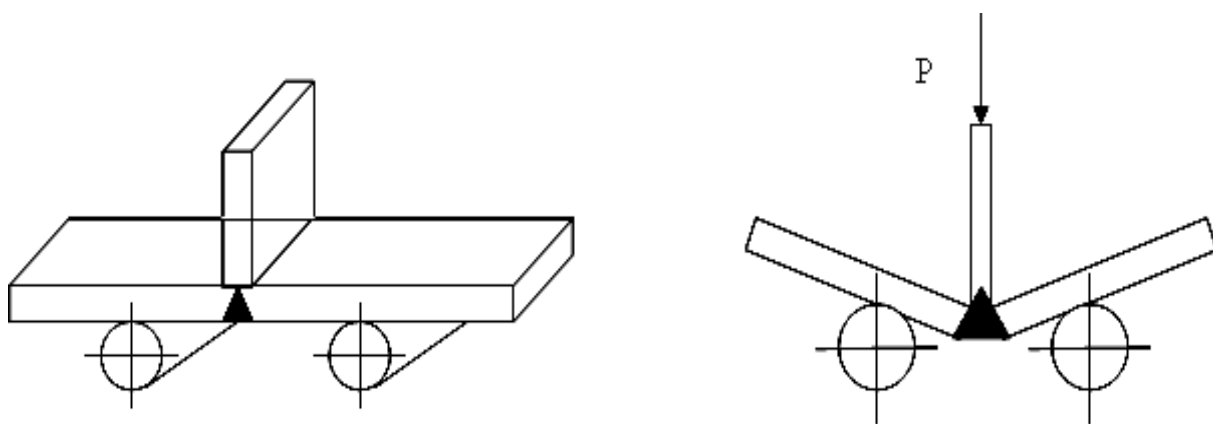


Рис. 2.71 - Схема випробування на статичне вигинання

Таблиця 2.10 - Умови випробування при постійному внутрішньому тиску.

Найменування показника	Значення показника для труб з		Метод випробування
	ПЕ 80	ПЕ 100	
Стійкість при постійному внутрішньому тиску при $20^{\circ} \text{C}$ , год., не менше SDR 11 SDR 17,6	100 (при тиску 2,0 МПа) 100 (при тиску 1,2 МПа)	100 (при тиску 2,48 МПа) 100 (при тиску 1,49 МПа)	По ГОСТ 24157
Стійкість при постійному внутрішньому тиску при $80^{\circ} \text{C}$ , год., не менше SDR 11 SDR 17,6	165 (при тиску 0,92 МПа) 1000 (при тиску 0,80 МПа) 165 (при тиску 0,55 МПа) 1000 (при тиску 0,48 МПа)	165 (при тиску 1,1 МПа) 1000 (при тиску 1,0 МПа) 165 (при тиску 0,66 МПа) 1000 (при тиску 0,60 МПа)	По ГОСТ 24157

*Випробування при постійному внутрішньому тиску.* Даному випробуванню підлягають зварювальні з'єднання виконані встик та за допомогою закладних нагрівачів. Умови випробувань наведені в таблиці 2.10.

Результати випробувань можна вважати позитивними, якщо всі три зразка не зруйнувались до кінця випробувань, або зруйнувався один із зразків. Але при повторюванні випробувань – жоден зразок!

*Випробування на довготривале розтягання.* Таке випробування проводиться для з'ясування довготривалої несучої здатності зварювальних з'єднань виконаних встик. Випробують не менше шести зразків двох типів.

Випробування можна проводити при різній температурі оточуючого середовища і різних навантаженнях. Зразок навантажують до тих пір, доки на ньому не з'явиться злам, який можна спостерігати неозброєним оком.

Умови випробування зразку приведені в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 - Умови випробування.

Мінімальне навантаження, н/мм	Температура середовища, °С	Мінімальне витримування в середовищі, год.
4,0	95	30
4,0	80	500

Результати випробувань вважають позитивними, якщо на зразках не з'являються тріщини при середньому значенні часу, але не нижче значень отриманих для базових стикових з'єднань.

*Випробування на стійкість до удару.* Випробують з'єднання у вигляді зразків-патрубків з розташованими посередині сідловими відводами. При даному виді випробувань з'ясовується здатність зразка витримувати внутрішній пневматичний тиск  $0,6 \pm 0,05$  МПа протягом 24 годин після падіння на нього вантажу масою  $5,0 \pm 0,05$  кг.

Для випробувань застосовують вантаж циліндричної форми, який кидають на зразок з висоти  $2,0 \pm 0,01$  м.

Деталі, що випробуються піддають тиску і витримують 24 години. При відсутності видимого руйнування і розгерметизації зразки оцінюють як позитивні.

## Контрольні питання

1. Назвіть загальні вимоги до контролю якості поліетиленових труб.
2. Які заходи слід здійснити перед використанням ПЕ труб?
3. Що являє собою вхідний контроль якості труб. Як його здійснюють?
4. Що таке швидке і повільне розповсюдження тріщин?
5. Опишіть методику проведення випробувань зварювальних з'єднань на розтягування по осі.
6. Що собою являє ультразвуковий контроль, його призначення?
7. Як проводиться пневматичне випробування зварювальних з'єднань?
8. Методика випробування зварювальних з'єднань на сплющування.
9. Опишіть технологію протягування ПЕ труби в стальну.
10. Назвіть основні етапи технологічного процесу реконструкції сталюого газопроводу за допомогою технології «РЕЙЛАНІНГ».
11. Як здійснюють протягування в трубопровід попередньо стиснутої труби?
12. Що являє собою технологія «U-ЛАЙНЕР». Опишіть її.
13. Назвіть основні особливості технології «СУБЛАЙН».
14. Опишіть технологію відновлення сталюї труби за технологією «ФЕНІКС».
15. Назвіть основні переваги застосування технології «ФЕНІКС» для газопроводів з тиском від 4 до 30 бар.
16. Як здійснюють відновлення труби за технологіями «РИБЛОК» і «ТЮКОН»?
17. Які методи будівництва газопроводів відносяться до безтраншейних технологій, охарактеризуйте їх.
18. Опишіть технологію безтраншейної прокладки газопроводів.
19. Назвіть обладнання для безтраншейної прокладки та технологію горизонтально спрямованого буріння.

## РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА

1. Макаренко А.И., Седак В.С. Рациональное управление газовым хозяйством области. - К.: ИСМО, 1998. - 252 с.
2. Евдокимов А.Г., Макаренко А.И., Самойленко Н.И., Седак В.С. Управление газовым хозяйством области. - Харьков: Основа, 1997. – 37 с.
3. Устав ОАО “Харьковгаз”. - Харьков: . - 1999. - 18 с.
4. Седак В.С. «Харьковгоргаз»: с твердой верой в пластмассы // Инженерные сети из полимерных материалов. – 2004. - № 3. – С.10-12.
5. Седак В.С. Комплексный подход к внедрению современных технологий в системах газоснабжения и экономия энергоресурсов в Харьковском регионе // Нова тема. – 2003. - № 3. - С.10-14.
6. Седак В.С. Мониторинг газовых сетей современными вычислительными средствами. Ком.хоз.городов: Научно-техн. сб. Вып. 20. – К.: Техника, 1999. – С. 125-129.
7. Седак В.С. Проблемы энергосбережения в газораспределительной системе г. Харькова // Нова тема. – 2005. - № 1. - С.12-15.
8. Седак В.С., Шульга И.Д., Бережной И.А. Слагаемые надежности газовых систем/Городское хозяйство Украины. - 1993. - № 3-4. - С.30.
9. Сідак В.С. Інноваційні технології в діагностиці та експлуатації систем газопостачання: Навч. посібник. – Харків: ХНАМГ, 2005. – 227 с.
10. Сідак В.С., Дудолад О.С. Комплексні підходи до керування надійністю систем газопостачання: Навч. посібник. – Харків, 2006. – 248 с.
11. Сідак В.С., Дудолад О.С. Новітні технології будівництва та реновації інженерних мереж: Навч. Посібник. – Харків; 2006. – 356 с.
12. Багдасаров В.А. Аварийная служба городского газового хозяйства. - Ленинград: "НЕДРА" Ленинградское отделение, 1975. -407 с.
13. Котов В.Т. Охрана труда в газовом хозяйстве. - Л: "Недра", Ленинградское отделение, 1989. -117 с.
14. Кязимов К.Г. Эксплуатация и ремонт газовых сетей и оборудования.- М: Издательство литературы по строительству, 1968. -303с.
15. Белашов А.Д. Особенности эксплуатации газового хозяйства в зимних условиях. Л: "Недра" Ленинградское отделение, 1982. -168с.
16. Газификация сельской местности: Справ. Пособие/ Енин П.М. и др.-К:

Урожай, 1992.-200 с.

17. Експлуатаційникові газонафтового комплексу: Довідник/ Розгонюк В.В. та ін. - К: "Росток", 1998. –431 с.
18. Сладков С.П. Автоматизация и телемеханизация газового хозяйства. Учебное пособие для техникумов.-М: Стройиздат, 1977.-293 с.
19. Кязимов К.Г. Справочник газовика: Справ.пособие.-3 -е изд.,спер. - М.:Высш.шк.;Изд.центр "Академия", 2000. -272с.:ил.
20. Кязимов К.Г., Гусев В.Е. Эксплуатация и ремонт оборудования систем газоснабжения. Настольная книга слесаря газового хозяйства. -К.: Изд. "Основа", 2000. -288 с.
21. Управление организацией:Учебник/Под ред. А.Г. Поршнева, з.п. Румянцевой, Н.А.Соломатина. - 2-е изд.,перераб. и доп. - М.: ИНФРА - М, 2000. - 669 с.
22. Шур И.А. Газорегуляторные пункты и установки. – Изд. «Недра», 1985. – 288 с.
23. Удовенко В.С., Сафронова І.П., Гусева Н.Б. Полиэтиленовые трубы это просто. – М.: ЗАО «Полимергаз», 2003.- 238 с.
24. Информационные материалы зарубежных фирм-производителей
25. Сборник руководящих материалов по защите городских подземных трубопроводов от коррозии. – Л.: Изд. «Недра», 1987. – 408 с.
26. СНиП 3.05.02—88 Газопостачання
27. Государственные строительные нормы Украины ДБН В.2.5-20-2001. Газоснабжение. Инженерное оборудо-вание зданий и сооружений. Госстрой Украины.- К., 2001.
28. ДНАОП 0.00-1.20-98. Правила безпеки систем газопостачання України. (ПБСГУ). – К., 1998. - 368с.

## ЗМІСТ

	Стор.
<b>Вступ</b> .....	3
<b>ЗМ 1.1. Горючі гази та їх властивості. Експлуатація підземних і наземних газопроводів і споруд на них. Експлуатація газорегуляторних пунктів (ГРП)</b> .....	5
<b>Тема 1. Основні властивості газів</b> .....	5
1.1. Основні властивості газів .....	5
1.2. Види і склад природних газів .....	8
1.3. Спалахування і горіння газів .....	11
<b>Тема 2. Газові мережі зі сталевих труб</b> .....	15
2.1. Загальні відомості про газові мережі й газопроводи .....	15
2.2. Стальні труби газопроводу і з'єднувальні деталі до них .....	18
2.3. Газова арматура .....	19
2.4. Прокладочні, ущільнювальні і лакофарбові матеріали .....	24
2.5. Ізоляційні матеріали .....	26
<b>Тема 3. Поліетиленові труби та з'єднувальні частини до них</b> .....	32
3.1. Загальні відомості про полімери .....	32
3.2. Основні властивості полімерів, що застосовуються для виготовлення труб і деталей .....	32
3.3. Технологія виготовлення поліетиленових труб .....	33
3.4. Переваги поліетиленових труб перед стальними .....	36
3.5. Технічні дані поліетиленових труб .....	38
3.6. З'єднувальні деталі (фітінги) поліетиленових труб .....	39
3.7. Зберігання і транспортування поліетиленових труб .....	42
<b>Тема 4. Технічне обслуговування і ремонт сталевих газопроводів</b> .....	45
4.1. Обстеження трас сталевих газопроводів .....	45
4.2. Перевірка колодязів, підвалів, контрольних трубок на загазованість.....	48
4.3. Ремонт сталевих газопроводів (поточний і капітальний) .....	49
4.4. Поточний і капітальний ремонт газопроводів.....	54
4.5. Особливості експлуатації газопроводів у зимовий період .....	55
<b>Тема 5. Облік витрат газу і взаємодія зі споживачами</b> .....	59
5.1. Загальні принципи обліку природного газу .....	59
5.2. Сучасна законодавча база по виробництву і впровадженню засобів вимірів витрат газу в Україні .....	62
5.3. Комерційний облік та технологічний контроль подачі та споживання природного газу .....	64
5.4. Класифікація засобів обліку газу. Типи та види лічильників газу їх принцип роботи .....	65
5.5. Основні фактори, що визначають виникнення дисбалансу в обліку газу .....	66
<b>Тема 6. Обладнання, призначення і експлуатація ГРП (ГРУ), ШРП ...</b>	69
6.1. Обладнання, призначення, класифікація і експлуатація ГРП .....	69

6.2. Обладнання, призначення, класифікація і експлуатація ГРУ, ШРП	72
6.3. Призначення, функції та принцип дії запобіжно - запірних клапанів (ЗЗК) та запобіжно-скидних клапанів (ЗСК)	74
6.4. Газові фільтри	78
6.5. Контрольно-вимірювальні прилади	82
6.6. Експлуатація газо регуляторних пунктів	84
<b>Тема 7. Регулятори тиску</b>	88
7.1. Функції, класифікація і призначення регуляторів тиску	88
7.2. Дросельні пристрої, мембрани	91
7.3. Обладнання і принцип роботи регуляторів тиску газу	93
<b>Тема 8. Газонебезпечні роботи</b>	105
8.1. Загальні положення	105
8.2. Підготовчі роботи	107
8.3. Проведення газонебезпечних робіт	108
8.4. Прилади для визначення концентрації горючих газів	111
8.5. Захисні та запобіжні пристрої	115
<b>ЗМ 1.2. Обслуговування і ремонт побутових газових арматур. Інноваційні технології будівництва, реконструкції та експлуатації газових мереж</b>	118
<b>Тема 1. Обладнання, призначення і технічні характеристики внутрішніх газопроводів, приладів та устаткування</b>	118
1.1. Улаштування внутрішніх газопроводів	118
1.2. Основні характеристики газових приладів	120
1.3. Побутові газові плити	126
1.4. Апарати опалювальні газові побутові з водяним контуром	126
1.5. Автоматичні пристрої газових апаратів і приладів	128
<b>Тема 2. Обладнання, правила технічної експлуатації побутових газових водонагрівачів</b>	133
2.1. Проточні водонагрівачі	133
2.2. Ємнісні водонагрівачі	138
2.3. Апарати опалювальні газові побутові з водяним контуром	143
<b>Тема 3. Газове устаткування комунально-побутових підприємств (КПП)</b>	148
3.1. Газові кип'ятильники	148
3.2. Їжеварочні котли	149
3.3. Ресторанні плити	151
3.4. Нове газове обладнання внутрішньо будинкових газових систем (ВБГС) і КПП вітчизняного та імпортного виробництва	152
<b>Тема 4. Будівництво та реконструкція поліетиленових газопроводів</b>	162
4.1. Нові підходи до будівництва інженерних мереж	162
4.2. Земляні, монтажні і укладальні роботи	163
4.3. Баластування, закріплення і засипання трубопроводів	167
4.4. Будівництво переходів газопроводу через перепони	168
4.5. Будівництво газопроводів з пристроями безпеки	169
4.6. Методи ремонту та врізання в поліетиленові газопроводи	172

<b>Тема 5. Проектування поліетиленових газопроводів.....</b>	<b>176</b>
5.1. Основні завдання керування системами газопостачання на стадії проектування та реконструкції.....	176
5.2. Нормативне забезпечення та додаткові вимоги до проектів газових мереж з ПЕ газопроводів.....	178
5.3. Загальні підходи до виконання гідравлічних розрахунків газопроводів з ПЕ труб.....	182
5.4. Особливості проектування ПЕ газопроводів та збільшення пропускнуої здатності.....	185
<b>Тема 6. Зварювання поліетиленових газопроводів.....</b>	<b>190</b>
6.1. Основні види зварювання і з'єднань поліетиленових труб.....	190
6.2. Зварювання врозтруб.....	192
6.3. Зварювання ПЕ труб в стик.....	193
6.4. Зварювання ПЕ труб за допомогою деталей із закладними нагрівачами.....	196
6.5. Загальна характеристика зварювальних машин.....	202
6.6. Технологія з'єднання ПЕ труб із сталевими.....	203
<b>Тема 7. Контроль якості зварених робіт.....</b>	<b>206</b>
7.1. Основні види і методи контролю якості з'єднань поліетиленових газопроводів.....	206
7.2. Методи контролю зварювальних з'єднань.....	208
<b>Список літератури .....</b>	<b>220</b>



НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

Сідак Володимир Степанович,

Слатова Ольга Миколаївна

**СПЕЦКУРС З ГАЗОПОСТАЧАННЯ**

**КУРС ЛЕКЦІЙ**

(для студентів 2-5 курсів усіх форм навчання та слухачів другої вищої освіти з  
напрямку підготовки 0921 (6.060101) „Будівництво”, спеціальності 7.092108  
(7.06010107) „Теплогазопостачання і вентиляція”)

Відповідний за випуск *І. І. Катцов*

Редактор *М. З. Аляб'єв*

Комп'ютерне верстання *Н. В. Зражевська*

План 2009, поз.63-Л

---

Підп. до друку 28.12.09  
Друк на ризографі.

Формат 60×84 1/16  
Тираж 50 пр.

Ум. друк.арк. 9,3  
Зам. №

Видавець і виготовлювач:

Харківська національна академія міського господарства,  
вул. Революції, 12, Харків, 61002

Електронна адреса: rectorat@ksame.kharkov.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи: ДК №731 від 19.12.2001