

**ЕКСПЛУАТАЦІЙНИКОВІ  
ГАЗОНАФТОВОГО  
КОМПЛЕКСУ**

**Д О В І Д Н И К**

**Полтавський  
нафтовий 'єп.погопів' чувальний  
ТЕХНІКУМ  
БІБЛІОТЕКА  
Інв. № У**

**КИЇВ  
РОСТОК  
1998**

УДК 622.691.4.053 (035.5)  
ББК 39.71я2  
Е41

**АВТОРИ:**

**В. В. РОЗГОНЮК, Л. А. ХАЧИКЯН, М. А. ГРИГІЛЬ,  
О. С. УДАЛОВ, В. П. НІКІШИН**

У довіднику викладено основні фізико-хімічні і термодинамічні властивості газу, вимоги щодо підготовки газу до транспортування, наведені характеристики очисних пристроїв. Розглянуті питання влаштування лінійної частини газопроводів, характеристики устаткування для транспортування газу, експлуатації і ремонту лінійної частини і газоперекачувальних агрегатів (ІПА), наведені розрахунки основних параметрів ГПА, витрат газу при експлуатації магістральних газопроводів (МГ) і втрат газу, допоміжного устаткування компресорних станцій. Використано практичні розрахунки, необхідні при проектуванні й експлуатації об'єктів. Вміщено довідкові дані, подано технічні розрахунки і приклади розрахунків. Наведено основні вимоги нормативних документів щодо експлуатації складів нафти і нафтопродуктів, раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів.

Для працівників, які зайняті підготовкою, транспортуванням, зберіганням і використанням природного газу, експлуатацією станцій зріджених нафтових газів, проектуванням і експлуатацією складів нафти та нафтопродуктів. Довідник може бути корисним викладачам і студентам технікумів, викладачам та учням професійно-технічних училищ газонафтового профілю.

**Рецензенти: доктор технічних наук І. І. КАПЦОВ,  
доктор технічних наук Л. С. ШЛАПАК**

Автори вдячні доктору технічних наук І. І. Капцову, доктору технічних наук Л. С. Шлапаку, методисту Л. І. Макарян за допомогу в реалізації авторського задуму.

**Відповідальний редактор М. А. ГРИГІЛЬ**

15BN 966-95386-0-2

© **В. В. Розгонюк, Л. А. Хачикян,  
М. А. Григіль, О. С. Удалов,  
В. П. Нікішин, 1998**

## Частина I. ГАЗОПРОВИДИ І ГАЗОСХОВИЩА

### Розділ 1. ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ

#### 1.1. ОСНОВНІ ПАРАМЕТРИ ГАЗІВ

Природні гази поділяються на три групи: гази, які добуваються з чисто газових родовищ і складаються в основному з метану (82–98 %), гази, які одержують із газоконденсатних родовищ і є сумішшю газу та конденсату широкої фракції, що складається з бензину, лігроїну, керосину, а іноді й солярного масла — цей газ також містить значну кількість метану (80–95 %); гази, які добуваються разом із нафтою з нафтових родовищ — це попутні гази, що складаються з суміші газу з газовим бензином і пропан-бутанової фракції, містять тільки 30–70 % метану (додаток 1).

До основних параметрів газу відносяться (додаток 2):  
Густина газу ( $\rho$ , кг/м<sup>3</sup>) — маса одиниці об'єму, що дорівнює відношенню молекулярної маси  $M_e$  газу до об'єму моля:

$$\rho = \frac{M_e}{V_m} \text{ кг/м}^3. \quad (1.01)$$

Сума молекулярних мас атомів, що складають молекулу, називається молекулярною масою речовини.

Якщо відомий мольний, тобто об'ємний склад суміші газу у відсотках, то середня молекулярна маса його ( $M_{e, \text{середн.}}$ ) визначається по формулі:

$$M_{e, \text{середн.}} = \frac{y_1 M_{e1} + y_2 M_{e2} + \dots + y_n M_{en}}{y_1 + y_2 + \dots + y_n} \quad (1.02)$$

де  $y_1, y_2, \dots, y_n$  — мольні (об'ємні) концентрації компонентів, %;

$M_{e1}, M_{e2}, \dots, M_{en}$  — молекулярні маси компонентів.

Якщо відомий масовий склад суміші у відсотках, то його середня молекулярна маса визначається:

де  $Y^1, Y^2, \dots, Y^n$  — масові концентрації, %.

Якщо молекулярний склад виражений у частках одиниці, то відповідно середня молекулярна маса:

$$M^e_{\text{серед.}} = a_1 M_1 + a_2 M_2 + \dots + a_n M_n, \quad (1.04)$$

де  $a^1, a^2, \dots, a^n$  — молекулярний склад у частках одиниць,  $M_1, M_2, \dots, M_n$  — маси компонентів.

У розрахунках використовують відносну густину природного газу по повітрю. Густина повітря при нормальних умовах дорівнює  $1,293 \text{ кг/м}^3$ .

$$\rho_{\text{газ}} = \rho_{\text{повітря}} \cdot \rho_{\text{відн.}} \quad (1.05)$$

1,293      22,4 • 1,293      29

Оскільки густина залежить від тиску ( $P$ ), температури ( $T$ ) і стисливості ( $I$ ) газу, то перерахунок густини ( $\rho_g$ ) на інший тиск ( $P_g$ ) проводиться по формулі:

$$\rho_g = \rho \cdot \frac{P_g}{P} \cdot \frac{T}{T_g} \cdot \frac{I}{I_g}, \quad (1.06)$$

де  $P, T, I$  — відповідають умовам для  $\rho$ .

$P_g, T_g, I_g$  — параметри, при яких необхідно визначити  $\rho_g$ .

Питомий об'єм газу — об'єм одиниці маси газу:

$$v_g = \frac{V}{m} = \frac{1}{\rho}, \quad (1.07)$$

де  $V$  — об'єм газу,  $\text{м}^3$ ;

$m$  — маса газу, кг;

$v_g$  — питомий об'єм середовища,  $\text{м}^3/\text{кг}$ .

Масовий розхід — маса газу ( $m$ ), що проходить через поперечний переріз потоку за одиницю часу ( $t$ ),  $\text{кг/с}$ ,  $\text{кг/год}$ :

$$L = \frac{m}{t}, \quad (1.08)$$

де  $t$  — час, протягом якого через даний переріз проходить газ, с, год.

Об'ємний розхід — кількість газу в одиниці об'єму, що

проходить через поперечний переріз потоку за одиницю часу,  $\text{м}^3/\text{с}$ ,

$$Q = v \cdot F \quad (1.09)$$

У розрахунках систем газопостачання використовують поняття об'ємного розходу при нормальних умовах  $T_n = 273 \text{ }^\circ\text{K}$  і  $P_n = 0,1013 \text{ МПа}$  та при стандартних умовах  $T_s = 293 \text{ }^\circ\text{K}$  і  $P_s = 0,1013 \text{ МПа}$ .

Лінійна швидкість газу визначається як об'ємний розхід газу ( $Q$ ) в умовах потоку через одиницю поперечного перерізу потоку ( $F$ ),  $\text{м}/\text{с}$ .

$$v = \frac{Q}{F} \quad (1.10)$$

де  $F$  — площа поперечного перерізу потоку,  $\text{м}^2$ .

Масова швидкість — масовий розхід газу через одиницю поперечного перерізу потоку,  $\text{кг}/\text{с} \cdot \text{м}^2$ :

$$G = \rho \cdot v \cdot F \quad (1.11)$$

Тиск — дорівнює границі відношення нормальної складової сили ( $F_n$ ) до площі ( $F$ ), на яку діє сила:

При рівномірному розподілі сил:

$$P = \frac{F_n}{F} \quad (1.13)$$

Абсолютний тиск газів ( $P$ ) — це тиск газів на стінки трубопроводів і посудин.

Надмірний тиск газів ( $P_{\text{надм.}}$ ) — різниця між абсолютним тиском газу і барометричним ( $P_{\text{бар.}}$ )

$$P_{\text{надм.}} = P - P_{\text{бар.}} \quad (1.14)$$

$P_{\text{вак.}}$  — різниця між барометричним тиском і абсолютним

$$P_{\text{вак.}} = P_{\text{бар.}} - P \quad (1.15)$$

У гідравлічних розрахунках газопроводів використовують абсолютний тиск.

В'язкість газу — це властивість газу чинити опір при русі, яка виникає в результаті сил тертя між шарами газу, що рухається. Коефіцієнт, який враховує цю властивість реальних газів, називається коефіцієнтом динамічної

(абсолютної) в'язкості (Па · с) і визначається по формулі:

де  $\tau$  — тангенціальна сила внутрішнього тертя,

$l_2 - l_1$  — відстань між нескінченно тонкими шарами середовища, які рухаються з швидкістю  $V$  — Ц/с.

Залежність динамічної в'язкості газів від температури виражається формулою Сатерланда:

$$\eta = \eta_0 \left( \frac{T}{T_0} \right)^{1.75} \left( \frac{P_0}{P} \right)^{-0.625} \left( 1 + \frac{C}{T} \right)^{-1.75}$$

де  $\eta$  — динамічна в'язкість газу при заданій температурі;  
 $\eta_0$  — в'язкість газу при 273 °К;

$T$  — температура газу °К;

$C$  — стала, яка залежить від властивостей газу (додаток 2).

У гідравлічних розрахунках використовують поняття кінематичної в'язкості (м<sup>2</sup>/с), яка визначається співвідношенням:

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} \quad (1-18)$$

Кінематична в'язкість залежно від температури і тиску виражається формулою:

$$\nu = \nu_0 \left( \frac{T}{T_0} \right)^{1.75} \left( \frac{P_0}{P} \right)^{-0.625} \left( 1 + \frac{C}{T} \right)^{-1.75}$$

де  $\nu$  — кінематична в'язкість, м<sup>2</sup>/с;

$\nu_0$  — динамічна в'язкість, Па · с;

$\rho$  — густина, кг/м<sup>3</sup>;

$C$  — газова стала, Дж/кмоль · К.

Із підвищенням температури газу в'язкість збільшується.

При наявності в природному газі сірководню (H<sub>2</sub>S), вуглекислого газу (CO<sub>2</sub>) і азоту (N<sub>2</sub>) в'язкість його трохи збільшується.

Залежність в'язкості газів від молекулярної маси при атмосферному тискові показано на графіку (рис. 1.01).

Вологість — природний газ у пластових умовах, насичений парами води, які при русі газу конденсуються, збираються в низьких місцях газопроводів, порушуючи технологічний режим транспортування газу. Сполучення

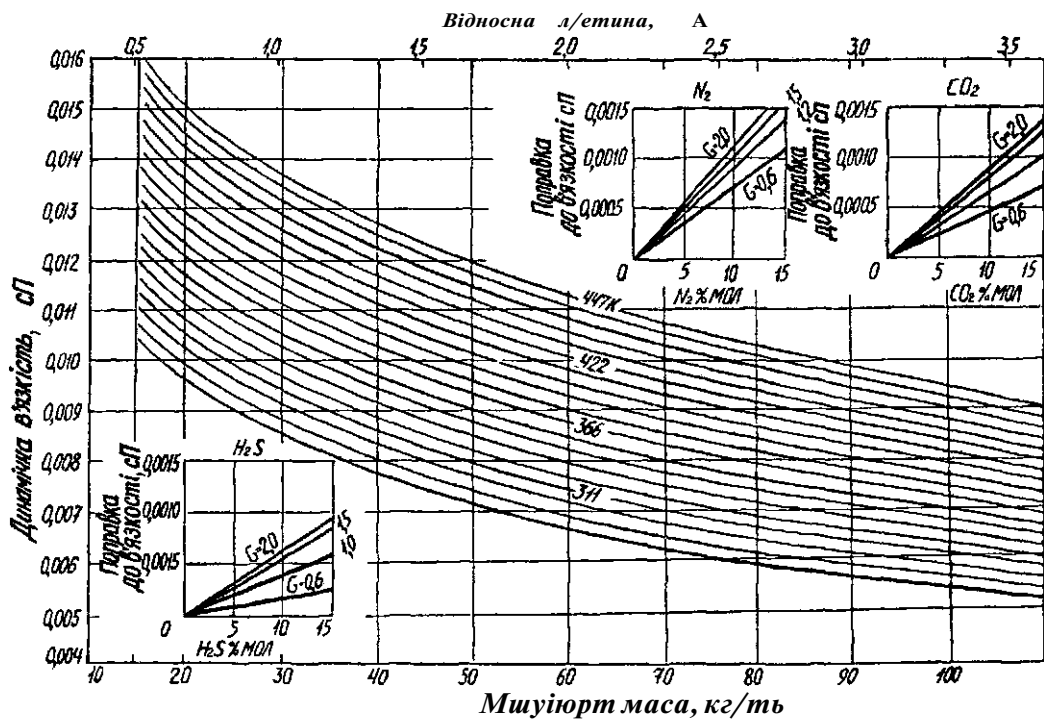


Рис. 1.01. Залежність в'язкості газів від молекулярної маси при атмосферному тиску



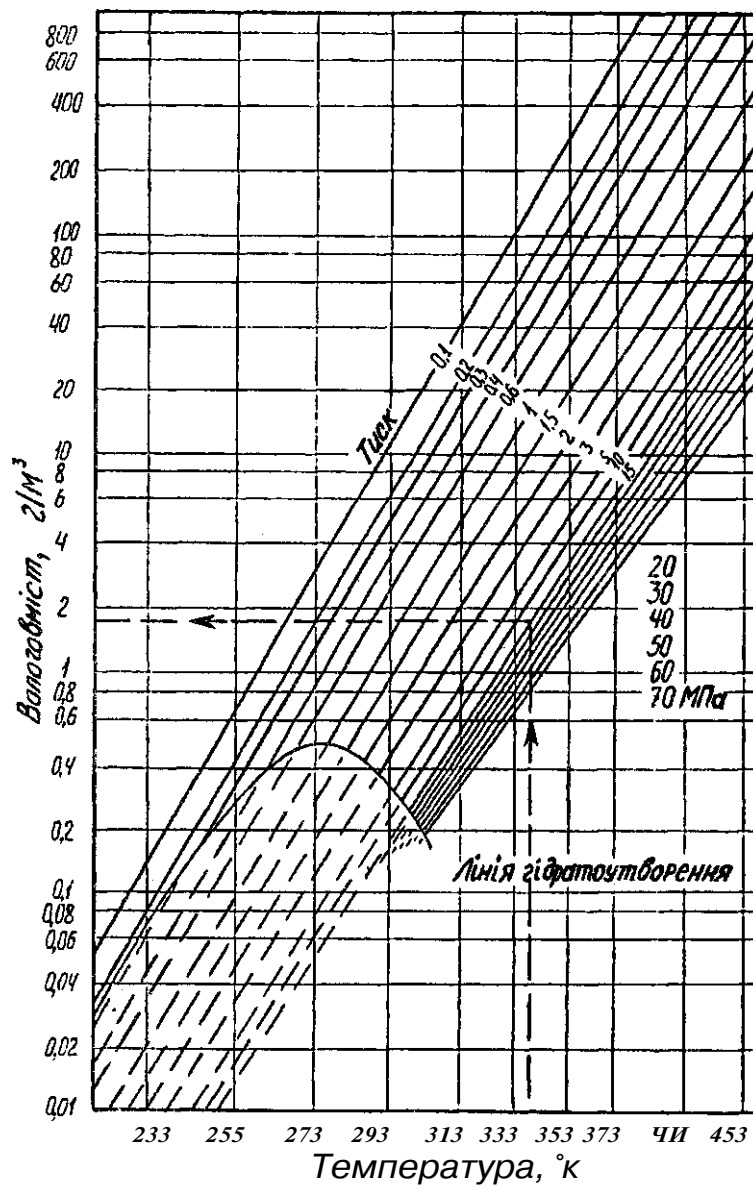


Рис. 1.02. Номограма для визначення вологовмісту природного газу

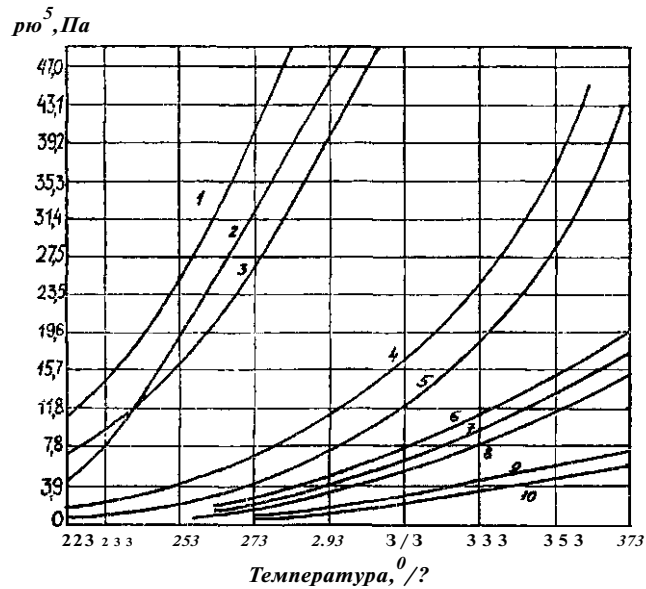


Рис. 1.03. Графік пружності парів вуглеводневих газів.

1 — метан, 2 — етан, 3 — етилен, 4 — пропан, 5 — пропілен, 6 — Ізо-Бутан, 7 — бутан, 8 — н-Пентан, 9 — пентан, 10 — гексан

води з кислими газами сприяє інтенсивній корозії обладнання. Крім того, при певних тисках у присутності вологи в газі утворюються кристалогідрати, які закупорюють прохідний переріз газопроводу й арматури, що може призвести до аварійної ситуації.

Наявність вологи в газі характеризується абсолютною і відносною вологістю. Абсолютна вологість ( $W$ ) характеризує вміст водяних парів в одиниці об'єму газу в  $\text{г/м}^3$  або  $\text{кг/1000 м}^3$ .

Відносна вологість ( $f$ ) — відношення абсолютної вологості при даних тиску і температурі до його вологості, тобто до кількості вологи в одиниці об'єму газу, що міститься при умовах насичення. Відносна вологість вимірюється в частках одиниці або відсотках. Відносна вологість газу, насиченого парами води, дорівнює 100 %.

Вологовміст природних газів залежить від тиску, температури, складу газу й води, характеристики середовища контакту і визначається по номограмі (рис. 1.02).

Температура, при якій газ повністю насичений водяними парами, називається точкою роси даного газу.

Тиск насичених парів вуглеводнів є функцією температури. При підвищенні температури рідини тиск збільшується за рахунок переходу частини рідини в пароподібний стан. При рівновазі парової і рідкої фаз парціальний тиск компонента в паровій фазі (над рідиною) і в рідкій фазі (в рідині) буде однаковим.

Тиск, при якому рідина при даній температурі знаходиться в стані рівноваги зі своїми парами, називається пружністю насичених парів рідини. Залежність пружності парів вуглеводневих газів показана на рисунку 1.03.

Стисливість газу характеризує відхилення властивостей реальних газів від законів ідеального газу. Об'єм реальних газів змінюється не пропорційно його тиску й температурі і при однакових умовах стискується більше або менше, ніж ідеальний газ на величину  $Z$  — коефіцієнт стисливості, який визначають експериментально або по номограмі (рис. 1.04) залежно від приведених температури й тиску газу.

$$p_{пр} = - \frac{p}{p_{кр}} \quad (1.20)$$

$$Z_{пр} = - \frac{p}{p_{кр}} \quad (1.21)$$

$t_{ср}$  — середня температура;  $p_{ср}$  — середній тиск газу;  $T_{кр}$  і  $P_{кр}$  — середньокритичні температура й тиск газу відповідно в °К, МПа.

Критичною температурою називають таку температуру, вище якої при будь-якому тиску не можна сконденсувати пару (перевести в рідкий стан).

Критичним тиском називають такий тиск, вище якого не можна випарити рідину при будь-якому підвищенні температури.

## 1.2. ТЕРМОДИНАМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГАЗІВ

Теплоємність системи, Дж/°К, — це відношення кількості теплоти, поглинутої газом у певному термодинамічному процесі, до приросту температури  $\Delta T$ :

$$C = \frac{Q}{\Delta T}$$

Відношення теплоємності ( $C$ ) однорідного тіла до його маси ( $m$ ) називається питомою масовою теплоємністю (Дж/кг · °К), тобто:

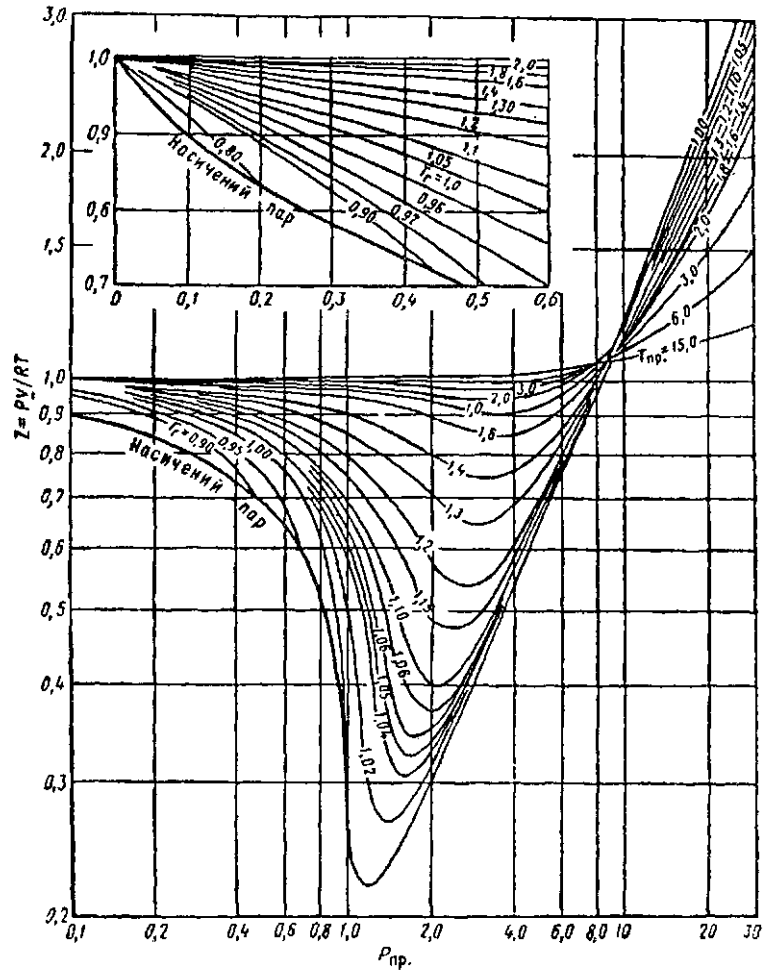


Рис. 1.04. Залежність  $Z$  від  $P_{пр}$  і  $T_{пр}$ .

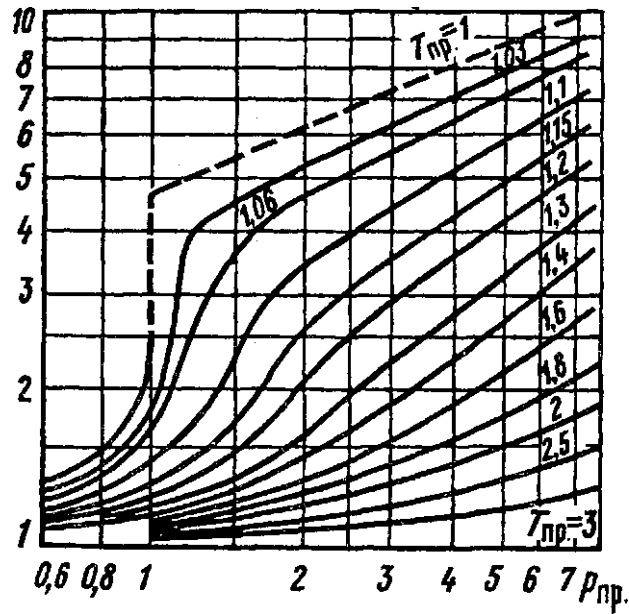


Рис. 1.05. Залежність теплопровідності від приведених температури  $T_{пр}$  і тиску  $P_{пр}$

$$C^m = \pm \dots \quad (1.23)$$

Теплоємність реальних газів залежить від складу газу, температури й тиску (див. додаток 3).

Теплопровідність визначається кількістю теплоти ( $Q$ ), що проходить крізь стінку площею ( $F$ ), товщиною ( $\delta$ ) за проміжок часу ( $\tau$ ) при різниці температур по обидві сторони стінки ( $T_1 - T_2$ ):

$$a \sim \frac{Q}{F \cdot \delta \cdot (T_1 - T_2) \cdot \tau} \quad (1.24)$$

де  $K$  — коефіцієнт теплопровідності у Вт/м·°К.

Із підвищенням тиску теплопровідність газів зростає (рис. 1.05).

Теплота згоряння (теплотворна здатність) — це тепло, що виділяється при згорянні одиниці об'єму (або маси) газу за певних умов. Теплота згоряння визначається кількістю тепла, яке виділяється при охолодженні продук-

Таблиця 1.01

## Розрахунок теплоти згоряння природного газу

Компонент	Молярні або об'ємні частки	Теплота згоряння компонентів, КДж/м <sup>3</sup>	Загальна теплота згоряння газу, КДж/м <sup>3</sup>
Метан	0,887	37 200	33 000
Етан	0,056	65 600	3670
Пропан	0,021	94 800	1985
/зо-Бутан	0,003	123 000	368
Пропан-бутан	0,006	123 400	740
Пентан	0,004	146 500	586
Азот	0,023	0	0
	1,000		43 000

тів згоряння до 273 °K і при конденсації утвореної вологи. Теплоту згоряння природного газу можна підрахувати по теплоті згоряння компонентів, які входять у його склад, припускаючи, що природний газ підлягає законам ідеального газу (табл. 1.01).

Наявність інертних газів у газовій суміші зменшує її теплоту згоряння (рис. 1.06).

Дроселювання газу — це технологічний процес при добуванні і транспортуванні газу, при якому відбувається різке зниження тиску і розширення газового потоку. При цьому залежно від перепаду тисків знижується температура газу. Зміна температури газу при дроселюванні отримала назву ефекту Джоуля—Томсона.

Зміну температури газу при його дроселюванні можна визначити по номограмі (рис. 1.07).

Для визначення температури газу після дроселювання знаходять точку з координатами, що відповідає початковим тиску й температурі (до штуцера), а потім цю точку переміщують паралельно найближчій газо-ентальпії до кінцевого тиску (після штуцера). Ордината цієї точки в новому положенні визначає кінцеву температуру (після штуцера).

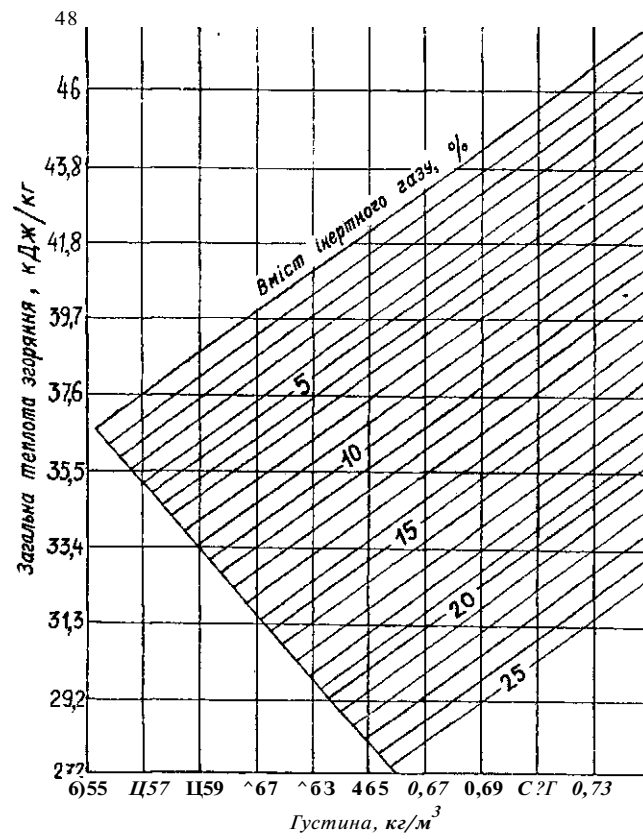


Рис. 1.06. Залежність теплотворної здатності природного газу від його густини і вмісту інертних газів

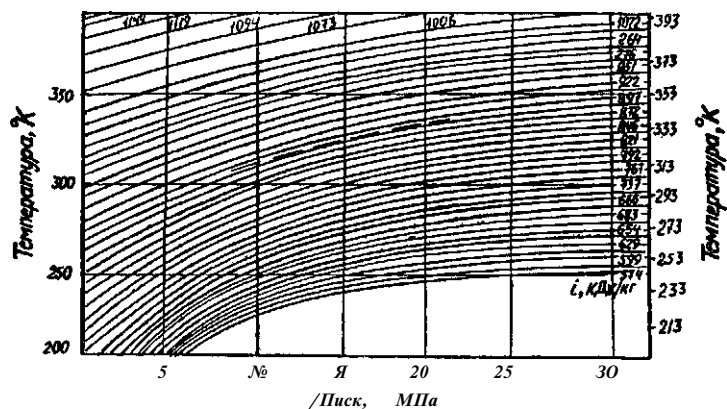


Рис. 1.07. Номограма для визначення інтегрального дросель-ефекту для метану

### 1.3. ТОКСИЧНІ І ТЕПЛОВІ ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ

Небезпечними властивостями вуглеводневих газів є їх токсичність, пожежонебезпечність і здатність до утворення вибухонебезпечних сумішей із повітрям (додаток 3).

В атмосферному повітрі населених пунктів, у повітрі робочої зони і у воді водоймищ санітарно-побутового водокористування встановлюються гранично допустимі концентрації шкідливих речовин, які затверджуються Міністерством охорони здоров'я України (додаток 3).

Із газових компонентів природних і попутних газів особливо токсичний сірководень, його запах відчувається при «місті в повітрі 0,0014—0,0023 мг/л.

Сірководень є отрутою, що викликає параліч органів дихання й серця. Концентрація сірководню 0,06 мг/л викликає головний біль. При концентраціях 1 мг/л і вище настають гостре отруєння і смерть. Гранично допустима концентрація сірководню в робочій зоні виробничих приміщень — 0,01 мг/л, а в присутності вуглеводнів Сі — С 5 — 0,003 мг/л.

Характер дії на організм людини вуглекислого газу — наркотичний, при високих концентраціях викликає швидку задуху через нестачу кисню. Вміст 4—5 % вуглекислого газу в повітрі призводить до запаморочення голови, Підвищує кров'яний тиск. Вдихання високих концентрацій



вуглекислого газу (20%) спричиняє зупинку дихання і смерть.

Природні вуглеводневі гази утворюють вибухонебезпечні суміші з повітрям. Існують концентраційні границі вибуховості газів у суміші з повітрям: нижня границя відповідає мінімальній концентрації горючого газу, при якій вибух уже неможливий; верхня — максимальній концентрації, при якій ще можливий вибух (додаток 3).

Приклад 1.1. Обчислити нижню границю займання природного газу, який складається з 87 % об.  $\text{CH}_4$ , 6 % об.  $\text{C}_2\text{H}_6$  і 7 % об.  $\text{C}_3\text{H}_8$ .

Позначивши через  $X$  процентне співвідношення вмісту газу в суміші газ — повітря, отримаємо:

$$\frac{87X}{5,3} + \frac{6X}{3} + \frac{7X}{2,2} = 1.$$

$$6,4X + 2X + 3,1X = 5,3;$$

$$X = 0,46.$$

Нижня границя займання даної суміші газів дорівнює 4,6 % об'ємних газу в суміші з повітрям. При вибуху швидкість поширення детонаційної хвилі горіння (900—3000 м/с) перевищує швидкість звуку в повітрі.

При концентрації газу в повітрі в межах запалювання при наявності джерела запалювання виникне вибух. Якщо вміст газу в повітрі менше нижньої і більше верхньої границі вибуховості, то суміш не здатна вибухати. При цьому вона згоряє спокійним полум'ям. Швидкість поширення фронту хвилі горіння при атмосферному тиску становить близько 0,3—2,4 м/с.

Тиск, що виникає при вибуху газоповітряної суміші, визначається по формулі:

$$P_{\text{вкб}} = \gamma \cdot \rho \cdot u^2 \quad (1.25)$$

де  $P_{\text{вкб}}$  — початковий тиск газоповітряної суміші до вибуху в Па;

$T_{\text{в,б}}$  — температура газів, які утворюються при вибуху (1900—2000 °С), °К;

$T_{\text{в,оч}}$  — температура газоповітряної суміші до вибуху, °К;

$u$  — об'єм продуктів горіння газу з урахуванням азоту повітря;

$n$  — об'єм суміші газу в повітрі до вибуху.

Величини  $m$  і  $n$  визначаються рівняннями реакцій горіння складових частин газу з урахуванням балансу газу й азоту в повітрі, які беруть участь у реакції.

*ЛІТЕРА ТУРА*

1. Громов А. В., Гузанов Н. Е., Хачикян Л. А. Експлуатаційному магістральних газопроводів.—М.: Недра, 1987.

## Розділ 2. ПІДГОТОВКА ГАЗУ ДО ДАЛЬНЬОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ

### 2.1. ОЧИЩЕННЯ ГАЗУ ВІД МЕХАНІЧНИХ ДОМІШОК, СІРКОВОДНЮ ТА ВУГЛЕКИСЛОТИ

Природний газ газових родовищ містить механічні тверді та рідкі домішки — пісок, пил, воду, масло, конденсат, сірчасті сполуки тощо.

Залежно від того, де буде використовуватися газ, до його якості пред'являють вимоги відповідно з ТУ У 320.00158764.007-95. Якість газу, який надходить з промислів і газопереробних заводів у магістральні газопроводи, повинна забезпечити надійність і ефективність роботи газопроводів та компресорних станцій.

Вимоги до якості газу для комунально-побутового споживання такі:

- забезпечення взаємозаміни газу за його тепловими характеристиками;
- забезпечення санітарно-гігієнічних умов побутових приміщень, що мають газові прилади з горінням, без відведення продуктів згоряння;
- забезпечення безпеки при використанні газу.

При використанні природних газів у процесах хімічної переробки якість газу визначається умовами постійності його складу, відсутністю рідкої фази і механічних домішок, обмеженням вмісту важких вуглеводнів і сполук сірки.

Основними показниками оцінки якості природного газу, який транспортується по магістральних газопроводах і подається споживачам, є:

1. Вміст вологи в газі. Волога сприяє процесу корозії газопроводів і обладнання компресорних станцій, утворенню кристалогідратів.

Для запобігання цих явищ необхідно, щоб точка роси газу по волозі була на 5—7 °К нижче найбільш низької температури газу при його транспортуванні по газопроводу.

Таблиця 2,01

**Технічні вимоги на гази горючі природні  
<T> У 320.00158764.007-95)**

№ п/п	Найменування показників	Норми	
		з 01.05 до 30.09	з 01.10 до 30.04
1	Точка роси газу по волозі при 4,0 МПа, °С не вища	- 3	- 5
2	Точка роси газу по вуглеводнях, °С, не вища	0	0
3	Маса сірководню, г/м <sup>3</sup> , не більше	0,02	0,02
4	Маса меркаптанової сірки, г/м <sup>3</sup> , не більше	0,036	0,036
5	Об'ємна частка кисню, %, не більше	0,5	0,5
6	Теплота згоряння нижча, мДж/м <sup>3</sup> , при 20 °С і 100,325 кПа, не менше	32,5	32,5
7	Маса механічних домішок, г/м <sup>3</sup> , не більше	0,003	0,003

Згідно ТУ У 320.00158764.007-95 на гази горючі природні встановлені технічні вимоги (табл. 2.01).

Зазначені нормативи забезпечуються прийнятою технологією осушення газу на промислах і заводах, створюють умови безгидратного транспортування газу, надійної роботи засобів автоматики на компресорних і газорозподільних станціях, виключають підігрів газу перед редукуванням.

2. Точка роси по вуглеводнях. Наявність у газі вуглеводнів, які конденсуються, призводить при певних термодинамічних умовах до виділення конденсату. Це знижує пропускну здатність магістральних газопроводів, збільшує потрібну потужність компресорних агрегатів.

Сучасні сорбційні процеси (процеси поглинання з газу певних фракцій) дають можливість відділити з газу важкі (•углеводні до точки роси «-10 °С». Така глибина видалення дає змогу найповніше використовувати вуглеводні для отримання зріджених газів, газових бензинів, індивідуальних вуглеводнів.

3. Вміст сірководню. Наявність у газі сірководню сприяє розвитку корозії внутрішньої поверхні газопрово-

дів, газоперекачувальних агрегатів, арматури, забруднює атмосферу приміщень токсичними продуктами.

Згідно з ДСТУ 5542-87 в  $1 \text{ м}^3$  газу повинно міститися не більше  $0,02 \text{ г}$  сірководню.

4. Вміст механічних домішок. Наявність у газі механічних домішок викликає ерозію, зношення газопроводів, компресорних агрегатів, призводить до засмічення контрольно-вимірювальних приладів і збільшує вірогідність аварійних ситуацій на компресорних станціях, газопроводах, газорозподільних станціях.

5. Вміст кисню — у природних газах відсутній. При будівництві газопроводів або ремонті кисень може бути внесений, якщо виконано недостатню продувку трубопроводу. Наявність кисню в природному газі може призвести до утворення вибухонебезпечних сумішей, а при наявності сірководню — до виділення елементарної сірки.

6. Вміст двоокису вуглецю. В сухому газі  $\text{C}\text{C}\text{C}$  утворює баластну суміш, яка знижує калорійність газу. В природних газах, що транспортуються по газопроводах, міститься відносно невелика кількість двоокису вуглецю. За техніко-економічними даними вміст  $\text{C}\text{O}_2$  у газі не повинен перевищувати  $2 \%$ .

7. Вміст меркаптанової і загальної органічної сірки. Меркаптанова сірка міститься в газі у невеликій кількості, вона вводиться в газ для надання запаху як одорант. Встановленими нормами вміст одоранту в газі зумовлений необхідним рівнем запаху і становить  $16 \text{ г}/1000\text{ м}^3$  газу.

Наявність у газі органічної сірки більше  $30\text{—}50 \text{ мг}$  обмежує можливість його використання без доочистки для хімічних процесів.

8. Число Воббе — це основний показник якості газу, що використовується в побутових газових пальниках. Він визначає режим горіння газу в побутових приладах, взаємозаміну газу змінного складу для забезпечення нормального режиму горіння.

Число Воббе ( $W$ ) враховує взаємозв'язок теплоти згоряння газу ( $Q$ ) і густини газу по відношенню до повітря ( $A$ ):

$$W = \frac{Q}{\sqrt{A}} \quad (2.01)$$

Значення числа Воббе для газових і газоконденсатних родовищ знаходиться в межах  $40\ 195\text{—}50\ 244 \text{ кДж}/\text{м}^3$ , для нафтових родовищ —  $46\ 057\text{—}60\ 711 \text{ кДж}/\text{м}^3$ .

Виходячи з умов нормальної роботи газових приладів, встановлено номінальне значення числа Воббе, для якого регулюються газові прилади.

Число Воббе природного газу, який транспортується по магістральних газопроводах, становить від 11 000 до 12 000 кДж/м<sup>3</sup>. При цьому відношення максимального значення числа Воббе до мінімального не перевищує 1,1, що відповідає рекомендаціям Міжнародної газової спілки за допустимими межами відхилень.

#### *Джерела забруднення магістральних газопроводів*

Аналіз забруднень внутрішньої порожнини газопроводів дає змогу встановити, що забруднення є складною багатокомпонентною сумішшю, яка складається з пластової, конденсаційної та поверхневої вод, вуглеводневого конденсату, емульсій, механічних домішок, мінеральних масел, органічних кислот, солей дво- і тривалентного заліза, метанолу і гліколів.

Для підвищення гідравлічної ефективності та надійності роботи газопроводів на підприємствах проводяться періодична продувка й очищення внутрішньої порожнини трубопроводів очисними поршнями. При будівництві газопроводів передбачаються установка вузлів запуску і приймання очисних пристроїв, локальне підвищення швидкості газу тощо.

Під час експлуатації магістральних газопроводів виникають значні труднощі, викликані забрудненням газу.

У теперішній час вірогідно встановлено, що знос робочих коліс відцентрових нагнітачів прямо пропорційний вмісту паду. Найбільшу ерозію металу робочих коліс нагнітача викликають фракції пилу більше 20 мкм. При впливі на метал змоченого пилу інтенсивність ерозії зростає. Абсолютне зношення елементів робочого колеса нагнітача за В. Д. Доброхотовим можна визначити по формулі:

$$D_{\text{а}^{\text{вс}}} = D_{\text{пт.}} - P_1 - P_2^2 P_3 - C, \quad (2-02)$$

де  $D_{\text{а}^{\text{вс}}}$  — питоме зношення певного елемента колеса (робочого диска, покриваючого диска, лопатки тощо);

$P_1$  — коефіцієнт, що враховує розмір часток абразиву;

$P_2^2$  — поправка на швидкість обертання ротора;

$P_3$  — коефіцієнт, що враховує наявність у газі вологи, конденсату;

$O$  — кількість абразиву, який пройшов через нагнітач.  
Ресурс робочого колеса можна визначити по формулі:

$$T = \frac{V}{v} \cdot 10^5 \text{ г}, \quad (2.03)$$

де  $V$  — гранично допустимий знос елемента, який обмежує ресурс роботи колеса, мм.

#### *Методи очищення газу*

Очищення природного газу від механічних домішок здійснюється в декілька етапів: у привибійній зоні, на промислі, на лінійній частині і КС магістральних газопроводів та кінцево — на ГРС.

Привибійна зона свердловини обладнується фільтрами. Існуючі конструкції фільтрів — це сталеві труби з перфорацією. Гравійні фільтри якісніше охороняють колону свердловини від виносу піску, вапняку та інших домішок.

Другий етап очищення газу виконується на промислі в наземних сепараторах, газ очищається від води і конденсату, а також від часток породи і пилу.

Третій етап очищення відбувається на компресорних станціях газопроводу і передбачає очищення газу від механічних домішок (твердих і рідких часток).

Четвертий етап очищення газу знаходиться на ГРС і призначений для остаточного очищення газу перед споживанням.

Промислові пиловловлювачі поділяються на дві групи відповідно до принципів очищення газу — на апарати сухого і мокрого відділення пилу. До апаратів сухого відділення пилу відносяться гравітаційні сепаратори і циклонні пиловловлювачі, принцип дії яких полягає в штучному осаджуванні пилу під діями сил ваги і в результаті зниження швидкості течії газу. Розмір часток пилу, що очищаються в цих апаратах, понад 40 мкм.

До апаратів мокрого відділення пилу відносяться масляні пиловловлювачі, де очищення газу проходить за допомогою промивання газу рідиною. Цей тип пиловловлювачів разом із циклонними апаратами знайшов широке застосування в газовій промисловості. Достоїнством вертикальних масляних пиловловлювачів є високий ступінь очищення газу (97—98 %), а недоліками — велика металомісткість, винос промивальної рідини, великий гідравлічний опір (35—50 кПа).

Як промивальну рідину в масляних пиловловлювачах використовують солярове масло. Нормативна витрата масла становить 25 г на 1000 м<sup>3</sup>.

### ***Очищення газу від сірководню і вуглекислоти***

Цей процес проводиться сумісним очищенням етаноламіновими компонентами, які є поглиначами Н<sub>2</sub>С та СО<sub>2</sub>. Як компоненти застосовують водні розчини моноетаноламіну (МЕА), діетаноламіну (ДЕА) і триетаноламіну (ТЕА). Вони є речовинами дещо важчими за воду з температурою кипіння при тиску 0,1 МПа відповідно МЕА — 455 °К, ДЕА — 541 °К, ТЕА — 550 °К.

На рисунку 2.01 подано схему очищення газу від Н<sub>2</sub>С та СО<sub>2</sub> за допомогою МЕА. Газ, який очищається, надходить в абсорбер (2). Назустріч потоку газу протитечією подається регенований розчин етаноламіну, який поглинає з газу Н<sub>2</sub>С та СО<sub>2</sub>. Продукти взаємодії етаноламіну з Н<sub>2</sub>С та СО<sub>2</sub> через теплообмінник (6) надходять у випарну колону (9). Після додаткового нагрівання паропідігрівником (8) при температурі 373 °К виникає регенерація етаноламіну з виділенням Н<sub>2</sub>С та СО<sub>2</sub>, які надходять у холодильник (5) для охолодження і в сепаратор (12) для розподілення на газу і конденсат. Газу надходять на подальшу переробку для одержання сірки, сірчаної кислоти. Регенований розчин етаноламіну насосом (7) подається в абсорбер через теплообмінник (6) і холодильник (5).

Етаноламіновий розчин не кородує сталь і залізо. Ступінь очищення досягає 99 % і вище. Розчин легко відновлюється. Витрати води й електроенергії незначні.

Удосконалення технологічних процесів очищення природних газів від Н<sub>2</sub>С та СО<sub>2</sub> пов'язане з розробкою ряду родовищ, які містять домішки у вигляді сірководню та меркаптанів і потребують тонкого очищення природних газів від сполук сірки.

Одним із методів очищення газу від органічної сірки адсорбційний процес із використанням цеолітів марки які показали поглинальну і механічну стабільність.

На підставі досліджень, проведених ВНДІгазу, запропоновано технологічний процес очищення природного газу від меркаптанів фізичною адсорбцією з використанням трибутилфосфату (ТБФ) як поглиначу.

Результати досліджень показали, що очищення забез-



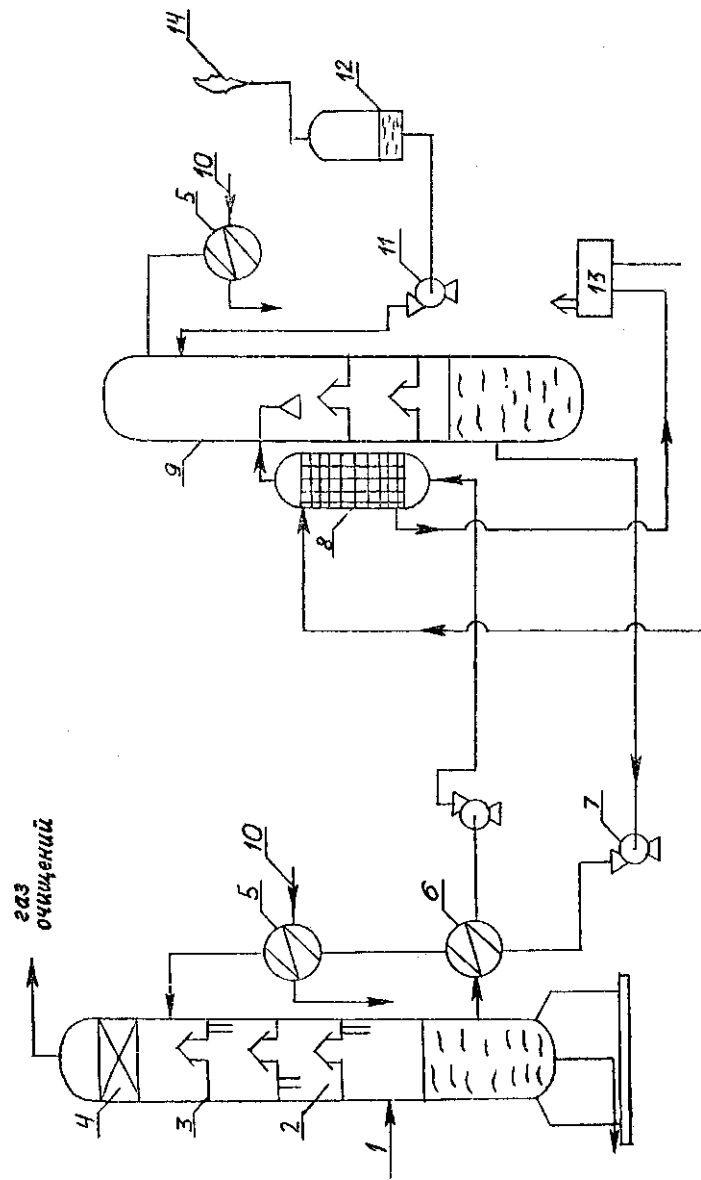


Рис. 2.01. Схема очищення газу від  $H_2S$  і  $CO_2$

почується до залишкового вмісту меркаптанової сірки в очищеному газі 50—80 мг/м<sup>3</sup>.

На дослідній установці була проведена перевірка методу виділення меркаптанів із конденсату обробкою лугом. При цьому була одержана дослідна партія одоранту, яка за своєю одоризаційною характеристикою в 1,35 раза ефективніша, ніж синтетичний етилмеркаптан, що застосовується в газовій промисловості.

Застосовують методи очищення природного газу від сірководню на основі використання нового абсорбенту сірчистих сполук, який складається з суміші гліколей та їх ефірів і який раніше був запропонований та успішно впроваджений у газовій промисловості для осушення безсірчистого газу.

Етаноламінові методи обробки газу, які застосовуються в промисловості, одночасно з Н<sup>2</sup>3 майже повністю вилучають СО<sup>2</sup>. Неселективність указаних методів призводить до підвищеної витрати абсорбенту та зниження ефективності виробництва сірки й кислих газів.

У теперішній час застосовується процес очищення газу від сірководню, якому дали назву «Кемсвіт» за найменуванням реагенту, що є неорганічною сполукою цинку.

При змішуванні порошкоподібного реагенту з водою утворюється суспензія, яка є джерелом іонів цинку, що взаємодіють із сульфідними іонами, утвореними при проходженні бульбашок сірководню крізь воду. Умовою ефективного очищення газу є його вологонасиченість.

Очищення газу від сірководню виконується в циліндричному контакторі, до донної частини якого підводиться газ.

У розсікачі потік розсіюється на дрібні бульбашки, які проходять крізь шар суспензії з поглиначем. Потім очищений газ проходить крізь вологовловлювач і відводиться через патрубок у верхній частині колони.

Такі установки забезпечують надійне очищення газу від І-ВЗ до 0,008 мг/м<sup>3</sup>, що відповідає вимогам якості газу.

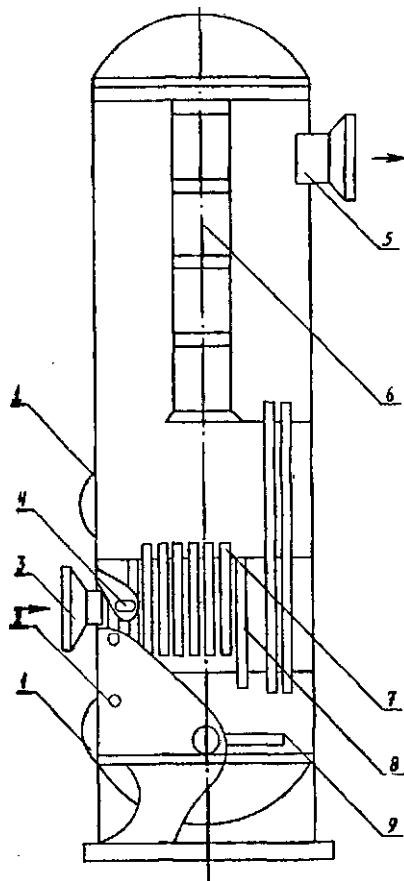
## 2.2. КОНСТРУКЦІЯ ПИЛОВЛОВЛЮВАЧІВ

Вертикальний масляний пиловловлювач широко застосовується на компресорних станціях (КС) і ГРС. У галузі експлуатується ряд типорозмірів пиловловлювачів (Тібл. 2.02).

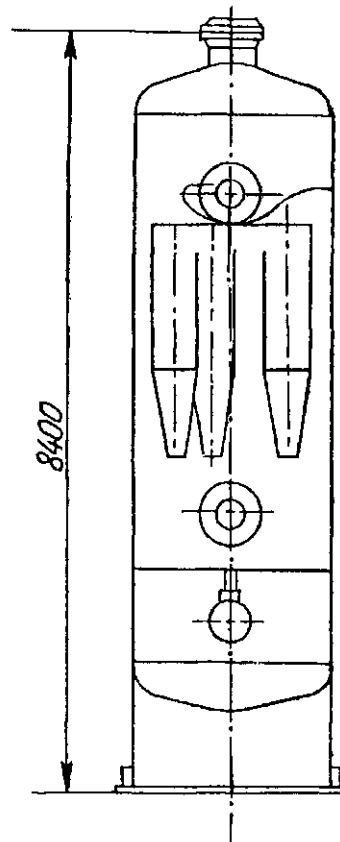
Таблиця 2.02

## Технічна характеристика масляних пиловловлювачів

Продуктивність, млн м <sup>3</sup> /добу		Діаметр корпусу, мм	Висота, мм	Площа поперечного перерізу, м <sup>2</sup>	Кількість трубок			Кількість відбивачів	Розміри відбивної насадки		Товщина стінки, мм		Маса, т		Діаметр контактних і дренажних трубок, м
5,5 МПа	7,5 МПа				контактних	дренажних із осаджувальної секції	дренажних із відбивної секції		Висота, мм	Ширина, мм	Товщина стінки, мм	Товщина стінки, мм	Маса, т	Маса, т	
2,4	3,36	400	5100	0,126	5	2	2	13	360	148	12	15	1,06	1,20	0,089
		500	5350	0,196	6	2	2	24	430	222	15	18	1,52	1,72	0,089
		600	5550	0,282	9	3	2	32	510	296	18	20	2,10	2,27	0,089
		1000	5950	0,785	26	5	3	75	925	333	28	32	5,84	6,45	0,089
		1200	6300	1,132	41	7	5	85	1135	333	33	40	8,50	9,80	0,089
		1400	6650	1,535	49	8	6	105	1340	333	40	45	12,20	13,42	0,089
4,8	5,76	1600	7000	2,040	57	9	6	125	1532	333	44	52	15,90	18,92	0,089
9,6	11,52	2400	8800	4,520	127	20	23	175	2370	333	46	—	30,00	—	0,089



**Рис. 2.02. Вертикальний масляний пиловловлювач.**  
 1 - люк; 2 - штуцер для рівнеміра, 3 - вхід І-НДУ, 4 - штуцер для ЛДФМНО-метрк, 5 - вихід газу, 6 - жалюзійна секція, 7, 8 - секції контактних і дренажних трубок, 9 - трубка для зливання і наливання масла



**Рис. 2.03. Циклонний пиловловлювач**

Конструкцію масляного вертикального пиловловлювача подано на рисунку 2.02.

Пиловловлювач — це вертикальна посудина, розділена на чотири секції, які виконують різні функції в процесі Очищення газу. Нижня секція заповнюється маслом і і, Збірником шламу; секція контактних трубок служить Д^ДЛЯ промивання газу; циліндрична частина до поперечної

напівперегородки є осаджувальною камерою; жалюзійна секція складається із зигзагоподібних решіток, що виконують роль сепаратора для відділення рідини з мікрочастками пилу.

У пилоочишувальну установку входить маслогосподарство: акумулятор масла, відстійники з обв'язкою.

Недоліки рідинних пиловловлювачів повністю відсутні в циклонних пиловловлювачах.

Конструктивно циклонний пиловловлювач (рис. 2.03) — це апарат вертикальної циліндричної форми з вбудованими циклонами і складається з трьох технологічних секцій: розподілення газу, що надійшов, очищення газу, збирання рідини та механічних домішок. Неочищений газ надходить через боковий вхідний патрубков, до якого приварені п'ять циклонів, розташованих зіркоподібно по колу. За рахунок відцентрової сили проходить відкидання, осадження вологи і механічних домішок, які виводяться з апарата автоматично через дренажний штуцер.

Різновидом циклонних апаратів є мультициклонні пиловловлювачі, де за рахунок зменшення діаметра циклона підвищується якість очищення газу. Закручування потоку газу в них виникає завдяки спеціальним спрямовуючим лопаткам, закріпленим під кутом  $25-30^\circ$ .

Значно впливає на якість очищення природних газів їх вологовміст. Тому ефективність роботи циклонних пиловловлювачів в умовах підвищеного вмісту вологи, конденсату погіршується через осадження липкої маси (пил і конденсат) у прохідних перерізах апаратів. Тепер експлуатується ряд типорозмірів циклонних пиловловлювачів (табл. 2.03).

В експлуатації на КС використовується обладнання різних зарубіжних фірм («Дженерал електрик», «Нуова піньоне», «Крезолуар» та ін.). Це обладнання конструктивно дещо відрізняється від вітчизняного і тому потребує особливого вивчення, правильної експлуатації. Як апарати для очищення газу від механічних домішок на КС застосовують скрубери фірм «Пірлес», фільтри-сепаратори «СМР» та інші.

Американська фірма «Пірлес» для очищення газу від механічних домішок випускає масляні пиловловлювачі і пористі фільтри. Скрубер «Пірлес» складається з таких основних частин: циліндричного корпусу (1), вхідного (2) і вихідного (3) патрубків, оглядового люка (4),

Таблиця характеристика циклонних пиловловлювачів очищення газу

Найменування	ТТ	$\frac{9}{1} \frac{x}{1} \&$ C > , «	г Д г О. О..А	Максимальна робочий тч МПа	Е	О Е I * н Е н	Кількість ЦИКЛОННИ елементів,	$\frac{1}{2} \frac{1}{2} \frac{1}{2} \frac{1}{2} \frac{1}{2}$ 0 1 2 3 4 5	« y m x M i		Габарити, в ширина, і
<b>Пиловловлювач мультициклонний вертикальний</b>	<b>ГП 751</b>	<b>6,4</b>	<b>3,92</b>	<b>5,48</b>	<b>1600</b>	<b>60</b>	<b>189</b>	<b>2,45</b>			
Те саме	га 105.00.000	6,4	3,92	5,48	1600	60	187	2,0			
Те саме	ГП 198.00.000	6,4	3,92	5,48	1600	60	187	2,3			
Те саме	ГП 199.00.000										
Те саме	ГП 167.00.000	8,2	4,9	7,45	1600	60	187	2,3			
<b>Пиловловлювач циклонний вертикальний</b>	<b>ГП 426.00.000</b>	<b>15</b>	<b>3,92</b>	<b>5,48</b>	<b>1850</b>	<b>600</b>	<b>5</b>	<b>5,2/3,2</b>	<b>1533</b>	<b>23 000</b>	<b>3250</b>
Те саме	ГП 458.00.000										<b>9300</b>
Те саме	ГП 144.00.000	20	4,9	7,45	2000	600	5	5,2/3,2	1550	31 000	3500 9500
Те саме	ГП 692.01.000	5	3,93	5,5	1200	350	5	—	1360	6800	2240 5675
<b>Пиловловлювач (скрубер) мультициклонний вертикальний</b>	<b>фірма «Пірлес»</b>	<b>16,8</b>	<b>5,97</b>	<b>7,45</b>	<b>2000</b>	<b>50,8</b>	<b>397</b>	<b>2,45</b>			<b>4670</b>

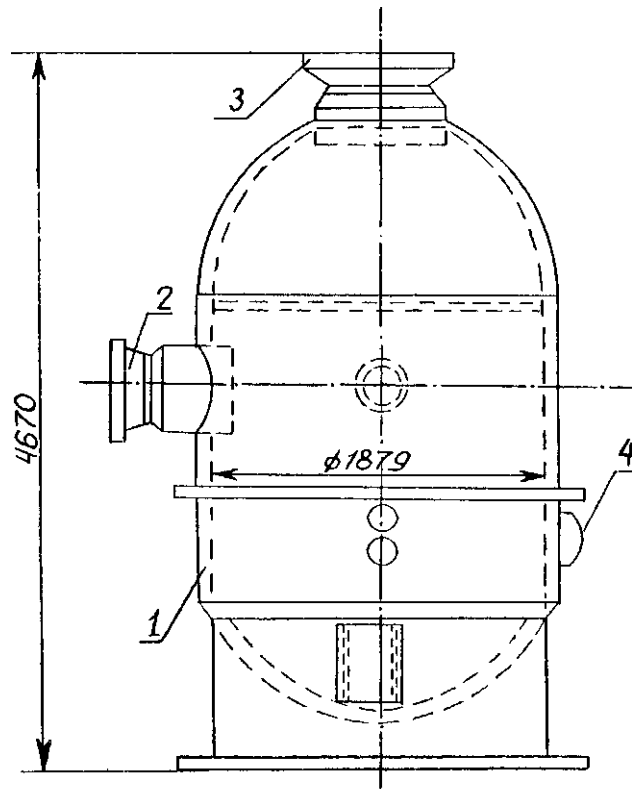


Рис. 2.04. Скрубер «Пірлес»

дренажної системи (5), апаратури управління нагріванням і скиданням конденсату (рис. 2.04, 2.05).

Робота скрубера здійснюється таким способом: природний газ через вхідний патрубок і вхідну камеру надходить у циклонні трубки; проходячи в два прорізи кожної трубки, газ прискорює рух і набуває обертового руху. Рідкі і тверді частки відкидаються до зовнішньої стінки циклонного елемента, під дією сили ваги скидаються в накопичувальну камеру. Очищений газ по центральних трубах висхідним потоком направляється у вихідну камеру скрубера і далі через вихідний патрубок — на вихід у нагнітач. Із накопичувальної камери рідина і механічні домішки скидаються продувкою в спеціальну збірну ємність.

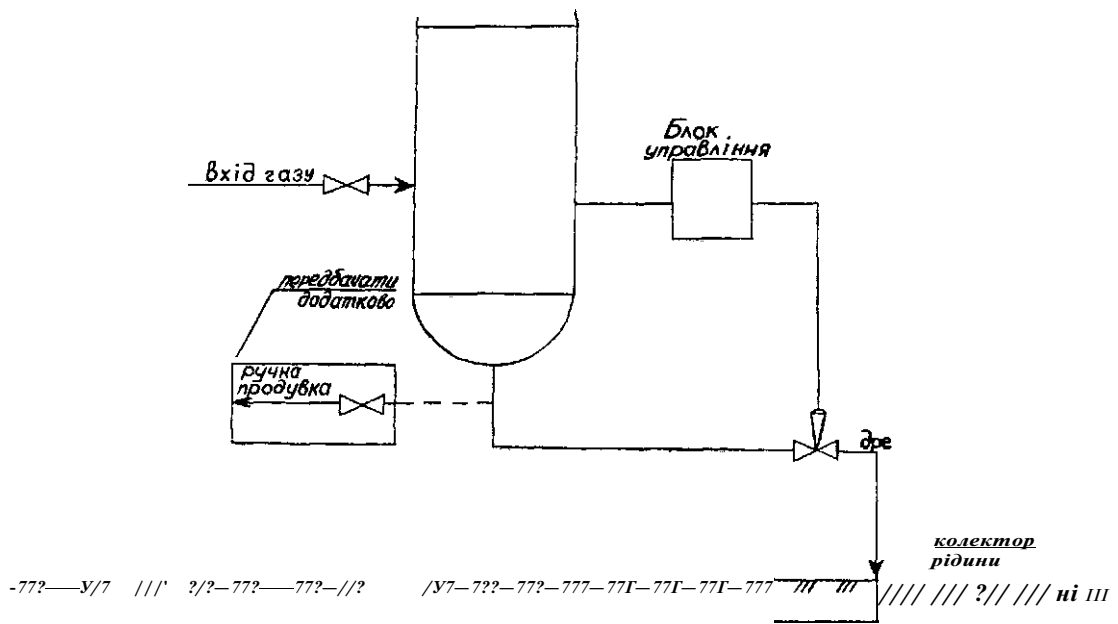
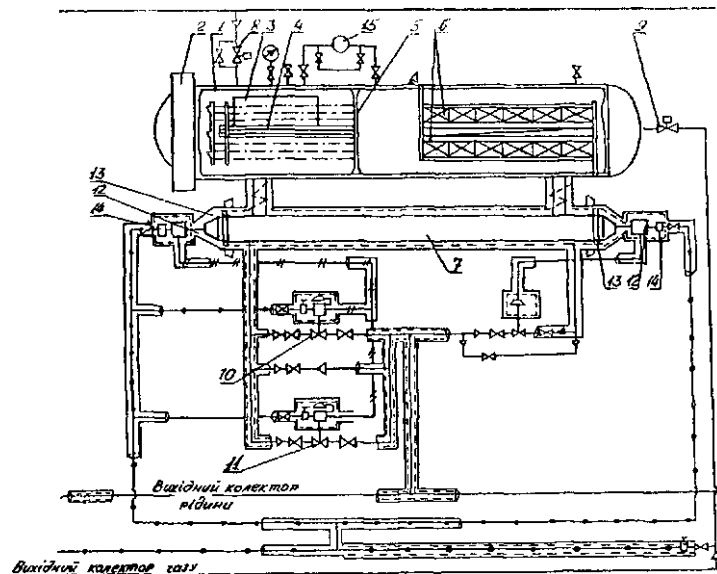


Рис. 2.05. Дренажна обв'язка скрубера





живлення газом КВП  
 лінія зв'язку газу КВП  
 лінія теплоізоляції  
 лінія обігріву  
 перехідник

**Рис. 2.06. Фільтр-сепаратор «СМР».**

1 — фільтр-сепаратор, 2 — швидкозаключний затвор, 3 — відбійний козирок, 4 — фільтруючі елементи, 5 — роздільна перегородка, 6 — відліповачі туману, 7 — конденсатозбірник, 8 — кульовий кран Ду 600-вхідний, 9 — кульовий кран Ду 600-вихідний, 10 — клапан ф1" з позиціонером, // — клапан ф1" з позиціонером, 12 — регулятор рівня ф4", 13 — показник рівня, 14 — регулятор ф1/4", / 5 — показник диференційного тиску

Фільтр-сепаратор «СМР» (Франція) призначений для видалення з потоку технологічного газу рідини і механічних домішок (рис. 2.06).

Сепаратор складається з двох секцій: секції очищення від механічних домішок і секції вловлювання рідини, розділених глухою перегородкою; має два дренажних патрубки, жорстко з'єднаних із конденсатозбірником. Конденсатозбірник розділений глухою перегородкою на два відсіки: для приймання рідини й механічних домішок, які потім виводяться через автоматичну систему дренавання.

Робота сепаратора здійснюється таким способом: газ через вхідний патрубок (8) і відбійний козирок (3) надходить у фільтруючу секцію (4), де газ очищається від

Таблиця 2.04

Технічна характеристика фільтра-сепаратора  
фірми «СМР» (Франція)

№ п/п	Параметри	Одиниці виміру	Кількість
1	2	3	4
1	Продуктивність	млн м <sup>3</sup> /добу	13,3
2	Номинальний робочий тиск	МПа	7,6
3	Робочий тиск	МПа	4,0—5,5
4	Розрахунковий тиск	МПа	7Л5
5	Пробний тиск при гідровипробуванні	МПа	11,6
6	Робоча температура середовища	°К	338—233
7	Розрахункова температура стінки	°К	338—223
8	Об'єм	м <sup>3</sup>	13,3
9	Довжина апарата	мм	8490
10	Довжина конденсатозбірника	мм	6100
11	Середовище	природний газ, вуглеводневий конденсат	вода

механічних домішок. Потім крізь перфоровані отвори в корпусі фільтруючих патронів газ надходить у другу секцію. В секції тумановідділювача (6) волога, яка міститься в транспортованому газі у вигляді дрібного пилу, вловлюється сітчатими пакетами, коагулюється і стікає через дренажний патрубок у конденсатозбірник (7). Для забезпечення стійкої роботи в зимовий час сепаратор обладнаний електрообігрівом нижньої частини апарата, конденсатозбірника та його контрольно-вимірювальних приладів. Технічна характеристика сепаратора наведена в таблиці 2.04.

### 2.3. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗРАХУНОК МАСЛЯНОГО ВЕРТИКАЛЬНОГО ПИЛОВЛОВЛЮВАЧА

#### Приклад 2.1

Виконати розрахунок пиловловлювача при таких заданих умовах:

Добова продуктивність газопроводу ( $Q = 12,7$  млн м<sup>3</sup>/добу, тиск газу на прийомі КС РрОб. = 4,0 МПа, температура газу на вході в КС ГрОб. = 288 °К, густина газу  $\rho = 0,672$  кг/м<sup>3</sup>, коефіцієнт стисливості  $Z = 0,89$ .

Таблиця 2.05

## Допустимі швидкості в пиловловлювачі

Тиск газу, МПа	Швидкість, м/с		
	у контактних трубках, $U^k$	у вільному перерізі, $U^f$	набігання на жалюзі, $U^j$
1	2	3	4
1,0	3,35	1,12	0,65
2,0	2,35	0,79	0,45
3,0	1,95	0,65	0,37
4,0	1,68	0,56	0,34
5,0	1,50	0,50	0,28
6,0	1,38	0,46	0,26
7,0	1,27	0,43	0,24

Примітка: Допустимі швидкості розраховані при  $X=293$  °К і  $i=1$ .

Пропускну здатність пиловловлювача визначає переріз контактних трубок.

Секундна витрата газу при заданих умовах визначається по формулі:

24-3600- $P_{роб}$ - $T_{ст}$ .

$$\frac{12,7 \cdot 10^6 \cdot 0,1013 \cdot 288}{24 \cdot 3600 \cdot 4,0 \cdot 293} = 3,73 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (2.04)$$

де  $C$  — кількість газу, що підлягає очищенню,  $\text{м}^3/\text{добу}$ ,  
 $T_{роб}$  — температура газу на вході в КС, °К;  
 $P_{ст}$  — стандартний тиск, МПа ( $P_{ст}=0,1013$  МПа);  
 $P_{роб}$  — робочий тиск, МПа;  
 $T_{от}$  — стандартна температура, °К-  
Залежно від тиску в пиловловлювачі приймаються такі допустимі швидкості (табл. 2.05).

Для заданих умов приймаємо  $U^0=0,56$  м/с,  $U^k=$   
 $= 1,68$  м/с.

Загальна потрібна площа групи пиловловлювачів для очищення прийнятої кількості газу визначається по формулі:

$$F_{\Sigma} = F_3 = 6,66 \text{ м}^2. \quad (2.05)$$

Кількість пиловловлювачів визначається по формулі:

$$n = \frac{C}{F_{\Sigma} \cdot U^0} \quad (2.06)$$

де  $f^p$  — площа поперечного перерізу одного пиловловлювача,  $m^2$ ;

$n^0$  — розрахункова кількість пиловловлювачів, яка у випадку одержання дробового числа округляється в більшу сторону до цілого числа («»).

При розрахунку пиловловлювачів виходимо з наступного:

загальна кількість пиловловлювачів не має бути менша двох;

при відключенні одного з пиловловлювачів допускається перевантаження тих, що залишилися в роботі не більш як на 33 %. До розрахунку приймаємо пиловловлювачі  $O_1 = 1400$ ,  $O_2 = 1600$ ,  $O_3 = 2400$  (табл. 2.02).

$$n = \frac{6,66}{1,535} = 4,3$$

$$n^3 = 4,52 = 1,1\%$$

округляючи, отримуємо  $n^3 = 4$ ,  $n^2 = 4$ ,  $n^3 = 2$ . Затрати металу по кожному варіанту становлять:

$$O = 8 \cdot n, \quad (2.07)$$

де  $\xi$  — вага одного пиловловлювача, т.

$$\begin{aligned} C_1 &= 12,2 \cdot 5 = 61 \text{ т}; \\ C_2 &= 15,9 \cdot 4 = 63,6 \text{ т}; \\ O_3 &= 30 \cdot 2 = 60 \text{ т}. \end{aligned}$$

По затраченому металу найдоцільнішим буде варіант із пиловловлювачами  $O_3 = 2400$  мм.

Дійсно і.т.з.ове навантаження на один пиловловлювач визначається:

$$T = \frac{1}{\Gamma} = 1,87 \text{ м}^3/\text{с} \quad (2.08)$$

При відключенні одного пиловловлювача навантаження на другий буде  $\Delta T = 3,73$  м/с, що становить 200 % (тобто, збільшення на 100 % при допустимому 33 %). Цяступним типом по мінімальній витраті металу буде  $O = 1600$  мм.

У цьому випадку:

$$\Delta T = \Delta T = 0,93 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q = 1,24 \text{ м}^3/\text{с}$$

Перевантаження становить 33 %.  
Проводимо перевірку дійсної швидкості газу:  
у контактних трубках:

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{1,24}{3,7} = 0,335 \text{ м}^2; \quad (2.09)$$

$$V = \frac{Q}{F} = 2,66 \text{ м/с}, \quad (2.10)$$

де  $F$  — сумарна площа поперечного перерізу контактних трубок,  $\text{м}^2$ ;

$d$  — діаметр контактних трубок,  $\text{м}$  ( $d = 89 \text{ мм}$ );  
в осаджувальній секції:

$$F_1 = \frac{\pi d^2}{4} = 0,05 \text{ м}^2; \quad (2.11)$$

$$F_2 = \frac{\pi d^2}{4} = 1,99 \text{ м}^2; \quad (2.12)$$

$$\Gamma = \frac{Q}{F_2} = 0,47 \text{ м/с}$$

де  $F_2$  — сумарна площа, яку займають дренажні трубки в осаджувальній секції,  $\text{м}^2$ ;

$F_1$  — площа вільного поперечного перерізу осаджувальної секції,  $\text{м}^2$ .

Так як дійсні швидкості в осаджувальній секції в межах допустимої, то пиловловлювач вибраний правильно.

#### Гідралічний розрахунок

Втрати тиску в пиловловлювачі викликаються місцевими опорами, величина яких визначається по формулі:

$$H = \kappa^1 + \kappa^2 + \kappa^3 + \kappa^4 + \kappa^5 + \kappa^6, \quad (2.14)$$

де втрати:  $\kappa^1$  — при раптовому розширенні газу на вході;

$\kappa^2$  — при раптовому звуженні газу на вході в контактні трубки;

$\kappa^3$  — у контактних трубках;

$\kappa^4$  — при раптовому розширенні газу на виході з контактних трубок;

Таблиця 2.06

## Значення коефіцієнтів місцевих опорів

№ п/п	Найменування місцевих опорів	Коефіцієнт
1	Раптове розширення газу на вході	0,25–0,35
2	Раптове звуження газу на вході в контактні трубки	0,53
3	Раптове розширення газу на виході з контактних трубок	1,0
4	Раптове звуження газу на виході з пилословлювача	0,5

«5— у жалюзійному сепараторі;

«6— на виході газу з пилословлювача при раптовому звуженні.

При раптовому розширенні і звуженні газу втрати (я,, « 2 . ^ 4 . яб) підраховуються по формулі:

$$L = 6 \cdot \dots \quad (2Л5)$$

де  $\xi$  — коефіцієнт місцевих опорів (табл. 2.06);

$\rho$ ,  $U$  — відповідно густина і швидкість газу на даній ділянці,  $\text{кг/м}^3$ ,  $\text{м/с}$ .

Визначаємо втрати:

при раптовому розширенні, газу на вході в пилословлювач:

$$i = \frac{\dots}{2 \cdot 0,785 \cdot a^2} = \frac{\dots}{2 \cdot 0,785 \cdot 0,4^2} = 14,8 \text{ м/с}, \quad (2.16)$$

де  $a$  — діаметр підвідного патрубку, м ( $\rho = 0,4$  м).

$$\dots \cdot 0,3 \cdot \dots - \dots \text{ н/м}^2;$$

при раптовому звуженні на вході в контактні трубки:

$$i_{\text{вх}} = 0,53 \cdot \frac{0,672 \cdot 14,8^2}{2 \cdot 98} = 3,98 \text{ н/м}^2;$$

при раптовому розширенні на виході з контактних трубок:

$$i_{\text{вих}} = 0,0 \cdot \dots = 0,242 \text{ н/м}^2;$$

при раптовому звуженні на виході з пиловловлювача:

$$\rho = 0,672 \cdot 0,47^2 \text{ н/м}^2, \text{ „ / „ } 2 \cdot$$

$$\rho = 0,5 \cdot 2^{98} = 0,004 \text{ н/м}^2;$$

у контактних трубках:

де  $K$  — коефіцієнт гідравлічного опору (орієнтовано  $K=0,0089-0,01$ );

$W, W'$  — відповідно приведена швидкість рідини і газу, м/с;

$P$  — довжина трубок, м;

$d$  — діаметр трубки, м;

$\rho, \rho'$  — відповідно густина рідини й газу в робочих умовах, кг/м<sup>3</sup>.

$$H = 0,01 \frac{(2,66-1,5)^2}{2 \cdot 9,8 \cdot 0,089} \text{ м}.$$

$$X_{1,4} [800 - (800 - 0,672)] = 3,11 \text{ н/м}^2;$$

втрати тиску в жалюзійному сепараторі:

$$\Delta P = \xi \rho v^2 \cdot A. \quad (2.18)$$

Коефіцієнт  $\xi$  визначаємо залежно від числа Рейнольдса:

$$\xi = \frac{16}{Re}, \quad (2.19)$$

де  $d_{\text{екв}} = 4r$  — еквівалентний діаметр жалюзійного сепаратора, м;

$r$  — гідравлічний радіус жалюзійного сепаратора, м;

$\xi$  — коефіцієнт живого перерізу сепаратора;

$F = H \cdot a$  — площа живого перерізу сепаратора;

$v$  — швидкість набігання газу на елементи жалюзійного сепаратора;

$\rho$  — динамічна в'язкість газу, кг · с/м<sup>2</sup> ( $\rho = 10,2 \cdot 10^{-7}$  Па · с);

$H$  — висота жалюзійного сепаратора, м

$$a + 6 \cdot 0,01 + 0,008 \cdot 0,56 \cdot (2 - 2^2)$$

де  $a$  — ширина проміжку між жалюзьями;

$b$  — товщина листа жалюзі.

$$/T = 1,34 - 0,01 = 0,013 \text{ м}^2;$$

$$\text{„ } \underline{0,013} \text{ „-ло}$$

$$< = 4 \cdot 0,02 = 0,08 \text{ м};$$

$$\text{Н} \epsilon \sim \frac{0,3 \cdot 0,08 \cdot 0,672}{10,2 \cdot 10^{-7} \cdot 9,8 - 0,56} = 2881 \cdot$$

Відповідно з  $K \epsilon = 2881$ ,  $\epsilon = 0,2$

$$/S = 0,2 \cdot \frac{0,672 \cdot 0,3^2}{2 \cdot 9,8 - 0,56} \cdot \frac{1,34}{0,192} \text{ Н/м}^2 - \text{Ост}$$

Загальні втрати в пиловловлювачі становлять:

$$\text{II} = 2,252 + 3,980 + 0,242 + 0,004 + 3,11 + 0,132 = 9,72 \text{ н/м}^2.$$

#### **Вибір циклонного пиловловлювача**

Вибір типу пиловловлювачів (ПВ) проводиться, виходячи з добової продуктивності компресорної станції (КС), пропускної здатності циклонних пиловловлювачів по типах (див. табл. 2.03) і питомих металозатратах. ; Оптимальне рішення в забезпеченні заданої продуктивності КС мінімальною кількістю апаратів із максимальною мірою їх завантаження. Загальна кількість ПВ має бути не менше двох (робочий і резервний). Якщо кількість пиловловлювачів становить чотири і більше, то розори по потрібний, так як допустиме перевантаження гІЗ % дає змогу компенсувати дефіцит продуктивності. При кількості пиловловлювачів менше чотирьох необхідно прийняти один резервний.

Після вибору ПВ за мінімальними питомими металозатратами виконують механічний і гідравлічний розрахунки вибраного типу.

Дані для розрахунку:

Матеріал корпусу — сталь 09Г2С, 10Г2.

Середовище, яке очищається — природний газ, що містить механічні домішки ( $50 \text{ мг/м}^3$ ), конденсат, воду, Н<sup>2</sup>8.



Робоча температура, °K — 253—373.  
 Розрахунковий тиск, МПа — 5,5.  
 Робочий тиск, МПа — 4,0.  
 Густина газу при P = 0,1 МПа, T = 273 °K, кг/м<sup>3</sup> — 0,8.  
 Максимальний вміст рідкої фази на вході, г/м<sup>3</sup> — не більше 5.

Склад газу — CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, CO<sub>2</sub>.  
 Розрахункова густина рідкої фази, кг/м<sup>3</sup> — 700.  
 Допустимі втрати тиску в ПВ, МПа — 0,04.  
 Питома вага твердих часток, кг/м<sup>3</sup> — 2500—3000.  
 Основні елементи циклонного пиловловлювача показано на рисунку 2.07.  
 Секція збору механічних домішок і рідини обігривається зовнішнім підігривачем.

#### Приклад 2.2

Виконати технологічний розрахунок циклонного пиловловлювача для КС магістрального газопроводу з добовою продуктивністю:

$$Q_{\text{доб}} = 20 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Приймаємо до розрахунку три типи пиловловлювачів:

ГП-692, продуктивністю  $Q_{\text{п}} = 5 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{добу}$ ,  
 ГП-426, продуктивністю  $Q_{\text{п}} = 15 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{добу}$ ,  
 ГП-144, продуктивністю  $Q_{\text{п}} = 20 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{добу}$ .

1. Для ГП-692 потрібна кількість ПВ становить:

$$n_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{доб}}}{Q_{\text{п}}} = \frac{20}{5} = 4, \quad (2.21)$$

приймаємо  $n_{\text{п}} = 4$ .

Металозатрати пропорційно продуктивності становлять:

$$G_{\text{м}} = n_{\text{п}} \cdot g_{\text{п}} = 4 \cdot 1360 = 5440 \text{ кг/млн м}^3, \quad (2.22)$$

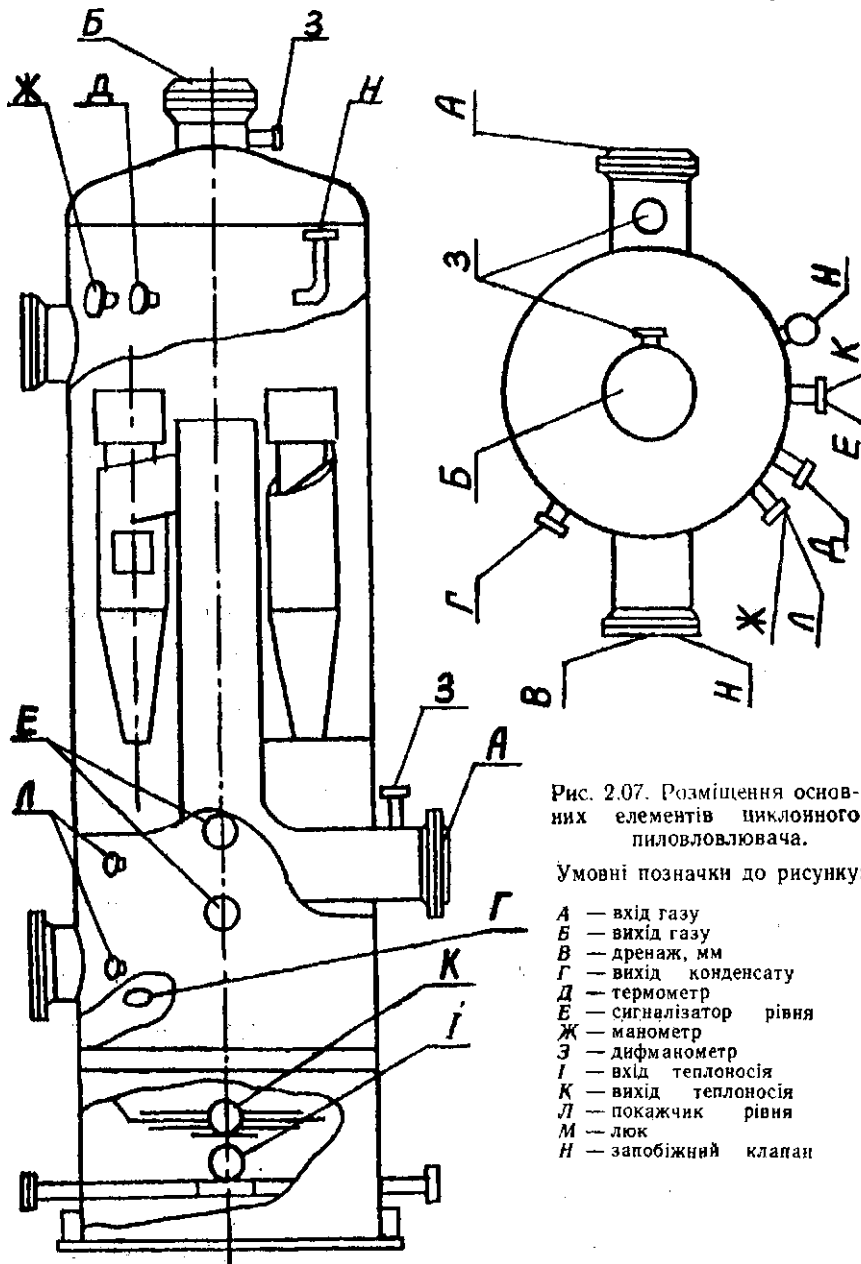
де  $g_{\text{п}}$  — питомі металозатрати (табл. розрахунку, додаток 5).

2. Для ГП-426

$$n_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{доб}}}{Q_{\text{п}}} = 1,33,$$

приймаємо  $n_{\text{п}} = 2$ .

У даному випадку резерв не потрібний, так як перевантаження одного ПВ, тобто 33 %, у межах допустимого.



При збільшенні числа  $n$  (1,34; 1,35...) резерв обов'язковий, тобто необхідно прийняти не  $n = 2$ , а  $n = 3$ .

Питомі металозатрати для ГП-426 становлять:  
 $\epsilon^2 = 2 \cdot 1533 = 3066 \text{ кг/млн м}^3$ .

3. Для ГП-144 **20**,

З урахуванням резерву приймаємо  $n^3 = 2$ :

$$0^3 = 2 - 1550 = 3100 \text{ кг/млн м}^3.$$

Виходячи з мінімальних питомих металозатрат, приймаємо до установлення циклонний пиловловлювач ГП-426 у кількості  $n=2$ .

#### Розрахунок коефіцієнта стисливості

Склад газу	Мольна частка, %	Р <sub>кр</sub> , МПа			
		* « *			
с ш	<b>0,8</b>	<b>4,734</b>	<b>3,787</b>	<b>190,55</b>	<b>152,44</b>
0>n <sup>6</sup>	<b>0,18</b>	<b>5,011</b>	<b>0,902</b>	<b>305,5</b>	<b>54,99</b>
со <sup>2</sup>	<b>0,02</b>	<b>7,53</b>	<b>0,151</b>	<b>304,19</b>	<b>6,084</b>
2	1	<b>4,94</b>		<b>213,51</b>	

Приведений тиск:

$$P = \frac{P + P_0}{4 + 0,1} = 0,85 \quad (2.23)$$

Приведена температура:

$$m_{\text{ПР}} = \frac{T}{7 \cdot i} = \frac{293}{213,51} = 1,37.$$

По значеннях Р<sub>кр</sub> і Г<sub>кр</sub> знаходимо по (2) значення 2:  
 $2^{\wedge} = 0,89$ .

#### Розрахунки товщини стінок

1. Днища:

$$b_{,,n} = \quad (2.24)$$

Приймаємо  $b_{дн} = 38$  мм.

## 2. Корпусу:

$$\llcorner - 2 \cdot X : - p + c + c > \gg \quad (2_{-25})$$

$$b_{н} = (2. \overset{5,5}{i} . шГ-5.5^{+2} + \overset{0,8}{\cdot} \underset{-34,4}{\text{мм}} \_$$

Приймаємо  $b^к = 35$  мм,

де  $P^p$  — розрахунковий тиск, МПа (5,5 МПа);

$c_{?в}$  — внутрішній діаметр корпусу, мм (для ГП-426,  $b_{в} = 1850$  мм);

$R^в$  — радіус кривизни до вершини еліптичного днища, мм (рівний  $c_{i^0}$ );

$\Phi$  — коефіцієнт міцності зварного шва ( $\Phi = 1$ );

$\sigma$  доп — допустиме напруження для сталі 09Г2С при  $T = 373$  °К (доп. = 160 МПа);

$C$  — прибавка на корозію до розрахункової товщини стінки ( $C = 2$  мм);

$C_i = 0,8$  мм і

$C_i = 0,9$  мм і  $P$  прибавка на мінусовий допуск;

$C^2 = 4,2$  мм — прибавка, яка враховує утонення при штамповці днища.

### Розрахунок циклонної насадки

\. Продуктивність по газу в робочих умовах при максимальному навантаженні,  $m^3/c$ :

$$V_P = 86400 \cdot \gamma_P \cdot T_0^{0,2} \cdot \gamma^{0,2} \cdot \sigma^{0,2}$$

де  $P^p$  і  $T^p$  — відповідно робочі тиск і температура, МПа і °К;

$P_0$  і  $T_0$  — відповідно тиск 0,1 МПа і температура, 273 °К;

$\gamma_0$  \ 2 — відповідно коефіцієнти стисливості абсолютної і відносної:

$$\gamma_0 = \frac{15 - 10 \cdot 0,1 \cdot 293 \cdot 0,89}{86400 - 4,1 \cdot 273 - 1} \quad \text{і } \Pi \text{ з д. М *}$$

2. Допустима умовна швидкість потоку газу в циклоні, м/с. Приймається від 2,2 до 3,5.

Прийmemo №<sub>ц</sub> = 3,4 м/с.

3. Розрахункова площа, м<sup>2</sup>:

4. Кількість циклонних елементів конструктивно приймається га = 5.

5. Діаметр циклонного елемента, м:

$$L_{ц} = 1,13 d_{ц} = 1,13 \cdot 0,55 = 0,62 \text{ м.} \quad (2.27)$$

Приймаємо й<sub>ц</sub> = 0,6 м.

6. Дійсна швидкість потоку газу в циклоні, м/с:

$$v_{ц} = \frac{L_{ц}}{0,785 \cdot L_{ц} \cdot n} = \frac{0,62}{0,785 \cdot 0,6^2 \cdot 5} = 2,83 \text{ м/с.} \quad (2.28)$$

Дійсна швидкість у межах допустимої.

**Розрахунок штуцерів входу і виходу газу,  
відводу рідини**

1. Допустима швидкість газу в штуцері №V рекомендується в межах 7–25 м/с.

Приймаємо №<sub>г</sub> = 17 м/с.

2. Діаметр штуцера входу і виходу газу, м:

$$d_{г} = 1,13 d_{гX} = 1,13 \cdot 0,54 = 0,61 \text{ м.} \quad (2.29)$$

Приймаємо й<sub>г</sub> = 0,55 м.

3. Дійсна швидкість газу в штуцері, м/с:

4. Об'ємна витрата уловленої рідини, м<sup>3</sup>/с:

$$V_{р} = \frac{V_{ж}}{3600} = \frac{6400}{3600} = 1,78 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (2.31)$$

$$V_{р} = \frac{16 \cdot 10 \cdot 10}{86400 \cdot 700} = 0,00124 \text{ м}^3/\text{с.}$$

5. Швидкість рідини (прийнята) Н<sub>р</sub> = 1,0 м/с.

6. Діаметр штуцера відводу уловленої рідини, м:

$$d_{\text{ш}} = \sqrt[3]{\frac{G}{\rho \cdot v}} = \sqrt[3]{\frac{1}{1000 \cdot 0,39}} = 0,039 \text{ м}$$

Приймаємо  $d_{\text{ш}} = 57$  мм за ДСТУ 8732-70 (2).

7. Діаметр штуцера відводу механічних домішок приймаємо  $d_{\text{мд}} = 159$  мм за ДСТУ 8732-87.

**Розрахунок гідравлічного опору пиловловлювача**

Для розрахунку прийняті такі коефіцієнти (3):

1. Коефіцієнт на вплив діаметра циклона

$$K_1 = 0,95 - 7 \cdot 10^{-4}$$

2. Поправковий коефіцієнт на вплив запиленості:

$$K_2 = 0,85 - 0,93 \cdot \lambda$$

3. Коефіцієнт опору циклонів  $K_3 = 1154 - 155 \cdot d$

4. Залежність коефіцієнта опору циклона від його діаметра і концентрації пилу визначається:

$$K_4 = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 = 0,95 \cdot 0,93 \cdot 115 = 101,6$$

5. Коефіцієнт, що враховує групову компоновку  $K_5 = 60$ .

6. Коефіцієнт опору групового циклона:

$$K_{\text{гр}} = K_4 + K_5 = 101,6 + 60 = 161,6$$

7. Коефіцієнт опору штуцера виходу  $K_6 = 0,5$ .

8. Густина газу при  $T = 293$  °К і  $P = 4,0$  МПа:

$$\rho = \frac{P}{R \cdot T} = \frac{4 \cdot 10^6}{287 \cdot 293} = 4,8 \text{ кг/м}^3 \quad (2.32)$$

9. Гідравлічний опір пиловловлювача, МПа:

$$\Delta P_{\text{г}} = 1,06 \cdot (0,81 \cdot \lambda^{0,4} + 0,5 \cdot \lambda^{-0,34}) \cdot 10^{-6} =$$

$$= 1,06 \cdot (0,81 \cdot 10^{-0,34} \cdot 161,6 + 0,5 \cdot 10^{-0,34}) \cdot 10^{-6} =$$

$$= 0,0258 \text{ МПа} \quad (2.33)$$

10. Коефіцієнт гідравлічного опору відводу на 90°:

$$\lambda_{90} = 0,3$$

11. Коефіцієнт тертя:  $\lambda_{тр} = 0,03$ .

12. **Гідравлічний опір трьох** колін підвідного трубопроводу визначається по формулі:

$$= (3 \cdot 0,3 + \lambda_{тр} \cdot 0,03) \cdot m_{г} \cdot l^3 = 0,33 \cdot 10^3 \text{ МПа.} \quad (2.34)$$

13. Сумарний гідравлічний опір пилословлювача, МПа:

$$\Delta P_{г} = \Delta P_1 + \Delta P_2 = 0,0258 + 0,0690 = 0,0327 \text{ МПа.} \quad (2.35)$$

#### 2.4. ОСУШЕННЯ ГАЗУ і БОРОТЬБА З ПДРАТОУТВОРЕННЯМ

Через низьку якість осушення газу на промислах у магістральних газопроводах конденсується волога, внаслідок знижується пропускна здатність і виникають умови для утворення кристалогідратів, які зовнішнім виглядом нагадують сніг або лід. Кристалогідрати були відкриті англійським хіміком Х. Деві в 1810 році. За своєю структурою газові гідрати є сполуками включення (клатрати), які утворюються шляхом упродовження в порожнечі кристалічних структур, створених із молекул води, молекул газу. Спільна формула газових гідратів  $M \cdot nH_2O$ , де значення « $n$ » змінюється в межах  $5,75 + 17$  залежно від складу газу і умов виникнення гідратів. Максимальна величина вологовмісту (при повному насиченні) залежить від складу газу, зростаючи зі збільшенням кількості  $H_2$  і  $CO_2$  і знижуючись із підвищенням вмісту  $N_2$ .

На діаграмі  $P - T$  (рис. 2.08) показані умови утворення гідратів.

Гідрати утворюються в зонах, розташованих ліворуч від кривих (2) і (5). При перетині кривих (1), (2) і (5) утворюється критична точка (С) розкладу гідратів. У точці (В), утвореній при перетині кривих (2) і (3), одночасно існує система гідрат-лід-вода-газ. При нагріванні або зниженні тиску нижче критичного проходить розкладання гідратів на воду і газ.

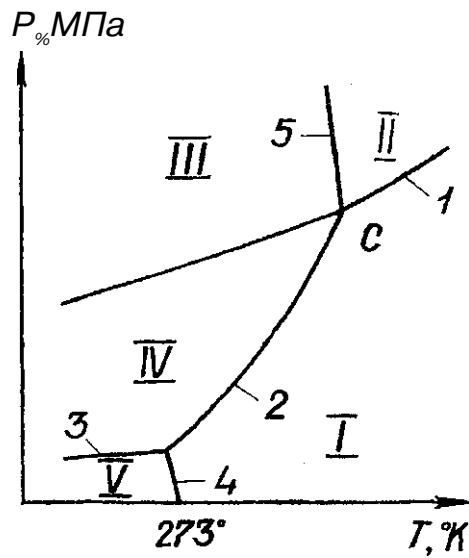


Рис. 2.08. Діаграма фазового стану гідратів.

1 — пружність парів гідратоутворювача, 2 — рівноважні умови утворення гідратів, 3 — рівноважна межа між гідратом і льодом, 4 — пониження температури замерзання води, 5 — залежність критичної температури розкладання гідратів від тиску

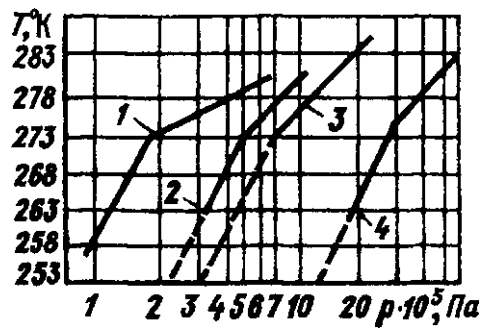


Рис. 2.09. Умови утворення гідратів.

1 — пропан, 2 — етан, 3 — природний газ, 4 — метан



Існує декілька методів визначення температури й тиску початку гідратуутворення: графічний, аналітичний, графоаналітичний і експериментальний. Умови утворення гідратів деяких газів наведені на рисунку 2.09.

Засоби боротьби з гідратами:

- зниження тиску в системі нижче рівноважного;
- підвищення температури газу до величини, яка перевищує рівноважну;
- осушення газу з метою запобігання конденсації парів води.

Процес вилучення з газу парів води називається осушенням. Осушення природних і попутних газів може здійснюватись абсорбцією за допомогою рідких поглиначів або адсорбцією із застосуванням твердих поглиначів — адсорбентів.

Переваги рідких поглиначів порівняно з твердими сорбентами полягають у наступному:

- низькі перепади тиску в системі;
- можливість осушення газів, які містять речовини, що забруднюють тверді сорбенти;
- менші капітальні й експлуатаційні витрати.

Проте ступінь осушення рідкими поглиначами менший, а температура газу, який осушується, має бути вища за 313—323 °К-

Для абсорбційного осушення природного газу в основному використовують діетиленгліколь (ДЕГ) і триетиленгліколь (ТЕГ) (табл. 2.07).

У випадку утворення гідратних пробок у газопроводі застосовують декілька методів їх руйнування: введення

*Таблиця 2.07*

**Фізико-хімічні властивості гліколів**

№ п/п	Параметри	Одиниці виміру	ДЕГ	ТЕГ
1	Молекулярна маса	кг/к моль	106,12	150,17
2	Густина при 20 °С/15 °С	г/см <sup>3</sup>	1,118/1,119	1,125/1,127
3	Температура кипіння при тиску (МПа) 0,1013	°К	518	558
4	Температура: початку розкладу початку замерзання займання на повітрі	°К »	437,5 265 350,5	479 266,4 445,9
5	Прихована теплота пароутворення при тиску 0,1 МПа	Дж/кг	0,628	0,418
6	В'язкість при температурі 293 °К	н с/м <sup>2</sup>	0,0357	0,0478

в трубопровод інгібіторів, методи зниження тиску, підігрівання.

Місце знаходження гідратної пробки визначають шляхом заміру тиску на трасі. Підвишений перепад тиску на якій-небудь ділянці свідчить про утворення гідратної пробки.

Місце, утворення пробки можна виявити за допомогою радіолокаційної антени і пересувної радіолокаційної станції, а також просвічуванням труб гамма-випромінюванням за допомогою радіоізотопного приладу РІК-6М.

Точка початку конденсації парів води з газу залежить від того, з якою точкою роси газ надходить у газопровід. Якщо вона буде вище початкової температури газу, то волога виділятиметься в самому початку газопроводу, нижче — в тому місці газопроводу, де точка роси дорівнює температурі газу.

Для визначення точки початку конденсації парів води із газу при  $T=T.P.$  застосовуємо формулу:

$$T = T^0 + \{T - T^0\} \cdot e^{-a \cdot |P_1 - P_2| \cdot B} \quad (2.36)$$

де  $T$ ,  $T^0$  — температура газу відповідно газопроводу і навколишнього середовища, °К;

$T^a$  — початкова температура газу, °К;

$a$  — коефіцієнт Джоуля—Томсона, °К/МПа (табл. 2.08);

$P_1$  і  $P_2$  — тиск відповідно на початку і в кінці газопроводу, МПа;

$B$  — довжина газопроводу, м;

$x$  — відстань від початку газопроводу до розглянутої точки, м;

$a$  — коефіцієнт, що визначається по формулі (2.39).

**Таблиця 2.08**

Значення коефіцієнта Джоуля—Томсона

тиск, МПа	Значення/°, °К/МПа при температурі, °К					
	248	273	298	323	348	373
0,10	5,6	4,8	4,1	3,5	3,0	2,6
0,52	5,5	4,7	4,0	3,4	3,0	2,6
2,50	5,0	4,8	3,6	3,1	2,6	2,3
5,15	4,5	3,8	3,3	2,8	2,4	2,1
10,3	3,6	3,2	2,7	2,5	2,1	1,9

Початок зони конденсації в газопроводі визначаємо по формулі, приймаючи, що  $T=T_{mp}$ .

$$X_{\text{тр.}} = \frac{-1,1 \Gamma \cdot i - (\frac{1}{1 - P^2}) + (\Gamma - \Gamma^a) a \cdot i}{1 - (\frac{1}{1 - P^2}) + (\Gamma - \Gamma^a) a \cdot i} \cdot 1$$

Кінець зони конденсації в газопроводі:

(2-38)

$$\alpha = \frac{2 \cdot K_2 \cdot c_p}{p \cdot \Delta T} \quad (2-39)$$

де  $K_2$  — коефіцієнт теплопередачі в навколишнє середовище, Вт/м<sup>2</sup> · °К;

$B$  — зовнішній діаметр газопроводу, м;

$\rho$  — густина газу, кг/м<sup>3</sup>;

$Q$  — об'ємна витрата газу, м<sup>3</sup>/добу;

$C_p$  — теплоємність газу, Дж/кг · °К-

При осушенні газу необхідно, щоб воно проходило нижче точки роси, яка забезпечувала б нормальний режим транспортування газу. Точка роси — температура, до якої повинен охолоджуватися газ, щоб досягти стану насичення водяною парою при даному вологовмісті і незмінному тискові. При досягненні точки роси в газі або на предметах, до яких він доторкається, починається конденсація водяної пари. Осушення газу звичайно здійснюють нижче точки роси на 5–7 °К-

Товщину гідрату, який утворився в газопроводі, можна визначити по формулі:

Для точки роси від 273 до 243 °К:

$$v = ( \dots ) \cdot ( 7 - 0 - \Gamma \cdot \dots ) \cdot 1 \cdot B \cdot M \quad (2.40)$$

Для точки роси від 233 до 223 °К:

$$b^* = (m + n \cdot e^P) \cdot (T^0 - T \cdot P) \quad (2.41)$$

Змінні параметри  $P$ ,  $T$ ,  $B$  визначаємо через коефіцієнти  $n$  і  $m$  (табл. 2.09).

Дані формули застосовують, коли температура транспортованого газу буде нижча точки роси.

Одним із методів боротьби з гідратуутворенням є введення в потік газу інгібіторів. Як інгібітори використовують: метиловий спирт (метанол), розчини ДЕГ і ТЕГ.

Заливка метанолу в газопровід виконується за допомогою стаціонарних або переносних метанольниць.

Таблиця 2.09

Значення коефіцієнтів  $n$  і  $m$ 

Темпе- ратура, °К	0 - 500 мм		0 > 1000 мм		0 - 1200 мм	
	$m$	$n$	$m$	$n$	$m$	$n$
273	- 0,0207	0,0433	-0,0085	0,0816	-0,0076	0,0166
263	-0,0116	0,0246	-0,0046	0,01025	-0,0046	0,00965
253	- 0,0064	0,0133	-0,0038	0,00400	-0,0037	0,00722
243	- 0,0041	0,0087	-0,0031	0,0063	- 0,0016	0,0034
233	-0,00072	0,00031	-0,00036	0,000155	-0,0008	0,000125
223	-0,00046	0,00025	-0,00048	0,00025	- 0,00039	0,0002

**ПРИКЛАД 2.3**

Визначити зону конденсації вологи в газопроводі, необхідну кількість метанолу для осушення газу при наступних даних:

продуктивність ( $Q=12,7$  млн м<sup>3</sup>/добу;

діаметр трубопроводу  $\Phi = 1,22$  м;

початковий тиск  $P_1 = 5,5$  МПа;

кінцевий тиск  $P_2 = 4,0$  МПа;

початкова температура газу  $T_a = 263$  °К;

температура навколишнього середовища  $T_0 = 238$  °К;

довжина розрахункової ділянки  $L = 120$  км;

коефіцієнт Джоуля–Томсона ( $\alpha = 3,3$  К/МПа);

густина  $\rho = 0,672$  кг/м<sup>3</sup>;

точка роси  $T_{р.р.} = 255$  °К;

теплоємність газу  $C_p = 2512$  Дж/кг;

коефіцієнт теплопровідності  $\lambda = 1740$  Вт/м<sup>2</sup> · °К.

Визначаємо значення коефіцієнта « $a$ »:

$$a = \frac{24 \cdot 1740 \cdot 3,3 \cdot 1,22}{0,672 \cdot 12700000 \cdot 2512} = 0,0002.$$

Визначаємо початок зони конденсації

$$X_{TP} = \frac{1 - \alpha \cdot L \cdot \Gamma \cdot 3,3(5,5 - 4,0) + (263 - 238) \cdot 12 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot 10^{-4}}{0,0002 \cdot 12700000 + (255 - 238) \cdot 12 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot 10^{-4}} = 1900 \text{ м} = 1,9 \text{ км}.$$

Визначаємо кінець зони конденсації:

$$v_0 = \frac{1}{0,0002} \cdot \left[ \frac{12 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot 10^{-4} (263 - 238)}{3,3(5,5 - 4,0)} + 1 \right] = 23937,5 \text{ м} = 24 \text{ км}.$$

Визначаємо фактичну температуру газопроводу, вважаючи, що  $T = T_{TR}$ :

$$T = 238 + (263 - 238) \cdot 2,7^{-2,0} \cdot 10^{-4} \cdot \frac{0,19 \cdot 10^4}{3,3} \cdot \frac{5,5 - 4,0}{720 \cdot 000} \cdot \frac{1 - 2,7^{-2,0}}{1 - 2,7^{-2,0}} \cdot 10^{-4} \cdot \frac{0,19 \cdot 10^4}{254} = 254 \text{ } ^\circ\text{K}$$

Прийнята  $T_{TR} = 255 \text{ } ^\circ\text{K}$ .

Розходження  $T = 255 - 254 = 1 \text{ } ^\circ\text{K}$ .

Середній тиск газу в газопроводі:

$$P_{\text{СЕРЕДН}} = \sqrt[3]{\frac{P_1 + 2P_2 + P_3}{3}} = \sqrt[3]{\frac{5,5 + 2 \cdot 4,0 + 3,3}{3}} = 4,79 \text{ МПа.} \quad (2.42)$$

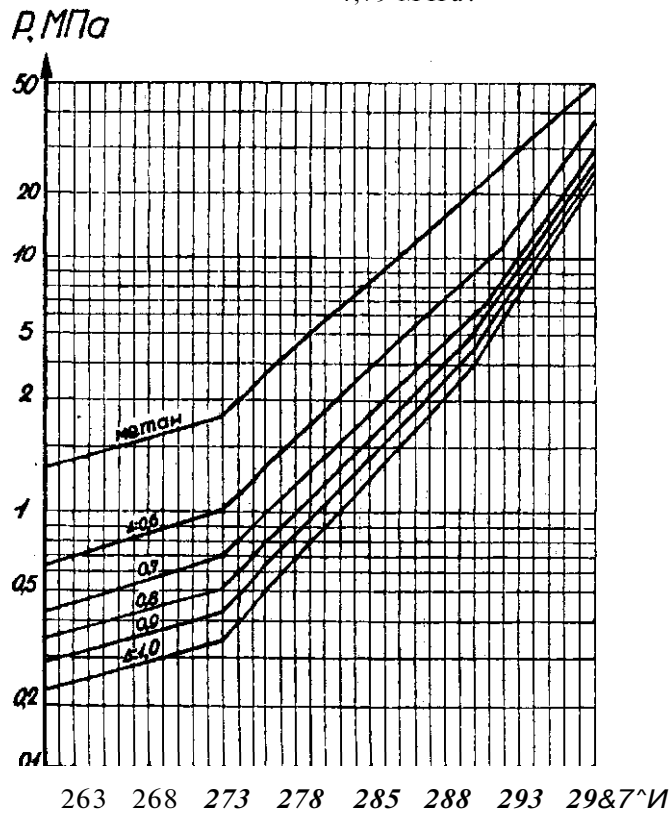


Рис. 2.10. Графік утворення гідратів природних газів залежно від температури і тиску

Вологовміст газу визначаємо по формулі:

$$C = A + B \quad (2.43)$$

Значення  $A$  і  $B$  приймаємо (додаток 4).

$$C = 0,01510 = 0,254 \text{ г/м}^3$$

Вологовміст холодного газу:

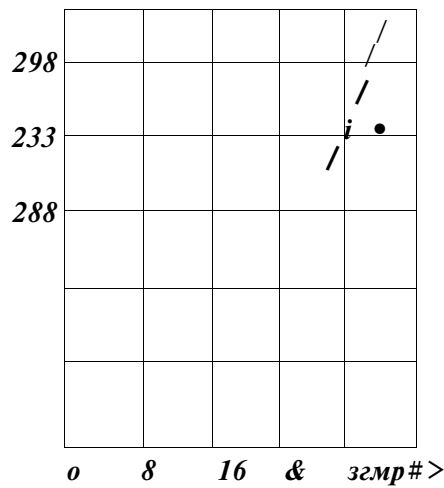
$$0,0229 = 0,486 \text{ г/м}^3$$

Зміна вологовмісту газу:

$$D = 0,486 - 0,254 = 0,232 \text{ г/м}^3 \quad (2.44)$$

Кількість рідкої води, що виділилась із газу:

$$\begin{aligned} \text{Ор...} &= MI-C = 0,232 \cdot 12\,700\,000 = 2\,946\,400 \text{ г/добу} = \\ &= 2946,4 \text{ кг/добу.} \end{aligned} \quad (2.45)$$



Температура  
утворення гідрату  
(Гідр) визначається  
на підставі  $P_{\text{серед.}}$   
і Д. по рисунку 2.10:  
 $T_{\text{Гідр}} = 285 \text{ } ^\circ\text{К.}$

Рис. 2.11. Графік для визначення вмісту метанолу у воді

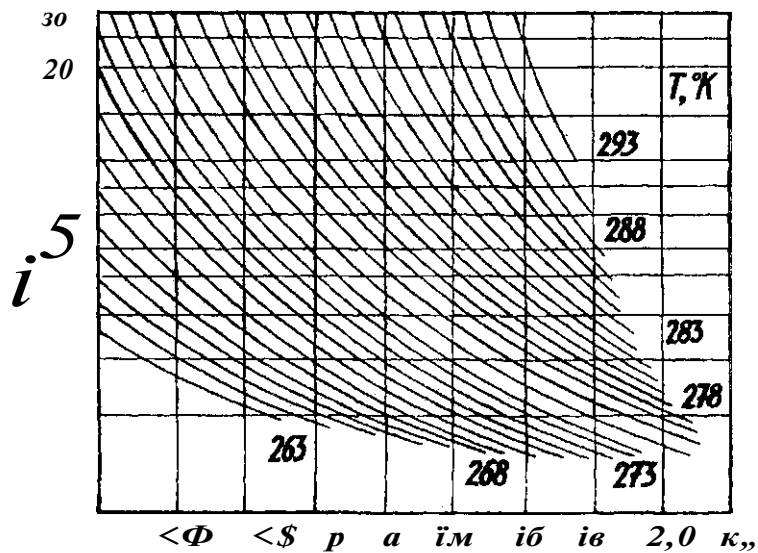


Рис. 2.12. Графік вмісту метанолу в паровій і рідкій фазах залежно від тиску і температури газу

Необхідне зниження точки замерзання розчину:

$$\Delta T = 7 \cdot \Gamma_{\text{др}} - \Gamma_{\text{п}} = 285 - 263 = 22 \text{ } ^\circ\text{K}. \quad (2.46)$$

Вміст метанолу у воді у відсотках визначаємо по графіку (рис. 2.11)  $m = 34$

Відношення кількості парів метанолу до його вмісту в рідині визначаємо по рисунку 2.12:

$$K_m = 0,6 \text{ г/ваг. } \%$$

Концентрація метанолу в газі:

$$K^m = M_{\text{жс}} \cdot /C_m \cdot 16 \cdot 10^{-3} = 34 \cdot 0,6 \cdot 16 \cdot 10^{-3} = 0,326 \text{ г/м}^3. \quad (2.47)$$

Кількість метанолу, що насичує рідину:

$$O_{\text{р.в.-м.}} = \frac{2946,4 - 34}{100 - M_{\text{жс}}} = 1517,8 \text{ кг/добу}. \quad (2.48)$$

Кількість метанолу, що насичує газ:

$$O_{\text{мг}} = \langle 3 - \text{Л:мг} \rangle = 12 \cdot 700000 - 0,326 = 4140 \text{ кг/добу}. \quad (2.49)$$

Кількість метанолу, що вводиться в газопровід:

$$O_{\text{ж}} = \langle \text{ж} + \text{Л,г} \rangle = 1517,8 + 4140 = 5658 \text{ кг/добу}. \quad (2.50)$$

Питома витрата метанолу:

$$q_{\text{ж}} = T = \text{І Ж О} = 0,000445 \text{ кг/м}^3. \quad (2.51)$$

### *Установки осушення газу та їх експлуатація*

#### Абсорбери

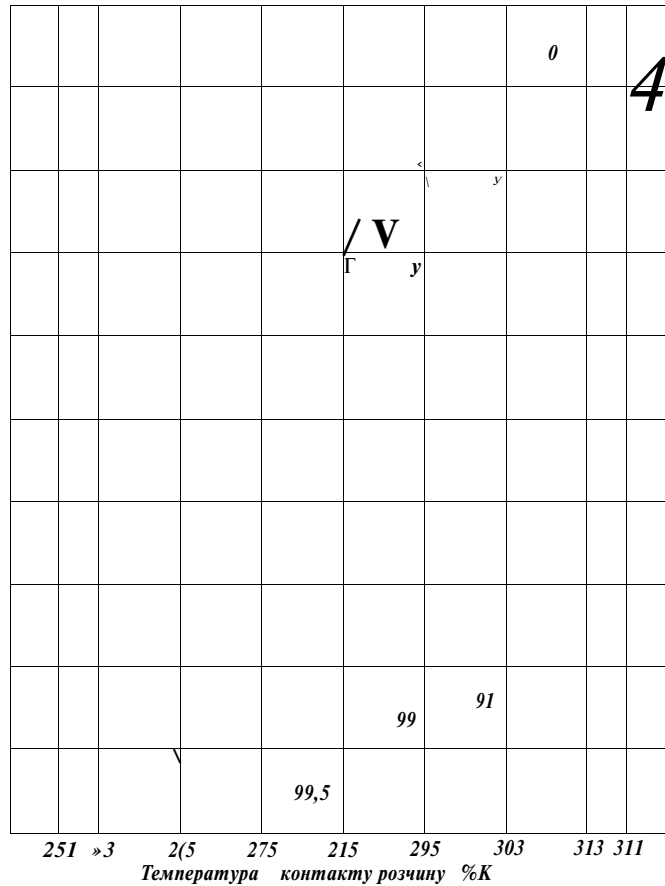
Абсорбція (лат. абзоґео — поглинаю) — поглинання речовин із газової суміші рідинами. Швидкість абсорбції залежить від того, наскільки концентрація газу, що поглинається (парів води), у газовій суміші перевищує концентрацію цього компонента над розчином. Абсорбція поліпшується з підвищенням тиску і з пониженням температури. Абсорбція здійснюється на абсорбційних установках, основним апаратом яких є абсорбер.

Абсорбер — масообмінна барботажна колона, обладнана тарілками з круглими чи жолобчатими ковпачками або 5-подібними елементами, що забезпечують постійний рівень рідини на тарілці. Вологий газ направляється в нижню частину колони, де в скруберній секції проходить відділення крапельної вологи. Назустріч потоку газу в абсорбер подається розчин гліколю, який вводиться на верхню тарілку. Стікаючи по тарілках униз, розчин вилучає вологу з газу і, насичуючись, відводиться знизу колони на регенерацію. Осушений газ проходить верхню скруберну секцію, де відділяються краплі винесеного розчину, і надходить через верх колони в газопровід. Після стадії осушення природного газу гліколі використовуються, пройшовши процес регенерації. Насичений вологою розчин гліколю (рис. 2.13) виходить із абсорбера, проходить перший теплообмінник, де підігрівається за рахунок тепла гарячого поглинача, який виходить з низу десорбера, і надходить у вивітрювач, в якому з нього виділяються гази, поглинуті в абсорбері (рис. 2.13). Потім розчин подається в другий теплообмінник і далі в десорбер для регенерації.

Десорбер — масообмінна колона насадочного або тарілкового типу. При діаметрі колони до 600 мм десорбер засипають насадкою, вище 600 мм — обладнують 14–18-ковпачковими тарілками. Рідину вводять в середину колони. В нижню частину колони підводять тепло виносним випарювачем (рибойлером), де носій нагрівається нагрітим гасом або водяною парою. На верх десорбера подають зрошення — конденсат водяних парів, що виділяються при регенерації розчинів. Десорбери розраховують графічно або аналітично за методом Крейсера. Вивітрювачі забезпечують нормальний перетік рідини з контактора (абсорбера) через теплообмінники в десорбер. Вивітрювач сприяє ліквідації газових пробок. Звичайно виві-







**Рис. 2.14.** Залежність точок роси газу, рівноважного з водним розчином ДЕГ

Згідно (5) у розрахунках осушення звичайно задають концентрацію насиченого гліколю на виході з абсорбера чи витрату гліколю на осушення. При цьому приймають витрату гліколю не менше 25 л на 1 кг вилученої вологи.

Осушення газу здійснюють також в установках низькотемпературної сепарації. Газ, який надходить із свердловини, має високий пластовий тиск (до  $P = 45-50$  МПа). Високий тиск використовується для одержання холоду, за рахунок якого вилучають конденсат і вологу з газу.

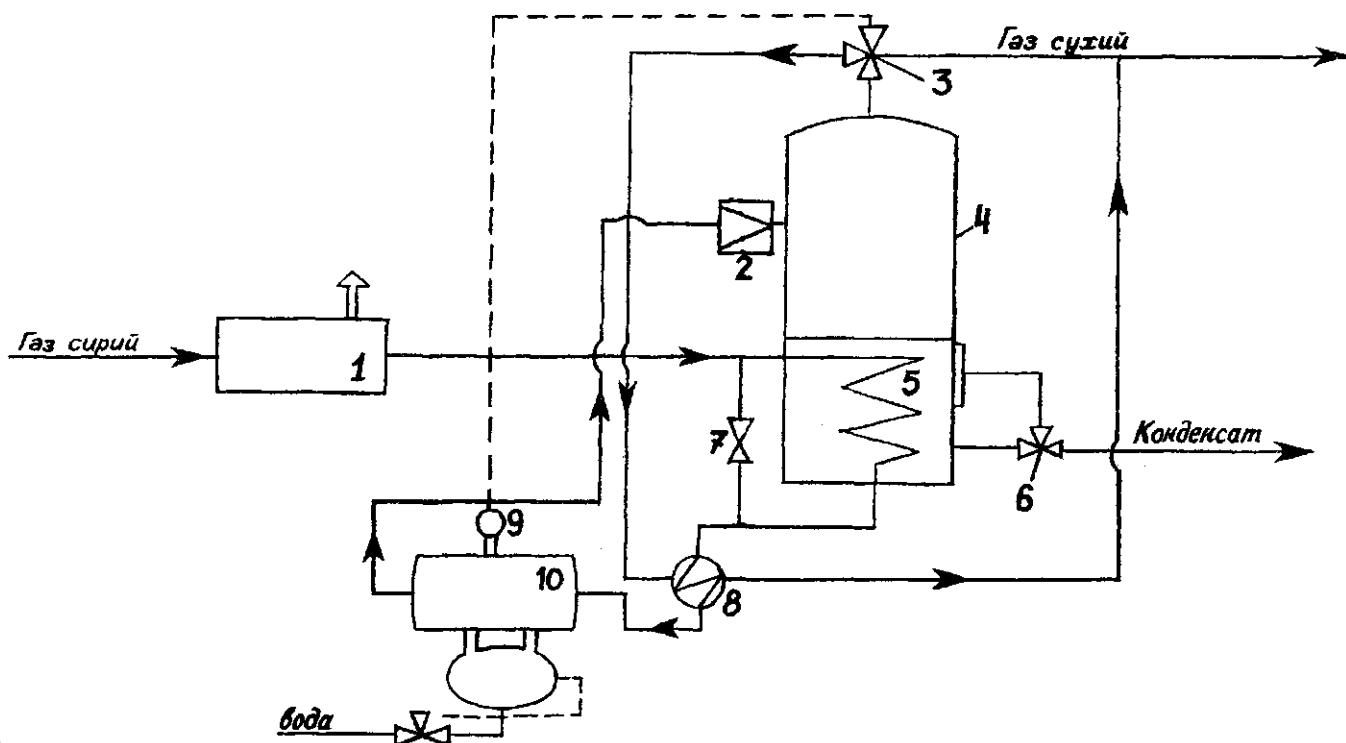


Рис. 2.15. Принципова схема осушення газу холодом з утворенням гідратів у сепараторі

В установках низькотемпературної сепарації (НТС) від'ємні температури створюються внаслідок дроселювання (пониження тиску) газу високого тиску в штуцерах.

Встановлено, що при дроселюванні газу в штуцері на  $P = 6,1$  МПа температура газу в середньому знижується на  $\Delta T = 0,33^\circ\text{K}$  (коефіцієнт Джоуля — Томсона).

У схемі (рис. 2.15) не допускається утворення гідратів до штуцера (2).

Установка працює таким чином: газ від свердловини, якщо його температура недостатньо висока, надходить у підігрівач (1), а потім у змійовик (5), розташований у нижній частині сепаратора (4). Із змійовика газ надходить у теплообмінник (8) і, охолодившись у ньому до температури на  $2-3^\circ\text{K}$  вище температури гідратоутво-

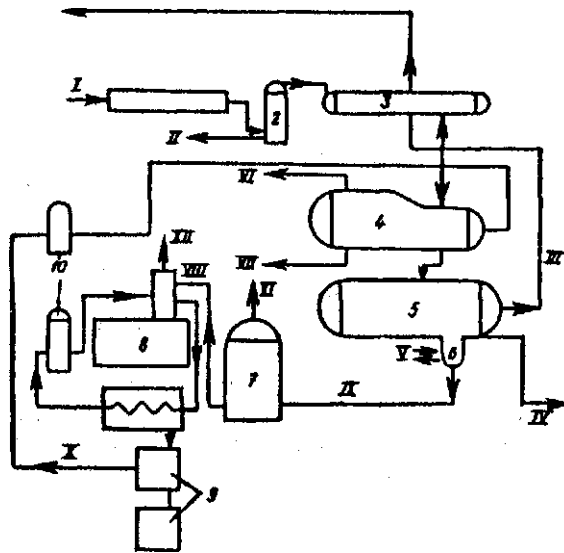


Рис. 2.16. Принципова схема осушення газу холодом з уведенням інгібіторів гідратоутворення.

*I* — нафтовий газ, *II* — дренаж води, *III* — осушений газ, *IV* — конденсат вуглеводнів, *V* — теплоносіє, *VI* — холодоагент пропан, *VII* — холодоагент пропан, *VIII* — вивірений гліколь, *IX* — насичений гліколь, *X* — регенований гліколь, *XI* — пари вуглеводнів, *XII* — пари води;  
*1* — повітряний холодильник, *2* — водовідділювач, *3* — теплообмінник, *4* — пропановий охолоджувач, *5* — трифазний сепаратор, *6* — відстійник, *7* — сепаратор, *8* — регенератор гліколю, *9* — насос, *10* — фільтр для гліколю

рення, надходить у сепаратор-водовідділювач (10), а потім у штуцерах (2) проходить дроселювання газу до тиску, який дорівнює тиску в магістральному газопроводі. При дроселюванні в штуцері з газу випадають водяний і вуглеводневий конденсат і утворюються гідрати. Осілі гідрати в сепараторі занурюються під рівень конденсату, який підігрівається гарячим газом, що проходить по змійовику (5) для руйнування гідратів.

Холодний газ із сепаратора через триходовий кран, (3) направляється в міжтрубний простір теплообмінника (8), а звідти — у збірний колектор сухого газу.

Температура газу перед штуцером підтримується на заданому рівні терморегулятором (9). Якщо температура газу перед НТС висока, то нагрівач (1) не ставиться, а температура конденсату, який нагрівається змійовиком (5), регулюється перепуском теплого газу по байпасу (7).

Газ осушують також на установках низькотемпературної сепарації (НТС). Вузол осушення газу працює таким чином: газ із промислів подається під тиском 0,11 МПа і стискається в поршневого компресорі до тиску 4,5 МПа. В міжступінчатих холодильниках газ охолоджується до температури 308—313 °К, де виділяється вода. Для запобігання утворення гідратів у теплообмінники й охолоджувач форсунками вприскується 75—80-процентний розчин ДЕГ (рис. 2.16).

Установка складається з повітряного холодильника (1), водовідділювача (2), теплообмінника (3), пропанового охолоджувача (4), трифазного сепаратора (5), відстійника (6), сепаратора (7), генератора гліколю (8), насоса для гліколю (9) і фільтра для гліколю (10).

На установках НТС джерелом холоду застосовують турбодетандери. Потужність, розвинута на виході турбодетандера, використовують у компресорі турбодетандерного агрегату (ТДА) для дотискання очищеного і підігрітого в теплообміннику газу. Газ при виході з установки комплексної підготовки газу (УКТТГ) має бути охолодженим, що доцільно робити суміщенням процесів підготовки й охолодження газу в одній установці. Ця установка працює за такою схемою. Сирий газ компримується на дотискувальній компресорній станції (ДКС) і, пройшовши апарати повітряного охолодження (АПО), дотискається в компресорі ТДА. Потім газ послідовно охолоджується в АПО і рекуперативному теплообміннику (РТО) (прямий хід) і, розширюючись у проточній частині турбодетандера, досягає заданої температури сепарації.

За 03 ре О Р о  
 2. \* £ » £ о> За я л  
 - і сг ід о о о л Ж' л  
 Я 0' я « л « о ю л Б  
 О о я оз оз оз я М о я 5  
 Ї б' Х о З я " \* < і з О Кс  
 03 < а> & оз і о\ Ж - і < і <  
 а> & оз і о\ Ж - і < і <  
 ф. Ь> оз М і 2 < > з я  
 2, Х Й \* " - тз я тз оз  
 63 оз Х "О оз н  
 За о о о тз я я тз -  
 о о о тз я я тз -  
 0 з о о о тз я я тз -  
 5 н В з ф оо я Х N3 0)  
 Г § \* § § ; Х - тз  
 о Ш о й 2 о За в «'  
 о оз ф й О оз За н ПЗ  
 За п = ; \* о а оз За оз СГ  
 о o  
 О о і ю я И \ 2 \* і я я тО  
 \* < ^ М і 2 < П аз В Н  
 н с 31 оз я оз  
 2 \* ? ? оз і я' і

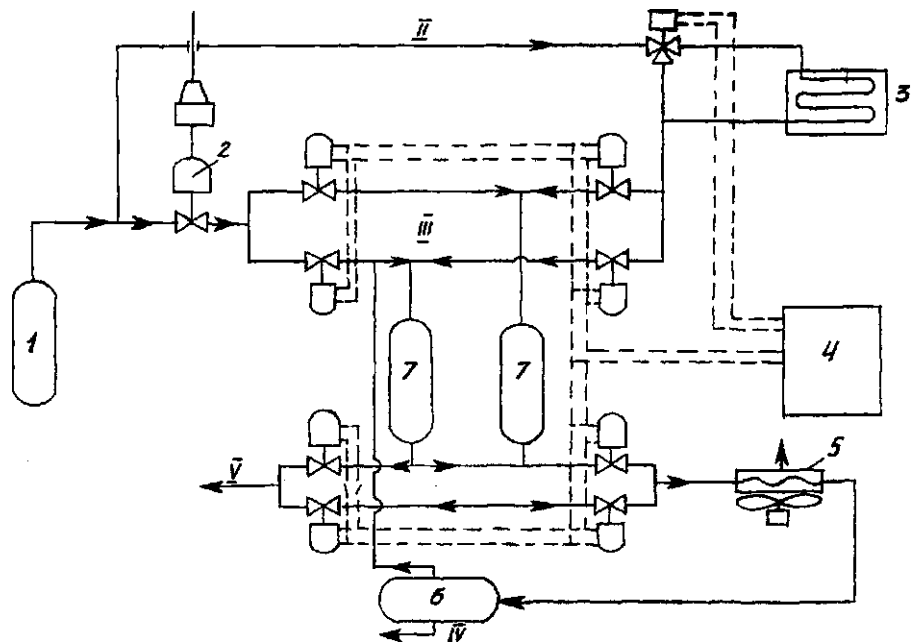


Рис. 2.17. Схема двоадсорбної установки осушення газу.

1, 6 - сепаратор, 2 - регулятор потоку, 3 - піч, 4 - панель пневматичного управління, 5 - холодильник, 7 - адсорбер;  
 I - вхід вологого газу, II - газ на регенерацію, III - газ на адсорбцію, IV - відведення води, V - вихід осушеного газу

Здатність адсорбенту поглинати речовини тим більша, чим більша його поверхня. Поверхня, яка припадає на 1 г адсорбенту, називається питомою поверхнею.

Процес адсорбції виникає в апаратах — адсорберах, які бувають періодичної і безперервної дії.

На практиці застосовують два види адсорбції — фізичну і хімічну. Хімічна адсорбція безповоротна і тому має обмежене застосування. Установки адсорбційного осушення мають звичайно 2—4 адсорбери. Схема осушення з двома адсорберами подана на рисунку 2.17.

Вологий газ надходить у сепаратор для вилучення механічних домішок, крапельної вологи, рідких вуглеводнів і направляється в адсорбер.

Осушений газ із адсорбера надходить у магістраль.

Частина сирого відсепарованого газу подається в піч для підігріву, а потім — в адсорбер зі зволуженим осушувачем для регенерації останнього.

Гарячий газ після регенерації осушувача охолоджують в холодильнику і направляють у сепаратор для відділення вологи, вилученої з осушувача.

Після відділення вологи газ змішується з оснрвним потоком сирого газу і надходить на осушення.

Для осушення газу в промислових умовах застосовують силікагель, алюмогель, флорит, молекулярні сита, природні цеоліти (шабазіт, морденіт та ін.), глину, боксити.

Силікагель — це гель двоокису кремнію (табл. 2.10).

Для осушення газу найефективніше застосування дрібнопористого силікагелю. Молекулярні сита (синтетичні цеоліти) — це кристалічні алюмосилікатні адсорбенти (табл. 2.11).

Цеоліти мають великі переваги перед іншими осушувачами: глибокий ступінь осушення, високу вологемність при низькій відносній вологості і підвищеній температурі газу, міцність при наявності крапельної вологи, вибірково адсорбційну здатність.

#### Приклад 2.5

Виконати розрахунок блока адсорберів установки осушення газу продуктивністю  $Q=12,7 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{добу}$ ;

газ надходить з тиском  $P=5,5 \text{ МПа}$ ;

з температурою  $298 \text{ °К}$ ;

повністю насичений вологою.

Вологість осушеного газу має відповідати точці роси  $t_{р.р.}=255 \text{ °К}$  при тиску  $P=5,5 \text{ МПа}$ ;

Характеристика силікагелі» вітчизняного виробництва

Показники	Одиниці виміру	Кусковий силікагель								Гранульований			
		дрібнопористий				крупнопористий				дрібнопористий		крупнопористий	
		КСМ	ШСМ	МСМ	АСМ	КСК	ШСК	МСК	АСК	КСМ	ШСМ	КСК	ШСК
Величина зерен	мм	2,7—7	1,5—3,5	0,25—2	0,2—0,5	2,7—7	1,5—3,5	0,25—2	0,2—0,5	2,7—7	1—3,5	2,7—7	1—3,5
Механічна міцність	%	92	80	не нормується		80	60	не нормується		94	85	86	62
Насипна густина після осушення при 423°К, не менше	г/л	670	670	670	670	400 500	400 500	400 500	400 500	670	670	400 500	400 500
Вологоємність при 293°К і відносній вологості (%), не менше: 20	% мас.					не нормується				9,0	9,0 не нормується		
40		20	20	20	19	не нормується				16	16 не нормується		
60		29	29	29	28	не нормується				не нормується			
100		35	35	35	35	70	70	70	70	35	35	70	70



Таблиця 2.11

## Характеристика різних типів цеолітів

Показники	Одиниці виміру	Тип цеолітів			
		КА		CaL	CaX
Насипна густина	г/см <sup>3</sup>	0,62	0,65	0,65	0,60
Водостійкість	% мас.	—	96	96	96
Динамічна активність по парах води при осушенні до точки роси 203 °К при розмірі гранул:					
4,5	мм	62	90	72	90
3,6		70	100	80	95
2,0		85	120	95	100
Питома поверхня	м <sup>2</sup> /г	—	750—800	750—800	1030
Теплопровідність	Вт/м <sup>2</sup> К	—	0,581	—	—
Питома теплоємність	кДж/кг-К	—	0,795	—	—
Розміри гранул:	мм				
діаметр	" - "	—	2—4,5	4,5	—,
довжина		—	2—5	5,0	—

газ складається на 96 об. % метану СН<sub>4</sub>, решта компонентів С<sub>2</sub>Н<sub>6</sub>, С<sub>3</sub>Н<sub>8</sub>, СО<sub>2</sub> та інертні гази; відносна густина газу Д = 0,672; 2 = 0,9.

Для розрахунку приймаємо:

1. Осушувач — цеоліт ІаА. Строк служби 3—4 роки. Вологоємність наприкінці служби 9 ваг. %; десорбцію вологи з цеоліту проводять сирим газом, який має температуру на вході в адсорбер 523 °К. Температуру на виході приймаємо 503 °К.

2. Лінійна швидкість газу при параметрах адсорбції № = 0,2 м/с; час контакту газу й адсорбенту не менше 10 с.

3. Тривалість циклів: адсорбції τ<sub>а</sub> = 8 год., регенерації τ<sub>р</sub> = 6 год., охолодження Т<sub>о</sub> = 2 год.

4. Діаметр адсорбера <math>i = 3</math> м.

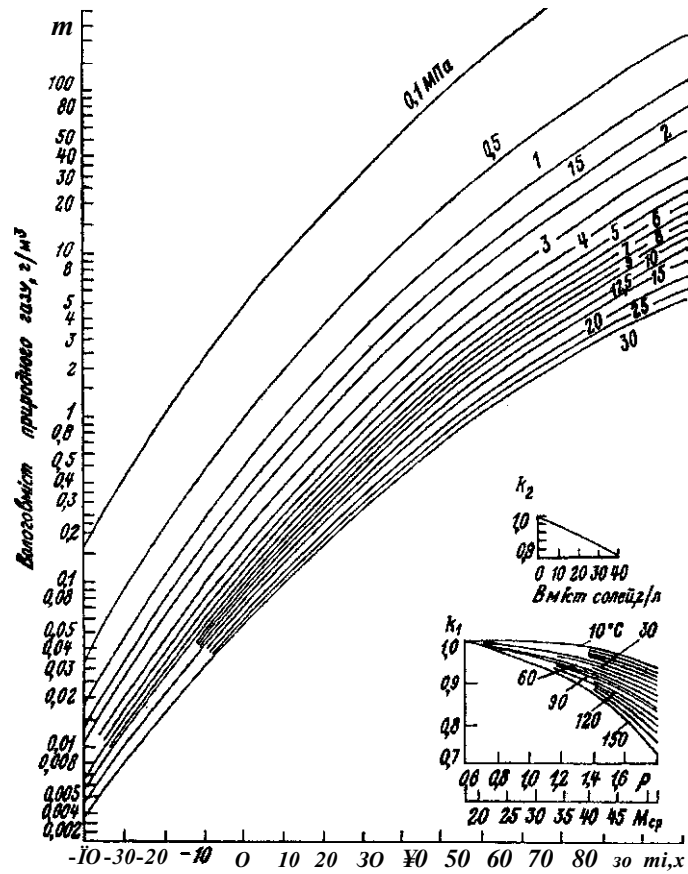


Рис. 2.18. Рівноважний вміст парів води в системі «природний гаї - вода»

Розрахунок циклу адсорбції:

Визначаємо кількість адсорбенту по формулі:

$$Q = \frac{1}{K} (Y_1 - Y_2) \quad (2.55)$$

де  $Y_1$ — вологовміст газу на початку процесу осушення,  $г/м^3$ . Визначаємо по кривих рівноважного вологовмісту (рис. 2.18):

$Y_2$ — вологовміст газу в кінці процесу осушення. Приймаємо, що вся волога вилучається з газу, тобто  $Y_2 = 0$ ;

$a^3$ —динамічна вологоємність цеоліту ( $a^r = 3$  ваг. % або розрахункова  $9 - 3 = 6$  ваг. %).

$$O = 12,7,10 \cdot 24 \cdot 0,006^{10,3,8} = 35\ 278\ \text{кг} = 36\ \text{т}$$

Отриману кількість цеоліту подвоюємо для забезпечення безперервності процесу, тоді загальна потреба цеоліту на третій рік експлуатації становить:

$$O^1 = 36 \cdot 2 = 72\ \text{т}$$

: Продуктивність одного адсорбера:

$$U_a = \Gamma - 5 = N_0 - \xi \wedge - 0,785 \wedge - 3600; \quad (2.56)$$

$$U_a = 0,2^{5,5} \cdot 0,9^{10,2} \cdot 0,785 \cdot 3^2 \cdot 3600 = 317,1 \cdot 10^3\ \text{м}^3/\text{год},$$

де  $S$  — площа поперечного перерізу адсорбера,  $\text{м}^2$ ;

$\gamma$  — коефіцієнт зріджування газу;

$10,2$  — перевідний коефіцієнт;

$\bar{w}$  — лінійна швидкість газу,  $\text{м/с}$ .

Кількість адсорберів визначається:

$$N \approx \frac{U}{U_a} = \frac{317,1 \cdot 10^3}{1,5 \cdot 10^3} \approx 211$$

Приймаємо  $n = 2$ .

Так як процес періодичний, отриману кількість адсорберів подвоюємо, тобто установка буде складатися з двох технологічних ниток по два адсорбери кожна.

Визначаємо кількість цеоліту в одному адсорбері:

$$G = \frac{O}{N} = \frac{72\ \text{т}}{211} \approx 0,34\ \text{т}$$

Висоті шару цеоліту при його насипній вазі  $0,65\ \text{т/м}^3$ :

Час контакту газу й адсорбенту:

$$\tau^* = i = 1 \xi = 19,5 = 20\ \text{с}, \quad (2.60)$$

тобто в два рази більший прийнятого.

Розрахунок стадії десорбції:

Витрата теплоти на нагрівання адсорбенту:

$$Q_1 = m_a \cdot C_{адс} \cdot (T_{середн.} - T_{поч.}) \quad (2.61)$$

Де  $m_a$  — маса адсорбенту, кг;

$C_{адс}$  — питома теплоємність адсорбенту, Дж/кг · °К;  
( $C_{адс} = 0,88$  Дж/кг · °К);

$T_{середн.}$  — середня температура регенерації, °К;

$T_{поч.}$  — температура адсорбенту на початку регенерації, °К.

( $T_{поч} = 298$  °К).

$$T_{середн.} = \frac{T_{вх.} + T_{вих.}}{2} \quad (2.62)$$

$T_{вх.}$ ,  $T_{вих.}$  — температури газу регенерації відповідно на вході і виході з шару в кінці регенерації, °К.

$$Q_1 = 18000 \cdot 0,88 \cdot (513 - 298) = 3,4 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

Витрата теплоти на нагрівання адсорбера:

$$Q_2 = m_m \cdot C_m \cdot (T_{середн.} - T_{поч.}) \quad (2.63)$$

де  $m_m$  — маса адсорбера, кг (приймаємо на 1 кг адсорбенту 3 кг металу).

$C_m$  — питома теплоємність металу, Дж/кг · К;

$$Q_2 = 18000 \cdot 3 \cdot 0,5 \cdot (513 - 298) = 5,8 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

Витрата теплоти на нагрівання теплоізоляції:

$$Q_3 = 0,2 \cdot 32 \cdot 0,2 \cdot 5,8 \cdot 10^6 = 1,16 \cdot 10^6 \text{ Дж.} \quad (2.64)$$

Витрата теплоти на нагрівання води:

$$Q_4 = m_{H_2O} \cdot C_{H_2O} \cdot (T_{кип.} - T_{поч.}) \quad (2.65)$$

де  $m_{H_2O}$  — кількість води, яка міститься в адсорбенті, кг;

$C_{H_2O}$  — питома теплоємність води, Дж/кг · К;

$T_{кип.}$  — температура кипіння води при тиску газу регенерації, °К;

$$Q_4 = 8000 \cdot 4,187 \cdot (559 - 298) = 1,8 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

Витрата теплоти на випарювання води: .

$$Q_{\text{вип}} = G_{\text{вип}} \cdot C_{\text{вип}} = 1,8 \cdot 10^6 \cdot 2256,8 = 2,43 \cdot 10^6 \text{ Дж}, \quad (2.66)$$

$Q_{\text{вип}}$  — прихована теплота випарювання Дж/кг.

Втрати тепла:

$$Q_{\text{в}} = 0,1 \cdot (T_1 - T_2 + T_3 + T_4 + T_5) \quad (2.67)$$

$$Q_{\text{в}} = 0,1 \cdot (3,4 + 5,8 + 1,16 + 1,8 + 2,43) \cdot 10^6 = 1,46 \cdot 10^6 \text{ Дж}.$$

Втрати тепла при регенерації:

$$Q_{\text{р}} = P \cdot (T_2 + T_3 + T_4 + T_5 + T_6) \quad (2.68)$$

$$Q_{\text{р}} = (3,4 + 5,8 + 1,16 + 1,8 + 2,43 + 1,46) \cdot 10^6 = 16,06 \cdot 10^6 \text{ Дж}.$$

Кількість теплоти, яка надходить в адсорбер із газом регенерації, має дорівнювати витраті теплоти на регенерацію:

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{в}} \quad (2.69)$$

Витрата газу регенерації:

$$G_{\text{р}} = \frac{Q_{\text{р}}}{C_{\text{р}}}, \quad (2.70)$$

$$G_{\text{р}} = \frac{16,06 \cdot 10^6}{0,672 - 1,463 \cdot 1,293 - (523 - 400)}$$

$$= 102713 \text{ м}^3/\text{цикл} = 17118 \text{ м}^3/\text{год},$$

де  $T_{\text{серед. відх.}} = 400 \text{ }^\circ\text{K}$ ;  
 $C_{\text{г}}$  — теплоємність газу.

$C_{\text{г}} = 1,463 \text{ Дж/кг} \cdot \text{K}$ .

По ддох технологічних лініях витрата становить:

$$G_{\text{д}} = 17118 \cdot 2 \cdot 12 = 410832 \text{ м}^3,$$

що становить 3,23% від об'єму, осушуваного газу.

Розрахунок циклу охолодження

Температуру шару в кінці охолодження приймаємо  $T_{\text{очол}} = 318 \text{ }^\circ\text{K}$

Кількість теплоти, яку необхідно відвести при охолодженні адсорбенту (2.61).

$$Q_{\text{ох}} = 18000 \cdot 0,88 \cdot (T_{\text{очол}} - T_{\text{ад}}) = 1,3 \cdot 10^6 \text{ Дж}.$$

Кількість теплоти, яку необхідно відвести при охолодженні адсорбера (2.63).

$$Q_2 = 18\,000 \cdot 3 \cdot 0,5 \cdot (503 - 298) = 2,22 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

Теплові втрати при охолодженні:

$$Q_{\text{охол.}} = (Q_1 + Q_2) \cdot 0,05 = (1,3 + 2,22) \cdot 10^6 \cdot 0,05 = 0,17 \cdot 10^6 \text{ Дж.} \quad (2.71)$$

Загальна теплота охолодження:

$$Q_{\text{заг.}} = Q_1 + Q_2 + Q_{\text{охол.}} = (1,3 + 2,22 + 0,17) \cdot 10^6 = 3,35 \cdot 10^6 \text{ Дж.} \quad (2.72)$$

Дана теплота має бути винесена холодним газом, який надходить в адсорбер на охолодження.

Кількість газу, необхідного для охолодження:

$$V_{\text{о}} = \frac{Q_{\text{заг.}}}{\rho_{\text{о}} \cdot c_{\text{о}} \cdot (t_{\text{о}} - t_{\text{охол.}})}, \quad (2.73)$$

$t_{\text{охол.}}$  — температура осушуваного газу (за умовою).

$$V_{\text{о}} = \frac{3,35 \cdot 10^6}{0,672 \cdot 1,463 \cdot 1,293 (503 + 298 - 298)} = 25\,709 \text{ м}^3/\text{цикл} = 12\,854 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Звичайно, згідно технологічних міркувань витрата газу в циклі охолодження відповідає витраті газу в циклі регенерації. Час, за який закінчиться охолодження адсорбера, визначається:

$$t_{\text{охол.}} = \frac{V_{\text{о}}}{Q_{\text{о}}} = \frac{25\,709}{17118} = 1,33 \text{ год.} \quad (2.74)$$

Приймаємо час охолодження  $t_{\text{охол.}} = 2$  години.

## 2.5. ЕКСПЛУАТАЦІЯ І РЕМОНТ АПАРАТІВ ПО ОЧИЩЕННЮ Й ОСУШЕННЮ ГАЗУ

### *Вимоги Держнаглядохоронпраці України до апаратів по очищенню й осушенню газу*

Пиловловлювачі, абсорбери, адсорбери магістральних газопроводів, які працюють під високим тиском, підвідомчі Держнаглядохоронпраці України. Основні вимоги до них:

Посудини, які мають внутрішній діаметр більше 800 мм, повинні бути забезпечені для їх огляду і ремонту необхідною кількістю лазів, розташованих у місцях, доступних для обслуговування. Круглі лази повинні мати діаметр у світлі не менше 400 мм.

Внутрішні пристрої, які заважають огляду посудин, мають бути знімними. Поздовжні зварні шви в окремих обичайках циліндричної частини посудини, а також меридіанні або хордові шви днищ, які примикають до обичайок, не повинні бути продовженням один одного, а мають бути змішені по відношенню один до одного на величину трикратної товщини листа, але не менш як на 100 мм (між осями). Розташування поздовжніх зварних швів у горизонтальних посудинах має бути поза межами 140° нижньої частини корпусу посудини, якщо нижня частина малодоступна для огляду, установка люків на поздовжніх зварних швах не допускається.

При випуску із заводів-виготовлювачів посудин до них мають бути прикріплені на видному місці металеві пластини з позначенням найменування заводу-виготовлювача, номера посудини за списком заводу, року виготовлення, робочого тиску, найбільшої температури стінки — якщо температура перевищує 523 °К, і найменшої — якщо температура середовища нижче 243 °К. На кожну виготовлену посудину виготовлювач має скласти і передати замовнику паспорт установленної форми.

Посудини та їх елементи проходять гідравлічне випробування з метою перевірки їх міцності і жорсткості.

Посудини мають бути забезпечені такою арматурою: запірними органами для відключення посудини від трубопроводів, що підводять у посудину і відводять із посудини газ, пристроєм для вилучення середовища, яке знаходиться в посудині, а також пристроєм для продувки і зливання конденсату, манометром, обладнаним пристроєм для установки контрольного манометра, відключення

манометра від посудини і сполучення з атмосферою. Установка пиловловлювачів, абсорберів, адсорберів і т. п. має забезпечувати доступ до всіх частин посудини, можливість огляду, ремонту й очищення як внутрішньої, так і зовнішньої сторін.

. Посудини, що підлягають дії правил Держнаглядохоронпраці, мають бути до пуску в роботу зареєстровані в органах Держнаглядохоронпраці України.

Технологічний цикл компримювання газу починається з його підготовки в пиловловлювачах і установках осушення.

При очищенні газу від механічних домішок недовантаження апарата знижує якість очищення через погіршення відбою твердих і рідких часток.

Перевантаження також негативно впливає на процес очищення, так як виникає сильне закидання масла в контактні трубки і підвишене винесення його в газопровід.

Пиловловлюючі апарати призначені для вловлювання рідких і твердих домішок, які містяться в газі.

Газ очищають на промислових установках підготовки газу: При незадовільному очищенні газу від конденсату значна частина конденсату осідає в пиловловлювачах, що створює ненормальний режим їх роботи через підвищення рівня промивальної рідини. В цьому випадку пиловловлюючі апарати можуть працювати на конденсаті, який не погіршує ступеня очищення газу (98 %) при умові забезпечення стабілізації рівня.

Обв'язку пиловловлювачів виконують трубами діаметром до 426 мм включно — сталевими безшовними, діаметром вище 426 мм — прямошовними. Всі з'єднання повинні бути зварними, фланцеві з'єднання допускаються тільки в місцях приєднання арматури.

При роботі установки пиловловлювачів виконують такі операції:

- заповнення маслом;
- зміну відпрацьованого масла;
- періодичне видалення бруду і конденсату;
- поповнення рівня масла;
- включення і відключення пиловловлювачів;
- І продувку.

. При роботі на конденсаті кількість операцій зменшується.

Заміна масла в пиловловлювачі виконується в такій послідовності: відключають пиловловлювач закриттям засувки (3) і (4) (рис. 2.19), закривають засувку (І.6). на



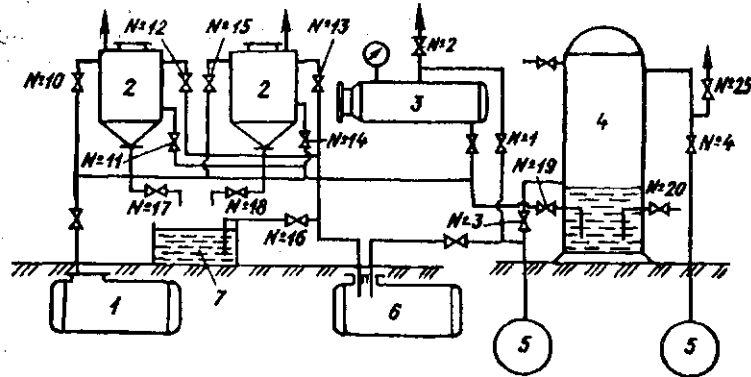


Рис. 2.19. Схема обв'язки масляних піловловлювачів.

1 — смієць для конденсату і відрацьованого масла, 2 — відстійники, 3 — акумулятор, 4 — піловловлювач, 5 — газопровід, 6 — смієць для свіжого масла, 7 — смієць для бруду, № 1—4, № 10—20, № 25 — крани для обв'язки піловловлювачів

обв'язці відстійників, засувки (19), (21), (23) також мають бути закриті; далі відкривають засувки (12) і (15), потім, повільно відкриваючи засувку (19), необхідно передавати масло з піловловлювача у відстійники.

Після передавлювання засувки (19), (12) і (15) закривають. Шлам із відстійників спускають відкриванням засувок (17) і (18) (рис. 2.19).

При роботі вісцинових фільтрів необхідно дотримуватись вимог:

1. Контролювати гідравлічний опір фільтрів. При опорі фільтра від 70 до 100 кПа фільтр має бути відключений для промивання кілець.
2. Контролювати навантаження вісцинових фільтрів.
3. Виключити живлення ГРС газом зі сторони нагнітіння.

Мале нининтажюііііі поліпшує якість очищення газу; при перенавнтаженнях фільтра якість очищення різко знижується і збільшується гідравлічний опір апарата. Норма витрати вісцинового масла для змочування кілець Рашига — 5 г на 1000 м<sup>3</sup> газу.

Дефектація апаратів здійснюється зовнішнім оглядом і ручним, випробовуванням запірної арматури. Запірна арматура в будь-якому положенні не повинна давати витікання газу в атмосферу.

До очищення апаратів дозволяється приступати тільки після їх перевірки і ретельного провітрювання. При ремонті необхідно виконувати такі роботи:

- внутрішній огляд установок і усунення помічених дефектів;
- ревізію всієї запірної арматури на газових і масляних комунікаціях (раз на три роки);
- очищення основного і допоміжного обладнання від бруду (не рідше двох разів на рік);
- перевірку показуючих манометрів по взірцевих приладах (не рідше двох разів на рік).

При очищенні посудин необхідно враховувати можливість наявності пірофорних сполучень. При експлуатації вісцинових фільтрів на ГРС зі зволоженим газом активна плівка на кільцях швидко розчиняється і змивається конденсатом, який знаходиться в газі.

Безперебійна та якісна робота вісцинових фільтрів може бути забезпечена підтриманням розрахункового режиму роботи даної станції, дотриманням правил догляду і ремонтно-профілактичних робіт на вісциновому фільтрі.

Процес відновлення працездатності фільтра потребує застосування пари й органічних розчинників, громіздкого обладнання (ванни, стелажі і т. п.) і виконується вручну.

При перезарядці фільтра необхідно знизити тиск до атмосферного та відключити його від газопровідних комунікацій. Потім провести виїмку кілець Рашига, їх промивання гасом або содовим розчином. Після промивання кільця просушують і опускають у вісцинове масло (60 % циліндрового і 40 % дизельного палива), потім їх розташовують на стелажах для стоку надлишку масла.

В емність фільтра кільця засипають через патрубок завантаження.

Ремонт циклонного пиловловлювача — це очищення нижньої і верхньої частин посудини від бруду через нижній та верхній люки.

Перед розкриттям люків необхідно з допомогою дренажної трубки вилучити наявну рідину:

- від'єднати посудину від вхідного і вихідного газопроводів;
- знизити тиск у посудині до нуля;
- зняти кришки люків.

#### *ЛИТЕРАТУРА*

1. Бунчук В. А. Транспорт и хранение нефти и газа.— М.: Недра, 1977.
2. Борщенко Л. И. Подготовка газа и конденсата к транспорту.— М.: Недра, 1987.
3. Центральное КБ нефтеаппаратуры: Технологический расчет.— М., 1980.
4. Гуревич Д. Ф. Справочник по арматуре для газонефтепроводов.— Л.: Недра, 1988.
5. Гриценко А. И., Александров И. А., Галанин И. А. Физические методы переработки и использования газа.— М. Недра, 1981.

## Розділ 3. ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ

### 3.1. ВИДИ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

Основним видом транспортування природного газу є трубопровідний. До магістральних газопроводів відносяться більшість газопроводів, протяжність яких досягла в Україні 34 тис. км і які забезпечують подачу газу великій кількості споживачів України, а також транзит російського газу країнам Західної Європи.

До місцевих відносяться газопроводи, які забезпечують подачу газу від промислів до споживачів у межах одного економічного району діаметром до 720 мм і протяжністю не більше 100–200 кілометрів. Залежно від робочого тиску газопроводи класифікують на два класи: до 1-го класу відносяться газопроводи з робочим тиском 2,5–10 МПа, до 2-го класу — 1,2–2,5 МПа.

Усі крупні газозносні райони СНД об'єднані в спільну систему газопроводів.

Основним напрямком підвищення ефективності і надійності транспортування газу по газопроводах великого діаметра є охолодження транспортованого газу до оптимальних рівнів. Залежно від кліматичної зони, де прокладається газопровід, а також способів охолодження газу температури охолодження будуть різні. Важливою проблемою охолодження природного газу є розробка ефективних способів обмеження теплової дії трубопроводів на вічномерзлі ґрунти, що необхідно для зберігання стійкості труб і захисту навколишнього середовища. У таких газопроводах газ повинен мати температуру близько 271 °К протягом усього року. Основними способами охолодження газу є АПО — на першому ступені охолодження і холодильні машини — на другому ступені охолодження. Перспективним способом транспортування природного газу є транспортування по трубопроводах великого діаметра з цілорічним охолодженням газу на КС до температур,

близьких до 273 °К із використанням АПО і холодильних машин.

Принципово новим способом транспортування природного газу по трубопроводу є транспортування його в охолоджену до 203 °К стані при тиску до 10 МПа, у зрідженому стані — при температурі 163 °К і тиску 5,4—7,4 МПа.

У теперішній час підвищився інтерес до можливості транспортування зрідженого природного газу (ЗПГ) по магістральних газопроводах. У світовій практиці немає достатнього досвіду в цій галузі, хоча в окремих випадках ефективно транспортувати ЗПГ у такий спосіб: комплекси ЗПГ включають установки зрідження, низькотемпературні сховища й установки регазифікації.

Транспортування ЗПГ по трубопроводах. Цей вид транспортування потребує, щоб весь час зріджений газ у трубопроводі підтримувався в рідкому стані, тобто, незважаючи на втрати напору і притоку тепла, температура зрідженого газу повинна залишатися нижче температури кипіння при даному тискові.

Труби для ЗПГ працюють при низьких температурах і тому повинні виготовлятися зі спеціальних нікелевих сталей, які мають достатню ударну в'язкість. У діапазоні температур 163—153 °К необхідну в'язкість мають сталі з вмістом нікелю 5,5—6 %.

Транспортування ЗПГ в авто- і залізничних цистернах здійснюється на відстанях, які не перевищують декілька сотень кілометрів. Місткість залізничних цистерн досягає 130 м<sup>3</sup>, автоцистерн — 40 м<sup>3</sup>. Цистерна складається з внутрішнього резервуара, виготовленого з нержавіючої сталі і підвішеного всередині зовнішнього резервуара з вуглецевої сталі.

Простір між ними заповнений перлітовою ізоляцією і вакуумований. Система підвіски має ті ж властивості, ідо й нержавіюча сталь у відношенні низьких температур і теплопровідності. Якщо завантаження цистерни здійснюється при атмосферному тиску, тиск у ній піднімається до 0,2 МПа за 40 діб. Максимально допустимий тиск у внутрішньому резервуарі становить 0,4 МПа. Для безпеки транспортування ЗПГ в автоцистернах на них встановлюють спеціальні пристрої:

- два запобіжні клапани, здатні випускати весь об'єм газу при збільшенні тиску у внутрішньому резервуарі більш як на 10 % встановленого (0,4 МПа);
- запобіжні пристрої проти зворотнього займання;

- клапан гасіння полум'я;
- два манометри (у внутрішньому і зовнішньому резервуарах);
- спеціальний пристрій для спалювання газу у випадках дорожніх подій, через які автоцистерна не може рухатися далі.

Транспортування ЗПГ у танкерах є переважним видом транспортування цього продукту. Тепер у світі експлуатується близько 100 суден для перевезення ЗПГ. Ємність їх різноманітна і знаходиться в межах 5—125 тис. м<sup>3</sup>. У перших танкерах застосовувалися самонесучі танки з алюмінію або 9 % нікелевої сталі. Пізніше використовувалися вбудовані мембранні резервуари з нержавіючої сталі або інвара (36 % нікелева сталь).

Коефіцієнт температурної деформації інвару при температурі 113°К у 10 разів менший, ніж у нержавіючої сталі. Перевагою мембранної конструкції є можливість зменшення товщини стінки до 1,2 мм для алюмінію і 0,5 мм для інвару, що знижує витрати на будівництво танкерів на 15 %.

Вартість танкерів ЗПГ у 2 рази перевищує вартість танкерів для нафти. Експлуатаційні витрати також значно вищі, що зумовлено виконанням вимог щодо забезпечення безпеки при їх експлуатації.

### **3.2. СКЛАД СПОРУД ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ**

Магістральні газопроводи складаються з двох основних комплексів споруд:

- лінійних споруд, до складу яких входять, власне, трубопровід і відключаючі-пристрої на ньому у вигляді лінійних кранів, засувок, водо- і конденсатозбірників, камер пуску і прийому поршня, а також інших вузлів. Лінійна частина містить різні переходи через природні і штучні перепони, споруди, які знаходяться вздовж траси;

- головних і проміжних КС із комплексами виробничо-допоміжних і обслуговуючих будівель та споруд, інженерними мережами і комунікаціями.

Магістральні газопроводи проходять по багатьох районах із різноманітними кліматичними умовами, що викликає різний підхід до спорудження та експлуатації трубопроводів. У зв'язку з цим труби поділяють на дві

групи. До першої групи відносяться труби у звичайному виконанні — температура експлуатації 273 °К і вище; температура будівництва 233 °К і вище. До другої групи відносяться труби, призначені для експлуатації при від'ємних температурах — температура експлуатації до 253 °К — 233 °К; температура будівництва до 213 °К-

Магістральні газопроводи та їх ділянки згідно БНІП-II-05-06-85 поділяються на п'ять категорій — В, I, II, III, IV (табл. 3.01) і два класи: 1-й клас — при  $P_{р06}$  більше 2,5 МПа до 10 МПа включно; 11-й клас — при  $P_{р00}$  більше 1,2 МПа до 2,5 МПа включно.

Таблиця 3.01

Категорії магістральних газопроводів та їх ділянок

Категорія трубопроводу і його ділянки	Коефіцієнт умов роботи трубопроводу при розрахунку його на міцність, стійкість і деформативність, <i>m</i>	Кількість монтажних зварних з'єднань, що підлягають контролю фізичними методами, % від загальної кількості	Величина тиску при випробуванні і триваліть випробування трубопроводу
В	0,6	Приймається згідно БНІП-III-42-80	
I	0,75		
II	0,75		
III	0,90		
IV	0,90		

**Примітка:** При випробуванні трубопроводів для лінійної частини його допускається підвищення тиску до величини, яка викликає напруження в металі труби до межі текучості з врахуванням мінусового допуску на товщину стінки.

До категорій В, I і II в основному відносяться різні переходи через природні і штучні перепони, у гірській місцевості, при укладанні трубопроводів у тунелях, різні технологічні трубопроводи (КС, ГРС, ПЗГ та ін.) згідно вимог БНІП-II-05-06-85.

Труби повинні мати зварні з'єднання, рівномічні основному металу труби. Відхилення від номінальних розмірів зовнішніх діаметрів торців електрозварних труб на довжині не менше 200 мм не повинні перевищувати для труб діаметром до 800 мм включно регламентних значень, а для труб діаметром більше 800 мм —  $\pm 2$  мм. Овальність кінців труб (відношення різниці між найбільшим і найменшим діаметром в одному перерізі до номінального діаметра) не повинна перевищувати 1 %. Кривизна труб не повинна перевищувати 1,5 мм на їм довжини.

Кінці труб мають бути обрізані під прямим кутом і мати обробку кромок під зварювання.

**Трубопровідна арматура** — це пристрої, призначені для керування потоками робочого середовища, що транспортується по трубопроводах. Арматура класифікується:

**За призначенням:**

- запірна, яка призначена для повного перекриття потоку середовища;
- запобіжна, яка забезпечує частковий випуск (перепуск) робочого середовища для підвищення тиску;
- регулююча, яка керує робочими параметрами потоку середовища шляхом змінювання прохідного перерізу;
- контрольна, яка визначає рівень робочого середовища.

**За умовами роботи,** де враховуються тиск, температура, агрегатний стан, хімічна активність і токсичність транспортованого середовища.

**За діаметром умовного проходу** арматура повинна відповідати таким вимогам: міцність, герметичність, надійність роботи, вибухобезпечність і корозійна стійкість.

За величиною умовного тиску арматуру поділяють на п'ять основних груп: вакуумні ( $P_u$  менше 0,1 МПа абс), низького тиску ( $P_u$  від 0 до 1,5 МПа), середнього тиску ( $P_u$  від 1,5 до 10 МПа), високого тиску ( $P_u$  від 10 до 80 МПа) і надвисокого тиску ( $P_u > 80$  МПа).

У газовій промисловості мають найширше застосування крани прохідні фланцеві з кінцями під приварювання вітчизняні та імпорتنі, наземного і підземного встановлення. Технічні характеристики кранів наведені в таблицях 3.02 та 3.03.

*Таблиця 3.02*

**Технічна характеристика кульових кранів**

Марки	Умовний прохід, мм	Тиск, МПа		Габаритні розміри, мм		Маса, кг
		робочий	випробувальний	довжина	висота	
1	2	3	4	5	6	7
КШ-300-80-ПГП-УІ	300	8,0	12	800	825	942
КШ-400-80-ПГП-УІ	400	8,0	12	1170	2765	1525
КШ-400-80-РП-УІ	400	8,0	12	1000	995	1331
МА-39183-500	500	8,0	12	1200	1150	2279
МА-39183-700	700	8,0	12	1600	1505	4900
МА-39112-1000-01	1000	8,0	12	2200	2420	13 240
МА-39183-1200-01	1200	8,0	12	2500	5370	20 114
МА-39183-1400-01	1400	8,0	12	3200	3755	25 000



Таблиця 3.03

**Технічна характеристика імпортних кранів  
із кульовим затвором**

Фірма	Умовний прохід, мм	Тиск МПа		Габаритні розміри, мм		Маса, кг
		робочий	випробувальний	довжина	висота	
1	2	3	4	5	6	7
«Кігамура валву» (Японія)	300	6,4	9,6	762	3320	420
	400	6,4	9,6	902	3522	760
	500	6,4	9,6	1054	3638	1200
«Со дю тарн» (Франція)	300	7,5	11,2	838	1118—3278	810
	400	7,5	11,2	991	3334	1300
	500	7,5	11,2	1194	3608	2311
«ЧКД бланско» (Чехія)	1000	6,4	9,6	2000	4600	13 000
«Валворт аллойко» і «Грове» (Італія)	300	7,5 (6,5)	11,2 (9,6)	762	3574	1500
	400	7,5 (6,5)	11,2 (9,6)	991	3833	2000
	500	7,5 (6,5)	11,2 (9,6)	1054	3856	2500
	700	7,5 (6,5)	11,2 (9,6)	1397	4364	3500
	1000	7,5 (6,5)	11,2 (9,6)	2083	4590	12 000
	1400	7,5 (6,5)	11,2 (9,6)	3521	6310	19 000
«Борзіг» (Німеччина)	700	7,5	11,2	1257	2800	4450
	1000	7,5	11,2	1640	34 000	11 000

**Конденсатозбірники**

Для вловлювання і відводу конденсату на магістральному газопроводі встановлюють конденсатозбірники.

Конденсатозбірник складається з ємності, розташованої під газопроводом і з'єднаної з ним за допомогою патрубків і продувної труби.

Видалення конденсату з ємності конденсатозбірника проводиться тиском газу, який знаходиться в газопроводі.

На рисунку 3.01 подано схему обв'язки конденсатозбірника. Для автоматичного скидання конденсату конденсатозбірник забезпечений спеціальними приладами АКО-ПМ.

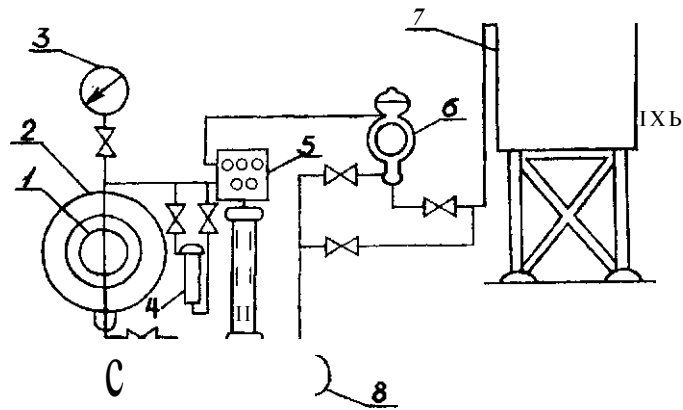


Рис. 3.01. Схема об'язки конденсатозбірника типу «розширювальна камера».

/ — газопровід, 2 — розширювальна камера, 3 — манометр, 4 — осушник, 5 — прилад АКО-ПМ, 6 — регулюючий клапан, 7 — сміська для збирання конденсату, 8 — конденсатозбірник

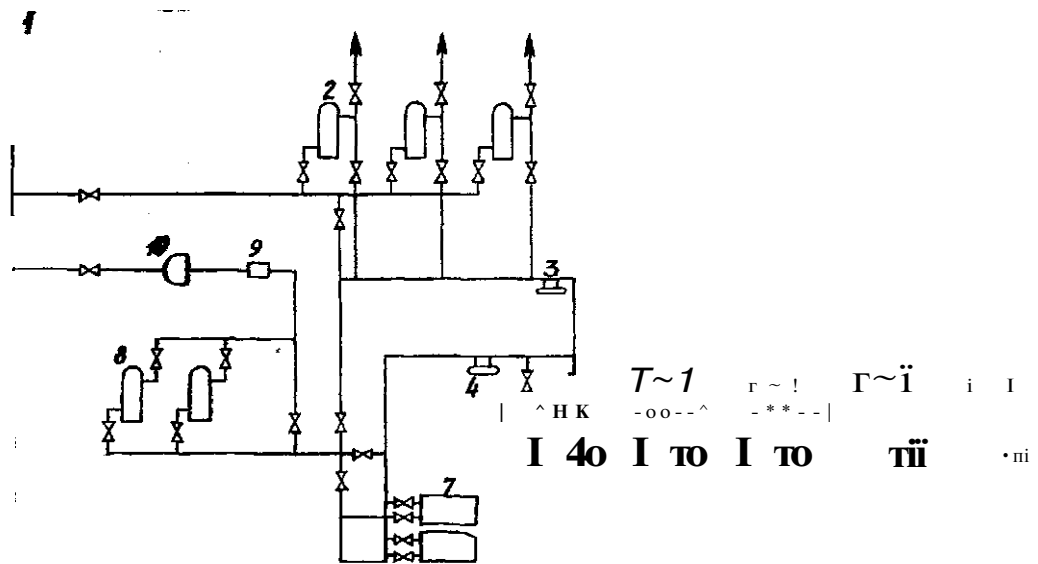
### 3.3. ВЛАШТУВАННЯ ТА ОБЛАДНАННЯ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ (КС)

На магістральних газопроводах споруджуються КС, призначені для підвищення тиску газу до величин, які визначаються міцністю труб і устаткування. Застосовуються два види КС, які мають різні технологічні схеми:

- КС, обладнані газомоторними поршневыми компресорами (ГМК);
- КС, обладнані відцентровими нагнітачами з приводом від газотурбінних установок (ГТУ) або електродвигунів.

Компресорні станції з поршневими газоперекачувальними агрегатами широко застосовуються на станціях підземного зберігання газу (СПЗГ) (рис. 3.02).

Це зумовлено більш ефективною роботою поршневих агрегатів в умовах змінних режимів роботи по тисках усмоктування, нагнітання і продуктивності, забезпеченням високого ступеня стиснення газу в одному ступені і необхідного ступеня стиснення в багатоступінчатих компресорах, можливості регулювання продуктивності зміною «шкідливого простору». Основні показники поршневих ГПА наведені в таблиці 3.04.



7

Рис. 3.02. Технологічна схема КС з поршневими ГПА.

1 — газопровід, 2 — піловловлювач, 3 — колектор усмоктуючий, 4 — масловловлювач, 5 — колектор напірний, 6—ГМК, 7 — холодильник зрошувальний, 8— адсорбер, 9— блок одоризації, 10 — замірний вузол

Таблиця 3.04

## Основні показники поршневих ГПА

Марка ГПА	Потужність, КС.	Частота обертання вала, об./хв	Кількість циліндрів двигуна	Кількість циліндрів компресора	ККД двигуна, %	Тиск, МПа		Продуктивність, млн м <sup>3</sup> /добу	Маса, т	Питома маса, кг/к.с*
						всмоктування	нагнітання			
10ГКН	1000	300	10	5	0,226	2,5	5,5	0,55	58,5	58,5
10ГКНА	1500	300	10	5	0,295	3,8	5,6	0,98-1,25	63,6	42,4
МК-8	2800	300	8	4	0,36	2,5-4,3	5,6	1,54-5,28	126,8	45,3
ДР-12	7500	330	12	6	0,36	3,5-4,5	5,6	8,04-13,3	270	36

Компресорні станції з газотурбінним приводом становлять більш як 80 % від загальної потужності КС. Прийнятий такий ряд потужностей, що забезпечують оптимальні параметри компресорних станцій у діапазоні діаметрів газопроводів від 700 до 1400 мм: 6,3; 10; 16; 25 тис. кВт (табл. 3.05).

## Показники діючих газотурбінних

Показник	Тип				
	ГТ-750-4	ГТ-6-750	ГПА-Ц-6,3/5,6	ГТН-9-750	ГТХ-Ю
1	2	3	4	5	6
Завод-виготовлювач	НЗЛ	УТМЗ	СПМО	ЛМЗ	НЗЛ
Тип установки	стаціонарний 3 регенераторам	стаціонарним	авіа	стаціонарний	стаціонарний 3 регенератором
Потужність, тис. кВт	6	6	6,3	9	ю
ккд, %	27	24	22,5	25	29
Температура циклу, °С	750	760	710	750	780
Ступінь стиснення циклу ГТУ	4,6	6	7,8	4,6	4,4
Кількість обертів турбокомпресора, об./хв	5200	6200	8200	4100	5300
Кількість обертів силового ротора, об./хв	5300	6150	8200	5000	4800

Створені нові типи ГПА, які відповідають умовам транспортування газу. На КС газопроводів використовується ряд імпортованих агрегатів (табл. 3.06).

Укрупнення одиничної потужності значно поліпшує показники КС. У зв'язку з введенням нових потужностей на КС у складних географічних районах (наприклад Півночі Росії) підвищуються вимоги до впровадження індустриальних методів будівництва (блочність, безпідвальність, невелика питома маса, повна заводська готовність). Ці вимоги не повинні суперечити іншим технологічним вимогам: економічності, надійності, ремонтпридатності.

Згідно ДСТУ 21199-82 показники ; надійності нових типів ГТУ встановлені на такому рівні:

— загальний ресурс — 100 тис. год (для ГТУ транспортного типу — 60 тис. год);

ресурс між середнім і капітальним ремонтами встановлюється заводом-виготовлювачем або експлуатуючою Організацією за фактичним технічним станом;

— коефіцієнт готовності не менше 0,98;

— коефіцієнт технічного використання не менше 0,92 (для ГТУ транспортного типу 0,95);

Таблиця 3.05

агрегатів у країнах СНД

\* агрегати

ГТН-6	ГПА-Ц-6,3/7,6	ГТНР-10	ГПУ-10	ГТН-16	ГПУ-16К.	ГТН-25	ГТН-25
7	8	9	10	11	12	13	14
УТМЗ , стаціо- нарний	СПМО авіа	НЗЛ стаціо- нарний	ЮТЗ судно- вий	УТМЗ стаціо- нарний	ЮТЗ судновий	НЗЛ стаціо- нарний	УТМЗ стаціо- нарний
М	•,1	10	10	16	10	26	25
1*	I    , ' 40 '	90	36	29	45	28	31
		m	790	9Ю	950	890	1020
«	7,8	4,4	i 10,3	и,5	12	12,5	13
ДМО	8200	5200	5260	6850	7900	4340	7100
	i						
' 6150	18200	4800	6500	6500	5500	3700	5500
	!			i			

Таблиця 3.06

## Показники Імпортних газотурбінних агрегатів

Показник	Тип агрегату			
	«Сентавр»	ГТК-Ю1	Коберра-182	ГТН-251
Виготовлювач	«Солар»	«Дженерал електрик»	«Роле роїс» «Купер бессемер»	«Дженерал електрик»
Тип ГТУ	стаціонарний	стаціонарний	авіа	стаціонарний
Потужність, тис. кВт	2,9	10	12,8	24,2
ККД ГТУ, %	25	26	27	27,5
Температура циклу ГТУ, °С	840	925	887	925
Ступінь стиснення циклу ГТУ	8	7,1	7,8	8,2
Оберти турбокомпресора, об./хв	15 700	7100	7500	5100
Оберти силового ротора, об./хв	15 700	6500	5000	4670

— зниження фактичної потужності ГТУ в міжремонтний період не більше 5 %.

Використання блочних ГПА супроводжується зниженням прямих витрат на утримання й експлуатацію КС.

Курс на широке використання агрегатів із приводом транспортного типу (авіаційних і суднових) пояснюється можливістю виконання заводського ремонту з відновленням номінальної потужності і ККД, а також широкої можливості модернізації та заміни газотурбінних приводів на більш сучасні.

У 1993—1994 роках на Південному турбінному заводі (м. Миколаїв) розпочато роботи щодо розробки і стендового випробування нових газотурбінних двигунів із підвищеним коефіцієнтом корисної дії для заміни в майбутньому старих агрегатів із ККД = 22 ч- 24 %:

- двигунів потужністю 25 МВт із ККД = 36 %;
- двигунів потужністю 10 МВт із ККД = 36 %;
- агрегатів ГПУ-16К потужністю 16 МВт із ККД = 45 %;
- суднових двигунів ДТ-71П із ККД = 36 %.

Ці газотурбінні двигуни будуть також використовуватись для оснащення в НВО ім. Фрунзе (м. Суми) нових ГПА з двоступеневими нагнітачами газу.

Відцентрові нагнітачі призначені для компримування природного газу. Вони дають можливість працювати при паралельному та послідовному з'єднанні. Конструкція їх дозволяє легко виконувати заміну роторів із різними діаметрами робочих коліс. Технологічна схема КС із відцентровими нагнітачами подана на рисунку 3.03.

На ряді газопроводів нашої країни використовуються ГПА зарубіжних фірм. Наводимо дані по деяких агрегатах.

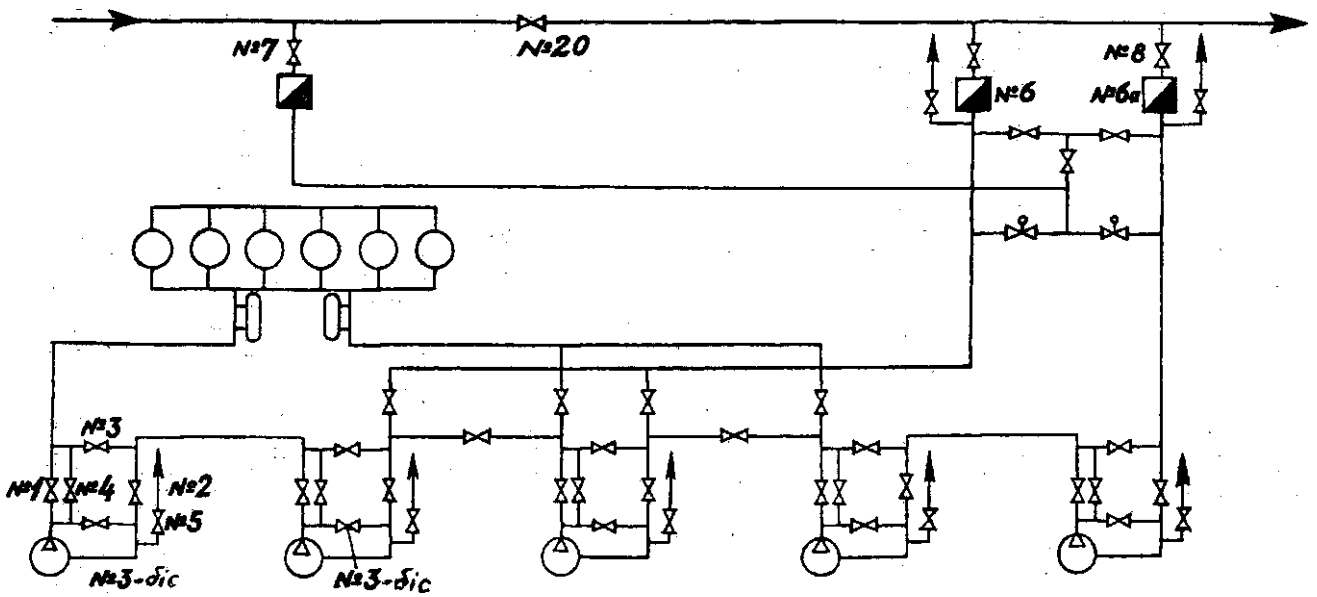
Газотурбінний привід «Коберра-182» (фірма «Купер бессемер»). ГТУ «Коберра-182» складається з газогенератора Ейвон 1534—1016 фірми «Роллс ройс», з'єданого з силовою турбіною ЯТ48-А 101, вентильованої шумопоглинаючої вогнестійкої оболонки, оснащеної автоматичною протипожежною системою, автоматичною системою вентиляції з приточним і витяжним каналами. В ГТУ входять такі системи: пускова, паливна, очисна, протиобмерзальна і змазування.

Газогенератор і силова турбіна монтуються на одній основі і вміщуються в шумопоглинаючу оболонку, оснащену входом. На впуску газогенератора розташована камера повітрярозбірника. Робота ГТУ регулюється за допомогою автоматичної системи управління. Пуск газогенератора виконується за допомогою пневматичного двигуна.

Газогенератор — це машина з осьовим потоком, яка отримує повітря з камери повітрярозбірника, має 17 ступенів стиснення.

Силова турбіна — це двоступенева активно-реактивна турбіна з охолодженням ободу. Номінальна потужність турбіни — 11 560 кВт при температурі  $T = 298 \text{ }^\circ\text{K}$  і висоті над рівнем моря 300 метрів. Компресор Я/ВВ-30 встановлюється на плиті основи, де розташовані насоси ущільнюючого масла, дренажні пастки і щит КВП. Корпус компресора є сталевим відлиттям. Торцева кришка і вхідний повітрярозбірник знімаються, що забезпечує доступ до проточної частини і ротора. Проточна частина складається з спрямовуючих апаратів першого ступеня, робочих коліс, діафрагми, спрямовуючого апарата другого ступеня. Зібраний ротор містить такі деталі: робочі килепі першого і другого ступенів, кільце упорного підшипники, [ні.(и(інт.'іжуііілі>іГ(ін поршень, зубчасту передачу допоміжного приводу і ннл робочого колеса.

ТурбіМ\* Л1Я-8000 (фірма «Дженерал електрик» компанія «Нуоаа піньоис»).Газова турбіна складається з 15 ступеневого осьового компресора, 6 камер згорання, одноступенсової осьової реактивної турбіни (перший ступінь),



Ряс. 3.03. Технологічна схема КС з відцентровими нагнітачами



яка приводить у дію компресор, та з одноступеневої осьової турбіни низького тиску, яка приводить у дію нагнітач. ГТУ встановлена на сталевій основі, де також розташований маслоблок. Камери згоряння змонтовані на охоплювальному з'єднувальному кільці.

ГПА «Центавр» (фірма «Солар»). ГПА складається з чотирьох блоків — блок двигуна, блок клапанів, блоки фільтра-сепаратора технологічного газу і системи охолодження технологічного газу.

Блок двигуна — це контейнер, у якому на одній рамі встановлені газотурбінний двигун із допоміжним механізмом, нагнітач, місцевий пульт управління. Блок клапанів складається із запірної арматури, пункту редукування, фільтрів і підігрівача паливного й пускового газу.

Газотурбінний двигун «Центавр» складається з осьового компресора, камери згоряння, ТВТ, ТНТ і випускного колектора. Допоміжний механізм має: два пневмостартери, основний насос масла ушільнювання, основний насос мастила, гідравлічний насос і сервонафс. «Центавр» є приводом для нагнітачів типу С-168Н і С-304.

Компресорні станції магістральних газопроводів Поділяються на головні (ГКС) і проміжні (КС).

Об'єкти КС умовно мійжна розділити на дві групи: технологічних операцій і підсобно-допоміжних.

До першої групи відносяться вузли: очищення газу від механічних домішок і рідини; компримування газу; охолодження газу.

До другої групи відносяться: вузол редукування тиску пускового, паливного газу і газу для власних потреб;

— трансформаторна підстанція або електростанція для власних потреб;

- котельня чи установка утилізації тепла; і
- склад горюче-мастильних матеріалів;
- ремонтно-експлуатаційний блок (РЕБ); і
- служба зв'язку;
- службово-експлуатаційний блок (СЕБ); ;
- очисні споруди каналізації.

Необхідність охолодження газу диктується такими міркуваннями. При компримуванні газу виникає тепло, яке зберігається в газовому потоці, так як тепловіддача в навколишнє середовище незначна, ^наслідок цього погіршується режим роботи КС, збільшуються витрати потужності і газу на власні потреби. Крім того, збільшення температури може призвести до розм'якшення ізоляції та порушення її цілості. Кількість тепла, яке підводиться до

потоків транспортованого газу в процесі компримування, залежить від пропускної здатності КС, температури газу на вході, ступеня стиснення, показника адиабати і політропічного ККД нагнітача. Ця кількість тепла еквівалентна робочій потужності ГПА та КС. При охолодженні газу водою використовуються такі теплообмінні апарати: кожухотрубчаті, зрошувальні і типу «труба в трубі». Такі системи охолодження (СО), крім теплообмінників, містять: пристрої для охолодження води, комунікації та насос, колектор газу, прилади контролю й управління. При охолодженні повітрям застосовують апарати повітряного охолодження (АПО) різноманітних типів. Технологічна схема КС залежить від вибраного типу обладнання, кількості паралельно працюючих груп, продуктивності газопроводу. Вона містить газопроводи технологічного, паливного, пускового, імпульсного і побутового газу.

Комунікації технологічного газу забезпечують транспортування газу в межах КС. До них входять установки для очищення газу від пилу, холодильники для його охолодження, масловловлювачі та маслозбірники.

Паливний газ до камер згоряння можна подавати або з магістральних газопроводів, або з технологічних комунікацій. Пункт редукування газу має автоматичне управління з двома паралельно діючими регуляторами тиску, витратомірами і маслосепараторами.

Кожен ГПА має незалежну від колектора обв'язку по паливному газу. Відбір і регулювання пускового газу аналогічні паливному газу. Імпульсний газ подається до контрольно-вимірювальних приладів і апаратів автоматичного регулювання.

Імпульсний газ проходить очищення від механічних домішок і осушення в фільтрах-осушниках.

Осушення здійснюється контактом із вологопоглинаючими речовинами (силікагель), а очищення — проходженням газу через повстяні і сітчаті фільтри.

#### **3.4. ЕКСПЛУАТАЦІЯ УСТАТКУВАННЯ КС**

##### **Експлуатація газокompресорів**

Режим роботи компресорної установки має бути максимально наближеним до розрахункового. Основні показники режиму роботи КС: тиск газу на вході і виході, пропускна здатність КС.

На відхилення режиму роботи компресорної установки можуть вказувати такі параметри:

Для силової частини:

- частота обертання і середній індикаторний тиск;
- частота обертання і годинна витрата палива.

Для компресорної частини:

- швидкість обертання і годинна продуктивність;
- тиск газу на вході і виході;
- тиск газу на вході і виході, середній індикаторний

тиск.

Пуск ГМК залежить в основному від таких факторів:

- тиску пускового повітря в балонах;
- чистоти трубопроводів пускового повітря;
- справності системи пуску, запалювання і живлення

паливом;

- температури води в системі охолодження;
- температури мастила;
- справності автоматики;
- кваліфікації обслуговуючого персоналу.

При пуску ГМК необхідно слідкувати, щоб у колекторах був відсутній тиск газу. Перед подачею палива в силові циліндри треба провести продувку для видалення вибухонебезпечної суміші. Для забезпечення надійності пуску ГМК слід здійснити:

- підігрів агрегату перед пуском циркуляції води системи охолодження;
- підігрів мастила;
- підтримання в балонах пускового повітря необхідного тиску (1,7 МПа).

При згорянні палива в циліндрах двигуна внаслідок тертя деталей виділяється велика кількість тепла, яке необхідно відводити. Відвід здійснюється системою охолодження, що має забезпечити: відвід тепла від деталей і ну.їліи; охолодження мастила; охолодження повітря чи гМУї який стискається в ГМК.

У ГМК мастило призначається для утворення рідинного тррти між деталями і відводу надмірного тепла. Від правильно забезпеченої системи змащування залежать надійність і довговічність агрегатів.

У систему живлення паливом ГМК входять: елементи газопостачання, установки та прилади регулювання і контролю стану газу в системі живлення; установки, вузли і прилади для приготування і подачі газоподібної горючої суміші в циліндри. До системи живлення пред'являються такі вимоги:

## Технічна харак

Показники	ГТ-750-6	ГТ-6-750	ГТН-6	ГПА-Ц-6,5	ГТК-10-2
<i>I</i>	2	3	4	5	6
Номінальна потужність у станційних умовах, МВт	6,0	6,0	6,3	6,3	10,0
Максимальна потужність ГТУ, МВт	7,2	7,2	7,2	7,5 •	12,0
Питома витрата палива, м <sup>3</sup> /кВтгод	0,386	0,434	0,434	0,463 (0,434)	0,372
Частота обертання ротора турбокомпресора, об./хв	5200	6200	6200	8200	5200
Частота обертання ротора силової турбіни, об./хв	5300	6150	6150	8200	4800
Робочий діапазон частоти обертання ротора силової турбіни, об./хв	3800— 5600	4600— 6400	4600— 6450	6150— 8500	3300— 5000
Тиск паливного газу, МПа	0,88	0,98	0,98	2,45	1,47
Тиск пускового газу, МПа	0,88	0,98	0,98	0,49	1,47
Витрата газу на запуск, т	3,0	1,3	1,3	0,10	1,0
Тип нагнітача	370— 17-1	Н—300— 1,23	11—6— 56—2	Н—196	520— 12—1
Продуктивність нагнітача, млн м <sup>3</sup> /добу	20,0	20,0	20,0	10,7	29,3
Тиск на вході нагнітача, МПа	4,41	4,41	4,41	3,78	4,31
Тиск на виході нагнітача, МПа	5,49;	5,49	5,49	5,49	5,49
Ступінь стиснення нагнітача;	1,24	1,24	1,24	1,45	1,27
Кількість робочих коліс нагнітача	1	1	1	2	1
Ємність маслосистеми, м <sup>3</sup>	8,0	14,0	14,0	4,7	8,0

Таблица 3.07

характеристика ГПА							
ГТК-Ю-3	ГТК-Ю-4	ГПА-Ю	ГТК-16	ГТН-16	ГПА-Ц-16	ГТН-25	ГПА-Ц-6^A
7	8	9	10	11	12	13	14
10,0	10,0	10,0	16,0	16,0	16,0	25,0	6,3
12,0	13,2	10,0	20,0	19,2	19,2	30,0	
0,372	0,360	0,393	0,416	0,360	0,379	0,336	
5200	5300	5620 7660	4900	6900	5244 6874	7100	КНТ— ТНТ 9520 КВТ— ТВТ 13 400
4800	4800	4800	4600	6500	5300	5500	8200
3300— 5000	3300— 5000	3300— 5000	3500— 4875	5200— 6900	3750— 5565	4100— 5750	
1,47	1,47	2,45	1,96	1,76	2,45	2,94	
1,47	1,47	1,47	1,18	1,18	0,29— 0,46	1,47	
1,0	1,0	1,0	5,0	3,0	0,2	2,0	
370 - 16 -1	370— 18 -1 (235 - 21 -1)	370— 18—1 (235— 22 -1)	Н— 16—56	Н— 16—76	У—16	Н— 25—76	Н Ц - 6,3/56— 1,45
134	34,0 (11,7)	36,0 (26,2)	51,0	31,0	33,25;	53,0	11,87
i, и	и (5,18)	6,01 (5,65)	4,41	5,17	5,17	5,15	3,78
7,20	7,45 (7,45)	7,45 (7,45)	5,49	7,45	7,45	7,45	5,49
1,31	1,23 (1,44)	1,23 (1,32)	1,24	1,44	1,44	1,44	1,45
1	1	1	1	1	2	2	2
8,0	8,0	1,2/3,0	24	22,4	6,85	11	

1	2	3	4	5	6
Міжремонтний ресурс (середній ремонт) капітальний ремонт, тис. год Загальний ресурс, тис. год	8–12	8–12	12	10	8–12
	16–25	16–25	25	25	16–25
	100	100	100	30 100	100

— подача палива і його перемішування з повітрям мають забезпечити наприкінці стискання утворення однорідної газоповітряної суміші у всьому об'ємі камери згоряння;

— кількість палива, яке надходить у циліндри за кожен цикл, має відповідати кількості повітря, що заповнює циліндр;

— кількість газоповітряної суміші, яка надходить у різні циліндри агрегату за один цикл протягом усього періоду роботи на даному режимі, має бути однаковою за величиною та складом;

— при зміні навантаження подача необхідної кількості палива має змінюватись автоматично.

#### **Експлуатація ГТУ**

Успішна експлуатація ГТУ залежить від її конструкції, якості монтажу чи ревізії. Надійність роботи машини, розвинута потужність, коефіцієнт корисної дії значно залежать від якості збирання (табл. 3.07). При складанні вузлів ГТУ необхідно чітко витримувати допустимі зазори. При збільшенні зазору по проточній частині відбувається різке зниження ККД і потужності.

При роботі ГТУ більшість вузлів підпадає під дію високих температур. Для компенсації температурних подовжень передбачаються лінійні компенсатори, а на опорах — вільне переміщення елементів агрегату. Рівень теплового режиму вузлів агрегату забезпечується системою повітряного охолодження. Перед першим пуском агрегату виконується настройка системи паливного газу.

Послідовність операцій при запуску агрегату і виводі його на режим мінімального навантаження визначається конструктивними особливостями турбіни, нагнітача, допоміжного устаткування і запірної арматури.

При експлуатації агрегатів слід вести нагляд за перепадом тиску на всмоктуючих фільтрах, так як можливе їх

Продовження табл. 3.07

7	8	9	10	11	12	13	14
8–12	12	12	8–12	12	10–15	12	
16–25	25	20	16–25	25	25	25	
100	100	40 100	100	100	30–40 100	100	

засмічення, а при негативних температурах — обмерзання. Ці фактори можуть призвести до підвищення температури газу перед турбіною з відповідним зниженням тиску після компресора, що може призвести до пампажу.

Велике значення для нормальної і безвідмовної роботи системи автоматичного регулювання та захисту підшипників, інших вузлів мають чистота і якість мастила.

Особливу увагу слід приділяти системі ущільнення відцентрового нагнітача, осьового компресора і турбіни (табл. 3.08).

Основні принципи роботи агрегату і системи автоматизації для всіх типів газових турбін залишаються незмінними, відрізняються конструктивним оформленням, але, незважаючи на це, для кожного типу ГТУ існують розроблені правила та інструкції.

При обслуговуванні агрегату будь-який показник приладу, що не відповідає допустимим параметрам, служить сигналом про несправність якого-небудь вузла чи системи агрегату. У нормально працюючому агрегаті перепад температури масла на вході і виході з підшипників не повинен перевищувати 2834-286 °К- Один раз у зміну слід брати пробу масла на аналіз його чистоти. Необхідно систематично переміряти окремі вузли агрегату на вібрацію.

#### ІА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТА РЕМОНТ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ ТРУВОПРОВІДІВ І АРМАТУРИ

Нагляд за магістральним газопроводом та його спорудами, проведення профілактичних, ремонтних і аварійних ВОБІТ виконуються лінійно-експлуатаційними службами (ЛЕС) управлінь магістральних газопроводів (УМГ), на які покладаються такі обов'язки:

- періодично оглядати газопровід та його споруди;
- виконувати за графіком планово-попереджувальні ремонти;

Таблиця 3.08

## Показники відцентрових нагнітачів імпорتنних і електроприводних ГПА

Тип нагнітача	Тип приводу нагнітача	Номінальна продуктивність при стандартних умовах, млн м <sup>3</sup> /добу	Номінальна частота обертання ВЦН об./хв	Номінальна температура газу, °К	Початковий абсолютний тиск, МПа		Об'ємна продуктивність, м <sup>3</sup> /хв		Кінцевий тиск, Рк, МПа
					при одному нагнітачі	при двох послідовно з'єднаних нагнітачах	при одному нагнітачі	при двох нагнітачах	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
«Купер бессмер» (288-30)	ГТК40И	16,5	6200	288	3,77		290		5,6
«Интерсол ренд» (СДР 224)	ГТК-10И	17,2	6200	288	4,97		219		7,52
«Нуова піньоне» (802/74)	ГТК-10И	17,2	6200	288	4,97		219		7,52
«Нуова піньоне» (1002/40)	ГТН-25И	45,0	4600	288	4,97		572		7,52
С1688-564	Центавр	1,2	20 400	288	4,0		22		12,5
С3044-30		2,9	15 700		2,5		70		5,6
2ВВ-30	Коберра-182	21,8	5000	298	5,1		274		7,6
280-11-1	АЗ-4500-1500	13	7980		4,5	3,8	184	218	5,6
	СДСЗ-4500-1500								
280-11-6	СТМ-4000-2	13,0	7980				150		5,6
280-11-6	СТД-4000-2	13,0	7980				150		5,6
280-11-7									
280-12-7	СГМП-4000-2	13,0	7980				150		5,6
370-18-2	СТД-12 500-2	37,0	4800	—	—	—	428	—	7,6



- брати участь у проведенні капітальних ремонтів газопроводів та їх споруд;
- ліквідувати аварії;
- виконувати заливання метанолу.

За газопроводом і лінійними спорудами наглядають лінійні обхідники-ремонтники, які відповідають за технічний стан траси газопроводу в межах закріпленої за ними ділянки (15–20 км).

Лінійний ремонтник зобов'язаний:

- виконувати обхід траси;
- негайно повідомляти чергового диспетчера про всі зауваження, несправності;
- тримати в належному стані все устаткування газопроводу;
- виконувати огляд лінії зв'язку.

У випадку відсутності лінійного ремонтника огляд за трасою веде ЛЕС за допомогою вертольота чи інших засобів. Кожне УМГ має аварійний запас труб, які зберігаються на трасі газопроводу.

При обслуговуванні запірної арматури виконуються:

- зовнішній огляд устаткування;
- набивання мастила для запобігання корозії, для змазування підшипників редукторів, для герметичності затвору, а також для полегшення повороту пробки або кулі крана;
- при необхідності — підтягування пробки регулювальним гвинтом;
- періодичне прокручування крана.

Парк запірних кранів, установлених на МГ підприємств по транспортуванню і постачанню газу, нараховує сотні тисяч одиниць. До складу парку входять запірні крани вітчизняного та імпортного виробництва. Номенклатуру кранів подано в таблиці 3.09.

За конструкцією в запірних кранах передбачено застосування спеціальних хімічних продуктів: ущільнювальних матеріалів і гідрорідин. Ущільнювальні матеріали застосовуються для ліквідації витікання газу через нещільності сідел і верхньої півосі затвору, а також для змащування поверхні деталей, які труться між собою.

Ущільнювальними матеріалами в запірних кранах використовуються ущільнювальні пасти і мастила, які набиваються в зони ущільнень. Застосовуються пасти на кремнійорганічній основі типів 131–129 ТУ 6-02-1258-84, ТУ 6-02-1-462-86 і мастила для газових кранів по ТУ 38 101316-78.

Таблиця 3.09

**Номенклатура запірних кранів імпортного  
та вітчизняного виробництва,  
які експлуатуються на об'єктах транспортування газу**

№ п/п	Фірма (завод) — постачальник запірних кранів	Тип привода або модифікація	Умовний діаметр, і)у, мм	Примітки
1	2	3	4	5
1	«Со дю тарн» (Франція)	Со-дю-тарн (Франція)	50; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 700	
2	«Камерон» (Франція)	Камерон (Франція)	80; 100; 150; 200; 300; 700; 1000; 1200; 1400	
3	«Грове» (Італія)	Біффі (Італія)	50; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 700; 1000; 1200; 1400	
4	«Вагі» (Італія)		»	
5	«Борзіі» (Німеччина)	Борзіг I моди- фікації	700; 1000	3 двома гідро- балонами
		Борзіг II моди- фікації	700; 1000	3 одним гідро- балоном і роз- ширювальним бачком
6	«Нічімен» (Японія)	Ледін, Біффі і СН	50; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 700; 1000; 1200; 1400	3 двома гідро- балонами
		СД і СТ	700; 1000; 1200; 1400	Без гідроба- лонів
7	«Кобе стіл» (Японія)	Біффі (Італія)	1000	
8	«Кігамура валву» (Японія)	Кігамура валву (Японія)	300; 400; 500	
9	«ЧКД бланско» (Чехія)	ЧКД бланско (Чехія)	300; 400; 500; 1000; 1200; 1400	3 одним соле- ноїдним кла- паном
10	«Сігма дольні бенешов» (Чехія)	ЧКД бланско (Чехія)	300; 400; 500; 700; 1000	3 двома соле- ноїдними кла- панамі
11	Заводи Мін- хіммашу (Росія, Україна)	ЦКБ Армату- робудування	50; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 700; 1000; 1200; 1400	

Таблиця 3.10

**Норми витрат ущільнювальної пасты (мастыла) на одну набивку  
запірного крана залежно від типорозміру крана**

Діаметр умовного проходу крана. <i>Dy</i> , мм	Норми витрат, кг
50	0,2
80	0,5
100	0,5
150	0,7
200	1,0
300	1,5
400	2,0
500	2,5
700	3,0
1000	4,0
1200	6,0
1400	7,0

Гідравлічні рідини призначені для заправки гідросистем кранів з метою передачі зусилля при перестановці затвора крана з одного крайнього положення в інше — як демпфер для плавності повороту затвора та уникнення гідродару. Як гідрорідини застосовуються мастыла на нафтовій основі й технічні рідини на кремнійорганічній основі.

Залежно від модифікації, типорозміру, місця встановлення та умов експлуатації Кранів потреба в ущільнювальних матеріалах і гідрорідинах різна.

Для обґрунтування і розрахунку потреби газотранспортних підприємств в ущільнювальних пастах і гідрорідинах для запірних кранів вітчизняного та імпорного виробництва застосовуються «Норми витрат...». Вони істановлені на підставі паспортних даних, інструкцій фірм-виготовлювачів, розрахункових даних об'ємів набивальних каналів та досвіду експлуатації.

Норми витрат ущільнювальних паст і гідравлічних рідин подані в таблицях 3.10 і 3.11.

Розрахунок потреб виробничого об'єднання (підприємства, виробничої одиниці) в ущільнювальній пасті для запірних кранів виконується по формулі:

$$m = 0,5 \sum_{i=1}^n m_i \quad (././Ci,$$

Таблиця 3.11

## Норми витрат гідравлічних рідин на одну заправку гідросистеми запірного крана, л

№ п/п	Фірма (завод) виготовлювач і тип приводу запірного крана	Одиниці виміру	Діаметр умовного проходу крана, X>у, мм											
			50	80	100	150	200	300	400	500	700	1000	1200	1400
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	«Грове» (Італія) з приводом Біффі	л	4	5	7	12	16	21	25	41	100	140	200	230
2	«Ваг!» (Італія)	л	4	5	7	12	16	21	25	41	100	140	200	230
3	«Со дж» тарн» (Франція)	л	1	1	1	3	6	13	20	35	45	—	—	—
4	«Камерон» (Франція)	л	—	9	9	13	20	31	—	—	86	198	361	475
5	«Борзіг» (Німеччина) (із двома гідробалонами)	л									120	200	—	—
6	«Борзіг» (Німеччина) (з одним гідробалоном)	л									50	60	—	—
7	«Нічімен» (Японія) з приводом типу СН (з гідробалонами)	л	4	5	5	7	15	15	21	25	41	125	180	280
8	«Нічімен» (Японія) з приводом типу СД (із суміщеними пневмогідроциліндрами)	л	3	3	3	4	4	9	14	26	35	40	55	85
9	«Нічімен» (Японія) з приводом типу СТ (із роздільними пневмогідроциліндрами)	л						2,5	5	7	8	14	17	20
10	«ЧКД бланско» (Чехія)	л						50	55	60	—	250	450	510
11	«Сігма дольні бенешов» (Чехія) (із постійно притиснутими сідлами)	л						13	36	41	57	118	—	—
12	«Сігма дольні бенешов» (Чехія) (із віджимними сідлами)	л						43	43	75	80	87	—	—
13	Заводи Мінхімашу (Росія, Україна)	л	0,4	0,8	1,9	6,0	6,0	13,4	75	75	150	315	315	630

де  $C_{2\text{заг}}$  — загальна річна потреба об'єднання в ущільнювальній пасти (мастилі), кг;

$c$ , — норма витрати пасти (мастила) одноразової набивки на 1 кран  $i$ -го типорозміру, кг;

$K_i$  — кількість запірних кранів  $i$ -го типорозміру;

$n$  — кількість набивок на рік;

$m$  — кількість типорозмірів запірних кранів.

На підставі положень про планово-попереджувальний ремонт і досвіду експлуатації запірних кранів кількість набивок приймається:

$n = 2$  — при використанні ущільнювальних паст для запірних кранів незалежно від їх місця встановлення;

$n = 4$  — при використанні мастил для кранів, установлених на лінійній частині МГ;

$n = 6$  — при використанні мастил для запірних кранів, установлених у технологічних об'язках допоміжного устаткування КС;

$n = 8$  — при використанні мастил для запірних кранів, установлених в об'язках агрегатів КС.

Розрахунок потреби виробничого об'єднання (підприємства) в гідравлічному маслі для запірних кранів виконується по формулі:

$$C_{2\text{заг}} = 0,45 \sum_{i=1}^m c K_i$$

$A^e_{\text{зят}}$  — загальна річна потреба підприємства в гідравлічному маслі, кг.

Ефективність роботи газопроводу залежить від чистоти внутрішньої поверхні. Забруднена внутрішня поверхня викликає зниження продуктивності, збільшення тиску.

Очищений газопроводу виконують його продувкою, пропуском очисного йоржа чи поршня. Особливу увагу **ПРИДІЛЯЮТЬ** підготовки газопроводу до весняної повені І ІІ Шугатіц І! і змааий період. До початку повені райони\* **управління** розробляє заходи з урахуванням **досвіду** експлуатації газопроводу. В зимовий період різко збільшується відбір газу, що викликає напружену роботу газопроводу. У заходах щодо підготовки до зими передбачаються: поповнення (якщо необхідно) і приведення до порядку аварійного запасу труб, усіх водоспускних і дренажних пристроїв, виправлення берегових укріплень і льодорізів, проведення необхідного ремонту та інші роботи.

Ремонтні роботи на лінійній частині включають планові ремонтно-ірофілактичні і вогневі (табл. 3.12, 3.13).

**Перелік ремонтних робіт лінійної частини МГ  
I. Планові ремонтно-профілактичні роботи**

Технічний огляд лінійної частини МГ	Поточний ремонт лінійної частини МГ	Капітальний ремонт лінійної частини МГ
1	2	3

*Магістральний газопровід*

**1.1.** Огляд земляного покриву вздовж траси газопроводу, укріплених і неукріплених ярів поблизу траси газопроводу.

**1.1.** Ліквідація рослинності вздовж газопроводу.  
**1.2.** Укріплення ярів.  
**1.3.** Ліквідація розмивів із підсипкою землі над газопроводом.

**2. Запірна арматура**

**2.1.** Огляд доступних з'єднань, вузлів і деталей магістрального крана з метою виявлення витікання газу.

**2.1.** Заливка масла в гідросистему кранового вузла.

**2.2.** Огляд вузла управління крана, перевірка щільності з'єднань і роботи від ручного управління (закриття, відкриття, подача масла) при відкритому крані.

**2.2.** Перевірка працездатності розподільвачів, ручних насосів, золотників, перемикачів.

**2.3.** Огляд місця виходу кранів і свічок із землі на межі «земля — повітря». Перевірка наявності ковпаків на свічках.

**2.3.** Чистка фільтрів осушувачів і заміна адсорбенту з промиванням корпусу.

**2.4.** Перевірка рівня масла в гідробалоах (зливання відстояного масла).

**2.5.** Налаштування кінцевих вимикачів управління кранами.

**2.6.** Опресування пневмосистем після ремонту і перевірка роботи пневмоклапанів із місця управління при від'єднаних від гідробалонів трубках подачі імпульсного газу.

**2.7.** Заміна шпонки вала з приводом.

**2.8.** Розбирання циліндра приводу зі

**2.1.** Ремонт автомата аварійного закриття із заміною зношеного мембранного приводу, клапанів, вентилів, фільтрів.

**2.2.** Ремонт вузлів управління (реввізія і регулювання краників переключання кінцевого вимикача з перевіркою на спрацювання вузла управління краном).

**2.3.** Заміна гідробалонів на кранових вузлах.

зливанням масла з гідробалоїв.

2.9. Регулювання крайнього положення гідроприводу (у випадку негерметичності при закритому крані).

2.10. Видалення вологи і конденсату з корпусу крана і фільтрів осушувачів.

2.11. Усунення витікання газу і масла в балонах управління і різьбових з'єднань з попереднім скиданням тиску.

2.12. Чистка фільтра осушувачів і заміна адсорбера.

2.13. Фарбування зовнішніх поверхонь кранового вузла і відновлення нумерації. Заміна манометрів (при необхідності).

2.14. Набивка мастила в крани.

2.15. Виправлення протикорозійної ізоляції на кранах і свічках у місцях їх виходу з-під землі.

3. Огородження кранів

1.1. ШліГуплшія  
(Цшних крілень,  
ниїршшіши ;иппI)  
ний потроїм.  
Ш М Ъ І Ш хетгірІп.  
Мі ПкюсМшш (М-  
МШФ) тьоврелжу-  
іілміх анпки або  
пглікитп.

1.1. ШліГуплшія  
(Цшних крілень,  
ниїршшіши ;иппI)  
ний потроїм.  
Ш М Ъ І Ш хетгірІп.  
Мі ПкюсМшш (М-  
МШФ) тьоврелжу-  
іілміх анпки або  
пглікитп.

3.4. Видалення рослинності всередині огорожень (влітку), очищення площадки під снігу (взимку).

3.1. Часткова заміна залізобетонних стовпчиків та інших деталей огороження з ліквідацією земляних, монтажних і яляркшльних робіт.

4. Наземні переходи через річки, струмки, яри

4.1. Огляд незаглиблених діляниць газопроводу на переходах (опори щогол, троси, ковзаючі опори, кріплення, берегові укріплення).	4.1. Виправлення берегових укріплень (вимощення, плотові клітки, кам'яні насипи, одерновка, палі). 4.2. Очищення і фарбування незаглиблених поверхонь. 4.3. Усування пошкоджень в огороженнях і заміна попереджувальних знаків або плакатів.	4.1. Виправлення плотових кліток із забиванням кілків і заповненням каменями, поновлення кам'яних насипів, одернування, мощення. 4.2. Ремонт опор і деяких частин споруд із виконанням земляних, такелажних, монтажних-зварювальних (за винятком газопроводу) і малярних робіт.
--	--	--

5. Місця перетинів із залізницями або шосейними дорогами

5.1. Перевірка стану перетинів залізниць та шосейних доріг із газопроводом у патронах, витяжних свічок та їх фундаментів.	5.1. Підсипка щебеню, шлаку, піску в місця заглиблень над газопроводом. 5.2. Розчищення кюветів. 5.3. Поновлення написів на попереджувальних плакатах або знаках.	5.1. Розкриття і перевірка герметизації кінців патронів. Ремонт ущільнювальних пристроїв кінців патронів.
---	---	---

Переїзди через газопроводи

6.1. Огляд із метою визначення етапу залізобетонних плит, огорожувальних стовпчиків, знаків, плакатів.	6.1. Ремонт залізобетонних плит проїжджої частини переїзду. 6.2. Заміна пошкоджених огорожувальних стовпчиків, засипання вибоїн щебенем, шлаком, піском на дорозі поблизу переїзду. 6.3. Заміна попереджувальних знаків або плакатів.	6.1. Заміна пошкоджених залізобетонних плит проїжджої частини переїзду й огорожувальних стовпчиків, вирівнювання ділянки дороги поблизу переїзду привозним ґрунтом, щебенем або шлаком.
--	---	---



7. Опорні тумби продувних свічок

7.1. Перевірка стану опорних тумб продувних свічок.	7.1. Пофарбування свічок, побілка опорних тумб, поновлення написів.	7.1. Ремонт або заміна бетонних опорних тумб.
---	---	---

8. Конденсатозбірники (дрітти)

1,1. Огляд і перевірка установки в дії. Виділення пилу і бруду й прматури і трубопроводі».	8.1. Регулювання клапана командного приладу, регулятора рівня конденсату в конденсатозбірнику. 8.2. Пофарбування зовнішніх поверхонь наземної частини конденсатозбіриків.	8.1. Ліквідація витікань газу в роз'ємних з'єднаннях (попередньо газ із дільниці газопроводу випустити повністю). 8.2. Заміна кранів, засувок, вентилів, редукторів, контрольно-вимірювальних приладів, продувних ліній. Набивка сальників. 8.3. Поновлення ізоляції в місцях контакту «земля — повітря».
--	--	---

9. Кілометрові стовпчики

1.1. Огляд, щирші-МНШ підмоїки ший •ОЮ єтиишчикиш. МИ ММММ рошшшигі Гіміі. пушім) у рн МИ* » м	9.1. Виготовлення кілометрових стовпчиків. 9.2. Пофарбування кілометрових стовпчиків, ішт'іпія трафи ріпного мпрку-нишин Ііі< ЗМШШ кіллімч
--	--

/§ ЛицгійнШІ шаг труб

ОЮМ і і»- лміпеті •ШИМ» І під'іміик № мішш Ги N1.	10.1. Пиприійлспін проїжджкої частини, їйділоїшм росли- носп) ремонт під'із- них івлячїі: І шійпж- по-розшїнїтжкупїї,- ннх плоншдок.
--	--

Продовження табл. 3.12

1	2	3
	<p><b>10.2. Ремонт стелажів для аварійного запасу труб.</b>  <b>10.3. Поновлення, консервація аварійного запасу труб, поновлення написів (сертифікату, позначень і маркування).</b>  <b>10.4. Частковий ремонт площадки й установка заглушок.</b></p>	

*11. Обслуговування і профілактично-контрольні роботи з камерними діафрагмами замірних вузлів*

**11.1. Відключення дільниць трубопроводів замірного вузла і знімання тиску.**

**11.2. Від'єднання імпульсних ліній, роз'єднання фланців і вилучення камери з діафрагмою.**

**11.3. Очищення камери і діафрагми від бруду, промивання і протирання. Огляд стану камери, діафрагми.**

**11.4. Підготування прокладки для камери (діафрагми). Встановлення діафрагми на місце, закріплення болтами фланців, під'єднання імпульсних ліній.**

**11.5. Підключення дільниці трубопроводу. Перевірка герметичності камери, імпульсних ліній.**

*12. Очищення газопроводів очисними пристроями*

**12.1. Відкріплення фланця, заведення очисного пристрою,**

встановлення фланця на місце і закріплення.

12.2. Запресовка очисного пристрою на вузлі запуску без фланцевого пристрою.

12.3. Вивести компресорну станцію на роботу на кільце.

12.4. Продувка камери вузла запуску від газоповітряної суміші.

12.5. Виведення компресорної станції на режим.

12.6. Проходження очисного пристрою по ділянці газопроводу.

12.7. Вивести компресорну станцію прийому очисного пристрою на роботу на кільце.

12.8. Включення системи конденсатолбірників.

12.9. Зливання конденсату.

12.10. Прийняття очисного пристрою.

12.11. Вивести компресорну станцію вузла прийому на технологічний режим.

12,13. Підкріплення фляші ІІІ нилу осінні ЦЧНШОИ) пристрою,

УПНМ ЮСШ фланця ,крШішшм,

• пристрою І прийомного (при фланці-

• до пвистрлі.

11,14. Продується камера вузла прийому від газоповітряної суміші.

ті

ні

**II. Вогневі роботи на магістральних газопроводах**

**Роботи виконуються за спеціальним планом-графіком, який передбачає такі основні види:**

*1. Організаційно-підготовчі роботи*

Організація чергових постів поблизу лінійних запірних кранів по трасі, налагодження і перевірка зв'язку з диспетчером.

Набивка кранів мастилом.

Відкриття або закриття кранів за командою диспетчера чи керівника робіт.

Навантаження механізмів, агрегатів і матеріалів.

Доставка до місця проведення робіт механізмів, агрегатів і матеріалів.

Розміщення устаткування на робочих місцях і підготовка його до роботи.

Розробка ґрунту з переміщенням і розкриттям газопроводу в місцях проведення електрозварювальних робіт з урахуванням категорії ґрунту, вимог ПБЕ МГ та плану-графіка.

Планування бульдозером «на око» полоси на трасі для проїзду і роботи механізмів у місцях проведення робіт.

*2. Підготовчі роботи перед початком роботи бригади*

Ознайомлення бригади з об'єктом наступних робіт і проведення інструктажу з техніки безпеки і протипожежної техніки при вогневих роботах на магістральних газопроводах.

Доставка бригади ЛЕС із бази до місця проведення робіт.

Ознайомлення бригади ЛЕС з умовами роботи і конкретним завданням на місці проведення робіт.

Налагодження і перевірка зв'язку з диспетчерським пунктом і постами на лінійних запірних кранах.

Спорожнення ділянки газопроводу (скидання газу через продувні свічки в атмосферу або подача його споживачам).

*3. Заміна (встановлення) запірної вузла МГ*

Розбирання огорожі запірної вузла МГ.

Розробка ґрунту вручну в місцях встановлення запірних гумових куль і навколо газопроводу.

Очищення газопроводу від ізоляції в місцях різання.

Свердління отворів, замір тиску газу в газопроводі. Розмітка, підігрів зони різання та вирізання отворів під встановлення гумових куль.

Обмазування щілини різу глиною або обгортання вогнетривким матеріалом і встановлення запірних гумових куль у газопровід.

*Продовження табл. 3.13*

Розмітка місця для врізання (по шаблону), підігрів зони різання і вирізання несправного вузла запірної арматури, застропка, вилучення і транспортування його вбік. Виготовлення фасок на обох кінцях газопроводу із зачисткою кромки.

Стропування і доставка до місця електрозварювальних робіт нового вузла запірної арматури.

Стикування з підгонкою і підрізанням одного кінця нового вузла з газопроводом, закріплення в центраторі (прихват електрозварюванням).

Стикування взахлюєт із підгонкою і підрізанням другого кінця нового вузла з газопроводом, закріплення в центраторі (прихват електрозварюванням).

Зварювання стиків.

Приготування бітумної мастики.

Приготування Ґрунтовки.

Просвічування стиків.

Виготовлення фасок на латках, підкладних кільцях і приварювання підкладних кілець до латок.

Вилучення запірних і умових куль із газопроводу, установка латок і припарювання.

Просвічування стиків латок.

Ізоляція місць вварювання нового вузла запірної арматури і латок.

Засипання бульдозером вузла запірної арматури та місць вварювання латок.

Встановлення огорожі запірної арматури.

#### *4. Врізка трийника*

Відкриття газопроводу (частини) і розробка ґрунту в місцях встановлення гумових куль (екскаватором).

Розробка ґрунту вручну в місцях встановлення куль і навколо газопроводу, очищення від ізоляції в місцях різання.

Свердління отворів під установку запірних гумових куль.

Обмазування щілини різі глиною або обгортання вогнетривким матеріалом і встановлення куль у газопровід.

Розмітка місць різання, підігрів зони різання і вирізання трийника під встановленням нового; стропування, вилучення і транспортування його вбік. Виготовлення фасок на кінцях газопроводу із зачисткою кромки.

Планування площадки за рівнем (під трийник).

Стропування, доставка і встановлення трийника на місце монтажу.

Стикування з підгонкою і підрізанням одного кінця трийника з газопроводом, закріплення в центраторі (прихват електрозварюванням).

*Продовження табл. 3.13*

Стикування взахльост із підгонкою й підрізкою другого і третього кінців трійника з газопроводом, закріплення в центраторі (прихват електрозварюванням).

Зварювання стиків трійника.

Приготування бітумної мастики.

Приготування ґрунтовки.

Просвічування стиків.

Виготовлення фасок на латках, підкладних кільцях і приварювання кілець до латок.

Вилучення запірних гумових куль із газопроводу, встановлення латок і приварювання.

Просвічування стиків латок.

Ізоляція ввареного трійника і латок.

#### *5. В різка котушки*

Відкриття газопроводу в місцях встановлення куль (екскаватором).

Розробка ґрунту вручну в місцях установлення запірних гумових куль навколо газопроводу, очищення його від ізоляції в місцях різання.

Свердління отворів, замір тиску газу в газопроводі. Розмітка, підігрів зони різання і вирізання отворів під установку запірних гумових куль.

Обмазування щілини різі глиною або обгортання вогнетривким матеріалом і встановлення запірних гумових куль у газопровід.

Розмітка місць різання, підігрів зони різання і вирізання дефектної котушки, заструпування, вилучення і транспортування її вбік. Виготовлення фасок на одному кінці газопроводу із зачисткою кромки.

Стропування, доставка і встановлення на місце монтажу нової котушки.

Стикування з підгонкою і підрізкою одного кінця котушки з газопроводом, закріплення в центраторі (прихват електрозварюванням) .

Стикування взахльост із відрізанням, виготовленням фаски, підгонкою і підрізкою другого кінця котушки з газопроводом, закріплення в центраторі (прихват електрозварюванням).

Зварювання стиків котушки.

Приготування бітумної мастики.

Приготування ґрунтовки.

Просвічування стиків.

Виготовлення фасок на латках, підкладних кільцях і приварювання кілець до латок.

Вилучення запірних гумових куль із газопроводу, встановлення латок і приварювання.

- 5.15 Просвічування стиків латок.
- 5.16 Ізоляція газопроводу в місцях врізки котушки і латок.

*6. Ліквідація мікросвищів*

- 6.1 Відкриття газопроводу в місцях проведення робіт (розробка мерзлого Грунту).
- 6.2 Свердління отворів.
- 6.3 Знімання і зачистка ізоляції вручну.
- 6.4 Вилучення дільниці дефектного шва.
- 6.5 Зачистка дефектного місця шліфувальним кругом.
- 6.6 Заварювання дефектного місця.
- 6.7 Просвічування (завареного місця) стику.
- 6.8 Ізоляція газопроводу в місці виконання вогневих робіт.
- 6.9 Засипка газопроводу Грунтом у місцях виконання вогневих робіт.
- 6.10 Усунення мікросвищів на газопроводах за допомогою високомолекулярних клейових сполучень за спеціальною технологією.

*7. Врізка витратомірного вузла*

Роботи виконуються за технологією, аналогічною врізці котушки.

*8. Заклучні роботи*

- 8.1 Засипка газопроводу Грунтом у місцях виконання електрозварювальних робіт.
- 8.2 Продувка дільниці газопроводу від газоповітряної суміші до вмісту кисню в газі не більше 2 %.
- 8.3 Наповнення відключеної дільниці газопроводу газом до робочого тиску.
- 8.4 Випробування газопроводу максимальним прохідним тиском протягом двох годин.

***Відбраковка і ремонт труб у процесі експлуатації і капітального ремонту лінійної частини МГ***

Періодичність обслідування технічного стану лінійної частини газопроводів не має перевищувати п'ять років

На підставі проектної, будівельної та експлуатаційної документації, даних обслідування і ремонту за період експлуатації визначаються місця шурфування дефектних дільниць (при вибірковому ремонті) або огляд всієї дільниці (при капітальному ремонті).

При глибині дефекту більше 20 % від товщини стінки труби зона, що примикає до дефекту, має бути обслідува-

на ультразвуковим дефектоскопом типу «Крауткрамер» УСЛ-32, УСК-7 чи аналогічним на наявність дрібних тріщин, розшарувань.

Відбраковку дефектних місць на трубопроводах, строк служби яких не перевищує 10 років, виконують відповідно до рисунка «А»:

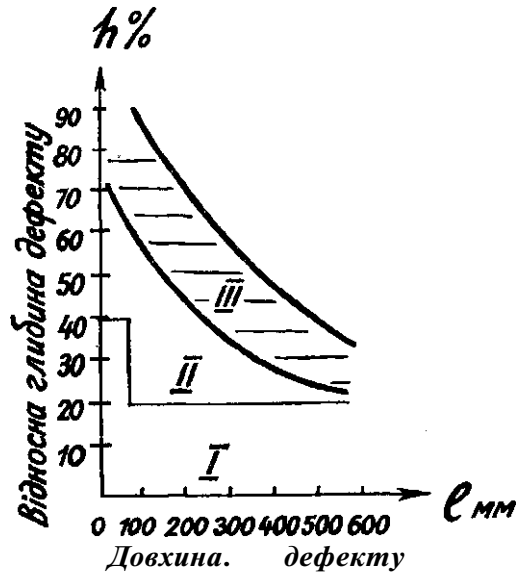


Рис. «А».

I. Зона безпечної роботи.

II. Зона, яка потребує експертної оцінки рішення питання відбраковки або ремонту дефектної ділянки, визначення технології та строку проведення ремонтних робіт.

III. Небезпечна зона, яка потребує негайної заміни дефектної ділянки.

На трубопроводах зі строком експлуатації більше 10 років необхідно додатково враховувати втому металу.

Ремонт трубопроводів може виконуватися такими способами:

- шліфовкою дефектів;
- заварюванням дефектів;
- вварюванням латок;
- установленням додаткових муфт;
- заміною котушок.

Заварюванням можуть ремонтуватися дефекти із залишковою товщиною стінки не менше 2 мм, довжиною до 400 мм і шириною до 1,5 товщини стінки.



Шліфовкою допускається здійснювати ремонт дефектів глибиною до 50 % від товщини стінки труби, довжиною до 200 мм або діаметром до 150 міліметрів.

При відбраковці труб у процесі капітального ремонту пошкоджені місця мають бути очищені від продуктів корозії і обведені по контуру масляною фарбою, а також позначені:

- ШЛ — ремонт шліфовкою;
- ЗВ — ремонт зварюванням;
- ЗК — заміна котушок;
- ВЛ — вварювання латок.

При капітальному ремонті газопроводу підлягають вирізанню всі дефекти, розміри яких попадають у третю зону на рисунку «А».

Якщо газопровід після ремонту буде працювати на проектному тиску, то необхідно вилучити всі дільниці, які раніше ремонтувалися наплавленням металу або вварюванням латок.

У випадку неможливості проведення ремонтних робіт на дільниці газопроводу робочий тиск має бути зниженим до рівня, який забезпечує безпеку його експлуатації.

Допустимий тиск визначається по формулі:

$$P_L = K(-PP) \frac{i_A}{2} \frac{A}{3} \text{ я} - \cdot \quad (3.01)$$

де  $A$  — коефіцієнт, який не повинен перевищувати 4.

$$A = 0,893 - - = 4 = - \quad (3.02)$$

$B$ —довжина дефекту, мм;

$H$  — глибина дефекту, мм;

$b$  — товщина стінки трубопроводу, мм;

$O$  — зовнішній діаметр трубопроводу, мм;

$P_r$ — робочий тиск у початковий період експлуатації, МПа;

$/C$  — коефіцієнт, який залежить від часу експлуатації трубопроводу.

Час експлуатації, $i$ (років)	Коефіцієнт, $K/$
0+10	$i, i$
10+20	0,9
20+30	0,7
> 30	0,5

Для значень  $A > 4$

$$P_d = K_{\dots} P_p \cdot (1 - |) \quad (3.03)$$

Приклад 3.1

Визначити допустиме зниження тиску в газопроводі при таких даних:

$l = 300$  мм;  
 $L = 2,5$  мм;  
 $\delta = 10$  мм;  
 $0 = 820$  мм;  
 $P_p = 5,6$  МПа;  
 $t = 10$  років.  
 Коефіцієнт  $A$ :

$$A = 0,893 \cdot \frac{300}{820 \cdot 10} = 2,94.$$

Допустимий тиск:

$$P_d = 0,9 \cdot 5,6 \cdot \frac{2 \cdot 2,5}{1 - \frac{2L}{\delta} \sqrt{\frac{10}{10} \cdot \sqrt{2,94^2 - 1}}} = 4,42 \text{ МПа.}$$

### 3.6. РЕМОНТ УСТАТКУВАННЯ ГАЗОПРОВІДІВ

#### *Система планово-попереджувального ремонту*

Основним методом підвищення надійності роботи устаткування є проведення системи планово-попереджувального ремонту (ППР). Система ППР містить організаційно-технічні заходи щодо нагляду, технічного обслуговування і ремонту устаткування, які сприяють збільшенню строку служби та запобіганню аварій.

Суть системи ППР полягає в тому, що після наробки кожним об'єктом певної кількості годин проводяться огляд і ремонт незалежно від його технічного стану.

Система ППР дозволяє попередити знос механізму, усунути можливість випадкового виходу їх із ладу, здійснити підготовку ремонтних робіт і виконати їх у найкоротші строки.

На компресорних станціях із газотурбінним приводом

ремонті ГПА проводяться згідно положення про П П Р і положення про порядок виводу агрегату в ремонт і прийманню його з ремонту. Графіки ремонтів мають бути узгоджені з ремонтною організацією і затверджені керівництвом замовника.

Обсяг і черговість ремонтів визначаються строками служби деталей і вузлів. Найбільший строк стійкості мають базові деталі, заміна яких виконується при капітальному ремонті. Період між капітальними ремонтами називається ремонтним циклом. Структура ремонтного циклу — це порядок розташування та послідовність ремонтних і профілактичних робіт. Наприклад, якщо капітальний ремонт агрегату проводять раз на 6 років, то поточний ремонт — через 6 місяців, а середній — через 18 місяців. Тож структура ремонтного циклу буде мати такий вигляд:

К — Т — Т — С — Т — Т — С — Т — Т — С — Т — Т — К,

де К — капітальний ремонт;

Т — поточний ремонт;

С — середній ремонт.

Структура ремонтного циклу для різного технологічного устаткування різна.

Для магістрального трубопроводу:

К-11ТО-Т-Т<sup>19</sup>-11ТО-К.

Для нагнітача з електроприводом:

К-2ТО-Т-2ТО-К.

Для газомотокомпресора: К-3ТО-Тр3ТО-Ср3ТО-Тг-3ТО-С<sup>2</sup>-3ТО-Т<sup>3</sup>-3ТО-К,

де ТО — технічне обслуговування (міжремонтне).

Тривалість міжремонтного циклу і періоду в роках для магістрального трубопроводу визначається:

міжремонтний цикл

$$\Gamma = |3^a \cdot p^b \cdot 20; \quad (3.04)$$

міжремонтний період

$$/ = -\dot{\Gamma} \Gamma^{-}; \quad (3.05)$$

міжоглядовий період

$$\langle \circ = \wedge \text{Бп} - \rangle$$



де Т — тривалість ремонтного циклу в роках;

/ — тривалість міжремонтного періоду в місяцях;

$i^0$ — тривалість міжоглядового періоду в місяцях;

$n^0$ — кількість оглядів;

$Pi$  — кількість поточних ремонтів;

$P_a \bullet P_b$  — коефіцієнти, які враховують відповідно агресивність ґрунтів, величину потенціалу «труба — земля».

Значення коефіцієнтів  $p_a$  і  $p_b$  наведені в табл. 3.14.

Таблиця 3.14

**Тривалість ремонтних циклів для магістральних трубопроводів**

$P_a$	$\frac{d}{P_b}$	Ремонтний цикл, Т, років	$\frac{g}{P_a}$	$\frac{A}{L^2}$	Ремонтний цикл, Т, років
1	1,0	20	0,8	0,7	11
	0,9	18		0,3	4
	0,7	14		0,7	14
	0,3	6		0,9	12
0,9	1,0	18	0,6	0,7	9
	0,9	16		0,3	4
	0,7	12		1,0	12
	0,3	5		0,9	10
0,8	1,0	16	0,6	0,7	8
	0,9	14		0,3	3

Поточний ремонт (ПР) — найменший за обсягом комплекс ремонтних робіт, що забезпечує нормальну експлуатацію ГПА до чергового планового ремонту. При цьому усуваються несправності шляхом заміни або відновлення окремих складових частин.

Середній ремонт (СР) — комплекс робіт із частковим розбиранням агрегату. Виконується контроль технічного стану основного устаткування, усунення причин зношення, заміна деталей із забезпеченням нормальної експлуатації до чергового капітального ремонту.

Капітальний ремонт (КР) — найбільш складний і трудомісткий вид планового ремонту, який виконують при досягненні граничних величин зносу. При цьому мають бути поновлені першопочаткові паспортні характеристики агрегату.

Види ремонтів газомотокомпресорів (ГМК) та їх періодичність наведено в таблиці 3.15.

Таблиця 3.15

## Види і періодичність ремонтів ГМК

Вид ремонту	Періодичність, год
Технічний огляд	250—350
Ревізія	1500—2000
Дрібний ремонт	4000
Середній ремонт	8000
Капітальний ремонт	30 000—40 000

*Ремонтна документація:*

1. **Дефектна відомість** є вихідним документом для визначення обсягів ремонту, потреб у матеріалах і запчастинах. Вона складається на основі документації попереднього ремонту й експлуатаційних записів порушень режимів роботи. Дефектна відомість уточнюється після відкриття агрегату.

2. **Технічна документація** на ремонт вузлів.

3. **Календарний графік** ремонту.

Для правильної організації ремонту основного устаткування КС застосовуються сітвові графіки, що є графічною моделлю ремонтного процесу із зображенням послідовності виконання всіх ремонтних робіт. Щоденно на графіку відмічається фактичне виконання ремонтних операцій, фіксується відставання і випередження строків ремонту.

За діючим нині «Тимчасовим положенням системи П П Р ГТУ з відцентровими нагнітачами» передбачається проведення середніх ремонтів через 4000—5000 годин і капітальних — через 8000—9000 годин. У капітальні ремонти агрегати виводяться згідно графіка, хоч часто потребують лише профілактичних ремонтів в обсязі середнього. Згідно діючої системи П П Р рекомендуються однакові для всіх типів ГТУ терміни без урахування фактичного стану агрегату, конструктивних особливостей, їх наробки від початку експлуатації.

Регламент обслуговування передбачає чотири види ТО (ТО.1—4) на працюючому і зупиненому агрегатах, чотири види ТО (ТО.5.1—ТО.5.4) при знаходженні агрегату в резерві, проведення середніх і капітальних ремонтів.

При виконанні робіт при ТОЛ—4 проводяться:

— технічні огляди устаткування з метою виявлення

дефектів і відсутності витікання повітря, мастила, води, газу, продуктів згоряння;

- перевірки правильності роботи агрегатних систем;
- контроль робочих параметрів ГПА (температури по газоповітряному тракту ГТУ, всіх підшипників, масла до і після маслоохолоджувачів, тиску повітря за ОК, газу, масла, обертань роторів, потужності рівня вібрації, витрати і стану мастила).

Додатково передбачені зупинка ГПА і проведення ревізії камери згоряння і нагнітача. У роботах по технічному обслуговуванню агрегату, який знаходиться в резерві, передбачено (крім перерахованого) ревізію допоміжного обладнання, системи КВПІА, маслосистеми, системи пожежогасіння.

ТО на працюючому і профілактичні огляди на зупиненому агрегаті виконує експлуатаційний персонал.

Відповідно до регламенту виконуються два види планових ремонтів:

Середній ремонт проводиться для підтримання надійності агрегату і поновлення його експлуатаційних характеристик;

Капітальний ремонт — це повне розбирання, дефектування, заміна зношених деталей, складання, регулювання, випробування.

Планові ремонти повинні виконуватися спеціалізованими ремонтними підприємствами.

Для встановлення точних термінів проведення середніх і капітальних ремонтів, які забезпечать високий рівень надійності, необхідно обґрунтовуватися на статистичних даних по відмовах, тобто на фактичному експлуатаційному ресурсі деталей і вузлів.

Порядок виводу агрегату в ремонт

Вивід агрегату в плановий ремонт здійснюється персоналом КС за затвердженим графіком капітального і середнього ремонтів і з дозволу ЦДС (центральної диспетчерської служби) підприємства. Час початку ремонту має бути повідомлений ремонтній організації за 15 днів до початку роботи. Після відкриття агрегату складається уточнена дефектна відомість, згідно якої і виконується ремонт агрегату.

Приймання з ремонту

Відповідно до положення про ППР устаткування, вивід агрегату з ремонту і приймання в експлуатацію виконує комісія. Після ремонту агрегат перевіряють у роботі під навантаженням протягом 24 годин. При відсутності

I  
I  
!

дефектів оцінюють якість ремонту, і агрегат приймають в експлуатацію. При виявленні дефектів їх усувають і повторно перевіряють агрегат під навантаженням протягом 24 годин. Кінцева оцінка якості ремонту дається при участі організації, яка виконувала ремонт після місяця роботи агрегату під навантаженням. Документація по ремонту складається в двох примірниках.

Приклад 3.2. Виконати дефектування ГПА ГТК-ЮИ. Дефектуванню підлягають такі деталі і вузли:

1. Ротор осьового компресора (диски робочих коліс, робочі лопатки, диск робочого колеса ТВТ, робочі лопатки ТВТ, шийки ротора й упорний диск, кріплення).
2. Корпус осьового компресора (частина корпусу в роз'ємі, спрямовуючі лопатки, кріплення).
3. Корпус турбіни (частини корпусів і роз'єми, спрямовуючий апарат ТВТ, спрямовуючий апарат ТНТ, механізм повороту лопаток, кріплення).
4. Підшипники ротора осьового компресора (підшипники № 1, № 2, масляні ущільнювачі, кріплення).
5. Ротор ТНТ (робочі лопатки ступеня ТНТ, шітки ротора й упорний диск, диск ступеня ТНТ).
6. Підшипники ротора ТНТ (підшипник № 3, № 4, масляні ущільнювачі, кріплення).
7. Турбодетандер.
8. Вузол передач для допоміжних пристроїв (редуктор, головний маслосос змазування, головний маслосос високого тиску, кулачкова муфта зчеплення).
9. Зубчаті муфти (промвал між турбіною і редуктором, промвал між турбіною і нагнітачем).
10. Система змазування (маслобак, масляні фільтри, допоміжний насос, аварійний насос, трубні пучки маслосохолоджувача).
11. Система гідравлічного живлення (допоміжний насос, атмосферні та запобіжні клапани, масляний фільтр).
12. Система регулюючого масла (вузол приводу поворотних соплових лопаток ТНТ).
13. Система паливного газу (клапан регулювання і співвідношення, фільтр).
14. Захист від перевищення обертів (вузол автомата безпеки ТВТ, вузол автомата безпеки ТНТ).
15. Повітрязабірна камера (фільтри).
16. Вихлопний короб.
17. Антиобмерзальна система (трубопроводи, засувки з приводом, фланцеві з'єднання, кріплення).

18. Система охолоджуючого і ущільнюючого повітря (трубопроводи, сопла, клапани, фільтр, шайби кріплення, відцентровий сепаратор).

19. Система охолоджуючої води (насоси, трубопровідна арматура і фільтруючі сітки).

#### ***Перелік робіт середнього ремонту ГТК-10И***

1. Підготовчі роботи. Приймання турбоагрегату в ремонт. Демонтаж повітроводів.

2. Демонтаж гусака (вхідного патрубка ОК).

3. Демонтаж камер згоряння і промвалів.

4. Демонтаж кришки повітрозбірника, перехідних патрубків, кришки вихлопу.

5. Монтаж балки і тальки. Демонтаж ПНА. Демонтаж нижньої кришки вихлопу.

6. Демонтаж вхідної камери ОК і кришок ОК.

7. Демонтаж кришки ТНТ і дифузора. Демонтаж спрямовуючого апарата I ступеня.

8. Розбирання нагнітача. Відкриття підшипників № 1, № 2 і демонтаж ротора ОК.

9. Відкриття підшипників № 3, № 4. Чистка ущільнень, замір зазорів. Демонтаж ротора ТНТ.

10. Дефектоскопія ротора ОК і спрямовуючих лопаток ТНТ. Миття лопаток. Монтаж ротора ТНТ.

11. Дефектоскопія вузлів камер згоряння, спрямовуючих лопаток ТВТ — ПНА. Миття деталей нагнітача.

12. Дефектоскопія вузлів нагнітача. Заміна лабіринтних ущільнень. Збирання нагнітача.

13. Закриття підшипників № 3, № 4. Установка дифузора і кришки ТНТ.

14. Монтаж ротора ТВТ. Закриття підшипників № 1, № 2. Монтаж спрямовуючого апарата I ступеня і вхідної кришки ОК-

15. Монтаж вихідної кришки ОК, перехідних патрубків, вхідної камери, монтаж нижньої кришки вихлопу.

16. Монтаж кришки повітрозбірника і ПНА. Монтаж камер згоряння. Демонтаж балки і тальки.

17. Установка кришки. Замір центрівки ТНТ — нагнітач, редуктор — ТВТ. Регулювання центрівки.

18. Миття маслосистеми, заміна фільтрів масла і повітряних. Монтаж промвалів.

19. Монтаж повітроводів, вхідного патрубка ОК, монтаж верхньої кришки, вихлопу.



20. Підготовка до обкатки. Прибирання робочих місць. Пуск на холостий хід.

21. Обкатка під навантаженням і здавання в експлуатацію.

### 3.7. РОЗРАХУНКИ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ

Магістральний газопровід—це трубопровід, призначений для транспортування газу з району його добування або виробництва у район споживання, або такий, що з'єднує окремі газові родовища. Вихідними даними при технологічному розрахунку газопроводу є:

- продуктивність газопроводу, ( $<2$ );
- характеристика газу (вказати родовище);
- початкова температура газу, ( $T_n$ );
- температура ґрунту на глибині закладання газопроводу, ( $*гp.$ );
- протяжність газопроводу, ( $i.$ ).

Технологічні розрахунки включають:

- визначення пропускної здатності газопроводу, ( $Q_{добу}$ ) »
- вибір типу ГПА;
- визначення діаметра газопроводу, ( $ci$ );
- визначення товщини стінки труб, ( $b$ );
- гідравлічний розрахунок.

Якщо виявиться, що протягом усього газопроводу між двох компресорних станцій (КС) і початком або кінцем газопроводу відсутні точки з перевищенням (пониженням) вертикальних відміток порівняно з відміткою першої по ходу КС або початком газопроводу не більш як на 100 м, розрахунок ведеться по формулах без урахування рельєфу місцевості. Інакше необхідно застосовувати формули, які враховують рельєф місцевості.

#### ***Визначення пропускної здатності газопроводу***

Під пропускною здатністю газопроводу розуміють кількість газу, яка перекачується протягом доби.

Продуктивність газопроводу — кількість газу, яка перекачується протягом року.

Основними параметрами КС є:

- кількість компримованого газу;
- тиск газу на прийманні та викиданні;

- температура газу на прийманні та викиданні;
- потужність ГПА;
- потужність КС.

Оціночна пропускна здатність базового газопроводу, млн м<sup>3</sup>/добу, визначається по формулі:

де  $Q_{ГПД}$  — задана продуктивність газопроводу, млн м<sup>3</sup>/рік;  
 $365$  — кількість днів на рік;  
 $\hat{K}$  — оціночний коефіцієнт використання пропускної здатності газопроводу, визначається по формулі:

$$\hat{K} = K_{рз} \cdot K_{е} \cdot K_{т} \cdot K_{я} \quad (3.08)$$

де  $K_{рз}$  — коефіцієнт розрахункової забезпеченості споживачів. Слід приймати  $K_{рз} = 0,95$ ;

$K_{т}$  — коефіцієнт екстремальних температур. Треба приймати  $K_{т} = 0,98$ ;

$K_{я}$  — оціночний коефіцієнт надійності газопроводу. Значення коефіцієнта знаходять по таблиці 3.16.

Таблиця 3.16

Значення коефіцієнтів надійності газопроводу

Вид ГПА	Потужність приводу агрегатів МВт	Відстань між КС, км	Відносний показник надійності К <sub>я</sub> газопроводу довжиною, км			
			500	1000	1500	2000
1	2	3	4	5	6	7
Газотурбінні	6	125	0,989	0,976	0,964	0,953
		100	0,982	0,964	0,948	0,934
		83	0,975	0,951	0,932	0,913
	10	125	0,985	0,969	0,954	0,941
		100	0,979	0,958	0,939	0,916
		83	0,972	0,945	0,922	0,904
	16	125	0,983	0,965	0,948	0,934
		100	0,974	0,949	0,927	0,910
		83	0,966	0,934	0,909	0,888
	25	125	0,983	0,965	0,948	0,933
		100	0,973	0,947	0,924	0,906
		83	0,962	0,927	0,900	0,878

Продовження табл. 3.16

1	2	3	4	5	6	7	
Електро-приводи іі	6	125	0,996	0,990	0,990	0,980	
		100	0,993	0,986	0,979	0,973	
		83	0,991	0,981	0,973	0,964	
	10	125	0,994	0,987	0,980	0,974	
		100	0,992	0,983	0,975	0,967	
		83	0,990	0,979	0,968	0,958	
	16	125	0,993	0,984	0,976	0,968	
		100	0,989	0,978	0,967	0,958	
		83	0,986	0,971	0,958	0,946	
	25	125	0,992	0,983	0,975	0,967	
		100	0,989	0,976	0,965	0,954	
		83	0,984	0,968	0,953	0,939	
	Газомоторні	6	125	0,986	0,967	0,951	0,937
			100	0,976	0,952	0,932	0,915
			83	0,966	0,935	0,913	0,893
10		125	0,981	0,958	0,940	0,924	
		100	0,972	0,944	0,920	0,902	
		83	0,962	0,928	0,902	0,880	
16		125	0,979	0,955	0,935	0,918	
		100	0,967	0,936	0,911	0,890	
		83	0,956	0,918	0,890	0,867	
25		125	0,979	0,955	0,935	0,917	
		100	0,966	0,933	0,907	0,886	
		83	0,951	0,910	0,879	0,854	

Оціночну пропускну здатність розподільних і маневрових магістральних газопроводів визначають для періоду максимальної подачі газу, млн м<sup>3</sup>/добу:

$$Y^{\circ} = \sim, \quad (3-09)$$

$D^{\circ}$  <math>[лж]</math> — середня добова кількість газу, яка надходить у газопровід за період максимального закачування.

Оціночну пропускну здатність відводів, млн м<sup>3</sup>/добу, визначають по формулі:

$$\frac{D^{\circ}}{[лж]} = \frac{24 \cdot \langle \gamma_{\text{год}} \rangle * 10}{T_{\text{м}}}, \quad [ЛАЮ]$$

$D_3^e < 7$  та год — максимальне годинне споживання газу,  $m^3/год$ , усіма споживачами.

У цьому випадку  $K^0 = K_{рз} \cdot K_{\text{д}}$  приймаються:  $K_{рз} = 0,95$ ,  $K_{\text{д}} = 0,99$ .

**Визначення типу, кількості і схеми роботи ГПА**

Кількість ГПА та їх потужність визначаються залежно від продуктивності й тиску компримованого на КС газу, а також виходячи з паспортних (заводських) даних номінальної потужності агрегату. При пропускній здатності газопроводу до 12 млн  $m^3/добу$  доцільно приймати до встановлення газомотокомпресори (ГМК); більше 12 млн  $m^3/добу$  — відцентрові нагнітачі з приводом від газової турбіни або електродвигуна.

Кількість ГПА можна визначити, знаючи пропускну здатність газопроводу і продуктивність агрегату:

$$n^0 = \frac{Q}{k}, \quad (3.11)$$

де  $n^0$  — розрахункова кількість ГПА;  
 $k$  — продуктивність одного агрегату,  $m^3/добу$ .

При виборі встановленої кількості ГПА виникає питання про резерв. Необґрунтований ступінь резервування призводить до збільшення капітальних вкладень, недостатнє резервування — до пониження надійності ГПА (табл. 3.17).

Таблиця 3.17

**Вибір кількості ГПА**

ГПА з приводом від ГТ				ГПА з приводом від електродвигуна				Поршне і ГПА	
Тип нагнітача									
неповнонапірний		повнонапірний		неповнонапірний		повнонапірний		робочий	резервний
робочий	резервний	робочий	резервний	робочий	резервний	робочий	резервний		
2	1	2	2	2	1	2	1	2—4	1
4	2	3	2	4	2	3	1	5—9	2
6	2	4	2	6	2	4	2	10—13	3
		5	2			5	2		
		6	2			6	2		

У кожному конкретному випадку треба приймати самостійне рішення залежно від завантаження системи газопроводів, надійності застосованого типу ГПА, стабільності режимів роботи газопроводів. Не рекомендується приймати кількість агрегатів більше шести і менше трьох.

Допускається скорочувати кількість резервних ГПА на одиницю в спарених компресорних цехах і подальших чергах багатониткових МГ.

### Вибір орієнтовного діаметра

Залежність розрахункової пропускної здатності від параметрів газопроводу (однониткового) і фізичних властивостей газу виражається формулою:

1. Об'ємна витрата при нормальних умовах:

$$q = 0,326 \cdot \text{кг}^6 \cdot a^{2,5} \cdot \frac{m^{P_2 - P_1}}{V \cdot A \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F \cdot G \cdot H \cdot I \cdot J \cdot K \cdot L \cdot M \cdot N \cdot O \cdot P \cdot Q \cdot R \cdot S \cdot T \cdot U \cdot V \cdot W \cdot X \cdot Y \cdot Z} \quad (3.12)$$

2. Масова витрата:

$$M = 3,999 \cdot 10^3 \cdot \text{Гі}^{2,5} \cdot \frac{m^{P_2 - P_1}}{V \cdot A \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F \cdot G \cdot H \cdot I \cdot J \cdot K \cdot L \cdot M \cdot N \cdot O \cdot P \cdot Q \cdot R \cdot S \cdot T \cdot U \cdot V \cdot W \cdot X \cdot Y \cdot Z} \quad (3.13)$$

Дані формули придатні для розрахунку без урахування рельєфу траси газопроводу, де:

$\dot{y}$  — внутрішній діаметр газопроводу, м;

$X$  — коефіцієнт гідравлічного опору дільниці газопроводу;

$\hat{\text{середн}}$  — середній по довжині дільниці коефіцієнт стисливості;

$B$  — довжина дільниці газопроводу, км.

Із формул (3.12), (3.13) можна визначити діаметр газопроводу.

Але, так як у (3.12), (3.13) більшість параметрів невідомі, то орієнтовно можна приймати діаметр по таблиці 3.18.

Далі розрахунок ведемо по трьох діаметрах:

$$\dot{y}_1, \dot{y}_2, \dot{y}_3$$

(значення  $a^2$  приймаємо по таблиці 3.18).

Так як гідравлічний розрахунок робимо по внутрішньому діаметру, то необхідно визначити товщину стінки труби.

Таблиця 3.18

**Орієнтовна продуктивність газопроводу  
залежно від діаметра і тиску**

Діаметр труб, мм	Продуктивність, млрд м <sup>3</sup> /рік		Діаметр труб, мм	Продуктивність, млрд м <sup>3</sup> /рік	
	при P = 5,6 МПа	при P = 7,5 МПа		при P = 5,6 МПа	при P = 7,5 МПа
325	0,47	0,66	820	5,85	7,50
377	0,62	0,90	1020	9,10	12,50
426	0,91	1,36	1220	14,60	19,50
530	1,65	2,50	1420	20,00	29,00
630	2,61	3,95	1620	28,20	40,89
720	3,65	5,50			

**Визначення товщини стінки труби**

Відповідно до БНІП 2.05.06—85 нормативний опір розтягуванню (стисканню) металу труб і зварних з'єднань слід приймати рівними мінімальним значенням тимчасового опору ( $\sigma_{вр}$ ) і границі текучості ( $\sigma_T$ ) за державними стандартами й технічними умовами на труби

$$\sigma_T = \sigma_{вр}, \quad \sigma_T = \sigma^m.$$

Розрахунковий опір розтягуванню (стисканню) металу труб, МПа, визначаємо по формулах:

< 3 л 5 >

де  $n_g$  — коефіцієнт умов роботи трубопроводу ( $n_g = 0,6-0,9$ ) приймається залежно від категорії трубопроводу;

$K_b$  — коефіцієнти безпеки по матеріалу, які залежать від характеристики труб ( $K_b = 1,34-1,55$ ;  $n_g^2 = 1,1-1,2$ );

$K_n$  — коефіцієнт надійності, який залежить від діаметра і внутрішнього тиску ( $n_g = 1,15$ ).

Значення вище перерахованих коефіцієнтів треба приймати по БНІП 2.05.06—85.

Товщину стінки труби визначаємо по формулі:

де  $b$  — номінальна товщина стінки труби, см;  
 $n$  — коефіцієнт перевантаження робочого тиску в трубопроводі ( $n = 1,1$ );  
 $d_{\text{нр}} = d_{\text{нр}} - 2b$  — зовнішній діаметр, см;  
 $P$  — робочий (нормативний) тиск, МПа.  
 Перевірку міцності підземних (у насипу) трубопроводів робимо, виходячи з умови:

де  $\sigma_{\text{пріу}}$  — граничне осьове напруження від розрахункових навантажень, МПа;

$\psi^2$  — коефіцієнт, який ураховує двохосьовий напружений стан металу труб, при розтягуючих осьових поздовжніх напруженнях ( $\sigma_{\text{пр.дг}} > 0, \psi^2 = 1$ ), при стискаючих ( $\sigma_{\text{пр.дг}} < 0$ ) визначається по формулі:

$$\psi^2 = \frac{d_{\text{нр}}}{d_{\text{нр}} - 2b} \cdot (\sigma_{\text{пр.дг}} - 0,5 \cdot \sigma_{\text{кц}}) \quad (3.17)$$

де  $\sigma_{\text{кц}}$  — кільцеве напруження від внутрішнього тиску, МПа.

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{P \cdot d_{\text{нр}}}{2b} \quad (3.18)$$

де  $d_{\text{нр}}$  — внутрішній діаметр труби, см.

Поздовжнє осьове напруження для прямолінійних і пружнозігнутих ділянок визначається по формулі:

$$\sigma_{\text{пр.дг}} = \frac{M}{W} \cdot \alpha \quad (3.19)$$

де  $M$  — температурний перепад, °К;

$\alpha$  — коефіцієнт лінійного розширення сталі, 1/К;

$E$  — модуль пружності сталі, МПа;

$\mu$  — змінний коефіцієнт поперечної деформації сталі (коефіцієнт Пуассона).

$$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{K}^{-1}; \quad \mu = 2,1 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}.$$

#### **Розрахункові параметри газу**

Для визначення розрахункових параметрів газу даного родовища необхідно скласти таблицю (табл. 3.19). У таблиці з 1 до 8 колонки включно — довідкові дані; 9—13 — розрахункові.

Розрахункові дані отримані шляхом послідовного множення даних колонки 3 на дані колонок 4, 5, 6, 7 і 8 із відповідним записом колонки 9, 10, 11, 12 і 13.

Розрахункові параметри газу Оренбурзького родовища

Компоненти	Хімічна формула	Молекулярний склад частки, одиниці	Молекулярна вага, кг/моль	Критична температура, °К	Критичний тиск, МПа	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Динамічна в'язкість НІ., 10 <sup>-7</sup>	Середня маса, кг/моль	Середня критична температура, К	Середній критичний тиск, МПа	Середня густина суміші, кг/м <sup>3</sup>	Середня динамічна в'язкість суміші, 10 <sup>-7</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Метан	СН <sub>4</sub>	0,927	16,043	190,6	4,49	0,7168	10,3	14,872	176,7	4,16	0,6644	9,54
Етан	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	0,022	30,070	306,0	4,77	1,3440	8,6	0,662	6,7	0,10	0,0295	0,02
Пропан	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	0,008	44,097	369,6	4,26	1,9670	7,5	0,352	2,9	0,03	0,0157	0,06
Бутан	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	0,0022	58,124	425,0	3,50	2,5980	6,9	0,128	0,9	0,01	0,0057	0,02
Пентан	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	0,0018	72,151	470,2	3,24	3,2210	6,2	0,129	0,8		0,0058	0,01
Двоокис вуглецю	СО <sub>2</sub>	0,002	44,011	304,0	6,63	1,8768	13,8	0,088	0,6	0,01	0,0039	0,02
Азот	Н <sub>2</sub>	0,011	28,016	126,0	3,39	1,2505	16,6	0,308	1,3	0,03	0,0137	0,18
Сірководень	Н <sub>2</sub> С	0,026	34,082	373,4	7,33	1,5392	12,6	0,886	9,7	0,19	0,0400	0,32
		1,0000						17,425	199,6	4,53	0,7787	10,17-10 <sup>-7</sup>



Відносну густину газу по повітрю визначаємо по формулі:

$$\rho = \frac{\rho_{\text{г}}}{\rho_{\text{пов.}}}, \quad (3.20)$$

де  $\rho_{\text{г}}$  — густина газу,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\rho_{\text{пов.}}$  — густина повітря ( $\rho_{\text{пов.}} = 1,293 \text{ кг/м}^3$ ).

Середню температуру газу для труб діаметром до  $d_i = 820 \text{ мм}$  включно визначаємо без урахування ефекту Джоуля—Томсона:

$$t_{\text{середн.}} = T_{\text{г}} \cdot \left( 1 - \frac{e \cdot \rho_{\text{г}}}{2 \rho_{\text{середн.}}} \right). \quad (3.21)$$

Для труб діаметром 1020 і вище розрахунок проводимо з урахуванням ефекту Джоуля—Томсона:

$$t_{\text{середн.}} = \frac{t_{\text{г}} - t_{\text{г}} \cdot \left( 1 - \frac{e \cdot \rho_{\text{г}}}{2 \rho_{\text{середн.}}} \right)}{1 - \frac{e \cdot \rho_{\text{г}}}{2 \rho_{\text{середн.}}}}; \quad (3.22)$$

$$t_{\text{середн.}} = \frac{62,6 \cdot t_{\text{г}}}{1 + \frac{e \cdot \rho_{\text{г}}}{2 \rho_{\text{середн.}}}}; \quad (3.23)$$

де  $d_{\text{з}}^{\text{н}}$  — зовнішній діаметр, мм;

$t_{\text{г}}$  — температура ґрунту на глибині закладання газопроводу,  $^{\circ}\text{К}$ ;

$t_{\text{г}}$  — температура газу на початку розрахункової ділянки газопроводу,  $^{\circ}\text{К}$ ;

$c_{\text{р}}$  — питома теплоємність газу,  $\text{Дж/кг} \cdot ^{\circ}\text{К}$ ;

$\rho_{\text{середн.}}$  — середнє для розрахункової ділянки газопроводу значення коефіцієнта Джоуля—Томсона,  $\text{К/МПа}$  (рис. 3.04);

$K$  — коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту,  $\text{Вт/м}^2 \cdot \text{тод} \cdot ^{\circ}\text{К}$ ;

$L$  — довжина розрахункової ділянки, км;

$e$  — основа натурального логарифма,  $e = 2,718$ .

Середній тиск у газопроводі визначаємо по формулі:

$$p_{\text{середн.}} = \frac{p_{\text{г}} + p_{\text{н}}}{2}. \quad (3.24)$$

Коефіцієнт стисливості газу ( $2c_{\text{р}} \rho_{\text{середн.}}$ ) визначаємо залежно від наведених параметрів (рис. 1.04).

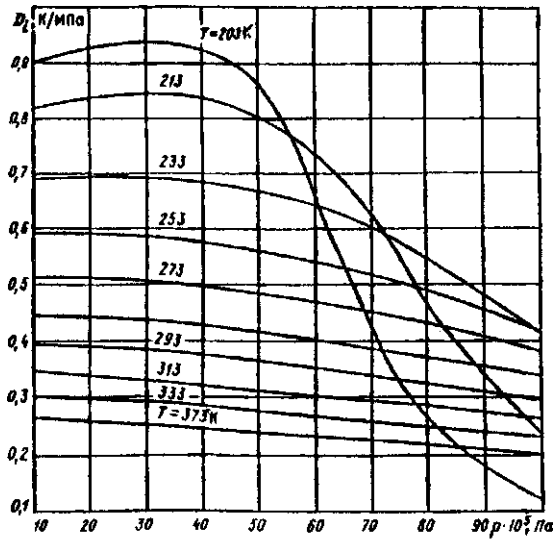


Рис. 3.04. Графік для визначення коефіцієнта Джоуля—Томсона

$$P_{\text{пр.}} = \frac{P_{\text{середн.}}}{P_{\text{кр.}}} ; \quad (3.25)$$

$$T_{\text{пр.}} = \frac{T_{\text{середн.}}}{T_{\text{кр.}}} . \quad (3.26)$$

*Визначаємо режим течії газу*

Границя між перехідним і квадратичним режимами визначається по залежності:

$$\gamma_{\text{пер}} = 0,4 - a^{2,5} \text{---} \wedge \text{---} . \quad (3.27)$$

При  $\gamma_{\text{добу}} > \gamma_{\text{пер}}$  — режим квадратичний;

$\gamma_{\text{добу}} < \gamma_{\text{пер}}$  — режим перехідний.

У випадку перехідного режиму визначаємо коефіцієнт гідравлічного опору ( $\kappa$ ):

$$\dots; \text{Я}_{\text{тр}} , \quad (3.28)$$

де  $\kappa, P$  — коефіцієнт гідравлічного опору тертя;

$E$  — коефіцієнт ефективності (при періодичному очи-

щенні газопроводу  $E = 0,95$ , при відсутності очищення  $E = 0,92$ );

1,05 — поправочний коефіцієнт, що враховує опір лінійних кранів.

$$\Delta p = 0,067 \frac{(i_{\text{тр}} + i_{\text{кр}})^2}{\sqrt{H_{\text{е}} \cdot \rho_{\text{г}}}}, \quad (3.29)$$

де  $K$  — еквівалентна шорсткість (для нових труб  $K = 0,03$  мм). Число Рейнольдса визначається:

$$Re = 1,81 \cdot 10^3 \frac{v}{\nu}, \quad (3.30)$$

де  $\nu$  — динамічна в'язкість газу, Па · с;  
 $D$  — відносна густина газу по повітрю.

Рнов.

#### Відстань між КС

Відстань між КС визначаємо:

1. Для квадратичного режиму:

$$L = \frac{(1,67 \cdot 10^{-6} \cdot a \cdot \Phi \cdot E \cdot v_{\text{ср}}^2)^2}{\Delta p} \cdot \frac{P_1 - P_2}{\rho_{\text{г}}}, \quad (3.31)$$

2. Для перехідного режиму:

$$L = \frac{(0,332 \cdot \sqrt{a \cdot \Phi \cdot E \cdot v_{\text{ср}}^2})^2}{\Delta p} \cdot \frac{P_1 - P_2}{\rho_{\text{г}}}, \quad (3.32)$$

Для нових труб значення  $a \cdot \Phi \cdot E = 1$ .

Знаючи розрахункову відстань між КС, визначаємо їх кількість:

$$n = \frac{L}{L_{\text{КС}}}. \quad (3.33)$$

Одержану кількість станцій округляємо (при необхідності) до цілого числа ( $n$ ) і визначаємо фактичну відстань між КС:

$$L_{\text{факт}} = \frac{L}{n}. \quad (3.34)$$

Фактична швидкість газу в газопроводі, м/с:

$$v_{\text{факт}} = \sqrt{\frac{L_{\text{факт}} \cdot \Delta p \cdot \rho_{\text{г}}}{0,067 \cdot (i_{\text{тр}} + i_{\text{кр}})^2}}. \quad (3.35)$$

де  $Q_{\text{г}}$  — об'єм газу, що транспортується при стандартних умовах, м<sup>3</sup>/добу;

к\*

$\beta$  — коефіцієнт стисливості газу в робочих умовах;  
 $d$  — внутрішній діаметр газопроводу, м;  
 $P$  — абсолютний тиск у робочих умовах, МПа;  
 $T$  — температура газу в робочих умовах, °К.

**Гідрравлічні розрахунки газопроводів**

1. **Визначення кількості газу, випущеного з газопроводу, приведене до стандартних умов** ( $P = 0,1013$  МПа,  $T = 293$  °К), тис. м<sup>3</sup>.

$$G = \frac{0,785 \cdot d^2 \cdot P \cdot \beta \cdot T}{0,1013 \cdot T} \quad (3.36)$$

Якщо  $\beta$  визначати по формулі:

$$\beta = 1 - 0,4273 \cdot T^{-0,75}$$

то формула матиме вигляд:

$$G = 2204 \cdot d^2 \cdot P \cdot T^{-0,75} \quad (3.37)$$

де  $L$  — довжина дільниці, км;  
 $P_1$  і  $P_2$  — початковий і кінцевий тиск випускання, МПа;  
 $d$  — внутрішній діаметр газопроводу, м;  
 $T_1$  — температура газу, °К (початкова);  
 $\beta_1$  і  $\beta_2$  — коефіцієнти стисливості газу при  $P_1$  і  $P_2$ .

2. **Визначення розходу газу крізь свічку при випусканні з дільниці газопроводу.**

При визначенні розходу газу крізь свічку при його випусканні приймаємо, що витікання газу буде проходити без теплообміну з навколишнім середовищем, тобто адіабатично.

У перерізі свічного крана встановлюються критичний тиск, температура і критична швидкість витікання газу.

$$P^* = P \cdot \gamma^{-1/\gamma} \quad (3.38)$$

де  $\gamma = \frac{c_p}{c_v} = 1,29$  при показнику адіабати  $K = 1,29$  для газу.

$$G_{кр} = \frac{P \cdot d^2 \cdot \beta \cdot T}{\sqrt{T}} \quad (3.39)$$

де  $P$  і  $T$  — тиск і температура газу в газопроводі на початку випускання, МПа і °К-

Таблиця 3.20

Інтервал тисків, МПа	Критична швидкість $C_{кр}$ , м/с при $T = 271^{\circ}K$
від 10 до 7	310,7
від 7 до 3,25	315,0
від 3,25 до 2,25	319,2
від 2,25 до 1,25	323,4
від 1,25 до 0,19	327,5

Розхід газу,  $m^3$ , при  $P \sim 0,1013$  МПа і  $T = 293^{\circ}K$  дорівнює:

$$Q = 697,96 \cdot \left( \frac{P_1 - P_2}{P_1 + P_2} \right)^{1/2} \cdot \left( \frac{d_{св}}{d_{труб}} \right)^2 \cdot n \quad (3.40)$$

де  $d_{св}$  — внутрішній діаметр свічки, м;

$n$  — відношення площі перерізу крана до площі перерізу труби;

$n$  — ступінь відкриття крана свічки,

	$n$
до 500	0,4
вище 500	0,6
рівнопрохідні	1,0

$C_{кр}$  — критична швидкість, м/с (табл. 3.20);

$P_1, P_2$  — початковий і кінцевий тиск, МПа;

$i$  — час випускання газу, с;

$T_1$  — початкова температура газу,  $^{\circ}K$ ;

$Z_{кр}$  — коефіцієнт стисливості, відповідний  $P_{кр-1}$  і  $P_{кр}$ .

3. Визначення швидкості поршня на дільниці газопроводу.

Швидкість поршня на дільниці газопроводу, м/с, визначається:

$$U = 0,0052 \cdot \frac{T_{ср} \cdot Z_{ср} \cdot P_{ср}}{d_{св}^2} \cdot \left( \frac{d_{св}}{d_{труб}} \right)^2 \cdot n \quad (3.41)$$

де  $Q$  — розхід газу на дільниці, млн  $m^3$ /добу;

$d_{св}$  — внутрішній діаметр газопроводу, м;

$T_{ср}$  — середня температура газу на дільниці,  $^{\circ}K$ ;

$P_{ср}$  — середній тиск газу на дільниці, МПа;

$Z_{ср}$  — середній коефіцієнт стисливості газу при

$P_{ср}$  і  $T_{ср}$ .

$$\rho_{\text{середн.}} = \frac{P_{\text{н}} - P_{\text{г}}}{\rho_{\text{г}} - \rho_{\text{п}}} \cdot \rho_{\text{п}} \quad (3.42)$$

#### 4. Визначення швидкості газу в пиловловлювачі, необхідної для осадження часток

Умовою осадження часток забруднення є  $U < K_{\text{осадж.}}$ , де  $U$  — швидкість газу у вільному перерізі пиловловлювача, м/с;

$K_{\text{осадж.}}$  — швидкість газу, при якій частки осаджуються, м/с.

Швидкість газу, що забезпечує осадження часток, визначається по формулі:

де  $\rho^2$  — густина газу при даних значеннях  $P$  і  $T$ , кг/м<sup>3</sup>.

$$K_{\text{осадж.}} = 2836,4 \quad (3.44)$$

де  $\rho$  — густина газу при 293 °К і 0,1013 МПа;

$\rho_{\text{п}}$  — густина часток (пилу —  $\rho_{\text{п}} = 2000 \sim 2200$  кг/м<sup>3</sup>, конденсату —  $\rho_{\text{п}} = 780$  кг/м<sup>3</sup>);

$d$  — діаметр часток ( $\kappa = 10$  мкм =  $10 \sim 10^{-5}$  м);

$f$  — прискорення вільного падіння (9,81 м/с<sup>2</sup>);

$i$  — коефіцієнт опору середовища:

для очищення від рідини  $i = 1$ ,

для очищення від механічних домішок  $i = 2,9$ ,

де  $\kappa$  — коефіцієнт гідравлічного опору пиловловлювача.

$$\kappa = 0,0001 \cdot \left( \frac{1}{d} + \frac{1}{d^2} \right) \cdot f \quad (3.45)$$

$$N_{\text{е}} = 17,75 \cdot A \quad (3.46)$$

$$i = 10^{-4} (0,003327 \cdot i - 0,00175A + 0,166), \quad (3.47)$$

де  $d$  — діаметр пиловловлювача, м;

$<7$  — добова пропускна здатність пиловловлювача, млн м<sup>3</sup>/добу;

$A$  — відносна густина газу;

$\nu$  — динамічна в'язкість газу, кгс · с/м<sup>2</sup>.

Швидкість газу у вільному перерізі пиловловлювача, м/с:

$$Y = 0,0052 \frac{T \cdot z \cdot a}{O' \cdot P} \quad (3.48)$$

де  $z$  — об'єм газу, який очищається одним пиловловлювачем, млн м<sup>3</sup>/добу.

$P$  і  $T$  — тиск, МПа, і температура, °К, у пиловловлювачі;

$z$  — коефіцієнт стисливості газу при  $P$  і  $T$ ;

$O$  — діаметр пиловловлювача, м.

Пиловловлювач працює в режимі очищення, якщо

$$Y < Y_{\text{осадж.}}$$

### 5. Визначення часу спорожнення дільниці газопроводу при випусканні газу через свічку.

Методика розрахунку придатна до кінцевого тиску випускання з дільниці не нижче  $0,8 \cdot 10^5$  Па.

Повний час випускання газу, с, із дільниці з тиском від  $P_0$  до  $P_K$  визначається по формулі:

$$\frac{1595,251}{K \cdot m \cdot n} \left( \frac{d}{d_{\text{св}}} \right)^2 \cdot \frac{l}{C_{\text{кр}}} \times \left[ 0,1005 \cdot \left( \frac{1}{z_K} - \frac{1}{z_0} \right) \right], \quad (3.49)$$

де  $i$  — час випускання газу через свічку, с;

$K$  — кількість свічок одного діаметра;

$m$  — відношення площ перерізу крана і свічок (співвідношення  $O_0$  і  $m$ , формула 3.40);

$n$  — ступінь відкриття крана свічки;

$d$  — внутрішній діаметр труби газопроводу, м;

$d_{\text{св}}$  — діаметр свічки, м;

$l$  — довжина дільниці, км;

$C_{\text{кр}}$  — критична швидкість газу, м/с:

$$C_{\text{кр}} = 311 \sqrt{z} \text{ м/с};$$

$P_0$  — тиск до початку випускання, МПа;

$P_K$  — тиск після закінчення випускання, МПа;

$z_0$  — коефіцієнт стисливості газу, відповідний  $P_0$  і  $T_0$ ;

$z_K$  — коефіцієнт стисливості газу, відповідний  $P_K$  і  $T_K$ .

Якщо діаметри свічок на дільниці не однакові, то у формулу треба поставити замість  $d_{\text{св}}$  суму значень квадратів діаметрів свічок.

Приклад 3.3.

Визначити кількість газу, випущеного з газопроводу діаметром  $1220 \times 12$ , довжиною  $25$  км, з початковим тиском  $P_n = 4,5$  МПа до тиску  $P_k = 0,5$  МПа, температура газу  $T_n = 283$  °К,  $T_k = 278$  °К.

Визначимо по формулі  $I_n$  і  $2K$ :

$$I_n = 1 - 0,4273 \cdot \left( \frac{P_k}{P_n} \right)^{3,668} = 0,887;$$

$$2K = 1 - 0,4273 \cdot \left( \frac{P_k}{P_n} \right)^{3,668} = 0,989.$$

Визначаємо кількість випущеного газу:

$$G = \frac{1,196^3 \cdot 25 / 4,5}{283} \cdot \left( \frac{0,5}{4,5} \right)^{0,887} \cdot 0,989 \cdot 10^3 \text{ тисм.}$$

Приклад 3.4

Визначити розхід газу через свічку при його випусканні з газопроводу з тиском  $P_n = 3,9$  МПа до  $P_k = 0,1$  МПа, температурою  $T_n = 278$  °К, діаметром свічки  $d_{св} = 0,1$  м,  $t = 0,4$  для крана  $O_y = 500$ ,  $g_c = 1$ , критична швидкість  $C_{кр} = 315$  м/с, час випускання  $t = 3500$  с;  $P_{кр}$  і  $T_{кр}$  для метану визначаємо по формулах:  $P_{кр} = 0,5475 \cdot 3,9 = 2,13$  МПа;  $T_{кр} = 0,873 \cdot 288 = 243$  °К.

Для визначення  $2_{кр}$  знаходимо  $P_{пр}$  і  $T_{пр}$  і  $P_{серед}$  по формулах 3.24; 3.25; 3.26.

$$P_{серед} = \frac{3,9 + 0,1}{2} = 2,0 \text{ МПа};$$

$$P_{пр} = \frac{2,13}{1,22} = 1,74 \text{ МПа};$$

$$T_{пр} = \frac{243}{1,14} = 213 \text{ °К};$$

По номограмі визначаємо  $2_{кр}$ :  $2_{кр} = 0,7$

$$d = 697,96 \cdot \left( \frac{0,1}{1000} \right)^2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 3,5 \cdot (3,9 - 0,1) \cdot 3600 \cdot 0,7 = 63268 \text{ м},$$



Приклад 3.5

Визначити швидкість поршня на ділянці газопроводу діаметром 1220X12 з розходом  $76 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{добу}$ , середня температура газу  $T_{\text{ср.едн.}} = 280 \text{ }^\circ\text{К}$ ,  $\lambda_{\text{ср.едн.}} = 0,89$ ,  $\rho_{\text{ср.едн.}} = 5,0 \text{ МПа}$ .

$$U = 0,0052 \frac{76 \cdot 10^9 \cdot 76}{1,196^2 \cdot 5} = 13,7 \text{ м/с.}$$

Приклад 3.6

Визначити швидкість метану в масляному пиловловлювачі,  $\rho = 1600$ , необхідну для осадження часток при густині газу за стандартних умов  $\rho = 0,668 \text{ кг/м}^3$ , тиску газу  $P = 5,5 \text{ МПа}$ , температурі  $T = 281 \text{ }^\circ\text{К}$ , коефіцієнті стисливості  $\lambda = 0,91$ . Очищення від механічних домішок ( $\lambda = 2,9 \text{ Я}$ ), продуктивність пиловловлювача  $d = 4,8 \text{ X Ю}^6 \text{ м}^3/\text{добу}$ . Відносна густина газу  $A = 0,67$ .

Густина газу при даних значеннях  $P$  і  $T$ ,  $\text{кг/м}^3$ :

$$\rho = 2836,4 \quad \rho = 40,8 \text{ кг/м}^3.$$

Для визначення коефіцієнта опору середовища  $\lambda$ , необхідно визначити динамічну в'язкість  $\mu$ , число Рейнольдса  $Re$  і коефіцієнт гідравлічного опору пиловловлювача  $K$ .

$$\begin{aligned} \mu &= \rho^{0,6} (0,00332 \cdot 281 + 0,00175 \cdot 5,5 + 0,166) = \\ &= 1,1 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}; \\ K &= \frac{17,75 \cdot 4,8 \cdot 0,67}{1,1 \cdot 10^{-3} \cdot 1,6} = 324 \cdot \text{Ш}6 \end{aligned}$$

$$\lambda = 0,067 (11 \cdot 10^3 + 10^4)^{0,2} = 0,0347;$$

$$\lambda = 2,9 \cdot 0,0347 = 0,1.$$

Визначимо швидкість газу:

$$\begin{aligned} \rho_{\text{осадж}} - V &= \frac{4 \cdot 10^9 \cdot 9,81 \cdot (2000 - 38,5)}{3 \cdot 0,01 \cdot 40,8} - \frac{0,77}{V} = \\ &= 0,79 \text{ м/с.} \end{aligned}$$

Швидкість газу у вільному перерізі пиловловлювача:

$$U = 0,0052 \frac{281 \cdot 0,91 \cdot 4,8}{1,6 \cdot 5,5} = 5 \text{ м/с.}$$

Умови дотримано:  $U < U_{\text{осадж}}$ .

Приклад 3.7

Визначити час спорожнення ділянки газопроводу при випусканні газу через свічки  $n_{св.} = 108 \times 4$  у кількості  $k = 3$  шт. Ступінь відкриття крана  $n = \sqrt{\quad}$ , відношення площ перерізу крана і труби  $m = 0,6$ , діаметр газопроводу ОХБ =  $1020 \times 12$ , довжина ділянки 10 км, тиск  $P_{н.} = 4,0$  МПа і  $P_{к.} = 0,9$  МПа,  $T_{н.} = 283$  К,  $T_{к.} = 278$  К.

Знаходимо з попереднього розрахунку  $C_{кр.} = 315$  м/с. Визначимо  $\alpha_i$  і  $\alpha_k$  при  $P_{н.}$  і  $P_{к.}$ :

$$\alpha_i = 1 - 0,4273 \cdot \sqrt{P_{н.}}^{-3,668} = 0,903;$$

$$\alpha_k = 1 - 0,4273 \cdot \sqrt{0,9 \cdot 10^6}^{-3,668} = 0,976$$

Визначаємо час спорожнення:

$$\frac{1595,251}{3 - 0,6 - 1} \cdot \frac{10^6}{0,1} \cdot \frac{10}{315^2} = 4113 \text{ с} = 69 \text{ хв} = 1 \text{ год. } 09 \text{ хв.}$$

3.8. РОЗРАХУНКИ УСТАТКУВАННЯ КС

*Розрахунок режиму роботи КС із відцентровими нагнітачами*

Розрахунок робочих параметрів КС із ГТУ виконуємо в такому порядку:

- визначаємо приведені значення заданих параметрів;
- визначаємо робочі точки КС на приведених характеристиках розрахункового елемента (повнонапірний нагнітач або група послідовно включених неповнонапірних нагнітачів);
- визначення приведених значень необхідних параметрів по координатах робочих точок КС на наведених характеристиках;
- визначення істинних значень необхідних параметрів.

Наведені характеристики дають змогу враховувати:

— відхилення параметрів газу на вході нагнітача ( $2, /2, T_{в}$ ) від приведених значень ( $2^{пр}, /2^{пР} T^{пр}$ ), указаних на характеристиках;

— відхилення фактичної кількості обертів нагнітача ( $n$ ) від його номінального значення (« $n$ »).

При розрахунку робочих параметрів для КС із газотурбінним приводом необхідно визначити:

1. Газову сталу,  $/2$ , Дж/кг · К

$$X_{\text{г}} = \frac{W}{\rho_{\text{г}}} \quad (3.50)$$

де 288,0 — газова стала повітря, Дж/кг · °К;

$A$  — відносна густина по повітрю.

2. Коефіцієнт стисливості природного газу ( $2$ ) визначається по номограмі (рис. 3.05).

3. Густина газу при  $T_{в} = 293$  °К і  $P_{в} = 0,1013$  МПа, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{\text{г}} = \rho_{\text{л}} \cdot 1,206, \quad (3.51)$$

де 1,206 — густина повітря при стандартних умовах, кг/м<sup>3</sup>.

4. Густина газу при всмоктуванні, кг/м<sup>3</sup>:

де  $P_{\text{вк}}$  і  $T_{в}$  — абсолютні значення тиску (Па) і температури (°К) при всмоктуванні.

5. Продуктивність групи нагнітачів, млн м<sup>3</sup>/добу:

$$Q_{\text{г}} = n \cdot Q_{\text{гк}}, \quad (3.53)$$

де  $Q_{\text{гк}}$  — продуктивність КС, обладнаної однотипними ГПА, млн м<sup>3</sup>/добу;

$n$  — кількість паралельно працюючих машин.

6. Об'ємну продуктивність нагнітача першого ступеня, м<sup>3</sup>/хв:

$$Q_{\text{г1}} = \frac{P_{\text{г1}}}{1440 \cdot \rho_{\text{г}}} \quad (3.54)$$

7. Приведену об'ємну продуктивність, м<sup>3</sup>/хв:

$$M_{\text{пр}} = \rho_{\text{г}} \cdot Q_{\text{г1}} \cdot n \quad (3.55)$$

де  $n$  — номінальна частота обертання ротора нагнітача, об./хв;

$n$ —фактична частота обертання, об./хв;

8. Приведену частоту обертання:

де  $2^{np}$ ,  $/?^{np}$ ,  $\Gamma^{np}$  — параметри газу, які приймаються по характеристиці нагнітача.

9. Ступінь стискання  $\epsilon$  і приведена відносна потужність  $\Gamma$  нагнітача по знайдених значеннях  $\Gamma_{01, \dots, 1, P^{np}}$  і  $[-^{\wedge}]^{np}$  визначається по характеристиці нагнітача.

10. Внутрішня потужність, яка споживається нагнітачем,  $(L/I)$ , кВт:

$$L_{int} = \frac{P_{01} - P_{1, \dots, 1, P^{np}}}{\eta_{np}} \quad (3.57)$$

11. Потужність на муфті приводу, кВт:

$$L_{mech} = L_{int} + L_{fr} \quad (3.58)$$

де  $L_{mech}$  — механічні втрати, кВт. Для газотурбінного приводу  $M_{mech} = 100$  кВт, для електроприводу  $M_{mech} = 150$  кВт.

12. Температура газу на виході нагнітача, °К:

$$T_{out} = T_{in} \cdot \epsilon^{\frac{K-1}{K}} \quad (3.59)$$

де  $K$  — показник політропи природного газу ( $K = 1,3$  —  $1,31$ );

$\eta_{np}$  — політропічний ККД нагнітача (по характеристиці нагнітача).

14. Тиск газу на виході нагнітача, МПа:

$$P_{out} = P_{in} \cdot \epsilon^{\frac{K-1}{K}} \quad (3.60)$$

15. Умова безпомпажної роботи:

де  $\eta_{min}$  — мінімальна продуктивність для даної відносної приведеної частоти обертання ротора ТНТ (по наведеній характеристиці нагнітача).

**Розрахунок наявної потужності ГТУ**

Наявна потужність ГТУ для приводу відцентрового нагнітача визначається по формулі:

$$N_{\text{в}} = N_{\text{н}} \cdot K_{\text{т}} \cdot K_{\text{обл}} \cdot (i - K_{\text{г}} \cdot \Delta t) \cdot \rho \cdot \eta \quad (3-61)$$

де  $N_{\text{н}}$  — номінальна потужність ГТУ, кВт;

$K_{\text{т}}$  — коефіцієнт технічного стану ГТУ;

$K_{\text{і}}$  — коефіцієнт, що враховує вплив температури атмосферного повітря;

$T_{\text{в}}$  — номінальна температура повітря на вході ГТУ, °К;

$P_{\text{а}}$  — абсолютний тиск атмосферного повітря в районі розташування КС, МПа (табл. 3.21);

$T_{\text{ф}}$  — фактична температура повітря на вході ГТУ, °К;

$K_{\text{обл}}$  — коефіцієнт, що враховує вплив протиобмерзання (для ГТК-Ю:  $K_{\text{обл}} = 0,87$ ; для решти типів ГПА:  $K_{\text{обл}} = 1$ ).

**Таблиця 3.21**

**Залежність абсолютного тиску атмосферного повітря від висоти над рівнем моря**

Висота над рівнем моря, м	0	250	500	750	1000	1250
Абсолютний тиск атмосферного повітря, МПа	0,0998	0,0969	0,094	0,0913	0,0886	0,086
Висота над рівнем моря, м	1500	1750	2000	2250	2500	2750
Абсолютний тиск атмосферного повітря, МПа	0,0833	0,0808	0,0783	0,763	0,0744	0,0724
Висота над рівнем моря, М	3000					
Абсолютний тиск атмосферного повітря, МПа	0,0704					

Температура повітря на вході ГТУ визначається:

$$T_{\text{в}} = T_{\text{н}} + 6 + 8 \cdot \Delta t \cdot 10^{-3} \quad (3.62)$$

де  $T_{\text{н}}$  — розрахункова температура атмосферного повітря, °С (визначається по кліматологічних довідниках);

$\Delta t$  — поправка на мінливість кліматологічних даних.

Для середньої температури місяця приймається  $t_{ср} = 2,5 \text{ }^\circ\text{C}$ , року і сезону  $t_{ср} = 1,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$\Delta t_{вх}$  — поправка на місцевий підігрів повітря на вході ГТУ,  $K$  ( $\Delta t_{вх} = 2,5 \text{ }^\circ\text{C}$ );

$\Delta t_{ох}$  — поправка, яка враховується в літній час при роботі водяного охолодження ( $\Delta t_{ох} = 6 - 10 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

Значення  $N_I$  не має перевищувати величини  $1,2 \text{ Л/с}$ ; при більшому значенні треба приймати  $\eta = 0,2$ . Параметри для розрахунку приймати по таблиці 3.22.

### Приклад 3.8

Розрахувати режим роботи КС, яка перекачує газ в об'ємі  $41 \text{ млн м}^3/\text{добу}$ , тиск на вході  $P_{вх} = 3,75 \text{ МПа}$ , температура  $T = 288 \text{ }^\circ\text{K}$ . Працюють дві паралельні групи з нагнітачами типу Н-300 з приводом від ГТ 6-750. Відносна густина газу  $A = 0,6$ . Фактична частота обертання ротора нагнітача  $n = 5950 \text{ об./хв}$ . Газова стала:

$$R = 480 \text{ Дж/кг} \cdot \text{K}.$$

Коефіцієнт стисливості  $\lambda = 0,9$  по номограмі (рис. 3.05).

Густина газу при стандартних умовах:

$$\rho_{ст} = 0,6 \cdot 1,206 = 0,7236 \text{ кг/м}^3.$$

Густина газу при всмоктуванні:

$$\rho_{вс} = \frac{3,75 \cdot 10^5}{0,9 \cdot 480 - 288} \cdot 0,7236 \text{ кг/м}^3.$$

Продуктивність однієї групи нагнітачів:

$$Q_{г} = 41000000 = 20500000 \text{ м}^3/\text{добу}$$

Об'ємна продуктивність нагнітача I ступеня:

$$Q_{об} = \frac{20500000 \cdot 0,7236}{1440 - 30,1} = 342 \text{ м}^3/\text{хв}.$$

Приведена об'ємна продуктивність нагнітача I ступеня:

$$M_{об} = \frac{Q_{об}}{\rho_{вс}} = \frac{342}{0,7236} = 471 \text{ м}^3/\text{хв}.$$

Приведена частота обертання:

$$n_{пр} = \frac{5950}{0,91 \cdot 490 - 288} \cdot \frac{471}{0,9 \cdot 480 \cdot 288} \text{ об./хв}.$$

( $\lambda = 0,91$ ;  $R_{пр} = 490 \text{ Дж/кг} \cdot \text{K}$ ;  $T_{пр} = 288 \text{ }^\circ\text{K}$  за характеристикою нагнітача Н-300-1,23).

Таблиця 3.22

Таблиця параметрів і коефіцієнтів для розрахунку наявної потужності і витрати паливного газу ГТУ

Позначення величини	Розмірність	Тип ГТУ								
		ГТ-700-5	ГТ-750-6	ГТ-6-750	ГПА-Ц-6,3	ГТК-10	ГТК-16	ГТН-25 (НЕЛ)	ГТК-10И-288-30	ГТН-25И-1002/40
		ГТК-5		ГТН-6		ГТНР-10	ГТН-16	ГТН-25 (УТМЗ)		
<i>й</i>  <i>к,</i>  <i>Кл-е</i>	кВт	4250/4400	6000	6000/6300	6300	10 000	16 000	26 000/25 000	9600	22 000
		0,25/0,26	0,27	0,24	0,20	0,29	0,25/0,29	0,28/6,31	0,25	0,27
	°С	15	15	15	15	15	15	25/15	25	25
		4,4	3,7	3,7	1,3	3,7	3,2	3,4/3,2	2,0	2,2
		0,8	0,8	0,9	1,0	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
		1,08	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04
	кВт	200/100	100	150	100	100	150	150	100	150

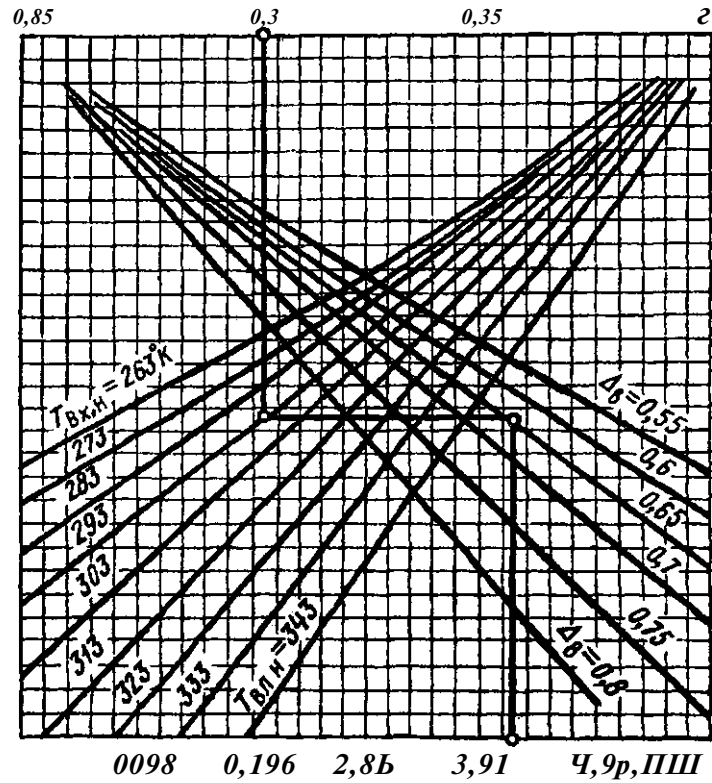


Рис. 3.05. Номограма для визначення коефіцієнта стисливості газу 2 по тиску  $P$ , температурі  $T_{вх}$  н і відносній густині  $D^в$ .  
Послідовність визначення:  $P \rightarrow D^в, T_{вх} н \rightarrow 2$

За приведеною характеристикою нагнітача приведена відносна внутрішня потужність  $\xi^{\wedge} |_{п р} = 200 \text{ кВт/кг} \cdot \text{м}^3$ , ступінь стиску  $\epsilon = 1,22$ , політропічний ККД  $\eta = 0,84$ .

Внутрішня потужність, яку споживає нагнітач, кВт:

$$L_{в;} = 200 \cdot 30,1 \cdot 0,984^3 = 5700 \text{ кВт.}$$

Потужність на валу приводу, кВт:

$$\# = 5700 + 100 = 5800 \text{ кВт.}$$

Температура газу на виході першого ступеня, °К:

$$T_{Г} = 288 \cdot 1,22^{\frac{1,3-1}{1,3-0,84}} = 303 \text{ °К.}$$



Тиск на виході нагнітача I ступеня:

$$P_{\text{вих}} = 3,75 \cdot 1,22 = 4,58 \text{ МПа.}$$

Віддаленість режиму роботи нагнітача від границі помпажа:

$$\frac{P_{\text{вих}}}{P_{\text{н}}} = \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{н}}} = \frac{P_{\text{н}}}{P_{\text{н}}} \quad \text{М 4} > i, \text{ ю.}$$

Приклад 3.9

Визначити наявну потужність ГТУ для приводу відцентрового нагнітача Н-300-1,23. Агрегат ГТ-6-750 працює в умовах: середньомісячна температура повітря ( $t^a = 3,2$  °С, висота над рівнем моря 250 м, система водовипарювального охолодження відсутня ( $b_{\text{Bo}} = 0$ ), коефіцієнт технічного стану  $C^t = 0,95$ .

За характеристикою агрегату номінальна потужність становить  $L/E = 6000$  кВт,  $K = 3,7$ .

Температура повітря на вході в осьовий компресор:  $t^3 = 3,2 + 1,5 + 2,5 = 7,2$  °С.

Наявна потужність ГТУ:

$$A_{\text{д}}^{\text{п}} = 6000 \cdot 0,92 \cdot i \left( 1 - 3,7 \frac{280,2 - 288}{280,2} \right) \frac{0,1002}{0,1013}$$

$$= 5956 \text{ кВт.}$$

#### Визначення основних параметрів газотурбінних установок

Відносні приведені параметри ГТУ визначають по таких формулах:

— приведена відносна температура перед ТВТ, °К

$$T_{\text{ТВТ}}^{\text{п}} = \frac{T_{\text{ТВТ}}}{T_{\text{вх}}}, \quad (3.63)$$

де  $T_{\text{ТВТ}}$  і  $T_{\text{ТВТ}0}$  — фактична і номінальна температури перед ТВТ, °К;

$T_{\text{вх},0}$  і  $T_{\text{вх}}$  — номінальна і фактична температури повітря, °К;

— приведені відносні оберти ТНТ.

$$n_{\text{ТНТ}}^{\text{п}} = i - U \text{ \textcircled{X}}$$



де  $n$  і  $n_0$  — фактичні і номінальні оберти ТНТ, об./хв;  
 $P$  — фактична потужність ГТУ, кВт

$$\eta_{ГТ} = \frac{P}{V \frac{T_{m0}}{T_0}} \quad (3.65)$$

де  $\eta_{ГТ}$  — відносна приведена потужність ГТУ;  
 $N_0$  — номінальна потужність ГТУ, кВт;  
 $P_a$  і  $P_b$  — атмосферний і барометричний тиск, МПа;  
 $T_0$  — температура на виході ТНТ

$$\eta_{ГТ} = \frac{T_{вих.ТНТпр} \cdot \eta_{ГТ} \cdot T_0}{T_{вих.ТНТ}} \quad (3.66)$$

де  $\eta_{ГТ,пр}$  — відносна приведена температура за ТНТ;  
 $T_{вих.ТНТ}$  — номінальна температура газу за ТНТ, °К;  
 $T_0$  — температура на виході компресора

$$\eta_{ГТ} = \frac{T_{вих.кпр} \cdot \eta_{к} \cdot T_0}{T_{вих.к}} \quad (3.67)$$

де  $\eta_{ГТ,кпр}$  — відносна приведена температура за компресором,  
 $T_0$  — номінальна температура за компресором, °К;  
 $n$  — оберти ТВТ

$$\eta_{ГТ} = \frac{n_{ТВТ,пр} \cdot \eta_{ТВТ}}{n_{ТВТ}} \quad (3.68)$$

$$V \eta_{ТВТ}$$

де  $\eta_{ТВТ,пр}$  — відносні приведені оберти ТВТ,  
 $n_{ТВТ}$  — номінальні оберти ТВТ, об./хв;  
 $\epsilon$  — ступінь стиску осьового компресора

$$\epsilon = \frac{T_{к0}}{T_{к}} \quad (3.69)$$

де  $\epsilon_k$  — відносний ступінь стиску;  
 $\epsilon_{k0}$  — номінальний ступінь стиску;  
 $T_{к0}$  — розхід повітря компресором

$$\eta_{ГТ} = \frac{V \eta_{ТВТ}}{\epsilon_k} \quad (3.70)$$

де  $Q_{вх.кпр}$ —приведена відносна витрата повітря,  
 $Q_{вх.к^0}$ — номінальна витрата повітря компресором,  
 кг/с;

— ефективний ККД ГТУ

$$\eta_e = \eta_e \cdot \eta_e^0 \quad (3.71)$$

де  $\eta_e$ —відносний ККД ГТУ,

$\eta_e^0$  — номінальний ККД;

$Q_1$  — витрата паливного газу

$$V_{\Gamma} = \frac{Q_1}{\rho_{\Gamma}} \cdot \eta_e^0$$

$Q_{пг}$  — приведена відносна витрата паливного газу;

$Q_{пг^0}$ —номінальна витрата паливного газу, м<sup>3</sup>/год;

\*  $\Phi_{пг}$  — фактична і номінальна нижча теплотворна здатність газу, Дж/м<sup>3</sup>.

#### 1 Приклад ЗЛО

\* Визначити основні параметри ГТУ. Агрегат ГТ-6-750, і оберти ТНТ  $n_{тг} = 5100$  об./хв, температура перед ТВТ  $t_{твт} = 750^\circ\text{C}$ , температура зовнішнього повітря  $t = 5^\circ\text{C}$ , барометричний тиск  $P^b = 0,1$  МПа, нижча теплотворна здатність палива  $Q_{н} = 34\,332$  кДж/м<sup>3</sup>, відбір повітря за осьовим компресором становить 1 % від загального розходу через компресор.

Приведена відносна температура перед ТВТ:

$$\tau_{пг} = \frac{750 + 273}{760 + 273} \cdot \frac{15 + 273}{5 + 273} = 0,2$$

Приведені відносні оберти ТНТ:

$$n_{пг} = \frac{5100}{60} \cdot \frac{15 + 273}{5 + 273} = 844$$

На діаграмі режимів (рис. 3.07) по  $n_{пг}$  і  $\tau_{пг}$  визначимо відносну приведену потужність  $\eta_e = 1,05$ . За графіками узагальнених характеристик ГТУ (рис. 3.06) визначимо  $\Gamma_{внх,ТВТч} = 1,0$ ;  $\Gamma_{внх,кпр} = 1,02$ ;  $\kappa_{Т,П} = 1,03$ ;  $\epsilon_{к} = 1,01$ ;  $O_{а,к} = 1$ ;  $\tau_e = 1,02$ ;  $\epsilon_{пг} = 1,05$ .

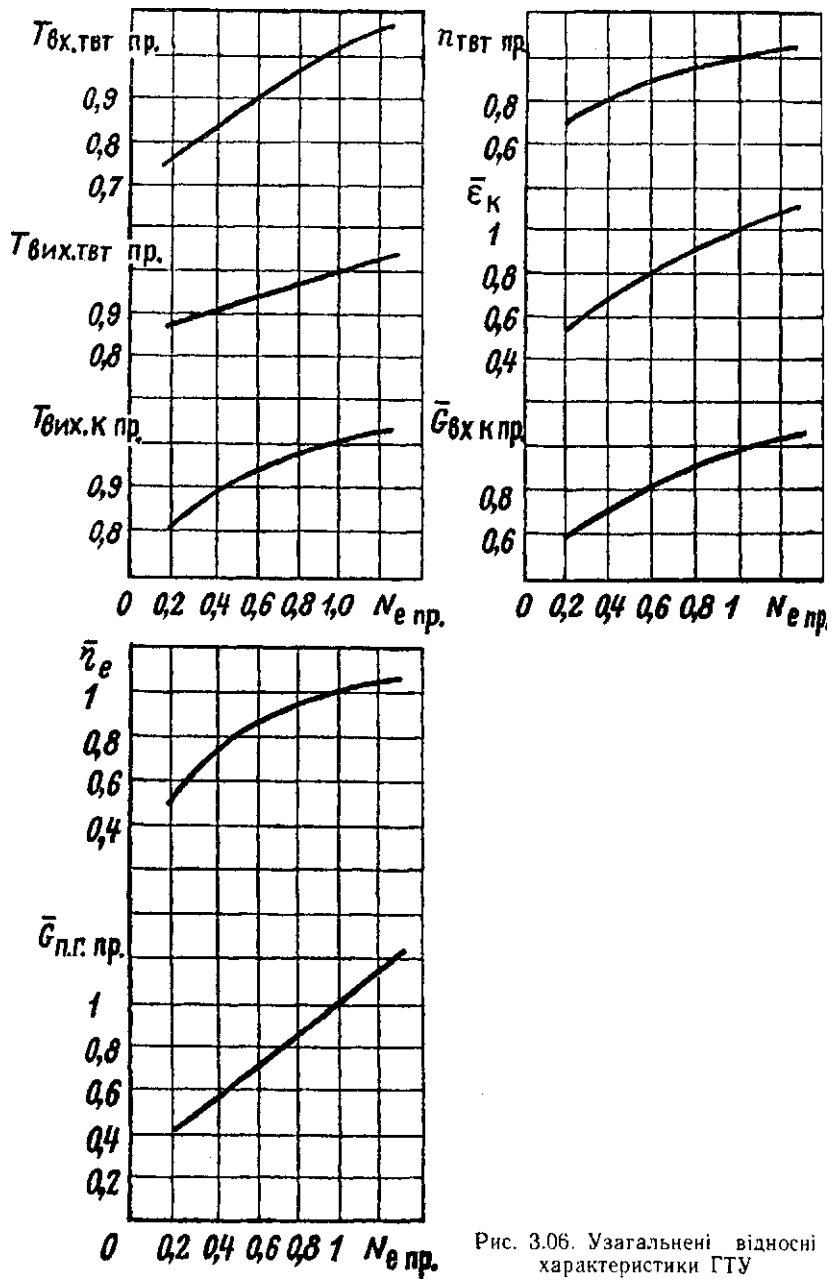


Рис. 3.06. Узагальнені відносні характеристики ГТУ

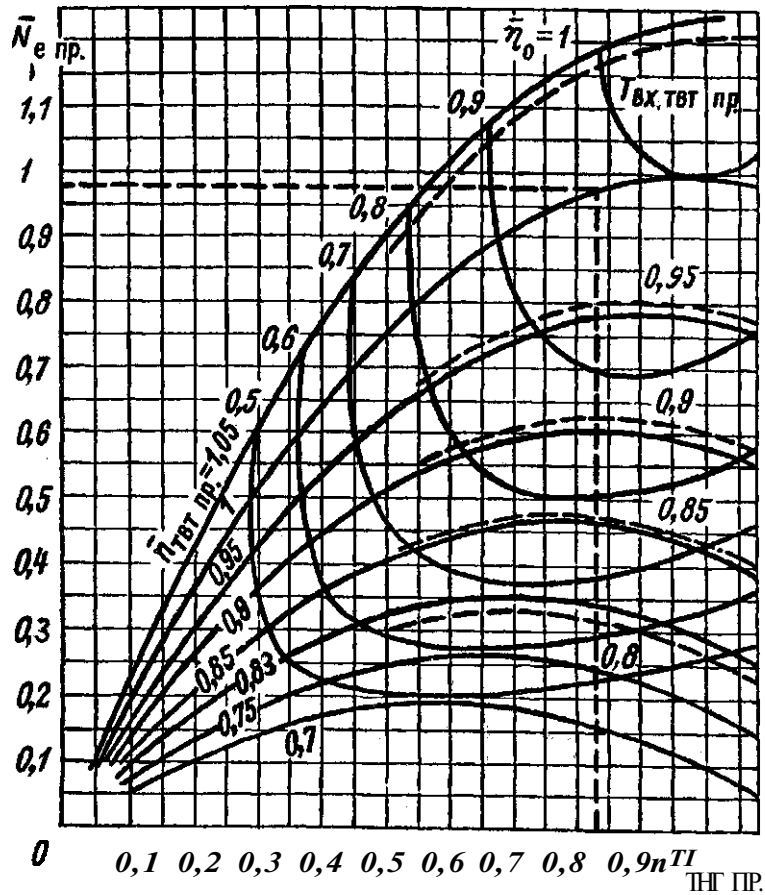


Рис. 3.07. Діаграма режимів

Фактичні значення параметрів на заданому режимі  
Визначаються:

Фактична потужність ГТУ:

$$1,05 \cdot 6000 = 6115 \text{ кВт.}$$

$$288 \quad 0,1013.$$

$$278 \quad 0,1$$

З урахуванням втрати 3,7 % потужності через відбір повітря за компресором:

$$N_0 \cdot = 6115 - (6115 \cdot 0,037) = 5888,7 \text{ кВт.}$$

Температура на виході ГНТ:

$$t_{\text{вих. ГНТ}} = \frac{1,0 \cdot (4,5 + 273) \cdot 278}{288} \text{ а а л олг}$$

Температура на виході компресора:

$$t_{\text{вих. к}} = \frac{1,02 \cdot (235 + 273) \cdot 278}{288} = 011 \text{ а а л олг}$$

Оберти ГВТ:

$$n = \frac{1,03 \cdot 6200}{278} = 6279 \text{ об/хв}$$

Ступінь стиску в компресорі:

$$\epsilon_k = 1,01 \cdot 6 = 6,06.$$

Розхід повітря компресором:

$$Q = \frac{1,05 \cdot 5 \cdot 1013}{278} = 153 \text{ кг/с}$$

Ефективний ККД ГТУ:

$$\eta_o = 1,02 \cdot 24 = 24,5.$$

З урахуванням втрат ККД через відбір повітря за компресором

$$\eta_c = 24,5 - (24,5 \cdot 0,02) = 24,1.$$

Розхід паливного газу:

$$G = \frac{1,05 \cdot 2600}{278} \cdot \frac{0,1013}{0,1} \cdot \frac{M_{\text{ш}}}{34541} = 2691 \text{ м}^3 / \text{с}$$

#### Тепловий розрахунок магістрального газопроводу

Тепловий розрахунок магістрального газопроводу з робочим тиском до 7,5 МПа виконують по формулах з урахуванням впливу коефіцієнта Джоуля — Томсона (6):

$$T = T_{\text{гр}} + (T_{\text{в}} - T_{\text{г}}) \cdot e^{-\text{Я}} \quad / \quad \text{Я} \sim \frac{P}{T} \cdot (1 - e^{-\text{Я}}), \quad (3.73)$$

де  $T_{\text{гр}}$  — температура ґрунту на глибині закладання труби (по осі), °К;

$T^0$  — температура газу на початку ділянки газопроводу, °К;

$e$  — основа натурального логарифма  $e = 2,718$ ;

$l$  — відстань від початку ділянки до розглянутої точки, км (довжина ділянки);

$O$ , — коефіцієнт Джоуля—Томсона, К/МПа;

$\hat{p}^0$  — тиск на початку і в кінці ділянки, МПа;

$\hat{p}^{середн.}$  — середній тиск газу, МПа.

62.6. \* .., B. i

$\hat{p}^0 \cdot A \cdot C_p \cdot 10$

де  $K^m$  — коефіцієнт теплопередачі від газу в ґрунт, кДж/м<sup>2</sup> · год · °К;

$\xi$  — зовнішній діаметр газопроводу, мм;

$u$  — розхід газу, млн м<sup>3</sup>/добу;

$A$  — відносна густина газу по повітрю;

$C_p$  — теплоємність газу, кДж/кг · °К.

Коефіцієнт теплопередачі для нетеплоізованих трубопроводів у талих ґрунтах:

$$[ , , + ( - \xi - ) \cdot ] ; \quad (3.75)$$

$$A^{пр} = A^0 + i_3 - , \quad (3.76)$$

де  $K$  — коефіцієнт теплопровідності талого ґрунту, Вт/м · °К;

$u, n^0$  — відстань від поверхні ґрунту до осі трубопроводу, м;

$a^в$  — коефіцієнт тепловіддачі від поверхні ґрунту в бітря, кДж/м<sup>2</sup> · год · °К-

$$a^в = 5,3 + 3,6i^в, \quad (3.77)$$

$u_{ср}$  — середньомісячна (квартальна, сезонна) швидкість ру, яка визначається за кліматологічними довідниками, М/с

Середня температура Газу визначається:

$$v \quad \text{Среди.} = \hat{p}_{гр} + (7, \hat{p} - 7, \hat{p}_{гр}) - (i - \epsilon - o. \quad (3.78)$$

Середній тиск газу:

$$\hat{p}_{среди} = \hat{p}_{гр} + \frac{7, \hat{p} - 7, \hat{p}_{гр}}{v} - (i - \epsilon - o)$$

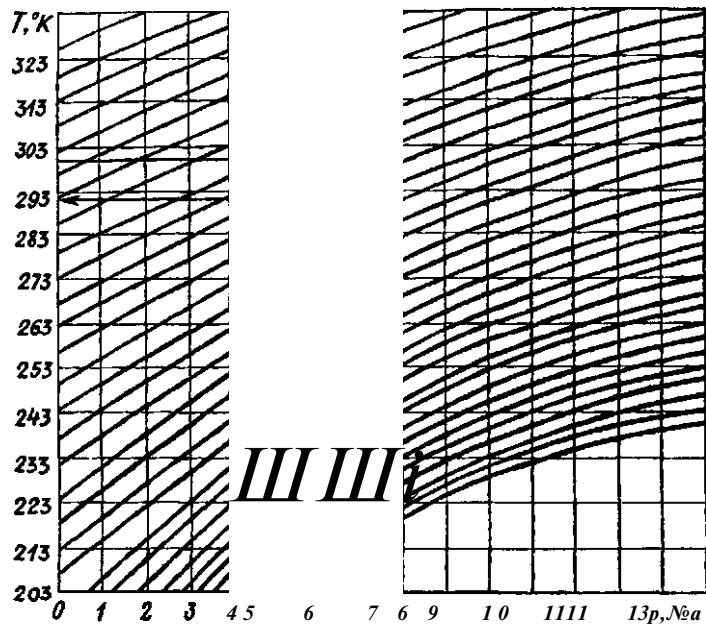


Рис. 3.08. Номограма для визначення інтегрального дросель-ефекту

Коефіцієнт Джоуля — Томсона визначається:

$$(T_0 - T_k) = 0,098 \quad (3.79)$$

де  $T_k$  — кінцева температура газу після дросель-ефекту, °К;  $T_0$  — початкова температура газу, °К-

### Приклад 3.11

Визначити температуру газу в кінці ділянки газопроводу **ДОВЖИНОЮ**  $l = 120 \text{ км}$ , **ПРОДУКТИВНІСТЮ**  $\langle Q \rangle_y = 64 \text{ млн м}^3$ , діаметром  $\phi = 1020 \text{ мм}$  із початковим тиском  $P_0 = 7,0 \text{ МПа}$ , кінцевим тиском  $P_k = 5,1 \text{ МПа}$ , питома теплоємність газу  $C_p = 2,52 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$ ,  $T_0 = 300 \text{ °К}$ , відстань від поверхні землі до осі трубопроводу  $h = 3 \text{ м}$ , коефіцієнт теплопровідності ґрунту при об'ємній масі  $1,6 \text{ т/м}^3$  для піску  $\lambda = 3,82 \text{ кДж/м}^2 \cdot \text{г} \cdot \text{К}$ , середня швидкість вітру  $v = 2 \text{ м/с}$ , температура ґрунту  $T_{gp} = 275 \text{ °К}$ , відносна густина газу  $A = 0,6$ .

Визначаємо допоміжні величини для вирахування кое-



фіцієнта теплопередачі для нетеплоізолюваного газопроводу в талому ґрунті:

$$\alpha_{\text{в}} = (5,3 + 3,6 \cdot 2) \cdot 4,187 = 52,33 \text{ кДж/м}^2 \cdot \text{г} \cdot \text{°К};$$

$$\lambda_{\text{г}} = 1,37 \text{ Вт/м} \cdot \text{°К};$$

$$\alpha_{\text{в}} = \frac{3,82 \cdot 10^3}{1020} \cdot \left[ 0,8 + \sqrt{1,37 \cdot \frac{1}{\alpha_{\text{в}}}} \right] = 5,06 \text{ кДж/м}^2 \cdot \text{г} \cdot \text{°К};$$

$$\alpha I = \frac{62,6 \cdot 5,06 \cdot 1020 \cdot 120}{64 \cdot 0,6 \cdot 2,52 \cdot 10^8} = 0,4;$$

$$\epsilon^{0,4} = 0,6703.$$

Визначаємо середню температуру:

$$t_{\text{ср}} = 275 + \frac{300 - 275}{0,6703} = 295 \text{ °К}.$$

Визначаємо середній тиск:

$$p_{\text{ср}} = \frac{1}{3} \cdot p_{\text{в}} + \left( 1 - \frac{1}{3} \right) \cdot p_{\text{г}} = 6 \text{ МПа};$$

і: Знаходимо коефіцієнт Джоуля — Томсона:

$$\mu = (300 - 293) \cdot 0,098 = 0,686 \text{ °К/МПа}$$

\* Визначаємо температуру газу в кінці газопроводу:

$$T = 275 + (300 - 275) \cdot 2,71 \cdot \frac{0,36 \cdot (6 \cdot 10^6)^2 \cdot (1 - 2,71 \cdot 0,4)}{2 \cdot 6 \cdot 0,4} = 284,4 \text{ °К}.$$

### Компресорні станції з поршковими ГПА

Споживана потужність і продуктивність ГПА визначаються по завантажувальних характеристиках, при їх відсутності — шляхом розрахунку.

Об'ємну продуктивність при параметрах на вході в ступінчастий поршковий компресор (м<sup>3</sup>/хв) визначають за формулою:

$$a = \frac{V_{\text{к}} \cdot i \cdot X^{\epsilon} \cdot K_r \cdot K_T \cdot I^{\epsilon}}{2 \cdot a^{\text{с}} \cdot [1 - A \cdot E \cdot (\epsilon^{\text{н}} - B \cdot \epsilon - D)]}, \quad (3.80)$$

де  $V_{\text{к}}$  — робочий об'єм циліндра, м<sup>3</sup>;  
 $n$  — частота обертання компресора, об./с;  
 $K_r$  — коефіцієнт герметичності ( $K_r = 0,977$ );  
 $K_T$  — коефіцієнт температури ( $K_T = 0,95$ );  
 $I^{\epsilon}, I^{\text{к}}$  — відповідно коефіцієнти стисливості газу при умовах на вході і виході компресора, визначаються по номограмі залежно від  $T, P$  (9);  
 $a^{\text{с}}$  — сумарний відносний об'єм мертвого простору.  
 При роботі без регулятора продуктивності  $a^{\text{с}} = a$   
 $a$  — відносний об'єм мертвого простору циліндра).  
 Із регулятором продуктивності:

$$V_{\text{к}} = \frac{V_{\text{р}}}{K_r}, \quad (3.81)$$

де  $V_{\text{р}}$  — робочий об'єм регулятора.  
 Робочий об'єм циліндра для компресора, м<sup>3</sup>:  
 — одинарної дії:

$$V_{\text{р}} = i \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot L, \quad (3.82)$$

— подвійної дії:

$$V_{\text{р}} = i \cdot \frac{\pi}{2} \cdot (D^2 - d^2) \cdot L, \quad (3.83)$$

де  $i$  — кількість циліндрів компресора;  
 $D$  — діаметр компресорного циліндра, м;  
 $d$  — діаметр штока компресорного циліндра, м;  
 $L$  — хід поршня компресорного циліндра, м.  
 Споживану потужність поршневого ГПА визначаємо (кВт):

$$N_{\text{ге}} = P_{\text{вл}} \cdot V_{\text{р}} \cdot n \cdot 10^{-3} \cdot X$$

$$X = \frac{(\epsilon^{\text{н}})^{\gamma} \cdot (\epsilon^{\text{к}})^{\gamma} - (\epsilon^{\text{н}} - \epsilon^{\text{к}})^{\gamma}}{[\epsilon^{\text{н}} - \epsilon^{\text{к}} - (\epsilon^{\text{н}})^{\gamma} \cdot (\epsilon^{\text{к}})^{\gamma} - 1]} \quad (3.84)$$

де  $N_{\text{ге}}$  — споживана потужність ГПА, кВт;  
 $X$  — коефіцієнт втрати індикаторної потужності за рахунок гідравлічного опору (рис. 3.09);  
 154

**Рис. 3.09. Графік для визначення  
коефіцієнта втрати індикаторної  
потужності  $C_{\text{Інд}}$**

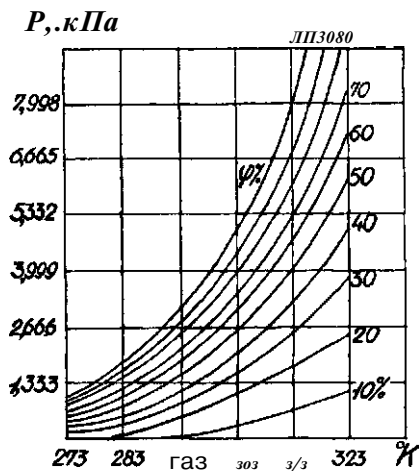


Рис. 3.10. Графік визначення парціального тиску парів

ККД Лад. = 0,8, хід поршня  $s = 305$  мм,  $g_a = 2,2$  °С,  $H = 500$  м (див. характеристику ГМК).

Робочий об'єм циліндра:

$$V_{л} = 4 \cdot i \cdot (2 \cdot 0,25^2 - 0,056^2) \cdot 0,305 = 0,12 \text{ м}^3.$$

Об'єм мертвого простору вказується в паспорті або визначається по формулі:

$$V_{ш} = \frac{\pi \cdot b^2 \cdot s}{8}, \quad (3.86)$$

де  $b$  — зазор між циліндром і поршнем по торцю. Звичайно приймають значення зазору в межах:

зі сторони кришки:

$$b_1 = 1,0 \cdot \frac{s}{1000} \text{ мм}, \quad (3.87)$$

зі сторони кривошипу:

$$b_2 = \frac{s}{1000} + 0,5 \text{ мм}, \quad (3.88)$$

де  $s$  — хід поршня, мм.

$$b_1 = \frac{305}{500} \cdot 0,5 = 1,11 \text{ мм},$$

$$b_2 = \frac{305}{1000} - 0,5 = 0,81 \text{ мм}.$$

### Приклад 3.12

Визначити розрахункові параметри КС із поршневим приводом продуктивністю  $Q_p = 3,2$  млрд  $\text{м}^3/\text{рік}$ . Установлений ГМК типу МК8/48-125,  $N_e = 42060$  кВт, частота обертання  $n = 300$  об./хв, кількість компресорних циліндрів  $i = 2$ , діаметр компресорного циліндра  $D = 0,25$  м, ступінь стиснення  $\epsilon = 2,6$ , тиск на вході  $P_{вх.} = 4,8$  МПа, на виході  $P_{вих.} = 12,5$  МПа, продуктивність компресора  $Q_{Добу} = 1,038$  млн  $\text{м}^3/\text{добу}$ , ККД приводу  $\eta_i = 0,36$ , адіабатичний

Відносна величина шкідливого простору:

$$V_{\text{шк}} = V_{\text{г}} \cdot 10^{-4} \cdot \left( \frac{3}{89} \right)$$

де  $P^n$  — площа робочої порожнини поршня,  $\text{м}^2$ :

$$V_{\text{шк}} = 3,14 \cdot 4^{0,252} \cdot (0,0011 + 0,0008) = 0,00009 \text{ м}^3;$$

$$\frac{0,00009 \cdot 100 \cdot 4}{3,14 \cdot 0,25^2 \cdot 0,305}$$

Температура повітря на вході двигуна:

$$t_4 = 2,2 + 2,5 = 4,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Об'ємна продуктивність:

$$\begin{aligned} (3 = 0,12 \cdot 5 \cdot 0,977 \cdot 0,96 \cdot [1 - 0,6 \cdot 2,6^{-1}]) &= \\ &= 0,54 \text{ м}^3/\text{с}. \end{aligned}$$

Наявна потужність ГПА:

$$\begin{aligned} L^{\wedge} &= 2060 \{ 1 - 1,65 \cdot \text{Ю}^{-3} \cdot X \\ X [ 745 - 731 + 3 \cdot (4,7 - 30) - 1,165 \cdot (15 - 22) ] &= \\ &= 2245 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

• Так як згідно з розрахунком  $N_{\text{дв}} > N_{\text{ге}}$ , то відповідно до вимог приймаємо:

$$L^{\wedge} = L^{\wedge} = 2060 \text{ кВт}.$$

Споживана потужність:

$$L/e = 4,8 \cdot 10^6 - 0,12 \cdot 300 - 10^{-3} \cdot X$$

$$K^{\wedge} T) - (H \Gamma) (\wedge - .) X$$

$$X [ 1 - 0,6 \cdot ( \cdot 2,6^{13} - i ) ] = 2150 \text{ кВт};$$

$$2150 < 2245.$$

### 3.9. ЗАТРАТИ ГАЗУ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

#### *Розрахунок витрати паливного газу*

Найширше застосування для газотурбінних двигунів одержало газоподібне паливо, при якому спрощується його спалювання й експлуатація всієї ГТУ. Для газових турбін характерні великі витрати повітря, необхідного для забезпечення реакції горіння і для охолодження продуктів згоряння до потрібної температури. Теоретичну витрату повітря можна визначити по формулах:

$$\alpha = \frac{G_{\text{п.г.}}}{G_{\text{г.}}} \quad (3.90)$$

де  $G_{\text{п.г.}}$ ,  $G_{\text{г.}}$  — теоретична витрата повітря відповідно у вагових і об'ємних одиницях, кг/кг; м<sup>3</sup>/кг;

— нижча теплота згоряння 1 кг робочого палива, Дж.

Витрата паливного газу визначається по формулі:

$$G_{\text{г.г.}} = G_{\text{п.г.}} \cdot \alpha$$

$$G_{\text{г.г.}} = G_{\text{п.г.}} \cdot \alpha \quad (3.91)$$

де  $G_{\text{п.г.}}$  — витрата паливного газу, тис. м<sup>3</sup>/год;

$G_{\text{г.г.}}$  — номінальна витрата паливного газу, тис. м<sup>3</sup>/год.

$K_{\text{г.г.}}$  — коефіцієнт, що враховує зміну питомої витрати палива залежно від технічного стану ГТУ. Його значення знаходять у таблиці 3.22.

де  $\eta_{\text{г.г.}}$  — номінальний ефективний ККД на муфті ГТУ (табл. 3.22);

$P_{\text{г.г.}}$  — споживана потужність ГТУ, одержана в результаті розрахунків параметрів КС;

— нижча теплота згоряння паливного газу при 293 °К і 0,1013 МПа, кДж/м<sup>3</sup>;

$$Q_{\text{г.г.}} = 35\,600 \text{ кДж/м}^3$$

#### Приклад 3.13

Визначити витрату повітря і паливного газу для ГТ 750—6,  $\alpha = 250$ ,  $t_{\text{г.г.}} = 7,2$  °С.

Номинальна витрата паливного газу:

$$V_{\text{н}} = \frac{860 \cdot 6000}{0,27 \cdot 35600 \cdot 10^3} = 0,536 \text{ тис.м}^3/\text{год.}$$

Витрата паливного газу:

$$V_{\text{п}} = 0,536 \cdot 1,05X$$

$$V_{\text{т}} = \frac{5800}{6000} \cdot \frac{7,2 + 273}{15 + 273} \cdot \frac{0,1002}{0,01} = 0,552 \text{ тис.м}^3/\text{год.}$$

Теоретична витрата повітря:

$$L_{\text{т}} = 12,27 \text{ кг/кг, } L_{\text{о}} = 9,49 \text{ м}^3/\text{кг.}$$

На КС із поршневими ГПА системи живлення паливом розділяються на внутрішні і зовнішні. До внутрішніх систем входять усі складові елементи, змонтовані на ГПА, у зовнішні системи — елементи, встановлені на КС поза газомоторними компресорами. Необхідний робочий тиск у системі живлення коливається від 0,008-4-0,02 до  $3,5 \cdot 10^5$  Па.

Витрата паливного газу для газомоторних компресорів визначається:

$$V_{\text{п}} = \frac{N_{\text{е}}}{\eta_{\text{г}} \cdot \rho_{\text{г}}} \cdot K_{\text{п}} \quad (3.93)$$

де  $N_{\text{е}}$  — споживана потужність, яка одержана в результаті розрахунку параметрів КС, кВт;

$K_{\text{п}}$  — коефіцієнт, що враховує втрати газу при запусках Рзупинках ГПА ( $\eta_{\text{г}} = 1,05$ );

$\rho_{\text{г}}$  — питома ефективна витрата тепла Дж/Дж (фис. 3.11) (на 1 кВт потужності КС).

І Приклад 3.14

р

За даними приклада 3.12 визначити витрату паливного газу для поршневого ГПА.

Визначаємо потрібну кількість паливного газу:

$$V_{\text{п}} = 1,05 \cdot 0,175 = 0,184 \text{ тис.м}^3/\text{год.}$$

#### **Затрати газу на продувну ділянку газопроводу**

Затрати газу при продувці однієї або декількох ділянок газопроводу визначаються по формулі:

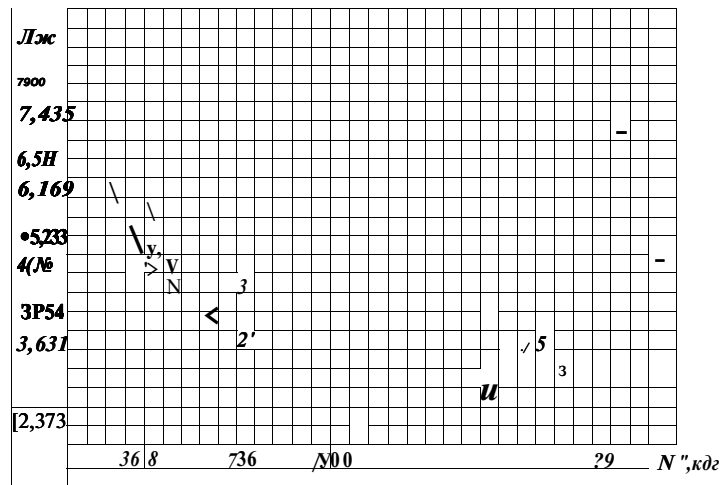


Рис. 3.11. Номограма визначення ефективної витрати тепла.

/ — 10 ГК, 2 — 10 ГКН (994 кВт), 3 — 10 ГКНА <1104 кВт), 4 — МК-8, 5 — МК-10

$$Q_{i+0} = Q_{i-0} + Q_{i-0} \cdot \frac{0}{1000} \text{ тис. м}^3, \quad (3.94)$$

де  $Q_{i-0}$  — затрати газу на спорожнення даної ділянки газопроводу при підготовці його до продувки,  $\text{м}^3$ ;

$Q_{i-0}^2$  — затрати газу безпосередньо на продувку,  $\text{м}^3$ ;

$Q_{i-0}^3$  — затрати газу на витіснення повітря з продуктої ділянки після закінчення продувки,  $\text{м}^3$ .

Затрати газу на спорожнення продуктої ділянки від газу високого тиску визначаються по формулі:

$$Q_{i-0} = 9,951 \cdot V. \quad (3.95)$$

де  $V$  — геометричний об'єм даної ділянки газопроводу,  $\text{м}^3$ ;

$P_{i-0}$  — середній абсолютний тиск газу перед початком роботи, Мпа;

$P_K$  — середній абсолютний тиск газу після спорожнення ділянки, МПа;

$Z_{i-0}$ ,  $Z_K$  — відповідні коефіцієнти стисливості.

Затрати газу безпосередньо на продувку складаються з витрати газу при режимі докритичного витікання ( $C_{i-0}^2$ ) і витрати газу при режимі критичного витікання ( $C_{i-0}^3$ ).



(3.96)

Витрата газу при режимі некритичного витікання визначається по наближеній залежності:

$$Q_{к} = 1100 \cdot P \cdot P_2 \cdot t_2, \quad (3.97)$$

де  $P$  — площа перерізу труби, через яку проводиться продувка, м<sup>2</sup>;

$P_2$  — тиск газу перед перерізом труби, через який проводиться продувка, МПа;

$t_2$  — сумарний час продувки при некритичному витіканні, с.

Витрата газу при продувці в режимі критичного витікання визначається по формулі 3.98:

$$Q_{кP} = 9,95 \cdot V \cdot (P_{ср} - P_2)^{0,5}, \quad (3.98)$$

де  $t_{кP}$  — час продувки при критичному витіканні, с.

Затрати газу на витіснення повітря з продуктої ділянки газопроводу знаходять по формулі:

$$Z_3 = 9,95 \cdot V \cdot (P_{ср} - P_2)^{0,5}, \quad (3.99)$$

де  $P_{ср}$  — середній тиск газу на ділянці газопроводу після витіснення повітря, МПа.

#### Приклад 3.15

Визначити затрати газу на продувку ділянки газопроводу за допомогою газу, акумульованого на сусідній ділянці. Довжина ділянки 18,3 км, діаметр трубопроводу 1000 мм,  $P_1 = 5,6$  МПа,  $P_2 = 0,4$  МПа, температура газу 280 °К, коефіцієнти стисливості газу перед продувкою 0,860, після часткового спорожнення ділянки 0,985. Геометричний Об'єм ділянки — 14,35 тис. м<sup>3</sup>,  $P_{ср} = 0,25$  МПа.

Затрати газу на спорожнення ділянки від газу визначають по формулі 3.95.

$$Q_3 = 9,95 \cdot 14350 \cdot (0,25 - 0,4)^{0,5} = 871 \text{ тис. м}^3.$$

Затрати на продувку в режимі некритичного витікання через коліно  $Q_{кP} = 1000$  при  $P_2 = 2 \cdot 10^5$  Па протягом 120 с (з яких 65 с пішло на перехід до режиму критичного витікання, а 55 с витрачено на закінчення продувки після припинення критичного витікання) визначаємо по формулі 3.97:

$$Q_{кP} = 1100 \cdot 0,785 \cdot 0,2 \cdot 120 = 20,8 \text{ тис. м}^3.$$

Затрати газу на продувку в режимі критичного витікання протягом 4-х хвилин при  $P^2 = 4 \cdot 10 \text{ Па}$  знаходимо по формулі 3.98:

$$C_{\text{ж}}^{\text{кп}} = 2960 - 0,785 \cdot 0,4 - 240 = 223 \text{ тис. м}^3.$$

Затрати на витіснення повітря з продуктої дільниці газопроводу:

$$C_{\text{ж}}^{\text{з}} = 9,95 \cdot 14350 \cdot (0,25 - 0,1) = 21,4 \text{ тис. м}^3.$$

Сумарні затрати газу на всі операції при продувці дільниці газопроводу становлять:

$$Y_{\text{ж},\text{р}} = 871 + 20,8 + 225 + 21,4 = 1138,2 \text{ тис. м}^3.$$

***Затрати газу при ремонті, очищенні і продувці сепараторів на промислах, пилловловлювачів на ГРС і КС***

Затрати газу при ремонті, очищенні і продувці сепараторів на промислах, пилловловлювачів на ГРС і КС визначають по формулі:

$$G_{\text{ж},\text{р}} = 323 \cdot \frac{F_{\text{п}} \cdot T_{\text{п}}}{V} \cdot \frac{1}{\rho_{\text{п}} + \rho_{\text{ЛЛК}}} \cdot U_{\text{ж}} \cdot \text{нм}^3, \quad (3.100)$$

де  $F_{\text{п}}$  — площа перерізу трубки, з якої зливається конденсат,  $\text{м}^2$ ;

$T_{\text{п}}$  — час одноразової продувки, с;

$P_{\text{ж}}$  — середній тиск газу в сепараторі, пилловловлювачі, МПа;

$n_{\text{ж}}$  — сумарна кількість продувок усіх сепараторів, пилловловлювачів за звітний період;

$A_{\text{ж}}/k$  — газовий фактор сирого конденсату,  $\text{нм}^3/\text{м}^3$  (звичайно дорівнює в середньому  $46-56 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ );

$U_{\text{ж}}$  — кількість стабільного конденсату, злитого з пилловловлювачів, сепараторів,  $\text{м}^3$ .

Даний вид затрат пов'язаний із технологічними потребами при обслуговуванні сепараторів, пилловловлювачів і конденсатозбірників — при їх продувці й очищенні від зібраного конденсату і вологи, при перекачуванні конденсату у відкриті ємності.

**Приклад 3.16**

Обчислити затрати газу при продувці 200 шт. пилловловлювачів. Середній діаметр трубок для продувки і зливу конденсату 1,5 см, а площа їх перерізу —  $0,0002 \text{ м}^2$ . Середній час одноразової продувки становить 45 с, а тиск газу — 3,5 МПа.

Сумарна кількість продувок обчислюється, виходячи з розрахунку: одна продувка кожного з двох пиловловлювачів за зміну, тобто близько 550 за рік. Тоді:

$$n = 200 \cdot 550 = 110000 \text{ продувок.}$$

Кількість вологи і конденсату, злитих із пиловловлювачів, становить  $2800 \text{ м}^3$ . Газовий фактор конденсату становить  $46 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ . Підставляємо одержані дані у формулу:

$$\begin{aligned} (2)_{\text{г}} &= 3230 \cdot 0,0002 \cdot 45 \cdot 3,5 \cdot 110000 + 46 \cdot 2800 = \\ &= 12,5 \cdot 10^6 \text{ нм}^3. \end{aligned}$$

### Затрати газу на заповнення нових газопроводів

Приймаючи  $P^k$  і  $2K$  такими, що дорівнюють одиниці, одержуємо:

$$(2) = 9,95 \cdot V \cdot (4^i - 1). \quad (3\text{ЛОІ})$$

де  $V$  — геометричний об'єм даної ділянки газопроводу,  $\text{м}^3$ ;

$P_{\text{ср}}$  — середній абсолютний тиск газу перед початком заповнення, МПа;

$2H$  — коефіцієнт стисливості.

### Затрати газу на роботу командних приладів на КС і ГРС

< Питомі витрати, на роботу командних приладів визначаються за паспортними даними; загальні затрати газу,  $\text{М}^3$ , на роботу всіх командних приладів — по формулі:

$$\langle 3_{\text{ПР}} = \text{ЯПР} \cdot n \cdot t. \quad (3\text{ІО}2)$$

$A^e \langle 7_{\text{пр}}$  — питома витрата газу за паспортними даними одного приладу,  $\text{м}^3/\text{год}$ ;

$n$  — кількість працюючих приладів за квартал, рік;

$t$  — кількість годин, відпрацьованих приладами в середньому за квартал або рік.

### Затрати газу при пусках і зупинках ГПА

Визначаються по формулі:

$$\langle 3_{\text{П}} = \frac{V \cdot P}{1000} \cdot \left( \frac{1}{2BK} + \frac{V \cdot P}{2BIX} \right) \text{ тис. м}^3, \quad (3.103)$$

де  $U_{\text{вх}}$ ,  $U_{\text{вих}}$  — геометричні об'єми дільниць газопроводу на вході і виході ГПА, які відключаються при його зупинці.

Загальна формула має вигляд:

$$Q_{\text{заг}} = U_{\text{вх}} - U_{\text{вих}} + V_{\text{пуск}} \cdot n, \quad (3.104)$$

де  $Q_{\text{заг}}$  — затрати газу на 1 пуск-зупинку ГПА, тис.м<sup>3</sup>;

$V_{\text{пуск}}$  — кількість годин, затрачених на пуск-зупинку за квартал або рік;

$n$  — кількість агрегатів.

### 3.10. ВТРАТИ ГАЗУ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОПРОВІДІВ

Дійсне витікання газу зі змонтованих газопроводів не перевищує 1,2 % від об'єму перекачаного газу, а середня похибка діафрагмових витратомірів становить не менше 1,5—2 %. Тому виявити і кількісно визначити ці втрати газу за допомогою існуючих методів обліку газу практично неможливо.

У процесі тривалої експлуатації газопроводів через дію внутрішньої і зовнішньої корозії труб, знос деяких частин лінійних кранів, засувок і вентилів, витікання газу крізь мікроазори збільшується. Але з практики експлуатації газопроводів видно, що найбільша кількість виявлених і ліквідованих середніх і великих свищів приходить на перші роки експлуатації. Після їх ліквідації кількість втрат газу з труб має скоротитися. Відповідно до методики випробування газопроводів на щільність витікання газу з трубопроводів прямо пропорційне площі поверхні газопроводів, тиску газу і обернено пропорційне температурі газу.

$$Q_{\text{вт}} = 1113,5 \cdot D_{\text{середн.}}^2 \cdot L \cdot P_{\text{середн.}} \cdot T_{\text{середн.}} \cdot \alpha_{\text{глобу}} \quad (3.105)$$

$D_{\text{середн.}}$  — середній діаметр труб, м;

$L$  — довжина газопроводу, км;

$P_{\text{середн.}}$ ,  $T_{\text{середн.}}$  — середні тиск і температура газу за звітний період, МПа і °К;

$\alpha_{\text{середн.}}$  — середній коефіцієнт стисливості;

$T_{\text{глобу}}$  — звітний період роботи газопроводу в добах.

Згідно з формулою 3.105 збільшення середньої температури газу призводить до зменшення витікання газу, а зменшення температури газу в зимовий період — до збільшення втрат газу.

Приклад 3.17

Визначити витікання газу за рік із магістрального газопроводу довжиною 2000 км, діаметром 1200 мм при середньому тиску 4,5 МПа і температурі 287 °К. При вказаних тиску і температурі коефіцієнт стисливості  $\lambda = 0,906$ .

$$Q_{\text{газ}} = 1113,5 \cdot \lambda \cdot \sqrt{P_1^2 - P_2^2} \cdot t = 168,8 \text{ млн м}^3/\text{рік}$$

**Витікання газу на КС, ГРС і на промислових газозбірних пунктах**

Для визначення дійсних витікань газу в приміщеннях ГРС або з ГПА в компресорних цехах використовують формулу:

$$Q_{\text{газ}} = 65,1 \cdot \lambda \cdot \sqrt{P_1^2 - P_2^2} \cdot t \quad (3.106)$$

де  $P_1$  і  $P_2$  — тиск газу відповідно на вході і виході КС, ГРС, МПа;

$F_1$  і  $F_2$  — геометричні поверхні комунікацій ГРС або КС відповідно на вході і виході, м<sup>2</sup>;

$\lambda_1$  і  $\lambda_2$  — коефіцієнт стисливості газу при умовах входу і виходу;

$t_1$  і  $t_2$  — температура газу відповідно на вході і виході КС, ГРС, °К;

$t$  — тривалість періоду, діб.

Приклад 3.18

Визначити витікання газу з комунікацій газорозподільної станції за вихідними даними, поданими в таблиці 3.23.

Таблиця 3.23

№ п/п	Параметри ГРС	На вході ГРС	На виході ГРС
1	Тиск газу, МПа	3,0	0,6
2	Температура газу, °К	283	267
3	Діаметри труб, м	0,3 і 0,2	0,3 і 0,2
4	Довжина труб, м	80 і 65	35 і 60
5	Геометрична поверхня труб, м <sup>2</sup>	75,4 + 40,8 - 116,2	33 + 37,5 - 70,5
6	Коефіцієнт стисливості	0,929	0,983
7	Тривалість періоду	365 діб	—

{

$$Q^C = \dots (M_i^{\wedge} + \dots) \cdot 365 = 35404$$

Приклад 3.19

Визначити витікання газу з комунікацій компресорних станцій КС-1 + КС-6 при таких даних:

$T^I = 288 \text{ }^\circ\text{K}$ ,  $T^{II} = 313 \text{ }^\circ\text{K}$ ,  $Z^I = 0,914$ ,  $Z^{II} = 0,912$ . Інші дані до розрахунку зведені в таблицю 3.24.

$$Q_{\text{в}}^* = 65,1 \cdot \frac{6,076 \cdot 10^3}{14} + \frac{134,09 \cdot 10^3}{313 \cdot 0,912} \cdot \frac{10 \text{ нс}}{365} = 18,06 \text{ МЛН м}^3$$

**Аварійні втрати газу при його транспортуванні**

Втрати газу при його подальшому транспортуванні виникають при розривах трубопроводів, при ліквідації гідратних пробок у трубах і т. п. Вони визначаються по формулі:

$$Q_{\text{ав}}^* = 2836 \cdot U_{\pm} \cdot (Z^I - Z^{II}) + (3 \text{ ПОЛ} - C \text{ I}^{\text{ав}}) \cdot m, \quad (3.107)$$

де  $V_{\pm}$  — геометричний об'єм суміжних ділянок траси газопроводу, на які поширилося падіння тиску,  $\text{м}^3$ ;

$n$  — кількість лінійних кранів на суміжних ділянках траси, де є падіння тиску;

$T$  — середня температура газу на цих ділянках,  $^\circ\text{K}$ ;

$P$ ,  $Z$  — середній тиск і коефіцієнт стисливості газу на ділянці газопроводу до аварії, МПа;

$P^*$ ,  $Z^*$  — те саме, відразу ж після аварійного перекриття основних кранів, МПа;

$Q_{\text{под}}$  — кількість газу, який поступає з найближчої КС у газопровід від моменту аварії до закриття крана,  $\text{м}^3/\text{хв}$ ;

$Q_{\text{овд}}$  — кількість газу, відібраного за цей час попутними споживачами з суміжних ділянок,  $\text{м}^3/\text{хв}$ ;

$t$  — час від моменту розриву до перекриття кранів і відключення КС, хв.

Приклад 3.20

Визначити втрати газу при розриві труби на одній із ділянок  $B_{\text{у}} = 1000 \text{ мм}$ . Через відмову пневмоавтоматики часткова втрата газу виникла на двох суміжних ділянках. Від розриву до перекриття кранів пройшло 25 хвилин.

• « • «ЧИ\*

Таблиця 3.24

№ п/п	Компресорні станції	Вхід					Вихід				
		Ву, м	тис.	/>, МПа			Оу, м	Г <sup>н</sup> , тис. м <sup>2</sup>	/>, МПа		
1	КС-1	1,2	2,63	3,8	0,7	9,994	0,7	1,75	5,5	0,8	9,625
		1,0	2,19	3,8	0,7	8,322	1,0	4,6	5,5	1,5	2,53
2	КС-2	0,7	1,64	3,8	0,75	6,232	0,7	4,92	5,5	2,1	27,06
		0,1	0,94	3,8	0,3	3,572					
3	КС-3	1,2	3,0	3,8	0,8	11,40	0,7	3,28	5,5	1,5	18,04
4	КС-4	1,0	3,14	3,7	1,0	11,618	0,7	2,62	5,5	1,2	14,41
							1,0	0,94	5,5	0,3	5,17
5	КС-5	1,0	2,35	3,7	0,75	8,695	1,0	1,88	5,5	0,6	10,34
6	КС-6	1,0	4,39	3,7	1,4	16,243	1,0	4,39	5,5	1,4	24,245
						76,076					134,09

Таблиця 3.25

п/п	Параметри	І-а основна дільниця	ІІ-а основна дільниця	ІІІ-а основна дільниця
1	Геометричний об'єм труб, м <sup>3</sup>	6280	6900	15 700
2	Середній тиск газу на дільниці до аварії, МПа	4,8	5,0	4,63
3	Середній тиск після перекриття кранів, МПа	0,1	2,1	3,04
4	Температура газу, °К	295	299	292
5	Коефіцієнт стисливості до аварії	0,901	0,902	0,901
6	Те саме, після закриття кранів	0,997	0,94	0,93

Із найближчої КС у газопровід від моменту розриву до зупинки КС надійшло до 20 тис.м<sup>3</sup>/хв газу. За час від аварії до перекриття кранів найближчі попутні споживачі відібрали по 4,5 тис.м<sup>3</sup>/хв газу. Дані з таблиці 3.25 і тексту підставляємо в формулу:

$$- 2836 \Gamma \frac{6280}{[ \frac{295}{0,901} \cdot ( \frac{48}{0,997} \cdot \frac{0,1}{0,94} ) ] + \frac{6900}{299} \cdot \frac{2,1}{0,902} } \cdot \frac{15700}{0,93} = 1,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

$$+ 1 \Gamma ( \dots ) ] + (20\,000 - 4500) \cdot 25 = 1,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

**Втрати газу за рахунок випадання конденсату в газопроводах**

Визначаються по формулі:

$$\Phi_{\text{фаз}} = \langle 2 \text{ к}' \cdot \# \text{фаз} \cdot / C^{\text{вн}}, \quad (3.108)$$

де  $\Phi^{\text{к}}$  — кількість зібраного конденсату, м<sup>3</sup>;

$\Phi^{\text{фаз}}$  — коефіцієнт фазового переходу сирого конденсату, що враховує збільшення об'єму газу, приведеного до нормальних умов, після випарювання рідкої фази ( $\Phi^{\text{фаз}} \sim 282$ ).

$K^{\text{вн}}$  — коефіцієнт, який визначає відношення рідкої фази, сконденсованої в магістральних газопроводах, до рідкої фази, винесеної з промислових сепараторів установок НТС і яка пройшла через промислові замірні пункти у вигляді дрібнодисперсного конденсату й туману.

Для звичайних умов газоконденсатних родовищ коефіцієнт  $K^{\text{вн}}$  дорівнює 0,7–0,9.

При переході пароподібного вуглеводневого конденсату, тобто важких вуглеводнів, що містяться в природному



газі, у рідку фазу, виникають значні втрати транспортного газу. З парової в рідку фазу переходять пентани, гексани, гептани, октани та інші важкі вуглеводні, суміш яких має густину близько  $3,9 \text{ кг/м}^3$ . У сирому конденсаті розчинена значна кількість легких вуглеводнів (метану, етану, пропану та інших).

#### Приклад 3.21

Визначити приховані втрати газу за рахунок випадання конденсату в газопроводі в кількості  $1870 \text{ м}^3$  (стабільний конденсат).

$$K_{\text{фаз}} = 282, \quad \gamma_{\text{ВПН}} = 0,85;$$

$$\langle 2\text{ф}; i_3 \rangle = 1870 \cdot 282 \cdot 0,85 = 448,2 \text{ тис. нм}^3.$$

#### **Втрати газу при дегазації нестабільного конденсату**

Визначаються по формулі:

$$\text{Олег} = * \text{дег} - \langle ? \text{к} - \text{Лг} \rangle. \quad (3.109)$$

де  $\langle 3\text{К} \rangle$  — кількість зібраного стабільного конденсату,  $\text{м}^3$ ;

$N$  — газовий фактор, тобто кількість газу, який виділився з одиниці об'єму нестабільного конденсату в л/л або  $\text{м}^3/\text{м}^3$ , у середньому дорівнює  $46-56 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

$d_{\text{дег}}$  — коефіцієнт дегазації, обернений коефіцієнтові усадки сирого нестабільного конденсату, дорівнює  $1,22-1,26$ .

Втрати транспортного газу під час дегазації конденсату при продувці піловловлювачів, конденсатозбірників, сепараторів і т. п. відбуваються в зв'язку з тим, що в нестабільному конденсаті розчинена значна кількість сухого газу, а при продувці конденсатозбірників, дрипів і піловловлювачів у ємності, де тиск газу і конденсату знижується звичайно до атмосферного, виділяється газ дегазації, який складається з метану, етану і пропан-бутану.

#### Приклад 3.22

Знайти втрати газу при дегазації сирого конденсату, зібраного в дрипах протягом року, в об'ємі  $1270 \text{ м}^3$ . На підставі фізико-хімічних досліджень відомо, що газовий фактор конденсату в даних умовах у середньому становить  $52,5 \text{ нм}^3/\text{м}^3$ , а коефіцієнт дегазації —  $1,25$ .

$$\langle 2\text{дег} \rangle = 1,25 \cdot 1270 \cdot 52,5 = 83 \text{ тис. нм}^3.$$

Технічні втрати на КС складаються з витікань газу (через арматуру, фланці та інші елементи) в цеху, а також на комунікаціях через свічки із-за недостатньої герметичності запірної арматури.

Технічні втрати в цеху  $V_{ТВ}$  (в м<sup>3</sup>/год) визначають як суму середніх статистичних витікань газу по основних свічках обв'язки цеху:

$$V_{ТВ} = 1,25 [(V_{75} + V_{710}) \cdot n_{ГПА} + V_{17} + 418 + V_{30} + V_{718} + V_{719}], \quad (3.110)$$

де  $V_{75}$ ,  $V_{710}$ ,  $V_{17}$ ,  $V_{718}$ ,  $V_{719}$ ,  $V_{30}$ ,  $V_{718}$ ,  $V_{719}$  — середні статистичні втрати газу відповідно по свічках кранів № 5, 10, 17, 18 і 30, імпульсного газу і технічних апаратів та установок;  
 $n_{ГПА}$  — кількість газоперекачувальних агрегатів.

Таблиця 3.26

Втрати газу в комунікаціях компресорних цехів

Місце витікання газу	Діапазон можливих витікань, м <sup>3</sup> /год	Середні статистичні втрати, м <sup>3</sup> /год
<b>Працюючий агрегат, свічка № 5</b>	<b>0—50</b>	<b>10</b>
<b>Резервний агрегат, свічки:</b>		
№ 10	0—30	5
№ 17	0—250	40
№ 18	0—300	50
№ 30	0—100	20
імпульсного газу	0—20	5
технологічних апаратів і установок	0—100	10

### 3.11. ДОПОМІЖНІ СИСТЕМИ КС

#### Система маслопостачання

На більшості ГПА застосовується примусова циркуляційна система маслопостачання, яка працює під різним тиском.

До системи маслопостачання пред'являються такі вимоги:

- надійна і безперебійна подача масла в систему;
- надійна і стабільна подача масла до вузлів тертя;

- надійний відвід тепла від вузлів, деталей і систем охолодження;
- максимальне зниження тертя з метою запобігання зносу деталей;
- захист деталей від корозії;
- простота в процесі експлуатації і ремонті;
- масла мають бути оптимально в'язкими, високо маслянистими, з високою температурою спалаху, низькою температурою застигання, термоокислювальною стабільністю, антикорозійними властивостями тощо.

Для поліпшення якості масла застосовують присадки, які можна поділити на:

- в'язкісні, які підвищують в'язкість масла;
- депресорні, які зменшують температуру застигання масла;
- протикорозійні;
- антиокислювальні;
- миючі, які зменшують утворення нагару;
- протипінні;
- багатофункційні.

Додавання присадок звичайно коливається в межах 3—5 % від ваги масла, для спеціальних масел — до 10—20 % від маси масла.

Масляна система КС із ГТУ складається з блоків для зберігання масла, установки для регенерації масла, насосів сепаратора масла, масляних охолоджувачів. Під час роботи турбіни головний масляний насос, який зв'язаний з її валом, подає масло до всіх споживачів установки. Коли головний масляний насос не працює (під час пуску і зупинки), включається пусковий насос з електроприводом. Обидва насоси здійснюють подачу масла через зворотний клапан у систему змазування підшипників, а також у гідравлічну систему автоматичного регулювання й захисту.

У системі передбачаються резервні насоси, які працюють від постійного струму. Один із насосів подає масло в систему змазування турбіни і компресора, другий — на нагнітач.

На роторі ТНТ розташований спеціальний насос — імPELLер, який здійснює подачу імпульсів на гідравлічний регулятор швидкості при зміні швидкості обертання вала турбіни. Масло охолоджується в апаратах повітряного охолодження.

У газомотокомпресорах розрізняють дві основні системи змазування — розбризуванням і примусову під тис-

ком. Розбризування здійснюється обертовими деталями, при цьому вільний простір картера заповнюється найдрібнішими частками масла (у вигляді масляного туману), які можуть проникати в зазори вузлів тертя. Змазування під тиском здійснюється спеціальними насосними елементами — лубрикаторами. Для очищення масла в системі передбачені фільтри тонкого і грубого очищення.

В єдиний масляний блок входять: насоси, інжектори, які кріпляться на стінках бака (2 шт.), маслоохолоджувачі, зворотні клапани, засувки, регулятори температури масла, регулятор тиску «після себе» і здвоєний зворотний клапан.

У ГТУ ГТ 750-6, ГТК-Ю та інших фундаментна рама використовується як масляний бак.

Головний масляний насос відцентрового типу складається з корпусу, робочого колеса з фрезерованими лопатками, яке утримується на валу за допомогою шпонки. Ущільнення насоса виконується за допомогою втулок.

У шестерінчастих насосах масло втягується зубцями обертових шестерень і подається в порожнину нагнітача.

Величина тиску залежить від прохідного перерізу, кількості обертів насоса та інших факторів. При монтажі насоса слід витримувати необхідний зазор між зубцями шестерень. Нормальні зазори мають бути дотримані у таких межах:

- між зубцями шестірні — 0,1—0,2 мм;
- між вершиною зубця і корпусом — 0,1—0,2 мм;
- між ведучим валом і втулкою—0,05—0,1 мм;
- торцевий зазор — 0,1—0,3 мм.

Продуктивність шестерінчастого насоса, л/хв, визначається по формулі:

$$d \wedge \text{Л}' \text{У} \text{о} \text{е}' * " - \quad (3.11)$$

Потужність для привода насоса визначається по формулі:

$$N_{\text{н}} = \frac{10^{-3} \cdot P}{\text{ЧЕ-ти-ню}}, \quad (3.12)$$

де  $O$  — діаметр початкового кола зубців, мм;

$H$  — висота зубців шестерень, мм;

$B$ —довжина зубців, мм;

$n_{\text{н}}$  — частота обертання шестірні, об./хв;

$\text{Чи}$ ,  $\text{Лм}$  — відповідно коефіцієнт подачі насоса і корисної дії;

$P$  — тиск масла, Па.

Загальний механічний ККД шестерінчастого насоса дорівнює:  $\eta_m = 0,75 - 0,85$ .

Охолоджувачі масла. У системах охолодження масла застосовуються трубчасті охолоджувачі (холодильники) — апарати повітряного охолодження. Холодильник складається з корпусу, де розташований пучок трубок. Кінці трубок розвальцьовані в трубних решітках. Одна з решіток зафіксована, друга може вільно пересуватись, що дає змогу знімати температурні напруження в трубках. По трубках циркулює вода, а в міжтрубному просторі циркулює масло. Розрахунок поверхні маслоохолоджувача,  $m^2$ , виконують по формулі:

$$P = \frac{1 \Gamma \cdot X m}{\Delta \cdot \text{середн}}, \quad (3.113)$$

де  $P$  — поверхня нагрівання маслоохолоджувача,  $m^2$ ;

$K$  — коефіцієнт теплопередачі від масла воді через стінку трубок,  $Вт/м^2 \cdot \text{град.}$ ;

$\Delta \Gamma \text{середн}$ , — середня логарифмічна різниця температур між маслом і водою, яка залежить від напрямку руху рідини;

$Q$  — кількість теплоти, що передається від масла охолоджуючій воді за секунду, Дж/с.

$$\begin{aligned} Q &= u \cdot \rho_m \cdot C_u \cdot (T - T') = \\ &= u \cdot \rho_m \cdot C_u \cdot (T - T'), \end{aligned} \quad (3.114)$$

де  $u$  — відповідно об'ємні секундні розходи масла і води через охолоджувач,  $m^3/с$ ;

$C_u$ ,  $C_v$  — відповідно теплоємності масла і води, Дж/кг · град.;

$\rho_m$ ,  $\rho_v$  — відповідно густина масла і води,  $кг/м^3$ ;

$T$  і  $T'$  — відповідно температура на вході і виході з охолоджувача, °К.

Об'ємний секундний розхід,  $m^3/с$ , може визначатися по формулі:

$$u = P_{ж} \cdot \omega, \quad (3.115)$$

де  $P_{ж}$  — живий переріз трубок,  $m^2$ ;

$\omega$  — швидкість руху рідини, м/с.

Середня логарифмічна різниця температур (температурний напір) визначається за рівнянням Грасгофа:

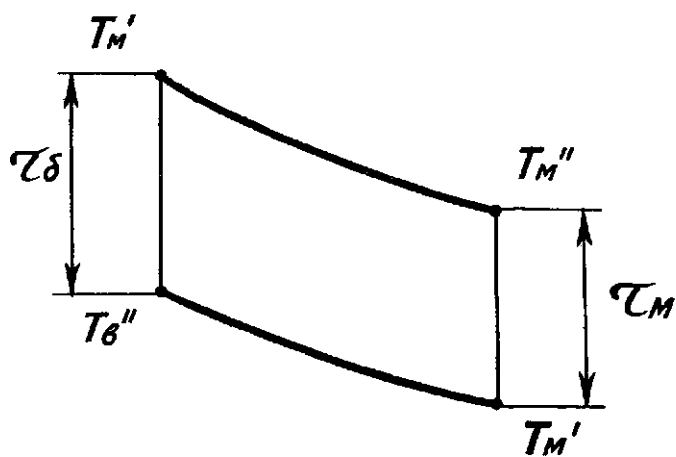
$$\Delta \Gamma \text{середн} = \frac{T - T'}{\ln \frac{T - T_1}{T - T_2}}, \quad (3.116)$$

де  $\tau_0$  — більша різниця температур, °К;

$$\tau_0 = T'_m - T''_b; \quad (3.117)$$

$\tau_m$  — менша різниця температур, °К

$$\tau_m = T''_m - T'_b. \quad (3.118)$$



Визначаємо швидкість руху води в трубках і масла в міжтрубному просторі.

$$1P = - \xi - , \quad (3.119)$$

де  $V$  — секундний розхід рідини, м<sup>3</sup>/с.

Секундний розхід води визначається:

$$" - \frac{d}{c_w \cdot \rho_w \cdot (T''_m - T'_b)} \quad (3.120)$$

Живий переріз трубок для проходу води, м<sup>2</sup>, при двоходовому маслоохолоджувачі:

$$\hat{\lambda} \gg = " \hat{\chi} \hat{\lambda} \quad (3.121)$$

де  $2$  — кількість трубок у пучку, шт.;

$n$  — кількість ходів маслоохолоджувача, шт.;

$\hat{y}$  — внутрішній діаметр трубок, мм.

Швидкість руху води:

$$1P = \xi - . \quad (3.122)$$



Таблиця 3.27

**Значення коефіцієнта тепловіддачі від стінки трубки воді**

Швидкість рідини, Ж <sup>в</sup> , м/с	Коефіцієнт тепловіддачі, α <sup>2</sup> , Вт/м <sup>2</sup> град	
	у трубах	між трубами
0,15	1020	970
0,3	1300	1130
0,6	1980	1570
1,2	3180	2270
1,8	3750	2840

Для даної швидкості визначаємо коефіцієнт тепловіддачі (α<sup>2</sup>) (табл. 3.27).

Виконуємо перевірку режиму руху води:

$$Re = \frac{V \cdot \rho}{\mu} \quad (3.123)$$

де  $V$  — кінематична в'язкість води, м<sup>2</sup>/с · 10<sup>-6</sup>

$$V = 10^{-6} M^2 / C.$$

Таблиця 3.28

**Теплофізичні характеристики масел**

Температура, Т <sup>в</sup> , °К	Густина ρ <sup>в</sup> , кг/м <sup>3</sup>	Теплоємність, Ср кДж/кгград.	Коефіцієнт теплопровідності, λ Вт/м-град.	Кінематична В'язкість, ν 10 <sup>-6</sup> м <sup>2</sup> /с	Динамічна в'язкість, η 10 <sup>-6</sup> Па·с
<i>МС-20</i>					
303	886,5	2,07	0,133	523	4660
313	881,0	2,11	0,131	268	2358
323	875,5	2,14	0,130	150	1310
333	869,6	2,16	0,129	90,6	787
343	864,0	2,20	0,128	58,1	502
353	858,5	2,23	0,127	39,1	338
363	852,5	2,26	0,126	27,8	237
<i>Турбінне масло ТП-22 (ТП-22С)</i>					
303	882,5	1,890	0,128	53,8	474,80
313	880,3	1,923	0,128	36,1	317,80
323	875,7	1,950	0,127	21,4	187,40
333	867,3	1,998	0,127	14,7	127,50
343	862,9	2,032	0,126	10,5	90,60
353	857,0	2,066	0,124	7,9	67,70
363	856,7	2,099	0,124	6,0	51,40

Визначаємо середню температуру масла (табл. 3.28):

$$T^{\wedge} = \frac{\sum t}{n} \quad (3.124)$$

Швидкість руху масла в міжтрубному просторі:

$$\Gamma^{\wedge} = \frac{G}{F_{\text{м}}}, \quad (3.125)$$

де  $F_{\text{м}}$  — живий переріз для проходження масла,  $\text{м}^2$ .

$$\Gamma^* = \frac{v_{\text{м}}}{\nu_{\text{м}}} \quad (3.126)$$

де  $D_{\text{вн}}$  — внутрішній діаметр корпусу охолоджувача,  $\text{м}$ ;

$n$  — кількість трубок;

$D_{\text{зовн}}$  — зовнішній діаметр трубки,  $\text{м}$ .

Знаючи швидкість,  $\nu_{\text{м}}$ , і абсолютну в'язкість масла,  $\nu_{\text{м}}$ , визначаємо коефіцієнт тепловіддачі за графіком (рис. 3.12).

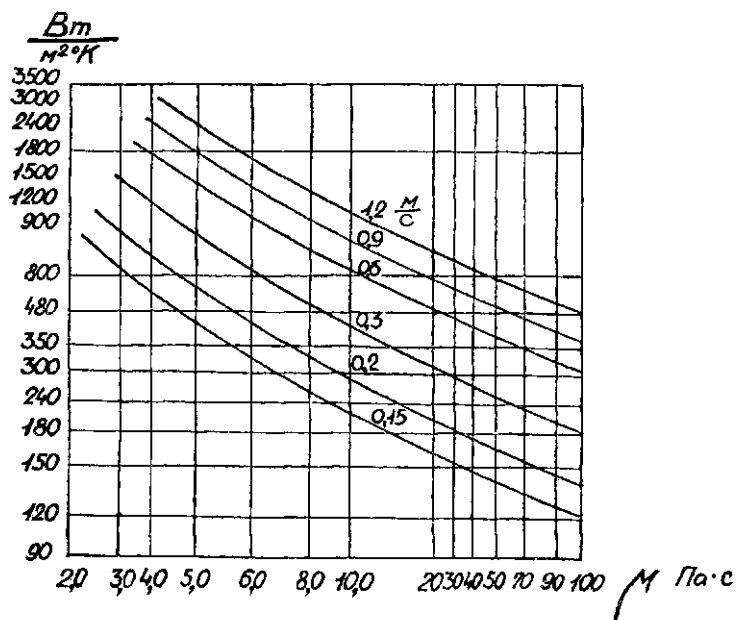


Рис. 3.12. Графік для визначення коефіцієнта тепловіддачі від масла до стінки



Коефіцієнт теплопередачі від масла охолоджуючій воді через стінку труби:

$$K = \frac{1}{\frac{b}{\lambda} + \frac{r_1}{a} + \frac{r_2}{a^2}}, \quad (3.127)$$

де  $b$  — товщина стінки труби, м;

$\lambda$  — коефіцієнт теплопровідності металу труби, Вт/м · град.;

$a_1$  — коефіцієнт тепловіддачі від масла стінці труби, Вт/м<sup>2</sup>-град.;

$a_2$  — коефіцієнт тепловіддачі від стінки трубки воді.

#### **Визначення потрібної кількості масла**

При експлуатації ГПА виникають втрати, які необхідно враховувати при визначенні потрібної кількості масла для їх поповнення.

Ці втрати виникають при:

— витіканнях через ущільнення нагнітача, сальники насосів тощо (приймають 0,1—0,2 % за добу від ємності масляної системи);

— випарюванні масла з газовідділювача, маслобака, картера (0,1—0,2 % за добу від ємності масляної сис-

Таблиця 3.29

**Об'єм масляної системи ГПА**

Тип ГПЛ	ГП-750-6	ГП-6-750	ГПН-6	ГПАЦ-6,3
1	2	3	4	5
<b>Об'єм масляної системи, м<sup>3</sup>, м. с.</b>	<b>8,0</b>	<b>14,0</b>	<b>14,0</b>	<b>1,12</b>

ПН-9-750	ГТК-10	ГТК-16
6	7	8
<b>8,0</b>	<b>8,0</b>	<b>24,0</b>

ГТК-25	ГТК-10И	ГТК-25И	Центавр	Коберра-182	10КНА	ГПА з електроприводом
9	10	11	12	13	14	15
<b>12,0</b>	<b>6,5</b>	<b>8,5</b>	<b>1,0</b>	<b>0,27</b>	<b>1,0</b>	<b>2,4</b>

— при вигорянш масла в зоні високих температур (0,15—0,25 % за добу від ємності масляної системи). При електроприводі цей вид втрат не враховується.

Таким чином загальні втрати масла за добу становлять:

$$A_{\Sigma} = 0,35 - 0,65 \quad \%$$

Об'єм масляної системи наведений у таблиці 3.29.

Приклад 3.23

Визначити потрібну кількість масла для КС із газотурбінним приводом ГТ-750-6 (два агрегати).

Визначаємо втрати масла на один агрегат:

де  $A_{\Sigma}$  — загальні втрати масла за добу в частках одиниці.

$$0_{\Sigma} = 0,005 \cdot 8,0 \cdot 875,7 = 35 \text{ кг/добу};$$

(густина масла  $\rho^{\text{м}} = 875,7 \text{ кг/м}^3$ )

35

або  $\hat{=} "24" = 146 \text{ кг/маш.год}$ , що в межах норми.

Втрати масла за добу при роботі двох агрегатів:

$$20M = C7M \cdot \text{л} = 35 \cdot 2 = 70 \text{ кг/добу}.$$

Запас масла на КС забезпечить роботу обладнання протягом трьох місяців (90 діб).

$$C_{\text{заг}} = 70 \cdot 90 = 6300 \text{ кг}.$$

З урахуванням витрат масла на допоміжне обладнання запас масла становитиме:

$$0 = 6300 \cdot 1,2 = 7560 \text{ кг},$$

де 1,2— коефіцієнт урахування витрат масла на допоміжне обладнання.

Місткість резервуарів має становити:

$$V = \frac{0}{\rho \cdot i} = \frac{7560}{0,875 \cdot 0,97} \approx 9100 \text{ м}^3.$$

де  $t$  — ступінь заповнення резервуара.

Для встановлення слід прийняти резервуар, виготовлений за типовим проектом.

#### **Апарати повітряного охолодження**

Систему повітряного охолодження зумовлюють простота і зручність обслуговування, стабільність теплотехнічних характеристик, незначна потреба у воді. Ця систе-

ма застосовується для охолодження масла, води та газу, її можна застосовувати також для конденсації холодильного агента на станціях охолодження газу (СО).

Системи повітряного охолодження бувають з проміжним контуром і безпосереднього охолодження. Проміжним теплоносієм використовують воду, антифриз тощо.

Система повітряного охолодження з проміжним контуром має такі переваги:

- спрощене регулювання відбору тепла завдяки роботі АПО з включеним або виключеним вентилятором;
- має компакту систему маслопроводів;
- у зимовий період АПО постійно включені в роботу.

Система безпосереднього охолодження має такі особливості:

- так як система маслопостачання ГПА автономна, то для охолодження масла потрібний також автономний АПО. Така залежність при зупинці АПО викликає зупинку агрегату;
- при зниженні температури зовнішнього повітря відбір тепла збільшується, що може призвести до переохолодження масла.

Ефективність застосування систем ПО залежить від можливого перепаду температур між охолоджуючим повітрям і середовищем, яке охолоджується. Кількість отриманого тепла, що відводиться в систему охолодження ГПА, залежить від типу агрегату і його потужності (табл. 3.30).

Мінімальний перепад температур при охолодженні в АПО повинен становити: для води — 5—8 °К, для антифриза — 8—10 °К і для масла — 10—15 °К.

Апарати для повітряного охолодження містять: теплообмінні трубчаті секції, вентилятори, вузли регулювання, несучі конструкції.

Теплообмінні трубчаті секції мають теплообмінні трубки, камери підводу і відводу охолоджуваного середовища і несучі рами жорсткості.

З метою збільшення тепловіддачі в апаратах використовується оребрення труб. Ступінь оребрення характеризується коефіцієнтом оребрення, тобто відношенням повної зовнішньої поверхні труби, яка містить поверхню ребер, до зовнішньої поверхні гладкої труби.

$$\langle i \rangle = \frac{F_{\text{ребер}}}{F_{\text{труби}}}, \quad (3.128)$$

Таблиця 3.30

Кількість тепла, яке відводиться в систему охолодження ГПА

Параметри	Одиниці виміру	Поршневі ГПА					Газотурбінні ГПА			Електроприводні ГПА			
		10ГК	ЮПСН	МК-8	МК-10	ДР-12	ГТ-750-6	ГТК-10	ГТК-25	СТД 4000	СТД 6300	СТД 10 000	стд 12 500
1	2	3	4	5	6	7	8	9 *	10	11	12	13	14
Потужність	кВт	736	1100	2100	2500	5520	6000	10 000	25 000	4000	6300	10 000	12 500
Частота обертання вала	об./хв	3000	300	300	300	330	5600	4800	3700	3000	3000	3000	3000
Кількість тепла, яке відводиться від силових циліндрів	кДж-10 <sup>3</sup>	2,76	3,14	2,93	3,27	9,17	—	—	—	0,21/ 0,38	0,42/ 0,54	0,42/ 0,80	0,42/ 0,92
Кількість тепла, що відводиться від наддувного повітря	»	—	0,50	0,63	0,46	3,47	—	—	—	—	—	—	—
Загальна кількість тепла	»	3,43	5,02	4,61	4,78	16,16	1,88	1,67	2,09	0,59	0,96	1,22	1,34

Примітка: В електроприводних ГПА в чисельнику — кількість тепла, яке відводиться від масла; в знаменнику — від елементів статора і ротора

Тип апарата	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
АВМ, АВГ АВЗ-Д	4/1; 4/1, 00	1 1 3 8 В. я 5 0 0™	3 8 М -Б. N3 (О м ю до 00	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0

Таблиця 3.33

## Характеристика АПО

Тип апарата	Кількість рядів труб	Поверхня теплообміну по ребренто, м <sup>2</sup>		Номінальна продуктивність вентилятора, ІОЛг/год	
			< p - 14,6	p = 9	>> 14,6
АВМ	4	105	150	24,0	21,7
	6	160	225	21,7	19,0
	8	210	300	19,8	16,5
АВГ	4	875	1250	250,0	230,0
	6	1320	1870	230,0	210,0
	8	1740	2500	210,0	180,0
АВЗ	4	3540	5000	320,0	305,0
	6	5300	7600	310,0	290,0
	8	7000	10 200	300,0	280,0

Таблиця 3.34

Площі поперечних перерізів одноходових апаратів, 10<sup>-3</sup> м<sup>2</sup>

Кількість рядів труб	Внутрішній діаметр, мм	АВМ		АВГ		АВЗ	
		p - 9	> - 14,6	P - 9	q> - 14,6	p - 9	IP - 14,6
4	21	32,6	28,4	97,8	85,2	196,6	170,*
	22	35,7	31,2	107,1	93,6	214,2	187,2
6	21	48,8	42,6	146,4	127,8	292,6	255,6
	22	53,6	46,8	160,8	140,1	321,6	280,8
8	21	65,1	56,8	195,3	170,4	390,6	340,8
	22	71,5	62,3	214,5	186,4	429,0	373,8

Характеристика АПО наведена в таблиці 3.33.

Площі поперечних перерізів одноходових апаратів наведені в таблиці 3.34.

Розрахунок АПО аналогічний розрахунку водяного охолодження.

Тепловий баланс повітряного охолоджувача визначається:

$$Q = G \cdot (i_1 - i_2) = \epsilon_{ПОВ} \cdot (C \cdot T_{в'ов} - C \cdot t_{оє}), \quad (3.131)$$

де  $i_1, i_2$  — ентальпія масла на вході і виході з холодильника, кДж/кг (табл. 3.35).

Таблиця 3.35

## Значення ентальпій масла

Температура масла, °К	319	321	323	325	327	329	331
Ентальпія масла, кДж/кг	85,58	89,47	93,41	97,34	101,28	105,21	109,19

333	335	337	339	341
113,17	117,19	121,17	125,17	129,25

Таблиця 3.36

## Теплофізичні параметри повітря

Температура повітря, °К	Густина повітря, $\rho^0$	Теплоємність повітря, $C_p$ кДж/кгК	Коефіцієнт теплопровідності, $\lambda$ Вт/мград	Коефіцієнт кінематичної в'язкості, $\nu \cdot 10^{-6}$ м <sup>2</sup> /с	Критерій Прандтля, $Pr$
273	1,2930	1,005	0,0243	13,30	0,714
293	1,2045	1,005	0,0257	15,11	0,713
313	1,1265	1,009	0,0271	16,97	0,711
339	1,0595	1,009	0,0285	18,90	0,709
353	0,9998	1,009	0,0299	20,94	0,708
373	0,9458	1,013	0,0314	23,06	0,704

$C_p$ ,  $C_p$  — теплоємність повітря при постійному тиску, при температурі на вході і виході з повітряного холодильника, кДж/кг · К (табл. 3.36).

## Приклад 3.24

Виконати розрахунок АПО масла ГТ-750-6, який складається з двох секцій, діаметр труб  $d_{\text{вн}} = 28$  мм, зовнішній діаметр оребрення  $d_{\text{з}} = 49$  мм, крок ребер  $s = 3,5$  мм, коефіцієнт оребрення  $\phi = 9$ , висота ребер  $h = 10,5$  мм.

Розрахункові температури масла і повітря:

масла: на вході  $T_{\text{вх}}^{\text{м}} = 338$  °К; на виході  $T_{\text{вих}}^{\text{м}} = 328$  °К;

повітря: на вході  $T_{\text{вх}}^{\text{п}} = 313$  °К; на виході  $T_{\text{вих}}^{\text{п}} = 321$  °К.

Розрахунок виконуємо по одній секції.

Розхід масла становитиме:

$$Q_{\text{м}} = \frac{Q}{c_p \Delta T} = 750 \text{ л/м.}$$

Секундна вагова витрата масла:

$$G_{\text{масла}} = \frac{75018 \text{ ГС} \cdot 10^9 \text{ кг/с}}{1000 \cdot 60}$$

Кількість теплоти, переданої від масла повітрю (по формулі 3.131).

$$Q = 10,9 \cdot (123,18 - 103,25) = 217 \text{ кВт};$$

$$CI = 217 \text{ 000 Вт.}$$

Витрата повітря:

$$G_{\text{повітря}} = \frac{Q}{C_p \cdot (T' - T)} = \frac{217 \cdot 10^3}{1,009 \cdot (313 - 40)} \text{ кг/с}$$

Густина повітря при початковій температурі:

$$T' = t' + 273 = 40 + 273 = 313 \text{ °К}$$

і нормальному тиску  $P = 101325 \text{ Па}$  визначається:

$$\rho = \rho_0 \cdot \frac{P}{P_0} = 1,13 \text{ кг/м}^3$$

Об'ємна витрата повітря:

$$V_{\text{повітря}} = \frac{G_{\text{повітря}}}{\rho} = 23,8 \text{ м}^3/\text{с} \text{ або } 85680 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Визначаємо перепад температур:

$$\Delta T_M = T_M - t; = 338 - 328 = 10 \text{ °К};$$

$$\Delta T_{\text{г}} = T_{\text{г}} - T_{\text{п}}; = 321 - 313 = 8 \text{ °К.}$$

Визначаємо характеристичну різницю температур (ДГ):

$$\Delta T = \sqrt{(ATM + AT)^2 - 4 \cdot P \cdot ATM \cdot AT}, \quad (3.132)$$

де  $P$  — індекс протитечії ( $\text{Я} = 0,98$ ).

$$\Delta T = (10 + 8)^2 - 4 \cdot 0,98 \cdot 10 \cdot 8 = 3,22 \text{ °К.}$$

Визначаємо більшу і меншу різницю температур:

$$t_6 = v + 0,5 \Delta T; \quad (3.133)$$

$$t_н = \epsilon - 0,5 \Delta T \quad (3.134)$$

де  $\Delta T$  — різниця середньоарифметичних температур гарячого і холодного теплоносіїв.

$$t_6 = \frac{T_{\text{н}} + T_{\text{м}}}{2} - \frac{T_{\text{н}} + T_{\text{л}}}{2}; \quad (3.135)$$

$$t_0 = \frac{338 + 328}{2} - \frac{313 + 321}{2} = 16 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$t_6 = 16 + 0,5 \cdot 3,22 = 17,61 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_{\text{м}} = 16 - 0,5 \cdot 3,22 = 14,39 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Delta T_{\text{серд.}} = \frac{17,61 - 14,39}{2} = 1,62 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

2.3.4.19.

Визначаємо загальний коефіцієнт теплопередачі від масла повітрю. Для цього приймаємо до встановлення (попередньо) 2 теплообмінники типу АВГ із поверхнею охолодження  $F = 1250 \text{ м}^2$ ; коефіцієнт оребрення  $\alpha_r = 14,6$ ; продуктивність вентилятора  $Y = 250 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$ .

Швидкість руху масла:

$$v_{\text{м}} = \frac{Y}{F \cdot \rho} = \frac{250 \cdot 10^3}{875 \cdot 85,2 \cdot 10^3} \text{ м/с},$$

де  $\rho_{\text{м}}$  — живий переріз для проходження масла,  $\text{м}^2$  (табл. 3.34).

Визначаємо число Рейнольдса:

$$Re = \frac{v_{\text{м}} \cdot d}{\nu} = \frac{0,14 \cdot 0,028}{0,47} = 266.$$

$$Nu = 0,223 (Pr)^{0,54} (Re)^{0,14} \cdot \alpha_r^{0,65}, \quad (3.136)$$

Визначаємо параметр Нусельта:

$$Nu = 0,223 (Pr)^{0,54} (Re)^{0,14} \cdot \alpha_r^{0,65}, \quad (3.136)$$

де  $d$  — діаметр зовнішньої оребреної поверхні, м;

$\Delta$  — крок ребра, м;

$H$  — висота ребра, м.

Коефіцієнт теплопередачі від масла стінці:

$$\alpha_2 = \frac{Nu}{d} = \frac{259}{0,028} = 9250 \text{ Вт/м}^2 \cdot ^\circ\text{C}. \quad (3.137)$$

Визначаємо коефіцієнт теплопередачі від зовнішньої поверхні повітрю.



Швидкість повітря приймаємо  $v_B = 9,8$  м/с

\* - - & 3 і Г -

$$N = 0,223 \cdot 26780 \cdot \dots \cdot (\dots) \cdot (\dots) = 164;$$

$$a, = 164 \cdot \dots = 89,7 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°К};$$

$$a, \quad a^2 \quad \text{Я}^2 \quad a, \quad a^2$$

$$K = \frac{\dots}{\dots} = 6,6 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{°К}.$$

Поверхня нагріву однієї секції:

$$K \cdot L_{\text{середн.}} \quad 6,6 \cdot 16,2$$

Приймаємо 2 апарати типу АВГ із кількістю рядів труб 4:

$$чр = 14,6; \quad P = 250 \text{ м}^2.$$

### **Станція охолодження газу (СО)**

Одним із способів підвищення продуктивності магістрального газопроводу є охолодження газу.

Цілорічне охолодження газу до температур ґрунту може бути досягнуто завдяки застосуванню натурального і штучного охолодження за допомогою АПО за рахунок різниці температур повітря влітку та взимку.

Вибір параметрів охолодження газу виконується за допомогою комплексних гідравлічних і теплових розрахунків режимів роботи газопроводу. До складу низькотемпературного газопроводу входять головна станція охолодження (ГСО) і ряд проміжних станцій охолодження (СО).

Проміжні і головні СО відрізняються тільки витраченою потужністю і холодопродуктивністю. Для охолодження газу застосовують дві системи — однорідну (з викорис-

танням тільки АПО) і неоднорідну (із запровадженням холодильних машин), що працюють паралельно на виході газу з КС. У системах із холодильними машинами використовують поршневі аміачні або пропанові холодильні агрегати ДАО-750 або АО-1200, гвинтові аміачні компресори ХВ-3400, турбокомпресорні агрегати АТКА-545, газомотокомпресори 10ГКН або МК-8.

### **Система вентиляції**

Для створення безпечних умов праці всі виробничі приміщення повинні провітрюватись, а також мати вентиляційні пристрої.

Вентиляція буває природна, механічна і змішана.

На людський організм діє ряд шкідливих факторів: надмірне тепло, надмірне вологовиділення, шкідливі виділення в цехах та інших об'єктах КЦ.

Для людського організму теплове відчуття визначається сукупною дією температури, відносної вологи, швидкості повітря навколо тіла. У виробничих приміщеннях на організм людини діють фактори, пов'язані з технологічним процесом, при якому можуть виділятися шкідливі домішки.

Джерелом виділення тепла в компресорних цехах є ГПА, сонячна радіація. Кількість тепла, яке виділяється, Дж, можна визначити по формулі:

$$Q^{\wedge} = 860 \cdot M_{\Phi} \cdot U, \quad (3.139)$$

де 860 — тепловий еквівалент роботи;

$M_{\Phi}$  — номінальна потужність ГПА, кВт.

Коефіцієнт  $U^*$  визначається по формулі:

$$U_i^* = U_1^* + U_2^* + U_3^* + U_4^*, \quad (3.140)$$

де  $U_i^*$  — коефіцієнт використання встановленої потужності

$$(U_1^* = 0,85);$$

$U_2^*$  — коефіцієнт завантаження:

$$(U_2^* = 0,85);$$

$U_3^*$  — коефіцієнт одночасності роботи:

$$(U_3^* = 0,5 + 1,0);$$

$U_4^*$  — коефіцієнт асиміляції тепла повітрям:

$$(U_4^* = 0,1 - 1,0).$$

У теплий період року, починаючи з 283 °К, необхідно враховувати надходження в приміщення тепла з навколишнього середовища.

Дана кількість тепла визначається по формулах: для заскленої поверхні (3.141) і для покриття (3.142):

$$\Phi_{\text{заскл.}} = P_{\text{заскл.}} \cdot \alpha_{\text{заскл.}} \cdot K_{\text{з}}^{\text{х}} \quad (3.141)$$

$$\Phi_{\text{покр.}} = P_{\text{покр.}} \cdot \alpha_{\text{покр.}} \cdot \gamma_{\text{огр.}} \quad (3.142)$$

де  $\alpha_{\text{заскл.}}$ ,  $\alpha_{\text{покр.}}$  — відповідно поверхня засклення і поверхня покриття, м<sup>2</sup>;

$\gamma_{\text{заскл.}}$  — сонячна радіація через 1 м<sup>2</sup> поверхні засклення, яка залежить від її орієнтації по сторонах світу (табличні дані);

$\gamma_{\text{покр.}}$  — сонячна радіація через покриття, яка залежить від географічної широти і типу влаштування покриття.

При плоскому безгорищному покритті приймається:

Широта, град.	35°	45°	55°	65°
γ <sub>покр.</sub> Вт/м <sup>2</sup>	23,3	21,0	17,4	14,0

При покритті з горищем для всіх широт:

$$\gamma_{\text{покр.}} = 5,8 \text{ Вт/м}^2.$$

$\alpha_{\text{заскл.}}$  — коефіцієнт, який залежить від характеристики засклення (табл. 3.37).

$\alpha_{\text{покр.}}$  — коефіцієнт теплопередачі покриття.

Для бетонних перекриттів  $\alpha_{\text{покр.}} = 8$ .

Тепловиділення у зв'язку з інфільтрацією повітря звичайно виникає влітку. У даному випадку кількість тепла визначають по формулі:

$$Q_{\text{інф.}} = C (T - T_{\text{вн}}) \quad (3.143)$$

де  $Q_{\text{інф.}}$  — кількість повітря, яке інфільтрується, кг/год;

$C$  — питома теплоємність повітря, Дж/кг · град.;

$T$  — температура зовнішнього повітря, °К;

$T_{\text{вн}}$  — температура повітря в приміщенні, °К.

Кількість повітря, яке інфільтрується через 1 м довжини щілини залежно від швидкості вітру, наведена в таблиці 3.38.

Сумарне надходження тепла визначається:

Таблиця 3.37

Характеристика застосування

$$+ \text{зпок.} + \text{кп.} \quad (3.144)$$

Визначення кількості газів (парів), що виділяються через нещільності, виконуємо по формулі М. М. Репіна, кг/год:

$$Q = \frac{M}{t} \cdot X \quad (3.145)$$

де  $K_1$  — коефіцієнт запасу, який приймається залежно від стану апаратури ( $K_1 = 1 - 2$ );

$K_2$  — коефіцієнт, який залежить від тиску газів в апаратурі ( $K_2 = 0,121 - 0,37$ );

$V$  — внутрішній об'єм апаратури, м<sup>3</sup>;

$M$  — молекулярна вага газу;

$T$  — абсолютна температура газу в апараті, °К.

Потрібна кількість повітря для видалення шкідливих виділень визначається:

$$B = \quad (3.146)$$

де  $B$  — необхідний повітрообмін;

$z$  — кількість шкідливостей, які виділяються в приміщенні;

$z^2$  — допустимий вміст даного виду шкідливостей у повітрі приміщення;

$$z^2 = 0,0002 \text{ кг/м}^3 \quad [7]$$

$z$  — вміст даної шкідливості в одиниці зовнішнього (приточного) повітря.

Таблиця 3.38

Кількість інфільтруючого повітря, кг/год

Перепльоти	Швидкість вітру, м/с				
	до 1	2	3	4	5
Металеві одинарні з шириною щілини притвору — 1 мм	2,5	3,9	4,8	5,5	7,5
Дерев'яні одинарні з шириною щілини притвору — 1,5 мм	5,6	9,1	11,2	12,6	17,5

Повітрообмін, кг/год, при умові видалення з приміщення надмірного тепла, визначається:

$$Q_{\text{адм}} = \frac{Q_{\text{вж.}} - Q_{\text{прит.}}}{\rho_{\text{вж.}} - \rho_{\text{прит.}}} \quad (3.147)$$

де  $Q_{\text{адм}}$  — надмірне тепло, що відводиться з приміщення, Дж;

$c$  — питома теплоємність повітря, Дж/кг · °К;

$T_{\text{вж.}}$ ,  $T_{\text{прит.}}$  — відповідно температури повітря, що виходить, і приточного повітря, °К.

$$Q_{\text{адм}} = Q_{\text{вж.}} - Q_{\text{прит.}} \quad (3-148)$$

Температура повітря, що виходить із приміщення, визначається по формулі:

$$T_{\text{вж.}} = T_{\text{р.з.}} - (K + \Phi) \cdot (H - 2), \quad (3.149)$$

де  $T_{\text{р.з.}}$  — температура в робочій зоні (на висоті 2 м від підлоги), °К;

$K$  — температурний градієнт (для гарячих цехів  $K = 1,0$ ; для приміщень невеликої висоти  $K = 0,2$ );

$H$  — вертикальна відстань від підлоги до середини витяжного отвору, м;

$\Phi$  — коефіцієнт, який враховує вологість повітря ( $\Phi = 0,5 - M, 0$ ).

$$Q_{\text{вж.}} = c \cdot m_{\text{вж.}} \cdot (T_{\text{вж.}} - T_{\text{пр.}}) \quad (3.150)$$

де  $T_{\text{р.з.}}$  і  $T_{\text{пр.}}$  — відповідно температура в робочій зоні і температура приточного повітря, °К-

Для визначення потрібної якості повітряного середовища необхідно здійснити вентиляцію повітря. Вибір способу вентиляції визначається техніко-економічними розрахунками.

В основному механічні вентиляційні пристрої складаються з компресорів і повітроводів. Розрахунок повітроводів полягає у визначенні розмірів перерізу і втрат тиску в них.

Втрати тиску в повітроводі визначаються по формулі:

$$P_{\text{терт.}} = K \cdot \rho_{\text{вж.}} \cdot \frac{L}{2} \cdot (v_{\text{вж.}}^2 + v_{\text{пр.}}^2) \cdot 9,8 \text{ Па}, \quad (3.151)$$

де  $K$  — коефіцієнт опору тертя;

$L$  — довжина повітроводу, м;

( $i$  — діаметр повітроводу, м;  
 $W$  — швидкість повітря, м<sup>а</sup>/с;  
 $V$  — об'ємна вага повітря, кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma = 1,205 \text{ кг/м}^3 \text{ при } T = 293^\circ\text{K}.$$

$\Sigma E$  — сума коефіцієнтів місцевого опору.

### Приклад 3.25

Виконати розрахунок вентиляції КД із газотурбінним приводом ГТ-750-6 у кількості двох агрегатів потужністю  $N = 6000$  кВт кожний. Питома теплоємність повітря  $C = 1,005$  кДж/кг ° град. Втрати тепла в навколишнє середовище приймаємо:  $Q_{\text{втр}} = 30,3 \cdot 10^3$  кДж  $R_{\text{заскл}} = 80$  м<sup>2</sup>;  $L_{\text{юкр}} = 72$  м<sup>2</sup>. Швидкість вітру 3 м/с. Переплъоти дерев'яні одинарні. Довжина щілин 44,5 м. Географічна широта 45 град. Родовище Вуктильське.  $T_{\text{р.з.}} = 303^\circ\text{K}$  -

Визначаємо загальну кількість тепла від агрегатів по формулі 3.140:

$$V = 0,85 + 0,85 + 1,0 + 0,2 = 2,9;$$

$$Q_{\text{втр}} = 860 \cdot 12\,000 \cdot 2,9 \cdot 4,1868 = 125,3 \cdot 10^3 \text{ кДж}.$$

Визначаємо тепло від сонячної радіації по формулах 3.142; 3.143; 3.144; 3.145; 3.149:

$$Q_{\text{заскл.}} = 80 \cdot 42,0 \cdot 1,163 \cdot 0,8 = 3126 \text{ Дж} = 3,1 \text{ кДж};$$

$$Q_{\text{люкр}} = 72 \cdot 21 \cdot 8 = 12096 \text{ Дж} = 12,1 \text{ кДж};$$

$$Q_{\text{інф}} = 500 \cdot 1,005 \cdot (298 - 289) = 4522,5 \text{ Дж} = 4,5 \text{ кДж};$$

$$Q_{\text{суи.}} = 125,3 \cdot 10^3 + 0,0031 \cdot 10^3 + 0,012 \cdot 10^3 +$$

$$+ 0,0045 \cdot 10^3 = 125,4 \cdot 10^3 \text{ кДж};$$

$$Q_{\text{адч}} = 125,4 \cdot 10^3 - 30,3 \cdot 10^3 = 95,1 \cdot 10^3 \text{ кДж}.$$

Середня молекулярна вага суміші газів даного родовища визначається по формулі:

$$M_{\text{среди.}} = \frac{1750}{\dots} \cdot \dots$$

де  $V_1, V_2, V_n$  — мольні концентрації компонентів, %;  
 $M_1, M_2, M_n$  — молекулярні маси компонентів.

$$M_{\text{среди.}} = \frac{1200 + 264,6 + 171,6 + 104,4 + 461,8 + 120,4}{\dots}$$

Кількість газів, що виділяються, визначається:

$$(3 = 1,57 \cdot 0,37 \cdot 54 - \text{у} / - \text{Ці} = 8,8 \text{ кг/год},$$

де  $54 \text{ м}^3$  — приблизний внутрішній об'єм ГТУ.

Визначаємо повітрообмін при видаленні надлишкового тепла по формулі 3.148:

$$\Gamma_{\text{внх}} = 303 \cdot 1 + 0,6 \cdot (4 - 2) = 304,2 \text{ }^\circ\text{К};$$

$$\Gamma = \frac{95,1 \cdot 10^3}{1,005 \cdot (303 - 293) \cdot 1,293} \approx 318 \text{ м}^3$$

Потрібна кількість повітря для видалення шкідливих виділень:

$$\Gamma_{\text{до}} = 44000 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Потрібна кількість повітря:

$$\Gamma_{\text{заг}} = 7318 + 44000 = 51542 \text{ м}^3 / \text{год}.$$

Виходячи з розмірів приміщення КЦ, об'єм якого становить  $\text{ККЦ} = 4520 \text{ м}^3$ , визначаємо кратність повітрозбірника:

$$K = \frac{\Gamma_{\text{заг}}}{\text{ККЦ}} = \frac{51542}{4520} = 11,4$$

Приймаємо  $K = 12$ .

#### *Розрахунок повітроводів*

Діаметр повітроводу підбираємо за рекомендованим розмірним рядом:

$$d_i = 1000 \text{ мм}.$$

Довжина повітроводу 30 м.

$$L = 3,5.$$

Повітровід має 4 вітки.

Визначаємо секундну витрату повітря в одній вітці,  $\text{м}^3 / \text{с}$ :

$$\Gamma_{\text{в}} = \frac{\Gamma_{\text{заг}}}{4} = \frac{51542}{4} = 12885,5 \text{ м}^3 / \text{с};$$

$$q_{\text{с}} = \frac{\Gamma_{\text{в}}}{3600} = \frac{12885,5}{3600} = 3,58 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Фактична швидкість руху повітря:

$$v = \frac{4 \cdot \sqrt{C}}{\pi a^2} = \frac{4 \cdot 3,6}{3,14 \cdot 1,0^2} = 4,58 \text{ м/с.}$$

Допускається швидкість до 10–12 м/с.  
Визначаємо режим руху повітря однієї вітки:

$$\frac{v}{\text{м/с}} = \frac{4,58 - 1,0}{0,000015} = \frac{0,017 \cdot 10^6}{305 \cdot 333,3}$$

Визначаємо коефіцієнт гідравлічного опору:

$$\lambda = 3 \left( \frac{e}{D} + \frac{K}{D} \right) \quad (3-153)$$

де  $e$  — відносна шорсткість

$$e = \frac{K}{D} = \frac{150 \cdot 10^{-3}}{0,000015}$$

$K$  — абсолютна шорсткість, мм (приймаємо за табличними даними);

$$\lambda = 0,1 \left( 0,00015 + \frac{1}{D} \right) \cdot 10^6 = 0,01$$

Втрати тиску у повітроводі визначаються по формулі 3.152.

$$p = \left( \rho \cdot v^2 \cdot \lambda \cdot L + \rho \cdot g \cdot h \right) \cdot 10^3 = \left( 1,2 \cdot 4,58^2 \cdot 0,01 \cdot 5 + 1,2 \cdot 9,8 \cdot 0,3 \right) \cdot 10^3 = 78,4 \text{ Па.}$$

За значеннями потрібної кількості повітря і втратах тиску підбираємо вентилятори відцентрові Ц4-70 № 16 у кількості двох штук (один резервний) продуктивністю  $Q = 55,0 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$  із тиском  $P = 220 \text{ Па}$ .

Окружна швидкість  $U = 25 \text{ м/с}$ ,  $\omega = 70 \text{ рад/с}$ .

### 3.12. ІСНУЮЧІ МЕТОДИ ДІАГНОСТИКИ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ І КОНЦЕПЦІЯ ЇЇ РОЗВИТКУ

Згідно визначення, даного в ДСТУ 20911-80, під технічною діагностикою розуміється галузь знань, що досліджує технічний стан об'єктів діагностування і прояви технічних станів, яка розробляє методи їх визначення,



а також принципи побудови й організацію використання систем діагностування. Головними завданнями технічної діагностики є попередження, пошук і локалізація аварійних станів елементів трубопровідних систем. Надійність роботи газопроводів залежить не тільки від кількості аварійних ситуацій, але і від того, як конструктивно й організаційно забезпечуються швидке знаходження і локалізація несправності, визначення причин їх появи і прогнозування фактичного стану агрегатів, лінійної частини й обладнання як у період нормальної експлуатації, так і в аварійних ситуаціях. Для успішного вирішення завдань, зв'язаних із підвищенням надійності роботи газопроводів, необхідно розробляти і впроваджувати в практику нові засоби технічної діагностики, що дають змогу визначити стан елементів газопроводів без розбирання їх, шляхом вимірювання об'єктивних характеристик (тиску, температури, вібрації, напруженого стану, частоти обертання, пропускної здатності та ін.). Це дозволить значно зменшити обсяг робіт по технічному обслуговуванню і ремонту обладнання та цілих технологічних установок.

Застосування методів регулярної діагностики обладнання дає змогу зменшити розхід запасних частин, вартості проміжних ремонтів (завдяки точнішому знанню технічного стану об'єкта і збільшенню міжремонтного періоду), розхід палива, розмір фонду оплати праці, зменшити робочий парк машин і технологічних установок (насосних агрегатів, компресорів та ін.).

Діагностування включає три послідовних етапи: вимірювання, аналіз і прийняття рішення. Діагностика трубопровідних систем у даний час має принципово важливе значення в зв'язку з тим, що вона стає головним джерелом інформації про її технічний стан та про ті процеси, що проходять у ній — стан корозійних пошкоджень, стан вібрації, наявність тріщин у конструкції, інші дані. Роль діагностики безперервно зростає у міру розробки і впровадження автоматизованих систем управління (АСУ) трубопровідним транспортом. Характерною рисою діагностичного процесу є аналіз стану трубопровідної системи, що дає змогу уточнити і локалізувати місце аварії чи окремої ділянки (елементу) системи, що знаходяться в аварійному стані. Оцінка проміжного стану системи в різні моменти часу дає змогу встановити, які параметри, що характеризують працездатність систем або окремих її елементів, наближаються до межі допуску, визначити

динаміку їх зміни, що викликані в більшості випадків зносом або старінням, та звернути увагу на ті елементи, які найбільше піддалися таким змінам. На основі оцінки проміжного технічного стану трубопровідної системи прогнозується довговічність її роботи, визначаються оптимальні строки її ремонту й обслуговування. Це необхідно для визначення об'єму і структури ремонтних циклів та інтервалів між перевірками обладнання.

Надійна робота трубопроводу, що включає лінійну частину, агрегати і вузли компресорних та газорозподільних станцій, повинна забезпечуватися на всіх етапах його створення:

1. На стадії проектування, коли проходить, вибір конструкції вузлів, систем, труб, арматури й обладнання.

2. На стадії підготовки виробництва і будівництва трубопроводу, яка є найбільш відповідальною в процесі створення трубопроводу. На цій стадії мають бути виконані роботи по контролю якості труб, дефектів монтажу, зварювання та антикорозійної ізоляції, повинні бути одержані всі необхідні дані для майбутньої оцінки ресурсу трубопроводу.

3. Великий обсяг роботи треба виконати під час експлуатації трубопроводів.

Зміщення ґрунтів, корозія металу труб, зміна температури ґрунту і продукту, що транспортується, «старіння» металу труб і цілих вузлів — все це значно впливає на працездатність труб, агрегатів, установок.

Однією з найважливіших операцій на цьому етапі повинна бути оцінка залишкового ресурсу труб лінійної частини, окремих вузлів і агрегатів на трубопроводі.

4. Велике значення для забезпечення надійності трубопроводу має якість виконання ремонтно-відновлювальних робіт (технологія монтажу, якість зварювання та ізоляційного покриття, технологія засипки відремонтованої ділянки та ін.).

5. Кінцевою частиною системи забезпечення безпечної експлуатації трубопровідного транспорту повинна бути автоматична система виявлення і попередження аварійних ситуацій. Завдання цієї системи — своєчасно виявити аварійно-небезпечну ділянку, визначити ступінь небезпечки ситуації, що склалася, дати можливість перекрити аварійну ділянку, забезпечити подачу продукту по інших ділянках на час ліквідації аварійної ситуації.

Поняття діагностика і дефектоскопія трубопроводу є різним за своєю суттю. Дефектоскопія тільки знаходить

дефекти, а під діагностикою розуміють оцінку із заданою величиною ймовірності стану конструкції (об'єкта) за основними ознаками, що характеризують можливість її функціонування (експлуатації).

#### *А. Напрями в діагностиці*

На даний час склалися і незалежно одна від однієї розвиваються два напрями технічної діагностики:

перший напрям — за непрямыми (побічними) ознаками;

другий напрям — діагностика прямими методами.

У першому випадку рішення про стан трубопроводу приймається групою експертів за деякими побічними ознаками, отриманими в процесі його експлуатації:

— зменшення товщини стінки труб;  
— відсутність або негативний вплив катодної поляризації;

— стан ізоляційного покриття і величина корозійних пошкоджень металу труб;

— зміщення ґрунтів і зміна геометрії труби;

— стабільність тиску в трубопроводі та інші характеристики, кожна з яких або їх сукупність не дають змоги прийняти рішення про стан трубопроводу.

При цьому рішення приймається групою експертів із певним ступенем достовірності і вона буде невисокою, в середньому на рівні 5-10 %.

У другому випадку оцінка стану трубопроводу виконується на основі аналізу й обробки наявної інформації з діючого об'єкта, яка дозволяє приймати рішення, використовуючи математичні і фізичні моделі, що оцінюють працездатність трубопроводу. До таких моделей відносяться:

— загальні теорії миттєвої міцності, куди входять дані про напружений стан (деформований) ділянки трубопроводу, характеристика його геометрії та матеріалу сталі труб;

— моделі механіки руйнування, що передбачають необхідність вимірювання напруженого стану труб у місцях дефектів, конфігурації дефектів і їх орієнтації, знання механічних характеристик матеріалу поблизу дефекту;

— моделі квантової механіки руйнування, коли інтегральні ознаки утворення осередків руйнування і їх розвиток (наприклад, пружні хвилі деформацій, що відповіда-

ють руйнуванню) можуть бути зафіксовані і розшифровані.

Точність оцінки стану трубопроводу в наведених двох випадках (моделях) набагато вища, але і тут вона не перевищить 80—85 %.

### ***Б. Способи отримання інформації для діагностики трубопроводу***

У трубопровідному транспорті є два основних способи отримання інформації для діагностики.

а) внутрішній, коли всередині трубопроводу пропускаються спеціальні установки (лайналоги), які мають відповідну вимірювальну апаратуру і які видають необхідну інформацію для спрацювання тієї чи іншої моделі, що описує процес руйнування матеріалу труби; але, на жаль, у даний час на цих установках немає приладів, які б давали можливість приймати рішення, використовуючи методи прямого діагностування. При такому способі найбільш надійно виконується вимірювання лише товщини стінки труб — важливого, але недостатнього параметру для прийняття прямого рішення про стан трубопроводу.

У майбутньому планується вимірювання відхилення осі трубопроводу від проектного положення, що дасть після перерозрахунку значення діючого в трубі напруження. Але ці розрахунки будуть неточними, так як із часом у трубопроводі протікають релаксаційні процеси, через що дані розрахунку можуть бути нереальними. Необхідні прямі методи вимірювання напруження. Планується оснащення таких установок (лайналогів) апаратурою для вимірювання наявності і розмірів тріщин. Невеликий досвід застосування такого способу діагностування в Росії, Англії, Німеччині, Канаді показав, що чутливість його ще недостатня для повноцінної оцінки реального стану трубопроводу і прогнозування надійності його функціонування. Внутрішній спосіб діагностики має такі недоліки:

— велика вартість діагностування (2-<sup>3</sup> тис. доларів США за 1 км);

— спосіб непридатний для діагностування трубопроводів малих діаметрів (менше 400 мм) і трубопроводів, що побудовані за нормами проектування до 1970 року, які не обладнані спеціальними вузлами пуску і прийому очисних пристроїв;

— на період пропуску лайнолога необхідно обмежувати (зменшувати) обсяг транспортування продукту, так як

максимально дозволена швидкість його руху по трубопроводу не повинна перевищувати 4 м/сек;

б) зовнішній спосіб, при якому обладнання працює у сприятливіших умовах, ніж внутрішньотрубне. Але за цим способом важко проводити вимірювання на підземних ділянках трубопроводів. В окремих випадках, при спеціальному розкопуванні невеликих ділянок трубопроводу, цей спосіб може застосовуватись і для підземних трубопроводів.

При цьому способі діагностики можуть бути використані набори приладів або апаратури для виконання прямих вимірювань. Сюди відносяться прилади для вимірювання напруженого стану (магнітні на основі ефекту Баркгаузена, ультразвуку), апаратура для виявлення дефектів (акустико-емісійна, ультразвукова, рентгенівська), апаратура для оцінки стану об'єкта (акустико-емісійна). Найбільш готовою для застосування при технічній діагностиці трубопроводів є апаратура акустичної емісії (АЕ), хоч методи її застосування складні і вимагають кваліфікованого підходу. Але така апаратура виготовляється серійно для будь-яких умов експлуатації, і вона проходить опрацювання на реальних газонафтоїпроводах.

Метод акустичної емісії (АЕ) ґрунтується на аналізі пружних акустичних хвиль, що генеруються матеріалом у процесі деформування і руйнування. Активні дослідження процесів деформування, пошкодження і руйнування матеріалів цим методом ведуться з другої половини ХХ століття, що пов'язано з появою і швидким розвитком неруйнівних методів контролю і діагностики, від яких метод АЕ вигідно відрізняється відсутністю зовнішнього джерела збудження, оскільки джерела АЕ знаходяться в самому матеріалі.

Для виконання вимірювань методом АЕ на ділянці трубопроводу з метою прийняття рішення про можливість дальшої експлуатації його в ІЕЗ ім. Патона НАН України розроблено і виготовлено 12-канальну апаратуру ЕМА, що монтується в мікроавтобусі та складається з:

- 8-канальної апаратури, яка приймає інформацію АЕ;
- 4-канальної апаратури, що дає змогу отримувати інформацію про зміни внутрішнього тиску, температури, напруження в матеріалі конструкції, механічні властивості матеріалу в момент проведення вимірювань;
- перетворювачів сигналів АЕ.

Обладнання і методика випробувань атестовані Держкомітетом України по стандартизації, метрології і сертифікації, погоджені з Комітетом по нагляду за охороною праці України.

Інші методи прямої оцінки—технічної діагностики труб вимагають розробки спеціальних приладів і оснащення. Для деяких із них, наприклад таких, як визначення механічних властивостей матеріалу труб без руйнування, в даний час немає пропозицій на розробку.

У майбутньому перед ученими й інженерами поставлено завдання розробки та вдосконалення вимірювальних систем, приладів і обладнання:

- для внутрішньотрубних снарядів, які б працювали у безперервному і кроковому режимах;
- зовнішніх носіїв — установлених на вертольотах, всюдиходах, супутниках.

Впровадження такого обладнання і систем повинно проходити в три етапи:

Етап 1. На цьому етапі повинні бути створені мобільні пересувні лабораторії для роботи в польових умовах, створені діагностичні центри та служби на підприємствах трубопровідного транспорту і навчені кадри.

Етап 2. На другому етапі на основі досвіду роботи пересувних лабораторій необхідно створити умови для переходу до стаціонарно змонтованих систем діагностики трубопроводів. При цьому повинні бути створені експериментальні дільниці стаціонарно контрольованих трубопроводів (довжиною по 404-50 км, 2ч-3 дільниці). Інформація від приладів-сигналізаторів повинна передаватися по радіоканалу до систем переробки інформації. Експлуатація таких систем дасть змогу розширити кількість і протяжність дослідних дільниць, підготувати перехід на стаціонарне слідування через супутники зв'язку.

Етап 3. На цьому етапі значення проміжних систем контролю буде поступово зростати за рахунок стаціонарної супутникової системи, що вступить у дію. Така система утворить автоматичну міждержавну експлуатаційно-контрольну систему з місцевими диспетчерськими пунктами, що будуть забезпечувати транспортування продуктів, ремонт дефектних і аварійно небезпечних дільниць.

Вартість робіт по технічній діагностиці трубопровідного транспорту може досягати від 40 до 80 % вартості робіт на його будівництво залежно від складності системи.

#### *ЛІТЕРА ТУРА*

1. Инструкция по освидетельствованию, отбраковке и ремонту труб в процессе эксплуатации и капитального ремонта ЛЧ МГ.— М.: ВНИИГАЗ, 1991.
2. Дубинский Н. М. Автоматические газорегулирующие системы.— К.: Техніка, 1976.
3. Нормы времени на обслуживание и ремонт линейной части МГ.— М.: ВНИИЗГазпром, 1988.
4. Нормы расхода паст (смазок) для гидросистем запорных кранов импортного и отечественного производства.— М.: Мингазпром, 1987.
5. Справочник для оценочных гидравлических расчетов магистральных газопроводов.— К.: Союзгазпроект, 1985.
6. Волков М. М. и др. Справочник работника газовой промышленности.— М.: Недра, 1989.
7. Шишко Г. Г., Енин П. М. Учет расхода газа.— К.: Урожай, 1993.
8. Степанов О. А., Иванов В. А. Охлаждение газа и масла на компрессорных станциях.— Л.: Недра, 1982.
9. Агаркин В. М., Борисов С. Н., Кривошеин Б. Л. Справочное руководство по расчетам трубопроводов.— М.: Недра, 1987.
10. ОНТП-51-1-85."
11. Ионин Д. А., Яковлев Е. И. Современные методы диагностики магистральных газопроводов.— Л.: Недра, 1987.
12. Техническая диагностика и неразрушающий контроль.— 1992.— № 3.
13. Техническая диагностика и неразрушающий контроль.— 1994.— № 4.

## Розділ 4. РОЗПОДІЛ ГАЗУ

### 4.1. ГАЗОРОЗПОДІЛЬНІ СТАНЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

#### *Призначення й основні вузли ГРС*

Газорозподільні станції (ГРС) призначені для подачі газу населеним пунктам, промисловим підприємствам із заданим тиском і необхідним ступенем очищення й одоризації.

На ГРС високий тиск газу знижується, і він із тиском 0,3, 0,6 або 1,2 МПа надходить у розподільні мережі та газорозподільні пункти споживачів.

Основні вузли ГРС: вузол переключення, очищення, підігріву, редукування, обліку й одоризації газу.

Допоміжні вузли ГРС: будинок ГРС або шафні блоки, опалення й вентиляція, електроустаткування, захист від блискавки і пристрої електрохімзахисту, засоби зв'язку з диспетчером УМГ.

Тенденція розвитку ГРС полягає у використанні автоматизованих блочно-комплектних (БК) модулів.

Технічна характеристика БК ГРС наведена в таблиці 4.01.

Принципова схема БК автоматизованої ГРС наведена на рис. 4.01.

Вузол переключення містить вхідний і вихідний трубопроводи із запірною арматурою і з ручним та пневмогідроприводом. Передбачається байпас із двома кранами: перший по ходу — з пневмоприводом, другий — із ручним. При аварійному відключенні ГРС і неможливості відключення споживача газ подають по обводній лінії з ручним редукуванням тиску (короткочасно).

Схему вузла переключення подано на рис. 4.02.

Для захисту розподільних мереж від підвищення тиску на вихідному трубопроводі встановлюють по два запобіжних клапани типу ППК, СППК, настроєних на тиск спрацьовування, що не перевищує 10 % номінального вихідного тиску.



Технічна характеристика блочних автоматизованих ГРС

№ п/п	Показники (тип ГРС)	Енергія-1	Енергія-3	БК-ГРС-1-30	БК-ГРС-1-80	БК-ГРС-1-150	БК-ГРС-11-70	БК-ГРС-11-120	БК-ГРС-11-160	Ташкент-1	Ташкент-2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Тиск газу, МПа										
	на вході	1,2*7,5	1,2+7,5	1,2+7,5	1,2+7,5	1,2+7,5	1,2+7,5	1,2+7,5	1,2+7,5	1,2+7,5	1,2+7,5
	на виході	0,3*1,2	0,3+1,2	0,3+1,2	0,3+1,2	0,3+1,2	0,3+1,2	0,3+1,2	0,3+1,2	0,3+1,2	0,3+1,2
2	Продуктивність, м <sup>3</sup> /год										
	при $P_{тх.}$ - 0,3 МПа	10 000	2750	30 000	70 000	100 000	60 000	105 000	170 000	10 000	3000
	при $P_{вих.}$ = 1,2 МПа	38 000	11 000	66 000	154 000	220 000	132 000	231 000	374 000	38 000	11 000
3	Похибка регулювання, %										
	$P_{ви*}$ < 0,6 МПа	± 10	± 10	± 10	± 10	± 10	± 10	± 10	± 10	± 10	± 10
	$P_{ит.}$ > 0,6 МПа	± 5	± 5	± 5	± 5	± 5	± 5	± 5	± 5	± 5	± 5

Продовження табл.4.01

1	2	3	4	і	6	7	8	9	10	п	12
4	Температура навколишнього повітря, °К	233—333	233—333	233-333	233—333	233—333	233—333	233—333	233—333	233—333	233—333
5	Температура газу на вході, °К	263—293	263—293	263—293	263—293	263—293	263—293	263—293	263—293	263—293	263—293
6	Температура нагріву газу в підігрівачі при максимальній витраті, °К (мін.)	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278
7	Витрата паливного газу на підігрівач м <sup>3</sup> /год	31,0	31,0	140,0	140,0		280,0	280,0		31,0	31,0

Примітки: Блочні ГРС із двома виходами на споживача утворюються шляхом установки на спільній площадці двох блочних ГРС із одним виходом. Блочні ГРС БК-І-ГРС-70; БК-ГРС-1-120; БК-ГРС-1-80; БК-ГРС-1-150 можуть виготовлятися з двома (по 4 нитки редукування, тобто по 2 основні нитки і по 2 резервні).

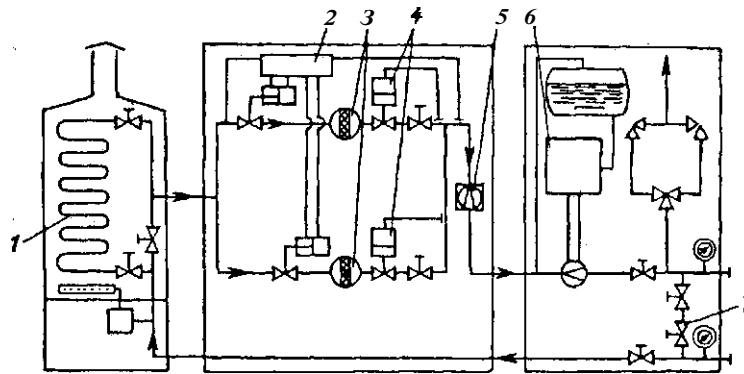


Рис. 4.01. Принципова схема блочної автоматизованої газорозподільної станції.

/ — змійовик, 2 — система захисту, 3 — фільтр, 4 — регулятор тиску, 5 — витратомір, 6 — одоризатор універсальний, 7 — байпас

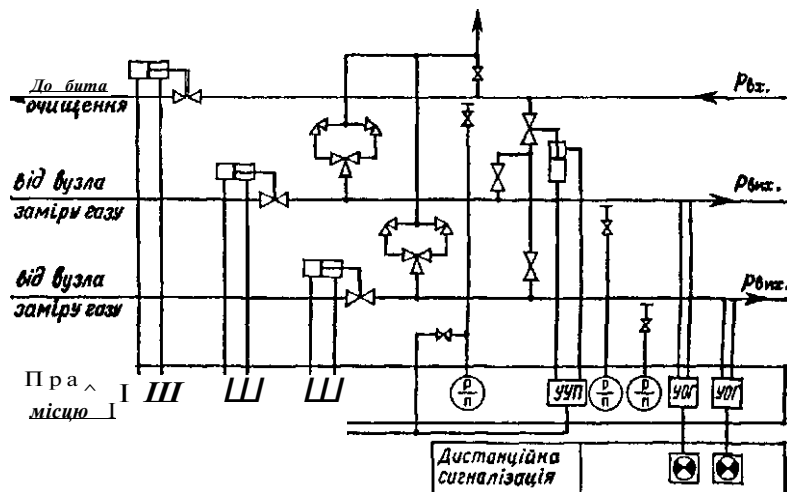


Рис. 4.02. Схема вузла переключення

На автоматизованих ГРС типу «Енергія» виробництва Фастівського заводу ГГУ (Київська область), БК-ГРС виробництва Дрогобицького механічного заводу (Львівська область) для очищення газу застосовують мультициклонні апарати відповідної продуктивності.

Характеристики масляних і циклонних пиловловлювачів подано в розділі II.

**Вузол запобігання гідратоутворення** призначений для запобігання обмерзання арматури й утворення кристалогідратів у газопровідних комунікаціях і арматурі.

Заходами запобігання гідратоутворення можуть бути:

- загальний або частковий підігрів газу;
- місцевий обігрів корпусів регуляторів тиску;
- введення метанолу в комунікації ГРС.

Підігрів повинен забезпечити температуру газу вище температури точки роси на 5-7 °К-

Доцільно застосовувати загальний підігрів газу на ГРС із продуктивністю до 70 тис. м<sup>3</sup>/годину.

У зв'язку з тим, що при експлуатації блоків підігріву газу ПГА-5 і ПГА-10 у всіх країнах СНД мала місце велика кількість аварійних ситуацій через вихід із ладу змійовиків (розриви змійовиків через перегрівання внаслідок зменшення витрати газу), тепер замість них застосовуються підігрівачі газу типу ПГ-3 і ПГ-10 конструкції Фастівського заводу ГГУ.

Схему підігрівача ПГ-10 подано на рис. 4.03.

Технічна характеристика підігрівача наведена в таблиці 4.02.

На ГРС із продуктивністю більше 70 тис. м<sup>3</sup>/год економічно вигідніше використовувати місцевий підігрів корпусів регуляторів тиску (рис. 4.04).

**Вузол редукування газу** знижує високий тиск газу і підтримує заданий тиск.

Кількість робочих і резервних ниток редукування регламентовано згідно (1). У вузлах редукування застосовують регулюючу арматуру на умовний тиск до 8 МПа:

- клапани регулюючі непрямої дії типу 25С48НЖ;
- регулятори тиску прямої дії типу РД-64, РДУ.

На ГРС частіше застосовують клапани великої продуктивності, тому що вони дають змогу швидко змінювати регульований тиск на виході клапана і мають більший вибір типорозмірів (2). Регулятори тиску типу РД-64 прямої дії простіші в експлуатації, надійніші в роботі (див. рис. 4.05). Регулятор тиску прямої дії — це дросельний пристрій, який приводиться в рух мембраною, що знаходиться під дією регульованого тиску.

Регулятор складається з регулюючого органу і мембранно-виконавчого механізму (МВМ). Регулюючий орган складається з двох сідел, закріплених у корпусі регулятора, і золотника.

У надмембранній камері регулятора редуктором типу ВР-1 утворюється постійний тиск завдання, який дорів-

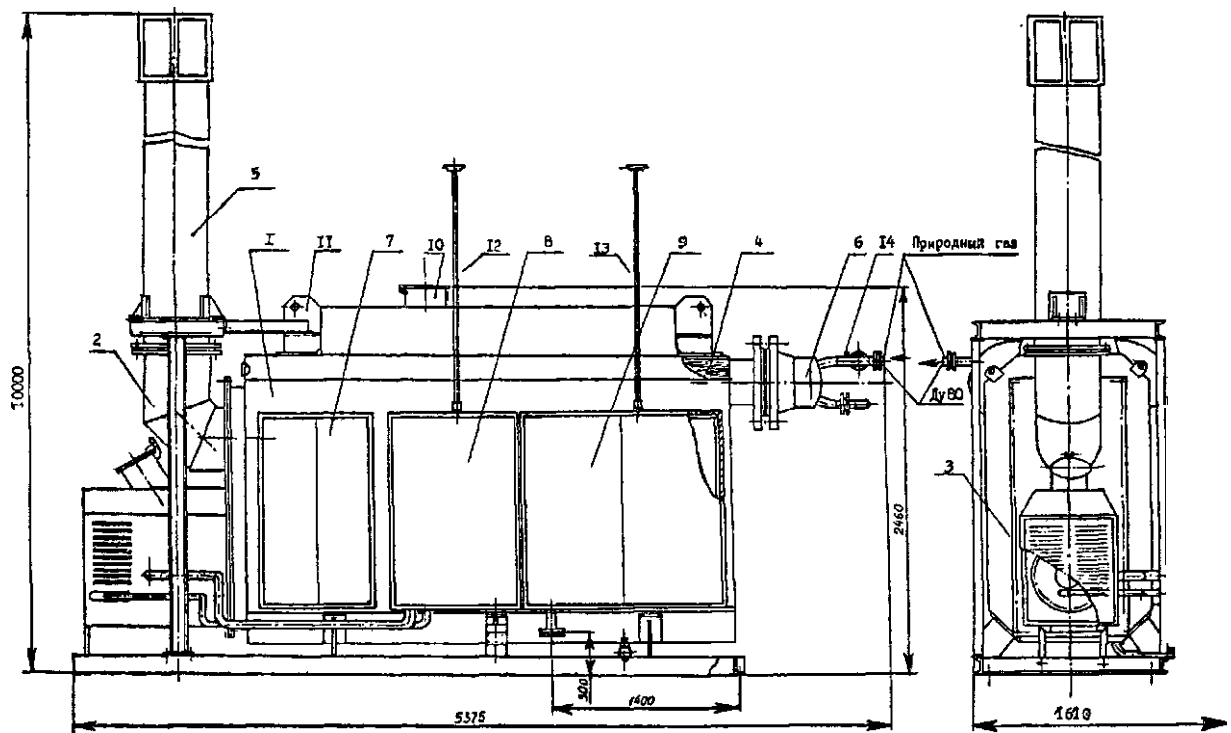


Рис. 4.03. Підігрівач ПГ—10.

1 - корпус, 2 - теплогенератор, 3 - блок пальників, 4 - теплообмінник, 5 - труба відхідних газів, 6 - роздільна камера, 7 - шафа управління, 8 - блок газової об'язки, 9 - блок газорегулюючий, 10 - люк запобіжний, 11 - серга, 12, 13 - свічка, 14 - вставка

Таблиця 4.02

## Технічна характеристика підігрівачів газу

№ п/п	Показники	Тип	
		ПГ-10	ПГ-3
1	Тиск газу на вході в підігрівач, МПа, не більше	7,35	7,35
2	Температура газу на вході в підігрівач, °К, не нижче	258	258
3	Номинальна продуктивність по газу при послідовному з'єднанні теплообмінників, м <sup>3</sup> /год	10 000	3000
4	Максимальна температура газу на виході з підігрівача при номінальній продуктивності, °К	308	308
5	Пропускна здатність підігрівача при паралельному з'єднанні теплообмінників і температурі газу на виході 288 °К, м <sup>3</sup> /год	25 000	7500
6	Номинальна витрата газу на блок пальників, м <sup>3</sup> /год	41	15
7	Номинальний тиск газу перед блоком пальників, кПа	78,5	30 - 120
8	ККД підігрівача, %, не менше	80	80
9	Розрідження в камері горіння підігрівача, Па, не менше	8	8
10	Вміст окису вуглецю в продуктах згорання у вихідному перерізі камери згорання підігрівача, %, не більше	0,05	0,05
11	Температура поверхонь підігрівача, доступних при обслуговуванні, °К, не більше	318	318
12	Рівень звуку при роботі підігрівача, дБа, не більше	80	60
13	Номинальна споживана електрична потужність, ВА, не більше	200	200
14	Маса (без теплоносія), кг, не більше	4950	3000
15	Габаритні розміри, мм:		
	довжина	5375	4300
	ширина	1610	1800
	висота (без димової труби)	2450	2500
16	Температура розчину ДЕГ при роботі, °К	368	368

ное величині заданого регульованого тиску на виході редуруючої лінії. Якщо тиск на виході регулятора стає меншим від заданого, то сила, що діє на мембрану зверху, буде більшою за силу, що діє на мембрану знизу, і золотник переміщається вниз. Прохідний переріз регулятора при цьому збільшується, і тиск на виході знову відновлюється до заданого значення.

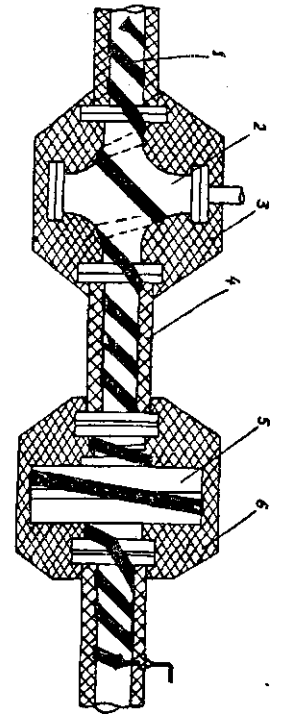


Рис. 4.04. Пристрій підігрівання регуляторів тиску ПРС.  
1 — нагрівач ЕНГЛВ, 2 — регулятор тиску РДУ-100, 3 — термодіагностичний кожух регулятора РДУ-100, 4 — термодіагностичний кожух регулятора РДПР, 5 — регулятор тиску РДПР, 6 — термодіагностичний кожух регулятора РДПР.

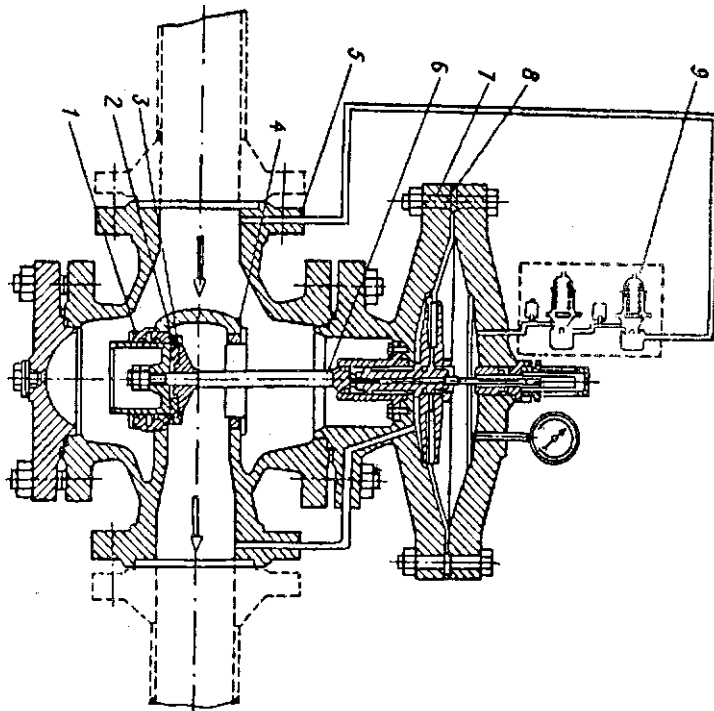


Рис. 4.05. Регулятор тиску газу прямої дії типу РД.  
1 — sleeve, 2 — діафрагма, 3 — клапан, 4 — sleeve, 5 — діафрагма, 6 — клапан, 7 — sleeve, 8 — діафрагма, 9 — клапан регулюючого органа, 6 — шток, 7 — корпус жембранного привода, 8 — мембрана, 9 — регулятор.

Таблиця 4.03

Технічна характеристика основних типів регуляторів тиску на Ру-6,4 МПа

№ п/п	Показники	РД-50-64	РД-80-64	РД-100-64	РД-150-64	ВТК-62001-025	ВТК-62001-050	ВТК-62001-100	ВТК-62001-150	РДУ-50	РДУ-80	РДУ-100
1	Умовний діаметр, мм	50	80	100	150	25	50	100	150	50	80	100
2	Тиск, МПа:											
	умовний	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
	робочий	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
3	Коефіцієнт пропускної здатності	22	66	110	314	63	100	200	400	50	100	200
4	Діапазон регулювання, МПа	0,3+ 1,6	0,3+ 1,6	0,3+ 1,6	0,3+ 1,6	0,3+ 1,6	0,3+ 1,6	0,3+ 1,6	0,3+ 1,6	0,3+ 1,6	0,3+ 1,6	0,3+ 1,6
5	Температура навколишнього повітря, °К	243— 323	243— 323	243— 323	243— 323	230— 323	230— 323	230— 323	230— 323	233— 323	233— 323	233— 323

Рис. 4.05. Регулятор тиску газу прямої дії типу РД.  
 1 — сілко напече, 2 — ушлівовац, 3 — клапан, 4 — сілко аериче, 5 — корпус регулюючого органа, 6 — шток, 7 — корпус мембранного привода, 8 — мембрана, 9 — редуктор

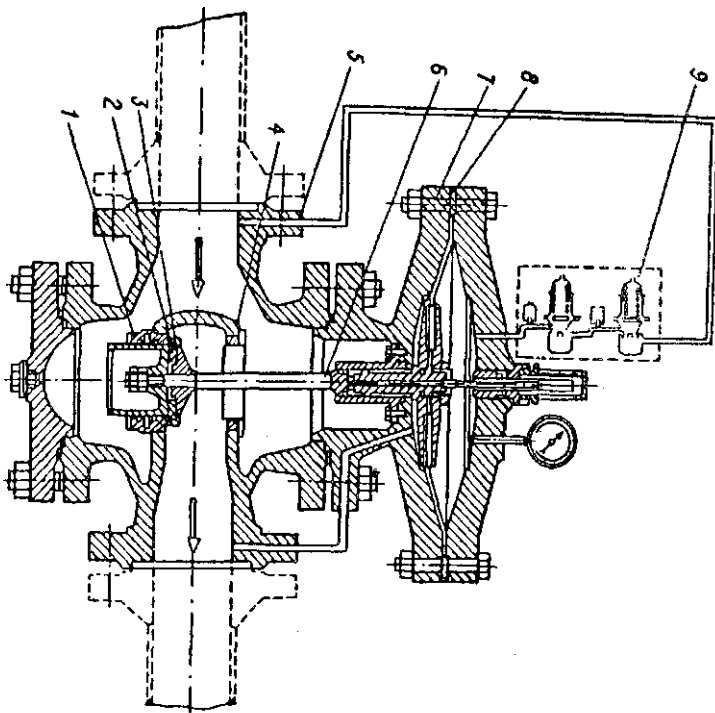
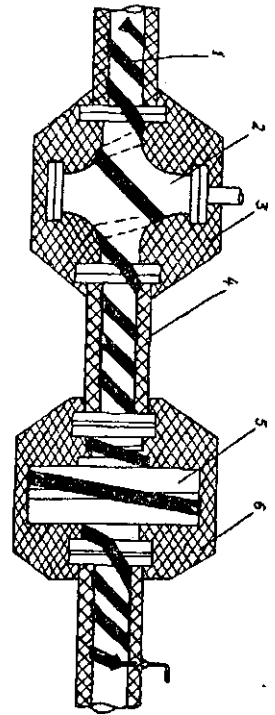


Рис. 4.04. Пристрій підтримання регуляторів тиску ГРС.  
 1 — нагрівач ЕНГЛД, 2 — регулятор тиску РДУ-100, 3 — теплоізоляційний кожух регулятора РДУ-100, 4 — теплоізоляційний кожух трубопроводу, 5 — регулятор тиску РДІР, 6 — теплоізоляційний кожух регулятора РДІР



Таблиця 4.03

Технічна характеристика основних типів регуляторів тиску на Ру-6,4 МПа

№ п/п	Показники	РД-50-64	РД-80-64	РД-100-64	РД-150-64	ВТК-62001-025	ВТК-62001-050	ВТК-62001-100	ВТК-62001-150	РДУ-50	РДУ-80	РДУ-100
1	Умовний діаметр, мм	50	80	100	150	25	50	100	150	50	80	100
2	Тиск, МПа:											
	умовний	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
	робочий	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
3	Коефіцієнт пропускної здатності	22	66	110	314	63	100	200	400	50	100	200
4	Діапазон регулювання, МПа	0,3+	0,3+	0,3+	0,3+	0,3+	0,3+	0,3+	0,3+	0,3+	0,3+	0,3+
		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
5	Температура навколишнього повітря, °К	243—323	243—323	243—323	243—323	230—323	230—323	230—323	230—323	233—323	233—323	233—323





Технічні дані регуляторів тиску типу РД і ВТК подано у табл. 4.03 і 4.04.

Регулятор тиску вибирають згідно максимальної розрахункової витрати газу споживачами і перепаду тиску при редукуванні, що вимагається. Пропускна здатність регулятора слід приймати на 15–20 % більшою від максимальної розрахункової витрати газу.

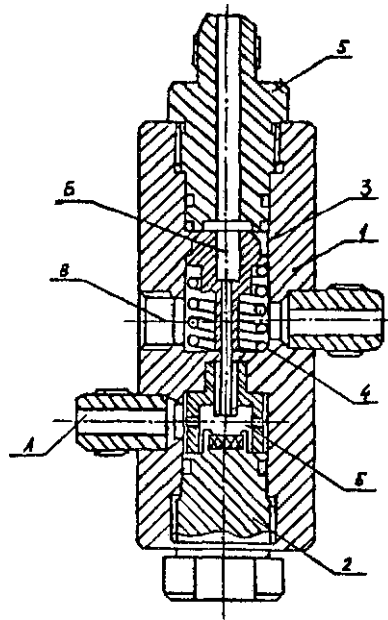
Регулятор складається з виконавчого пристрою (рис. 4.06), підсилювача (рис. 4.07) і редуктора перепаду (рис. 4.08).

Виконавчий пристрій (рис. 4.06) складається з корпусу (2), кришки (10), мембранного привода (5), регулюючого органу (3), поворотної пружини (4), сідла (9) і кожуха (1). Сідло розташоване у внутрішній порожнині кришки на ребрах (13). Для забезпечення герметичності виконавчого пристрою до сідла кріпиться прокладка (12) гвинтом (11). Регулюючий орган (3) виконаний у вигляді тонкостінної труби і зв'язаний із мембранним приводом (5) за допомогою диска (6) і двох шайб (7) і (8). У вихідному положенні регулюючий орган притискається до сідла поворотною пружиною (4). У порожнину (А) привода крізь отвір (Б) подається вихідний тиск, а в

Таблиця 4.05

Технічна характеристика регуляторів тиску РДУ-80

№ п/п	Показники	Модифікація			
		РДУ-80-01	РДУ-80-02	РДУ-80-03	РДУ-80-04
1	Діаметр умовного проходу, мм	50	80	100	150
2	Тиск умовний, МПа	8,0	8,0	8,0	8,0
3	Тиск вхідний, МПа	1,2+7,5	1,2+7,5	1,2+7,5	1,2+7,5
4	Тиск вихідний, МПа	0,1+5,5	0,1+5,5	0,1+5,5	0,1+5,5
5	Максимальний перепад, МПа	7,25	7,25	7,25	7,25
6	Коефіцієнт пропускної здатності	50	100	200	400
7	Температура газу, °К	233–343	233–343	233–343	233–343
8	Габаритні розміри, мм, подано на рис. 4.10:				
	довжина.	320	400	490	520
	ширина, В	415	530	610	650
	висота, Н	530	555	620	640
	маса, кг	96	145	230	407



до відновлення вихідного тиску у заданих межах. При зменшенні вихідного тиску регулятор працює у зворотному порядку.

Для автоматичного регулювання тиску газу «після себе» на об'єктах магістральних газопроводів високого тиску (ГРС), установках очищення й осушення газу, газових промислах тощо використовують регулятори тиску РДК-6ДРДК-6.3/50 конструкції заслуженого винахідника Кінаша (рис. 4.11).

**Рис. 4.08. Редуктор перепаду.**  
1 — корпус, 2 — сідло, 3 — перфорована втулка, 4 — штюк, 5 — кришка

**Технічні дані:**

Діаметр умовного проходу, м	— 0,05
Тиск умовний, МПа	— 6,3
Коефіцієнт пропускної здатності	— 25
Діапазон регулювання тиску, МПа	— 0.3-г- 1,2

Тип приєднання до трубопроводу — фланцевий.

**Конструкція і робота регулятора тиску**

У корпусі (1) змонтоване сідло (2) з жорстко закріпленою перфорованою втулкою (3).

На хвостовику штока (4) всередині перфорованої втулки гайкою (6) закріплений клапан (7) з ущільнювачем (5) і притиснутий пружиною (8), розміщеною в кришці (9), закріпленою болтами (10). Змащення штока здійснюється мастильницею (12).

Шток (11) з'єднаний із нижньою кришкою (14) мембранного привода, а верхня кришка (15) мембранного привода — з компенсаторним вузлом.

Компенсаторний вузол виконаний у вигляді циліндра (16) з поршнем (17), закріпленим на верхньому кінці

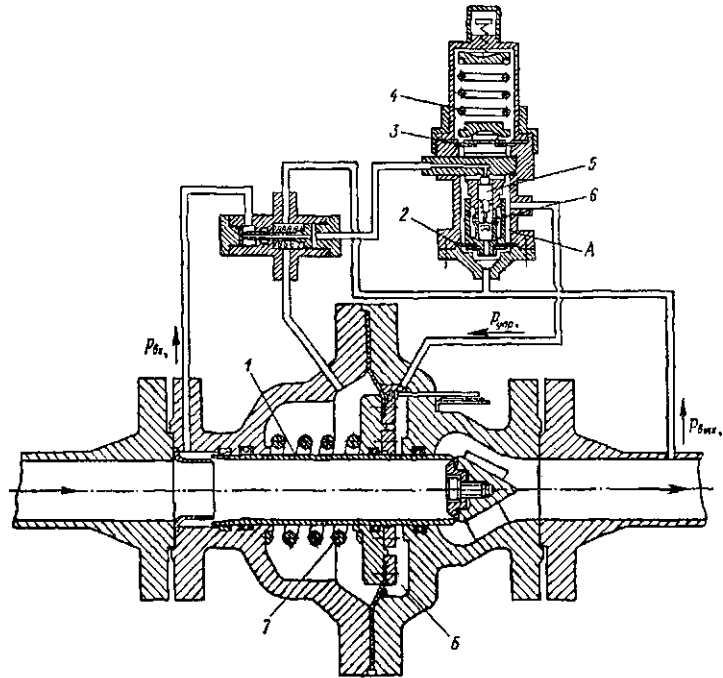


Рис. 4.09. Регулятор тиску газу типу РДУ.

1 — сідло рухоме, 2, 3 — мембрани, 4 — пружина, 5 — клапан, 6 — скидальне сідло, 7 — поворотна пружина

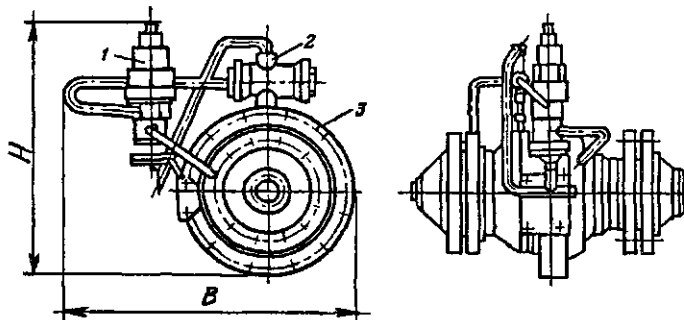


Рис. 4.10. Загальний вигляд регулятора тиску газу типу РДУ.

1 — підсилювач, 2 — редуктор перепаду, 3 — виконавчий пристрій

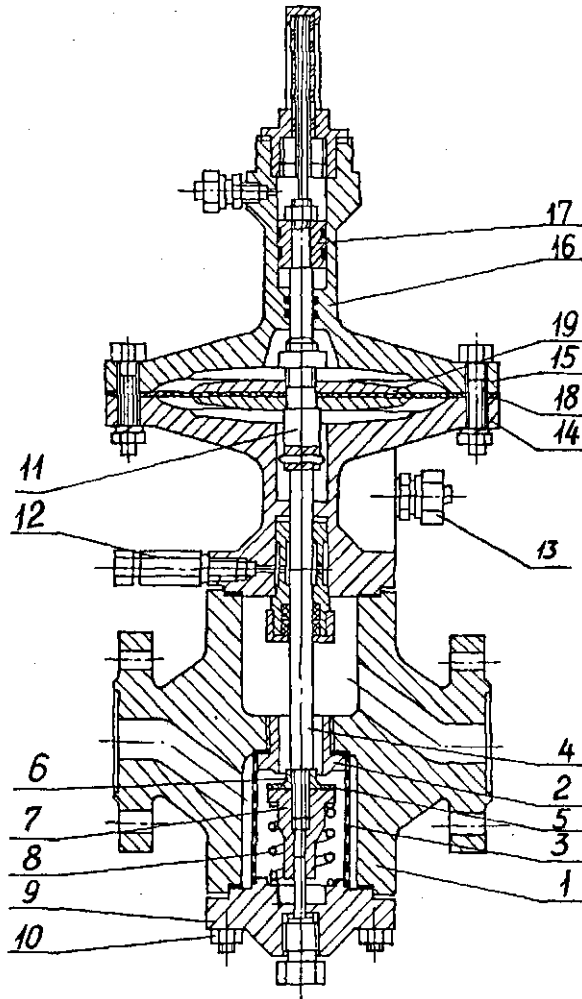


Рис. 4.11. Регулятор тиску газу РДК 6,3/50.

1 — корпус, 2 — стакан, 3 — сепаратор, 4 — шток, 5 — ущільнювач,  
 6 — конус клапана, 7 — клапан, 8 — пружина, 9 — нижня кришка,  
 10 — гайка, 11 — подовжувач, 12 — зворотний клапан, 13 — штуцер,  
 14 — основа мембранної порожнини, 15 — кришка, 16 — спрямовуюча  
 кришки, 17 — ущільнювач, 18 — мембрана, 19 — шок

штока. Між верхньою і нижньою кришками мембранного привода кріпиться мембрана (18) із захисними тарілками (19). Надмембранна порожнина з'єднується імпульсними трубками через регулятор-задатчик Р31 і Р32 з вхідним колектором, а підмембранна — через штуцер (13) з вихідним через зворотний клапан (ЗК) і командний прилад (КП).

### *Робота регулятора тиску газу*

Принцип дії регуляторів заснований на компенсації сил, які діють на чутливий елемент. При зміні вихідного тиску виникає сила на чутливому елементі, яка переміщає клапан.

У нормальному положенні клапан закритий. Газ із магістрального газопроводу надходить на вхід у регулятор тиску й одночасно через вентиль і регулятори-задатчики Р31, Р32 — у надмембранну порожнину, переміщуючи мембрану зі штоком униз і відкриваючи клапан. Далі газ, проходячи через перемінний дроселюючий зазор, утворений сідлом і гайкою, редукується до заданого вихідного тиску.

Зі сторони вихідного тиску газ по імпульсній трубці надходить у підмембранну порожнину і діє на мембрану з іншої сторони. При постійному розході газу рухома система регулятора знаходиться в спокої. При цьому прохідний переріз регулятора відкритий на величину, відповідну даному розходу газу.

Збільшення розходу газу викликає падіння тиску за регулятором і відповідно падіння тиску в підмембранній порожнині, що порушує рівновагу сил, які діють на мембрану.

Сили, які діють на мембрану зверху, стають більшими за сили, які діють на мембрану знизу. Мембрана під дією різниці сил переміщується вниз і трохи відкриває клапан. Внаслідок збільшується прохідний переріз регулятора, відповідно збільшується потік газу, який, збільшивши розхід, доведе тиск за регулятором і в підмембранній порожнині до первісного значення.

Сили, які діють на мембрану, урівноважаться, і рухома система регулятора зупиниться у новому рівноважному положенні, відповідному новому розходу газу.

Зменшення витрати газу викликає збільшення тиску за регулятором і в підмембранній порожнині.

Внаслідок зміни співвідношення сил, які діють через мембрану на рухома систему, прохідний переріз регулятора почне зменшуватися до тих пір, доки зменшення притоку газу не викличе падіння тиску за регулятором і в підмембранній порожнині до початкового рівня. Таким чином, дія регулятора спрямована на збереження вихідного тиску на певному заданому рівні поза залежністю від зміни розходу газу.

Для того, щоб установити на виході регулятора будь-яке значення вихідного тиску в межах характеристики регулятора, необхідно встановити відповідний постійний тиск у надмембранній порожнині. Це досягається регулятором-задатчиком. Щоб забезпечити чутливість регулятора тиску, регулятори-задатчики настраюються на тиск на 0,03 МПа більший за вихідний тиск, а командний прилад настраюється на тиск на 0,01 МПа більший за вихідний тиск.

При різкій зміні тиску газу у вихідному газопроводі за рахунок різкого відбору газу рухома система регулятора пересунеться у нове положення не відразу, а в міру перетікання масла з однієї ємності в іншу по імпульсних трубках. При цьому досягається усунення можливого виникнення коливаний клапана регулятора.

Регулятори тиску ВТК 62001 (рис. 4.12) призначені для одноступінчатого редукування й автоматичного підтримання тиску газу «після себе» при зміні розходу газу і вихідного тиску газу на ГРС і АГРС.

#### **Технічна характеристика регулятора ВТК-62001:**

<b>Тиск умовний, МПа</b>	— 6,3
<b>Температура газу, °К</b>	— 278+283
<b>Тиск на вході, МПа</b>	— 2+6,3
<b>Межі настройки, МПа:</b>	
<b>верхня</b>	— 2,5
<b>нижня</b>	— 0,16
<b>Стабільна робота при умові</b>	— 1,5
<b>Матеріали ущільнення в затворі</b>	— гума і сталь
<b>Приєднання</b>	— фланцеве
<b>Настановне положення</b>	— будь-яке
<b>Обігрів корпусу регулятора</b>	— водою з тиском 0,2+0,6 — температурою води 323+353

При монтажі на об'єкті необхідно виконати приєднання штуцера «РупР.» до посудини ємністю не менше 0,04 м<sup>3</sup>, розрахованої на роботу під тиском не менше 6,3 МПа.

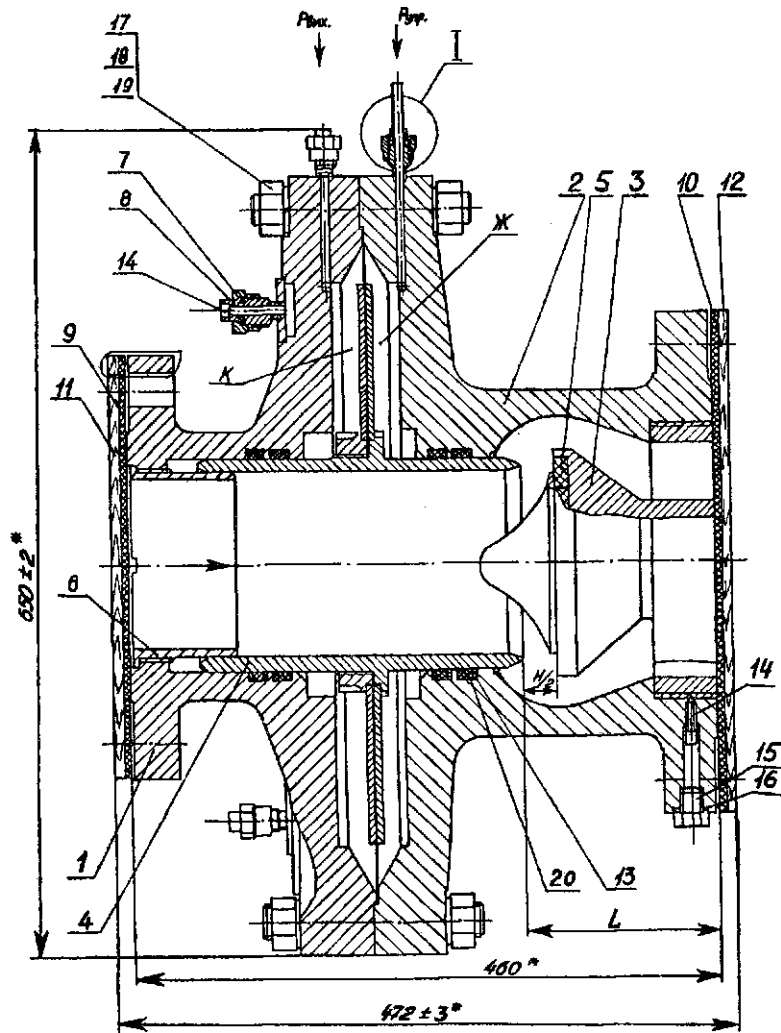


Рис. 4.12. Регулятор тиску газу ВТК 62001.

1 - корпус, 2 - кришка, 3 - клапан, 4 - регулюючий орган, 5 - ущільнювач,  
 гТ - кожух, 7 - штуцер, \* - гайка, 9, 10 - прокладка, //, 12 - заглушка, 13,  
 20 - кільце, /5 - болт, 16 - гвинт, 17 - гайка, 18 - шпилька, 19 - шайба

Штуцер «Явих» з'єднати з трубопроводом за регулятором на відстані не менше 10 діаметрів трубопроводу.

Вузол вимірювання розходу газу призначений для комерційного обліку розходу газу.

Метод вимірювання розходу газу полягає в тому, що при установці на трубопроводі звужуючого пристрою виникає частковий перехід потенційної енергії тиску в кінетичну енергію швидкості.

На рис. 4.13 показано розподілення тиску вздовж стінки труби (суцільною лінією) і по осі труби (пунктиром).

Для вимірювання розходу газу найбільш розповсюджені камерні діафрагми.

Діафрагма може застосовуватись в газопроводах діаметром не менше 50 мм при умові співвідношення площ отвору діафрагми і перерізу труби в межах  $0,05 < m < 0,7$  ( $m$  — модуль діафрагми).

Основні геометричні розміри стандартних діафрагм показані на рис. 4.14.

$\xi > 20$  — діаметр трубопровода при 20 °С;

$\xi < 20$  — діаметр діафрагми при 20 °С;

$C < 0,03 \xi, o$ ;

$\xi < 0,10 O_0$ ;

$c < 0,02 O_0$ ;

$O < 0,16 \xi, o$ ;

$30^\circ < \alpha < 45^\circ$ .

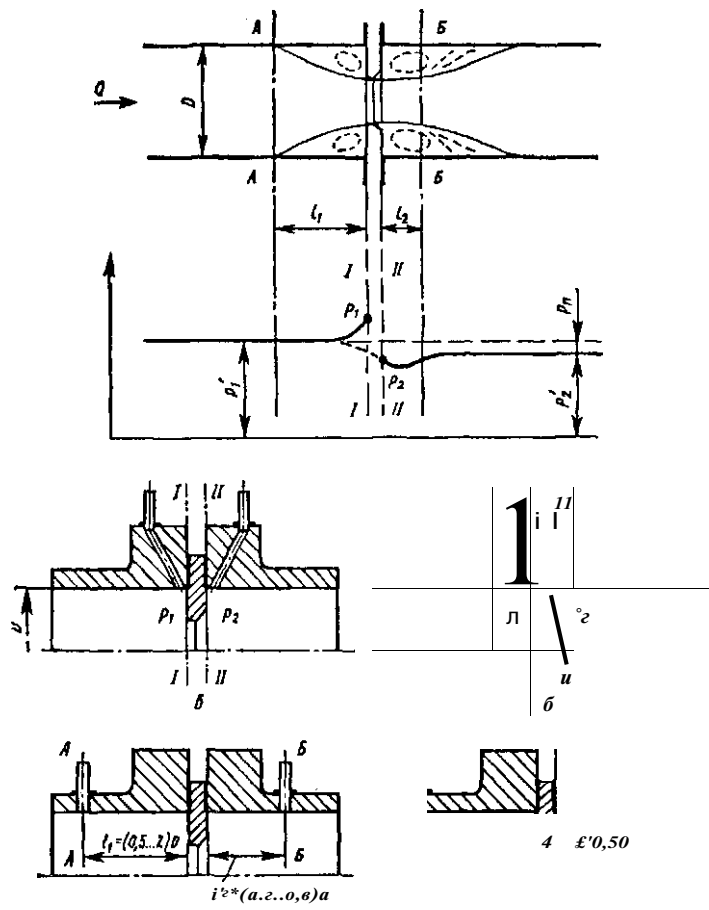
Відбір тиску від звужуючого пристрою виконується через спеціальні циліндричні отвори або дві кільцеві камери для вирівнювання тиску. Діаметр отворів становить 6-12 мм, але не більше 0,8  $D_0$ . Термін служби діафрагми не менше 20 000 год при експлуатації в нейтральному (до матеріалу діафрагми) і очищеному від механічних домішок середовищі.

Камерні діафрагми встановлюють на трубопроводах із діаметром менше 500 мм. При  $\xi > 500$  мм відбір тиску виконують за допомогою зовнішньої трубної обв'язки. При зміні розходу газу найширше застосовують стандартні діафрагми з модулем  $t < 0,3$  (близьким до 0,2).

Залежно від конструкції, способу установки, умовного тиску і умовного проходу діафрагми виготовляють за ДСТУ 26969-86 таких видів:

— ДКС — для установки у фланцях із застосуванням проміжних корпусів — кільцевих камер на  $P_u$  до 10 МПа з  $O_u$  від 50 до 500 мм;





•ЛЧЧЧЧ  
 Ц'25,\*м      0= 21,4m  
 А\      16

Рис. 4.13. Способи відбору тисків від звужуючих пристроїв, а—крива розподілу тиску біля діафрагми, б...е — способи відбору тисків (б, в — кутовий, г — за методом звуженого струменя, д — радіальний, е — фланцевий)

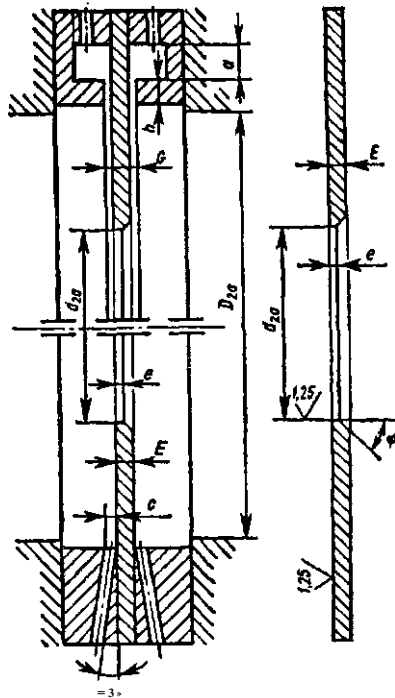


Рис. 4.14. Геометричні розміри стандартної діафрагми

Робочий тиск до 16 МПа;

- поплавцевий електричний самописний типу ДПЕС (рис. 4.16);
- сифонний самописний дифманометр типу ДСС (рис. 4.17);
- мембранний дифманометр типу ДМ (рис. 4.18) із перетворенням перепаду тиску в електричний сигнал і передаванням його на вторинний прилад;
- дифманометр дзвоний типу ДКО для вимірювання розходу газу при тиску до 0,25 МПа;
- дифманометри — витратоміри типу ДМКК, ДМКВ і ДСКС (мембранні і сифонні) з автоматичною корекцією по тиску, температурі і вологовмісту газу, які працюють у комплексі з вторинними приладами.

Визначення розходу газу через звужуючий пристрій виконується за результатами запису параметрів на діаграмі реєструючого приладу (дифманометра) у процесі

— ДВС — для установки безпосередньо у фланцях, які мають кільцеві камери на  $P_u$  вище 10 до 32 МПа з  $D_u$  від 50 до 400 мм;

— ДБС — для установки у фланцях без кільцевих камер на  $P_u$  до 4 МПа з  $O_u$  від 300 мм до 3000 мм.

Для вимірювання розходу газу на ГРС застосовують дифманометри в комплекти зі звужуючими пристроями. Найбільше розповсюдження отримали дифманометри ДП, ДСС, ДМ, ДКО, ДМКК:

— поплавцевий дифманометр типу ДП із важільною передачею застосовують для вимірювання розходу газу при довжині імпульсних ліній не більше 50 м (рис. 4.115). ДП випускають на перепади тиску

**Рис. 4.15. Поплавцевий дифманометр типу ДП.**

*У* — поплавцева посудина, *2* — змінна посудина, *3* — поплавець, *4* — вирівнювальний вентиль, *5, 6, 17*—вентилі, *7* — вісь, *8*— сальникова муфта, *9*— важіль, *10, 11*—повідковий важіль, *12*— перо, *13*— арретир, *14*— годинниковий механізм, *15*— діаграма, *16*— підшкальник

обробки планіметрами. Залежно від застосованих приладів одержується той або інший вид діаграм, а для їх обробки застосовують різні планіметри. Обробка рівномірних круглих діаграм виконується пропорційними плані-

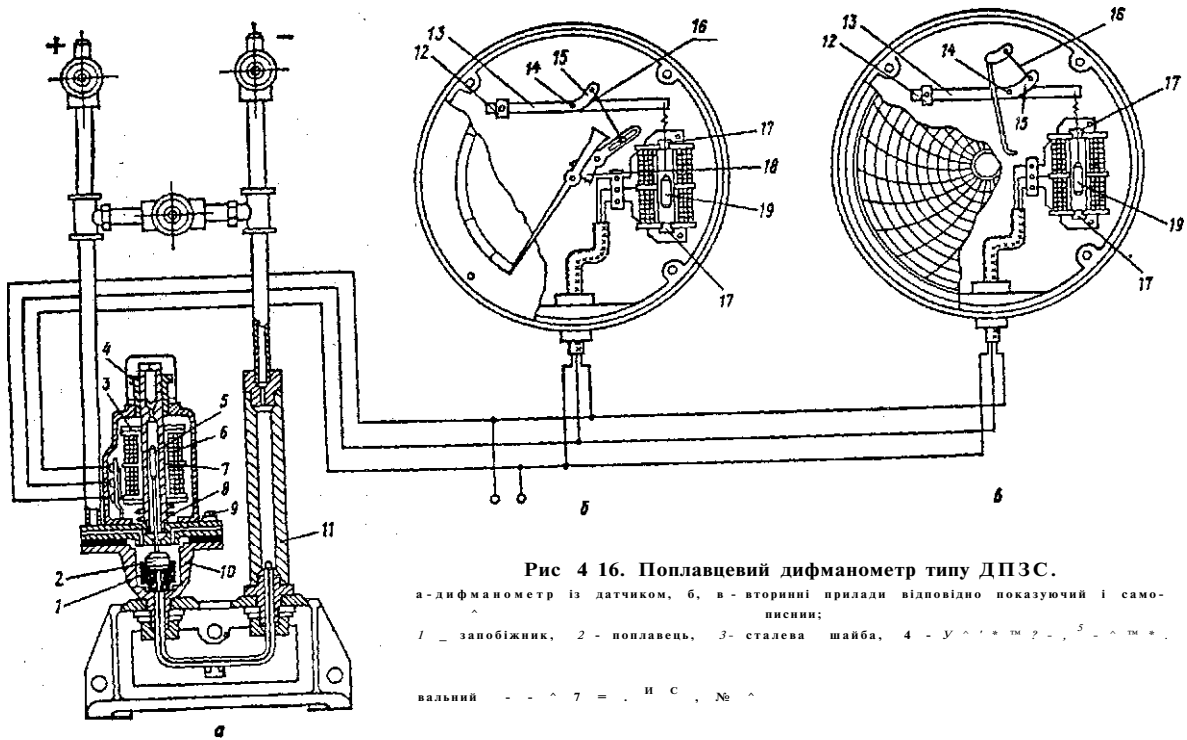


Рис 4 16. Поплавцевий дифманометр типу ДПЗС.

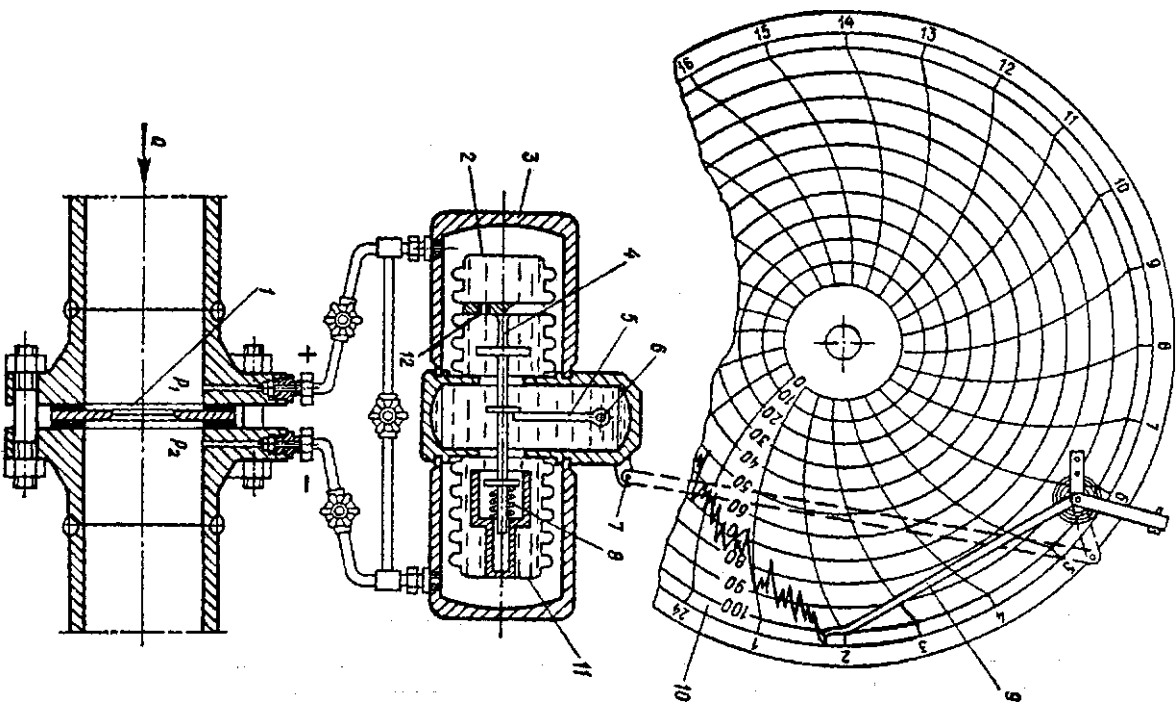
а - дифманометр із датчиком, б, в - вторинні прилади відповідно показуючий і самописний;

1 - запобіжник, 2 - поплавець, 3 - сталевая шайба, 4 - U-образна трубка, 5 - контактний

вальний, 6 - шток, 7 - тарельчатая пружина, 8 - шпindel, 9 - стрілка-перо самописця, 10 - підшипник, 11 - внутрішня порожнина мігусового сифона, 12 - дротівка

Рис. 4.17. Схема сифонного самописного дифманометра.

1 - дифманометр, 2 - внутрішня порожнина мігусового сифона, 3 - сифонний блок, 4 - шток, 5 - важіль, 6 - тарельчатая пружина, 7 - поводок, 8 - хвіст пружина, 9 - стрілка-перо самописця, 10 - підшипник, 11 - внутрішня порожнина мігусового сифона, 12 - дротівка



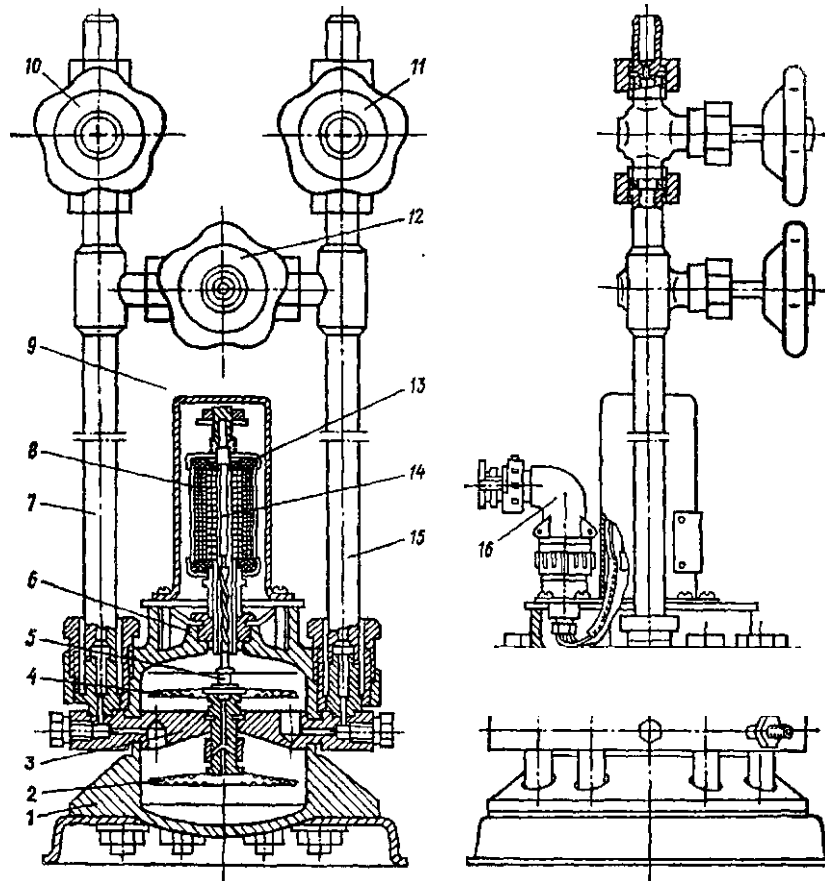


Рис. 4.18. Мембранный дифманометр типа ДМ.

1, 6 — кришки, 2, 4 — мембранні коробки, 3 — подушка, 5 — ніпель дистильованої води, 7, 15 — імпульсні трубки, 5 — диференційний трансформатор, 9 — ковпак, 10, 11 — запірні вентилі, 12 — аирівнювальний вентиль, 13 — роздільна трубка, 14 — сердечник диференційного трансформатора, 16 — штепсельний роз'єм, 17 — болт

метрами, нерівномірних — корневими планіметрами, стрічкових діаграм—полярними планіметрами.

У теперішній час у нашій країні впроваджуються витратовимірювальні комплекси, призначені для безперервного автоматичного вимірювання й обчислення розходу й об'єму природного газу, приведеного до нормальних умов.

У мікропроцесорний комплекс «Суперфлоу-ІІ» входять:

обчислювач, переносний запам'ятовуючий пристрій (термінал), датчики тиску, перепаду тиску, температури. Може застосовуватись у вибухонебезпечних зонах [4].

Комплекс забезпечує безперервне автоматичне вимірювання, обчислення і відображення показань, а також реєстрацію на принтері з вказуванням дати і поточного часу таких параметрів:

- розходу газу за нормальних умов;
- об'єму газу за нормальних умов;
- індикацію за викликом оператора на дисплеї терміналу наступної інформації по кожному вимірювальному трубопроводу;
- перепаду тиску, тиску, температури, розходу газу;
- введення і запам'ятовування даних;
- обчислення розходу і об'єму природного газу відповідно до Правил РД-50-213-80;
- перенесення і введення даних, які зберігаються в пам'яті обчислювача, в комп'ютер;
- передачу даних по телефонному каналу на центральний комп'ютер.

Комплекс забезпечує автоматичне фіксування у часі і запам'ятовування не менше 50 нештатних ситуацій, формування місячного, добового і періодичного звітів.

У місячному звіті подаються параметри потоку газу за кожну добу протягом останніх 62 діб або останній контактний місяць.

У добовому звіті подаються параметри потоку газу за кожну годину минулої доби.

Періодичний звіт містить щогодинну інформацію про параметри вимірювального газу за будь-яку кількість попередніх діб у межах 35, 15 і 10 при кількості вимірювальних трубопроводів відповідно — одному, двох і трьох.

Схема підключення приладів комплексу до вимірювального однопіткового трубопроводу (на відкритому повітрі) подана на рис. 4.19.

Комплекс підключається до газопроводу (1) з діафрагмою (2) через блок, який складається з п'яти кульових вентилів із  $\xi=15$  мм. Імпульсні лінії (3) і (16) із труб  $\dot{d}=14$ -г-16 мм.

П'ятивентильний блок складається з відсікаючих вентилів (4) і (12), вирівнювальних (13) і (15), вентиля (14) скидання газу в атмосферу. До складу вентильного блоку входить трійник (5) зі штуцером і заглушкою (6), який забезпечує можливість підключення вантажопоршневих манометрів для перевірки комплексу в робочих умовах.

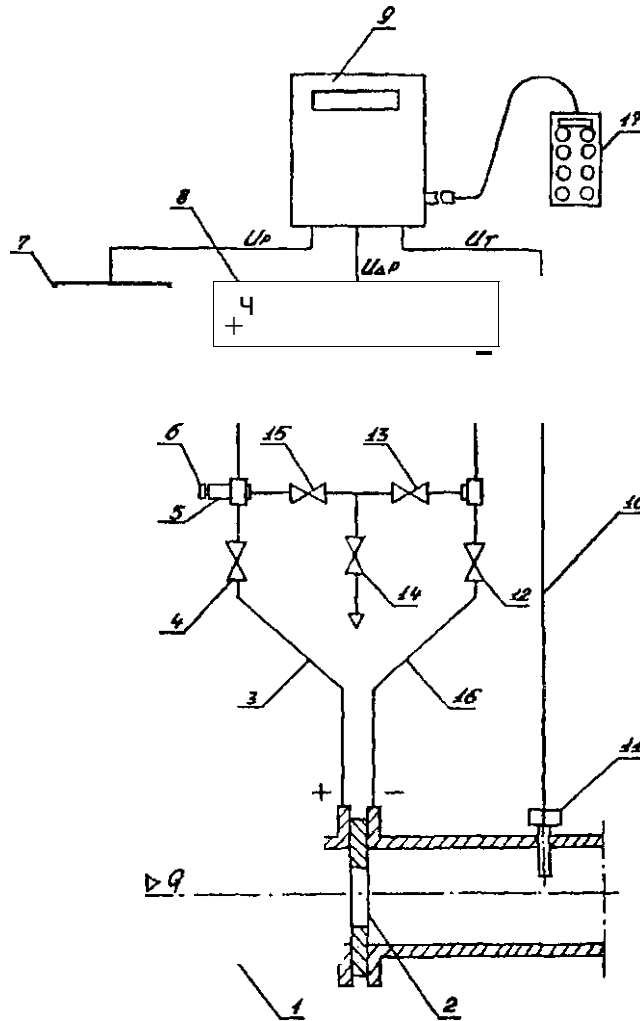


Рис. 4.19. Схема підключення приладів комплексу до вимірювального одноструменевих трубопроводу

Входи датчиків перепаду тиску (8) і тиску (7) підключені до діафрагми, а виходи—до обчислювача (9).

Датчик температури (11) встановлюється в трубопроводі і з'єднується з обчислювачем (9) електричним кабелем (10).

Введення даних виконується ручним терміналом (17).

Вузол одоризації призначений для надання запаху газу. Середньорічна норма одоранту, який вводиться в газ, встановлена 16 г на 1000 м<sup>3</sup> газу (при  $T = 273^{\circ}\text{K}$  і  $P = 0,1013 \text{ МПа}$ ).

У теперішній час у галузі як одорант використовуються етилмеркаптан —  $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$  і суміш природних меркаптанів (СПМ)  $\text{C}_2\text{H}_3\text{S}$ . За рекомендацією ВНДІгазу рекомендаційна норма одоризації для СПМ є: мінімальна — 5 г, максимальна — 16 г на 1000 м<sup>3</sup> газу.

Одоризаційні установки мають забезпечувати введення одоранту в газ у кількостях, пропорційних потоку газу. Вони класифікуються за конструкцією на гнотові, байпасні, пропорційні крапельні, вприскуючі. Універсальний одоризатор УОГ-1 застосовується на вітчизняних ГРС. Технічна характеристика одоризаційних установок наведена в таблиці 4.06.

Таблиця 4.06

Технічна характеристика одоризаційних установок

№ п/п	Показники	Одиниці виміру	Тип установки	
			АОГ-30	УОГ-1
1	Робочий тиск газу	МПа	0,2—1,2	0,2—1,2
2	Продуктивність по одоранту	см <sup>3</sup> /год	60	57—3150
3	Розхід газу, який одоризується	тис. м <sup>3</sup> /год	30	3—165
4	Відношення найбільшого розходу одоризованого газу до найменшого		5 : 1	
5	Номінальна кількість ходів плунжера за хвилину		8	
6	Діапазон ручного регулювання кількості ходів плунжера: насоса за хвилину		від 4 до 12	
7	Точність одоризації	%	±10	±10
8	Максимальна витрата газу на живлення установки	м <sup>3</sup> /год	• 2	10
9	Температура навколишнього повітря	°К	23—323	23—323
10	Габаритні розміри:	мм	довжина	465
			висота	150
			ширина	800
11	Маса	кг	110	63



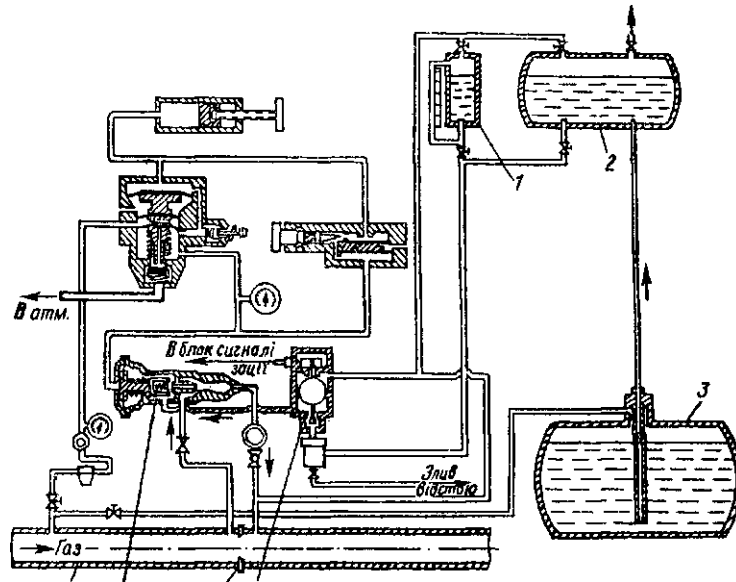


Рис. 4.20. Універсальний одоризатор газу УОГ-1.

/ — замірна посудина, 2 — витратна ємність, 3 — підземна ємність, 4 — поплавцева камера, 5 — діафрагма, 6 — дозатор, 7 — газопровід

Універсальний одоризатор УОГ-1 подано на рисунку 4.20.

Принцип роботи одоризатора наступний. У одоризатор подається частина газу, який проходить через ГРС; перепад тиску створюється встановленою на газопроводі (7) діафрагмою (5). Із підземної ємності (3) одорант надходить у витратну ємність (2), далі через замірну посудину (1) і поплавцеву камеру (4) — в інжекційний дозатор (6), де він інжектуюється відгалуженим потоком газу. Одоризований газ повертається в основний газопровід і там змішується з рештою газу. Одоризатори типу УОГ-1 складні за конструкцією, але надійні в роботі.

Автоматичний одоризатор газу «Київ-1» призначений для автоматичної подачі одоранту пропорційно розходу газу на ГРС.

В основі роботи одоризатора використовується принцип викидання крапельок одоранту кінетичною енергією газу, отриманою внаслідок перепаду тиску на діафрагмі.

Особливістю автоматичного одоризатора є одоризація газу за рахунок рідкої та пароподібної фаз одоранту.

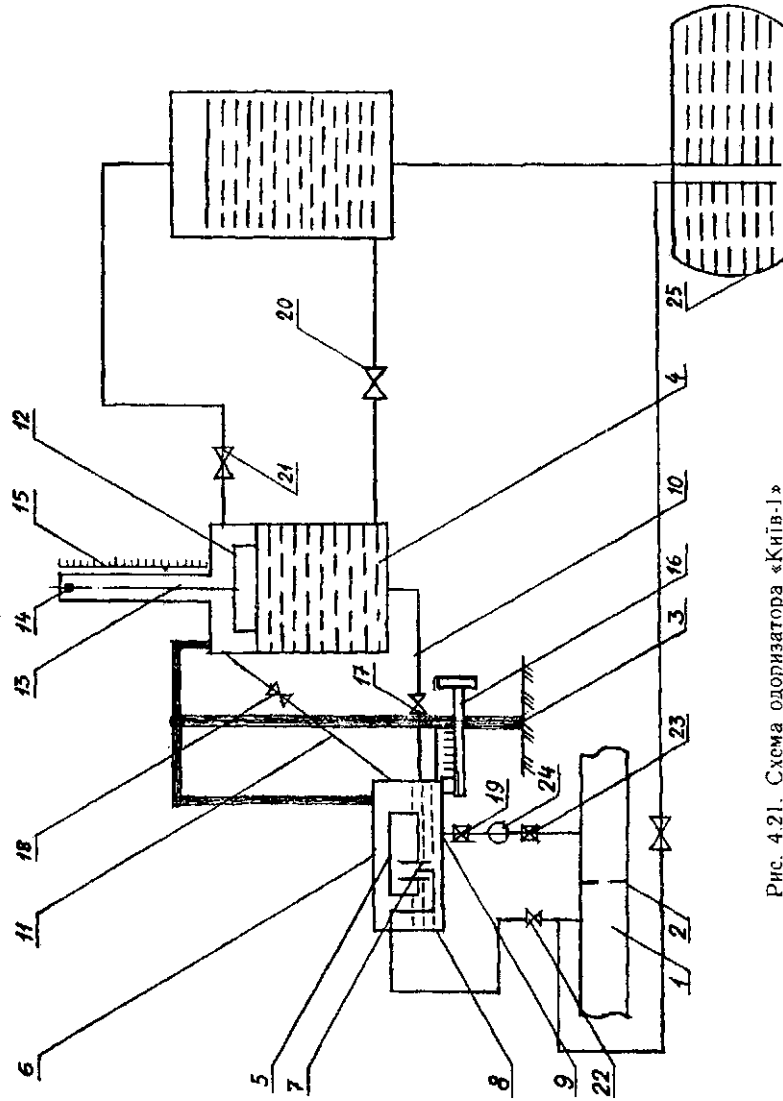


Рис. 4.21. Схема одоризатора «Київ-1»

### **Влаштування одоризатора**

Одоризатор складається з (рис. 4.21): стояка кріплення (3), живильника (4), дозатора (5), збірника (6), спрямовуючої трубки (7), Іі-подібної трубки (8), трубки підживлення дозатора (10), трубки підтримання рівня одоранту (11), поплавця (12), штанги (13), магніту (14), показчика рівня одоранту (15), регулятора нахилу (16).

### **Принцип роботи одоризатора**

Під дією перепаду тиску на діафрагмі з плюсової камери через Іі-подібну трубку (8) і далі через спрямовуючу трубку (7), збірник (6) і трубку подачі одоранту в газопровід (9) у мінусову камеру перетікає потік газу.

При встановленні регулятора нахилу в положення, при якому рівень одоранту знаходиться на рівні кінця Іі-подібної трубки, одоризація буде виникати тільки за рахунок парів одоранту, який виноситься із збірника (6).

При встановленні регулятора нахилу в положення, відповідне збільшенню подачі одоранту, над кінцем Іі-подібної трубки встановлюється стовп одоранту.

Потік газу з плюсової камери, проходячи через стовп одоранту, викидає крапельки одоранту, які збираються у збірнику, а звідти подаються в мінусову камеру і далі в газопровід.

Заправка живильника (4) із підземної ємності (25).

Закрити вентилі (17) і (18), відкрити вентилі (21) і (20), подавати тиск  $0,4 \cdot 10^5$  Па на підземну ємність одоранту. Спостерігати рух показчика (15) вгору по шкалі.

Включення в роботу одоризатора.

Закрити вентилі (20) і (21), відкрити вентилі (18) і (17).

Періодично через дві години роботи по градуировочній таблиці визначити розхід одоранту, і по відомому розходу газу визначається ступінь одоризації газу (норма — 16 г одоранту на  $1000 \text{ м}^3$  газу).

При відхиленні ступеня одоризації більш як на 25 % від установленної необхідно за допомогою регулятора нахилу підстроїти одоризатор.

У випадку неможливості встановлення заданого ступеня одоризації газу необхідно одоризатор відключити, закрити вентилі (22) і (23) і включити в роботу крапельний одоризатор.

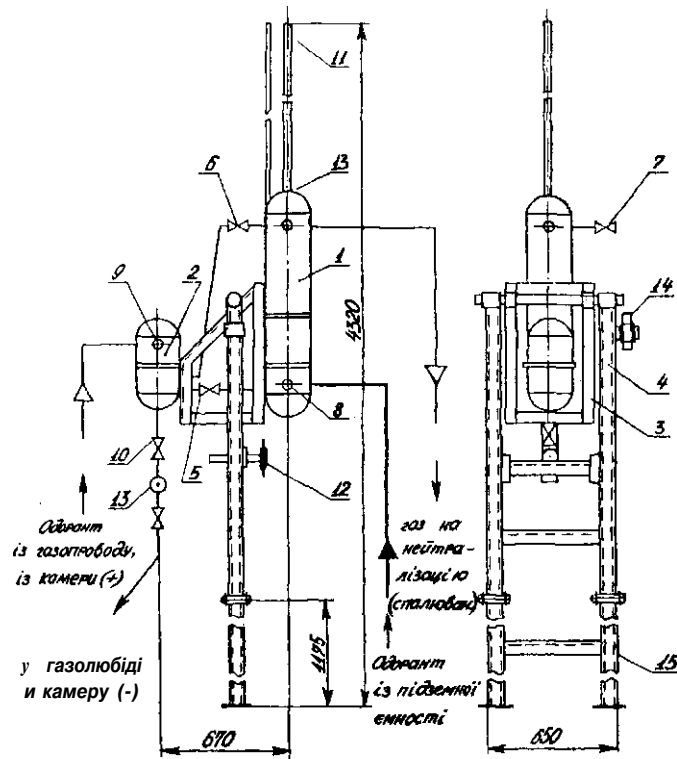


Рис. 4.22. Монтажна схема одоризатора «Київ-ІМ».

1 — живильник, 2 — дозатор, 3 — рама, 4 — рама з валом, 5, 6, 7, 8, 9, 10 — вентиль, 11 — показник рівня, 12 — регулюючий гвинт, 13 — крапельниця, 14 — фіксатор, 15 — опора

#### Порядок настройки універсального автоматичного одоризатора «Київ-ІМ»

Одоризатор «Київ-ІМ» складається з підживлювача з магнітним показником рівня одоранту, стояка і рами (рис. 4.22).

Настройка здійснюється в два етапи:

Груба настройка необхідна для налаштування одоризатора на роботу в одному з нижченаведених діапазонів продуктивності ГРС шляхом нахилу рами на кут, пропорційний обраному діапазону:

- (? = 10 тис. м<sup>3</sup>/год — (0-И)°;
- <? = 20 тис. м<sup>3</sup>/год — (1ч-3)°;
- (2 = 40 тис. м<sup>3</sup>/год — (3-Б5)°;

$$C_j = 100 \text{ тис. м}^3/\text{год} - (54-10)^\circ;$$

$$< 2 = 200 \text{ тис. м}^3/\text{год} - (104-15)^\circ.$$

Нахил рами одоризатора здійснюється за допомогою гвинта № 12. Щоб збільшити витікання одоранту, гвинт № 12 необхідно крутити проти годинникової стрілки. Щоб зменшити витікання одоранту, гвинт № 12 треба крутити за годинниковою стрілкою. Під час здійснення цієї операції вентиль № 9 має бути виставлений у середнє положення «відкрито — закрито».

### **Точна настройка**

Точна настройка необхідна для регулювання дозування одоранту в потоці газу в межах вибраного діапазону продуктивності ГРС. Досягається вона за допомогою вентилі № 9. При повному відкритті вентилі № 9 витікання одоранту зменшується (рис. 4.22).

Залежно від обраного діапазону продуктивності ГРС встановлюється відповідна діафрагма:

$\dot{V}$ , тис. м <sup>3</sup> /год	$>20$ мм	$>$ вих.. МПа
10,0	56+75	0,3—1,2
20,0	104+113	0,3—1,2
40,0	170+185	0,3—1,2
100,0	210+260	0,3—1,2
200,0	280+312	0,3—1,2

Указані діафрагми не проходять перевірку в органах Держстандарту України, не змінюються при переходах на сезонні відбори газу (літо — зима) і монтуються виключно для роботи в заданих діапазонах продуктивності ГРС.

Пропорційність дозування одоранту досягається лише за рахунок наявності однієї змінної величини — АР.

Похибка при цьому становить величину до 6,5 % від установленної норми одоризації.

Користуючись методами точної і грубої настройки, контроль дозування одоранту в потоці газу ведеться візуально — по крапельниці.

За допомогою вентилі № 9 протягом однієї доби добиваються кінцевої настройки універсального автоматичного одоризатора газу «Київ-ІМ». Після цього одоризатор працює повністю в автономному режимі і припиняє

тимі ні.ті одорант у вихідний трубопровід лише після і \ шн к и ГРС. При повторному пуску ГРС у роботу автоматично починається і пропорційне дозування одоранту одоризатором.

### ***КВП і автоматика***

Комплекс засобів автоматики і контролю на ГРС забезпечує:

- редукування газу до заданого тиску;
- облік розходу газу;
- автоматичний захист систем підігріву й опалення;
- автоматику горіння підігрівачів газу, водогрійних котлів;
- аварійно-попереджувальну сигналізацію по тиску, температурі, одоризації, зв'язку, енергопостачанню;
- автоматичне скидання рідини з установок очищення;
- охоронну і пожежну сигналізації;
- автоматичний захист споживачів від підвищення номінального тиску.

Для вимірювання тиску газу на ГРС застосовуються манометри, характеристики яких наведені в таблиці 4.07.

Для вимірювання температури на ГРС застосовуються рідинні термометри розширення, манометричні самописні термометри, термометри опору,

і Принцип дії термометрів розширення заснований на властивості речовини змінювати свій об'єм під дією температури.

Термометри опору випускають в широкій номенклатурі, виготовлені з мідного (ТСМ) і платинового (ТСП) дроту діаметром від 0,03 до 0,1 мм.

Діапазон вимірювання температури від  $-260$  до  $+1100$  °С для ТСП і від  $-200$  до  $+200$  °С для ТСМ.'

Мідні термометри типу ТСМ випускають з опором при 273 °К, який дорівнює 10, 50, 100 і 200 Ом, а платинові ТСП — з опором при 273 °К, який дорівнює 5, 10, 50, 100, 200 і 500 Ом.

Манометричні термометри відрізняються простотою конструкції, надійністю, вибухобезпечністю, нечутливістю до магнітних полів.

Схему самописного манометричного термометра подано на рис. 4.23.

Залежно від виду заповнювача термосистеми розрізняють термометри: газові — ТГ (азот, гелій або аргон),

Таблиця 4.07

## Технічна характеристика манометрів

Манометр	Тип	Верхні межі вимірювання, Р 105 Па	Клас точності
1	2	3	4
Технічний показуючий	ОБМІ-100	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60.	2,5
Показуючий	ОБМІ-160	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60.	1,5
Технічний показуючий щитової установки	МОШІ-100	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60.	2,5
	МОШІ-160	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60.	1,5
Електроконтактний	ЕКМ-160-1	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60.	2,5
Електроконтактний у вибухонепроникному корпусі	ВЕ-16Р6	1; 1,6; 2,5; 4; 6; 10; 16; 25; 40; 60.	2,5
Самописний із приводом від годинникового механізму	МГС-710г	6; 10; 25; 40; 60; 100.	1
Самописний із приводом від годинникового механізму (сильфонний)	МСС-710г	0,25; 0,4; 0,6; 1; 1,6; 2,5; 4.	1
Показуючий із пневмовиводом	МПП-270М	6; 10; 16; 25; 40; 60; 100.	1,5
Сильфонний із пневмоприводом	МС-П1	0,25; 0,4; 0,6; 1; 16; 25; 40.	i; 1,5
	МС-П2	40; 60; 100.	0,6; 1; 1,5
Пружинний із пневмоприводом	МП-П2	6; 10; 16; 25.	0,6; 1; 1,5
Вантажопоршневий	МП-2,5	2,5	0,1; 0,2;
	МП-6,0	6,0	0,05
	МП-60	60	
	МП-600	600	

рідинні — ТР (бензол або етиловий спирт), конденсаційні парорідинні — ТП (ацетон, хлористий метил або фреон).

Термометри типу ТГ застосовують для вимірювання температури середовища від  $-59$  до  $4-600$  °С:

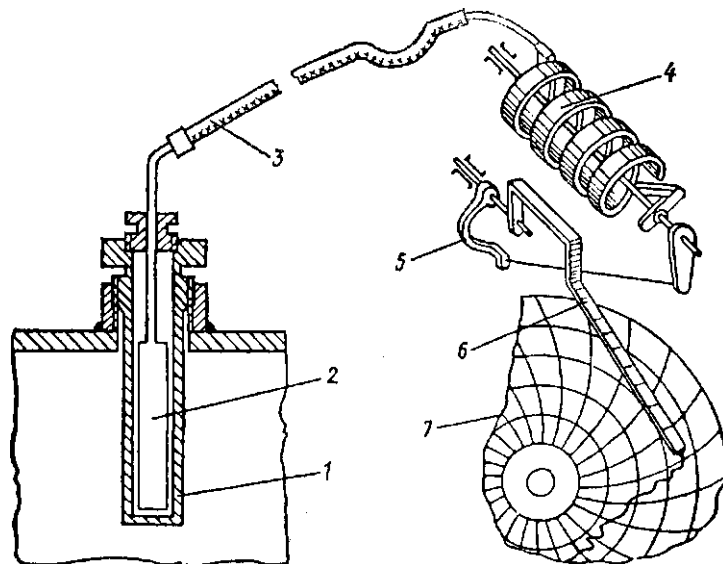


Рис. 4.23. Схема манометричного термометра.  
 1 — захисна гільза, 2 — термобалон, 3 — капіляр, 4 — манометрична пружина,  
 5 — біметалевий компенсатор, 6 — стрілка з пишучим пером, 7 — діаграма

Термометри типу ТР застосовують для вимірювання температури середовища від  $-50$  до  $+300$  °С.

Термометри типу ТП застосовують для вимірювання температури середовища від  $-25$  до  $+300$  °С.

Клас точності манометричних термометрів—1 і 1,5.

При використанні газу необхідно знати його склад, теплоту згоряння і густину.

Склад газу визначають за допомогою газоаналізаторів, а густину газу — за допомогою пікнометра. З його допомогою можна визначити відносну й абсолютну густину газу за стандартних і нормальних умов ваговим методом.

Визначення теплоти згоряння виконують завдяки ручним і стаціонарним калориметрам системи Г. Юнкерса.

#### *Розрахунки устаткування ГРС*

##### *1. Визначення температури після регулятора*

Температура газу після регулятора тиску визначається по формулі:



$$t_i = t_0 + \frac{P_1 - P_2}{\gamma} \quad (4.3)$$

де  $t_i$  і  $T^2$  — температура газу до і після регулятора, °К;

$O_i$  — коефіцієнт Джоуля—Томсона, К/Па  
( $5,25 \cdot 10^{-6}$ );

$P_1$  і  $P_2$  — тиск газу до і після регулятора, Па;

$C_p$  — питома теплоємність газу, Дж/кг · К (2300);

$v_1$  — лінійна швидкість газу до і після регулятора, м/с.

#### Приклад 4.1

Вихідні дані:

$T_0 = 273$  °К,

$P_1 = 5$  МПа,

$P_2 = 1,2$  МПа,

$v_1 = 20$  м/с.

Діаметри газопроводів до і після регулятора рівні.

Визначаємо швидкість газу на виході регулятора з співвідношення:

$$v_2 = v_1 \sqrt{\frac{P_1}{P_2}} \quad (4.02)$$

$$v_2 = 83 \text{ м/с};$$

$$t_i = 273 - 5,25 \cdot 10^{-6} \cdot (5 - 1,2) \cdot 10^6 - \frac{83^2 - 20^2}{2 \cdot 2300} =$$

$$= 252 \text{ °К}.$$

## 2. Розрахунок коефіцієнта пропускної здатності і вибір регулятора тиску (РТ)

Основними параметрами, що визначають пропускну здатність ф виконавчого пристрою РТ будь-якого типу, є умовний діаметр  $\phi$  прохідного перерізу і відповідний йому коефіцієнт пропускної здатності  $C_{\phi}$ .

Характер течії газу через дроселюючий орган РТ характеризує його пропускну здатність.

При докритичному режимі витікання пропускну здатність залежить від різниці тисків входу і виходу  $P_1 - P_2$ , а при критичному і надкритичному — тільки від вхідного тиску  $P_1$ .

Критичне співвідношення тисків визначається:

$$\frac{P_1}{P_2} = 2.$$

При  $\frac{P_1}{P_2} < 2$  — режим докритичний, і швидкість газу на виході дроселюючого органу менша за швидкість звуку.

При  $\frac{P_1}{P_2} > 2$  — режим критичний або надкритичний.

Коефіцієнт пропускної здатності РТ визначається по таких формулах:

$$\text{при } \frac{P_1}{P_2} < 2; \quad K_{\text{пр}} = \frac{C_{\text{н}} \cdot \gamma \cdot P_1}{\rho \cdot \sqrt{T}} \cdot Y = 3 \cdot \sqrt{\frac{P_1}{P_2}}; \quad (4.03)$$

$$\text{при } \frac{P_1}{P_2} > 2; \quad K_{\text{пр}} = \frac{C_{\text{н}} \cdot \gamma \cdot P_1 \cdot T^{-1/2}}{\rho \cdot \sqrt{T}} \cdot Y \quad (4.04)$$

де  $C_{\text{н}}$  — об'ємний розхід (273 °К; 101 кПа), м<sup>3</sup>/год;

$K_{\text{пр}}$  — коефіцієнт пропускної здатності;

$P_1$  — тиск до регулятора, МПа;

$P_2$  — тиск після регулятора, МПа;

$T$  — температура газу, °К;

$\rho$  — густина газу при нормальних умовах, кг/м<sup>3</sup> (273 °К; 101 кПа);

$\gamma$  — коефіцієнт стисливості газу.

При малих перепадах тиску на РТ нехтують стисливістю газу. При  $\frac{P_1}{P_2} > 0,08$  помилка не перевищує 2,5 %, при  $\frac{P_1}{P_2} > 0,08$  потрібно враховувати стисливість газу.

За розрахованим значенням  $K_{\text{пр}}$  підбираємо по таблиці найближче значення фактичного коефіцієнта пропускної здатності регулятора або регулюючого клапана з різними типами затворів.

#### Приклад 4.2

Підібрати регулятор тиску.

Вихідні дані:  $C_{\text{н}} = 250$  тис. м<sup>3</sup>/год;

$\rho_{\text{н}} = 0,71$  кг/м<sup>3</sup>;

$T = 273$  °К;

$P_1 = 3,7$  МПа;

$P_2 = 1,2$  МПа.

Кількість ниток редукування 2 + 1.



щовав 1,04-1,5 МПа при постійному абсолютному тиску  $P_2$  за дроселем, ідо дорівнює 0,2-0,3 МПа.

При вибраному перепаді дросель працює тільки при надкритичному режимі витікання, так як

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{1,0}{0,3} = 3,3 > 2;$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{1,5}{0,2} = 7,5 > 2.$$

Діаметр постійного дроселя для критичного і надкритичного витікання газу, мм, визначається по формулі:

$$d = \sqrt{\frac{Q_{гн} \cdot \sqrt{\rho_{гн} \cdot T_1}}{(118,8 \cdot P_1)}}, \quad (4.06)$$

де  $Q_{гн}$  — розхід газу, м<sup>3</sup>/год, при  $P = 0,1013$  МПа,  $T_{гн} = 273$  °К;

$\rho_{гн}$  — густина газу при нормальних умовах, кг/м<sup>3</sup>;

$T_1$  — робоча температура газу, °К;

$P_1$  — абсолютний тиск газу перед дроселем (після регулятора 1-го ступеня), МПа.

Довжина дроселя приймається рівною, мм:

$$L = 3 \cdot d.$$

Приклад 4.3

Визначити діаметр постійного дроселя II-го ступеня редукування, використовуючи вихідні дані прикладу 4.02.

Тиск на виході після регулятора 1-го ступеня  $P_2 = 1,2$  МПа.

Визначимо робочу температуру газу після 1-го ступеня:

$$T = AT \quad (4.07)$$

де  $T$  — робоча температура газу перед 1-м ступенем (по умові прикладу 4.02), °К;

$\Delta T_{др}$  — зниження температури газу при дроселюванні в 1-му ступені редукування, °К.

$$\Delta T_{др} = 5,5 \cdot (P_1^2 - P_2^2) \quad (4.08)$$

$$\Delta T = 5,5 \cdot (3,7^2 - 1,2^2) = 14 \text{ °К},$$

тоді  $T = 273 - 14 = 259$  °К.

Діаметр постійного дроселя визначається:

$$d = \sqrt{\frac{Q_{гн} \cdot \sqrt{\rho_{гн} \cdot T_1}}{(118,8 \cdot P_1)}}$$

#### 4. Вибір запобіжного клапана

Запобіжні клапани розраховуються на повну пропускну здатність ГРС, кг/годину.

Для вибору клапана по довіднику необхідно визначити його діаметр, мм:

$$c i = a / i ! = V 1,273 \cdot P, \quad (4.09)$$

де  $P$  — площа перерізу клапана, мм<sup>2</sup>.

Необхідний прохідний переріз клапана визначається по формулі:

$$p = \frac{O}{5,02 \cdot a \cdot B \cdot \sqrt{(P_1 - P_2)} \cdot \rho}, \quad (4.10)$$

де  $O$  — пропускну здатність клапана, кг/год;

$$O = \alpha \cdot \rho \cdot P, \quad (4.П)$$

$\alpha$  — коефіцієнт витрати газу клапаном:

$$\alpha = 0,54 - 0,8;$$

$B$  — коефіцієнт, який залежить від показника адіабати «К»;

<b>К</b>	<b>1</b>	<b>1,14</b>	<b>1,24</b>	<b>1,3</b>	<b>1,4</b>	<b>2,0</b>	<b>3,0</b>	<b>4,0</b>	<b>6,0</b>	<b>10,0</b>
<b>В</b>	<b>0,43</b>	<b>0,45</b>	<b>0,46</b>	<b>0,47</b>	<b>0,48</b>	<b>0,54</b>	<b>0,61</b>	<b>0,66</b>	<b>0,72</b>	<b>0,79</b>

$P_1$  — максимальний надлишковий тиск перед клапаном, МПа:

$$P_1 = P_2 \cdot 1,1013 \text{ МПа};$$

$P_2$  — максимальний надлишковий тиск після клапана, МПа:

$$P_2 = 0,1013 \text{ МПа};$$

$\rho$  — густина газу при  $P_1$  і  $T_1$ , кг/м<sup>3</sup>.

Густина газу в робочих умовах визначається:

$$\rho = \rho_n \cdot \frac{P_1}{P_n} \cdot \frac{T_n}{T_1}, \quad (4.12)$$

де  $\rho_n$  — густина газу при 273 °К і 0,1013 МПа;

$T_n$  — нормальна температура, °К;

$P_n$  — нормальний тиск, МПа;

$T_1$  — температура газу перед запобіжним клапаном, К;  
 $\kappa$  — коефіцієнт стисливості газу при  $P_1$  і  $T_1$ ;  
 $P_1$  — максимальний надлишковий тиск газу перед клапаном, МПа.

**Приклад 4.4**

Підібрати запобіжний клапан для ГРС за даними прикладу 4.2; 4.3.

Показник адіабати  $\gamma = 1,3$ ;  
 коефіцієнт стисливості  $\kappa = 0,92$ .  
 Визначаємо густину газу в робочих умовах:

$$\rho = \frac{P_1}{R \cdot T_1} = \frac{101300}{29 \cdot 293} = 1,18 \text{ кг/м}^3$$

Прохідний переріз клапана з урахуванням пропускної здатності:

$$G = 125000 \cdot 0,71 = 88750 \text{ кг/год};$$

$$P = \frac{G}{\sqrt{\kappa \cdot \rho}} = \frac{88750}{\sqrt{0,92 \cdot 1,18}} = 13873 \text{ мм}^2$$

Діаметр клапана визначиться:

$$d = \sqrt{P} = \sqrt{13873} = 118 \text{ мм}.$$

По [10] підбираємо клапан СППКЗ-150, № пружини 36, межі настройки 0,8–1,3 МПа.

Встановлюються по два клапани на кожну вихідну нитку газопроводу.

**5. Визначення розходу газу на ділянці газопроводу**

При русі газу в газопроводах середнього і високого тиску виникає значне падіння тиску по довжині через подолання гідравлічних опорів. При цьому густина газу зменшується.

Для горизонтального газопроводу масова витрата, кг/с, газу визначається з [11] по формулі:

де  $P$  — площа перерізу труби, м<sup>2</sup>;

$P_1$  і  $P_2$  — надлишковий тиск на початку і в кінці газопроводу, Па;

$O$  — діаметр газопроводу, м;  
 $Z$  — коефіцієнт стисливості газу;  
 $X$  — коефіцієнт гідравлічного опору;  
 $\rho$  — газова стала н-м/кг-°К,  $\rho_{н} = 519,26$  [11];  
 $T$  — температура газу, °К;  
 $L$  — довжина газопроводу, м.  
 Об'ємний розхід газу, м<sup>3</sup>/с:

$$Q_V = \frac{M}{\rho_n}, \quad (4.14)$$

де  $\rho_n$  — густина газу, кг/м<sup>3</sup>.  
 Годинний розхід, м<sup>3</sup>/год:

$$Q_{\text{год}} = Q_V \cdot 3600.$$

#### Приклад 4.5

Визначити розхід газу в горизонтальному газопроводі  
 довжиною 10 км;  
 діаметром  $529 \times 10^{-3}$  м;  
 абсолютний тиск на початку  $P_1 = 4 \cdot 10^5$  Па,  
 в кінці  $P_2 = 2 \cdot 10^5$  Па;  
 газова стала  $\rho_{н} = 519,26$  н · м/кг · К;  
 температура газу 278 °К;  
 густина газу  $\rho_n = 0,71$  кг/м<sup>3</sup>;  
 коефіцієнт гідравлічного опору  $X = 0,02$ .

Так як тиски  $P_1$  і  $P_2$  достатньо низькі, то приймаємо  $Z = 1$ .

Визначаємо масовий розхід газу:

$$\begin{aligned}
 M &= \frac{3,14 \cdot 0,509^2}{4} \sqrt{\frac{(4^2 - 2^2) \cdot 10^5 \cdot 0,509}{0,02 \cdot 1 \cdot 519,26 \cdot 278 \cdot 10000}} \\
 &= 29,5 \text{ кг/с.}
 \end{aligned}$$

Об'ємний розхід газу:

$$Q_V = \frac{29,5}{0,71} = 41,5 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Годинний розхід газу:

$$Q_{\text{год}} = 41,5 \cdot 3600 = 150 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Приклад 4.6

Визначити перепад тиску в горизонтальному газопроводі, використовуючи дані прикладу 4.5.

$$P_2 = 2 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

$$P_1 - P_2 = \dots \quad (415)$$

Виразимо секундний масовий розхід газу через об'ємний годинний розхід:

$$M = 3600$$

$$P_1 - P_2 = \dots = 12,63 \cdot 10^{10};$$

$$P_1 = \dots = 4,0 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Перепад тиску:

$$P_1 - P_2 = (4 - 2) \cdot 10^5 = 2 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

**6. Визначення діаметра сопла для одоризації газу**

Одоризація виконується шляхом автоматичного вводу одоранту пропорційно розходу газу.

Газ із тиском  $P_1$  до діафрагми надходить у бачок (3) з одорантом (рис. 4.24) і утворює тиск на стовп одоранту, який дорівнює  $P_2 = H_0 \cdot \rho \cdot g$ .

Тиск виходу одоранту з сопла дорівнює  $P_3 = P_2 + \Delta P = P_3$ ,

де  $H_0$  — висота установки бачка, м;  $i = 1$  м;

$H_0$  — висота бачка;

$\rho$  — густина одоранту,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_{\text{газ}} = 865 \text{ кг/м}^3$ ;

$\Delta P$  — перепад тиску на діафрагмі, Па;  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ .

Величина  $H_0 \cdot \rho \cdot g$  — стала для даної установки і дорівнює 8486 Па.

Розрахунок діаметра сопла для виходу одоранту вико-



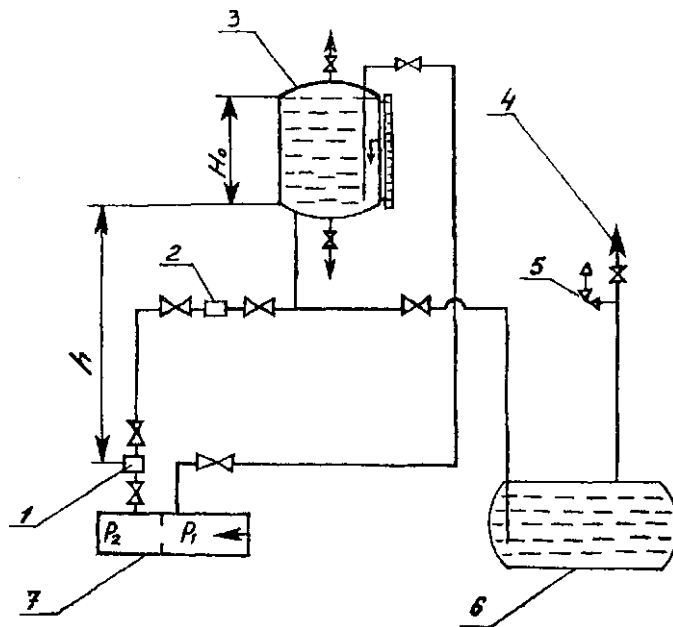


Рис. 4.24. Схема крапельного одоризатора

нується по формулі витікання рідини з циліндричної насадки [12]:

$$(4.16)$$

де  $V$  — розхід одоранту,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$l$  — площа перерізу сопла,  $\text{м}^2$ ,  $l = \frac{\pi d^2}{4}$ ;

$\Phi$  — коефіцієнт витікання,  $\Phi = 0,82$  [12];

$g$  — прискорення сили ваги,  $\text{м}/\text{с}^2$ ;

$H$  — тиск витікання одоранту із сопла, МПа.

Після підставлення у формулу значення  $V$  одержимо значення діаметра сопла, м:

$$d = \sqrt{\frac{4V}{\pi l \cdot \Phi \cdot \sqrt{gH}}} \quad (4.17)$$

#### Приклад 4.7

Визначити діаметр сопла для витікання одоранту на

ГРС, продуктивністю  $9 = 70 \times 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$ ;

норма розходу одоранту — 16 г на  $1000 \text{ м}^3$  газу;

діаметр діафрагми  $cI = 0,169$  м;

$$\begin{aligned} \rho_{ст} &= 0,71 \text{ кгс/м}^3; \\ P &= 3 \cdot 10^5 \text{ Па}; \\ T &= 278^\circ \text{ К}; \\ z &= 0,9. \end{aligned}$$

Визначимо розхід одоранту, м<sup>3</sup>/с:

$$y_* = \frac{P \cdot \rho_{ст} \cdot z^{0,16}}{1000 \cdot P - 3600} = 4,44 \cdot 10^{-9} \cdot \frac{0,9}{P} = 7,7 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Перепад тиску на діафрагмі ДР, Па задається, виходячи з діаметра діафрагми, ДР приймаємо мінімальним  $0,1 \cdot 10^5$  Па.

Тиск виходу одоранту з сопла визначиться:

$$H = \sqrt{0,865 \cdot 9,81 + 10000} = 18485 \text{ Па} = 0,018 \text{ МПа}.$$

Діаметр сопла для одоризації:

$$= 0,55 \text{ мм}.$$

#### 7. Визначення кількості тепла для підігріву газу

Кількість тепла для підігріву газу визначається по формулі, кДж/год:

$$Q = \rho_0 \cdot V \cdot C_p \cdot \Delta T, \quad (4.18)$$

де  $V$  — розхід газу через регулятор, м<sup>3</sup>/год;

$\rho_0$  — густина газу при нормальних умовах, кг/м<sup>3</sup>;

$C_p$  — масова теплоємність газу при постійному тиску, кДж/кг · град.

$\Delta T$  — температура підігріву газу, °К;

$$C_p = 2,5; \quad \Delta T = 4 - (-5)^\circ \text{ К}.$$

#### Приклад 4.8

Визначити необхідну кількість тепла для підігріву газу при  $V = 70 \cdot 10^3$  м<sup>3</sup>/год;

$$\rho_0 = 0,73 \text{ кг/м}^3.$$

$$Q = 70 \cdot 10^3 \cdot 0,73 \cdot 2,5 \cdot 5 = 638750 \text{ кДж/год}.$$

#### 4.2. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНІ ПУНКТИ

Газорегуляторні пункти (ГРП) призначені для зняття тиску газу і підтримання тиску на заданих рівнях їх споруджують у населених пунктах, на території промислових, комунальних та інших підприємств.

Залежно від призначення ГРП розміщують у будинках, розташованих окремо, в прибудовах до будівель, у шафах на негорючій стіні зовні газифікованого будинку або в окремо розташованій негорючій опорі.

У ГРП встановлюють таке устаткування: фільтри, запобіжно-запірні клапани (ЗЗК), регулятори тиску (РТ), запобіжні скидальні пристрої (ЗСП) на виході, запірну арматуру, манометри на вході та виході, а також на байпасі. Витратоміри передбачаються при наявності обґрунтування їх встановлення.

Основний регулятор тиску ГРП обирають за максимальною розрахунковою витратою газу споживачами і за потрібним перепадом тиску при редукуванні. Пропускна здатність регулятора тиску приймають на 154-20 % більше максимальної розрахункової витрати. ЗЗК встановлюють перед регуляторами тиску, а ЗСП — за регуляторами після витратоміру. Як ЗСП застосовують клапани СППК (ППК) або гідравлічні запобіжники (ГЗ).

Необхідну пропускну здатність ЗСК визначають, виходячи з таких умов:

— якщо перед РТ встановлюють ЗЗК, то пропускна здатність скидального клапана,  $m^3/год \Phi = 2B$ , де  $B$  — діаметр сідла РТ, мм;

— якщо перед РТ не встановлюється ЗЗК, то пропускна здатність ЗСК не менше пропускну здатності найбільшого РТ;

— якщо перед РТ не встановлюється ЗЗК, але споживачі мають додаткові регулюючі пристрої, то пропускна здатність ЗСК становить не менше  $iii$  % від пропускну здатності найбільшого РТ.

#### ***Вибір оптимальної кількості ГРП***

Оптимальну кількість ГРП вибирають з урахуванням мінімальних приведених витрат або капітальних вкладень, необхідних для спорудження ГРП, підведення високого або середнього тиску до нього і газорозподільної мережі низького тиску, в яку надходить газ із ГРП.

Визначити оптимальну кількість ГРП можна методом

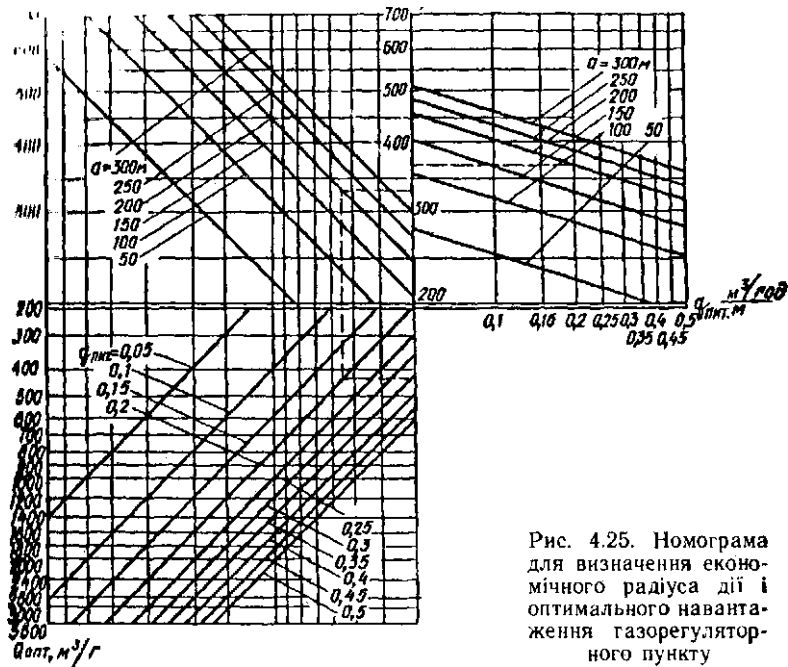


Рис. 4.25. Номограма для визначення економічного радіуса дії і оптимального навантаження газорегуляторного пункту

варіантних розрахунків (13), а також по номограмі, в яку входять такі величини:

$\langle \gamma_{пит.} \rangle$  — питоме навантаження в мережах низького тиску;  $\langle \gamma^0 \rangle$  — на метр довжини газопроводу;

$a$  — середня довжина ділянки газорозподільної мережі низького тиску, м;

$r$  — оптимальний радіус дії ГРП, м;

$Q_{opt}$  — оптимальне навантаження на ГРП,  $m^3/год$ ;

$A$  — вартість ГРП з урахуванням газопроводу високого або середнього тиску;

$\Delta H$  — втрати напору в мережі низького тиску, Па.

Отриманий по номограмі (рис. 4.25) оптимальний радіус дії ГРП, уточнюють по формулі

$$Y = K \cdot K, \quad (4.19)$$

де  $K$  — поправочний коефіцієнт, який приймається по таблиці 4.08 залежно від заданих  $A$  і  $\Delta H$ .

Оптимальна кількість ГРП визначається по формулі (13)

Таблиця 4.08

Л. И. Па	Значення К при А (умовних одиниць)				
	3900	4450	5000	5560	6100
500	0,81	0,86	0,91	0,96	1
700	0,83	0,88	0,93	0,98	1,02
1000	0,85	0,91	0,96	1,01	1,06
1200	0,87	0,92	0,98	1,03	1,07
1500	0,88	0,94	1	1,05	1,1
1700	0,91	0,96	1,03	1,08	1,12

$$M_{OPT} = - \hat{ \quad } , \quad (4.20)$$

де  $\hat{ \quad }$  — сумарний розхід газу в мікрорайоні, м<sup>3</sup>/год.

#### Приклад 4.9

Визначити оптимальну кількість ГРП вартістю Л = 5000 у. о. (кожний): сумарний розхід газу низького тиску <math>\hat{ \quad } < 2 \hat{ \quad } = 6500 \text{ м}^3/\text{г}</math>;

середня довжина дільниці  $a = 250 \text{ м}$ ;

питоме навантаження  $d_{\text{Пит}} = 0,25 \text{ м}^3/\text{г} \cdot \text{м}$ ;

прийнята розрахункова втрата напору  $D_{\#} = 1000 \text{ Па}$ .

По номограмі (13), рис. 4.25, (правий верхній квадрант) знаходимо  $/? = 380 \text{ м}$ . Відповідно до вихідних даних уточнюємо радіус дії ГРП, попередньо вибравши по таблиці 4.08 значення  $\# = 0,96$ :

$$\# ' = 380 \cdot 0,96 = 365 \text{ м}.$$

По номограмі (лівий верхній і нижній квадранти) знаходимо  $\hat{ \quad }_{\text{ГРП}} = 600 \text{ м}^3/\text{г}$ .

Оптимальна кількість ГРП:

### Устаткування ГРП

#### Регулятори низького тиску РТ-32М і РТ-50М

Регулятори РТ-32М і РТ-50М можуть постачатися з різними діаметрами сідел і пружинами для настроювання вихідного тиску: 0,9—2 кПа для природного (мережного) газу, 2—3,5 кПа для зрідженого газу. При монтажі регулятора пружиною вниз вихідний тиск буде на 0,3—

0,4 кПа менший за вказаний. Регулятор складається з двох основних вузлів: мембранної камери і чавунної хрестовини, в якій є гніздо для встановлення змінного сідла. Вхід газу може бути виконаний по осі сідла або збоку (по осі хрестовини). При цьому змінюється пропускна здатність регулятора.

Зі збільшенням діаметра сідла зменшується допустимий вхідний тиск.

Настроювання регулятора на заданий вихідний тиск повинно виконуватись при середньому розході газу. Зниження вихідного тиску виконують обертанням гвинта (2) за годинниковою стрілкою; підвищення — обертанням гвинта проти годинникової стрілки.

У регулятор вмонтований скидальний запобіжний клапан, настроювання якого на спрацювання в межах тиску 2—4 кПа (для РТ-32М) і 1,5—4 кПа (для РТ-50М) виконують стисканням пружини (8) (рис. 4.26).

Подача газу на вхід регулятора при відключеній імпульсній лінії не допускається.

Регулятори РТ-32М і РТ-50М в основному застосовують у шафних ГРП.

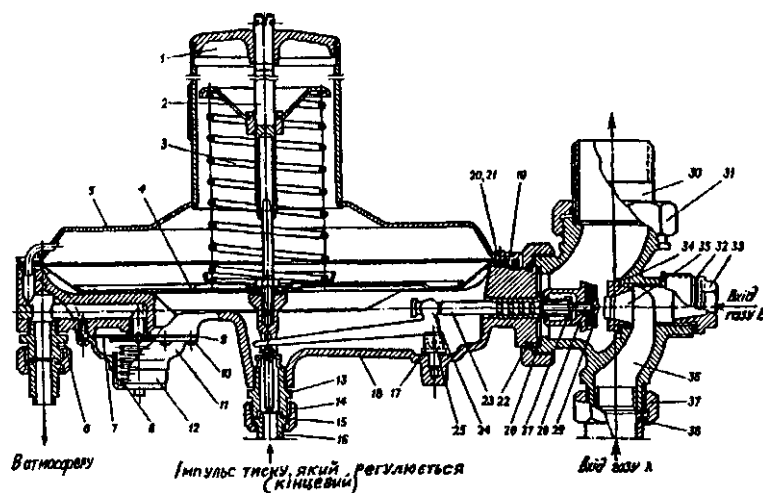
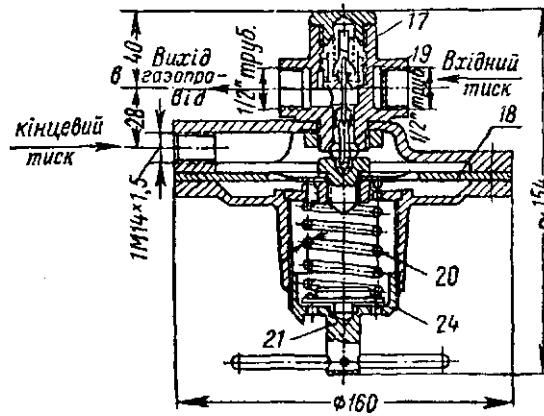


Рис. Регулятор тиску газу РТ-50М.

1, 12, 33 - пробки, 2 - регулювальний гвинт, 3, « - пружини, 4, 7 - мембрани, 5, 18 - верхня і нижня кришки корпусу, 6, 13 - штуцери, 9, 15, 19, 26, 32, 34 - прокладки, 10 - гвинт М5Х12, П - кришка корпусу скидального клапана, 14, 31, 37 - накидні гайки, 16, 30 - ніпелі, 17 - стовп важеля, 20 - гвинт М6Х20, 21, 22, 27 - гайки М4, 23 - штовхач, 24 - важіль, 25 - вісь важеля, 28 - шпилька клапана, 29 - клапан, 35 - сідло клапана, 36 - хрестовина регулятора, 38 - мале кільце



Реглятор управління (пілот КН-2 і КВ-2)

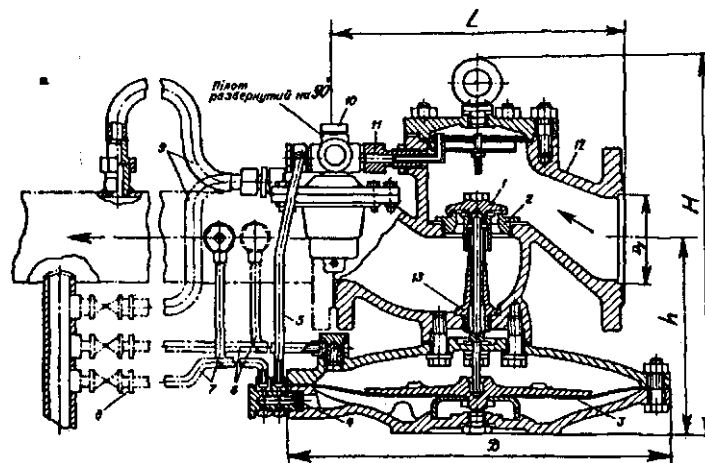


Рис. 4.27. Регулятор тиску РТУК-2 (загальний вигляд).

1 — плунжер, 2 — сідло, 3 — мембрана, 4, 8 — дроселі, 5, 6, 7 — трубки імпульсні, 9 — трубопровід імпульсний, 10 — пілот, 11 — патрубок з'єднувальний, 12 — корпус, 13 — колонка

### Регулятори РТУК-2

Регулятори тиску універсальної конструкції Казанцева РТУК-2 складаються з двох основних вузлів: регулюючого клапана (12) і пілота (10) (рис. 4.27).

Для вихідного тиску газу від 0,5 до 60 кПа регулятор

Таблиця 4.09

**Пропускна здатність, м<sup>3</sup>/год, регуляторів РТ-32М і РТ-50М  
(для газу з  $\rho=0,7$  кг/м<sup>3</sup>)**

Тиск на вхід, МПа	Діаметр сідала регулятора мм							
	РТ-32М			РТ-50М				
	4	6	10	8	П	15	20	25
0,02	5	11	19	20	37	58	108	165
				20	37	50	92	125
0,06	10	19	35	42	85	130	225	338
				42	80	120	200	265
0,1	13	25	45	56	117	183	308	466
				55	112	167	270	363
0,2	22	41	75	90	180	314	500	—
				89	170	267	433	—
0,4	38	70	—	158	292	525	—	—
				150	277	483	—	—
0,6	53	105	—	225	410	775	—	—
				213	388	717	—	—
0,8	72	145	—	290	524	—	—	—
				275	500	—	—	—
1,0	91	190	—	350	638	—	—	—
				337	610	—	—	—

комплектують пілотом КН-2, а для тиску від 60 до 600 кПа — пілотом КВ2. Мінімально необхідний для роботи регулятора перепад тиску 3 кПа.

Пілот КВ-2 на відміну від пілота КН-2 для зменшення активної площі мембрани (18) між нею і нижньою кришкою має диск (19) із зовнішнім діаметром 160 мм і внутрішнім — 55 мм. Саратовський завод «Газоапарат» випускає пілоти КВ-2 з нижньою кришкою (24), конфігурація якої дала змогу не застосовувати диск (19).

При необхідності заміни ущільнюючої прокладки плунжера (1) її виготовляють із маслобензостійкої гуми середньої твердості МБС-С (ДСТУ 7338-77) товщиною 6 міліметрів.

Вихідний тиск визначається стисканням пружини (20) пілота, яке виконують ввертанням стакана (21). Зі збільшенням стискання пружини вихідний тиск підвищується.

При перевірці стана пілота перевіряють холостий хід золотника (14), який має бути не меншим 2 мм, а потім наступний за ним робочий хід, який дорівнює 1,5 — 2 мм. Хід змінюється підгонкою шпильки (16) золотника.



### Розміри РТУК-2

Регулятор	Розміри, мм			
	<i>l</i> *	<i>o</i>	<i>n</i>	<i>A</i>
РТУК-2-50	230	360	308	180
РТУК-2-100	350	466	450	234
РТУК-2-200	600	650	680	360

### Регулятори РТБК

Регулятори тиску блочні конструкції Казанцева (РТБК) випускає Саратовський завод «Газоапарат» замість регуляторів РТУК-2. Мінімальний вхідний тиск 50 кПа. Регулятори РТБК випускають з  $\psi y = 25$  (50 і 100 мм) двох модифікацій РТБК-1 (рис. 4.28) і РТБК-1П. Регулятор РТБК-1 містить регулюючий клапан, стабілізатор і регулятор управління — пілот. Регулятор РТБК-1П на відміну від РТБК-1 не має стабілізатора.

Максимальний вхідний тиск: для  $\psi y = 25$  мм — 1,6 МПа; для  $\psi y = 50$  (100) мм — 1,2 МПа. Вихідний

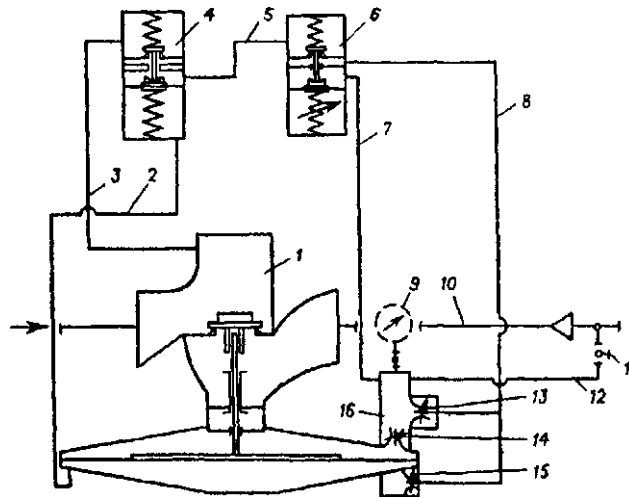


Рис. 4.28. Схема регулятора РТБК-1.

1 - корпус регулюючого клапана (РК), 2, 3, 5, 7, 8, 12 - трубопроводи імпульсні, 4 - стабілізатор, 6 - пілот, 9 - манометр, 10 - газопровід, 11 - кран, 13, 14, 15 - дроселі регулюючі, 16 - колонка імпульсна

тиск для РТБК-1 — від 1 до 60 кПа, РТБК-1П — від 30 до 600 кПа.

Регулюючий клапан регуляторів із  $\varphi = 100$  мм має змінні сідла діаметром 50 або 70 мм.

Регулятори із  $\varphi = 25$  (50 мм) мають сідла постійного розміру, які дорівнюють відповідно 21 і 35 мм.

Корпус регуляторів РТБК (рис. 4.28) має імпульсну колонку (16), куди підведена імпульсна трубка вихідного тиску (12). Тут же встановлені регулюючі дроселі (13), (14), які складаються з корпусу, голки з прорізом і захисного ковпачка. Дросель (14) призначений для піднастройки регулятора при виниканні вібрації в роботі регулятора. У РТБК-25 дросель (14) відсутній. За допомогою дроселів (14) і (15) установлюють необхідний тиск газу в підмембранній порожнині регулюючого клапана і забезпечують роботу регулятора без автоколивань.

У корпусі стабілізатора (4) встановлено сідло діаметром 3,5 міліметра. Хід регулюючого плунжера стабілізатора становить 1,54-2 міліметри. Газ із вхідним тиском, що надходить у стабілізатор по лінії (3), дроселюється (перепад тиску дорівнює 30-50 кПа) і по лінії (5) направляється в пілот. Стабілізатор не підтримує після себе постійний тиск через те, що його підмембранний простір з'єднаний із підмембранним простором регулюючого клапана, а забезпечує тільки сталість перепаду тиску в пілоті.

Пілот РТБК-1 дає змогу підтримувати постійний тиск у заданих межах. Настройку регулятора РТБК-1 на заданий вихідний тиск виконують зміною стискання пружини ввертанням стакана пілота. Пілот РТБК-1П конструктивно майже аналогічний стабілізатору регулятора РТБК-1. Відмінність полягає в тому, що підмембранний простір з'єднується з атмосферою. Пропускна здатність регуляторів РТУК-2 і РТБК (табл. 4.10) із сідлом  $c/c = 50$  мм визначається по формулі:

де коефіцієнт  $K$  приймається таким:

$A$	<b>21</b>	<b>35</b>	<b>50</b>	<b>70</b>	<b>105</b>	<b>140</b>
$K$	<b>0,217</b>	<b>0,63</b>	<b>1,0</b>	<b>2</b>	<b>4,14</b>	<b>6,71</b>

При настройці РТБК-1П дроселі (4) і (5) регулюють таким чином, щоб тиск у підмембранній камері регулюючого клапана був більшим вихідного тиску, що діє на мембрану зверху.

Таблиця 4.10

Пропускна здатність  $V$ , (в  $\text{м}^3/\text{год}$ ) регуляторів РТУК-2 і РТБК із сідлом  $\rho_c = 50 \text{ мм}$   $\langle p = 0,73 \text{ кг/м}^3$ )

P, МПа	$P^2$ , МПа															
	0,002	0,003	0,004	0,005	0,01	0,03	0,05	0,08	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,4	0,5	0,6
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0,05	1030	1025	1005	1000	980	750	—	—								
0,08	1295	1290	1288	1285	1280	1190	1000									
0,1			1420			1390	1270	910								
0,15			1790				1780	1640	1500							
0,2				2140				2130	2065	1690	—	—	—	—	—	—
0,25					2500				2490	2315	1780	—	—	—	—	—
0,3					2840					2800	2550	1950	—	—	—	—
0,4											3525	3290	2990	—	—	—
0,5						4260						4220	3590	3330	—	—
0,6							4970						4955	4620	3570	—
0,7								5670						5615	5015	3920
0,8								6380							6150	5500
0,9								7085							7060	6560
1,0								7790							7760	7660
1,1									8500							8460
1,2									9200							9170

Таблиця 4.И

## Основні характеристики регуляторів тиску

Найменування	Позначення	$2>$ , мм	Діаметр сідла, мм	Тиск, $\cdot 10^3$ Па		Пропускна здатність, $\text{м}^3/\text{год}$ , при вхідному тиску, $\cdot 10^2$ Па				Маса, кг
				вхідний, не більше	вихідний, у межах	1	3	6	12	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	И
Регулятор тиску зрідженого газу	РТЗГІ-0,5 РТЗГІ-1,2	15	1,6 2	16	0,02—0,036	0,75 1,8	1,5 3,6	—	—	0,24 0,52
Регулятор тиску газу	РТГ-6 РТГ-8	15	1,6 2	16	0,02—0,036	0,75 1,8	1,5 3,6	—	—	0,68 0,65
Регулятор тиску газу домашній	РТГД-20	20	—	3	0,02-0,025	45	80	—	—	5,0
Регулятор низького тиску	РТ-32 М/С РТ-32 М/С	32	6 10	16	0,009—0,02	25 45	55 100	105	—	8,0
	РТ-32 М/Ж РТ-32 М/Ж		4 6			0,02—0,035	7 16	18 32	31 62	
	РТ-50 М/С РТ-50 М/С РТ-50 М/С	50	15 20 25		0,09—0,02	167 270 363	375 610	717	—	18
	РТ-50 М/Ж РТ-50 М/Ж		8 11		0,02-0,035	32 66	69 132	125 228	231	

Продовження табл. 4.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	п
	2)у32 £K,32	32	6 10	6	0,02-0,035	25 45	55 100	105 —	— —	8
	Oy50 Лу50 0,50	50	15 20 25			167 270 363	375 610 —	717 — —	— — —	
	PHT-100 PHT-150 PHT-200	100 150 200	40 60 85	3	0,0035-0,03	1500 3500 7000	3000 7000 14 000	— — —	— — —	105 200 330
Регулятор середнього тиску	£>32 £>50	32 50	10 25	6	0,1-1,1	40 320	90 720	160 1260	— —	13 26
Регулятор тиску універсальний конструкції Казанцева	РТУК2Н-50	50	35	12	0,005-0,6	900	1790	3125	5800	45
	РТУК2Н-100	100	50			1420	2840	4970	9200	80
	РТУК2Н-100	100	70			2825	5650	9900	18 350	80
	РТУК2Н-200	200	105			5880	11 800	20 550	38 000	300
	РТУК2Н-200	200	140	6		9500	19 000	33 340	—	300
	РТУК2В-50	50	35	12	0,6-6,0	720	1790	3125	5800	45
	РТУК2В-100	100	50			1200	2840	4970	9200	80
	РТУК2В-100	100	70			2300	5650	9900	18 350	80
	РТУК2В-200	200	105			4700	11 800	20 550	38 000	300

Продовження г^зл. - .

1	2	3	4	5	б	7	8	9	10	
	РТУК2В-200	200	140	6	0,6—6,0	7650	19 000	33 340	—	300
Регулятор тиску блочний конст- рукції Казанцева	РТБК1-25	25	21	16	0,01-0,6	310	620	1080	2000	26
	РТБК1-50	50	35			900	1790	3125	5800	38
	РТБК1-100	100	50	12	0,3-6,0	1420	2840	4970	9200	93
	РТБК1-100	100	70			2825	5650	9900	18 350	93
РТБК1П-25	25	21	16	250		620	1080	2000	23	
РТБК1П-50	50	35		720		1790	3125	5800	36	
Регулятор серед- нього тиску	РТБК1П-100	100	50	12	0,005—6,0	1200	2840	4970	9200	89
	РТБК1П-100	100	70			2300	5650	9900	18 530	89
	РТС-80	80	34	12		1300	2600	4570	8500	186
	РТС-100	100	42			1860	3700	6460	12 000	236
	РТС-150	150	62	6—10	4850	9600	16 800	—	237	
	РТС-200	200	90		9100	18 000	31 600	—	336	
	РТС-300	300	140		22 000	43 600	—	—	596	

Примітка: 1. Регулятори низького і середнього тиску *Иу* 32 і 50 постачаються тільки в комплекті шафного ГРП типу ШРУ. 2. У регуляторів РТ-32М і РТ=50М індекс «С» — мережний газ, «Ж» — зріджений газ. 3. Пропускна здатність приведена при вихідному тискові: для РТУК-2В, РТБК-Ш і клапанів регулюючих —  $0,6 \cdot 10^5$  Па, для РТ-64 —  $310^5$  Па, для решти — менше  $0,05 \cdot 10^5$  Па, а також густина газу  $p=2,2$  кг/м<sup>3</sup> для РТСГ, РТГ, РТ-32М/Ж і РТ-50М/Ж і  $p=0,73$  кг/м<sup>3</sup> — для решти.

### ***Запобіжні запірні клапани***

Запобіжний запірний клапан (ЗЗК) повинен автоматично припиняти подачу газу споживачам при аварійній ситуації при підвищенні або зниженні тиску в газовій мережі понад задані границі. ЗЗК встановлюють між фільтром і регулятором тиску.

Згідно БНІП 2.04.08—87 норми герметичності ЗЗК мають відповідати 1-му класові, точність спрацьовування становить  $\pm 5\%$  від заданого контрольованого тиску.

Найбільше поширення мають запобіжні клапани типу ПКН і ПКВ, ПКК-40М. Для заміни ПКН і ПКВ у МосгазНДІпроекті розроблено клапани КПН і КПВ.

### ***Клапани ПКН і ПКВ***

Клапани ПКВ на відміну від клапанів ПКН мають сильнішу пружину, додатковий диск, що зменшує площу мембрани, і не мають тарілки мембрани.

Настройку ПКН (ПКВ) на спрацьовування виконують спочатку при зниженні тиску газу нижче від заданого значення, а потім при збільшенні його вище заданої межі.

Межі настройки контрольованого тиску, кПа, для ПКН:

нижня — від 0,3 до 3, верхня — від 2 до 60; для ПКВ:  
нижня — від 3 до 30, верхня — від 30 до 600. Опис

конструкції і послідовність настройки викладені в (14).

Клапани ПКН (ПКВ) застосовують з умовними проходами 50, 80, 100 і 200 міліметрів. Підмембранна порожнина головки клапана випробовується на герметичність тиском 0,1 МПа для ПКН і 0,65 — для ПКВ.

### ***Клапани ПКК-40М***

Клапани ПКК-40М в основному застосовують у ГРП шафного типу. Вхідний тиск не більше 1,2 МПа.

Розрізняють клапани модифікації ПКК-40МН, коли спрацьовування виникає при підвищенні вихідного тиску від 1,5 до 5 кПа, і клапани ПКК-40МС, які спрацьовують при тискові 5—60 кПа. Подача газу припиняється клапаном ПКК-40М також при зниженні вхідного тиску або перепаду тиску на клапані нижче 10—15 кПа.

Клапани настроюють на спрацьовування при заданому вихідному тискові поворотом регулюючого стакана. Одне обертання його змінює тиск спрацьовування приблизно на

3 кПа при пружині середнього тиску (дріт діаметром 4 мм) і на 0,2 кПа при пружині низького тиску (дріт діаметром 2 мм).

Коли потрібно припинити подачу газу і при зниженні вихідного тиску нижче встановленої межі, ГРП із клапаном ПКК-40М додатково комплектують, імпульсним реле конструкції Променергогазу (14). Межі настройки (в кПа) реле при низькому тискові 1–5, при середньому – від 5 до 20 кПа.

#### ***Клапани КПН і КПВ***

Максимальна пропускна здатність (в м<sup>3</sup>/год) клапанів при  $p_{вх} = 1,2$  МПа ( $\rho = 0,72$  кг/м<sup>3</sup>) для КПН (В) ? = 50-5800, для КПН (В) ? = 100-18500 м<sup>3</sup>/год.

Конструкцію клапанів КПН і КПВ відрізняють такі особливості: використання зусилля стиснутої пружини для притискання запірного плунжера до сідла, наявність командного приладу, застосування оригінальної системи передачі імпульсу руху від мембрани командного приладу до запірного плунжера клапана.

На відміну від клапанів ПКВ клапани КПВ можна налаштувати на спрацьовування при підвищенні вихідного тиску до 0,72 МПа.

Командний прилад налаштовують на спрацьовування спочатку, по нижній, а потім по верхній границі.

#### ***Запобіжні скидальні пристрої***

Для уникнення відключення споживачів від системи газопостачання при різкому скороченні розходу газу або протіканнях газу крізь негерметичний затвор регулятора тиску встановлюють запобіжні скидальні пристрої (ЗСП), які відкриваються на короткий проміжок часу для випускання в атмосферу надлишкового, як правило, незначного об'єму газу. Згідно БНІП 2.04.08–87 початок спрацьовування ЗСП має бути забезпечений при перевищенні максимального робочого тиску на 5 %, і повне його відкриття при перевищенні цього тиску не більше, ніж на 15 %. Щільність закритого ЗСП має відповідати 1-му класові.

Конструктивно розрізняють пружинні, мембранні і рідинні ЗСП, а також ЗСП, вбудовані в регулятори тиску. До них відносяться регулятори ПСК-50, П1-17, ПСПК-50 (мембранні ЗСП), клапани 17c11ж, СППК4Р (пружинні ЗСП), а також гідравлічні запобіжники (ГЗ).

### **Клапани ПСК-50**

Запобіжний скидальний клапан малопідйомний мембранний. У малопідйомних клапанів підйом від сідла або опускання на сідло плунжера відбувається поступово пропорційно збільшенню (зниженню) вихідного тиску. На відміну від них повнопідйомні клапани при певному перевищенні (зниженні) робочого тиску в газопроводі відкриваються (закриваються) відразу повністю. Повнопідйомні клапани є двопозиційними.

Пропускна здатність ПСК-50 при збільшенні тиску в газопроводі понад заданий на 15 % становить, в м<sup>3</sup>/год: 0,2—0,5 — на низькому і 7—20 м<sup>3</sup>/год — на середньому тискові. Мала пропускна здатність ПСК-50 пояснюється невеликою висотою підйому плунжера.

Основний недолік ПСК-50 — негерметичність затвора при зниженні тиску до заданого робочого після спрацювання клапана, що може призводити до тривалого витікання газу в атмосферу. Зазначене явище виникає в зв'язку з тим, що для забезпечення герметичності затвора при посадці плунжера зусилля, яке притискає його до сідла, має бути більшим за те, що було потрібним для збереження герметичності затвора до підйому плунжера. Це додаткове зусилля необхідне для витіснення середовища, яке знаходиться між ущільнюючими поверхнями при поступовому опусканні плунжера.

### **Клапани ПСПК-50**

Запобіжний скидальний повнопідйомний клапан ПСПК-50 конструкції МосгазНДІ проекту складається з основного клапана і реле. При тискові в газопроводі, який дорівнює заданому робочому, тиск газу під мембраною і понад нею однаковий. Плунжер (5) притиснутий до сідла (6) (рис. 4.29). При підвищенні тиску газу мембрана (16) реле, подолавши зусилля стиснутої пружини (22), опускається вниз разом із золотником (15). Нижнє сідло (24) реле закривається, від'єднуючи порожнину (А) від порожнини (Б), а верхнє сідло (14) відкривається, і газ із порожнини (А) через свердлення (12), сідло (14), штуцер (26) і трубку (8) скидається у вихідний патрубок (7), а з нього — в атмосферу. Тиск у порожнині (А) знижується до атмосферного, і мембрана (2) разом із плунжером (5) під тиском газу у вхідному патрубку, подолавши зусилля

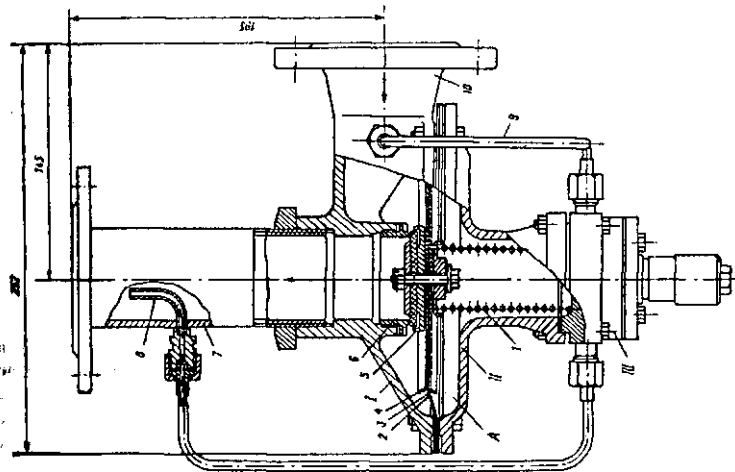
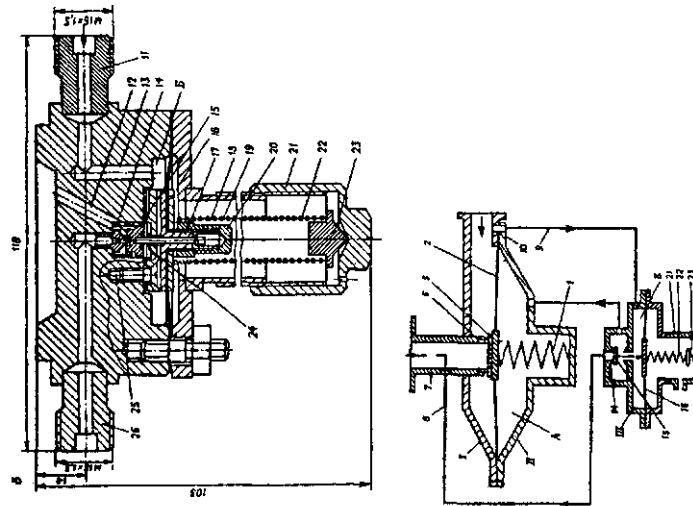


Рис. 4.29. Скидальний клапан ПСПК-50.

••• Ігільний вигляд, 6 — реле, в — схема роботи; / — корпус, // — кришка, III — реле, Б II, 17, 25 — пружини, 2, 16 — мембрани, 3, 4 — диски верхній і нижній, 5 — плунжер, СІДЛО, 7 — патрубок вихідний, в — трубка скидальна, 9 — трубка імпульсна, 10 — ПТ трубок вхідний, // — вхідний штуцер реле, 12, 13 — свердління, 14 — сідло верхнє, 15 — ПМТИМК, 17 — втулка, 18 — шток, 20 — ковначок регулювальний, 21 — ковначок настрою, І, ІМБІНИЙ, 23 — шайба кінцева, 24 — сідло нижнє, 26 — вихідний штуцер реле; А — порожнина корпусу підмембранна, Б — порожнина реле надмембранна



Таблиця 4.12

## Основні характеристики запобіжних запірних клапанів

Найменування	Шифр, тип	Тиск на вході, МПа, не більше	Межа настройки контрольного тиску, $\cdot 10^5$ Па	
			нижня	верхня
1	2	<i>i</i>	4	5
Запобіжний клапан (для ГРП із вихідним низьким тиском)	ПК-80	1,2	0,004—0,006	0,036—0,1
	ПК-100			
	ПК-150			
	ПК-200			
Запобіжний клапан (для ГРП із вихідним середнім тиском)	ПК-80	1,2	0,015—0,03	0,1—1,5
	ПК-100			
	ПК-150			
	ПК-200			
Запобіжний запірний клапан	ПЗКн-32	0,6	0,003—0,005	0,02—0,04
	ПЗКн-50-111			
	ПЗКс-50			
	ПКП-50	1,2	0,003—0,03	0,02—0,6
	ПКН-100			
	ПКН-200			
ПКВ-50	0,03—0,3	0,3—6,0		
ПКВ-100				
ПКВ-200				
Запірний клапан	КПН-50	1,2	0,003-0,03	0,02—0,7
	КПН-100			
	КПВ-50	1,2	0,03—0,2	0,3—7,2
Запобіжний клапан-відсікач	ПКК-40МН	0,6	Див. примітку 2	0,015—0,05
	ПКК-40МС			
Імпульсне реле	П117.00	0,6	0,01—0,2	—

Примітки: 1. Кількість після шифру (типу) клапана — умовний діаметр, мм. 2. Клапан ПКК-40М закривається при пониженні вхідного тиску або перепаді тиску на клапані до  $(0,1—0,15) \cdot 10^5$  Па. 3. Імпульсне реле П117.00 постачається тільки до клапана ПКК-40М у комплекті шафних ГРП, типу ШРУ. 4. Діапазон настройки верхньої межі ПКВ ВО «Моспром-будмехізація»  $(0,3—6,5) \cdot 10^5$  Па. 5. ПЗК типу ПК, ПЗК і ПЗКн зняті з виробництва.

пружини (1), опускається вниз до упора в стінку кришки. Надлишок газу скидається в атмосферу. Після зниження тиску газу, близького до заданого, мембрана (16) реле під дією пружини (22) піднімається, притискаючи золотник (15) до сідла (14). Щільність притискання золотника

(15) до сідла (14) забезпечується зусиллям стиснутої пружини (19), яке регулюється обертанням ковпачка (20). У порожнині (А) через патрубок (9) і сідло (24) утворюється тиск газу, який дорівнює тиску на вході в клапан. Мембрана (1) під дією пружини піднімається вгору, і плунжер закриває сідло.

Клапан настроюють на спрацьовування зміною зусилля пружини (22) поворотом ковпачка (21).

Максимальна пропускна здатність ПСПК-50 становить 1400 м<sup>3</sup>/год.

#### Клапани СППК-4Р

Скидальні запобіжні повнопідйомні клапани СППК-4Р застосовують на газопроводах середнього (вище 50 кПа) і високого тиску. Клапан настроюють на спрацьовування регулюванням стиснення пружини (11) (рис. 4.30). Стиснення пружини змінюють обертанням гвинта (14), який переміщує вгору або вниз опорну шайбу (12). Віджимний пристрій дає змогу виконувати контрольну продувку Клапана. Примусовий підйом плунжера важелем згідно заводської інструкції необхідно здійснювати при тискові, Меншому робочого на 10 %. При відсутності

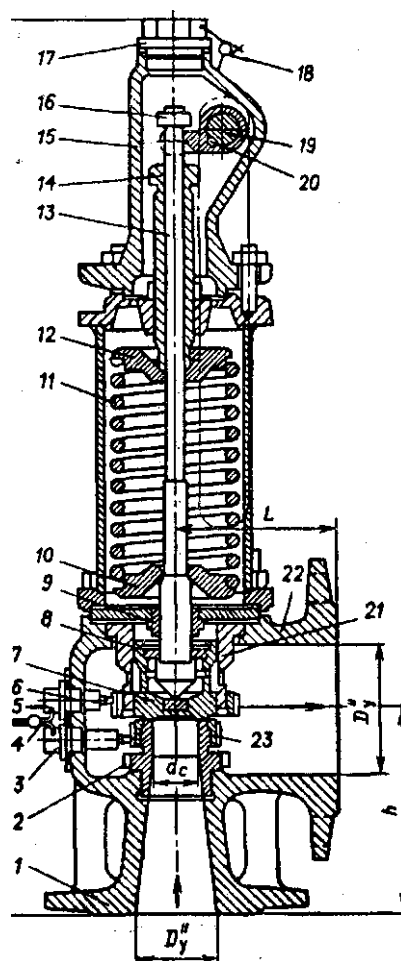


Рис. 4.30. Скидальний клапан СППК-4Р.

1 — патрубок вхідний, 2 — сідло, 3, 4, 5 — пробки, 6, 18 — пломби, 6 — кільце регулювальне верхню, 7 — плунжер, 8 — шайба, 9 — втулка спрямовуюча, 10 — шайба, 11 — пружина, 12 — шайба опорна, 13 — шток, 14 — Гвинт, 15 — кришка, 16 — гайка, 17 — Пробка, 19 — валик, 20 — кулачок, 21 — втулка, 22 — патрубок вихідний, 23 — кільце регулювальне нижнє

вхідного тиску контрольний підйом не допускається.

Тиск, при якому клапан повністю відкривається, залежить від положення верхнього регулюючого кільця (6), яке на заводі здебільшого встановлюють у верхньому положенні. Опускання кільця (6) вниз призводить до зменшення тиску відкриття клапана. Положення кільця (6) регулюють через верхній різьбовий отвір у корпусі при вивернутій пробці (5). Тиск, при якому відбувається посадка плунжера на сідло, залежить від положення нижнього регулюючого кільця (23), наведеного по різьбі на виступаючу частину сідла (2). Положення кільця (23) регулюють через нижній різьбовий отвір при вивернутій пробці (3). З підняттям кільця (23) знижується тиск

### Запобіжні ски

Пружинні								
Н	а С и'а Х I а.	Діапазон настрійки, МПа	й Х Х и," с	Коефіцієнт іграти, а	Галузь застосування	н о. 1 і	2 о і * К I!	іі
1	2	3	4	5	6	7	8	9
СППК 4Р 25-40	4	0,45—4	227	0,6	На газо- прово- дах се- реднього (більш 45 кПа) і високо- го тиску	17	25	40
СППК 4Р 50-16	1,6	0,5—1,6	706	0,6		30	50	80
СППК 4Р 80-16	1,6	0,5—1,6	1256	0,6		40	80	100
СППК 4Р 100-16	1,6	0,5—1,6	1962	0,6		50	100	125
СППК 4Р 150-16	1,6	0,5—1,6	4069	0,4		72.	150	200
СППК 4Р 200-16	1,6	0,5—1,6	15 828	0,7		142	200	300 250
17с11нж (Ду15)	1,6	0,2—1,6	400	0,03		—	—	—
17с11нж 0>25>	1,6	0,2—1,6	640	0,05				

іакриття клапана і дещо зменшується тиск його відкриття. На заводі-виготовлювачі нижнє кільце встановлюють у верхньому положенні із зазором між обрізом кільця і площиною торця плунжера в межах 0,05—0,15 мм, що забезпечує чіткий стук при посадці плунжера на сідло. Після регулювання тиску, відкриття і закриття клапана пробки (3) і (5) закручують на свої місця. Впираючись своїми кінцями у верхнє і нижнє регулюючі кільця, вони фіксують положення кілець.

Установлений повнопідйомний скидальний клапан повинен мати пропускну здатність, що відповідає розрахунковій або незначно її перевищує. В іншому випадку клапан після відкриття через швидко зниження тиску швидко за-

Тайлиця 4.13

дальні пристрої

Мембранні		Гідравлічні (рідинні)	
18			
.5 E 4 5		а.м 4 2	
15			
пск- 50-Н	0,123 0,001— 0,005	На газо- про- водах се- ред- нього тис- ку, 10— 125 кПа	ГП-40 0,02 0,002— 0,009 18— 97
пск- 50-С	0,02— 0,05		ГП-50 28 - 155
пск- 50-В	0,05— 0,12		ГП-80 83— 400
ПСК- 50Н/0.05	0,125 0,002— 0,005		ГП-100 106— 535
пск- 50С/0.5	0,02— 0,05		ГП-150 161— 1045
пск- 50С/1.25	0,05— 0,125		10— 15 кПа
ПИ7 05у15)	0,15 0,002— 0,15 5,31	0,2— 5,31	
ПСПК- 50	0,125 0,002— 0,125	1400	

криється. Але через те, що надлишковий об'єм газу в системі залишився, тиск знов піднімається, і клапан відкривається. Виникає вібрація плунжера і пружини, яка супроводжується характерним постукуванням плунжера об сідло.

Пропускна здатність клапана може бути знижена зменшенням висоти підйому плунжера за допомогою шайби (8).

Технічна характеристика запобіжних скидальних пристроїв наведена в таблиці 4.13.

### *Газові фільтри*

Для очищення газу на ГРП застосовують фільтри різних конструкцій. Їх установлюють до витратомірів, ЗЗК і регуляторів тиску. Найбільше розповсюдження одержали сітчасті й касетні фільтри, а також вісцинові пиловловлювачі.

Сітчасті фільтри типу ФС застосовують у шафних ГРП (рис. 4.31). Максимально допустимий перепад на фільтрі не повинен перевищувати 5 кПа в забрудненому фільтрі, у чистому фільтрі —  $\Delta P^2$ -т-2,5 кПа. Технічна характеристика фільтрів наведена в таблиці 4.14.

Для конкретних умов об'єкта пропускна здатність сітчастих фільтрів визначається по номограмі (рис. 4.32), яка дає змогу також визначити втрати тиску в фільтрі по заданому розходу газу і тиску на вході.

Якщо параметри газу (абсолютний тиск до фільтра  $P_a$  і густина  $\rho$ ) не вміщуються в значення номограми, то перепад тиску  $\Delta P$  при заданому розході газу  $V$ , або розході  $V$  при заданому перепаді  $\Delta P$ , визначаються перерахунком із використанням даних номограми.

Наприклад: якщо  $P_a < 0,7$  МПа,  $\rho = 0,73$  Кг/м<sup>3</sup>, то для визначення  $\Delta P$ , одержане по номограмі значення помножують на коефіцієнт  $/C_i = 1,37\rho$ , а для визначення  $V$  одержане значення помножують на  $/C_g = 0,885/\sqrt{\rho}$ .

Якщо  $P_a > 0,7$  МПа і необхідно визначити  $V$  при даному  $P_a$  і заданому  $\Delta P$ , то необхідно задати будь-який тиск  $P_n < 0,7$  МПа і перепад  $\Delta P$ , знайти розхід газу через фільтр  $U_n$ , а потім розрахувати точне значення  $V$ , м<sup>3</sup>/год, по формулі:

$$V = 0,855 \cdot V_n \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P_a}{\Delta P_n \cdot P_n \cdot \rho}} \quad (4.2-1)$$

Якщо  $P_a > 0,7$  МПа і необхідно визначити перепад тиску  $\Delta P$  у фільтрі, то аналогічно, задають тиск  $P_n <$

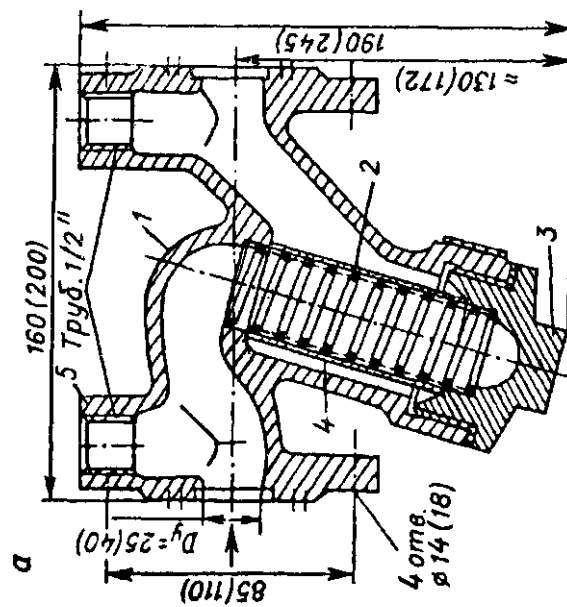
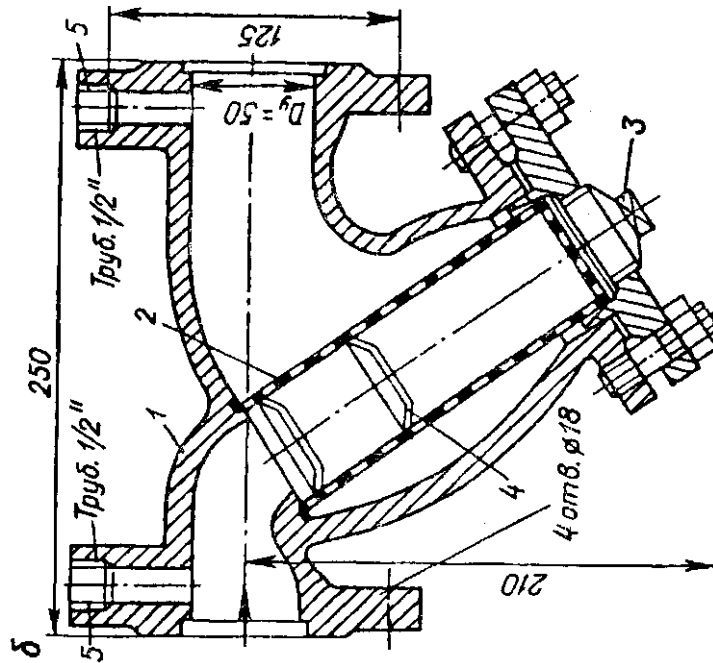


Рис. 4.31. Фільтр сітчастий (ФС).  
 1 — корпус, 2 — сітка, 3 — ковпак, 4 — каркас дротяний, 5 — штуцери

Таблиця 4.14

## Характеристика фільтрів газових

Фільтр	Вихідний тиск • 10 <sup>5</sup> Па, не більше	Допустима пропускна здатність м <sup>3</sup> /год, при вхідному тиску, • 10 <sup>1</sup> Па						Розміри, мм			Маса, кг
		0,5	1	2	3	б	12	И	Ширина		
1	2	3	4	5	6	7	8		10	II	12
<b>Сітчастий (рис. 4.31)</b>											
ФС-25	16	125	145	175	205	270	370	160	198	115	5,8
ФС-40	16	260	305	370	430	570	770	200	245	145	8,8
ФС-50	6	375	430	530	610	810	—	250	290	160	14
ФСС-40	6	460	535	655	755	1000	—	—	—	—	—
ФСС-50	6	925	1070	1310	1510	2000	—	—	—	—	—
<b>Волосяний касетний литий (рис. 4.33)</b>											
ФВ-80	12	540	625	765	880	1170	1600	280	325	386	51
ФВ-100	12	770	890	1090	1257	1665	2270	280	348	410	57
ФВ-200	12	3000	3500	4250	4900	6500	8870	280	478	584	145
<b>Волосяний касетний зварний (рис. 4.35)</b>											
ФГ7-50-6	6	—	2500	3600	4500	7000	—	600	525	435	67

Продовження табл. 4.14

1	2	3	4	5	б	7	8	9	10	II	12
ФГ9-50-12	12	—	2500	3600	4500	7000	9000	600	585	460	94
ФГ15-100-6	6	—	7000	10 000	11 000	15 000	—	850	1100	535	125
ФП 9-100-12	12						19 000			580	200
ФГ36-200-6	6	—	21 000	26 000	29 000	36 000	—	1000	1620	860	400
ФГ46-200-12	12						46 000			910	567
ФГ80-300-6	6	—	50 000	58 000	66 000	80 000	—	1400	1900	1175	840
ФП00-300-12	12						100 000			1255	1167
<b>Пиловловлювач вісциновий</b>											
Ду-700 (ПС-2981)	55	—	—	—	—	9500	17 000	1650	1230	880	600
Ду-300 (ПС-2980)	55	—	—	—	—	1700	3500	690	670	325	95

Примітка: 1. Перше число після позначення фільтра — умовний діаметр, мм, друге — вхідний тиск • 10<sup>5</sup> Па. 2. Пропускна здатність указана при перепаді тиску на фільтрах, кгс/м<sup>2</sup>: сітчастих — 250, волосяних — 500 (на фільтрах ФГ-300 — при перепаді 200). 3. Фільтр ФГ-50 не має опорних стояків. 4. Фільтри ФГ19-100-12, ФГ36-200-6 і ФГ46-200-12 мають пристосування для підйому кришок. 5. Фільтри ФВ-100 і ФВ-200 ВО «Моспромбудмеханізація» розраховані на Ру-10- 10<sup>5</sup> Па.





$< 0,7$  МПа і розхід газу, ідо є на даній шкалі, і знаходять перепад  $\Delta P_{\text{н}}$ . Потім розраховують перепад  $\Delta P$ , Па по формулі:

$$\Delta P = 1,37 \cdot \rho \cdot L P_{\text{н}} X$$

(4.22)

де індекс «н» означає параметри, знайдені по номограмі. Фільтри касетні волосяні типу ФВ призначені для використання в стаціонарних і шафних ГРП із розходом газу до  $9000 \text{ м}^3/\text{год}$  при  $P_{\text{вх}} = 1,2$  МПа. В корпусі встановлена касета, заповнена капроною ниткою (або пресованим кінським волоссям), просоченою вісциновим маслом (суміш 60 % циліндрового і 40 % солярного масла). Розрахунковий перепад тиску на чистому фільтрі не більше 5 кПа,  $P_{\text{тах}} \leq 10$  кПа. Характеристика фільтра подана в таблиці 4.14 (рис. 4.33).

Пропускна здатність фільтрів ФВ для газу з густиною  $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$  і  $\Delta P \leq 5$  кПа визначається по номограмі (рис. 4.34). Методика користування нею аналогічна номограмі для сітчастих фільтрів.

Якщо густина газу відрізняється від прийнятої по номограмі, то дійсні втрати тиску в фільтрі становлять з поправкою  $K_f$ , Па:

$$\Delta P = 1,37 \cdot D P H \cdot \rho, \quad (4.23)$$

де  $\Delta P_{\text{н}}$  — знайдені по номограмі значення втрат при  $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ .

Номограма дає змогу також визначити пропускну здатність фільтра при заданому  $P_{\text{вх}}$  і  $\Delta P$ .

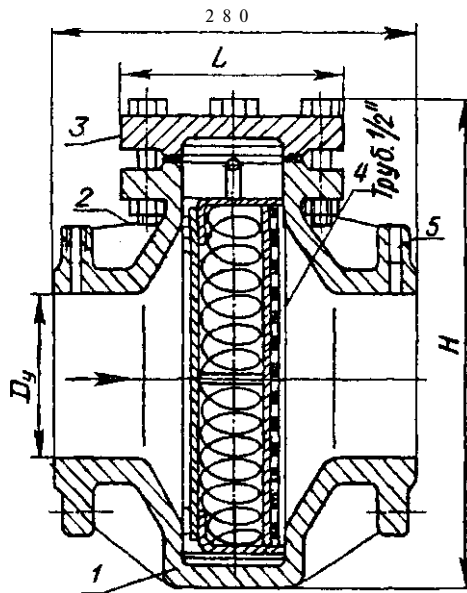
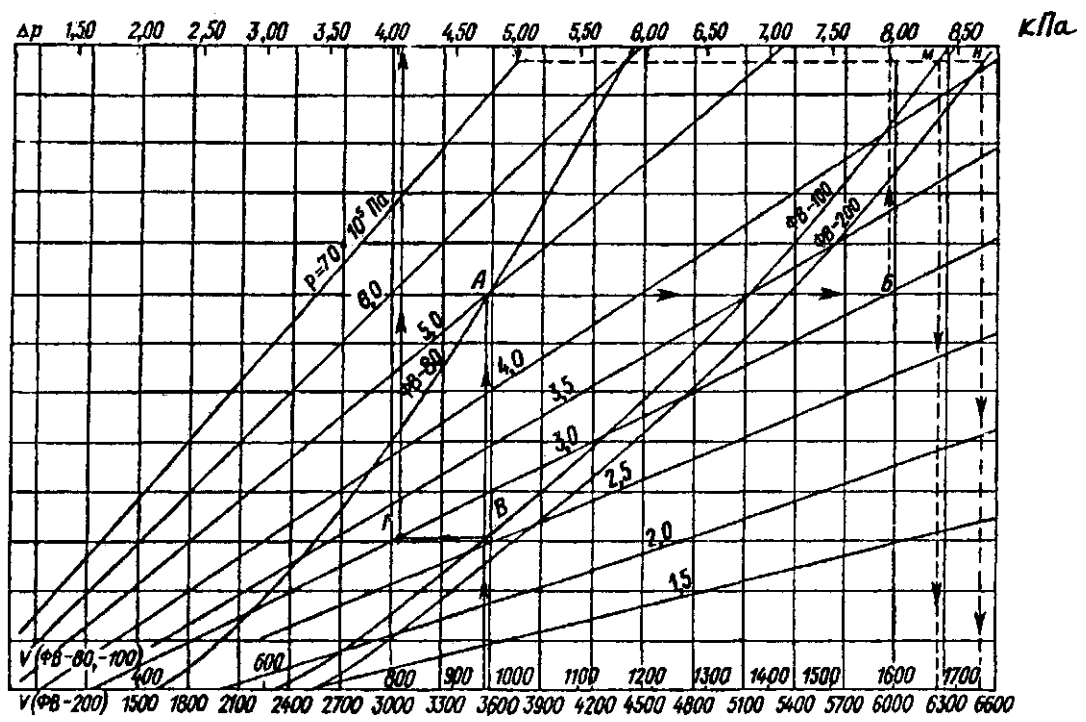


Рис. 4.33. Фільтр касетний волосяний литий ФВ.

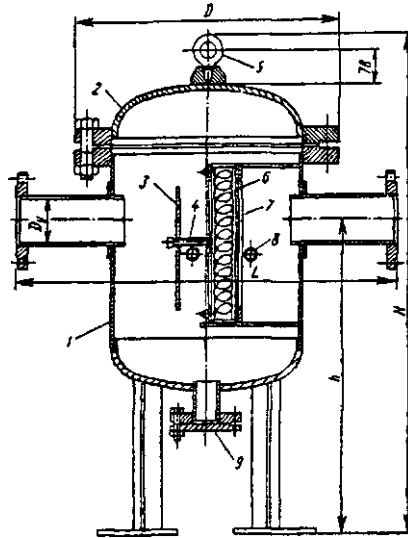
1 — корпус, 2 — касета, 3 — кришка, 4 — решітка, 5 — штуцер

Рис. 4.34. Характеристика фільтрів ФБ



**Рис 4.35. Фільтр касетний зварний ФГ.**

1— корпус, 2— кришка, 3—відбійний лист, 4— болт, 5— рим-болт, 6 - касета, 7—перфорований лист, 8— штуцер, 9— заглушка



Фільтри касетні, зварні типу ФГ призначені для стаціонарних ГРП із витратою газу до  $100\,000\text{ м}^3/\text{год}$  (рис. 4.35).

Номенклатура існуючих фільтрів: ФГ 7-50-0,6; ФГ 9-50-1,2; ФГ 15-100-0,6; ФГ 19-100-1,2; ФГ 36-200-0,6; ФГ 46-200-1,2; ФГ 800-300-0,6; ФГ 100-300-1,2 (перша цифра — пропускна здатність, тис.  $\text{м}^3/\text{год}$ ; друга — діаметр, мм; третя — тиск, МПа).

Вибір типорозміру фільтра виконують із розрахунку, щоб втрата тиску газу не перевищувала  $4\text{ кПа}$  на чистій касеті по номограмі (рис. 4.36).

Якщо використовується газ із  $\rho = 0,73\text{ кг/м}^3$ , то втрати тиску у фільтрі знаходять по номограмі 4.36а, вихідним приймають розхід газу  $U_i$ ,  $\text{м}^3/\text{год}$ , що дорівнює:

$$VI = 1,17 \cdot d/p \cdot V, \quad (4.24)$$

де  $U$  — розрахунковий розхід газу з густиною  $\rho$ ,  $\text{м}^3/\text{год}$ .

Якщо відомий перепад тиску у фільтрі, то розрахунковий розхід газу з  $\rho = 0,73\text{ кг/м}^3$  при незмінному вхідному тиску  $P$  визначається по формулі:

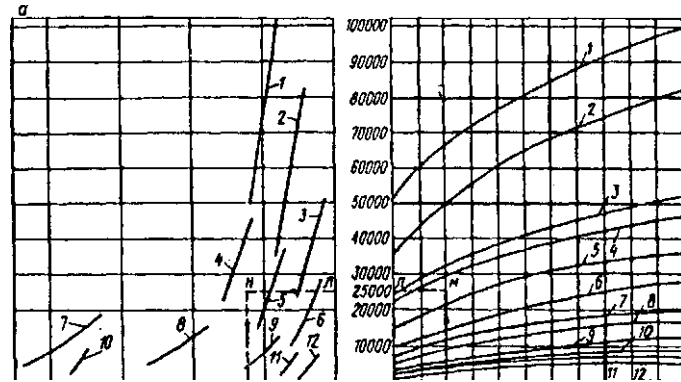
$$U = 0,855 \sqrt{\Delta P}$$

де  $U$  — розхід газу в  $\text{м}^3/\text{год}$  при заданих  $\Delta P$ ,  $\rho = 0,73\text{ кг/м}^3$ .

Перепад тиску  $\Delta P$ , кПа, при  $\rho = 0,73\text{ кг/м}^3$  у касеті фільтра при абсолютному вхідному тискові  $P^a = 0,7\text{ МПа}$  показано на графіку 4.36б.

Якщо  $\rho \neq 0,73\text{ кг/м}^3$  або  $\rho \neq 0,7$ , то перепад тиску  $\Delta P_i$  на касеті при тому ж розході газу визначають по формулі:

$$\Delta P_i = \frac{9,59 \cdot U^2}{\rho^2} \quad (4.26)$$



ірицм щт цао п/дцоо кПа і з і 4 і е і а \$ ю ії рц?Па

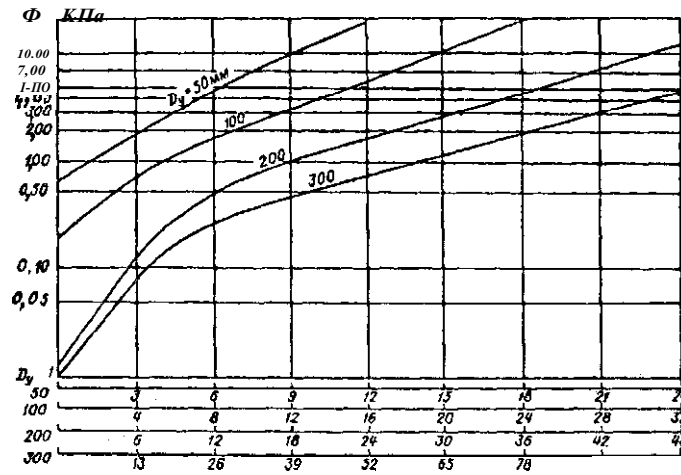


Рис. 4.36. Характеристики фільтрів ФГ.

а — номограма для вибору ФГ.  $V$  — розхід газу ( $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ ),  $\text{м}^3/\text{год}$ ,  $P_i$  — тиск до фільтра, Па (нада.),  $\Delta P$  — сумарний перепад тиску (в чистій касеті і корпусі), кПа, умовний діаметр  $\text{O}$ , мм; навантаження фільтра, %: 1 — 300 (100), 2 — 300 (80), 3 — 300 (50), 4 — 200 (100), 5 — 200 (80), 6 — 200 (50), 7 — 100 (100), 8 — 100 (80), 9 — 100 (50), 10 — 50 (100), 11 — 50 (80), 12 — 50 (50); 6 — втрати тиску газу ( $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ ) на касеті ФГ при  $Y_a = 7 \cdot 10^5 \text{ Па}$

Технологічна схема ГРП із регулятором РТУК-2 показана на рисунку 4.37.

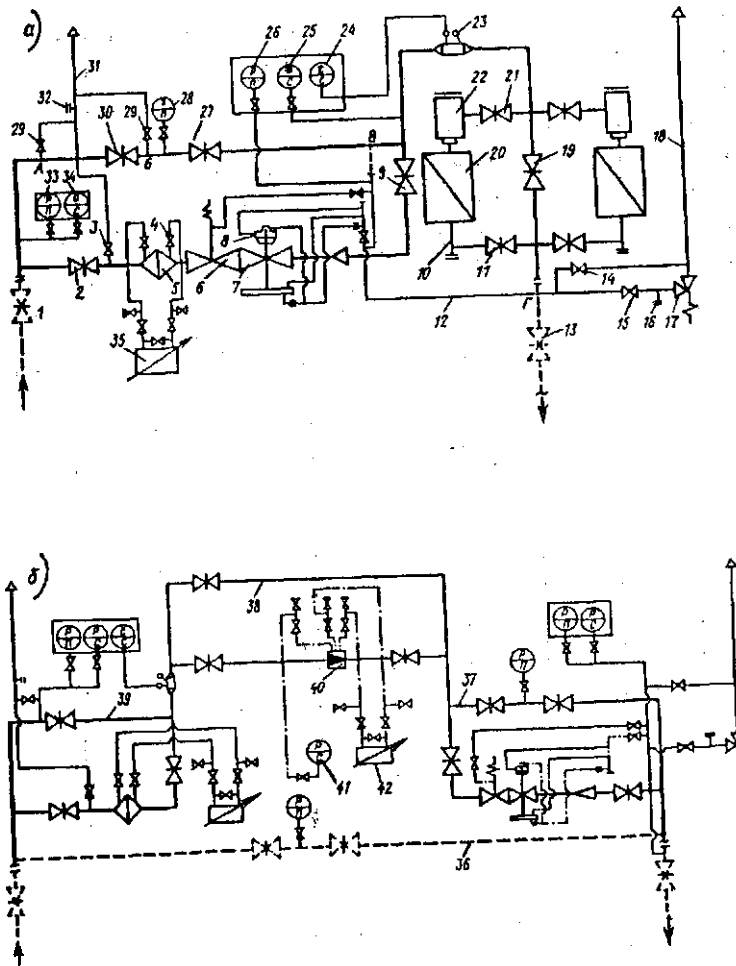


Рис. 4.37. Схема ГРП (ГРУ) з регулятором РТУК-2 і вимірюванням розходу газу ротaційними лічильниками (а) або по перепаду тиску (б)

Позначення на схемі:

1 і 13 — крани ВХОДУ і виходу; 2, 9, 11, 19, 21, 27, 30 — засувки; 3, 4, 14, 15, 29 — крани; 5 — фільтр; 6 — ПЗК; 7 — РД; 8 — пілот; 10 — коліно; 12 — імпульсний трубопровід; 16, 32 — штуцери; 17 — ПСУ; 18, 31 — скідальний трубопровід; 20 — лічильник; 22 — фільтр-реввізія; 23 — технічний термометр; 24 — самописний термометр; 25, 26, 28, 33, 34, 41 — манометри; 35 — дифманометр; 36 — загальний байпас; 37, 38, 39 — окремі байпаси; 40 — діафрагма; 42 — дифманометр-виратомір.

**Розрахунки устаткування ГРП**

**Вибір регулятора тиску**

Дійсний розхід газу  $U_d$ , м<sup>3</sup>/год, через регулятор по (14) визначається по формулі:

$$U_d = \frac{25900 \cdot K^* \cdot C_p \cdot P_1}{C_a \cdot P} \quad (4.27)$$

де  $C_a$  — сталий для даного регулятора коефіцієнт;

$a$  — коефіцієнт розходу;

$P$  — площа сідла клапана, см<sup>2</sup>;

$\Phi$  — коефіцієнт, який залежить від  $P_1$  і показника адіабати  $K$ ;

$P_1$  — абсолютний тиск газу на вході, МПа.  $P_1 = 0,1013 + P$ ;

$\rho$  — густина газу при нормальних умовах, кг/м<sup>3</sup>,  $\rho = 0,73$ ;

$T$  — температура газу, °К.  $T = 273 + t$ .

При  $t = 0$  °С:

$$\Phi = 150 \cdot K_a \cdot \Phi \cdot P_1 \quad (4.28)$$

Якщо  $t$  трохи більша за 0 °С, то розрахунок по формулі 4.28 дає похибку. Тоді при  $\rho = 0,73$  кг/м<sup>3</sup>.

$$K_d = 183,6 \cdot K^* \cdot \Phi \cdot P_1 \quad (4.29)$$

Густина газу в робочих умовах визначається:

$$\rho = \rho_0 \cdot \frac{273 - P_1}{T - P_0} \quad (4.30)$$

де  $P_0 = 0,1013$  МПа.

**Характеристика регуляторів (14)**

Регулятор	Діаметр сідла, мм		$a$
РТБК-25	21	1,76	0,66
РТБК-50, РТУК2-50	35	5,1	0,6
РТБК-100, РТУК2-100	50	8,1	0,6
РТБК-100, РТУК2-100	70	16,15	0,5
РТУК2-200	105	33,56	0,49
РТУК2-200	140	54,4	0,4

Таблиця 4.15

Значення  $P_{кр.і} < p$  (14)

Параметр	Показник адиабати «К»						
	Природний газ		Метан	Попут-ний	Конден-сатний	Пропан	Бутан
	1,32	1,29	1,3	1,27	1,23	1,14	1,1
	<b>0,542</b>	<b>0,547</b>	<b>0,546</b>	<b>0,551</b>	<b>0,558</b>	<b>0,576</b>	<b>0,585</b>
? при $P < P_{кр.і}$	<b>0,475</b>	<b>0,470</b>	<b>0,471</b>	<b>0,468</b>	<b>0,463</b>	<b>0,450</b>	<b>0,444</b>

де  $P^2$  — абсолютний тиск газу на виході, МПа.

$$P^2 = 0,1013 + P_{кр.і}^2 X$$

Якщо  $P < P_{кр.і}$ ,  $\phi$  знаходять по графіку (рис. 4.38) або за рівнянням:

$$\phi = \frac{1}{K} \left( \frac{P}{P_{кр.і}} \right)^{k+1} \quad (4.31)$$

де  $K$  — показник адиабати, таблиця 4.15.

Якщо  $P > P_{кр.і}$ ,  $\phi$  знаходять по таблиці 4.15.

Вибір регулятора виконують, виходячи з умов БНІП 2.04.08—87, по максимальному розрахунковому розходу газу і потрібному перепаду тиску. Пропускн

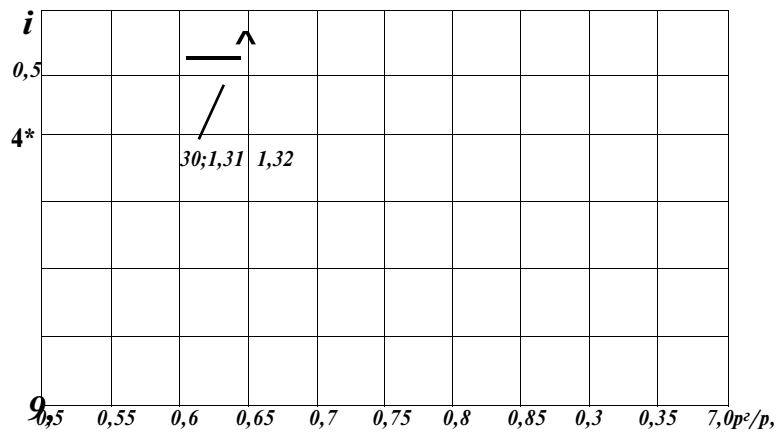


Рис. 4.38. Залежність коефіцієнта  $\phi$  від  $P/P_{кр.і}$ .

## Розрахунки устаткування ГРП

### Вибір регулятора тиску

Дійсний розхід газу  $U_{\text{Д}}$ , м<sup>3</sup>/год, через регулятор по (14) визначається по формулі:

$$U_{\text{Д}} = 25900 \cdot K^* \cdot \phi \cdot P \cdot \sqrt{V_{\text{с}} \cdot t} \quad (4.27)$$

де  $\phi = a \cdot P$  — сталий для даного регулятора коефіцієнт;  
 $a$  — коефіцієнт розходу;  
 $P$  — площа сідла клапана, см<sup>2</sup>;

$\Phi$  — коефіцієнт, який залежить від  $\gamma$  і показника адиабати  $K$ ;

$P_0$  — абсолютний тиск газу на вході, МПа.  $P_0 = 0,1013 + P$ ;

$\rho$  — густина газу при нормальних умовах, кг/м<sup>3</sup>,  
 $\rho = 0,73$ ;

$T$  — температура газу, °К.  $T = 273 + t$ .

При  $t = 0$  °С:

$$U_{\text{Д}}^* = \frac{1570 \cdot K_a \cdot \phi \cdot P_0}{\sqrt{\gamma}} \quad (4.28)$$

Якщо  $t$  трохи більша за 0 °С, то розрахунок по формулі 4.28 дає похибку. Тоді при  $\rho = 0,73$  кг/м<sup>3</sup>.

$$K_{\text{д}} = 183,6 \cdot K_a \cdot \Phi \cdot Y_{\text{д}} \quad (4.29)$$

Густина газу в робочих умовах визначається:

$$\rho_i = \frac{273 \cdot P_0}{T - P_0} \quad (4.30)$$

де  $P_0 = 0,1013$  МПа.

### Характеристика регуляторів (14)

Регулятор	Діаметр сідла, мм		
РТБК-25	21	1,76	0,66
РТБК-50, РТУК2-50	35	5,1	0,6
РТБК-100, РТУК2-100	50	8,1	0,6
РТБК-100, РТУК2-100	70	16,15	0,5
РТУК2-200	105	33,56	0,49
РТУК2-200	140	54,4	0,4



Таблиця 4.15

Значення  $\gamma$  при  $\gamma < \gamma_{кр}$  (14)

Параметр	Показник адиабати «К»						
	Природний газ		Метан	Попу- тний	Кондек- сатний	Пропан	Бутан
	1,32	1,29	1,3	1,27	1,23	1,14	1,1
	<b>0,542</b>	<b>0,547</b>	<b>0,546</b>	<b>0,551</b>	<b>0,558</b>	<b>0,576</b>	<b>0,585</b>
$\gamma$ при $\gamma < \gamma_{кр}$	<b>0,475</b>	<b>0,470</b>	<b>0,471</b>	<b>0,468</b>	<b>0,463</b>	<b>0,450</b>	<b>0,444</b>

де  $P_2$  — абсолютний тиск газу на виході, МПа.

$$P_2 = 0,1013 + P_{в,х}$$

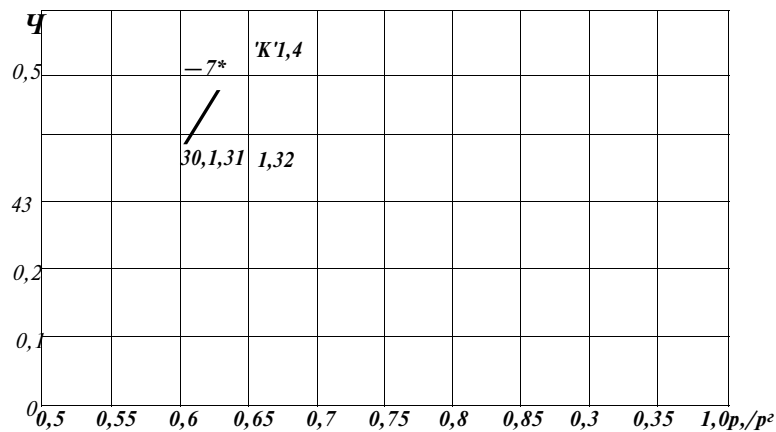
Якщо  $\gamma > \gamma_{кр}$ ,  $\gamma$  знаходять по графіку (рис. 4.38) або за рівнянням:

$$(4.31)$$

де  $K$  — показник адиабати, таблиця 4.15.

Якщо  $\gamma < \gamma_{кр}$ ,  $\gamma$  знаходять по таблиці 4.15.

Вибір регулятора виконують, виходячи з умов БНІП 2.04.08—87, по максимальному розрахунковому розходу газу і потрібному перепаду тиску. Пропускн

Рис. 4.38. Залежність коефіцієнта  $\phi$  від  $\frac{P_2}{P_1}$ .

здатність регулятора необхідно прийняти на 15–20 % більше максимального розрахункового розходу газу. Тобто мають бути витримані умови:

$$\bullet 100 < 80 \% ; \quad \bullet 100 > 10 \%$$

#### Приклад 4.10

Підібрати регулятор для ГРП із пропускною здатністю  $U_{\text{тах}} = 2200 \text{ м}^3 / \text{год}$ ;  $U_{\text{тп}} = 800 \text{ м}^3 / \text{год}$ ;

тиск (надлишковий)  $P_1 = 6 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ;  $P_2 = 0,03 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ;  
показник адіабати  $K = 1,32$ ;  
густина газу  $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$ .

По таблиці 4.10 приймаємо для перевірки регулятор РТУК2Н-50 із характеристикою:  $P_1 < 12 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ,  $P_2 = (0,0054 - 0,6) \cdot 10^5 \text{ Па}$ ,  $1/3125 \text{ м}^3/\text{год}$ .

Визначимо пропускну здатність,  $\text{м}^3/\text{год}$ , при  $t = 0 \text{ }^\circ\text{C}$  по формулі 4.28, з урахуванням, що  $P_1 = (1,013 + 6) \cdot 10^5 = 7,013 \cdot 10^5 \text{ Па} = 0,7 \text{ МПа}$ .

$$1/\text{да}81\text{Б}70.\text{Б.Ло}-70.475-0.7\text{д}3117 \text{ м}^3/\text{год}$$

де  $\phi$  знаходимо по таблиці 4.15 при співвідношенні

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{0,1043}{7,013} = 0,149 < P_{\text{кр}}$$

Перевіряємо умови БНІП:

$$100 = \frac{U_{\text{тах}}}{U_{\text{тп}}} \cdot 100 = 70,5 \% < 80 \%$$

$$100 = \frac{U_{\text{тп}}}{U_{\text{тах}}} \cdot 100 = 25,6 \% > 10 \%$$

Умов дотримано, регулятор підібраний правильно. Рекомендується вибирати регулятор для перевірки по таблиці 4.10 з продуктивністю, яка перевищує не менше 20 % значення  $U_{\text{тах}}$ .

Для регуляторів тиску типу РТ-64, коли параметри відрізняються, від паспортних ( $P_1$ ,  $P_2$ ,  $\rho$ ), пропускну здатність визначається шляхом перерахунку:

$$; \quad \text{при } P_1 \neq P_{1\text{п}} \quad y = Y_{\text{п}} \cdot \sqrt{\frac{P_1}{P_{1\text{п}}}}; \quad (4.32)$$

$$\text{при } P_2 \neq P_{2\text{п}} \quad i \quad \frac{\partial \phi}{\partial P_2};$$



Перевіряємо умови БНІП:

$$4 \text{ г} \cdot 100 = - \text{ш} - 100 = 78.7\% ;$$

$$4 \text{ г} - 100 = \text{га} 4 - 100 = 17.9\% -$$

Регулятор придатний до роботи при збільшенні розходу газу.

**Розрахунок запобіжного пружинного скидального клапана**

Нормальна робота пружинного клапана забезпечується при виконанні умови  $P \text{ г} \wedge O \text{ Л} P i$  - У цьому випадку при  $p_i > 0,5$  розрахункова об'ємна пропускна здатність  $U_p$ ,  $\text{м}^3/\text{год}$ , визначається по формулі:

$$U_p = \frac{259 \cdot P \cdot a \cdot \Phi \cdot \sqrt{P_i}}{U_p \cdot (273 + t)} \quad (4.35)$$

де  $P$  — площа найменшого перерізу сідла клапана,  $\text{мм}^2$  (табл. 4.13);

$a$  — коефіцієнт розходу (табл. 4.13);

$\Phi$  — коефіцієнт, який залежить від  $i$  показника адиабати  $K$  (рис. 4.38; табл. 4.15);

$P_i$  — абсолютний тиск газу у вхідному патрубку, МПа;

$p$  — густина газу в нормальних умовах,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

При робочій температурі газу  $t' = 273 \text{ }^\circ\text{K}$ -

$$U_p = \frac{15,7 \cdot P \cdot a \cdot \Phi \cdot \sqrt{P_i}}{p \cdot U_p} \quad (4.36)$$

Клапан задовольняє вимоги, якщо  $U_p \wedge U_T$ .

При  $p_i > 0,5$  розрахункова пропускна здатність визначається по формулі:

$$U_p = \frac{p_i \cdot a \cdot \Phi \cdot \sqrt{P_i}}{p \cdot (0,5 + 0,10i)^{0,37}} \quad (4.37)$$

де  $p_i$  — співвідношення абсолютних вихідного і вхідного тисків.

Для газопроводів із тиском більше 0,01 МПа абсолютний тиск  $P_i$ , МПа у вхідному патрубку ПСУ знаходять за рівнянням:

$$P_i = U \cdot (P \cdot a \cdot \Phi \cdot \sqrt{P_i})^2 \cdot 10^{-3}, \quad (4.38)$$

и'  $P_{ia} = P_i + P_0$  — абсолютний тиск у контрольній точці вхідного трубопроводу, МПа;

$P_i$  — тиск у контрольній точці, МПа.  $P^* = 1,15 P_{,,}$ ;

$P_{,,}$  — тиск настройки регулятора, МПа;

$A$  — коефіцієнт, який визначається для підвідного і скидного трубопроводів по формулі 4.39;

$L_{,,}$  — розрахункова довжина підвідного трубопроводу, м.

$$L = 1,45 \cdot 2 \cdot (-p) \cdot p, \quad (4.39)$$

де  $Z$  — коефіцієнт, який враховує вплив шорсткості внутрішньої поверхні труби.

$$Z = ( \frac{1}{\lambda} + \frac{1}{\lambda} )^{0,25}, \quad (4.40)$$

де  $K_T$  — потрібна пропускна здатність ПСУ, м<sup>3</sup>/год.

Згідно (14) розрахункова формула

$$U_T = -y, \quad (4.40a)$$

де  $y$  — діаметр сідла односідельного регулятора, мм; формула 4.40a практично не обґрунтована, тому що не враховує тиск перед регулятором і перепад у ньому.

Тому рекомендується приймати для двосідельного регулюючого клапана з встановленим ПЗК:

$$1/T > 0,005 K_{Tmax}. \quad (4.41)$$

При відсутності ПЗК перед двосідельним регулятором:

$$K_T \geq 0,051 \cdot \dots \quad (4.42)$$

Таке ж значення  $U_T$  можна прийняти для ГРП із односідельним регулятором при відсутності перед ним ПЗК і наявності додаткових регулюючих пристроїв.

Для односідельного регулюючого клапана:

$$K_T = 0,025 U_{Tmax}. \quad (4.43)$$

де  $K_{Tmax}$  — максимальна пропускна здатність регулюючого клапана при заданих параметрах газу, м<sup>3</sup>/год.

Еквівалентна довжина трубопроводів, м, визначається по формулі:

$$\frac{L}{e} = \frac{A}{0,11 \cdot 2} \quad (4.44)$$

Розрахункова довжина трубопроводів, м, (підвідного і скидального):

$$l = 2 \sqrt{u + u}, \quad (4.45)$$

де  $l$  — дійсна довжина, м.

$2\sqrt{u}$  — сума коефіцієнтів місцевих опорів.

Абсолютний тиск у вихідному патрубку ПСУ, МПа:

$$P_{2a} = l / P^0 - M e \cdot / c \cdot \text{Ю}^{-3}. \quad (4.46)$$

Робочий тиск у вхідному  $P_1$  і вихідному  $P_2$  патрубках клапана, МПа:

$$P_1 = P_a - P^0; \quad (4.47)$$

$$P_2 = P_{2a} - P_c \quad (4.48)$$

Нормальна робота клапана забезпечена при виконанні умови:

$$P_2 < 0,1 P_1. \quad (4.49)$$

Відношення тисків:

$$P_2 = \dots \quad (4.50)$$

Перепад тисків у ПСУ, МПа (визначається при  $P_1 > 0,5$ ):

$$\Delta P = P_1 - P_2. \quad (4.51)$$

(При  $P_1 < 0,5 K_P$  визначається по формулі 4.35).

Розрахункова пропускна здатність скидального клапана, м<sup>3</sup>/год, визначається по формулі 4.37 де  $P$  і  $a$  приймаються з таблиці 4.13 для даної попередньо прийнятої марки СППК.

Клапан відповідає вимогам при  $K_P > K_T$ .

Приклад 4.12

Розрахувати запобіжний пружинний скидальний клапан для ГРП із встановленим ПЗК перед регулятором. (Якщо перерва у подачі газу недопустима, ПЗК не встановлюють).

Вихідні дані:

Тип регулятора	— РТУК2Н-200
Діаметр сідла регулятора, $O_c$ , мм	— 105
Тиск настройки регулятора, $P_{нн}$ , МПа	— 0,08
Тиск газу на вході в ГРП, $P_{вв}$ , МПа	— 0,6

Характеристика газу: при 273 °К і 0,1013 МПа:

Густина, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	0,73
Показник адіабати, К	1,3
В'язкість кінематична, $\nu \cdot 10^{-6}$ , м <sup>2</sup> /с	14,24

Дійсна довжина трубопроводу, м

підвідного, /д.м.	— 3,5
скидального, /дс	— '2

Місцеві опори на трубопроводі:

— підвідному — крутозігнутий відвід — 1, засувка паралельна — 1, повільний відвід — 1, трійник на розгалуження — 1 ( $\beta = 1,3$  (14)); — скидальному — крутозігнутий відвід — 2, розширення повільне — 1 ( $\beta/d = 1,29$   $\beta = 30^\circ$ ). Розрахункова схема — на рис. 4.39.

На підвідному трубопроводі повинні враховуватись: ірізка трубопроводу до ПСУ — трійник на відгалуження ( $\beta = 1,3$  для ГРП із ПЗК перед регулятором,  $\beta = 1,0$  для ГРП без ПЗК); кран (для  $D < 80$ ) або засувка (для  $D > 80$ ); повороти, якщо діаметр підвідного трубопроводу менше діаметра вхідного патрубку ПСУ, то вводять Повільне або раптове розширення потоку.

На скидальному трубопроводі враховують: різкі і ПОВІЛЬНІ повороти, раптове розширення потоку ( $\beta = 1,0$ ); якщо Діаметр скидального трубопроводу більше діаметра вихідного патрубку, то вводять розширення потоку (14).

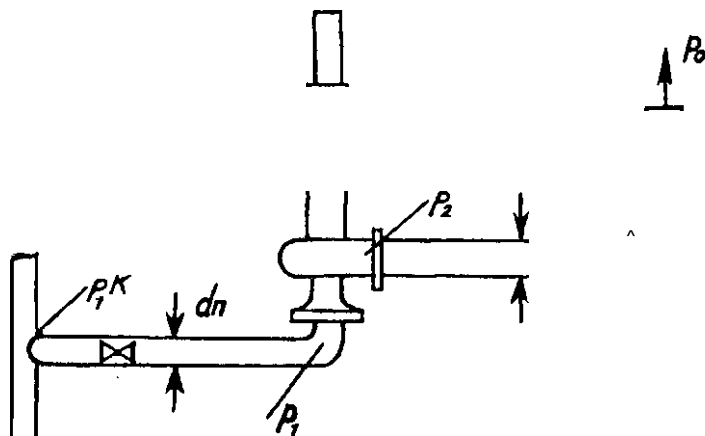


Рис. 4.39. Розрахункова схема обв'язки ПСУ

Відповідно до рекомендацій із (14) потрібна пропускна здатність, м<sup>3</sup>/год, визначається по формулі 4.43 при заданому значенні Р<sub>н</sub> = 0,6 МПа і відповідній йому пропускній здатності регулятора РТУК2Н-200:

$$1/\tau_{ax} = 20\,550 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$1/\Gamma = 0,025 \cdot 20\,550 = 514 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Попередньо приймаємо клапан СППК-4Р-100-16 />Ув^ = 100 мм Оу^ІХ = 125 мм, коефіцієнт витрати а = 0,6; площа сідла /<sup>Г</sup> = 1962 мм<sup>2</sup>.

Приймаємо по ДСТУ діаметри підвідного і скидального трубопроводів:

$$0,, X 6 = 133 X 4;$$

$$ОСХ6 = 219 X 6;$$

$$й'' = 125 \text{ мм};$$

$$£?c = 207 \text{ мм.}$$

Коефіцієнт урахування впливу шорсткості по формулі 4.40 для підвідного і скидального трубопроводів:

$$\frac{7}{\wedge \Pi} \frac{0,01 \cdot 1922 \cdot 14,24 \cdot 10^6 \cdot 12,54^{\cdot 25} \text{ н ПС}}{5 \text{ й}} = 0,195;$$

$$\frac{7 \cdot 0,01 \cdot 1922 \cdot 14,24 \cdot 10^6 \cdot 20,7 \text{ У}^{\cdot 25}}{514} \text{ -- п'OCI}$$

Коефіцієнт А для підвідного і скидального трубопроводів по формулі 4.39:

$$Л,, = 1,45 \cdot 0,195 \cdot 0,73 = 0,152;$$

$$Лc = 1,45 \cdot 0,199 \cdot \frac{(III_2)_5}{20,7} \cdot 0,73 = 1,46 \cdot 10$$

Еквівалентна довжина прямої ділянки трубопроводу, м, по формулі 4.44:

$$l_{TM} \sim 0,11 \cdot 0,195 \cdot 10^6 \text{ м};$$

$$\frac{20,7}{0,11 \cdot 0,199} = 9,5$$



Сума коефіцієнтів місцевих опорів по таблиці 4.17 відповідно до вихідних даних:

$$\xi_{\Sigma} = 0,4 \cdot 1 + 0,1 \cdot 1 + 0,25 \cdot 1 + 1,3 = 2,05;$$

$$\xi_{\Sigma}^c = 0,4 \cdot 2 + 0,15 = 0,95.$$

Розрахункова довжина підвідного трубопроводу, м, по формулі 4.45:

$$L_{\Sigma} = 2,05 \cdot 6 + 3,5 = 15,8 \text{ м};$$

$$L_{\Sigma}^c = 0,95 \cdot 9,5 + 12 = 21 \text{ м}.$$

Тиск у контрольній точці (МПа)  $P_i = 1,15 \cdot 0,08 = 0,092$  МПа.

Абсолютний тиск у контрольній точці, МПа:

$$P_a = 0,092 + 0,1013 = 0,1933 \text{ МПа}.$$

Абсолютний тиск у вхідному і вихідному патрубках ПСУ, МПа, по формулах 4.38 і 4.46:

$$P_1 = \sqrt{0,1933^2 - 0,152 \cdot 15,8 \cdot 10^{-3}} = 0,1868 \text{ МПа};$$

$$P_2 = \sqrt{0,1013^2 + 1,46 \cdot 10^{-2} \cdot 21 \cdot 10^{-3}} = 0,1024 \text{ МПа}.$$

Робочий тиск у патрубках клапана, МПа:

$$P_i = 0,1868 - 0,1013 = 0,0855 \text{ МПа};$$

$$P_2 = 0,1024 - 0,1013 = 0,0011 \text{ МПа}.$$

Перевірка умови  $P_i > 0,1 P_2$

$$0,0011 < 0,00855.$$

Відношення тисків  $p_1$ :

$$p_1 = \frac{P_i}{P_2} = \frac{0,0855}{0,0011} > 0,5.$$

Перепад тиску в скидальному клапані, МПа:

$$\Delta P = 0,0855 - 0,0011 = 0,0844 \text{ МПа}.$$

Розрахункова пропускна здатність скидального клапана, м<sup>3</sup>/год, визначається по формулі 4.37:

$$U = 1,62 \cdot 1962 \cdot 0,6 \cdot U^{0,844} = C \cdot 7^{0,844} \cdot (0,0844 + 0,1013)$$

$$= 1712 \text{ м}^3/\text{год},$$

$$U_p > U_m, \quad 1712 > 514.$$

Результати розрахунків показують, що клапан вибраний правильно із запасом пропускної здатності, що дорів-

Таблиця 4.17

## Коефіцієнти місцевих опорів

Найменування опорів	Ескіз	Коефіцієнт опору							
		0,1	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9 і вище
Раптове розширення потоку		0,1	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9 і вище
	Т	0,1	0,8	0,7	0,55	0,4	0,25	0,15	0
Повільне розширення потоку (дифузор)					10 - 15°	20—30°	45 - 90°		
		1,25— 1,75 2,0—2,5	0,05 " 0,10		0,15 0,30		Див. раптове розширення потоку		
Зварне коліно		Тип коліна							
		II (1,5i>y)		III (2Яy)		IV (30y)			
		30°	0,26	0,23	0,19				
		45°	0,28	0,23	0,23				
		60°	0,36	0,29	0,25				
	90°	0,43	0,34	0,30					
Повільний відвід		Радіус							
		3a	4(1		64 і вище				
		30°	0,17	0,15	0,10				
		45°	0,19	0,20	0,15				
		60°	0,23	0,20	0,15				
	90°	0,28	0,25	0,20					
Круто-зігнутий відвід		0,4							

нює  $\gamma_3$ , тобто, можлива установка запобіжного клапана меншого діаметра, наприклад, СППК4Р-80-16.

Якщо умова  $U_p > U_m$  не виконується, то необхідно прийняти клапан із більшим  $\xi_y$  (при  $|\xi_i| > 0,5$ ).

Якщо не виконується умова  $P_i \leq P_i^0$ , то необхідно збільшити діаметр скидального трубопроводу або прийняти клапан із більшою пропускною здатністю (при  $P_i > 0,5$ ). Рекомендується застосовувати такі види ПСУ для газопроводів: низького і середнього тиску (0,01—0,015 МПа) — гідравлічні запобіжники;

середнього (0,01—0,125 МПа) — мембранні клапани ПСПК-50;

середнього (більше 0,045 МПа) і високого тиску — пружинні клапани СППК-4Р.

### 4.3. ВИКОРИСТАННЯ ГАЗУ ЯК МОТОРНОГО ПАЛИВА

Газове моторне паливо за багатьма показниками перевищує традиційні види нафтових палив.

Порівняння властивостей стиснутого природного газу з іншими видами палив — бензином, дизельним паливом, пропаном і бутаном, етиловим і метиловим спиртами показує, що він володіє рядом переваг:

— природний газ містить від 85 до 100 % метану, воднево-вуглецеве співвідношення в якому максимальне порівняно з іншими паливами (табл. 4.18);

Таблиця 4.18

Вид палива	Воднево-вуглецево-молярні співвідношення
метан	4,0
пропан	2,66
бутан	2,5
бензин	1,975
гас	1,953
дизельне паливо	1,845

— при використанні метану як палива відпрацьовані рази двигунів практично не містять сажі, містять меншу кількість двоокису вуглецю та окису вуглецю порівняно з іншими паливами. Тому природний газ після водню є найдосконалішим видом палива;

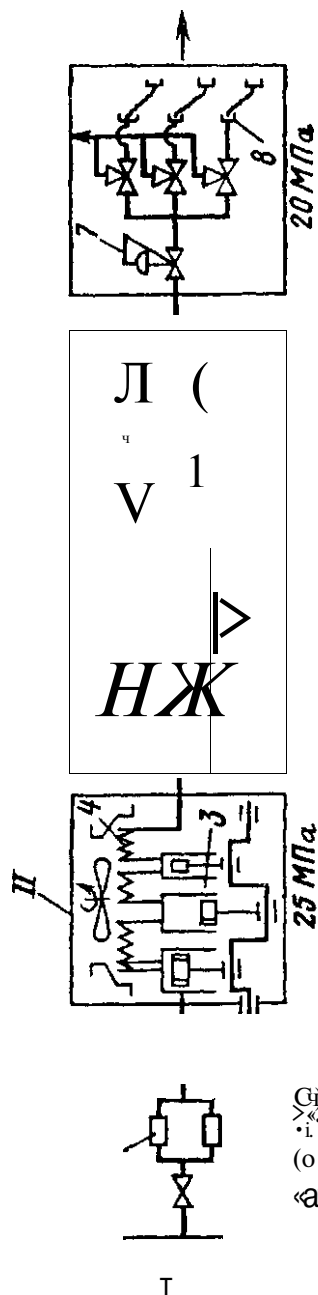


Рис. 4.40. Принцип со-  
 та-  
 блоку стиснення й охолодження  
 газу: 1 — компресор, 2 — ап-  
 паратор, 3 — компресор, 4 — ап-  
 паратор, 5 — регулятор, 6 —  
 фільтр, 7 — регулятор, 8 —  
 форсунка.

— октанове число природного газу дорівнює 102—108, що вище октанового числа бензину (93—98); природний газ має високі антидетонаційні властивості і не містить тетраетилсвинцю;

— температура самозапалення бензину — 473 °К, стисненого природного газу — 723 °К. Тому бензин є небезпечнішим видом палива щодо пожежонебезпечності, ніж газ. Але ця жкість ускладнює запуск карбюраторного двигуна при низьких температурах;

— при роботі на газі не змивається масло з робочих поверхонь циліндропоршневої групи, і масло не розріджується; твердих частинок у маслі набагато менше, ніж при роботі на бензині і дизельному паливі. Тому збільшується ресурс роботи двигуна в 1,5 рази, ресурс масла — у 2 рази.

Основними недоліками природного газу як палива для автомобілів є:

— необхідність зберігання в стисненому стані з тиском 20 МПа у балонах високого тиску; при цьому знижується вантажопідйомність автомобіля на 13—20 % [16];

- необхідність будівництва автомобільних газонаповнювальних компресорних станцій;
- підвищення вартості газобалонних автомобілів за рахунок установки додаткового устаткування;
- виникнення додаткових ускладнень, викликаних необхідністю роботи з обладнанням високого тиску до 25 МПа.

**Автомобільні газонаповнювальні компресорні станції**

У систему забезпечення автотранспорту стисненим природним газом входять: стаціонарні АГНКС високого тиску (до 20 МПа), контейнерні АГНКС для заправки автомобілів природним газом високого тиску (до 20 МПа), пересувні автогазозаправники (ПАГЗ).

Стаціонарні АГНКС розраховані на дві модифікації:

- на вхідний тиск газу 0,8–1,2 МПа й оснащення опозитними компресорами ВО «Борець»;
- на вхідний тиск 0,4–0,6 МПа і оснащення кутовими компресорами німецького виробництва.

Технологічний процес включає блок очищення газу від крапельної вологи і механічних домішок, блок компримування до тиску 25 МПа, блок осушення, блок зберігання, блок розподілу газу на заправку (рис. 4.40).

Склад споруд АГНКС включає технологічний корпус і зовнішню установку окремого технологічного устатку-

Таблиця 4.19

Показники	Тип компресора		
	2ГМ4-1,3/12-2Л) <ВО «Борець»)	4НЛЗКЛГ 200/210- 5-249)ГХК (Німеччина)	2ВУТ ЛУЗ (Італія)
1	2	3	4
Продуктивність, м <sup>3</sup> /год	470–940	1070–1740	400–900
Кількість заправок автомобілів на добу	700	615	780
Тиск газу, МПа:			
на вході	0,8–1,2	0,4–0,6	0,6–1,2
на виході	20	20	20
Кількість компресорів	5	2	9
Кількість ступенів стиску	4	4	3
Кількість заправних колонок	8	8	7
Об'єм акумуляторів, м <sup>3</sup>	18	18	11

вання, яка містить акумулятори газу, апарати повітряного охолодження і сепаратори.

У компресорному відділенні встановлені компресори з холодильниками, установка осушення газу, блок редукування тиску газу з 25 МПа до 20 МПа, насоси циркуляції води (антифризу) в системі охолодження газу і компресорних циліндрів.

У повітряній компресорній розміщені компресори подачі повітря в систему управління продувними клапанами газових компресорів.

Основні технічні показники стаціонарних АГНКС-500 наведені в таблиці 4.19.

#### *Розрахунки параметрів АГНКС*

1. Максимальна кількість заправних колонок на АГНКС визначається, виходячи з максимальної кількості робочих компресорів, їх подачі, середнього об'єму і часу заправки автомобіля [16].

$$n_{max} = \frac{Q^k \cdot \langle V^3 \rangle}{V} \quad (4.52)$$

де  $Q^k$  — кількість робочих компресорів;  $Q^k$  — подача компресора, м<sup>3</sup>/хв;

$V$  — коефіцієнт завантаження АГНКС;  $\langle V^3 \rangle$  — середній об'єм заправки автомобіля, м<sup>3</sup>/хв.

$$I = \dots, \quad (4.53)$$

де  $A$ , — інтенсивність прибування автомобілів на заправку.

$$\frac{M}{t_{зм} \cdot 60} = 0,5, \quad (4.54)$$

якщо  $N$  — кількість автомобілів в одну зміну;  $t_{зм}$  — тривалість зміни, хв.

$$I^* = \dots \quad (4.55)$$

де  $m$  — кількість працюючих колонок;

$i$  — час заправки автомобіля.

2. Геометричний об'єм акумулятора газу на АГНКС визначається, виходячи із забезпечення заданої кількості заправок з акумулятора при відключенні компресорних, при максимальному тиску в ньому 25 МПа:

$$Y_{га} = \frac{P_1 \cdot T_1}{P_2 \cdot T_2} \cdot \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{1}{\gamma}} \cdot \left( \frac{T_2}{T_1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} \quad (4-56)$$

де  $Y_{га}$  — розрахункова кількість компресорів;  
 $Y_{га}^*$  — допустима кількість включень (5 вкл./год»;  
 $\Delta P$  — приведений перепад тисків.

де  $P_1$  і  $P_2$  — тиски включення (22 МПа) і відключення (25 МПа) компресора;

$\gamma_1$  і  $\gamma_2$  — коефіцієнти стисливості для метану, відповідні тискам  $P_1$  і  $P_2$  і температурам  $T_{середН1}$  і  $T_{середН2}$ ;

$\gamma_0$  — коефіцієнт стисливості, відповідний тиску  $P_0 = 0,1013$  МПа і температурі 273 °К.

3. Час досягання тиску  $P_2$ , хв.

$$T_2 = \frac{V_{га} \cdot \Delta P \cdot Y^2}{Q_{га}} \quad (4-58)$$

де  $T_2$  — час роботи компресора при досягненні тиску  $P_2$ , хв;

$n$  — кількість працюючих компресорів;

$l$  — кількість автомобілів на заправці (дорівнює кількості працюючих колонок);

$V_3$  — середній об'єм заправки автомобіля, м<sup>3</sup>/хв.

4. Час падіння тиску в акумуляторі при заправці від  $P_2$  до  $P_1$ , хв:

де  $Q_{га}$  — сумарна подача працюючих компресорів за одиницю часу, м<sup>3</sup>;

$Y_i$  — час роботи компресора при зниженому тиску з  $P_2$  до  $P_1$ , хв.

5. Добова потреба в газі для АГНКС, м<sup>3</sup>:

$$Q_{га} = U \cdot Y \cdot K, \quad (4-60)$$

де  $U$  — об'єм газу на одну заправку при  $P = 0,1013$  МПа;  
 $T = 293$  °К, м<sup>3</sup>;

$K$  — кількість заправок автомобілів за добу (таол. 4.19).

Геометричний об'єм заправки автомобіля залежить від об'єму балона та їх кількості:

$$u = Ub \cdot n^b, \quad (4.61)$$

де  $U^b$  — місткість балона,  $m^3$ ;  $n^b$  — кількість балонів.

Місткість стандартних балонів для вантажних автомобілів і автобусів становить 50 л ( $0,05 m^3$ ).

Технічні показники автомобілів при роботі на природному газі наведені в таблиці 4.20 по [16].

Об'єм газу на одну заправку  $U^a$  визначається по формулі:

$$U^a = \frac{P^3 \cdot V \cdot \gamma \cdot T^c}{P^2 \cdot T^c} \cdot \frac{1}{\gamma} \quad (4.62)$$

де  $P^3$  — тиск заправки автомобіля, МПа;

$T^c$  — температура газу заправки автомобіля,  $^{\circ}K$ ;

$\gamma$  — середній коефіцієнт стисливості, визначається по складу газу заданого родовища;

$T^c$  — стандартна температура,  $^{\circ}K$  ( $293^{\circ}K$ );

$P^2$  — стандартний атмосферний тиск,  $^{\circ}K$  ( $0,1013$  МПа).

6. Об'єм газу в акумуляторі для заправки при тиску  $P^2 - P^1$  (до включення компресора).

Об'єм газу заправки з акумулятора

$$U_{a.з.} = (U_{ак.} - U_{ак.л.}) \cdot 2, \quad (4.63)$$

де  $U_{ак.}$ ,  $U_{ак.л.}$  — об'єми газу в акумуляторі при тиску 25 МПа

22 МПа

Кількість заправок без включення компресора

Таблиця 4.20

Позначення	Показники	Вантажні		Автобуси		Легкові	
		ЗІЛ-138	ГАЗ-53	ЛАЗ-695 НГ	ЛАЗ-4202 Г	ГАЗ-24	ВАЗ
к	кількість балонів	8	7	8	8	3	3
	Місткість, л ( $m^3$ )	50(0,05)	50(0,05)	50(0,05)	50(0,05)	30(0,03)	30(0,03)
	Об'єм заправки, $m^3$	90	80	90	90—170	20	20



$$V_a = V \cdot \Delta t, \quad (4,65)$$

де  $V_a$  — об'єм заправки автомобіля даної марки, м<sup>3</sup>.

7. Розрахунок роботи компресорів.

Залежно від прийнятого тиску компресора продуктивність визначається по таблиці 4.19.

Відповідно до типових проектів АГНКС-500 кількість заправок автомобілів по змінах прийнята: перша — 55 %, друга — 35 %, третя — 10 %.

Годинний розхід газу в першу зміну, м<sup>3</sup>/год:

$$Y_1 = \dots, \quad (4-66)$$

де  $Y_1$  — розхід газу в 1 зміну, який дорівнює 55 %  $Y_0$ .

Кількість компресорів:

$$n = \dots \quad (4-67)$$

Кількість заправок в 1 зміну:

$$I = 1 \Gamma - \quad (4-68)$$

Кількість заправок у годину при тривалості зміни 8 годин:

$$Z = 4 - \quad (4-69)$$

Кількість заправних колонок, виходячи з середнього часу обслуговування одного автомобіля 10 хвилин:

$$T = 4 - \quad (4-70)$$

8. Розрахунок осушення газу цеолітом після компримування.

Необхідна кількість адсорбенту для осушення визначається:

$$M = \frac{Z \cdot (W_n - W_k) \cdot T}{24 - a}, \quad (47П)$$

де  $W_n$  і  $W_k$  — вологість газу на вході і виході з адсорбера, г/м<sup>3</sup>. Відповідно з [16]  $W_n = 0,4$  г/м<sup>3</sup>,  $W_k = 0,009$  г/м<sup>3</sup>;

$T$  — час адсорбції, год;  $T = 8$  год;

$a$  — активність адсорбенту,  $0,04^{\wedge} - 0,05$ .

Так як на АГНКС встановлено 2 адсорбера, то одержана кількість цеоліту подвоюється.

Тривалість процесу адсорбції — 8 годин.

Процес регенерації закінчується при температурі газу регенерації на виході з адсорбера:  $T^* = 473^\circ\text{K}$ .

#### Приклад 4.13

Розрахувати параметри роботи АГНКС-500 при таких вихідних даних:

кількість компресорів  $n_p = 4 + 1$ ;  
 продуктивність компресора  $Q_k = 940 \text{ м}^3/\text{год}$  (15,6  $\text{м}^3/\text{хв}$ );

середній об'єм заправки автомобіля  $Q_3 = 70 \text{ м}^3$ ;

кількість автомобілів в 1 зміну з урахуванням даних таблиці 4.19:  $N = 0,55 \cdot 700 = 385$ ;

кількість працюючих колонок (прийняте)  $t = 5$ ;

час заправки автомобіля  $\tau = 10 \text{ хв}$ ;

марка автомобіля ЗІЛ-138;

температура газу в акумуляторі:

при  $P_1 = 22 \text{ МПа}$   $T_1 = 303^\circ\text{K}$ ;

при  $P_2 = 25 \text{ МПа}$   $T_2 = 313^\circ\text{K}$ ;

температура газу заправки  $T^* = 297^\circ\text{K}$ ;

тиск заправки  $P^3 = 20 \text{ МПа}$ .

1. Максимальна кількість заправних колонок визначається по формулі 4.52:

$$= 4.15, 6.0, 8 = 7 \{$$

Інтенсивність прибуття автомобілів визначається по формулі 4.54:

$$\lambda = \frac{N \cdot \tau}{86400} = 0,4$$

Загальна інтенсивність обслуговування автомобілів визначається по формулі 4.55:

$$\mu = \lambda = 0,5$$

Коефіцієнт завантаження АГНКС визначається по формулі 4.53:

$$Y = \lambda / \mu = 0,8$$

2. Геометричний об'єм акумулятора газу визначається по формулі 4.56:

$$i_{\text{ак.так}} = \frac{4 \cdot 10 \cdot 15,6}{4 \cdot 5 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 7} = 14,3 \text{ } \frac{\text{м}^3}{\text{Г} \cdot \text{м}^3}$$

Приведений перепад тисків  $\Delta P$  визначаємо по формулі 4.57.

Для визначення значень  $2B$   $22^{\text{по}}$  номограмі [10] для метану визначимо приведені параметри  $P_{\text{пр}}$  і  $T_{\text{пр}}$  при  $P_1 = 22 \text{ МПа}$ ,  $P_2 = 25 \text{ МПа}$ ,  $T_1 = 303 \text{ }^\circ\text{К}$ ,  $T_2 = 313 \text{ }^\circ\text{К}$ .

$$P_{\text{пр.1}} = \frac{P_1}{4,74} = 4,6;$$

$$m_{\text{кр.1}} = \frac{303}{190} = 1,59;$$

$$2 \Gamma = 0,85;$$

$$P_{\text{пр.2}} = \frac{P_2}{4,74} = 5,27;$$

$$m_{\text{кр.2}} = \frac{313}{190} = 1,65;$$

$$\Delta P = 0,1 \cdot \frac{1}{0,89} \cdot \frac{1}{0,85} \cdot \frac{1}{0,1013} = 2,17$$

3. Час досягання тиску  $P_2$  визначається по формулі 4.58.

$$T_2 = \frac{14,3 \cdot 2,17 \cdot 10}{15,6 \cdot 4 \cdot 5 \cdot 7} = 11,1 \text{ хв.}$$

Примітка: 1. Значення  $u^2$  прийнято 10 хвилин, виходячи з часу заправки автомобіля з умови.

2. Середній об'єм заправки,  $i3^3$ , приведений відповідно до заданого середнього об'єму заправки ( $70 \text{ м}^3$ ) і прийнятого часу заправки автомобіля (10 хв),  $\text{м}^3/\text{хв}$ .

4. Час падіння тиску в акумуляторі до значення  $P_1$  по формулі 4.59:

$$T_1 = \frac{14,3 \cdot 2,17 \cdot 4}{5 \cdot 7 \cdot 15,6 \cdot 1} = 6,4 \text{ хв.}$$

Примітка: 1. Значення  $u$ , прийнято 4 хвилини з урахуванням роботи одного компресора і заправки 5 автомобілів.

При зниженні тиску газу в акумуляторі до  $P_1$ , автоматично включається в роботу робочий компресор. Подальше збільшення відбору газу призводить до включення одного або кількох резервних компресорів.

При зменшенні відбору газу з акумулятора автоматично відключаються спочатку резервні, а потім і робочий компресори.

Тиск газу в акумуляторі підвищується за час  $t_1 = 11,3 \text{ хв}$  з  $P_1 = 22 \text{ МПа}$  до  $P_2 = 25 \text{ МПа}$ . Після відключення компресорів тиск газу в акумуляторі падає з  $P_2 = 25 \text{ МПа}$  до  $P_1 = 22 \text{ МПа}$  за час  $t_2 = 6,4 \text{ хв}$ , і компресори включаються. Час між двома включеннями становить  $T = 17,7$  хвилини. Отже середня кількість включень компресора в зміну становитиме:

$$I = \frac{24}{T} = \frac{24}{17,7} = 1,355$$

що менше допустимої кількості включень компресора [161].

5. Для визначення добової потреби в газі для АГНКС розрахуємо геометричний об'єм заправки автомобіля по формулі 4.61.

$$V = 0,05 \cdot 8 = 0,4 \text{ м}^3$$

Для визначення коефіцієнта стисливості  $Z$  в формулі 4.62 розрахуємо приведені параметри  $P_{пр}$  і  $T_{пр}$ , прийнявши по [10] для метану  $P_{кр} = 4,74 \text{ МПа}$ ,  $T_{к0} = 190^\circ\text{К}$ .

$$P_{пр} = P \cdot \left( \frac{P}{P_{кр}} \right)^{1,2}$$

$$T_{пр} = T \cdot \left( \frac{P}{190} \right)^{0,8} = 1,48$$

Дані значення  $P_{пр}$  і  $T_{пр}$  відповідають  $Z = 0,8$ .

Об'єм газу  $V_3$ , на одну заправку визначається по формулі 4.62:

$$V_3 = \frac{0,4 \cdot 20 \cdot 293}{0,1013 \cdot 0,8 \cdot 297} = 97,6 \text{ м}^3$$

Добова потреба АГНКС визначається по формулі 4.60:

$$V_{добу} = 97,6 \cdot 700 = 68\,320 \text{ м}^3$$

6. Об'єм газу в акумуляторі для заправки автомобілів (до включення компресора) від  $P_2$  до  $P_1$ .

Визначаємо об'єми газу в акумуляторі при тисках  $P_1$  і  $P_2$ , попередньо визначивши  $Z_1$  і  $Z_2$ .

$$Z_1 = 0,86; \quad Z_2 = 0,86$$

$$P_{п,2} \sim = 5,3; \quad \Gamma_{п,2} = \Pi = 1,64; \quad 2^2 = 0,89;$$

$$\frac{I}{\text{ч}} = \frac{4,3 \cdot 22 \cdot 293}{0,1013 \cdot 0,86 \cdot 303} \cdot 10^4 \text{ м}^3;$$

$$\frac{V}{\text{ч}} = \frac{14,3 \cdot 25 \cdot 293}{0,1013 \cdot 0,89 \cdot 313} \cdot 10^7 \text{ м}^3.$$

Об'єм газу для заправки автомобілів — по формулі 4.63:

$$-V_{\text{газ}} = 3714 - 3492 = 222 \text{ м}^3.$$

Кількість заправлених автомобілів без включення компресора:

$$n = \frac{222}{\Gamma} = 135.$$

#### 7. Розрахунок роботи компресорів.

Відповідно до розподілу кількості заправок автомобілів по змінах визначаємо розхід газу в 1 зміну, тобто об'єм його — 55 % від добового розходу, що становить:

$$V = 0,55 \cdot 68320 = 37576 \text{ м}^3;$$

$$= 7576 \text{ м}^3/\text{год}$$

Кількість компресорів визначаємо по формулі 4.67:

$$n = \frac{V}{\Pi} = \frac{37576}{940} = 40.$$

Кількість заправок в 1 зміну — по формулі 4.68:

Кількість заправок у годину — по формулі 4.69:

$$V_{\text{год}} = V \cdot n = 37576 \cdot 40 = 1503040 \text{ м}^3.$$

Кількість заправних колонок — по формулі 4.70:

$$m = \frac{V_{\text{год}}}{52} = 28905 \text{ шт.}$$

8. Необхідна кількість адсорбенту при 8-годинному циклі визначається по формулі 4.71:

$$G = \frac{68320 \cdot (0,4 - 0,009) \cdot 8}{24 \cdot 0,05} = 178087 \text{ г} = 178 \text{ кг}.$$

### **Автомобільні газозаправні станції (АГЗС)**

Автогазозаправні станції (АГЗС) призначені для заправки газобалонних автомобілів зрідженим нафтовим газом.

До складу АГЗС входять: резервуари зберігання, насосно-компресорне відділення, колонки для прийому газу з автоцистерн, колонки для заправки газом автомобілів, система автоматики, система електроживлення тощо.

Згідно БНІП 2.04.08-87 «Газопостачання» максимальний об'єм групи резервуарів не має перевищувати  $100 \text{ м}^3$ , а об'єм резервуара —  $25 \text{ м}^3$ . БНІП регламентує мінімальні відстані між об'єктами АГЗС.

Технічна характеристика АГЗС наведена в таблиці 4.21 згідно [17].

Принципова технологічна схема АГЗС подана на рисунку 4.41, а схема АГЗС — на рисунку 4.42.

Для підвищення коефіцієнта використання стаціонарних АГЗС використовують пересувні АГЗС типу ЦППЗ-12-885 із тягачем типу ЗІЛ-130 В.

Для скорочення часу заповнення балонів станція вкомплектована вихровим насосом типу С5/140 А, вимірювачем розходу УИЖГ-20, вібростійким манометром МТИ-100/1-ВУ, випарювачем для підвищення тиску в цистерні, що перевищує пружність парів.

Таблиця 4.21

Показники	За типовим проектом	
	503-136	3815
Продуктивність, запр./добу	600	750
Середня заправка, л ( $\text{м}^3$ )	200 (0,2)	200 (0,2)
Кількість резервуарів для газу ємністю:		
$25 \text{ м}^3$	4	4
$5 \text{ м}^3$	1	1
Кількість колонок:		
зливу газу із автоцистерн	2	2
заправки автомобілів	4	4
Максимальний тиск у трубопроводі, МПа	1,6	1,6

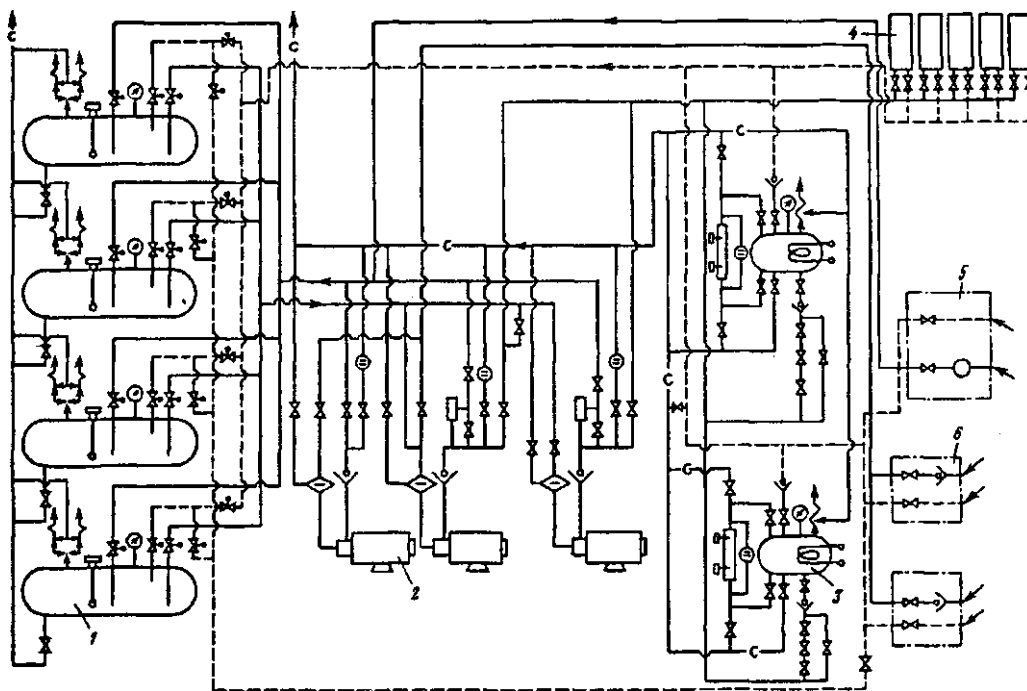


Рис. 4.41. Принципова технологічна схема АГЗС-БКИ-600.

1 — резервуар, 2 — насоси, 3 — випарювачі, 4 — колонки для наповнення ЗВГ автомобільних балонів, 5 — колонки для зливання ЗВГ із балонів, 6 — колонки для зливання ЗВГ із автоцистерн.

Примітка: ЗВГ — зріджений вуглеводневий газ

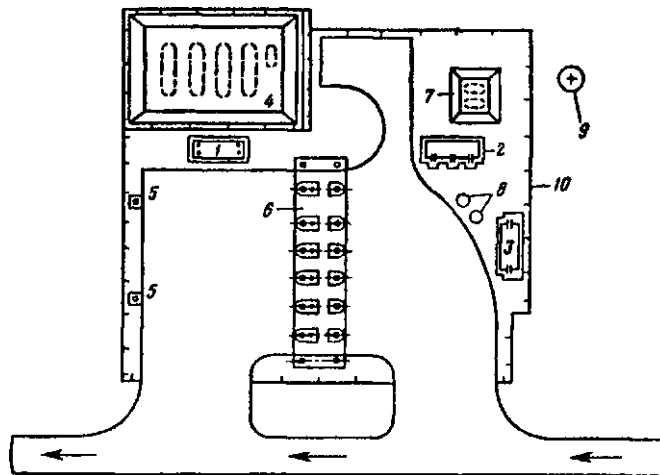


Рис. 4.42. Схема АГЗС-БКИ-600.

1 — блок технологічний, 2 — блок допоміжний, 3 — блок побутовий, 4 — сховище газу, 5 — майданчик зливних колонок, 6 — острівця наливних колонок, 7 — резервуар для води, 8 — водозбірні колодязі, 9 — комплектна трансформаторна станція, 10 — металена огорожа

#### ЛІТЕРАТУРА

1. Положение по технической эксплуатации ГРС МГ.— М.: Недра, 1990.
2. Громов В. В. Оператор магистральных газопроводов.— М.: Недра, 1981.
3. Шишко Г. Г. и др. Учет расхода газа.— К.: Урожай, 1993.
4. Многоиточный измерительный микропроцессорный комплекс «Суперфлоу-П». Техническое описание и инструкция по эксплуатации.— М.: СП «Совтексаавтоматика», 1994.
5. Обзорная информация «Важнейшие научно-технические проблемы газовой промышленности».— М.: ВНИИЗгазпром, 1986.— № 7.
6. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами РД 50-213-80.— М.: Изд-во Стандартов, 1982.
7. Дубинский Н. М. Автоматические газорегулирующие системы.— К.: Техніка, 1976.
8. Ионин А. А. Газоснабжение.— М.: Стройиздат, 1989.
9. Плотников В. М. Регуляторы давления газа.— Л.: Недра, 1982.
10. Волков М. М. Справочник работника газовой промышленности.— М.: Недра, 1989.



11. Едигаров С. Г. Проектирование и эксплуатация нефте-Г.П и газохранилищ.— М.: Недра, 1973.
12. Пиляк В. М. Эксплуатация газораспределительных ічаїцій.— Л.: Недра, 1969.
13. Варфоломеев В. А., Торчинский Я. М., Шевченко Р. Н. (ліравочник по проектированию, строительству и эксплуатации систем газоснабжения.— Будівельник, 1988.
14. Шур И. А. Газорегуляторные пункты и установки.— Л.: Недра, 1985.
15. Юренко В. В. Городское газовое хозяйство.— М.: Недра, 1991.
16. Боксерман Ю. И. и др. Перевод автотранспорта на газовое топливо.— М.: Недра, 1988.
17. Плитман И. Б. Справочное пособие для работников АЗС и АГЗС— М.: Недра, 1990.

## Розділ 5. ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ

### 5.1. СХОВИЩА ДЛЯ ГАЗУ

У теперішній час великого значення набуло регулювання нерівномірності споживання газу, яку класифікують так:

- внутрішньодобова — за часом доби;
- внутрішньотижнева — у межах тижня;
- — внутрішньомісячна — у межах місяця;
- сезонна — протягом року.

Внутрішньодобові нерівномірності споживання газу в основному пов'язані з його витратою на побутові потреби, а також зі зменшенням витрати газу промисловими підприємствами, які не працюють у нічний час.

Внутрішньотижневі коливання споживання газу звичайно зумовлюються тими обставинами, що й добові, але також певний вплив має витрата газу у вихідні й святкові дні.

Внутрішньомісячні нерівномірності споживання газу залежать від пори року, а також від причин, які викликають внутрішньотижневу нерівномірність споживання газу.

Сезонні нерівномірності споживання газу пов'язані з періодами року; в осінньо-зимовий період споживання збільшується, у літній період — зменшується.

Сезонна нерівномірність споживання газу є найбільшою.

У зимовий період різко збільшується об'єм споживання газу на комунально-побутові й опалювальні потреби, можливе збільшення витрати газу промисловими підприємствами залежно від їх технологічного процесу та інших причин.

Для покриття і вирівнювання нерівномірностей споживання газу необхідно в години пік мати оперативний резерв газу, тобто слід створити різного типу сховища для газу.

Для зберігання великих об'ємів газу найдоцільнішим є застосування підземних сховищ.

Підземні сховища газу (ПСГ) є технологічною складовою частиною магістральних газопроводів і призначені для регулювання нерівномірності газоспоживання, утворення довгострокового й оперативного резерву газу.

За типом пористого середовища розрізняються сховища:

- у водоносних пластах;
- у вичерпаних газових та нафтових родовищах.

За складністю геологічної будови об'єктів сховища діляться на:

— простої геологічної будови, яка характеризується витриманістю літологічного складу порід, їх колекторськими властивостями;

— складної геологічної будови, яка характеризується тектонічними порушеннями, різницею літологічного складу порід, наявністю зон із незадовільною проникністю.

За умовами залягання сховища поділяються на пластові, масивні, літологічно або тектонічно екрановані.

Для створення ПСГ можуть бути використані вичерпані поклади газових, нафтових родовищ, водоносні пласти, а також розмиті соляні куполи.

#### *Мережа підземних сховищ газу України*

Підземне зберігання газу (ПЗГ) в Україні має два призначення: для внутрішнього та зовнішнього споживання.

Мережа ПЗГ України має підземні газосховища на базі водоносних структур і на базі вироблених газових і газоконденсатних родовищ.

В Україні визначилися чотири комплекси ПЗГ:

Західноукраїнський — у Передкарпатті;

Київський — у районі Київської системи газопроводів;

Донецький — у Донбасі;

Південноукраїнський — у районі південних областей Криму і частково Середнього Подніпров'я.

Кожний комплекс ПЗГ забезпечується системою газопроводів:

Західноукраїнський — «Союз», «Уренгой — Помари — Ужгород», «Івацевичі — Долина», «Київ — Захід України», «Долина — Ужгород», «Єлець — Кременчук — Аианьів — Богородчани»;

Таблиця 5.01

**Підземні сховища газу країн Західної Європи,  
США, Канади і Росії**

Країна	Кількість сховищ	Загальна ємність, млн м <sup>3</sup>	Ємність буферного газу, млн м <sup>3</sup>	Ємність активного газу, млн м <sup>3</sup>
Австрія	4	2340	—	—
Бельгія	3	491	—	—
Данія	2	660	—	—
Франція	14	8867	—	—
Німеччина	27	8488	—	—
Італія	8	9500	—	—
Нідерланди	1	72	—	—
Іспанія	1	495	—	—
Великобританія	3	3580	—	—
Росія	20	—	80 000	—
США	400	—	—	106 (XX)
Канада	10	—	—	14 000

Київський — «Київ — Брянськ — Москва», «Тула — Шостка — Київ», «Шебелинка — Полтава — Київ», «Єфремівка — Диканька — Київ», «Союз», «Курськ — Диканька», «Острогозьк — Шебелинка», «Новопсков — Шебелинка»;

Донецький — Донецький (кільцевий) газопровід, «Північний Кавказ — Центр Росії» (у межах України) і далі «Луганськ — Лисичанськ — Рубіжне»;

Південноукраїнський — «Шебелинка — Дніпропетровськ — Кривий Ріг — Ізмаїл», «Мар'ївка — Херсон — Крим». Він призначений для газопостачання Дніпропетровської, Запорізької, Кіровоградської, Одеської, Миколаївської, Херсонської областей і Республіки Крим.

Характеристика мережі ПСГ країн Західної Європи, США, Канади і Росії подана у табл. 5.01.

ПСГ повинні відповідати одній із трьох умов:

- забезпечення безперервного газопостачання споживачів;
- створення аварійних запасів газу;
- можливість збільшення відбору газу в найхолодніші дні.

Останнім двом умовам відповідає більшість водонос -

мпх пластів, так як вони на відміну від вичерпаних іпзових і нафтових родовищ широко розповсюджені.

Для створення ПСГ у водоносному пласті необхідні гикі геологічні умови:

- наявність замкненої антиклінальної структури;
- достатня пористість і проникливість пласта;
- наявність герметичної покришки над пластом.

Для вирівнювання сезонної нерівномірності споживання газу використовують:

- підземне зберігання літніх надлишків газу;
- додаткову подачу газу за договорами з інших родовищ;
- обмеження споживачів;
- поєднання вказаних способів.

Для вирівнювання тижневої і добової нерівномірностей:

- підземне зберігання літніх надлишків газу;
- додаткову подачу газу за договорами;
- обмеження споживачів;
- підземне зберігання газу в газгольдерах;
- використання кінцевої ділянки магістральних газопроводів для акумулювання газу;
- поєднання вказаних способів.

Газгольдери, що використовуються для зберігання газу, класифікуються за тиском: високого ( $0,07 \cdot 10^3$  МПа) і низького ( $0,004 \text{--} 0,005$  МПа).

Газгольдери низького тиску (тиск сталий, а об'єм перемінний) поділяються на мокрі і сухі. Мокрий газгольдер складається з резервуара, телескопічних ланок і ковпака. Резервуар заповнюється водою, а газ надходить під ковпак, який знаходиться під водою. При подачі газу ковпак починає підніматись, потім із допомогою спеціальних пристроїв залучає ланки. Дані пристрої здійснюють герметизацію в процесі підняття ковпака і ланок. Мокрі газгольдери споруджують об'ємом  $10\,000\text{--}30\,000\text{ м}^3$ . Мокрі газгольдери мають таке устаткування: гідравлічний затвор, зливний бак, клапанну коробку, підйомно-клапанний пристрій, газоскидальну трубу, ручний насос, ежектор, трубопроводи, засувки, повітряний кран.

Сухий газгольдер складається із циліндричного сталевого корпусу, всередині якого переміщається поршень. Газ подається під поршень газгольдера, який у міру закачування піднімається. Для герметизації між корпусом і поршнем застосовують ушільнюючі пристрої. Такі газгольдери споруджують об'ємом  $10\,000\text{--}100\,000\text{ м}^3$ .

Широке застосування в промисловості одержали газгольдери високого тиску — циліндричні і сферичні. Циліндричні газгольдери мають постійний об'єм (175 або 270 м<sup>3</sup>) і перемінний тиск (0,25—2,0 МПа). Сферичні (кулеві) газгольдери мають об'єм 600—4000 м<sup>3</sup>.

Як акумулюючу ємність при транспортуванні газу використовують останню дільницю газопроводу. Це виникає за таких обставин: КС має постійну продуктивність, яка забезпечує споживачів, а в моменти, коли споживання газу стає меншим, газ акумулюється в самому газопроводі, в його останній дільниці.

Акумулюючу здатність кінцевої дільниці газопроводу можна визначити, використовуючи формулу, рекомендовану [1]:

$$V_{\text{ак}} = \frac{\pi \cdot a^3 \cdot (P_{\text{середн.}} - P_{\text{середн.}})}{6} \quad (5.01)$$

де  $a$  — внутрішній діаметр газопроводу, м;

$l$  — довжина кінцевої дільниці газопроводу, м;

$P_{\text{середн.}} - P_{\text{середн.}}$  — середні тиски у газопроводі, які відносяться відповідно до режимів із максимальними і мінімальними тисками, МПа.

#### **Розрахунки параметрів підземного сховища газу**

Розрахункові параметри ПСГ розраховуються за рекомендованою методикою згідно [2].

Максимальний об'єм газу, який можна закачати в сховище (активний), м<sup>3</sup>:

де  $V_{\text{п}} - V_{\text{п}} - V_{\text{п}}$  — об'єм порового простору, м<sup>3</sup>;

$P_{\text{п}}$  і  $P_{\text{к}}$  — початковий і кінцевий тиск у сховищі при закачуванні, МПа;

$\alpha$  і  $\beta$  — коефіцієнти стисливості газу при  $P_{\text{п}}$  і  $P_{\text{к}}$ .

Буферний об'єм газу в сховищі, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{б}} = V_{\text{п}} \cdot \frac{P_{\text{к}} - P_{\text{п}}}{P_{\text{п}} - P_{\text{к}}} \quad (5.03)$$

Загальний об'єм газу в сховищі, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{г}} = V_{\text{п}} + V_{\text{б}} \quad (5.04)$$

Співвідношення об'ємів активного і буферного газу:

$$(5.05)$$

Об'єм порового простору сховища при відборі газу:

$$V = \frac{P_m}{P} \cdot V_p \quad (5.06)$$

Забійний тиск можна визначити по формулі Г. А. Адамова [2]:

$$P_m = P \cdot \left( \frac{P}{P_m} \right)^{2.5} + \frac{1.377 \cdot 10^7 \cdot \gamma \cdot \phi}{T_g} \cdot \left( \frac{P}{P_m} \right)^{2.5} - i \quad (5.07)$$

де  $P_m$  — тиск газу в сховищі, МПа;  
 $\gamma$  — коефіцієнт гідралічного опору фонтанних труб;  
 $\phi$  — внутрішній діаметр труб, см;  
 $\phi$  — об'єм закачаного газу, тис. м<sup>3</sup>/добу на одну свердловину;  
 $T$  — середня температура газу, °К;  
 $T^3$  — температура газу в забої, °К;  
 $T^g$  — температура газу на буфері свердловини, °К;  
 $e$  — основа натурального логарифма.

$$T = B \cdot i \quad (5.08)$$

Показник ступеня 5 визначається по формулі:

$$i = \frac{0.03415 \cdot A}{T_g} \quad (5.09)$$

де  $A$  — відносна густина газу по повітрю;  
 $i$ ,  $B$  — глибина свердловини, м.  
 Тиск на гирлі нагнітальної свердловини в кінці періоду закачування по [2]:

$$P_m = P \cdot \left( \frac{P}{P_m} \right)^{2.5} + \frac{1.377 \cdot 10^7 \cdot \gamma \cdot \phi}{T_g} \cdot \left( \frac{P}{P_m} \right)^{2.5} - i \quad (5.10)$$

де  $P_m$  — максимально допустимий тиск у сховищі, Па.  
 Показник ступеня 2.5 визначається по формулі:

$$2.5 = 0.06833 \cdot \text{д.г.} \quad (5.11)$$

Необхідна кількість компресорів для закачування газу в пласт у кінці періоду закачування:

$$n = \frac{Q}{q} \quad (5.12)$$

де  $q$  — продуктивність одного компресора, м<sup>3</sup>/добу.

### *Експлуатація підземних сховищ газу*

До складу станцій підземних сховищ газу (СПСГ) входять:

- газопровід — відвід до сховища;
- компресорна станція;
- газозбірний пункт;
- установки підготовки газу;
- технологічні свердловини;
- внутрішньопромислові трубопроводи і колектори;
- адміністративно-господарські будівлі і споруди.

На СПСГ до початку експлуатації мають бути підготовлені:

- компресорний цех на робочий тиск закачування газу;
- установки по очищенню газу від механічних домішок на вході КС;
- установки по очищенню газу від масла;
- трубопроводи, колектори, сепараційні установки з регулюючою і запірною арматурою;
- установки осушення газу, регенерації метанолу;
- допоміжні споруди й устаткування.

Технологічною схемою СПСГ визначаються об'єм, тривалість закачування і відбору газу, періодичність циклів та інші показники. Не допускаються відток газу за межі проектного контура і переток газу в інші горизонти. Має бути забезпечений постійний контроль за вмістом у газі «закачування» і «відбору» води, конденсату та інших компонентів.

Експлуатація свердловин ПСГ допускається тільки по ліфтових трубах; експлуатація свердловин по експлуатаційній колоні не допускається.

Згідно [3] відповідно до технічних умов експлуатації ПСГ має бути встановлений оптимальний режим, який забезпечує заплановані об'єми закачування і відбору газу з урахуванням таких факторів:

- запобігання виносу піску;
- запобігання обводнення свердловини в процесі відбору газу;
- недопустимості гідратуутворення й утворення піщаних пробок у стволі свердловини;
- необхідності підтримування заданого гирлового тиску;
- працездатності фільтра.

Режим роботи свердловини регулюється штуцером, установленим на газозбірному пункті або гирлі.



Нормальна експлуатація ПСГ зв'язана з регулярними дослідженнями свердловин, які поділяються на поточні, контрольні і спеціальні.

Поточні — з метою встановлення технологічного режиму роботи і перевірки продуктивної характеристики свердловини.

Контрольні — для вибіркової перевірки стану окремих свердловин.

Спеціальні — з метою з'ясування причин, які впливають на продуктивну характеристику й умови експлуатації свердловин і сховища в цілому.

Із моменту пуску ПСГ у промислову експлуатацію мають бути організованими замір і облік кількості газу, який використовується для створення сховища і закачаного та відібраного газу при експлуатації, витрат на технологічні операції, а також облік усіх видів втрат газу.

Контроль за експлуатацією ПСГ, що визначається технологічною схемою, здійснюється в дві стадії:

- при дослідно-промисловій експлуатації;
- при циклічній експлуатації.

У період дослідно-промислової експлуатації контролюються герметичність сховища, стан свердловини, уточнюються темп заповнення, формування контуру покладу, зміни тиску.

У період циклічної експлуатації продовжується нагляд за станом свердловини, змінами границі газонасиченої зони, герметичністю сховища. Проводиться газова зйомка площі сховища.

#### Приклад 5.1

Визначити акумулюючу здатність кінцевої ділянки газопроводу довжиною  $l=100$  км, діаметром  $\varnothing=1220$  мм з товщиною стінки  $\delta=14$  мм при середніх тисках у газопроводі  $P_{\text{середн.ша.г}}=6$  МПа,  $P_{\text{середн.тіп}}=2$  МПа.

$$y^m = \gamma^{3L^4} \cdot 1,192 \cdot 10^5 \cdot (6-2) = 4,46 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

#### Приклад 5.2

Визначити активний і буферний об'єми сховища, загальний об'єм і співвідношення об'ємів при таких даних: об'єм порового простору  $V_p = 22 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ ; початковий тиск у сховищі при закачці  $P_{\text{п}} = 2,5$  МПа; кінцевий тиск  $P_{\text{к}}$  — 7 МПа;

коефіцієнти стисливості  $\beta_1$  і  $\beta_2$  для спрощення розрахунку приймаємо рівними одиниці.

Тоді по формулах 5.2; 5.3; 5.4 одержимо:

$$i/a = 22 \cdot 10^6 \cdot (7 - 2,5) - 10 = 0,99 \cdot 10^9 \text{ м}^1;$$

$$y_0 = 0 \cdot 22 \cdot 10^6 \cdot 2,5 = 0,55 \cdot 10^9 \text{ м}^3;$$

$$y_x = 0,99 \cdot 10^9 + 0,55 \cdot 10^9 = 1,54 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

### Приклад 5.3

Визначити максимальний забійний і гирловий тиск у кінці періоду закачки газу при таких вихідних даних:

початковий тиск у сховищі  $A_1 = 2,5$  МПа;

об'єм порового простору  $V_2 = 22 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ ;

потужність пласта  $n = 12$  м;

кількість нагнітальних свердловин  $n = 10$ ;

об'єм закачування газу ( $Q = 900$  тис.  $\text{м}^3/\text{добу}$ );

максимально допустимий тиск у сховищі  $P_{\text{тах}} = 8$  МПа;

глибина свердловини  $h = 780$  м;

внутрішній діаметр експлуатаційної колони  $d = 13,2$  см;

коефіцієнт гідравлічного опору труб  $\lambda = 0,02$ ;

відносна густина газу по повітрю  $A = 0,6$ ;

температура газу в приймальному колекторі  $T_1 = 280^\circ \text{К}$ ;

коефіцієнт стисливості газу (приймаємо)  $\beta = 1$ ;

температура газу у забої  $T_2 = 293^\circ \text{К}$ ;

продуктивність компресора  $Q_k = 576$  тис.  $\text{м}^3/\text{добу}$ .

Забійний тиск розраховуємо по формулі 5.7, попередньо визначивши значення  $T$ ,  $\beta$ ,  $P^2$  по формулах 5.8; 5.9:

$$T = \frac{280 + 293}{2} = 287^\circ \text{К};$$

$$\beta = \frac{0,03415 \cdot 0,6 \cdot 780}{1 \cdot 287} = 0,055;$$

$$2650 - 9,8 - 109 = 2830730 \text{ Па} = 2,8 \text{ МПа};$$

$$P_3 = \sqrt{8^2 \cdot e^{2 \cdot 0,055} \cdot \frac{1,377 - 0,02 \cdot 1 - 287^2}{13,2^5} \cdot (2 \cdot 0,055 - 1) \cdot 90^2} = 8,6 \text{ МПа}.$$

Тиск на гирлі нагнітальної свердловини розраховуємо по формулі 5.10, попередньо визначивши показник ступеня  $\lambda$  по формулі 5.11:

$$\lambda = \frac{0.06833 \cdot 0.6 \cdot 7.80}{\Gamma 7287} = 0.00068$$

$$p_y = \sqrt[1.377 \cdot 1.287 \cdot 90^{\lambda} \cdot (e - 0.00068)]{1.6 \cdot 10^6} = 8.15 \text{ МПа.}$$

Кількість компресорів у кінці періоду закачування визначаємо по формулі 5.12:

$$n = \frac{900}{676} = 1.56$$

Приймаємо 2 компресори.

## 5.2. ГАЗОНАПОВНЮВАЛЬНІ СТАНЦІЇ (ГНС) ЗРІДЖЕНИХ НАФТОВИХ ГАЗІВ

ГНС є підприємствами, призначеними для прийому, зберігання і відпуску споживачам зріджених нафтових газів (ЗНГ), які поступають залізничним, водним транспортом або трубопроводом із підприємств, що добувають газ, або зі сховищ газу.

Як правило, ГНС розташовуються поза межею території поселення міст, селищ та інших населених пунктів. Територія ГНС підрозділяється на виробничу і допоміжну.

У виробничій зоні розташовані:

- залізнична колія з естакадою і зливними пристроями для зливання ЗНГ із залізничних цистерн у резервуари;
- резервуарний парк;
- технологічні відділення — насосно-компресорні, наповнювальні, зливу невипаруваних залишків із балона, навантажувально-розвантажувальний майданчик;
- внутрішньомайданчикові трубопроводи;
- колонки для наповнювання і зливу автоцистерн;
- автовага;
- випарювальні установки.

У допоміжній зоні розташовані:

- споруди (адміністративно-господарські, лабораторії, котельні, механічних майстерень);

- трансформаторна підстанція;
- майданчик для відкритої стоянки автомашин;
- резервуари для запасу води;
- водонапірна башня.

Резервуари, призначені для прийому і зберігання ЗНГ, виготовляються відповідно до вимог БНІП 2.04.08—87; в таблиці 5.02 наведено технічні характеристики циліндричних горизонтальних резервуарів, які застосовуються в ГНС.

У таблиці 5.03 наведено характеристики сферичних резервуарів для зберігання ЗНГ.

Обв'язка резервуарів має забезпечувати можливість роздільного прийому і зберігання в резервуарному парку газу з різним складом.

Ємність резервуарного парку слід визначати залежно від добової продуктивності ГНС, ступеня заповнення резервуарів і кількості зарезервованого для зберігання зрідженого газу, яка визначається залежно від розрахункового часу роботи БЗГ без надходження газу (/).

$$V = I \cdot V + i \cdot V + V_{\text{г}} \quad (5.13)$$

де  $I$  — розрахунковий час роботи БЗГ без надходження газу, діб;

$B$  — відстань від заводу-постачальника зріджених газів до ГНС, км;

$V$  — нормативна добова швидкість доставки вантажу повагонного відправлення, км/добу ( $V = 330$  км/добу);

$i$  — час, затрачений на операції, зв'язані з відправленням і прибуттям вантажу ( $i = 1$  добу);

$i^2$  — час, на який слід завбачати експлуатаційний запас ЗНГ ( $i^2 = 3-5$  діб).

Як правило, установка резервуарів на ГНС — надземна з нахилом 0,002—0,003 в сторону зливного патрубка. Надземні резервуари розташовують в групи згідно БНІП 2.04.08—87.

Відстань між надземними резервуарами в групі має бути рівною діаметру більшого суміжного резервуара, але не менше 2 метрів. Відстань між рядами надземних резервуарів, розміщених удва і більше рядів, приймається рівною довжині найбільшого резервуара, але не менше 10 метрів. Для кожної групи резервуарів по периметру повинно завбачатися замкнене обвалування або огорожувальна стінка з вогнетривкого матеріалу, висотою не менше 1 м, розраховані на 85 % ємності групи резервуарів. Відстань від резервуара до підшви обвалування

**Характеристика горизонтальних циліндричних резервуарів для зберігання пропану і бутану**

Показники	Пропан					Бутан			
	ПС-25	ПС-50	ПС-100	ПС-160	ПС-200	БС-50	БС-100	БС-160	БС-200
	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Місткість, м<sup>3</sup></b>									
номінальна	25	50	100	160	200	50	100	160	200
дійсна	25,2	49,4	99,9	162,4	202,3	49,3	99,8	162,2	202,4
корисна	20,8	41,5	82,6	133,0	166,0	41,5	82,6	133,0	166,0
<b>Внутрішній діаметр, мм</b>	2000	2400	3000	3400	3400	2400	3000	3400	3400
<b>Загальна довжина, мм</b>	8332	11 356	14 684	18 512	22 912	11 324	14 652	18 480	22 880
<b>Найбільша висота наливу, мм</b>	1550	1860	2320	2640	2640	1860	2320	2640	2640
<b>Найбільший робочий тиск при температурі не більше 50 °С, МПа</b>	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	0,7	0,7	0,7	0,7
<b>Товщина стінки корпусу СТ 3/16 Гс, мм</b>	20/24	20/26	30/32	34/36	34/36	10/12	12/16	12/20	12/20
<b>Умовний діаметр штуцера, мм для прийому продуктів для відпуску продуктів</b>	80 100	80 100	100 150	150 200	150 200	80 150	100 150	150 200	150 200
<b>Загальна маса резервуара, кг, із сталі СТ-3 (сталі 16)</b>	10 700	18 500	34 000	56 550	69 350	9750	16 950	28 050	34 150
<b>Витрата сталі, кг/м<sup>3</sup> на 1 м<sup>3</sup> корисної ємності СТ-3 (сталь 16)</b>	7550	13 654	22 624	42 015	51 415	7980	15 135	22 345	26 700
	514,4	433,3	411,6	425,9	417,7	235	205,2	210,9	205,7
	418,2	373,4	309,9	328,1	321,3	230	182,2	189,8	184,5

Таблиця 5.03

## Характеристика сферичних резервуарів для зберігання зріджених газів

Показники	Умовний об'єм «З										
	300	600	600	600	600	900	2000	2000	4000	4000	7000
Геометричний об'єм, м <sup>3</sup>	381	606	606	606	606	905	2145	2145	4189	4189	7232
Корисна місткість, м	343	545,4	515,1	606	515,1	796,2	1930,5	1823,2	3770,6	3560,3	
Розрахунковий тиск, МПа	0,6	0,25	0,6	1,0	1,8	1,8	0,25	0,6	0,25	0,6	0,6
Внутрішній діаметр, м	9	10,5	10,5	10,5	10,5	12	16	16	20	20	24
Загальна маса сталевих конструкцій, Т	25	34	45	62	96	140	104	143	183	285	
Товщина оболонки, мм	12	14	14	22	34	38	16	22	18	28	32
Назва продукту	Бутан-бутілен	Бутан	Бутан-бутілен	Інертний газ	Пропан	Пропан	Бутан	Бутан-бутілен	ізо-Пентан	Бутан-бутілен	Бутан

має бути рівною половині діаметра найближчого резервуара, але не менше одного метра.

Кількість резервуарів для зберігання ЗНГ на БЗГ визначається по формулі:

де  $V$  — запас зрідженого газу на БЗГ,  $\text{м}^3$ ;

$V^2$  — геометрична місткість одного резервуара,  $\text{м}^3$ ;

$K$  — норма заповнення резервуарів (для пропану  $L > 0,85$ ; для бутану  $/\text{Е} = 0,9$ ),  $/\text{С} = 0,5-0,75$ .

Резервуари вибираємо завдяки порівнянню техніко-економічних показників трьох варіантів.

Одним з основних показників можна прийняти масу металу резервуара (табл. 5.02).

При виборі резервуарів можна використовувати такі критерії:

Місткість резервуарів,	Об'єм зберігання ГНС, м <sup>3</sup>
<b>25; 50; 100;</b>	<b>вище 50 до 200</b>
<b>50; 100; 160;</b>	<b>вище 200 до 500</b>
<b>100; 160; 200</b>	<b>вище 500 до 2000</b>
<b>Те саме</b>	<b>вище 2000 до 8000</b>

Переміщення рідкої і парової фази ЗНГ здійснюється насосами та компресорами, спеціально призначеними або придатними для цієї мети.

Насоси і компресори розташовують у закритих опалюваних приміщеннях. У випадку, коли кліматичні умови дають змогу забезпечити нормальну роботу встановленого устаткування і обслуговуючого персоналу, допускається розташування насосів і компресорів на відкритих майданчиках під навісом із вогнетривких матеріалів, насоси і компресори встановлюються на фундаментах. При установці в один ряд насосів і компресорів завбачаються:

- ширина основного проходу по фронту обслуговування — не менше 1,5 м;
- відстань між насосами — не менше 0,8 м;
- відстань між компресорами — не менше 1,5 м;
- відстань від насосів і компресорів до стін приміщення — не менше 1 м.

На нагнітальних патрубках насосів і компресорів встановлюються зворотні клапани. Перед насосами встановлюють фільтри з продувними свічками, за насосами на-

напірних трубопроводах — продувні свічки. На всмоктувальних лініях компресорів завбачають конденсатозбірники з дренажними пристроями. На БЗГ (ГНС) широке застосування одержали насоси типу С-5, ХГВ і компресори типу АВ і АУ. Характеристики насосів і компресорів наведені в таблицях 5.04 і 5.06.

Таблиця 5.04

**Технічна характеристика насосів, які застосовуються для перекачування ЗНГ**

Марка	Подача, м <sup>3</sup> /год	Напір, м	Кількість ступенів	Потужність електродвигуна, кВт	Частота обертання, об./хв
1	2	3	4	5	6
С-5/200	5	180	8	8	1450
С-5/140М	• 5	140	8	8	1450
С-5/140	5	143	1	8	2950
2ХГВ-6Х2А-4.5-4	16—24	40—50	2	4,5	2770
3ХГВ-6А-7-4	25—40	40	1	7	2850
3ХГВ-7Х2А-20-4	15-30	90—100	2	20	2900
4ХГВ-7Х2А-28-4	90	143	2	28	2900
4ХГВ-6А-40-4	60—10	70—80	1	40	2910
3ХГВ-7Х2А-10-4	12-30	90	2	10	2400

Примітка. Марка насосів розшифровується так:

С — насос для зріджених газів;

5 — подача — м<sup>3</sup>/год;

140 — напір, м, (С-5/140).

Марка насоса типу ХГВ розшифровується так:

перша цифра — діаметр всмоктуючого патрубку в дюймах;

Х — хімічний;

Г — герметичний;

В — вертикальний;

наступна цифра вказує питому швидкохідність, зменшену в 10 раз;

наступна цифра вказує кількість коліс (2 — двоколісний);

буква А — вуглецева сталь;

наступні цифри вказують на потужність насоса;

остання цифра вказує на конструктивні особливості насоса для ЗНГ.

Однією з основних операцій на БЗГ є наповнення балонів ЗНГ. Балони мають бути налагодженими і не мати невиварених залишків. Балони з невивареними залишками направляються в зливне відділення для зливання, яке звичайно розташовується поряд із наповнювальним відділенням. Зливне відділення повинно забезпечити зливання 10—15 % балонів, що наповнюються за добу.

Контроль наповнення балонів виконується по вазі.



Таблиця 5.05

**Технічна характеристика карусельних  
газонаповнювальних апаратів**

Параметри	Одиниці виміру	КГА-МГП-2	КГА-МГП-5
1	2	3	4
Продуктивність при місткості балонів: 50 л	бал./год	350	350
Кількість вагових пристроїв на платформі, що обертається	шт.	20	20
Тип приводу		зубчатий центральний	фрикційний боковий
Потужність електродвигуна приводу агрегату	кВт	1,7	1,7
Робочий тиск газу	МПа	1,6	1,6
Діаметр корпусу	м	6	6
Маса агрегату	кг	6300	5400
Тип завантажувального пристрою		—	—
Тип розвантажувального пристрою		—	—
Частота обертання каруселі	об./хв	0,096; 0,16; 0,0125; 0,24; 0,29; 0,344	0,096; 0,16; 0,125; 0,24; 0,29; 0,344
Потужність електродвигуна приводного рольгангу	кВт	1,0	1,0
Спосіб приєднання до запірної пристрою		струбцина напів-автоматична	струбцина напів-автоматична для кутових вентилів
Довжина конвейєра для подачі і прибирання балонів	м	70	70
Ширина конвейєра	м	0,4	0,4
Потужність електродвигуна привода конвейєра	кВт	4,5	4,5
Швидкість руху конвейєра	м/хв.	1; 16; 2; 3	1; 1,5; 2; 3
Кількість операторів, які обслуговують карусель при заповненні балонів: — з кутовим вентиляем — з клапаном КБ-1 (КБ-2)		2 —	2 —

Таблиця 5.06

## Технічна характеристика компресорів

Параметри	Одиниця виміру	7 и п компресора		
		АВ-75	АВ-100	АУ-200
1	2	1	4	5
Номинальна холодопродуктивність	кВт	60,5	116,3	232,6
Діаметр циліндра	мм	150	150	150
Хід поршня	мм	140	130	130
Кількість циліндрів	шт.	2	2	4
Номинальна частота обертання	об./хв	970	980	980
Потужність на валу компресора (не більше)	кВт	16,5	33	65
Годинний об'єм	м <sup>3</sup> /год	143	264	528
Маса компресора	кг	1050	800	1290
Допустимий тиск:				
— всмоктування	МПа	1	1	1
— нагнітання	МПа	1,6	1,6	1,6

Автоматичне наповнення балонів здійснюється на карусельному газонаповнювальному апараті, який є платформою, що обертається; на ній установлені вагові автоматичні пристрої. Основний елемент карусельного агрегату — автоматична вагова установка, кількість таких установок можна змінювати залежно від продуктивності. В таблиці 5.05 наведено технічну характеристику апаратів.

При наповненні балона вісь стрілки вагів повертається на кут, пропорційний масі газу, який надходить у балон. При досягненні маси заданої величини спрацьовує чутливий елемент, передаючи імпульс відсікачу припинення подачі газу.

### 5.2.1. РОЗРАХУНКИ ПРОЦЕСУ ЗБЕРІГАННЯ І ВІДПУСКУ ГАЗУ

Добова пропускна здатність ГНС визначається по формулі:

$$Ж Г ^ Г . \quad (515)$$

де  $Q$  — річна продуктивність ГНС, тис. т/рік;  
 $\rho_{ж}$  — густина рідкої фази,  $\text{кг/м}^3$  при температурі газу  $T^2$ .

При використанні завбаченої по ДСТУ 20448–90 «Гази вуглеводневі зріджені, паливні для комунально-побутового споживання» марки газу слід підставляти в формулу значення густини суміші:

$$\rho = \rho_1 \cdot Y_1 + \rho_2 \cdot Y_2 \quad (5.16)$$

де  $\rho_1, \rho_2$  — густина компонентів суміші,  $\text{кг/м}^3$ ;  
 $Y_1, Y_2$  — вміст компонентів, об. %.

Необхідна місткість ГНС,  $\text{м}^3$ , визначається по формулі:

$$V = \frac{Q}{\rho} \cdot \frac{1}{\eta} \quad (5.17)$$

Металозатрати за обраними трьома типами резервуарів визначаються по формулі:

$$C = G \cdot Z, \quad (5.18)$$

де  $G$  — вага резервуара, т.

За мінімальними металозатратами виконують вибір резервуара. Кількість постів для наповнення балонів визначається по ваговій кількості газу з річної продуктивності ГНС, що відпускається в балони.

$$n = \frac{Q}{G} \cdot \frac{1}{\eta} \cdot \frac{T_{\text{роб}}}{T_{\text{яб}}}, \quad (5.19)$$

де  $n$  — тривалість наповнення балонів, хв  $n = 4 - 5$  хв;

$T$  — тривалість роботи ГНС, хв. При однозмінній роботі  $T = 480$  хв, при двозмінній роботі  $T = 960$  хв;

$G$  — маса газу в балоні, кг. Для балона об'ємом 50 л  $G = 21$  кг.

Кількість постів для зливання залишків із балонів:

$$n^3 = \frac{Q}{G} \cdot \frac{1}{\eta} \cdot \frac{T_{\text{роб}}}{T_{\text{яб}}}, \quad (5.20)$$

де  $a$  — кількість балонів для зливання протягом доби;

$t^3_{\text{л}}$  — тривалість зливання одного балона, хв  $t^3_{\text{л}} = 10 - 15$  хв;

$T_{\text{роб}}$  — час роботи зливної установки, хв  $T_{\text{роб}} = 480$  хв.

## 5.2.2. ГІДРАВЛІЧНІ РОЗРАХУНКИ ТРУБОПРОВОДІВ

### 1. Гідравлічний розрахунок трубопроводу рідкої фази

Розрахунок виконують згідно з БНІП 2.04.08-87 «Газопостачання».

Падіння тиску в трубопроводах рідкої фази ЗНГ, Па, визначається по формулі:

$$\Delta P = 50 \cdot X \cdot L \cdot v^3 \cdot \rho \quad (5.22)$$

де  $X$ — коефіцієнт гідравлічного опору;  
 $L$ — довжина газопроводу, м;  
 $v$ — середня швидкість руху зріджених газів, м/с;  
 (для всмоктуючих трубопроводів не більше 1,2 м/с, для напірних — не більше 3 м/с);  
 $\rho$ — густина рідкої фази, кг/м<sup>3</sup>;  
 $d_i$ — внутрішній діаметр газопроводу, см.

Коефіцієнт гідравлічного опору згідно БНІП 2.04.08-87 визначається по формулі:

$$X = \frac{1}{Re} \left( 0,3164 + \frac{0,4348}{Re^{0,75}} \right) \quad (5.23)$$

де  $n$  — еквівалентна абсолютна шорсткість внутрішньої стінки труби, см (для сталевих труб  $n = 0,01$ ; для поліетиленових  $n = 0,005$ );

$Re$  — число Рейнольдса.

$$Ke = 0,0354 \cdot \frac{L}{d_i} \quad (5.24)$$

де  $V$  — кінематична в'язкість газу, м<sup>2</sup>/с, при 273 °К і 0,1013 МПа;

$\Delta P$  — розхід газу, м<sup>3</sup>/год, при  $T = 273$  °К і  $P = 0,1013$  МПа;

Позначка  $\Delta P$  та сама, що й у формулі 5.22.

### 2. Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску (до 5 кПа)

Падіння тиску в газопроводах низького тиску визначають залежно від режиму руху газу по газопроводу, який визначається по формулі 5.24.

Залежно від  $Ke$  падіння тиску, Па, визначається: для ламінарного режиму газу при  $Ke < 2000$ :

$$\Delta P = 1,132 \cdot 10^6 \cdot \frac{L}{d_i^5} \cdot V \cdot \rho \quad (5.25)$$

для критичного режиму при  $Re = 2000$ —4000:

$$y = i,$$

для турбулентного режиму газу при  $Ke > 4000$ ;

$$\lambda = 69 \cdot (i + 1922 \cdot x \cdot T^{2.5} \cdot \rho) / \dots \quad (5.27)$$

### 3. Гідрравлічний розрахунок газопроводів середнього (5–300 кПа) і високого (0,3–0,6 МПа; 0,6–1,6 МПа) тисків.

Розрахунок у діапазоні турбулентного режиму руху газу виконують по формулі:

$$P_1 = P_2 \cdot [1,4 \cdot 10^{-5} \cdot (-5 + i \cdot 922 \cdot I)]$$

$$X = \dots \quad (5.28)$$

де  $P_1$  і  $P_2$  — абсолютні тиски газу на початку і в кінці газопроводу, МПа;

$I$  — розрахункова довжина газопроводу постійного діаметра, м;

$$\dots \quad (5.29)$$

де  $I_1$  — дійсна довжина газопроводу, м;

$\Sigma \xi$  — сума коефіцієнтів місцевих опорів ділянки газопроводу довжиною  $I$ ;

$I_e$  — еквівалентна довжина прямолінійної ділянки газопроводу, м.

Для всього діапазону турбулентного руху:

$$\dots \quad (5.30)$$

#### 5.2.3. ПІДБІР ЗАПОВІЖНОГО КЛАПАНА ДЛЯ РЕЗЕРВУАРА ПАРКУ ЗБЕРІГАННЯ

Пропускна здатність клапана, кг/год, згідно [5] визначається по формулі:

$$Q = 1000 \cdot \dots \quad (5.31)$$

де  $i$  — повна довжина резервуара, м;

$O$  — діаметр резервуара, м.

Робочий переріз клапана визначається по формулі:

$$\dots \quad (5.32)$$

$$2200 \cdot P \cdot \dots$$

де  $P$  — тиск парів газу в резервуарі, МПа, ( $P = 1,15 \cdot P_{\text{роз}}$ );  
 $M$  — молекулярна маса парів газу, кг/моль;  
 $T$  — температура парів, °К.  
 Діаметр клапана визначається по формулі:

$$d = \sqrt{\dots} \quad (5-33)$$

#### 5.2.4. РОЗРАХУНКИ ПРОЦЕСУ ЗЛИВУ ГАЗУ [6]

1. Визначення кількості цистерн, які підлягають зливу за добу:

$$n = \frac{Q_{\text{р}} \cdot K_{\text{ж}}}{V_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{ж}}} \quad (5-34)$$

де  $Q_{\text{р}}$  — річна продуктивність БЗГ, кг;  
 $K_{\text{ж}}$  — коефіцієнт нерівномірності надходження вантажу (приймається рівним 2 — 3 при використанні компресорів і 1,2 — 1,5 — при використанні теплообмінників);  
 $V_{\text{ц}}$  — корисний об'єм залізничної цистерни, м<sup>3</sup>;  
 $\rho_{\text{ж}}$  — густина рідкої фази, кг/м<sup>3</sup>.  
 2. Час зливу газу з однієї цистерни (має бути менше двох годин):

$$t = \frac{V_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{ж}}}{Q_{\text{р}}} \quad (5-35)$$

де  $\Gamma$  — час роботи БЗГ, год;  
 $Q_{\text{р}}$  — витрата газу, м<sup>3</sup>/добу;  
 $K_{\text{з}}$  — коефіцієнт нерівномірності заповнення ( $K_{\text{з}} = 1,5$ ).

3. Необхідна кількість резервуарів для зливання газу за 1 добу:

$$N_{\text{р}} = \frac{Q_{\text{р}} \cdot K_{\text{з}}}{V_{\text{р}}} \quad (5-36)$$

де  $N$  — кількість робочих днів на рік (приймаємо  $N = 253$ );

$V_{\text{р}}$  — корисний об'єм резервуара, м<sup>3</sup>.

4. Розхід парів на операцію зливу газу.

4.1. Розхід на наддування:

$$C_{\text{н}} = K_{\text{н}} \cdot V_{\text{р}} \cdot (p_{\text{к}} - p_{\text{н}}) \quad (5-37)$$

$V_{\text{р}}$  — об'єм парового простору резервуара, м<sup>3</sup>

пар. геом. кор.»

$\rho_k$  і  $\rho_n$  — густина парів зрідженого газу в кінці зливу і на початку нагнітання,  $\text{кг/м}^3$ .

4.2. Розхід парів на заповнення об'єму резервуара, раніше зайнятого рідиною:

$$Q^3 = \text{ЛУЖ} \cdot \rho_k, \quad (5.38)$$

де  $\text{ЛУЖ}$  — об'єм зливої рідини,  $\text{м}^3$  ( $\text{АКЖ} = \text{Ккор}$ ).

4.3. Кількість парів, які конденсуються на поверхні рідини:

$$\text{Ок.ж.} = /C \cdot /< \cdot \text{AP} \cdot \text{-ут}, \quad (5.39)$$

де  $K$  — коефіцієнт, який залежить від вуглеводневого складу газу. Приймається  $/(< = 300\text{-}^{\wedge}500$  [6].

$\text{AP}$  — перепад пружності парів рідини між верхнім шаром і її основною масою,  $\text{МПа}$ .

$$\text{AP} = P_{\text{к.п.}} - P_{\text{п.п.}}$$

(к. п. — кінцева пара, п. п. — початкова пара);  
 $t$  — час зливання, год, (має бути менше двох годин згідно [6]);  $P^3$  — площа дзеркала рідини,  $\text{м}^2$ .

$$P^3 = 0,5 \cdot d^2, \quad (5.40)$$

де  $d$  — діаметр цистерни, м;

$l$  — довжина цистерни, м.

4.4. Кількість парів, які конденсуються на металевій поверхні резервуара:

$$Q_{\text{к.ж.}} = \frac{a^2 \cdot P_{\text{ст}} \cdot (T_{\text{нас.}} - T_{\text{ст}})}{t + C_{\text{ст}} \cdot (T_{\text{ст}} - T_{\text{нас.}})}, \quad (5.41)$$

де  $a^2$  — коефіцієнт теплопередачі,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ;

$T_{\text{нас.}}$ ,  $T_{\text{нас.}}$  — температура перегрітого газу і насичення,  $^{\circ}\text{К}$  [5];

$T_{\text{ст}}$  — температура стінки,  $^{\circ}\text{К}$ ;

$P_{\text{ст}}$  — площа теплопередаючої поверхні резервуара,  $\text{м}^2$ ;

$\text{£т}$  — прихована теплота пароутворення,  $\text{кДж/кг}$  —  $K$  [5];

$C_{\text{ст}}$  — теплоємність парової фази,  $\text{кДж/кг} \cdot \text{К}$  [7];

Коефіцієнт теплопередачі від пари до стінки резервуара:

$$\text{« Ч - } \wedge \text{ - } \text{.} \quad (5.42)$$

де  $X_{\text{ж}}$  — коефіцієнт теплопровідності парової фази, Вт/(м · К) [7];

$d_{\text{ж}}$  — діаметр резервуара, м.

Критерій Нуссельта визначається по [6]:

$$Nu = 0,728 \cdot (Gr \cdot Pr)^{0,475} \cdot (Pr/Pr_s)^{0,116} \quad (5.43)$$

$$X_{\text{ж}} = \frac{0,68 \cdot C_{\text{ж}} \cdot \Delta T}{Nu \cdot d_{\text{ж}}}, \quad (5.43)$$

де  $O$  — зовнішній діаметр резервуара, м;

$\rho_{\text{ж}}, \rho_{\text{п}}$  — густина рідини і парової фази, кг/м<sup>3</sup> [7];

$\nu_{\text{п}}$  — динамічна в'язкість парової фази, Па · с [7];

$\Delta T$  — перепад температур між парою і стінкою, °К.

$$(\Delta T = T_{\text{п}} - T_{\text{ж}})$$

4.5. Загальний розхід парів на проведення операції зливу:

$$G_{\text{зап}} = G_{\text{ж}} + G_{\text{п}} + G_{\text{кж}} + G_{\text{км}} \quad (5.44)$$

4.6. Загальний щогодинний розхід становить:

$$G_{\text{зап,д}} = G_{\text{зап}} \cdot \tau \quad (5.45)$$

По значенню  $G_{\text{зап,д}}$  підбирають компресор [5] і визначають кількість компресорів:

$$n = \frac{G_{\text{зап,д}}}{G_{\text{к}}} \quad (5.46)$$

де  $O$  — годинна подача компресора (випарювача), м<sup>3</sup>/год.

4.7. Годинна подача випарювача визначається:

$$G_{\text{ж}} = \frac{K \cdot P \cdot (T_{\text{ж}} - T_{\text{п}})}{1 + C_{\text{р}} \cdot \Delta T} \quad (5.47)$$

де  $K$  — коефіцієнт теплопередачі, Вт/м<sup>2</sup> · К (для змійовиків і трубчатих випарювачів із водяним теплоносієм  $K = 4644 - 580$ , а з паровим  $K = 232 - \sqrt{290}$ ) [7];

$T_{\text{ж}}$  — температура теплоносія, °К ( $T_{\text{ж}} = 343$  °К) [7];

$\Delta T$  — перегрів парів пропану, °К ( $T_{\text{ж}} = 6$  °К) [7];

$P$  — поверхня теплообміну випарювача, м<sup>2</sup> [5];

$C_{\text{р}}$  — теплоємність парів пропану, кДж/(кг · °К) [7].

По значенню  $O$  підбирають кількість випарювачів.



### 5.2.5. РОЗРАХУНКИ ПРОЦЕСУ НАПОВНЕННЯ

1. Розхід газу для трубопроводу наповнювального відділення, м<sup>3</sup>/с:

де  $n^k$  — продуктивність каруселі, бал./год [5];

$Уб$  — об'єм балона, м<sup>3</sup>;

$K$  — коефіцієнт, який ураховує відношення часу обертання каруселі до часу наповнення ( $K = 0,7 - 0,8$ ).

2. Розхід газу для трубопроводу рідкої фази до колонок наповнення автоцистерн, м<sup>3</sup>/с:

$$V_{aц} = 3600 \cdot T \cdot n_{aц} \quad (5.49)$$

де  $n_{aц}$  — кількість одночасно заправлених цистерн;

$У_{aц}$  — корисний об'єм автоцистерни, м<sup>3</sup> [7];

$T$  — час наповнення автоцистерни, год.

3. Розхід газу від залізничної естакади до резервуара, м<sup>3</sup>/с:

$$V_{a.з.п.} = 3600 \cdot T \cdot n_{a.з.п.} \quad (5.50)$$

$У_{з.п.}$  — корисний об'єм цистерни, м<sup>3</sup> [7];

$t$  — мінімальний час зливу однієї цистерни, год.

4. Внутрішній діаметр трубопроводу рідкої фази від естакади до резервуара, м:

$d$ .

де  $O$  — максимальний розхід газу, м<sup>3</sup>/с;

$W$  — швидкість рідкої фази в напорному трубопроводі, м/с (згідно з [4] швидкість у напорних трубопроводах приймають не вище 3 м/с).

5. Кількість газороздавальних колонок для заправлення автоцистерн:

$$n = \frac{O}{W} \cdot T \quad (5.52)$$

де  $T_{добу}$  — добова реалізація, т;

$n^k$  — продуктивність колонки, т/год;

$K$  — коефіцієнт використання автоколонки,  $УС = 0,5 - 0,8$ ;

$t$  — час роботи колонки, год/добу.

#### Приклад 5.4

Розрахувати місткість ГНС, підібрати резервуари, запобіжні клапани до них, кількість зливально-наливних постів при таких вихідних даних:

річна продуктивність ГНС  $Q_p = 30 \cdot 10^3$  т(20+10);

газ — ЗПБТ;

густина пропану  $\rho^m = 596$  кг/м<sup>3</sup>;

густина бутану  $\rho^b = 521$  кг/м<sup>3</sup>;

вміст пропану і бутану в суміші 55 % і 45 % відповідно;

відстань до заводу-постачальника  $L = 300$  км;

робота ГНС — двозмінна;

робочий тиск  $P_p = 1,6$  МПа;  $t = 16$  годин.

По формулі 5.13 визначаємо розрахунковий час роботи ГНС без надходження газу:

$$t = 1 + 4 = 5,9 \text{ год.}$$

Приймаємо 6 діб.

По формулі 5.16 визначаємо густину суміші газів, кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{\text{сум}} = \frac{596 \cdot 55 + 521 \cdot 45}{100} = 540,75 \text{ кг/м}^3$$

Добова пропускна здатність визначається по формулі 5.15:

$$Q_{\text{д}} = \frac{30000 \cdot 10^3}{253 \cdot 562} \cdot \frac{0,017}{2 \cdot 0,85} = 17,3 \text{ т/добу}$$

Місткість ГНС визначаємо по формулі 5.17:

$$K = 210 + 6 \cdot 210 = 1470 \text{ м}^3$$

Вибираємо резервуари відповідно до рекомендацій по таблиці 5.02 трьох типів: ПС-100; ПС-160; ПС-200.

Кількість резервуарів і металозатрати визначаємо по формулах 5.14 і 5.18 для вибраних типів:

ПС-100:

$$n = \frac{1470}{99,9 \cdot 0,85} = 17,3$$

Приймаємо  $n = 18$

$$C = 34 \cdot 18 = 612 \text{ т.}$$

ПС-160:

$$n = \frac{1470}{162,4 \cdot 0,85} = 10,6$$

Приймаємо « 2 = И

$$C^2 = 56,55 \cdot 11 = 622 \text{ т.}$$

ПС-200:

$$i^3 = 202,3 \cdot 0,85 \text{ й.}.$$

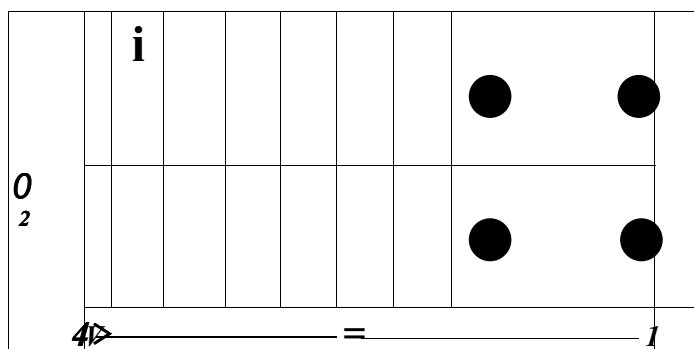
Приймаємо «з = 9

$$C^3 = 69,35 \cdot 9 = 624 \text{ т.}$$

По мінімальних металозатратах необхідно прийняти резервуари ПС-100, але з урахуванням їх кількості порівняно з ПС-200, невеликої різниці в металозатратах і експлуатаційних витрат приймаємо ПС-200 у кількості 9 резервуарів.

Розміри обвалування визначаємо відповідно до вимог БНІП 2.04.08-87. Розміщуємо резервуари в двох групах по  $1000 \text{ м}^3$  кожна.

По таблиці 5.02 діаметр і довжина резервуара ПС-200 становлять  $O = 3,4 \text{ м}$ ,  $/. = -22,9 \text{ м}$ .



$$a = 2 \cdot 0,50 + 9 \cdot 0 = 2 \cdot 0,5 \cdot 3,4 + 9 \cdot 3,4 = 34 \text{ м}$$

$$b = 4 \cdot 0,50 + 2 \cdot /. = 4 \cdot 0,5 \cdot 3,4 + 2 \cdot 22,9 = 52,6 \text{ м}$$

$$\text{Об'єм обвалування } 1/05b = a \cdot b \cdot n,$$

де  $H \wedge 1 \text{ м}$

$$1/06 \text{ „} > \text{К.О.}, 85;$$

$$\text{Иояв.} = 34 \cdot 52,6 \cdot 1 = 1788,4 \text{ м}^3;$$

$$1788,4 > 1470 \cdot 0,85.$$

Пропускна здатність запобіжного клапана визначається по формулі 5.32.

$$\Phi = \text{Ю00} \cdot 3,4 \cdot (22,9 + \wedge) = 83640 \text{ кг/год.}$$

Робочий переріз по формулі 5.33 при  $P = 1,15 \times 1,6 = 1,84$  МПа

$$P = \frac{83 \text{ Ш}}{2200 \cdot 1,84 \cdot \sqrt{\frac{P \cdot T}{278}}} = 51,9 \text{ см}^2$$

Діаметр клапана визначаємо по формулі 5.34:

Підбираємо скидальний запобіжний пружинний клапан СППК 4Р 100, пружина № 124, межі настройки 0,95—2 МПа.

Розрахунок кількості зливно-наливних постів виконуємо по формулах 5.19; 5.20 і 5.21.

$$n = \frac{20000 \cdot 10^3 \cdot 5}{253 \cdot 960 \cdot 21} \approx 19,6$$

Приймаємо 20 постів.

$$n = \frac{0,15 \cdot 20 \cdot 10^6}{253 \cdot 21} = 56,4 \text{ бал}$$

$$n_{\text{тм}} = 12 \text{ ПОСТІВ}$$

#### Приклад 5.5

Визначити діаметр газопроводу рідкої фази і втрати тиску при напорі за такими вихідними даними:

довжина газопроводу  $l = 150$  м;

швидкість руху  $w = 1,5$  м/с;

динамічна в'язкість рідкої фази при  $273$  °К  $\rho = 135,3 \times 10^{-6}$  Па·с;

температура газу  $T = 273$  °К;

пешта даних із прикладу 5.4.

Внутрішній діаметр газопроводу визначаємо по формулі 5.52:

$$d = \sqrt[4]{\frac{Q \cdot \rho}{3600}} = \sqrt[4]{\frac{8,8 \text{ м}^3/\text{год}}{3600}} = 2,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$d = 2,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

Приймаємо по ДСТУ трубу  $0 \times 6 = 57 \times 3$  із внутрішнім діаметром 0,051 м.

Падіння тиску в трубопроводі рідкої фази визначаємо по формулі 5.22.

Значення  $K$ ,  $K_e$  визначаємо по формулах 5.23; 5.24:

Кінематична в'язкість:

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} = \frac{35,3 \cdot 10^{-3}}{528} = 0,25 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$K_e = 0,0354 \frac{1}{5,1 \cdot 0,25 \cdot 10^{-6}} = 244 \cdot 329;$$

$$\Delta p = 50 \cdot 0,0237 \cdot 150 \cdot 1,5 \cdot \frac{521}{5,1} = 40 \cdot 856 \text{ Па.}$$

Приклад 5.6

Розрахувати тиск у кінці газопроводу парової фази високого тиску. Вихідні дані:

— тиск на початку газопроводу після компресора  $P_1 = 1,6$  МПа;

— сума коефіцієнтів місцевих опорів (раптове розширення  $\xi = 0,04$ );

— 2 відводи  $90^\circ$ ;  $\xi = 0,5$ ; вентиль  $0 \ 50$ ;  $\xi = 6,9$  [8];

— кінематична в'язкість газу  $\nu = 3,82 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ;

— решта даних із прикладу 5.5.

Еквівалентна довжина газопроводу визначається по формулі 5.30

$$L_{\text{екв}} = \frac{0,01 \cdot 1922 \cdot 3,82 \cdot 10^{-6} \cdot 5,1}{\nu} = 18,2 \text{ м.}$$

Розрахункова довжина газопроводу визначається по формулі 5.29 при  $\xi_{\text{сум}} = 0,04 + 0,5 + 6,9 = 7,44$ ;

$$L = 150 + 7,44 \cdot 18,2 = 285 \text{ м.}$$

Тиск у кінці газопроводу визначається по формулі 5.28:

$$P_2 = P_1 \cdot \left[ 1 - \frac{\Delta p}{P_1} \right] = 1,6 \cdot \left[ 1 - \frac{40 \cdot 856}{1,6 \cdot 10^6} \right] = 1,59 \text{ МПа};$$

$$\Delta P = 1,6 - 1,59 = 0,01 \text{ МПа.}$$

$$\Delta P = 1,6 - 1,59 = 0,01 \text{ МПа.}$$

### Приклад 5.7

Розрахувати процес зливу газу із залізничної цистерни при таких вихідних даних:

корисний об'єм цистерни  $U_{з.к} = 45,2 \text{ м}^3$  [5];

для зливу використовують компресори;

річна продуктивність  $C_{?i} = 40$  тис. т;

густина парів у кінці зливу  $\rho^к = 13,6 \text{ кг/м}^3$ ;

на початку нагнітання  $\rho_{,} = 10,34 \text{ кг/м}^3$ ;

температура парової фази: початкова  $T_{,П} = 273^0 \text{ К}$ ,

кінцева  $T_{кП} = 283^0 \text{ К}$ ;

температура стінки резервуара  $T^c = 275^0 \text{ К}$ ;

решта даних із прикладу 5.4.

Кількість цистерн, що підлягають зливу за добу, визначаємо по формулі 5.34:

$$n = \frac{40000 - 10^4 \cdot 2}{253 \cdot 528 \cdot 45,2} = 10,0$$

Час зливу газу з однієї цистерни визначаємо по формулі 5.35 при:

Необхідну кількість резервуарів для зливу газу за добу визначаємо по формулі 5.36:

$$n = \frac{40000 \cdot 10^3}{253 \cdot 528 \cdot 166} = 8$$

Приймаємо 2 резервуари.

Розхід парів на операцію зливу газу:

1. Розхід на наддування визначається по формулі 5.37 при  $V_{,ар} = 202 - 166 = 36 \text{ м}^3$ ;

$$G_{,} = 36 \cdot (13,6 - 10,4) = 115,2 \text{ кг.}$$

2. Розхід парів на заповнення об'єму резервуара, раніше зайнятого рідиною, визначається по формулі 5.38:

$$G_z = 166 \cdot 13,6 = 2258 \text{ кг.}$$

3. Для визначення кількості парів, що конденсуються на поверхні рідини, визначимо перепад пружності парів ДР згідно [5] і площу дзеркала рідини по формулі 5.40:

$$\Delta P = 0,629 - 0,466 = 0,163 \text{ МПа;}$$

$$P^3 = 2,4 \cdot 12,1 = 28,8 \text{ м}^2$$

$$C_{\text{жж}} = 300 \cdot 28,8 \cdot 0,163 \cdot \text{ПБ} = 1781 \text{ кг.}$$

4. Кількість парів, що конденсуються на металевій поверхні резервуара, визначаємо по формулі 5.41, попередньо знайшовши коефіцієнт теплопередачі  $\alpha^2$  по формулі 5.42 і критерій Нуссельта по формулі 5.43.

$$\text{Ли} = 0,728 \cdot \Gamma \frac{3,47 \cdot 528 \cdot (528 - 10,34)}{1,75 \cdot 10^{-6} \cdot 1,52 \cdot 10^{-2} \cdot (283 - 275)}$$

$$X(419 + 0,68 \cdot 1,5507 \cdot 8)]^{0,25} = 6122;$$

$$a^2 = \frac{6122 - 0,0147}{3T} = 26,5;$$

$$\Gamma = \frac{26,5 \cdot (369,8 - 275) - 263,2 \cdot 1,6}{419 + 1,5507 \cdot (369,8 - 230,9)}, \text{ яв } 8$$

де  $P_1 = 2kP \cdot l + 2 = 2 \cdot 3,14 \cdot 1,7 \cdot 22,9 + 2 \cdot \frac{3,14 \cdot 3,42}{4} = 263,2 \text{ м}^2.$

5. Загальний розхід парів на проведення операції зливу визначається по формулі 5.44:

$$0, a \Gamma = 115,2 + 2258 + 1781 + 1668 = 5822,2 \text{ кг.}$$

6. Загальний годинний розхід визначається по формулі 5.48:

$$C_{\text{ааг}} = \frac{0, a \Gamma}{2} = 3639 \text{ кг/год.}$$

Експериментально встановлено [6], що для зливу 1 т зрідженого газу необхідно закачати в резервуар пари цього продукту в кількості 4—9 % від маси злитого продукту.

### **Розрахунки процесу наповнення**

#### **Приклад 5.8**

Розрахувати розхід газу і діаметри трубопроводів наповнювального відділення до колонок наповнення автоцистерн і від зливної естакади до резервуарів парку зберігання ГНС.

Вихідні дані:

продуктивність каруселі КГА МГП-2 = 350 бал./год;

об'єм балона = 50 л;

тип автоцистерни — ЦППЗ-16-74;

кількість автоцистерн, що заправляються одночасно, 2;  
 корисний об'єм цистерни  $15 \text{ м}^3$ ;  
 тип насоса ЗХГВ7 X 2А-20-4 із подачею  $15-30 \text{ м}^3/\text{год}$ ;  
 час наповнення автоцистерни 0,5 год;  
 кількість одночасно зливаючих залізничних цистерн 7;  
 корисний об'єм цистерни  $45,2 \text{ м}^3$ ;  
 мінімальний час зливу однієї цистерни 1,6 год;  
 максимальна витрата газу  $0,083 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  
 швидкість рідкої фази в напорному трубопроводі  
 $\Gamma = 2,5 \text{ м/с}$ .

Розхід газу для трубопроводу наповнювального відділення визначається по формулі 5.48:

$$\dot{V} = \frac{350 - 0,05}{3600 - 0,7} \cdot \Gamma \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

Розхід газу для трубопроводу рідкої фази до колонок наповнення автоцистерни визначається по формулі 5.49:

При одночасному заповненні балонів і закачуванні автоцистерн сумарний розхід газу становить:

$$\dot{V}_{\text{сум}} = \dot{V}_{\text{б}} + \dot{V}_{\text{ц}} = 6,9 \cdot 10^{-3} + 1,66 \cdot 10^{-2} = 1,52 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с},$$

або  $\dot{V}_{\text{год}} = 1,52 \cdot 10^2 \cdot 3600 = 54,7 \text{ м}^3/\text{год}$ .

Насос, попередньо прийнятий за вихідними даними, забезпечить  $\dot{V}_r = 54,7 \text{ м}^3/\text{год}$  при умові одночасної роботи двох насосів.

Розхід газу від залізничної естакади до резервуарів парку зберігання,  $\text{м}^3/\text{с}$ , визначається по формулі 5.50:

$$\dot{V} = \Gamma^2 \cdot l \text{ м}^3/\text{с}$$

Внутрішній діаметр трубопроводу рідкої фази від естакади до резервуара, м, визначається по формулі 5.51:

$$d = \sqrt[5]{\frac{\dot{V} \cdot 1,27 \cdot 5 \cdot 10^{-2}}{2 \cdot \rho}} = 0,167 \text{ м}$$

Внутрішній діаметр трубопроводу наповнювального відділення, м:

$$D = l \cdot \sqrt[5]{\frac{\dot{V} \cdot 1,27 \cdot 6,9 \cdot 10^{-2}}{2 \cdot \rho}}$$



Внутрішній діаметр трубопроводу до колонок наповнення, м:

$$a = \sqrt{p \text{ ШШШЖІ}} = 0,092 \text{ м.}$$

Одержані діаметри необхідно уточнити по ДСТУ на труби.

#### *ЛІТЕРАТУРА*

1. Яковлев Е. И. Газовые сети и газохранилища.— М.: Недра, 1991.
2. Ширковский А. И., Задора Г. И. Добыча и подземное хранение газа.— М.: Недра, 1974.
3. Правила создания и эксплуатации подземных хранилищ газа в пористых пластах.— М.: ВНИИГАЗ, 1986.
4. СНиП 2.04.08-87.— М.: Газоснабжение, 1988.
5. Стаскевич Н. Л. Справочник по сжиженным углеводородным газам.— Л.: Недра, 1986.
6. Рубинштейн С. В. Газонаполнительные станции сжиженных углеводородных газов.— Л.: Недра, 1989.
7. Преображенский Н. И. Сжиженные углеводородные газы.— Л.: Недра, 1975.
8. Варфоломеев В. А. и др. Справочник по проектированию, строительству и эксплуатации систем газоснабжения.— К.: Будівельник, 1988.

## Розділ 6. КОРОЗІЯ МЕТАЛІВ І МЕТОДИ БОРОТЬБИ З НЕЮ

### 6.1. ВИДИ КОРОЗІЇ

Корозія — процес руйнування металу при взаємодії з навколишнім середовищем. Розрізняють два види корозії: хімічну й електрохімічну.

**Хімічна корозія** виникає при взаємодії металу з агресивним середовищем (взаємодія сталеві труби і газу, який містить сірчисті сполуки).

**Електрохімічна корозія** виникає при контакті металу з рідиною, яка проводить електричний струм, — електролітом.

Відомо, що будь-який метал, уміщений в електроліт, набуває певного електричного потенціалу. Тобто, властивості ґрунтів (електролітів) є неоднорідними, і між окремими ділянками трубопроводу виникають мікро- та макрогальванічні елементи, які взаємодіють між собою. Виникає так званий винос електронів на ділянки поверхні труби з більшою електрохімічною активністю (анод) до ділянок, які мають меншу електрохімічну активність (катод), тобто виникає корозійний процес.

Корозія металу трубопроводу — це велика робота великої кількості гальванічних елементів на поверхні металу, яка стикається з електролітом.

### 6.2. ЗАХИСТ ГАЗОПРОВОДУ ВІД КОРОЗІЇ

Комплекс заходів щодо забезпечення захисту від корозії магістральних трубопроводів виконується на основі ДСТУ 25812 — «Трубопроводи сталеві магістральні» і ДСТУ 9.602-89 — «Єдина система захисту від корозії і старіння» (ЄСЗКС).

Захист газопроводів від корозії класифікується на **пасивний і активний**. Пасивним захистом передбачається

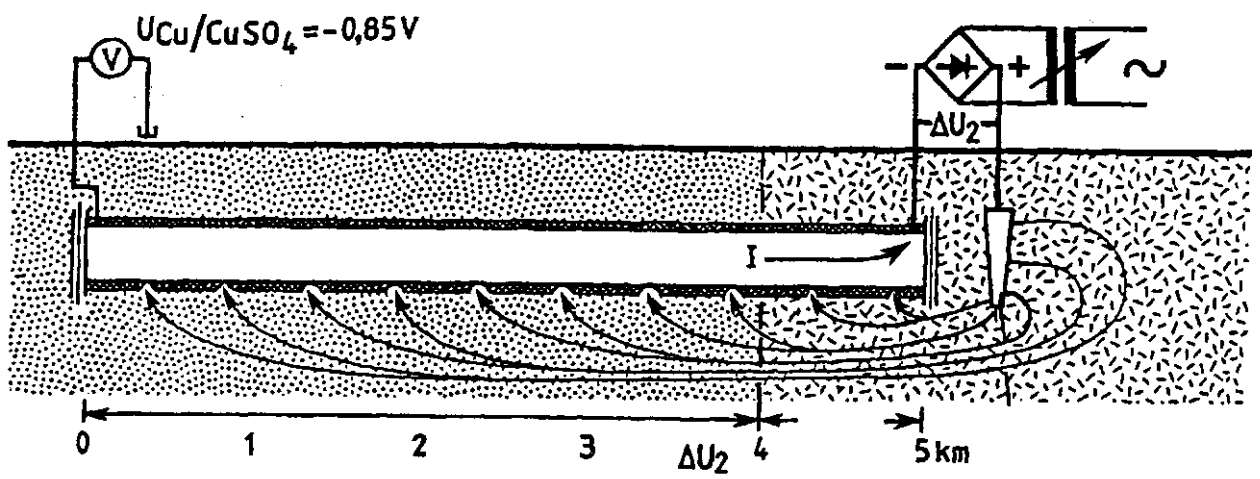


Рис. 6.01. Схема катодного зашиту

нанесення на поверхню труби відповідного типу ізоляційного покриття, тим самим запобігається взаємодія з електролітом. Конструкції ізоляційних покриттів трубопроводів приймаються згідно з БНІП 2-05-06-85. Вони можуть бути виконані як у заводських умовах (на трубних заводах), так і в польових умовах (при будівництві трубопроводу). Вимоги до захисних покриттів наведені в додатку 9. Перехідний електричний опір ізолюваного трубопроводу після укладання і засипки має бути не нижче  $10^4 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ .

Активний захист газопроводів від корозії містить три способи захисту залежно від умов, у яких знаходиться труба:

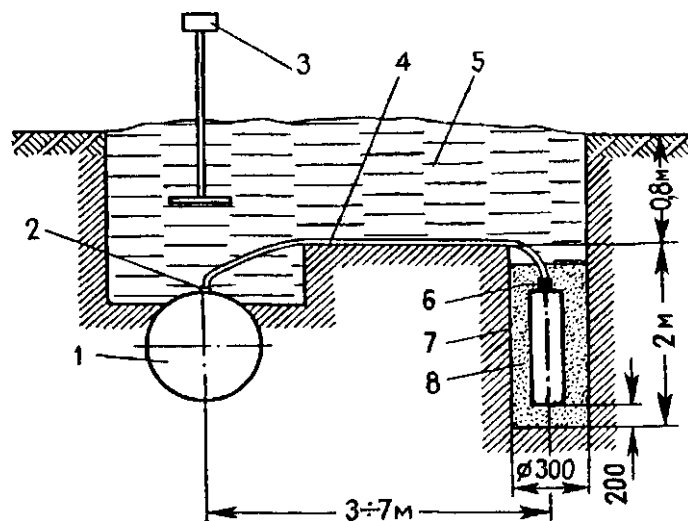
— катодний захист — катодна поляризація поверхні труби таким чином, що створюється одностороння провідність струму від джерела постійного струму через заземлювач (анод) у ґрунт до труби; так як винос електронів із поверхні труби неможливий, то виключається корозія металу (рис. 6.01);

— протекторний захист — застосовується для захисту ділянок труб невеликої протяжності, кожухів на переходах газопроводів через дороги, кабелів у тих випадках, коли немає джерела живлення і не може бути застосований катодний захист. Принцип роботи протекторного захисту полягає в тому, що при замкненні двох електродів («труба — протектор»), поміщених у ґрунт (електроліт), між ними виникає різниця потенціалів, зумовлена різною електрохімічною активністю матеріалів труби і протектора. Причому струм направляється від електрода з більш

Таблиця 6.01

**Характеристика протекторів**

Тип протектора	Діаметр, мм	Довжина, мм	Маса, кг	Робоча поверхня анода, мм <sup>2</sup>
<b>Металеві аноди:</b>				
ПМ5	95	500	5	157
ПМ10	120	600	10	233
ПМ20	150	800	20	364
<b>Металеві аноди у комплекті з активатором:</b>				
ПМ5У	165	580	16	157
ПМ10У	200	100	30	233
ПМ20У	240	900	60	364



**Рис. 6.02. Схема протекторного захисту.**

1 — газопровід, 2 — контакт із газопроводом, 3 — розпізнавальний знак,  
4 — ізолюваний провід, 5 — ґрунт, 6 — контакт протектора, 7 — про-  
тектор, 8 — заповнювач

від'ємним потенціалом (анода) до електрода з менш від'ємним потенціалом (катода). Аноди виготовляються зі сплаву на основі магнію чи алюмінію, рідше цинку, який має більш від'ємний потенціал, ніж сталь. Промисловість випускає кілька типів протекторів: ПМ5, ПМ10, ПМ20, ПМ5У, ПМ10У, ПМ20У з магнієвих сплавів МГА (табл. 6.01). Протекторний захист газопроводів проводиться звичайно в ґрунтах із питомим опором до 50 Ом-м. Від'ємний потенціал магнієвих сплавів становить 1,6 В по мідно-сульфатному електроду порівняння. (Схема протекторного захисту наведена на рис. 6.02);

— електродренажний захист призначений для відведення блукаючих струмів із газопроводу через рельсову частину ланцюга електротяги на від'ємну шину трансформаторної підстанції.

Блукаючі струми дуже небезпечні для трубопроводів, так як величини їх значні, і в місцях їх сходження з труби утворюється анодна зона, тобто корозійне руйнування.

До складу станції дренажного захисту (СДЗ) входять: електродренажна установка, катодний вивід газопроводу, контактний пристрій із рельсовим ланцюгом, з'єд-

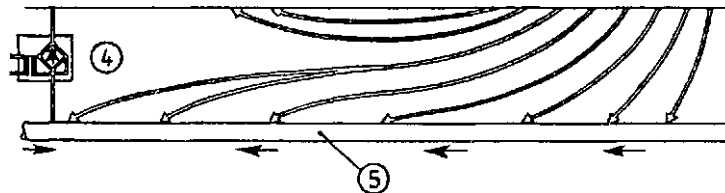


Рис. 6.03. Принципова схема електродренажного захисту.  
 1 — контактна мережа, 2 — джерело постійного струму, 3 — рейкова мережа,  
 4 — поляризована дренажна установка, 5 — газопровід

нувальні електролінії (кабелі, шини, проводи) (рис. 6.03).

Усі СДЗ є автоматичними. Електродренажні установки підрозділяють на прямі, поляризовані (з односторонньою провідністю) і підсилені за допомогою катодних станцій. Характеристики СДЗ наведені у таблицях 6.02 і 6.03.

Таблиця 6.02

Технічна характеристика поляризованих електродренажних установок

Показники	ПДУ-60	ПДУ-57	ДП-63	ПД-1	УПД-1	ДЕП-300	ПЕД-58
Номинальний дренажний струм, А	600	300	300	300	300	300	100
Струм перевантаження протягом 10-15 с, А	800	800	500	500	500	500	—
Максимальний струм спрацювання, А	10	1—10	30—40	—	—	20—30	—
Межа спрацювання по різниці потенціалів «труба — рейки», В	1,4	1,2—1,4	0,6—0,8	0,01—0,03	—	—	0,4—0,6
Номинальна зворотня напруга, В	100—150	50—150	200	200	40—400	200	200
Маса, кг	197	123	100	—	26	60	23

Таблиця 6-03

**Технічна характеристика поляризованих  
дренажних (вентильних) установок**

Показники	ПД-3А	ПГД-200	ПГД-150	ПГД-Ю0	ПГД-Ю0А
Тип вентиля	ВК-200	Д-305	Д-305	Д-305	Д-304
Кількість вентилів	6	20	15	10	20
Максимальний струм, А	500	200	150	100	100
Допустима зворотня напруга, В	100	50	50	50	50
Зворотний струм, А	0,02	0,06	0,045	0,03	0,03
Маса, кг	30	25	25	25	25

**6.3. РОЗРАХУНКИ ЗАХИСТУ ТРУБОПРОВОДІВ  
ВІД КОРОЗІЇ**

Розрахунок і вибір катодної установки.

При проектуванні катодного захисту трубопроводу одним із найважливіших етапів розрахунку є визначення електричних параметрів трубопроводу. До них відносяться:

- $R_T$  — поздовжній опір трубопроводу, Ом-м;
- $R_P$  — перехідний опір «труба—земля», Ом-м;
- $a$  — стала поширення струму вздовж трубопроводу, І/м;
- $2_{\omega}$  — вхідний опір трубопроводу, Ом;
- $u$  — відстань між трубопроводом і анодним заземленням, м;
- $l^3$  — відстань між катодними установками, м;
- $I$  — сила струму катодної установки, А;
- $U$  — напруга на виході катодної станції, В;
- $P^7$  — потужність на виході катодної станції, Вт.

Поздовжній опір трубопроводу, що має стандартні розміри, визначається по таблицях [3] або може бути розрахований по формулі, Ом/м:

$$l - (\text{---}6) - \text{б} \quad (6.01)$$

- де  $r^T$  — питомий електричний опір металу, Ом
- $\delta$  — діаметр трубопроводу, мм;
- $b$  — товщина стінки трубопроводу, мм.

Величину перехідного опору «труба—земля» вибирають за рекомендаціями ВНДІБТа або вираховують по формулі, Ом • м:

(6.02)

де  $R_{із}$  — перехідний опір ізоляції трубопроводу залежно від питомого опору ґрунту, Ом • м<sup>2</sup> (табл. 6.04);

$B$  — діаметр трубопроводу, м.

Таблиця 6.04

ГТ СРЕХІДНИЙ ОПІР ІЗОЛЯЦІЇ ТРУБОПРОВОДУ /{н.із.

$\rho$ ґрунту Ом•м	10	20	30	40	50	100	150
Початковий період, Ом м <sup>2</sup>	1300	1700	2000	2500	2800	3900	4600
Те саме через 5 років, Ом • м <sup>2</sup>	650	900	1100	1300	1500	2100	2600
Те саме через 10 років, Ом-м <sup>2</sup>	300	400	500	650	750	1100	1400

Сталу поширення струму вздовж трубопроводу, 1/м, визначають по формулі:

(6.03)

Вхідний опір трубопроводу  $2B$  при однакових електричних параметрах лівого і правого пліч, Ом, визначають по формулі:

(6.04)

2

Відстань між трубопроводом і анодним заземленням розраховують, знайшовши по номограмі (рис. 6.04) допоміжні величини  $P$  і  $\phi$

Для установок з екранним заземленням одержану величину помножують на коефіцієнт 1,4.

На осі абсцис номограми відкладено величину  $P = \gamma \cdot 2H$ . Знаючи величину  $\rho$  і визначивши за її допомогою  $P$ , знаходять відстань між трубопроводом і анодним заземленням, м:

$\frac{r}{2}$  (6.05)



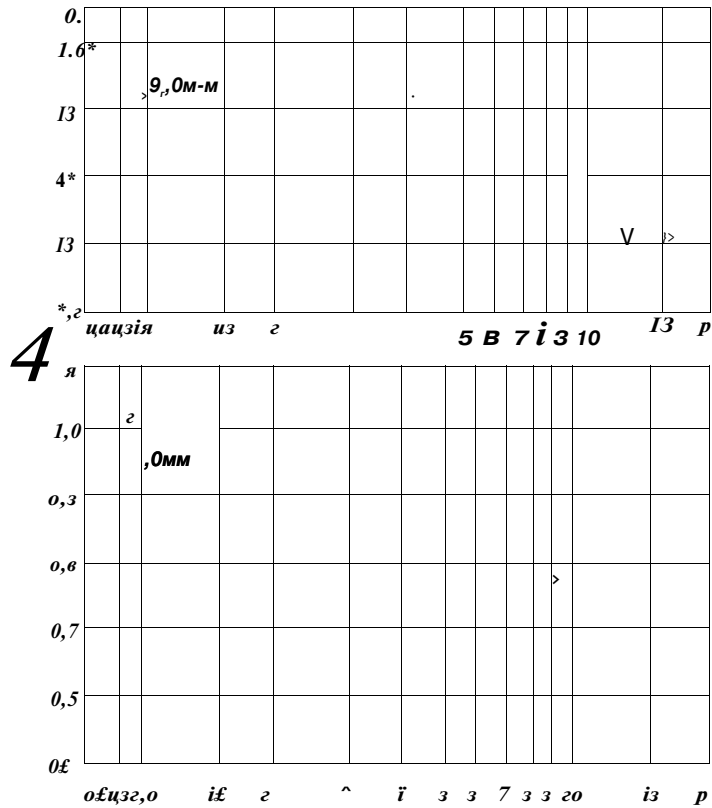


Рис. 6.04. Номограма для визначення значень  $\zeta$  і  $P$  по питомому опору землі  $\rho$ .

$$a - c / z_n = -0,95 \text{ В}, \quad b - \{ / \dots x_o = -0,55 \text{ В}$$

Відстань між катодними установками (плече захисту)  $I^3$  знаходять по номограмі. На осі ординат номограми відкладена величина  $" '2,^3$ . По відомому значенню  $\rho$  знаходимо значення  $a$  а потім плече захисту  $/^3$ , м:

$$2 - \zeta \tag{6.06}$$

Сила струму УКЗ, А, визначається із залежності:

$$2B + 2_{\text{лу}} \tag{6.07}$$

де  $U_{т.з.о}$  — накладка різниці потенціалів «труба—земля» в точці дренажу, В;

$\rho$  — питомий опір ґрунту, Ом • м.

Для вологих ґрунтів  $U_{т.з.о}$  приймається рівною  $U_{сл.з.о} = -0,55$  В, для сухих ґрунтів  $U_{т.з.о} = -0,95$  В.

Напруга на виході катодної станції, В, визначається по формулі:

$$U = U_{т.з.о} - (2V + \rho_{др.} + \rho_{з}), \quad (6.08)$$

де  $\rho_{др.}$  — опір дренажних проводів, які з'єднують катодну станцію з трубопроводом і анодним заземленням, Ом;

$\rho_{з}$  — опір розтіканню анодного заземлення, Ом, із таблиць 6.05 і 6.06.

Опір дренажних проводів  $\rho_{др.}$ , Ом, визначається з виразу:

$$\rho_{др.} = \rho_m \cdot \frac{L}{S}, \quad (6.09)$$

де  $\rho_m$  — питомий опір матеріалу проводів, Ом • м; (для

алюмінію  $\rho_m = 0,028$ );

$L$  — довжина спусків проводів з опор до катодної станції, анодного заземлення і трубопроводу, м;

$S$  — переріз проводу, мм<sup>2</sup>.

Переріз проводу визначається:

$$S = \frac{I_c}{\rho_c} \cdot R_c \quad \text{№} \gg$$

де  $R_c$  — опір схеми СКЗ, що дорівнює 1,5 Ом.

Потужність на виході катодної станції, Вт, визначається по формулі:

$$P = I_c \cdot U = I_c \cdot (U_{т.з.о} - (2V + \rho_{др.} + \rho_{з})). \quad (6.11)$$

Відповідно до величини розрахованої потужності по нормальному ряду обирається тип катодної станції.

Із часом експлуатації трубопроводу електричні параметри його змінюються і виникає необхідність установлення додаткових УКЗ на ділянках, де крива різниці потенціалів «труба—земля» близька до мінімально допустимих значень.

#### Приклад 6.1

Провести вибір типу станції катодного захисту газопроводу при таких вихідних даних:

діаметр трубопроводу  $D = 1020$  мм;

Таблиця 6.05

## Опір заземлення із електродів ЗКА-140 (ЗЖК-12-КА)

КІЛЬКІСТЬ ПІСК'ФОДІВ	Питомий опір ґрунту, Ом-м									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
1	2	<i>i</i>	4	5	6	7	8	9	10	11

## Однорядне заземлення

5	0,77	1,54	2,31	3,08	3,85	4,52	5,39	6,16	6,93	7,70
6	0,55	1,30	1,95	2,60	3,25	3,90	4,55	5,20	5,83	6,50
7	0,52	1,12	1,58	2,24	2,80	3,36	3,92	4,48	5,04	5,60
8	0,50	1,00	1,50	2,00	2,50	3,00	3,50	4,00	4,50	5,08
9	0,45	0,90	1,35	1,80	2,25	2,70	3,15	3,60	4,05	4,30
10	0,41	0,82	1,23	1,64	2,05	2,46	2,87	3,28	3,69	4,00
11	0,37	0,74	1,11	1,48	1,85	2,22	2,59	2,95	3,33	3,70
12	0,35	0,69	1,04	1,38	1,73	2,07	2,41	2,75	3,11	3,45
13	0,32	0,64	0,96	1,28	1,60	1,92	2,24	2,58	2,88	3,20
14	0,30	0,60	0,90	1,20	1,50	1,80	2,10	2,40	2,70	3,00
15	0,28	0,55	0,84	1,12	1,40	1,66	1,96	2,29	2,52	2,80
16	0,27	0,53	0,80	1,06	1,33	1,59	1,85	2,12	2,38	2,65
17	0,25	0,50	0,75	1,00	1,25	1,50	1,75	2,00	2,25	2,50
18	0,24	0,48	0,72	0,96	1,20	1,44	1,68	1,92	2,16	2,40
19	0,23	0,45	0,68	0,90	1,13	1,35	1,58	1,80	2,03	2,25
20	0,22	0,43	0,65	0,88	1,08	1,29	1,51	1,72	1,94	2,16
21	0,21	0,41	0,62	0,86	1,09	1,23	1,44	1,64	1,85	2,05
22	0,20	0,40	0,60	0,80	1,00	1,20	1,40	1,56	1,80	2,00
23	0,19	0,38	0,57	0,76	0,95	1,14	1,33	1,50	1,71	1,90
24	0,19	0,37	0,56	0,74	0,93	1,11	1,30	1,48	1,59	1,85
25	0,18	0,35	0,53	0,70	0,88	1,05	1,23	1,40	1,57	1,76

## Дворядне заземлення

2x10	0,25	0,49	0,74	0,98	1,23	1,47	1,72	1,96	2,21	2,45
2x11	0,22	0,44	0,66	0,88	1,10	1,32	1,54	1,76	1,98	2,20
2x12	0,21	0,41	0,62	0,82	1,03	1,23	1,44	1,64	1,85	2,05
2x13	0,20	0,39	0,59	0,78	1,08	1,17	1,37	1,55	1,76	1,95
2x14	0,19	0,37	0,55	0,74	0,93	1,11	1,30	1,48	1,67	1,85
2x15	0,18	0,35	0,59	0,70	0,88	1,05	1,23	1,40	1,58	1,75
2x16	0,17	0,33	0,50	0,66	0,83	0,99	1,16	1,32	1,49	1,65
2x17	0,16	0,31	0,47	0,62	0,78	0,93	1,09	1,24	1,40	1,58
2x18	0,15	0,30	0,45	0,60	0,75	0,90	1,05	1,20	1,35	1,50
2x19	0,14	0,28	0,43	0,56	0,70	0,84	0,98	1,12	1,26	1,40
2x20	0,14	0,27	0,41	0,54	0,68	0,81	0,95	1,08	1,22	1,35
2x21	0,13	0,26	0,40	0,53	0,66	0,79	0,92	1,06	1,19	1,32

Продовження табл. 6.05

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	п
2x22	0,13	0,26	0,39	0,52	0,65	0,78	0,91	1,04	1,17	1,30
2x23	0,13	0,25	0,38	0,50	0,63	0,75	0,88	1,00	1,13	1,25
2x24	0,12	0,24	0,36	0,48	0,58	0,72	0,84	0,95	1,08	1,20
2x25	0,12	0,23	0,35	0,46	0,50	0,69	0,81	0,92	1,04	1,13

Таблиця 6-06

**Опір заземлення з вертикальних графітопластових електродів довжиною 3 м**

Кількість електродів	Питомий опір ґрунту, Ом-м									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	м

**Однорядне заземлення**

5	0,54	1,08	1,82	2,15	2,70	3,24	3,73	4,32	4,73	5,00
6	0,47	0,94	1,41	1,88	2,35	2,80	3,29	3,75	4,23	4,70
7	0,42	0,84	1,20	1,68	2,10	2,52	2,94	3,35	3,79	4,20
8	0,37	0,74	1,11	1,51	1,85	2,20	2,59	2,95	3,25	3,70
9	0,35	0,70	1,05	1,40	1,75	2,10	2,45	2,80	3,15	3,50
10	0,33	0,66	0,99	1,32	1,65	1,93	2,31	2,64	2,97	3,30
11	0,29	0,58	0,97	1,10	1,45	1,74	2,03	2,32	2,61	2,90
12	0,26	0,51	0,77	1,02	1,28	1,54	1,79	2,06	2,30	2,55
13	0,24	0,49	0,73	0,98	1,22	1,45	1,71	1,95	2,20	2,44
14	0,23	0,47	0,70	0,94	1,17	1,40	1,64	1,88	2,11	2,34
15	0,23	0,45	0,68	0,90	1,14	1,36	1,59	1,82	2,04	2,27
16	0,22	0,44	0,65	0,88	1,10	1,32	1,54	1,75	1,98	2,20
17	0,22	0,43	0,64	0,86	1,08	1,30	1,54	1,73	1,94	2,16
18	0,21	0,42	0,64	0,85	1,06	1,27	1,48	1,70	1,91	2,12
19	0,21	0,42	0,53	0,84	1,05	1,25	1,47	1,68	1,39	2,10
20	0,21	0,42	0,53	0,84	1,05	1,25	1,45	1,58	1,33	2,09

**Дворядне заземлення**

2x5	0,27	0,54	0,81	1,08	1,35	1,62	1,89	2,16	2,43	2,70
2x6	0,24	0,47	0,70	0,94	1,18	1,48	1,64	1,88	2,12	2,35
2x7	0,21	0,42	0,63	0,84	1,05	1,26	1,47	1,68	1,89	2,10
2x8	0,19	0,37	0,56	0,74	0,92	1,11	1,30	1,48	1,65	1,85
2x9	0,18	0,35	0,52	0,70	0,88	1,05	1,22	1,40	1,58	1,75
2x10	0,16	0,33	0,50	0,65	0,82	0,99	1,16	1,32	1,48	1,65
2x11	0,14	0,29	0,44	0,58	0,72	0,87	1,02	1,16	1,30	1,45

Продовження табл. 6-06

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	ii
2x12	0,13	0,26	0,38	0,51	0,64	0,77	0,90	1,02	1,15	1,28
2x13	0,12	0,24	0,37	0,49	0,61	0,73	0,85	0,98	1,10	1,22
2x14	0,12	0,23	0,36	0,47	0,58	0,70	0,82	0,95	1,05	1,17
2x15	0,11	0,23	0,34	0,46	0,57	0,68	0,80	0,91	1,03	1,14
2x16	0,11	0,22	0,33	0,44	0,55	0,66	0,77	0,88	0,99	1,10
2x17	0,11	0,22	0,32	0,43	0,54	0,65	0,76	0,86	0,97	1,08
2x18	0,11	0,21	0,32	0,42	0,53	0,64	0,74	0,85	0,95	1,06
2x19	0,10	0,21	0,32	0,42	0,52	0,63	0,73	0,84	0,94	1,05
2x20	0,10	0,21	0,31	0,42	0,52	0,62	0,73	0,83	0,93	1,04

товщина стінки  $\delta = 10$  мм;  
довжина  $\xi = 420$  км;  
питомий електричний опір ґрунту  $\rho_{\Gamma} = 30$  Ом-м;  
опір дренажних проводів  $R_{\text{др.}} = 0,3$  Ом;  
накладена різниця потенціалів «труба—земля» в точці дренажу  $\phi_{\text{др.}} = -0,95$  В;  
довжина спусків проводів  $u_{\text{с}} = 40$  м;  
опір розтіканню анодного заземлення  $R_{\text{розт.}} = 0,65$  Ом.  
Поздовжній опір трубопроводу визначається по формулі:

$$R_{\text{п}} = 3,14 \cdot (10^{-2})^2 \cdot 0,10 \cdot 7,725 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/м,}$$

де  $\rho_{\Gamma} = 0,245$  (Ом · м) для сталі.

По таблиці [7] приймаємо поздовжній опір трубопроводу для діаметра  $\xi \geq 1020$  мм і  $\delta = 10$  мм,  $R_{\text{п}} = 7,72 \cdot 10^{-6}$  Ом/м.

Перехідний опір «труба—земля» визначається по формулі:

$$R_{\text{п}} = \frac{2000}{3,14 \cdot 1,020} = 625 \text{ Ом} \cdot \text{м,}$$

де  $R_{\text{п}} = 13$  приймається з таблиці 6.4 даного розрахунку для заданого питомого опору ґрунту  $\rho = 30$  Ом · м:

$$R_{\text{п}} = 2000 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Стала поширення струму вздовж трубопроводу а є основним параметром, що характеризує довжину зони захисту.

$$\frac{7,72 \cdot 10^{-6}}{625} = 1,1 \cdot 10^{-4} \text{ 1/м.}$$

Вхідний опір трубопроводу в початковий період можна визначити:

$$r_{вп} = \sqrt{772 \Gamma_0^2 T 625} = 34 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}$$

Для визначення відстані між трубопроводом і анодним заземленням у користуємось номограмою (рис. 6.04) і по питомому опорю ґрунту  $\rho$  знаходимо величину  $P$ . Для даного прикладу  $P = 5,8$ .

$$\text{Тоді: } \rho = 514 \cdot 10^{-17} \text{ м}$$

Відстань між катодними установками (плече захисту) можна визначити, попередньо знайшовши по номограмі (рис. 6.04), величину  $C$  по заданому значенню  $P$ .

У даному прикладі  $C = 0,83$ .

Тоді:

$$L = \frac{2 \cdot 0,83}{1,1 \cdot 10^{-4}} = 15090 \text{ м}$$

Сила струму в точці дренажу в початковий період роботи УКЗ:

$$I_n = \frac{9 \cdot 10^{0,34}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,71} = 15,3 \text{ А.}$$

Для визначення напруги на виході катодної станції необхідно спочатку визначити переріз дренажних проводів:

$$S = 0,028 \cdot \rho_{ЖТТХ} = 15,8 \text{ мм}^2$$

Опір дренажних проводів:

$$r_{др} = 0,028 \cdot 17,5 \cdot 8^{40} = 0,37 \text{ Ом.}$$

Загальна кількість електродів:

$\Sigma$  - пі

де  $r_{г}$  — перехідний опір горизонтального електрода, Ом;

$$r_{г} = 0,3 \cdot \rho_{г} \quad r_{г} = 0,3 \cdot 30 = 9 \text{ Ом.}$$

$r_{а}$  — загальний перехідний опір електродів, Ом.

$$\Sigma_{а} = 4 \Gamma; \quad \Sigma_{а} = 4 \cdot 0,75 = 3 \text{ Ом.}$$

Тоді:

$$I = 0,75 \Gamma X 8^{-15}$$

$\eta$ ] — коефіцієнт використання електрода, який працює сумісно з сусіднім  $\eta_s = 0,8$  [7].

Опір розтікання анодного заземлення  $r_{\text{г}}$  беремо з таблиці 6.05 і 6.06:

для  $r_{\text{г}} = 30$  Ом-м і  $\alpha = 15$  графітопластових вертикальних електродів, розташованих в один ряд.

$$\eta_s = 0,68.$$

Тоді напруга на виході катодної станції:

$$U_{\text{к}} = 15,3 \cdot (0,034 + 0,37 + 0,68) = 16,5 \text{ В.}$$

Потужність на виході катодної станції в початковий період експлуатації трубопроводу:

$$P_{\text{к}} = I_{\text{к}} \cdot U_{\text{к}} = 15,3 \cdot 16,5 = 253 \text{ Вт.}$$

Відомо, що величина сили струму в точці дренажу в кінцевий період роботи катодного захисту через 10 років може бути визначена:

$$I_{\text{к}} = 2,5 \cdot I_{\text{к}} = 2,5 \cdot 15,3 = 38,3 \text{ А.}$$

Перехідний опір «труба—земля» для періоду експлуатації трубопроводу через 10 років визначається:

Вхідний опір у цьому випадку буде дорівнювати:

$$r_{\text{а}} = \frac{r_{\text{г}}}{\eta_s} = 17,3 \cdot 10^{-3} \text{ ом.}$$

Напруга на виході катодної станції в кінцевий період експлуатації трубопроводу:

$$U_{\text{к}} = 38,3 \cdot (0,0173 + 0,37 + 0,68) = 40,8 \text{ В.}$$

Потужність на виході катодної станції в кінцевий період експлуатації трубопроводу:

$$P_{\text{к}} = 38,3 \cdot 40,8 = 1563 \text{ Вт.}$$

До встановлення може бути прийнятим перетворювач автоматичний, сітьовий ПАСК-М-2 з номінальною потужністю на виході 2000 Вт.

У теперішній час основним методом боротьби з корозією є електрохімічний захист (ЕХЗ). Статистика експлуатації засобів ЕХЗ показує, що прийнятий на практиці період огляду діючих пристроїв (два рази на місяць) допускає виведення з ладу їх у межах 15–30 %; щотижневий огляд дає змогу підвищити надійність до 85–91 %, а безперервний дистанційний контроль роботи установок катодного захисту дозволяє звести до мінімуму простої засобів захисту до 1–2 %. Для підвищення надійності

засобів ЕХЗ виконується заміна морально застарілого устаткування (катодних станцій КС і заземлювачів ЗКА) на сучасніші засоби активного захисту: перетворювачі для катодного захисту ПАСК, ПСК, ТДЕ, графітопластові електроди, глибинні заземлення тощо. Крім необхідного запасу за потужністю, перетворювачі ПАСК, ПСК знижують кількість відмов у роботі СКЗ, а також продовжують у два рази термін служби анодних заземлювачів через збільшення вихідної напруги станції катодного захисту на 100 %. Технічна характеристика СКЗ подана в таблиці 6.07.

Крім указаних у таблиці неавтоматичних станцій КЗ, можуть використовуватись УКЗ автономні з моторгенератором, автоматизовані електростанції з термоелектрогенератором АЕС-ТЕГ. Джерелом живлення для них служить природний газ.

Для підвищення експлуатаційної надійності засобів ЕХЗ була створена система безперервного дистанційного контролю (телеконтролю) за роботою установок катодного захисту типу ТКЗ-2М, ТКЗ-4, в яких передача інформації виконується по високонадійному фізичному каналу «труба — земля».

Але ці системи через велику кількість конструктивних недоліків не знайшли широкого застосування і в Україні не застосовуються. В теперішній час розробляється нова система телеконтролю за роботою УКЗ, яка буде складовою частиною системи телеконтролю і телеуправління МГ, що розробляється запорізьким підприємством «Хартрон» (система «Хортиця») та інститутом НДПІАСУтрансгаз (м. Харків).

#### **6.4. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ КАТОДНОГО ЗАХИСТУ В МІСЬКИХ УМОВАХ**

Мета розрахунку — визначення параметрів катодних станцій, необхідних для забезпечення захисного потенціалу на всіх спорудах, розмішених у зоні дії установок електрохімічного захисту, що мають контрольовані і неконтрольовані металеві з'єднання, які забезпечують електричну провідність.

Основним розрахунковим параметром є середня густина захисного струму — відношення струму катодної станції до сумарної поверхні трубопроводів, яку захищає дана установка.





Продовження, табл. 6-07

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5. АРТЗ-1,2 АРПЗ-1,2	1,2	48/24	25/50	220 В	85 83	VI	бризкозахис- не виконан- ня з підви- щеним захи- стом	Р - 0,965 за 2 п.г.
6. АРТЗ; АРПЗ-2	2,0	96/48	21/42	220 В	85 83	VI	те саме	те саме
7. АРТЗ; АРПЗ-3	3,0	96/48	32/62	220 В	85 83	VI		»
8. АРТЗ; АРПЗ-5	5,0	96/48	52/104	220 В	85 83	VI		

*Б. Неавтоматичні станції катодного захисту*

<b>Перетворювачі сітьові</b>								
1. п с к - м	1,2	48/24	25/50	220 В	60	IV	IP23 захист від дощу під кутом 60°	4000 г. без проведення ремонтів
2. Те саме	2,0	96/48	21/42	220 В	65	VI	те саме	те саме
3. »	3,0	96/48	31/62	220 В	70	VI	»	
4. »	5,0	96/48	52/104	220 В	75	VI		

Продовження табл. 6.07

1	2	і	4	5	6	7	8	9
<b>Станції катодного захисту трубопроводів</b>								
5. СКЗТ-1500	1,5	60/30	25/50	220 В	65	VI	IP23	
6. СКЗТ-3000	3,0	60/30	50/100	220 В	65	VI	IP23	
7. СКЗ-М АКХ (модернізована)	5,0	96/48	52/104	220 В	73	VI	IP23	
8. Пристрій ка- тодного захисту, високовольтний УКЗВ	4/8	48/24/23	100/200/400	6/10 кВ		VI	IP23	
9. Те саме, низь- ковольтний УКЗН	4/8	48/24/12	100/200/400	220 В		VI	IP23	

Вихідними даними для розрахунку катодного захисту є параметри проектних споруд і питомий опір ґрунту по трасі.

Поверхня і трубопроводів, які мають контакт із газопроводом, визначається по [8].

$$S = \sum \pi d_i l_i \quad (6.12)$$

де  $S$  — поверхні газопроводів, водопроводів, теплопроводів,  $m^2$ ;

$d_i$  — діаметри газопроводів, водопроводів, теплопроводів,  $m$ ;

$l_i$  — довжина ділянок газопроводів, водопроводів, теплопроводів,  $m$ .

Послідовно визначаються поверхні газопроводів  $S_{Г1}$ , водопроводів  $S_{В}$ , теплопроводів  $S_{Т}$ , які прокладаються в каналах.

Сумарна поверхня всіх трубопроводів, електрично зв'язаних між собою, дорівнює:

$$S_{\Sigma} = S_{Г1} + S_{В} + S_{Т} \quad (6.13)$$

Визначається питома вага поверхні кожної споруди в загальній їх масі:

водопроводів:

$$v = \frac{S_{В}}{S_{\Sigma}} \cdot 100\%$$

теплопроводів:

$$t = \frac{S_{Т}}{S_{\Sigma}} \cdot 100\%$$

газопроводів:

$$g = \frac{S_{Г1}}{S_{\Sigma}} \cdot 100\%$$

Визначається густина поверхні кожного з трубопроводів, що приходить на одиницю поверхні території захисного району,  $m^2/га$ :

для водопроводів:

$$V_{\text{тер.}} = \frac{S_{В}}{S_{\Sigma}} \cdot 5_{\text{тер.}}$$

для теплопроводів:

$$T_{\text{тер.}} = \frac{S_{Т}}{S_{\Sigma}} \cdot 5_{\text{тер.}}$$

для газопроводів:

$$G_{\text{тер.}} = \frac{S_{Г1}}{S_{\Sigma}} \cdot 5_{\text{тер.}}$$

де  $S_{тер}$  — площа території, на якій прокладені трубопроводи,  $m^2$ .

Середня густина струму, необхідного для захисту трубопроводів ( $mA/m^2$ ), визначається по формулі:

$$j = 30 - (99V - 128 \cdot T + 33,9S + 3,33V + 0,6и + 4,96p) \cdot 10^{-3}, \quad (6.14)$$

де  $p$  — питомий опір ґрунту,  $\Omega \cdot m$ .

У випадку, коли немає теплопроводів, значення коефіцієнтів  $T$  і  $i$  дорівнює нулю. Аналогічно коефіцієнти «В» і  $V$  дорівнюють нулю при відсутності водопроводів.

Якщо захищають тільки газопровід, тоді середня густина струму ( $mA/m^2$ ) визначається по формулі:

$$j = 20,1 + (99 - 33,9E - 4,96p) \cdot 10^{-3}. \quad (6.15)$$

Якщо значення середньої густини струму, одержане по формулах, менше  $6 mA/m^2$ , у подальших розрахунках необхідно приймати  $j = 6 mA/m^2$ .

Сумарний захисний струм для забезпечення катодної поляризації підземних споруд, розміщених уданому районі (А):

$$I = 1,3 \cdot j \cdot S, \quad (6.16)$$

де  $j$  — середня густина струму,  $A/m^2$ ;

$S$  — сумарна поверхня всіх трубопроводів,  $m^2$ .

Кількість катодних станцій визначається з умов оптимального розміщення анодів (наявність площадок для розміщення анодів), наявності джерел живлення, а також з урахуванням того, щоб сила струму катодної станції не була більше 25 А. Тому кількість катодних станцій визначається приблизно:

$$n = \frac{I}{I_{катод}} \quad (6.17)$$

Після розміщення катодних установок на поєднаному плані перевіряють зону дії кожної установки. Для цього перевіряють радіус дії катодної установки.

$$r_{катод} = \sqrt{\frac{I_{катод}}{j_{катод}}} \quad (6.18)$$

де  $I_{катод}$  — струм катодної станції, для якої визначається радіус дії, А. Приймається по характеристиці КС, вибраній по довіднику;

$K$  — питома густина споруд.



(6.19)

### Приклад 6.2

Визначити параметри катодного захисту підземних споруд на території ділянки міської мережі — кварталу житлової забудови площею 12 га (4000х3000 м).

Вихідні дані: сумісний геодезичний план території району в масштабі 1 : 500 з нанесеними підземними спорудами. Корозійна активність ґрунту  $r_{\Gamma} = 20$  Ом-м.

На території району захисту розміщені газопроводи низького і середнього тиску, теплопроводи і водопроводи.

#### Характеристика трубопроводів

Водопроводи		Газопроводи		Теплопроводи	
О, мм	l, мм	l, мм	l, мм	О, мм	мм
273	100	219	540	219	<b>155</b>
159	<b>250</b>	159	425	<b>133</b>	<b>135</b>
• 108	140	133	<b>343</b>	102	260

1. Визначаємо поверхні трубопроводів (газо-, водо-тепло-):

$$S_{\Gamma} = 3,14 \cdot (0,219 \cdot 540 + 0,159 \cdot 425 + 0,133 \cdot 343) = 727,3 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{в}} = 3,14 \cdot (0,273 \cdot 100 + 0,159 \cdot 250 + 0,108 \cdot 140) = 258,2 \text{ м}^2;$$

$$S_{\Gamma} = 3,14 \cdot (0,219 \cdot 155 + 0,133 \cdot 135 + 0,102 \cdot 260) = 78,4 \text{ м}^2;$$

$$S_{\Sigma} = 727,3 + 258,2 + 78,4 = 1064 \text{ м}^2.$$

2. Визначаємо питому вагу поверхні кожного трубопроводу в загальній їх масі (%):

$$\Gamma = \frac{100}{1064} = 69;$$

$$\text{в} = \frac{11}{1064} \cdot 100 = 2,4;$$

$$\Gamma = \frac{78,4}{1064} \cdot 100 = 7.$$

3. Визначаємо густину поверхні кожного трубопроводу:

$$\xi = \lambda = 60,6 \text{ } ^\wedge / \text{га};$$

$$\gamma = 2 \text{ } ^\wedge = 21,5 \text{ м}^2 / \text{га};$$

$$\gamma = 78,4 = 6,5 \text{ м}^2 / \text{га}.$$

Середня захисна густина струму:

$$j = 30 - (99 \cdot 24 + 128 \cdot 7 + 33,9 - 60,6 + 3,33 \cdot 21,5 + 0,61 \cdot 6,5 + 4,96 \cdot 20) \cdot 10^{-3} = 24,5 \text{ мА/м}^2.$$

4. Сумарний захисний струм:

$$j = 1,3 \cdot 0,0245 \cdot 1064 = 33,9 \text{ А}.$$

5. Кількість катодних станцій:

$$n = \frac{33,9}{25} = 1,34 \text{ шт.}$$

Приймаємо 2 катодні станції ПСК-М-1,2 зі струмом по  $j_{кс} = 25/50$ , напругою ( $U = 48/24$ , потужністю  $P = 1,2$  кВт з урахуванням 50 % запасу на розвиток мережі.

6. Знаходимо радіус дії катодної установки. Для цього визначаємо  $K$ :

$$L = \sqrt{K} = 88,7 \text{ м};$$

Одержані радіуси дії катодної станції охоплюють всю територію району захисту.

По таблиці 3 [8] обираємо анодне заземлення із чавунних труб  $d = 150$  мм,  $l = 10$  м, опором розтіканню  $R = 0,42$  Ом у кількості  $n = 6$ .

### 6.5. ДРЕНАЖНИЙ ЗАХИСТ ТРУБОПРОВОДІВ

Захист трубопроводів від корозії блукаючими струмами здійснюють завдяки комплексному використанню активного і пасивного захисту: ізоляційним покриттям, засобами електрохімічного захисту (дренажними, катодними установками, протекторами, струмовідводами) та ізолюючими фланцями.

Розрахунок дренажного захисту повинен мати:

- визначення вихідних даних;
- вибір схеми захисту і місця установки захисних пристроїв;
- визначення сили струму дренажних установок і вибір типу дренажу;
- розрахунок перерізу дренажного кабелю.

Вихідні дані по джерелах блукаючих струмів:

- схема живлення контактної мережі;
- довжина зближення трубопроводу і електрифікованої залізниці;
- максимальний розрахунковий струм навантаження тягової підстанції (ТП);
- тип рейок на дільниці зближення;
- кількість паралельних колій;
- поздовжній опір рейок постійному струму;
- кількість шпал на 1 км колії.

Вихідні дані щодо підземної споруди:

- середній питомий опір ґрунту вздовж траси трубопроводу;
- стан, вид і опір ізоляції трубопроводу;
- відстань між трасою трубопроводу і електрифікованою залізницею;
- глибина закладання трубопроводу;
- поздовжній опір 1 км труби (на підставі даних про **Б, а, р** сталі).

1. Поздовжній опір рейки Рр при одноколійній лінії, Ом/м:

$$* p = I \cdot l \cdot \alpha ; \quad (6-20)$$

для двоколійної лінії:

$$2 \cdot p \cdot l$$

де  $\alpha$  ст.— питомий опір сталі, Ом-мм<sup>2</sup>/м;  
 Ср — маса одного метра рейки, кг.

2. Величина перехідного опору між рейками і віддаленою точкою землі Ррц, Ом • м:

$$\alpha \cdot \frac{I \cdot l \cdot \alpha}{S} \quad (622)$$

де  $\alpha$  р — стала поширення струму вздовж рейки, 1/м;  
 Лекв.— еквівалентний радіус рейок, що приймається рів-





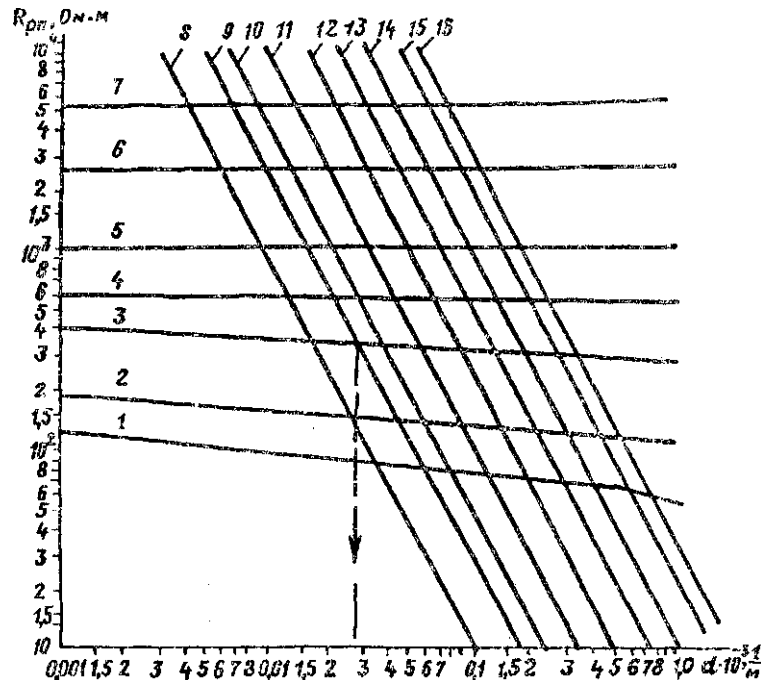


Рис. 6.05. Номограма для визначення величини  $a$  (або сср).  
 $1 - 6 = 5$ ,  $2 - 6 = 10$ ,  $3 - 6 = 25$ ,  $4 - 6 = 50$ ,  $5 - 6 = 100$ ,  
 $6 - 6 = 250$ ,  $7 - 6 = 500$ ,  $8 - 6 = 0,01$ ,  $9 - 6 = 0,025$ ,  $10 - 6 =$   
 $= 0,05$ ,  $11 - 6 = 0,1$ ,  $12 - 6 = 0,25$ ,  $13 - 6 = 0,5$ ,  $14 - 6 = 1,0$ ,  
 $15 - 6 = 2,0$ ,  $16 - 6 = 3,0$

4. По рис. 6.06 знаходимо значення коефіцієнтів кореляції дренажного струму  $A'$ ,  $K^2$ ,  $A < L^4$ ,  $K^5$ .

5. Силу струму в дренажній мережі,  $A$ , визначають із умови, що струм витікання з рейок електрифікованої залізниці в ґрунт становить не більш як 20 % від струму тягової підстанції:

$$I_{\text{д}} = 0,2 \cdot I_{\text{т}} \quad K^2 \cdot K^3 \cdot L > K^5, \quad (6.29)$$

де  $K^1$  — коефіцієнт, що враховує відстань між трубопроводом і електрифікованою залізницею;

$K^4$  — коефіцієнт, що враховує відстань від трубопроводу до ТП;

$K^3$  — коефіцієнт, що враховує тип ізоляційного покриття;

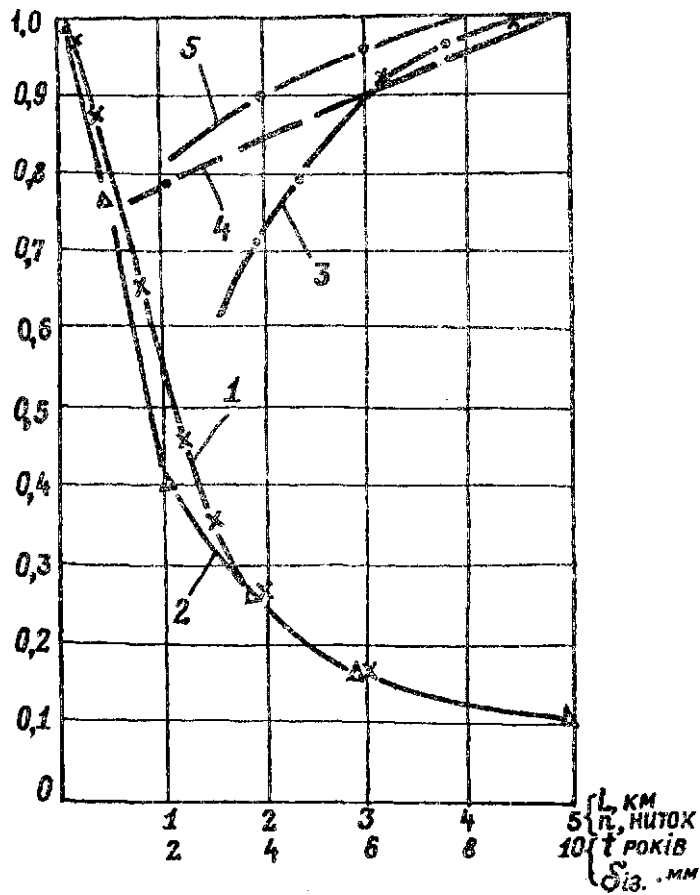


Рис. 6.06. Коефіцієнти кореляції дренажного струму.

1 —  $K_i$ , 2 —  $A^*$ , 3 —  $C_z$ , 4 —  $C_t$ , 5 —  $A$ ,

— коефіцієнт, що враховує термін служби трубопроводу;

$K_b$  — коефіцієнт, що враховує кількість паралельно вкладених трубопроводів.

Значення коефіцієнта  $K^3$  для плівкових покриттів:

одношарове  $K^3 = 0,9$ ;

двошарове  $K^3 = 0,97$ .

6. Дренажний кабель підключають або до мінусової шини ТП, або до рейок колії через дроселі колії.

Незалежно від способу підключення дренажного кабелю його переріз, мм<sup>2</sup>, визначають із розрахунку, що сума падіння напруги в кабелі і накладеної різниці потенціалів «труба — земля» не повинна перевищувати різниці потенціалів між трубопроводом і рейкою.

$$U = \rho_{\text{с}} \cdot I / S, \quad (6.30)$$

де  $l$  — довжина дренажного кабелю, м;

$U_{\text{сд}}$  — допустиме падіння напруги в дренажній мережі, В.

При підключенні дренажного кабелю до мінусової шини ТП:

$$U_{\text{сд}} = U_{\text{с}} / k.$$

Допустиме падіння напруги в дренажному кабелі при підключенні до мінусової шини ТП приймається по таблиці 6.08.

Таблиця 6.08

Відстань між трубопроводом і точкою підключення до електрифікованої залізниці, км	0,1	0,5	1,0	2,0	3,0
<i>U</i>	10	11	12	13	14

При підключенні дренажного кабелю до відсмоктувальних фідерів необхідно враховувати падіння напруги на фідері, В:

$$U_{\text{сд}} = U_{\text{с}} / k + U_{\text{с}} / \phi, \quad (6.31)$$

де  $U_{\text{с}} / \phi$  — падіння напруги на відсмоктувальному фідері — за даними управління електрифікованих залізниць. [7];

$U_{\text{с}} / k$  — допустиме падіння напруги у дренажному кабелі, В;

Значення  $U_{\text{с}} / \phi$  беремо з таблиці 6.09.

Таблиця 6.09

Відстань між трубопроводом і електрифікованою залізницею, км	0,5	1,0	2,0	3,0
ДПЛ, В	3	5	6	7

### Приклад 6.3

Розрахувати дренажний захист трубопроводу.

Вихідні дані:

1. Довжина зближення електрифікованої залізниці з трубопроводом — 2 км.

2. Максимальний розрахунковий струм навантаження тягової підстанції — 1500 А. Навантаження — рівномірно розподілене.

3. Тип рейок на дільниці зближення  $P$  — 50. Шлях одноколіїний.

Еквівалентний радіус рейок  $r_{\text{екв}} = 1$  м.

Питомий опір трубної сталі при  $293$  °К  $r_{\text{ст}} = 0,245$  Ом  $\cdot$  мм<sup>2</sup>/м.

Маса одного метра рейки  $C_{\text{р}} = 51,5$  кг.

4. Кількість шпал на 1 км шляху  $n = 1600$ .

Стан верхньої споруди шляху  $Л_{\text{е}} = 1,6$ ;  $К_{\text{ш}} = 0,9$ ;  $z = 0,5$ ;  $K_{\text{и}} = 2$ .

5. Питомий опір Грунту  $r_{\text{г}} = 20$  Ом  $\cdot$  м.

6. Зовнішній діаметр труби  $\text{D}_{\text{н}} = 1020$  мм.

Глибина закладення  $n^{\text{м}} = 1,1$  м.

Товщина стінки  $\delta = 12$  мм.

Поздовжній опір трубопроводу  $R_{\text{л}} = 6,45 \cdot 10^{-6}$  Ом/м [7].

7. Перехідний опір ізоляції  $R_{\text{і}} = 5000$  Ом  $\cdot$  м<sup>2</sup> = 1560 Ом-м [7].

Вид покриття — плівкове, двошарове,

8. Відстань між трасою трубопроводу і залізницею, км:  $u_{\text{ж}} = 0,5$  км; від трубопроводу до ТП — 1 км;

довжина плеча передбаченої зони захисту дренажної установки  $L_{\text{к}} = 1,5$  км.

9. Струмозподілення — із стійкою анодною зоною.

10. Кількість ниток трубопроводу — 1.

Для визначення величини перехідного опору  $R_{\text{п}}^{\text{п}}$  і сталого поширення струму  $i_{\text{р}}$  необхідно визначити мінімальний опір баласту:

$$R_{\text{п}}^{\text{п}} = 1,6 \cdot 0,9 \cdot 0,5 \cdot 2 = 2160 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Визначаємо поздовжній опір рейки:

$$R_{\text{л}} = 4,7 \cdot 0,245 \text{ Ом} \cdot \text{м} \cdot n = 2,5 \text{ Ом} \cdot \text{м} / \text{км}$$

Допоміжні коефіцієнти в і б:

$$\frac{3,14 \cdot 2160}{20} \cdot l \cdot \frac{1}{10^3} = 346,1.$$

По номограмі (рис. 6.05) знаходимо  $a$  і  $\beta$ ,

$$a = 0,085 \cdot \gamma^{0,3} \cdot l / m;$$

$$\beta_{\text{вн}} = 3 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Перевіряємо значення  $\beta_{\text{вн}}$  із формули:

звідки:

$$\beta_{\text{вн}} = \frac{2,2 \cdot 10^5}{(0,085 \cdot 10^{-3})^2} = 3055 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Значення сталої поширення струму вздовж труби визначається по формулі:

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_{\text{т}}}{R_{\text{в}}}},$$

де  $R_{\text{т}}$  — перехідний опір ізоляції, Ом  $\cdot$  м.

Згідно [7] рекомендується приймати: для трубопроводів ізольованих бітумною ізоляцією  $R_{\text{т}} = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ ; для трубопроводів із полімерним покриттям  $R_{\text{т}} = 5000 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$  (Значення  $A$ , підставляється в Ом  $\cdot$  м).

$$a = \sqrt{\frac{6,45 \cdot 10^{-6}}{1560}} = 6,4 \cdot 10^{-5} \text{ КГ}^5 \text{ 1/м}.$$

По рис. 6.06 знаходимо коефіцієнти кореляції дренажного струму:

$$K^1 = 0,7 \text{ при } \gamma^{\text{ж}} = 0,5 \text{ км};$$

$$K^2 = 0,4 \text{ при відстані від трубопроводу до ТП } 1 \text{ км};$$

$$K^3 = 0,97;$$

$$K^4 = 1 \text{ для даного трубопроводу};$$

$$L^5 = 0 \text{ Д}$$

Сила струму дренажної мережі:

$$I_{\text{др}} = 0,2 \cdot 1500 \cdot 0,7 \cdot 0,4 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 0,8 = 65,2 \text{ А}.$$

Переріз дренажного кабелю при  $AII = 3 \text{ В}$  і питомому опорі матеріалу проводів  $\rho_{\text{м}} = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2$ :

$$S = \frac{65,2}{3} \cdot 0,028 \cdot 5000 = 304 \text{ мм}^2.$$

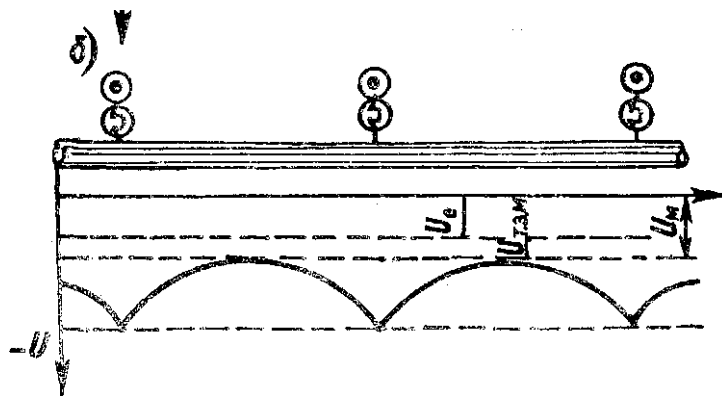


Рис. 6.07. Захист трубопроводу **одиначними** протекторними установками.

*a* - схема захисту трубопроводу одним протектором, *б* - крива розподілу різниці потенціалів «труба - земля» вздовж трубопроводу, залишеного декількома одиничними протекторами: 1 - протектор, 2 - активатор, 3 - контрольно-вимірювальний пункт, 4 - провідник, 5 - трубопровід, 6 - крива розподілу різниці потенціалів «труба - земля» вздовж трубопроводу;  $l_{3П}$  - довжина ділянки трубопроводу, що захищається одним протектором,  $U_0$  - природна різниця потенціалів «труба - земля»,  $U_{мін}$  - мінімальна накладена різниця потенціалів «труба - земля»,  $U_c$  - захисна різниця потенціалів «труба - земля».

### 6.6. Протекторний захист трубопроводів

Протекторний захист може бути здійснений одиничними або груповими установками (рис. 6.07, 6.08). Вибір схеми - з урахуванням конкретних умов прокладення.

Рекомендується застосовувати протектори в групових установках із-за переваг: зручність контролю, менша вартість будівельно-монтажних робіт, простіша експлуатація.

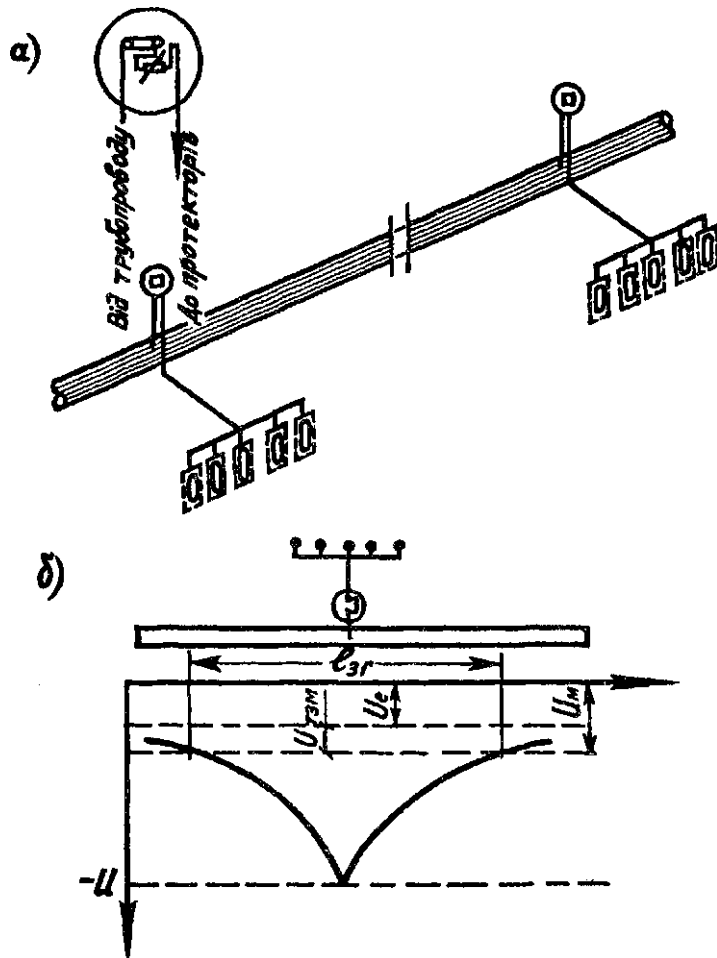


Рис. 6.08. Захист трубопроводів груповими протекторними установками.

а — схема захисту трубопроводу груповими протекторними<sup>1</sup> установками, б — крива розподілу різниці потенціалів «труба — земля» вздовж трубопроводу, що захищається групою протекторів;  $U_{\text{зем}}$  — природна різниця потенціалів «труба — земля»,  $U_{\text{с}}$  — мінімальна накладена різниця потенціалів «труба — земля»,  $U_{\text{м}}$  — довжина захисної зони групи протекторів,  $U$  — захисна різниця потенціалів «труба — земля»

Комплектні протектори — це магнієві аноди ПМ5, ПМ10, ПМ20, розміщені разом із порошкоподібним активатором у бавовняні мішки. (Розмір і маса анодів у табл. 6.10). Комплектні протектори випускають трьох типів (табл. 6.11).

Таблиця 6.10

## Характеристика анодів

Тип анода	Розміри, мм		Маса, кг	Робоча поверхня,
	умовний діаметр	довжина		
ПМ5	95	500	5	0,16
ПМ10	123	600	10	0,23
ПМ20	181	610	20	0,35

Таблиця 6.11

## Типи і розміри комплектних протекторів

Тип комплектного протектора	Розміри, мм		Маса, кг
	діаметр	довжина	
ПМ5У	165	580	і6
ПМ10У	200	700	зо
ПМ20У	270	710	60

При розрахунках протекторів типу ПМ5У; ПМ10У; ПМ20У рекомендується приймати такі параметри:

Стационарний потенціал, В  $-1,6$   
 Теоретична струмовіддача, А-год/кг 2330  
 ККД:

із сплаву МП1 0,65  
 із сплаву МП2 0,60

Питомий електричний опір активатора, Ом-м 1,6

Розрахунок одиничних протекторних установок полягає у визначенні:

опору ланцюга «протектор — труба»;

сили струму в ланцюгу «протектор — труба»;

довжини ділянки трубопроводу, що захищається одним протектором;

терміну служби протектора.

Опір ланцюга «протектор — труба», Ом:

$$R_{\text{пр}} = R_{\text{п}} + R_{\text{т}} \quad (6.32)$$

$$R_{\text{пр}} = R_{\text{п}} + R_{\text{т}} \quad (6.33)$$

де  $R_{\text{п}}$  — опір проводів ланцюга, Ом;

$R_{\text{т}}$  — питомий опір проводів, Ом-мм<sup>2</sup>/м (для МІДІ — 0,0175; для алюмінію — 0,028);

$l$  — довжина з'єднувального проводу, м;



$\delta$  — переріз проводу, мм ;

$R_p$  — опір розтіканню одного протектора, Ом.

При визначенні значення  $R_p$ , Ом, для протекторів типу ПМ5У, ПМ10У, ПМ20У використовується спрощена формула:

$$R_p = A \cdot r + B,$$

де  $A$  і  $B$  — коефіцієнти, що залежать від розмірів протекторів.

Усереднені значення коефіцієнтів  $A$  і  $B$  при установці протекторів на глибину до 2,5 м подано в таблиці 6.12.

Таблиця 6.12

Значення коефіцієнтів  $A$  і  $B$

Тип протектора	Значення коефіцієнтів	
	А	Б
ПМ5У	0,56	0,24
ПШОУ	0,47	0,18
ПМ20У	0,40	0,15

Максимальна сила струму в ланцюгу «протектор труба»,  $I_m$ :

$$I_m = \frac{E}{R_p}, \quad (6.34)$$

Мінімальна накладена різниця потенціалів «труба — земля»,  $E_m$ :

$$E_m = E - I_m R_p, \quad (6.35)$$

де  $E_m$  — мінімальна захисна різниця потенціалів «труба — земля».  $E_m$ :

$$(E_m = 0,87 \text{ В});$$

$E_n$  — природна різниця потенціалів «труба — земля», В;

$K$  — коефіцієнт нерівномірності розміщення різниці потенціалів «труба — земля» вздовж труби.  $K = 1,15$  [7];

$S$  — робоча поверхня протектора (анода),  $m^2$  (табл. 6.10);

$C$  — коефіцієнт, який враховує поляризацію протектора:

$$(C = 0,064 \text{ В}/m^2) \text{ [7];}$$

$E_p$  — стаціонарний потенціал протектора, В.

Якщо невідомі значення  $I_{\text{пн}}$  і  $I_{\text{к}}$  при використанні магнієвих протекторів, то різниця  $I_{\text{пн}} - i/e$  приймається рівною 1 В.

Довжина ділянки трубопроводу, м, яка захищається одним протектором на кінець планового періоду захисту:

$$L = T \cdot (I_{\text{пн}} - i/e) \cdot V \quad (6-36)$$

де  $T$  — плановий період захисту, роки;

$I_{\text{пн}}$  — початкове значення перехідного опору трубопроводу, Ом · м;

$V$  — коефіцієнт, що характеризує швидкість зміни перехідного опору в часі, необхідно приймати  $V = 0,125$  1/р;

$i/e$  — захисна різниця потенціалів «труба—земля», В (фактично вимірювана).

Кількість протекторів, необхідних для захисту ділянки трубопроводу, шт. :

$$N = L / l \quad (6.37)$$

де  $l$  — довжина ділянки трубопроводу, який підлягає захисту, м.

Термін служби протектора, роки:

$$t = \frac{m}{Y \cdot \tau} \quad (6.38)$$

/середи. • 8760

де  $m$  — маса протектора, кг;

$Y$  — теоретична струмовіддача матеріалу протектора, А·год/кг;

$\tau$  — коефіцієнт використання матеріалу протектора. Для протекторів ПМ5; ПМ10; ПМ20 зі сплаву МП1 і МП2 приймається рівним 0,9;

$i_{\text{к}}$  — ККД протекторів. Визначається з графіка (рис. 6.09) залежності ККД комплектних протекторів від анодної густини струму.

Анодну густину струму, А/м<sup>2</sup>, визначають по формулі:

$$i_{\text{к}} = \frac{I_{\text{пн}}}{L} \cdot t \quad (6.39)$$

де  $I_{\text{пн}}$  — середня сила струму в ланцюгу «протектор — труба» за плановий період часу ( $t$ ), А;

$i_{\text{к}}$  — ККД протекторів. Визначається з графіка (рис. 6.09) залежності ККД комплектних протекторів від анодної густини струму.

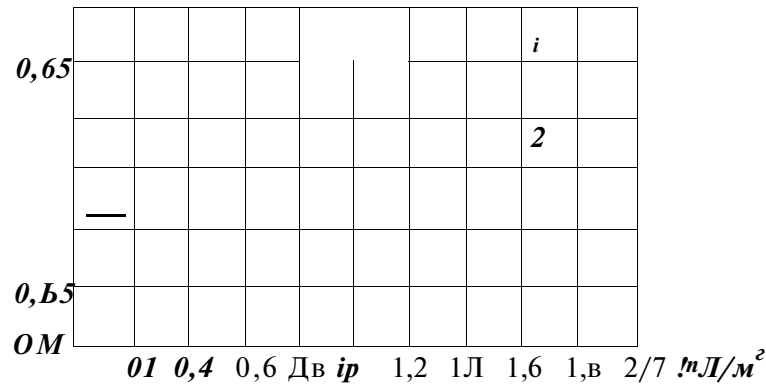


Рис. 6.09. Залежність ККД ( $\eta^n$ ) комплектних протекторів від анодної густини струму ( $i_a$ ):  
 1 – зі сплаву МП1-1, 2 – зі сплаву МП-2

Якщо при розрахунку термін служби протектора  $T$  отримується менше запланованого, то довжину  $l$  слід перерахувати відповідно до розрахункового  $T$ .

При розрахунку ґрунтових протекторних установок кількість протекторів у групі для забезпечення захисту має бути:

$$(6.41)$$

де  $P$  – площа захисту,  $m^2$ .

$$P = \frac{a \cdot i_a^{2n} \cdot \gamma \cdot \delta \cdot i_a}{(i_{a,c} - i_a \cdot \kappa \cdot u_{a,c} \cdot 5) \cdot \eta^n} \quad (6.42)$$

де  $\eta^n$  – коефіцієнт екранування протекторів (рис. 6.10, 6.11). Залежність коефіцієнта екранування ( $\eta^n$ ) протекторів ПМ від кількості їх у групі подано на рис. 6.10.

Одержану розрахунком кількість протекторів можна перевірити по номограмі (рис. 6.12).

#### Приклад 6.4

Визначити кількість протекторів типу ПМ10 із сплаву МП1, необхідну для захисту кожуха трубопроводу довжиною  $l = 20m$  на термін 10 років.

Діаметр кожуха  $\delta = 1020$  мм;

природний потенціал трубопроводу ( $U^e = -0,6$  В;

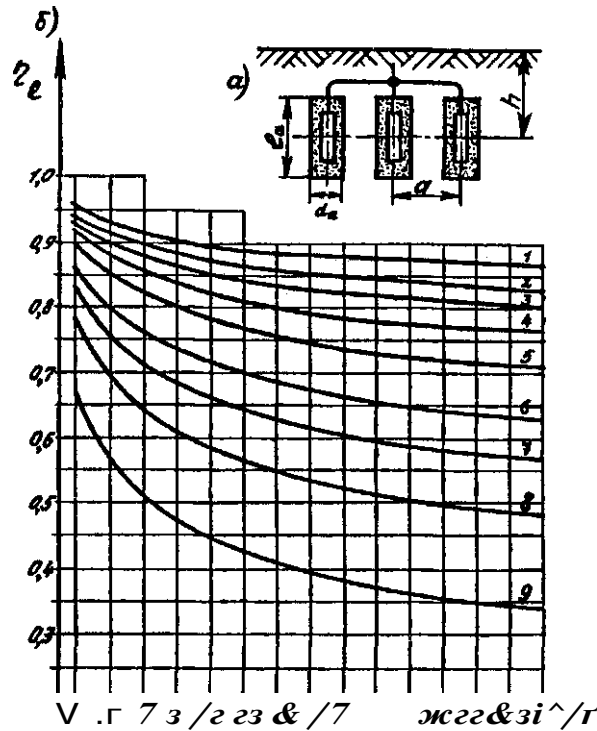


Рис. 6.10. Залежність коефіцієнта екранування ( $k_e$ ) протекторів ПМ5У від кількості ( $n$ ) їх у групі.

$a$  – схема установки протекторів,  $b$  – криві залежності коефіцієнта екранування при різному відношенні  $\frac{h}{a}$ .

-----  $b$ .    2-- = 12,    3 - = 10,    4 - 77 = 8

5 - 7Г = 6,    6 -    7 - Г = 3,    - 7Г = 2,

= 1,    (А – глибина установки, 4 – діаметр комплектного протектора, /а – довжина комплектного протектора, а – відстань між протекторами в групі)

початкове значення перехідного опору «труба — земля»  $R_m = 531 \text{ Ом} \cdot \text{м}$   
при заданих значеннях  $\rho_r$  і  $O$  (табл. 6.05);  
ізоляція бітумна;

$$\rho_r = 20 \text{ Ом} \cdot \text{м}; \quad /c = 4 \text{ м}; \quad 5 = 2,5 \text{ мм}^2.$$

1. Опір проводів ланцюга, Ом, знаходимо по формулі 6.33:

$$K_{пр.} = 0,0175 \quad = 0,028 \text{ Ом}$$

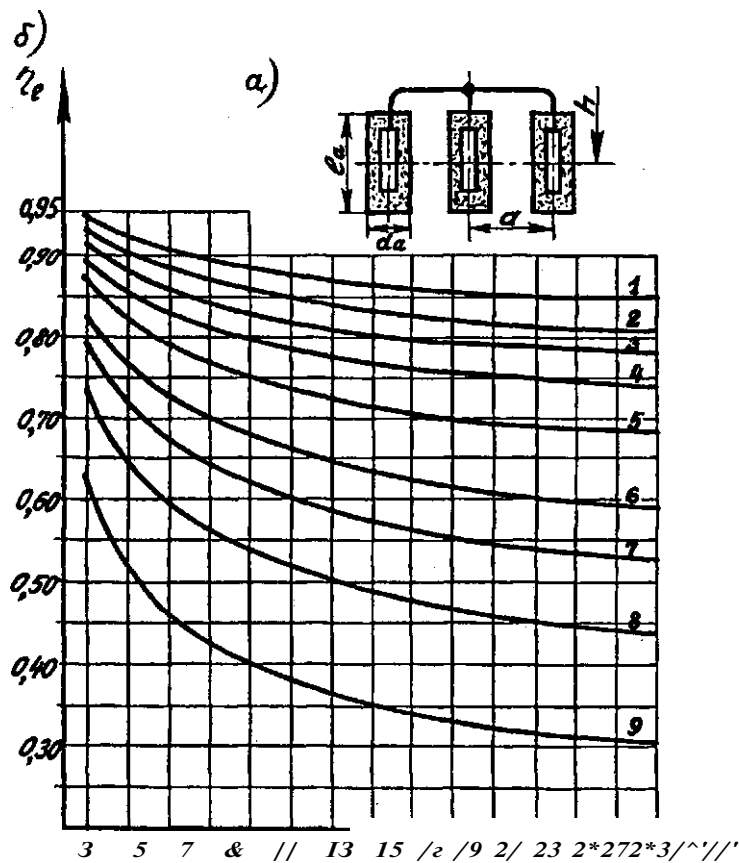


Рис. 6.11. Залежність коефіцієнта екранування ( $\gamma_e$ ) протекторів ПМ10У, ПМ20У від кількості їх у групі.

а — схема установки протекторів, б — криві залежності коефіцієнта при різному відношенні  $\frac{h}{l_a}$  (я — глибина установки,  $l_a$  — довжина комплектного протектора.  $d_a$  — діаметр комплектного протектора, а — відстань між протекторами в групі)

1 —  $\frac{h}{l_a} = 16$ , 2 —  $\frac{h}{l_a} = 12$ , 3 —  $\frac{h}{l_a} = 10$ , 4 —  $\frac{h}{l_a} = 8$

2. Опір розтіканню одного протектора, Ом — по формулі 6:

$$Y_p = 0,47 \cdot 20 + 0,18 = 9,58 \text{ Ом.}$$

3. Опір ланцюга «протектор — труба»:

$$Y_{пт} = 0,028 + 9,58 = 9,61 \text{ Ом.}$$

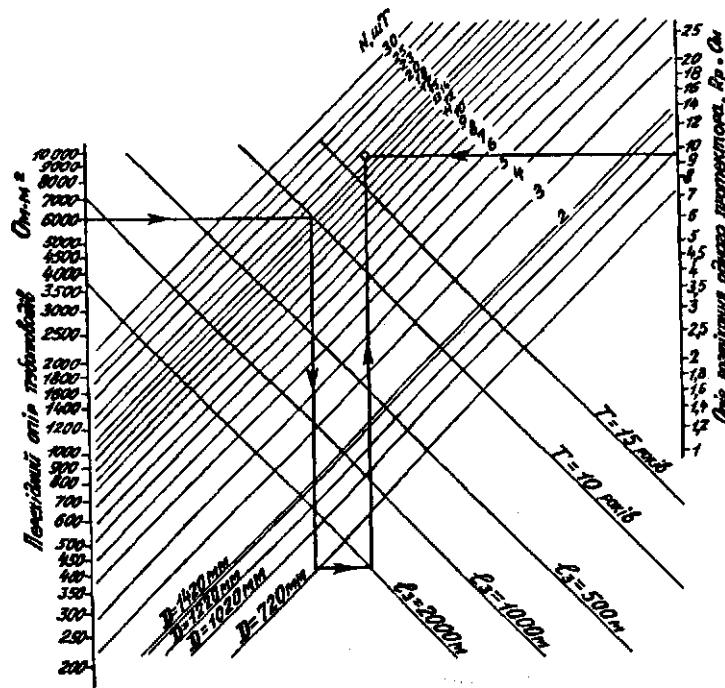


Рис. 6.12. Номограма для визначення кількості протекторів (N) у групі.  
 T — плановий строк служби, L — довжина ділянки трубопроводу, яку необхідно захищати, D — діаметр трубопроводу

4. Мінімальна накладена різниця потенціалів «труба — земля», B — по формулі 6.35:

$$c_{\text{земля}} = 0,87 - 0,6 = 0,27 \text{ В.}$$

5. Максимальна сила струму в ланцюгу «протектор — труба», A — по формулі 6.34:

$$I_{\text{макс}} = \frac{1,6 - 0,6 - 1,15 \cdot 0,27 - 0,064 \cdot 0,23}{3,14 \cdot 1,02} \cdot \frac{1700}{1,02} \approx 11 \text{ А.}$$

6. Довжина ділянки трубопроводу, м, яку захищає один протектор:

$$L_{\text{дл}} = \frac{0,07 \cdot 531 \cdot 1,02}{1,15 \cdot 0,27 \cdot 3,14 \cdot 1,02} = 11 \text{ м,}$$

$$N_{\text{пр}} = \frac{1700}{3,14 \cdot 1,02} = 531 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

7. Необхідна кількість протекторів:

Приймаємо  $L = 2$  шт.

8. Середня сила струму за час  $T = 10$  років становитиме:

$$I_{\text{середн.}} = \frac{1,6 - 0,6 - (0,064 \cdot 0,23)}{0,125 \cdot 10 \cdot 9,61} \text{ у}$$

$$\frac{X}{A} \text{ П } \frac{531 + [9,61 - 3,14 \cdot 1,02 - 11 - (e^{0,25})]}{531 + (9,61 \cdot 3,14 \cdot 1,02 \cdot 11)} \cdot 0,054 \text{ д} - \text{".УМ}$$

9. Анодна густина струму,  $A/m^2$ :

$$I_{\text{п}} = 0,239 \text{ A/m}^2$$

По цій густині струму обираємо значення  $\eta_{\text{п}}$  за графіком (рис. 6.09):

$$\eta_{\text{п}} = 0,60.$$

10. Термін служби протектора в роках:

$$T = \frac{10000 \cdot 0,60 \cdot 0,9}{0,054 \cdot 8760} = 265 \text{ , Н *}$$

Розрахована кількість протекторів  $N = 2$  забезпечить захист із великим запасом за терміном служби.

### ЛІТЕРАТУРА

1. РгакізісБег Бейіасіеп ііг сіеп каіпошзБеп Когго5іоп55сби12 (Ргііесі іп Оегтапу) — 1991.
2. Улиг Г. Г., Реві Р. У. Коррозия и борьба с ней.—Л.: Химия, 1989.
3. Волков М. М., Михеев А. Л., Конев К- А. Справочник работника газовой промышленности.— М.: Недра, 1989.
4. ТУ 88 Украина 088.006—93.
5. ГОСТ 9.602—89.— М., 1989.
6. Стрижевский И. В., Зинович А. М., Никольский К. К. Защита металлических сооружений от коррозии.— М.: Недра, 1981.
7. Инструкция по проектированию и расчету 3 X 3 магистральных трубопроводов и промысловых объектов (ВСН 2-106-78).— М.: Миннефтегазстрой, 1980.
8. Сборник руководящих материалов по защите подземных трубопроводов от коррозии.— Л.: Недра, 1987.

## ЧАСТИНА II. СКЛАДИ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ

### Розділ 7. ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ

#### 7.1. ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ НАФТОПРОДУКТІВ

До основних фізико-хімічних властивостей нафти і нафтопродуктів, які впливають на технологію зберігання та зливно-наливні операції, відносяться випарюваність, тиск насичених парів, густина, в'язкість, теплове розширення, теплоємність, теплопровідність, вогне- і вибухонебезпечність, здатність до електризації, токсичність.

**Випарюваність** — здатність нафтопродуктів випаровуватися, тобто переходити з рідкого стану в газоподібний при температурі, меншій від температури кипіння, при даному тиску. Нафтопродукти випаровуються при будь-яких температурах і тисках доти, доки газовий стан простору над продуктом не буде повністю насичений парами. Швидкість випаровування, або випарюваність нафтопродуктів, значно залежить від тиску насичених парів, фракційного складу, середньої температури кипіння і коефіцієнта дифузії.

Насиченою парою якої-небудь речовини називається така пара, яка при даній температурі має максимальний тиск і густину. Будь-яка пара, одержана до моменту насичення, може називатися ненасиченою. Швидкість випаровування палива практично визначається парціальним тиском парів і тиском насичених парів. Якщо тиск насичених парів при даній температурі вище парціального тиску парів при цій же температурі, то паливо буде випаровуватися тим інтенсивніше, чим більша ця різниця.

**Тиск насиченої пари** — це тиск, утворений паровою фазою, яка знаходиться у рівновазі з рідиною при певній температурі. Для нафти і нафтопродуктів тиск насичених парів залежить не тільки від температури, але й від складу парової і рідкої фаз і їх співвідношення. Однак кожній температурі відповідає свій тиск насичених парів, причому чим вища температура, тим більший тиск



насичених парів. Тиск (в Па) насичених парів найпоширеніших нафтопродуктів коливається у таких межах: до  $9,33 \cdot 10^4$  — автобензини,  $> 4,8 \cdot 10^4$  — авіабензини;  $0,53 \cdot 10^4$  — Б0,  $8 \cdot 10^4$  — тракторний гас;  $0,08 \cdot 10^4$  — дизельне пальне.

Густиною речовини ( $\rho$ ) називається маса її в одиниці об'єму. Густина можна вимірювати в  $\text{кг/м}^3$ ,  $\text{т/м}^3$ ,  $\text{г/см}^3$ .

При операціях із нафтопродуктами часто користуються безрозмірною величиною — відносною густиною, яка виражає відношення маси будь-якого об'єму нафтопродукту при температурі  $T$  до маси такого ж об'єму води з температурою  $277 \text{ }^\circ\text{K}$  (при  $0 \text{ }^\circ\text{C}$ ) — Звичайно для характеристики нафтопродуктів використовують відносну густину при  $293 \text{ }^\circ\text{K}$  ( $\rho_{293}$ ):

$$\rho_{293}^0 = \rho_{277}^0 + a(T - 293), \quad (7.01)$$

де  $\rho_{277}^0$  — відносна густина нафтопродукту при заданій температурі;

$a$  — середня температурна поправка [3].

**В'язкість** — це властивість рідин, газів надавати опір при переміщенні однієї частини рідини відносно другої під дією зовнішніх сил. Розрізняють динамічну, кінематичну й умовну в'язкість. Величина, обернена динамічній в'язкості, називається текучістю. Кінематична в'язкість  $\nu$  — це відношення динамічної в'язкості  $\mu$  до густини  $\rho$  при температурі визначення  $\nu = \mu/\rho$ .

Крім того, використовується так звана відносна в'язкість —  $\mu_{\text{відн}}$  — відношення в'язкості даної рідини до в'язкості води при тій же температурі.

Зі збільшенням температури в'язкість нафтопродуктів зменшується. При певних температурах її визначають по в'язкісно-температурних кривих, одержаних на підставі лабораторних вимірювань. При відсутності таких кривих в'язкість можна визначити по емпіричних формулах.

Найбільше поширення для практичних розрахунків одержала формула Вальтера:

$$\mu = \mu_0 \left( \frac{y + a}{y} \right)^{A-B} \exp T. \quad (7.02)$$

Для більшої частини масел результати, одержані при розрахунку по цій формулі, співпадають із результатами практичних вимірювань при значенні  $a = 0,6$ .

Для аналітичних розрахунків застосовують простішу формулу Рейнольдса:

$$\mu = \mu_0 \left( \frac{\rho_0}{\rho} \right)^{0,7} \left( \frac{T_0}{T} \right)^{1,75}. \quad (7.03)$$

$\nu_{e^{*x_p}}^c$  — значення кінематичної в'язкості при температурі  $T$ .

Значення коефіцієнтів  $\Pi$ ,  $A$ ,  $B$  визначають із наведених формул по двох заданих значеннях в'язкості.

При змішуванні нафтопродуктів часто приходиться визначати в'язкість суміші.

Наближено в'язкість суміші двох нафтопродуктів можна визначити по формулі:

$$(\nu_1 + \nu_2) \cdot \rho, \quad (7M)$$

де  $m_1$  і  $m_2$  — маси взятих нафтопродуктів;

$\nu_1$ ,  $\nu_2$  — в'язкість компонентів.

**Коефіцієнт теплопровідності** нафтопродуктів визначається по формулі Кредо-Сміта:

$$l = \frac{1}{10} \cdot (1 - 0,54 \cdot 10^3 \cdot \rho). \quad (7.05)$$

При орієнтовних значеннях  $X$  можна приймати в інтервалі  $0,1 - 0,16$  Вт/(м · К).

**Теплове розширення і теплоємність** — властивості нафтопродуктів при їх нагріванні й охолодженні. При нагріванні нафтопродукту збільшується його об'єм — теплове розширення, яке необхідно враховувати при транспортуванні нафтопродуктів, наливі вагонів-цистерн і танкерів, заповненні резервуарів. Теплове розширення характеризується коефіцієнтом об'ємного розширення, тобто додатковим об'ємом [3].

Для визначення об'єму рідини або збільшення об'єму залежно від зміни температури користуються формулами:

$$V_T = V_0 \cdot (1 + \rho \Delta T); \quad (7.06)$$

$$\Delta V = V_T - V_0; \quad \Delta T = T - T_0.$$

де  $V_T$  — кінцевий об'єм при температурі  $T$ ;

$V_0$  — початковий об'єм рідини;

$\rho$  — коефіцієнт об'ємного розширення продукту;

$\Delta V$  — різниця між кінцевим і початковим об'ємами;

$\Delta T$  — різниця температур — кінцевої ( $T$ ) і початкової ( $T_0$ ), °К.

При теплових розрахунках необхідно враховувати **теплоємність**  $C^P$  — кількість теплоти, необхідну для підвищення температури одиниці маси нафтопродукту на 1 °К:

$$C = \frac{dQ}{dT} = (762 + 3,39 T). \quad (7.07)$$

у р293

де  $T$  — температура, при якій визначається теплоємність  $k$

Для прийнятого при нагріванні нафтопродуктів інтервалу температур теплоємність змінюється у вузьких межах:

$$C_p = 1675 - 2095 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°K)}.$$

**Вогнебезпечність** нафтопродуктів характеризується температурою спалаху парів, при якій пари нафтопродукту, нагрітого при певних умовах, утворюють з навколишнім повітрям суміш, яка спалахує при піднесенні до неї відкритого полум'я.

Нафтопродукти з температурою спалаху  $334 \text{ °K}$  і нижче відносяться до легкозаймистих, вище  $334 \text{ °K}$  — до горючих.

Температура, при якій нафтопродукти при піднесенні відкритого полум'я горять, називається температурою займання. Для нафтопродуктів вона на  $10\text{--}50 \text{ °K}$  вища температури спалаху.

**Температурою самозаймання** називають температуру нагрівання нафтопродукту, при якій його пари займаються без піднесення відкритого полум'я. Ця температура значно вища температури спалаху. Наприклад, для бензинів вона становить  $498\text{--}548 \text{ °K}$ , для дизельних палив —  $513\text{--}518 \text{ °K}$  і для гасів —  $533\text{--}538 \text{ °K}$ .

Залежно від температури самозаймання встановлено п'ять груп вибухонебезпечних сумішей:  $T_1 > 723 \text{ °K}$ ;  $T_2 = 573\text{--}723 \text{ °K}$ ;  $T_3 = 473\text{--}573 \text{ °K}$ ;  $T_4 = 408\text{--}473 \text{ °K}$ ;  $T_5 = 373\text{--}408 \text{ °K}$ .

**Вибуховість** нафтопродуктів залежить від співвідношення суміші його парів із повітрям.

Пари легкозаймистих рідин відносяться до вибухонебезпечних, якщо температура спалаху парів цих рідин  $318 \text{ °K}$  і нижча. Пари легкозаймистих і горючих рідин із температурою спалаху вище  $318 \text{ °K}$  відносяться до пожежонебезпечних.

Нижня межа вибуховості — така концентрація парів нафтопродуктів у повітрі, нижче якої не виникає спалаху суміші через надлишок повітря і нестачу парів при внесенні в цю суміш відкритого вогню. Верхня межа відповідає концентрації парів нафтопродукту в повітрі, вище якої суміш не вибухає, а горить (табл. 7.01).

Заходом захисту від статичної електрики є усунення електричних розрядів із провідних елементів устаткування і трубопроводів, для чого необхідно заземляти насоси,

Таблиця 7.01

**Межі вибуховості парів нафтопродуктів  
при атмосферному тиску і температурі 293 "К**

Нафтопродукти	Вміст парів у повітрі, %	
	нижня межа	верхня межа
<b>Бензин</b>	<b>0,76</b>	<b>7</b>
<b>Гас</b>	<b>1,4</b>	<b>7,5</b>
<b>Лігроїн</b>	<b>1,4</b>	<b>6</b>
<b>Уайт-спірит</b>	<b>1,4</b>	<b>6</b>

арматуру і труби. Устаткування вважається електростатично заземленим, якщо опір у будь-якій його точці не перевищує 1 МОм.

Токсичність — властивість нафти і нафтопродуктів чинити отруйну дію на організм людини. Особливо токсичні пари сірчистих нафт і нафтопродуктів, а також етилованих бензинів. Отруєння парами нафтопродуктів може відбуватися від вдихання їх при зачистці і ремонтних роботах у резервуарах, а також у недостатньо вентильованих приміщеннях насосних, колодязях, приміщеннях управління засувками тощо.

Гранично допустимі концентрації, мг/л, шкідливих парів нафтопродуктів у повітрі робочих зон нафтобаз і насосних станцій магістральних нафтопродуктопроводів такі:

<b>Бензин-розчинник</b>	<b>0,3</b>
<b>Бензин</b>	<b>0,1</b>
<b>Гас</b>	<b>0,3</b>
<b>Сірководень, що виділяється із сірчистих нафт</b>	<b>0,01</b>
<b>Тетраетилсвинець (присадка, що входить до складу етилованих бензинів)</b>	<b>0,000005</b>

Для зниження концентрації шкідливих парів нафтопродуктів у повітрі необхідна вентиляція робочих приміщень насосних нафтобаз і магістральних нафтопродуктопроводів.

## 7.2 РЕЗЕРВУАРИ

При проектуванні згідно (1) необхідно приймати такі типи резервуарів:

- із плаваючою покрівлею (П П);
- зі стаціонарною покрівлею і понтоном (С П П);
- зі стаціонарною покрівлею (С П).

Типи резервуарів приймаються залежно від класифікації нафти і нафтопродуктів по температурі спаху і тиску насичених парів при температурі зберігання:

1. Для ЛЗР і тиску насичених парів вище 26,6 кПа (200 мм рт. ст.) до 93,3 кПа (700 мм рт. ст.) при температурі зберігання:

- резервуари з ПП або СПП;
- резервуари з СП, обладнані газовою обв'язкою або установкою уловлювання легких фракцій (УЛФ).

Зберігання авіабензинів і реактивного палива у резервуарах із плаваючою покрівлею не допускається.

2. Для ЛЗР і тиску насичених парів менше 26,6 кПа при температурі зберігання, а також для ГР — резервуари зі стаціонарною покрівлею (СП) без газової обв'язки.

Рекомендовані типи резервуарів наведені в таблиці 7.02.

Таблиця 7.02

Найменування продукту (нафти і нафтопродуктів)	Рекомендовані типи резервуарів				
	ПП	СПП	СП		
			із газовою обв'язкою	з установкою УЛФ	із газовою обв'язкою і УЛФ
Нафта	+	+	+	+	-
Бензини автомобільні	+	+	-	+	-
Бензини авіаційні	-	-	-	-	+
Паливо для реактивних двигунів	-	-	-	-	+
Паливо дизельне	-	-	-	+	+
Пічне побутове паливо	-	-	-	-	+
Паливо нафтове (мазути для газотурбінних установок), паливо моторне	-	-	-	-	+
Гас технічний, освітлювальний	-	-	-	-	+
Нафтові розчинники	-	-	-	-	+
Масла	-	-	-	-	+

Загальні і конструктивні вимоги до будівельних металоконструкцій резервуарів — згідно ВБН В.2.2—58.2—94.

### *Устаткування резервуарів*

Резервуари повинні мати таке устаткування:

- приймально-роздавальні пристрої з місцевим або дистанційним управлінням;
- дихальну і запобіжну арматуру;
- пристрій відбору середньої проби;
- пристрій для видалення підтоварної води;
- пристрій для підігрівання в'язких рідин;
- світлові і монтажні люки, люки-лази, патрубки для встановлення устаткування;
- пристрої виявлення і засоби гасіння пожежі;
- пристрої захисту від блискавки, заземлення і захисту від статичної електрики.

Кількість приймально-роздавальних пристроїв визначається по максимальній продуктивності заповнення і спорожнення. Діаметр їх визначається з умови, якщо швидкість рідини не більше 2,5 м/секунду. Швидкість заповнення порожнього резервуара не більше 1 м/с до моменту заповнення кінця приймального патрубка. Швидкість заповнення резервуара з ПП і СПП не має перевищувати 6 м/годину. Максимальна швидкість підйому рідини до моменту спливання понтона — не більше 2,5 м/годину. Приймально-роздавальний пристрій повинен мати запірний орган (хлопавка, підйомна труба). Залежно від типів резервуарів і горючих рідин застосовується така дихальна арматура:

- на резервуарах ПП і СПП (на спрямовуючому стояку плаваючої поверхні і на покрівлі резервуара з понтоном) — вентиляційний патрубок із вогнеперешкоджувачем;

- на резервуарах СП із надлишковим тиском у газовому просторі 2 кПа для ЛЗР із тиском насичених парів до 93,3 кПа — дихальний і запобіжний клапани з вогнеперешкоджувачами. На резервуарах СП для ЛЗР, які допускають зберігання згідно таблиці 7.01 без газової обв'язки і УЛФ, під дихальний і запобіжний клапани необхідно встановлювати диски-відбивачі;

- на резервуарах СП для зберігання масел і мазутів — вентиляційний патрубок.

Резервуари всіх типів повинні бути оснащені замірними люками. Для зливу підтоварної води встановлюються сифонні крани. Для зберігання в'язких нафтопродуктів встановлюють засоби підігрівання і теплоізоляційне покриття.

Таблиця 7.03

Приймально-роздавальні пристрої (ПРП), Я>?, мм	Продуктивність ПРП, м <sup>3</sup> /год
100	від 50 до 70
150	від 70 до 150
200	від 150 до 280
250	від 280 до 450
300	від 450 до 650
350	від 650 до 850
400	від 850 до 1100
500	від 1100 до 1750
600	від 1750 до 2500
700	від 2500 до 3500

Резервуари всіх типів повинні мати світлові, монтажні люки і люки-лази, розміри яких приймаються згідно [2].

Характеристика приймально-роздавальних пристроїв наведена в таблиці 7.03.

Основні розміри люків мають відповідати:

світлові — діаметром не менше 500 мм;

люки-лази — діаметром не менше 600 мм;

Таблиця 7.04

Номинальний об'єм резервуара, м <sup>3</sup>	Кількість, шт.				
	лжж-лаз у 1-му поясі	люк-лаз у 3-му ПОЯСІ	люк світловий	люк монтажний	ЛЮК замірний
100	2	1	2	—	1
200	2	1	2	—	1
300	2	1	2	—	1
400	2	1	2	—	1
700	2	1	2	—	1
1000	2	1	2	—	1
2000	2	1	4	—	1
3000	2	1	4	—	1
5000	2	1	4	—	1
10 000	3	1	4	1	1
20 000	3	1	4	1	1
30 000	3	1	4	1	2
40 000	3	1	4	1	2
50 000	3	1	4	1	2

монтажні — діаметром від 500 мм до 1000 мм залежно від габаритів устаткування резервуарів.

Кількість люків згідно [2] визначається по таблиці 7.04.

Кількість вентиляційних патрубків рекомендується [2] приймати:

4 — при діаметрі резервуара менше 19 м;

6 — при діаметрі резервуара вище 19 м до 23 м включно;

12 — при діаметрі резервуара вище 23 м.

### 7.3. ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ

#### *Нормативна база*

Згідно [2] склади нафти і нафтопродуктів (СНН) поділяються на дві групи:

Перша група — самостійні СНН, а також резервуарні парки і наливні станції магістральних нафто- і нафтопродуктопроводів; парки зберігання нафтопереробних заводів (НПЗ) і нафтохімічних підприємств.

Друга група — розхідні склади нафтопродуктів (СН) у складі підприємств (промислових, транспортних, сільськогосподарських тощо).

За характером оперативної діяльності СНН підрозділяються на розподільні, перевалочні і перевалочно-розподільні.

За транспортними зв'язками склади є: залізничні, водні, водно-залізничні та глибинні.

За класифікацією горючих рідин: СНН зберігання легкозаймистих рідин (ЛЗР), горючих рідин (ГР) і загального зберігання ЛЗР і ГР одночасно.

За загальною місткістю парку зберігання: на категорії і підкатегорії згідно таблиці 7.05 [1].

Місткість резервуарного парку визначають, виходячи з номінального об'єму резервуарів. Вибір резервуарів проводять відповідно до ДСТУ 1510-84.

Величина резервуарної ємності, м<sup>3</sup>, для залізничних розподільних СНН може бути визначена по графіках (планах) надходження і реалізації, а при їх відсутності — по формулі:

$$V_p = \frac{V_{\text{вход}} \cdot K_1 \cdot K_2}{\rho \cdot K_3}, \quad (7.08)$$



Таблиця 7.05

Категорія СНН	Під категорія СНН	Загальна місткість, м3
1	1 а	вище 300 000
	1 б	вище 100 000 до 300 000 включно
2	2 а	вище 50 000 до 100 000 включно
	2 б	вище 20 000 до 50 000 включно
3	3 а	вище 10 000 до 20 000 включно
	3 б	вище 2000 до 10 000 включно
	3 в	до 2000 включно

де Середн. — середньомісячна реалізація, т;

$K$  — коефіцієнт нерівномірності надходження і реалізації, (табл. 7.06);

$K^P$ —коефіцієнт, який враховує час знаходження резервуара в ремонті, приймається  $/C^P=1,05$  [1];

$\rho$  — густина нафтопродукту, т/м<sup>3</sup>;

$K_y$ —коефіцієнт використання об'єму резервуара (табл. 7.07).

Для водних СНН:

$$Y_{\text{н}} = 1,15 \cdot \Gamma C + a - * - , \quad (7.09)$$

де  $\hat{\phantom{Y}}$  — річна реалізація (або реалізація в міжнавігаційний період), т;

$Y$  — перехідний запас (двотижневий);

$K_c$ —коефіцієнт сортності (при одній марці нафтопродукту) ;

$K^c = \backslash$  при двох маркаХ; при трьох маркаХ  $/C^c=1,05$  [1].

Таблиця 7.06

Характеристика району	К	
	ЛЗР	ГР
Промислові міста	1,0	1,3
Промислові райони	1,1	14
Сільськогосподарські райони	1,3	2,5

Таблиця 7.07

Максимальний об'єм резервуара, м <sup>3</sup>	Коефіцієнт використання об'єму залежно від типу резервуара, $K_v$		
	СП	СПП	ПП
До 5000 включно	0,83	0,76	0,80
Вище 5000	0,85	0,80	0,83

Для морських перевалочних СНН:

$$V_m = \frac{K_c}{K_v \cdot \rho} \times$$

$$X \left[ \frac{C_{г}}{C_{сн}} \cdot \frac{C_{мн}}{C_{сп}} \cdot K_{сп} \cdot K_p + 0,01 \cdot (i-1) \right], \quad (7.10)$$

де  $C_{г}$  — річний об'єм перевалки, т;

$Pr$  — розрахункова кількість робочих днів на рік;

$C_{сн}$  — коефіцієнт добової нерівномірності відвантаження танкерів;

$K_{мн}$  — коефіцієнт місячної нерівномірності прибуття суден;

$K_{сп}$  — коефіцієнт попиту зовнішньої торгівлі;

$K_p$  — коефіцієнт урахування часу знаходження резервуара в ремонті й очищенні.  $C_p = 1,06$  [1];

$C_{сп}$  — середньодобове надходження нафтопродукту, т;

$m$  — кількість неробочих днів за метеоумовами;

$K_v$  — коефіцієнт використання ємності для добового відвантаження,  $C_v = 0,8$  [1].

Таблиця 7.08

Продукт	Значення коефіцієнтів для нафти Чорного й Азовського морів			
			*спр	$m$
1	2	3	4	3
Нафта	1,3–1,9 1,3–1,6	1,2–1,6	1,15–1,2	4–7
Мазут	2,01–3	1,06–1,92	1,15	—
Автобензин і авіабензин	3–4	1,75–2,	1,15–1,2	4–7
Автогас	2,1–3	1,5–2	1,15	4–7

(У чисельнику — для експортних операцій; у знаменнику — для каботажних операцій).

$$P_p = 365 \cdot \langle \cdot \rangle_{\text{зай}} \quad (7.11)$$

де  $p$  — кількість причалів;

$\langle \cdot \rangle_{\text{зай}}$  — КОЕФІЦІЄНТ ЗАЙНЯТОСТІ Причалу,  $\langle \cdot \rangle_{\text{зай}} = 0,45 - 0,5$  [11].

Об'єм, кількість і тип резервуарів визначаються з урахуванням необхідної оперативності в умовах експлуатації, можливості виведення резервуарів у ремонт, мінімальної витрати металу на спорудження, мінімальних втрат від випарення, однотипності резервуарів тощо.

Для однієї марки нафтопродуктів необхідно завбачати не менше двох резервуарів.

#### *Злиально-наливні пристрої*

Злиально-наливні залізничні цистерни. Злив-налив залізничних цистерн може виконуватись одночасно за допомогою злиально-наливних пристроїв — естакадне навантаження або точковий злив.

При естакадному навантаженні кількість злиально-наливних пристроїв визначається по формулі:

$$P = \frac{F_{\text{мм}}}{R} \quad (7.12)$$

де  $F_{\text{мм}}$  — максимальний місячний вантажообіг, т;

$R$  — вантажопідйомність цистерни, т.

#### *Насосне устаткування*

Вибір насосів повинен виконуватись залежно від: в'язкості, температури, густини, пружності парів і корозійних властивостей нафти і нафтопродуктів; потрібної продуктивності і напору; потрібної висоти всмоктування; умов пожежовибухонебезпечності.

В якості основних насосів рекомендується застосовувати: для рідин із в'язкістю до  $3 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с при температурі перекачування — відцентрові насоси;

для рідин із в'язкістю більше  $3 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с — роторні, гвинтові, шестерінчасті, поршневі насоси.

Допоміжними насосами для малов'язких ЛЗР можуть бути застосовані самовсмоктуючі відцентрові насоси в сполученні з вакуумними і поршневі насоси.

### **Відпуск нафтопродуктів**

Розрахункова кількість наливних пристроїв на розливальних пунктах визначається окремо для кожного сорту і марки нафтопродукту:

$$n = \frac{<2>}{<7>}, \quad (7.13)$$

де <2> — середньодобова реалізація нафтопродукту в т, за місяцем максимальної реалізації;

<7> — розрахункова продуктивність наливних пристроїв або автоколонок, м<sup>3</sup>/год;

т — кількість годин роботи наливних пристроїв на добу;

р — густина нафтопродукту, т/м<sup>3</sup>;

К — коефіцієнт використання наливних пристроїв.

/( = 0,7 — для автоналивних пристроїв;

/( = 0,5 — для наливу в бочки.

*Таблиця 7.09*

Нафтопродукти	Продуктивність зливально-наливних пристроїв, м <sup>3</sup> /год	
	налив в автоцистерни	налив у бочки
ЛЗР і малов'язкі горючі рідини	30—40 40—60	4 5
Масла та інші горючі рідини	20—30 30—40	3 4

(У чисельнику — при самопливному зливі, у знаменнику — при насосному).

### **Зберігання нафтопродуктів у тарі**

Кількість нафтопродуктів, що підлягають зберіганню на СНН у тарі, визначається по формулі:

$$n = \frac{Y}{C_{\Gamma}} + \langle 7^{14} \rangle$$

де Y — максимальна місячна реалізація нафтопродуктів на СНН у тарі, т/міс;

C<sub>Г</sub> — річна кількість нафтопродуктів, що затарюється на СНН, т/рік;

$n$  — кількість діб зберігання нафтопродуктів, затарених на СНН,

$$n = 5-15 \text{ діб.}$$

Площа тарного складу визначається по формулі:

$$P = \frac{9-1 \pm}{n \cdot P \cdot a \cdot K} \quad (7.15)$$

де  $n$  — кількість нафтопродукту, що зберігається, т;

$a$  — коефіцієнт використання площі (табл. 7.10);

$n$  — кількість ярусів;

$\dot{y}$  — діаметр бочки, м;

$K$  — коефіцієнт заповнення кубатури складу (табл. 7.11).

Таблиця 7.10

Ширина проїздів і проходів між стелажми і штабелями, м		Коефіцієнт використання площі, $a$
головних	допоміжних	
До 2 включно	До 1 включно Виїде 1	0,45
Вище 2		0,36
До 3 включно		

Таблиця 7.11

Вид тари	Ємність, л	Коефіцієнт заповнення кубатури складу, $K$
Бочки дерев'яні	75—225	0,54—0,56
Бочки металеві	100—500	0,57—0,65
Бідони і дрібна тара	16—50	0,67—0,94

При проектуванні відкритих площадок для зберігання нафтопродуктів у тарі необхідна площа штабеля:

$$P = n \cdot P \cdot a_c \cdot (Y + 0,05), \quad (7.16)$$

де  $n$  — кількість бочок у ряду;

$P$  — кількість рядів у 1-му ярусі;

$\dot{y}_c$  — найбільший діаметр бочки, м;

// — висота бочки, м.

### **Резервуарні парки**

Оптимальні розміри вертикальних циліндричних резервуарів та їх максимальний об'єм приймаються по таблиці 7.12 згідно [1].

Таблиця 7.12

Об'єм резервуарів номінальний,	Діаметр $\Phi$ і висота $H$ вертикальних резервуарів, м			
	зі стаціонарною покрівлею <з понтоном і без понтона) СП, СПП		з плаваючою покрівлею ПП	
		$H$	$\Phi$	$H$
і	2	3	4	5
100	4,7	6		
200	6,6	6	—	—
300	7,6	7,5	—	—
400	8,5	7,5	—	—
700	10,4	9	—	—
1000	10,4	12	12,3	9
2000	15,2	12	15,2	12
3000	19	12	19	12
5000	21	15	22,8	12
10000	28,5	18	28,5	18
20 000	40	18	40	18
30 000	45,6	18	45,6	18
40 000	56,9	18	56,9	18
50 000	60,7	18	60,7	18
100 000	—	—	85,3	18
120 000	—	—	92,3	18

Відстань від стінки резервуара до підшви обвалування або до огорожуючих стін визначається по таблиці 7.14.

Для складів нафтопродуктів (СН) другої групи допускається місткість складу по таблиці 7.15.

Загальна місткість групи наземних резервуарів відповідно до таблиці 7.16 згідно [1].

Мінімальна відстань між стінками резервуарів у сусідніх групах визначається по таблиці 7.17.

Таблиця 7.13

Об'єм резервуара номінальний, м <sup>3</sup>	Оптимальні розміри горизонтальних резервуарів, м	
		плоске дно (П) конічне (К)
3	1,4	2 (П)
5	1,9	2 (П)
10	2,2	2,8 (П)
25	2,8	3,3 (К)
		4,3 (П)
50	2,8	4,8 (К)
		9 (П)
75	3,2	9,6 (К)
		9 (П)
100	3,2	9,7 (К)
		12 (П)
500	6	12,7 (К)
1000	6	18 (П)
		35,8 (П)

Таблиця 7.14

Об'єм одиничних резервуарів у групі, м <sup>3</sup>	Висота обвалування, м		Мінімальна відстань від стінки ре- зервуара до внутрішніх укосів валування, м
	мін.	макс.	
10 000 і більше	1,5	3,9	6
менше 10 000 до 400	1	3,9	3
до 400 в блоці самостійно:	0,8	—	не нормується
для вертикальних	0,5	—	не нормується
для горизонтальних			

Таблиця 7.15

Група нафтопродуктів	Допустима місткість складу, за видами зберігання	
	наземне	підземне
ЛЗР	2000	4000
ГР	10 000	20 000

Таблиця 7.16

Типи резервуарів	Одиничний об'єм групи номінальний, м <sup>3</sup>	Рідина для зберігання	Допустима місткість групи, м <sup>3</sup>	Відстань між резервуарами в групі, м
<b>Вертикальні резервуари:</b>	<b>50 000 і більше</b>	<b>ЛЗР, ГР</b>	<b>200 000</b>	<b>0,5 О, але не більше 30 м</b>
<b>1. Із плаваючою покрівлею</b>	<b>менше 50 000</b>	<b>ЛЗР, ГР</b>	<b>120 000</b>	<b>0,5 £&gt;</b>
<b>2. Із поштоном</b>	<b>50 000</b>	<b>ЛЗР, ГР</b>	<b>200 000</b>	<b>30 м</b>
		<b>ГР, ЛЗР, крім бензину</b>	<b>120 000</b>	<b>0,5 О</b>
	<b>менше 50 000 до 400</b>	<b>бензин</b>	<b>120 000</b>	<b>0,65 О</b>
	<b>100 до 400 включно</b>	<b>ЛЗР, ГР</b>	<b>один блок 4000</b>	<b>не нормується</b>
<b>3. Зі стаціонарною покрівлею</b>	<b>від 50 000 до 400</b>	<b>дизпаливо, ГР</b>	<b>120 000</b>	<b>0,5 А але не більше 30 м</b>
	<b>від 50 000 до 400</b>	<b>ЛЗР</b>	<b>80 000</b>	<b>0,7 /&gt;, але не більше 30 м</b>
<b>Горизонтальні резервуари</b>	<b>до 100 включно</b>	<b>ЛЗР, ГР</b>	<b>одним блоком 4000</b>	<b>не нормується</b>
	<b>від 100 до 400 включно</b>	<b>ЛЗР, ГР</b>	<b>одним блоком 4000</b>	<b>не нормується</b>
	<b>більше 400</b>	<b>ЛЗР, ГР</b>	<b>80 000</b>	<b>0,5 й</b>

Таблиця 7.17

Вид зберігання і одиничний об'єм резервуара в групі,	Відстань між стінками резервуарів групи, м
<b>Наземне зберігання до 10 000 включно</b>	<b>40</b>
<b>вище 10 000</b>	<b>60</b>
<b>Блок місткістю до 40 000 м<sup>3</sup></b>	<b>15</b>
<b>Підземне зберігання незалежно від об'єму</b>	<b>15</b>



#### 7.4. ВИТРАТА ПАЛИВНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ЗЛИВАННЯ НАФТОПРОДУКТІВ

На зливання нафтопродуктів теплова енергія витрачається на розігрів нафтопродуктів у залізничних цистернах, у зливних колекторах і жолобах, у резервуарах, підігрів масло- і мазутопроводів, роботу парових насосів, випарювання бочок та іншої дрібної тари, пропарювання резервуарів при їх зачистці і ремонті, обслуговування побутових потреб (душові, пральні тощо), опалення будівель і споруд виробничо-господарського й адміністративного призначення, вентиляцію виробничих приміщень, компенсацію втрат тепла у зовнішніх теплових мережах, а також відпускається на сторону, в основному на опалення й гаряче водопостачання житлових поселень.

Послідовність розрахунку питомих норм витрати теплової енергії така:

— на підставі технічних даних обладнання і фізичних властивостей нафтопродуктів визначають норми розходу теплової енергії на всі технологічні операції нафтобази;

— розраховують витрату теплової енергії на допоміжні потреби нафтобази і компенсацію втрат у зовнішніх теплових мережах;

— на основі технологічних норм витрати теплоенергії, витрати на допоміжні потреби і компенсації втрат у зовнішніх теплових мережах знаходять загальнобазову норму витрати теплової енергії на відповідний розрахунковий період.

##### *Витрата тепла і пари на підігрів нафтопродуктів у резервуарі*

Середня температура нафтопродукту, °К, визначається по формулі:

$$t_{\text{середн}} = \frac{G_{\text{н}} \cdot T_{\text{н}} + G_{\text{к}} \cdot T_{\text{к}}}{G_{\text{н}} + G_{\text{к}}}, \quad (7.17)$$

де  $G_{\text{н}}$  і  $G_{\text{к}}$  — початкова і кінцева температури, °К.

Середня густина нафтопродукту,  $\text{кг/м}^3$ :

$$\rho_{\text{середн}} = \rho_{293} - a (t_{\text{середн}} - 293), \quad (7.18)$$

де  $a$  — температурна поправка,  $\text{кг/м}^3 \cdot /^\circ\text{C}$ .

$$a = 1.825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}. \quad (7.19)$$

Середнє значення теплоємності нафтопродукту,  $\text{кДж/кг}$ , визначається по формулі Караваєва:

$$C_p = 0,4825 + 0,00077 (T_{\text{середн}} - 100). \quad (7.20)$$

Маса нафтопродукту в резервуарі, кг:

$$G = V_{\text{к}} \cdot \rho_{\text{середн}}, \quad (7.21)$$

де  $V_{\text{к}}$  — корисний об'єм резервуара, м<sup>3</sup>.

Кількість теплоти, яка витрачається на підігрів нафтопродукту, кДж:

$$Q_1 = G \cdot C_p (T_k - T_n). \quad (7.22)$$

Витрата теплоти на плавлення парафіну, кДж:

$$Q_2 = G \cdot a \cdot y, \quad (7.23)$$

де  $a$  — кількість парафіну в нафтопродукті, %;

$y$  — прихована теплота плавлення парафіну, кДж/кг.

Для в'язких незастигаючих нафтопродуктів, що не містять парафіну,  $y_2 = 0$ .

Значення  $y$  приймаються по таблиці 7.18.

Втрати тепла в зовнішнє середовище, кДж:

$$Q_3 = K \cdot F \cdot (T_{\text{середн}} - T_0), \quad (7.24)$$

де  $K$  — загальний коефіцієнт теплопередачі від нафтопродукту в навколишнє середовище, Вт/м<sup>2</sup>·°С.

У практичних розрахунках згідно із [3] можна використовувати скорочену формулу:

$$Q = K^* \cdot Y, \quad (7.25)$$

де  $K^*$  — коефіцієнт, який враховує втрати тепла в навколишнє середовище; для вертикальних циліндричних резервуарів  $\beta = 0,3$ ; для горизонтальних —  $\beta = 0,4$ .

Таблиця 7.18

**Теплота плавлення парафінів**

Температура плавлення парафіну, °С	Густина парафіну при 343 °С, кг/м <sup>3</sup>	Теплота плавлення парафіну, кДж/кг
325,2	773,5	162,6
328,2	773,6	166,4
330,3	774,2	169,7
332,6	774,5	171,8
333,9	774,6	174,3
335,2	774,7	177,2
338,4	775	183,5

Годинна витрата тепла за час підігріву  $t$ , кДж/год:

$$Q_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n \dot{Q}_i t_i, \quad (7.26)$$

Годинна витрата пари для одержання необхідної кількості тепла:

$$G_0 = \frac{Q_{\text{год}}}{h_{\text{пар}}} \quad (7.27)$$

де  $i_{\text{п}}$ ,  $i^*$  — ентальпія пари і конденсату. Відповідно, кДж/кг. Для практичних розрахунків ентальпія конденсату приймається рівною температурі конденсату при 363 °K.

Норма витрати тепла на підігрів нафтопродукту в резервуарі:

$$Q_{\text{н}} = \sum_{i=1}^n \dot{Q}_i t_i \quad (7.28)$$

#### Приклад 7.1

Розрахувати витрату тепла і пари на підігрів мазуту густиною  $\rho^{293} = 948 \text{ кг/м}^3$  у резервуарі РВС -5000; початкова температура мазуту  $T_{\text{п}} = 308 \text{ °K}$ ; час підігріву в зимовий період  $t = 360$  годин; середній коефіцієнт обертальності  $\alpha_0 = 12$ ; вміст парафіну в мазуті  $a = 0,06$ ; температура підігріву  $T_{\text{п}} = 333 \text{ °K}$ ; температура плавлення парафіну  $328,2 \text{ °K}$ ; тиск пару  $P = 0,39 \text{ МПа}$ ; температура конденсату  $363 \text{ °K}$ .

Середня температура мазуту обчислюється по формулі 7.17, °K:

$$T_{\text{ср}} = \frac{1}{2} (T_{\text{п}} + T_{\text{к}}) = \frac{1}{2} (308 + 333) = 324,6 \text{ °K}$$

Температурна поправка — по формулі 7.19,  $\text{кг/м}^3 \cdot \text{K}$ :

$$\Delta \rho = 1,825 - 0,001315 \cdot 948 = 0,575 \text{ кг/м}^3 \cdot \text{K}$$

Середня густина мазуту,  $\text{кг/м}^3$  — по формулі 7.18:

$$\rho_{\text{ср}} = 948 - 0,575 \cdot (324,6 - 293) = 929,8 \text{ кг/м}^3$$

Середнє значення теплоємності — по формулі 7.20:

$$C_{\text{р}} = 0,4825 + 0,00077 \cdot (324,6 - 100) = 0,655 \text{ кДж/кг}$$

Маса мазуту в резервуарі, кг:

$$G_0 = 4832 \cdot 929,8 = 4\,492\,794 \text{ кг}$$

Витрата тепла на підігрів мазуту — по формулі 7.22:

$$Q_1 = 4\,492\,794 \cdot 0,655 \cdot (333 - 308) = 73,5 \cdot 10^6 \text{ кДж.}$$

Витрата тепла на плавлення парафіну — по формулі 7.23:

$$Q_2 = 4\,492\,794 \cdot 0,06 \cdot 166,4 = 44,9 \cdot 10^6 \text{ кДж.}$$

Втрати тепла в навколишнє середовище — по формулі 7.25:

$$Q_3 = 0,3 \cdot 73,5 \cdot 10^6 = 22,05 \cdot 10^6 \text{ кДж.}$$

Годинна витрата тепла за час підігріву:

$$Q_{\text{год}} = \frac{(73,5 + 44,9 + 22,05) \cdot 10^6}{360} = \frac{140,45 \cdot 10^6}{360} = 390 \cdot 10^3 \text{ кДж/год.}$$

Годинна витрата пари для одержання необхідної кількості тепла:

$$G = \frac{390 \cdot 10^3}{2636 - 376,9} = 172,6 \text{ кг/год.}$$

Норма витрати тепла на підігрів мазуту:

$$q = 312 \text{ кДж/кг.}$$

Витрата тепла за розрахунковий період:

$$Q = Q_{\text{год}} \cdot 360 \cdot 12 = 390 \cdot 10^3 \cdot 360 \cdot 12 = 1,68 \cdot 10^9 \text{ кДж.}$$

Витрата пари за розрахунковий період, кг:

$$G = 1639 = 743,7 \cdot 10^3$$

## 7.5. ЗАХИСТ СТАЛЕВИХ РЕЗЕРВУАРІВ ВІД КОРОЗІЇ

При зберіганні нафти в сталевих резервуарах виникає відстій підтоварної води, яка містить солі та сірчисті сполуки. Утворення підтоварної води в резервуарах призводить до виникнення електрохімічної корозії днища (зсередини).

Установлені на спеціальній основі сталеві резервуари зазнають ґрунтової корозії і корозії блукаючими струмами.

Отже застосування електрохімічного захисту днища і стінок резервуара є необхідним.

Захист днищ і нижніх поясів резервуарів від корозії може бути здійснений завдяки застосуванню катодних станцій або протекторів. Застосування протекторів є надійнішим згідно протипожежних вимог.

Захист внутрішньої поверхні резервуарів при протекторному захисті контролюють за різницею потенціалів «резервуар — підтоварна вода». Захисний потенціал дорівнює мінус 0,85 В по МСЕ.

**Розрахунки протекторного захисту резервуарів**

**Розрахунок захисту днища сталевго резервуара від ґрунтової корозії.** Основним завданням розрахунку є визначення кількості протекторів і терміну їх служби.

Необхідне досягнення захисної густини струму в ланцюгу «протектор — резервуар», яка обирається залежно від перехідного опору ізоляції днища і питомого електричного опору ґрунтів.

Захисна густина струму для ізольованої сталевго споду наводиться в таблиці 7.19, обчислюється в мА/м<sup>2</sup>.

*Таблиця 7.19*

Перехідний опір ізоляції, Ом·м <sup>2</sup>	Питомий електричний опір ґрунту, Ом·м		
	10	20	50
Більше 10 000	Менше 1	Менше 0,4	Менше 0,2
1000—10 000	1—2	0,4—1	0,2—0,5
100—1000	2—5	1—2	0,5—1
10—100	5—15	2—5	1—2
Менше 10	Більше 15	Більше 5	Більше 2

Перехідний опір «резервуар — ґрунт» визначається вимірювачем опору МС-0,8. При цьому перехідний опір ізоляції (Ом · м<sup>2</sup>) визначається по формулі:

$$R_{\text{пр}} = R \cdot P \quad (7.29)$$

Де  $R_{\text{пр}}$  — перехідний опір «резервуар — ґрунт» по приладу, бм;

$P$  — площа днища резервуара, м<sup>2</sup>.

Для орієнтовних розрахунків можна використовувати залежність:

$$R_{\text{пр}} = \frac{R}{O \cdot (A + B)} \quad (7.30)$$

де  $\rho_r$  — питомий опір ґрунту, Ом · м;  
 $O$  — діаметр резервуара, м;  
 $B$  — відстань між протектором і резервуаром, м (приймається в межах 6—10 м).  
 Сила струму,  $A$ , для захисту днища:

$$I = I_0 \cdot \rho_r \cdot A, \quad (7.31)$$

де  $I_0$  — захисна густина струму, мА/м<sup>2</sup> (табл. 7.19).  
 Орієнтовна кількість протекторів:

$$N = \frac{I_0 \cdot S}{I_0}, \quad (7.32)$$

де  $R_{\text{пр}}$  — опір розтіканню струму протектора, Ом (опір визначається вимірюваннями або розрахунком по формулі):

$$R_{\text{пр}} = \frac{1}{\sigma} \left( \frac{1}{a} + \frac{1}{b} \right) \quad (7.33)$$

де  $a$ ,  $b$  — висота і діаметр активатора, м;  
 $H$ ,  $cI$  — глибина установки протектора і його діаметра, м; (рис. 7.01);  
 $\rho_a$  — питомий електричний опір активатора, Ом · м ( $\rho_a = 1,6$  Ом · м);  $R_{\text{з'єдн}}$  — опір з'єднувальних проводів, Ом;  
 $E_{\text{пр}}$  — власний потенціал протектора по МСЕ до його підключення, В;  
 $E_{\text{пр.прир.}}$  — природний потенціал резервуара по МСЕ до підключення протектора, В.  
 Остаточну кількість протекторів уточнюють по формулі:

$$K_{\text{к}} = \frac{1}{\epsilon}, \quad (7.34)$$

де  $\epsilon$  — коефіцієнт екранування обирають по таблиці 7.20, для магнієвих протекторів типу ПМ 10 У, встановлених у ґрунт на відстані 5 м від стінки резервуара.

Термін служби протектора визначається по формулі:

$$T = \frac{G_{\text{пр}} \cdot \eta_{\text{пр}} \cdot \eta}{q \cdot I_{\text{пр}}} \quad (7.35)$$

де  $G_{\text{пр}}$  — маса протектора, кг;

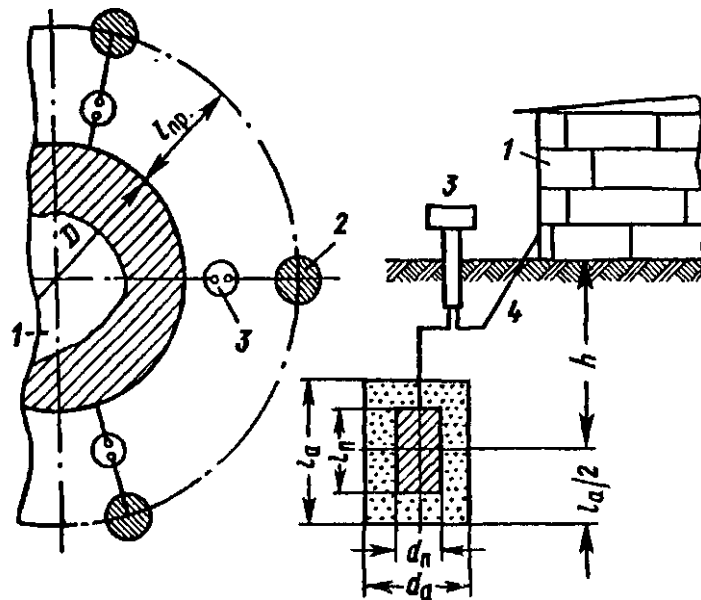


Рис. 7.01. Схема установки протекторів для захисту днища резервуара від ґрунтової корозії.

1—резервуар, 2— протектор, 3 — контрольно-вимірювальна колонка, 4— з'єднувальний провід

$\eta_{\text{п}}$  — ККД протектора. Визначається по графіку (рис. 7.02);

$\text{ЛВ}$  — коефіцієнт використання протектора ( $\eta_{\text{В}} = 0,95$ );

$<7$  — електрохімічний еквівалент матеріалу протектора,  $\text{кг/А} \cdot \text{рік}$ ;

$I_{\text{п}}$  — сила струму протекторної установки,  $\text{А}$ .

Таблиця 7.20

Залежність  $\eta_{\text{с}}$  вертикальних упакованих протекторів від кількості анодів

Тип резервуара	Кількість протекторів, шт.				
	10	15	20	25	30
РВС-5000	0,82	0,70	0,64	0,57	0,50
РВС-10 000	0,87	0,78	0,71	0,65	0,59
РВС-20 000	0,90	0,83	0,76	0,70	0,65

(7.36)

$$\#p-r+\#пр.+$$

Захист резервуара буде забезпеченим при виконанні нерівності:

$$/ \cdot /?p.r < \xi^n - \xi_{пр.ир}$$

(7.37)

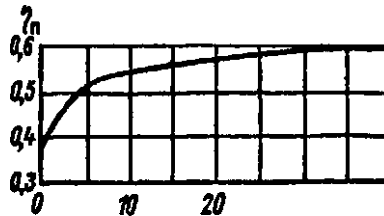


Рис. 7.02. Залежність коефіцієнта корисної дії магнієвого протектора від анодної густини струму

Якщо  $\xi \cdot I_a < 1$  В, то повний захист резервуара магнієвими протекторами не може бути забезпеченим.

**Розрахунок захисту внутрішньої поверхні днища і першого пояса резервуара**

Кількість протекторів визначається по формулі:

$$L = - M \cdot I \cdot \xi \cdot \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot \rho \cdot \gamma \cdot 10^{-3} \quad (7.38)$$

де  $r$  — радіус резервуара, м;  
 $h$  — рівень підтоварної води, м;  
 $\rho$  — зона дії одного протектора, м<sup>2</sup>, що залежить від питомого електричного опору  $\rho_e$  і рівня підтоварної води в резервуарі.

При кільцевому розміщенні протекторів  $\rho$  приймається по таблиці 7.21.

Термін служби магнієвих протекторів, роки:

$$T = 0,1 \cdot K \cdot m \quad (7.39)$$

Таблиця 7.21

**Зона дії одного протектора в резервуарі**

Сумарна концентрація солей у підтоварній воді		Питомий електричний опір, Ом-м	Зона дії одного протектора, м <sup>2</sup>	
г/л	%		при $A = 0,15$ м	при $A = 0,25$ м
1,2	0,3	2,0	30	45
2,0	0,5	1,0	26	35
4,8	1,2	0,5	22	30
8,0	2,0	0,3	19	26
14,0	3,5	0,2	17	23
32,0	8,0	0,1	14	20
72,0	18,0	0,05	11	15



де  $K^m$  — технологічний коефіцієнт, що характеризує умови роботи резервуара, приймається згідно [4]  $K^m = 1,3$ ;  
 $I^p$  — сила струму протектора, А.

$$I^p = \frac{E_{\text{протектор-днище}}}{R_{\text{пол.}} + R_{\text{вод.}}}, \quad (7.40)$$

де  $E_{\text{протектор-днище}}$  — різниця потенціалів «протектор—днище» при розімкненому ланцюгу (для магнієвих протекторів  $E_{\text{протектор-днище}} = 1$  В [4];

$d_{\text{протектор}}$ ,  $d_{\text{екрана}}$  — діаметр протектора і його ізолюючого екрана, м;  $S_{\text{протектор}}$  — робоча поверхня протектора, м<sup>2</sup>;

$K^y$  — поправочний коефіцієнт, який залежить від рівня підтоварної води (приймається по табл. 7.22);

$R_{\text{пол.}}$  — поляризаційний опір протектора, Ом • м<sup>2</sup>;

$r_{\text{вод.}}$  — питомий електричний опір підтоварної води, Ом • м (табл. 7.23).

Таблиця 7.22

**Поправочний коефіцієнт  $K^y$  для протекторів залежно від рівня підтоварної води**

Рівень підтоварної води, м	ПМР-5	ПМР-10	ПМР-20
0,25	1,22	1,45	1,43
0,15	1,56	1,92	1,79
0,10	1,89	2,38	2,56
0,05	2,86	5,71	6,68

Таблиця 7.23

**Питомий електричний опір підтоварної води ( $r_{\text{вод.}}$ )**

$r_{\text{вод.}}$ , Ом•м	$R_{\text{пол.}}$ , Ом•м <sup>2</sup>
2	0,94
1	0,87
0,6	0,77
0,4	0,68
0,23	0,50
0,15	0,40
0,08	0,27
0,06	0,20

Технічна характеристика протекторів типу ПМР подана у табл. 7.23а.

Таблиця 7.23а

## Технічна характеристика протекторів типу ПМР

Показники	ПМР-5	ПМР-10	ПМР-20
Діаметр, мм	280	400	400
Висота, мм:			
по краю	60	70	140
у середній частині	40	40	80
Маса, кг	5	10	20
Робоча поверхня, м <sup>2</sup>	0,14	0,285	0,33
Стационарний потенціал, В	1,6	1,6	1,2
Струмвіддача, Аг	6800	13 500	27 000

Конструкцію протектора подано на рис. 7.03.

Вибір типу протекторів визначається загальною концентрацією солей у підтоварній воді:

при  $S=0,3-1,5$  % слід використовувати протектори ПМР-5;

при  $S=1,5-3,5$  % — ПМР-10;

при  $S>3,5$  % — ПМР-20.

Розміщати протектори рекомендується по концентричних колах (рис. 7.04).

Відстань між стінкою резервуара і першим рядом протектора  $a=2^3 - n$ , а відстань між радіусами установок протекторів дорівнює  $2e^3$ .

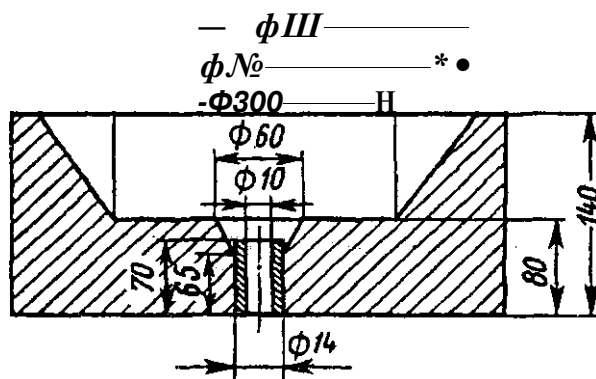


Рис. 7.03. Конструкція протектора

Рис. 7.04. Приклад розміщення протекторів на дніщі резервуара типу РВС-5000 при строку служби 5 років ( $r=2,5$  м,  $a=2,35$  м)

Радіус захисної дії протектора визначаємо по формулі:

$$r_3 = \sqrt{\frac{S_3}{\pi}}, \quad (7.41)$$

де  $S_3$  — площа, яка захищається одним протектором,  $\text{м}^2$ :

$$S_3 = \frac{F}{N}.$$

Протектор установлюють в колі діаметром  $1,4+1,5$  м, попередньо очистивши місце від слідів окалини. В центрі кола приварюють сталевий стержень діаметром 8 мм і висотою 60 мм для протектора ПМР-20 і 35 мм — для протекторів ПМР-5 і ПМР-10. Місце очищають бензином, наносять шар епоксидної смоли товщиною 0,3–0,5 мм, а потім установлюють протектор. Контактну втулку протектора приварюють до монтажного стержня, а зазор між ними заливають епоксидною смолою.

Захист внутрішньої поверхні резервуара буде ефективним при дотриманні умови:

$$I_{\text{сум}} \leq I_{\text{к}} \cdot \frac{S_{\text{к}}}{S_{\text{п}}} \quad (7.42)$$

де  $I_{\text{сум}}$  — сумарна сила струму протекторів за проектом, А;

$B$  — діаметр резервуара, м;

$I_{\text{к}}$  — сила струму контрольного взірця, мА;

$S_{\text{к}}$  — площа контрольного взірця, м<sup>2</sup>.

$$I_{\text{сум}} = I_{\text{к}} \cdot \frac{S_{\text{п}}}{S_{\text{к}}}$$

Приклад 7.2

Розрахувати захист днища резервуара РВС-10 000 від ґрунтової корозії при таких значеннях параметрів:

діаметр резервуара  $O = 34,2$  м;

питомий опір ґрунту  $\rho_{\text{г}} = 20$  Ом · м;

протектор ПМ-5У ( $a = 0,58$  м;  $c/a = 0,165$  м).

Перехідний опір «резервуар — ґрунт»  $R_{\text{г}}$  — по формулі 7.30:

$$R_{\text{г}} = \frac{20}{34,2 \cdot 2 \cdot 3,14} = 0,044 \text{ Ом}$$

Перехідний опір ізоляції — по формулі 7.29:

$$R_0 = 0,044 \cdot 918,6 = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$$

Сила струму для захисту днища, А:

$$I = \sqrt{2 \cdot 918,6} = 1837,2 \text{ мА} = 1,84 \text{ А}$$

Опір розтіканню струму протектора ПМ-5У — по формулі 7.33:

$$R_{\text{п}} = \frac{20}{0,58 \cdot 3,14 \cdot 2} \cdot \frac{3}{1}$$

$$R_{\text{п}} = \frac{20}{0,58 \cdot 3,14 \cdot 2} \cdot \frac{3}{1} = 13,94 \text{ Ом}$$

Орієнтовна кількість протекторів:

$$D_{\text{п0}} = \frac{1,84 \cdot (13,94 + 1,5)}{1,6 - 0,2 - 1,84 - 0,044} = 13,94$$

Остаточна кількість протекторів — по формулі 7.34:

Приймаємо  $N = 28$ .

Термін служби протектора (підставляти масу електрода без активатора):

Сила струму протекторної установки:

$$I = \frac{1,6 \cdot 2}{0,044 + 1,5 + 13,94} = 0,1 \text{ (№ А)}$$

### Приклад 7.3

Розрахувати кількість і термін служби магнієвих протекторів типу ПМР для захисту внутрішньої поверхні днища і першого пояса резервуара РВС-10 000.

Рівень підтоварної води  $h = 0,25$  м;

питомий електричний опір підтоварної води  $\rho_e = 0,23$  Ом · м; ( $\rho_{e, \text{в}} = 0,50$  Ом · м<sup>2</sup>).

Розміщення протекторів — кільцеве.

Концентрація солей у підтоварній воді  $C = 0,9$  % (тип протектора — ПМР-5).

Кількість протекторів визначаємо по формулі 7.38:

$$n = \frac{3,6 \cdot 17 \cdot (17,1 + 0,25)}{1} = 31$$

Сила струму протектора визначається по формулі 7.40:

$$I_{\text{пр}} = \frac{0,23 \cdot (1,4 - 0,28)}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,25 \cdot 0,28} \cdot \frac{0,5}{0,14} = 1,21 \text{ А}$$

Термін служби протектора:

$$T = 0,1 \cdot 1,3 = 3,1 \text{ року.}$$

Радіус захисної дії протектора, м:

$$r_{\text{д}} = \sqrt{\frac{29,6}{\rho_e}} = 3 \text{ м;}$$

$$a = 3 - 0,25 = 2,75 \text{ м,}$$

де  $S_{\text{д}} = \frac{4}{3} \pi r_{\text{д}}^3 = 29,6 \text{ м}^3$ .

Перевірка ефективності роботи протекторного захисту

$$34,2 \cdot \left( \frac{0,3-6,51}{34,2 + 4 \cdot 0,25} \right)^{10 \cdot 0,21} \cdot 10^{-3}$$

де  $\sum = 0,21 \cdot 31 = 6,51$  А.

$$0,0016 < 0,015.$$

Захист буде ефективним.

#### 7.6. РАЦІОНАЛЬНЕ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛА (ПАРИ) І ПАЛИВА НА ЗЛИВАННЯ НАФТОПРОДУКТІВ

Рациональне використання тепла (пари) на зливання нафтопродуктів, її економія можуть бути досягнуті шляхом зміни структури виробничого устаткування й технології, використання вторинного тепла.

**Зберігання тиску і температури пари на шляху до місць споживання.** Необхідно зберігати відповідний тиск і температуру пари, яка надходить споживачам, так як зниження параметрів пари призводить до непродуктивної її витрати. З цією метою на паропроводах (особливо з перегрітою парою) рекомендується встановлювати прилади для спостереження за температурою і тиском пари. Ці прилади повинні мати датчики з дистанційною передачею показників на щит оператора. Така система дає змогу виявляти несправності в пароспоживаючих технологічних установках і паропровідній мережі, приймати відповідні заходи щодо їх ліквідації. Важливо своєчасно виявити «вузькі місця» на паропроводі, щоб провести «розшивку» таких місць (перекладення трубопроводів на більші діаметри).

**Заходи по боротьбі з втратами тепла і пари.** При використанні пари на технологічні потреби — підігрів нафтопродуктів у ємностях і залізничних цистернах (паровими підігрівачами або через парову оболонку) — можливі втрати. Найбільш поширений їх вид — втрати тепла з виходячим конденсатом. Ефективний спосіб боротьби з ними — встановлення конденсатозбірників або шайб-обмежувачів, що призводить до різкого скорочення втрат тепла (пари) і гарантує безперебійну роботу паропроводу.

Іншим видом втрат є втрати тепла з виходящою парою через нещільності у фланцевих з'єднаннях, сальниках арматури, а іноді і на зварних швах паропроводів тощо. Такі втрати тепла іноді досягають значних розмірів. Гер-

метизація споруд технологічного устаткування з метою зниження об'ємів вентиляційного повітря сприяє економії тепла в опалювальний сезон.

Поліпшують використання тепла такі заходи: автоматизація і регулювання роботи системи опалювання, вентиляції та гарячого водопостачання, збирання і повернення конденсату, проведення гідравлічних випробувань з метою усунення нещільностей у системах теплопостачання, своєчасне поновлення ізоляції теплопроводів і використання сучасних теплоізоляційних матеріалів із застосуванням покривного шару із металевих листів при наземному прокладенні теплопроводів і теплоізолюючого устаткування, встановленого на відкритому повітрі.

**Зміна структури виробничого устаткування і технології.** Зміна структури виробничого устаткування і технології передбачає:

- заміну застарілих конденсатозбірників новими малогабаритними термостатичними і термодинамічними з обов'язковими попередніми випробуваннями;
- переведення парових систем опалювання і вентиляції на перегріту воду;
- герметизацію укриття технологічного устаткування з метою зниження об'ємів вентиляційного повітря і, як наслідок, економію тепла в опалювальний сезон;
- теплоізоляцію витратних резервуарів-мірників;
- широке використання системи місцевого підігріву нафтопродуктів, які підлягають реалізації;
- автоматизацію і впорядкування роботи теплоізолюючого технологічного та іншого устаткування;
- підігрів нафтопродуктів у резервуарах лише на період відпуску їх над або перед перекачуванням у витратні резервуари;
- забезпечення умов економної роботи парових форсунок у котельних;
- правильне і точне відображення енергоємності виробництва у системі обліку енергозатрат і зв'язок її показників із виробничими енергозатратами СНН.

**Використання вторинного тепла.** Використання вторинного тепла включає використання тепла пари вторинного закипання, що утворюється з перегрітого конденсату. При наявності на СНН парових насосів слід вивчити можливість використання відпрацьованої пари, потрібної для опалювання виробничих будівель або підігрівання води для парових котлів. Варіанти використання відпрацьо-

ваної пари необхідно підтвердити техніко-економічними розрахунками.

Збір конденсату і нагляд за його чистотою на нафтобазах мають важливе значення у забезпеченні тривалої, економічної і безаварійної роботи парових котлів, адже конденсат — високоякісна живильна вода для них. Конденсат можна збирати із системи технологічного пароспоживання, опалювальної системи та дренажу паропроводів. Проте конденсат із паропідігрівачів резервуарів буває забрудненим нафтопродуктами, тому він підлягає очищенню так, як і конденсат відпрацьованої пари насосів, якщо його використовують у пароводяних бойлерах.

Конденсат — хімічно чиста вода, тому необхідно максимально знижувати втрати його, прагнути повного збору і максимального повернення його в котельню.

#### ЛІТЕРАТУРА

1. ВБН В.2.2-58.1-94. Проектирование складов нефти и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров не выше 93,3 кПа.
2. ВБН В.2.2-58.2-94. Резервуари вертикальніє стальніє для хранения нефти и нефтепродуктов с давлением насыщенных паров не выше 93,3 кПа.
3. Хизгилов И. Х. Рациональное использование топливно-энергетических ресурсов на нефтебазах и нефтепродуктопроводах.— М.: Недра, 1988.
4. Дизенко Е. И., Новоселов В. Ф., Тугунов П. И., Юфин В. А. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров.— М.: Недра, 1978.
5. Инструкция по проектированию и расчету 3Х3 МГ и промислових объектов.— М.: ВНИИСТ, 1980.
6. Бабин Л. А., Бѣков Л. И., Волков В. Я. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов.— М.: Недра, 1979.



## ДОДАТКИ

*Додаток 1*

### Основні параметри компонентів природного газу і повітря

Газ	Густина при нормальних умовах, $\rho_{н}$ , кг/м <sup>3</sup>	Критичний тиск, $P_{кр}$ , МПа	Критична температура, $T_{кр}$ , °К
Метан	0,668	4,73	192
Етан	1,263	4,98	305
Пропан	1,872	4,34	370
Бутан	2,519	3,87	425,2
Пентан	3,221	3,44	470
Гексан	3,583	3,09	507
Азот	1,166	3,46	127
Сірководень	1,434	9,18	373
Вуглекислий газ	1,842	7,53	304
Водяна пара	0,750	22,56	647
Повітря	1,293	3,84	134

*Додаток 2*

### Загальна характеристика компонентів, які входять до складу природних газів

Параметр	Метан СН <sub>4</sub>	Етилен С <sub>2</sub> Н <sub>4</sub>	Етан С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	Пропан	Бутилен
1	2	3	4	5	6
Молярна маса, кг/моль	16,04	28,05	30,07	44,09	56,11
Вміст, %:					
вуглецю	74,97	85,7	79,96	81,8	85,7
водню	25,03	14,3	20,04	18,2	14,3

## Продовження додатка 2

1	2	3	4	я	6
<b>Густина:</b>					
рідини, кг/л	0,30	0,39	0,37	0,50	0,61
	0,12	0,23	0,23	0,39	0,56
газу, кг/м <sup>3</sup>	0,72	1,26	1,36	2,00	2,59
	0,67	1,18	1,27	1,87	2,43
по повітрю, кг/м <sup>3</sup>	0,55	0,98	1,05	1,55	2,0
	0,52	0,91	0,98	1,44	1,8
<b>В'язкість:</b>					
динамічна /110 <sup>-7</sup> , Па-с	1,02	0,98	0,88	0,77	0,7
	1,102	1,03	0,94	0,82	0,77
кінематична у-10 <sup>-6</sup> , м <sup>2</sup> /с	14,24	7,5	6,35	3,7	3,05
	16,18	8,66	7,28	4,26	
динамічна в'язкість рідкої фази /<10 <sup>-7</sup> , Па-с	6,8	6,4	6,6	13,8	27,1
		5,3	6,1	10,75	22,2
Питомий об'єм, м <sup>3</sup> /кг	1,39	0,79	0,74	0,49	0,38
	1,49	0,85	0,79	0,53	0,41
Молярний об'єм, м <sup>3</sup> /моль	22,38	22,25	22,18	21,64	21,6
<b>Температура, °К:</b>					
кипіння	108,5	169,3	184,37	230,94	226,75
плавлення	90,5	103,85	89,4	85,15	87,7
<b>Критичні параметри газу:</b>					
температура, °К	190,6	282,4	305,75	370	419,8
тиск, МПа	4,52	5	4,88	4,34	3,97
молярний об'єм, см <sup>3</sup> /моль	99,5	123,6	147,9	210	24С
густина, кг/м <sup>3</sup>	160,6	226,6	204	231	228,1
питомий об'єм, м <sup>3</sup> /кг	0,00662	0,00441	0,0049	0,00455	0,00429
<b>Кількість пари, одержаної при випарюванні рідини:</b>					
1 л	417,3	315,5	277,7	257,1	239,2
1 кг	1393	797,5	746,7	508,0	398,4
<b>Питома газова стала, Дж/(кгК)</b>	518,67	296,15	276,64	188,68	148,18
<b>Октанове число</b>	110	100	125	125	81
<b>Граничний ступінь стиснення</b>	—	—	—	8,15	6,29
<b>Коефіцієнт С в рівнянні Сатерланда</b>	164	225	252	278	328,9

О П І З ... 2 23 ?!

Р ІЗ "З" \$-а § 3 " " 5'

Ш Ш 5 1 €. 2 2 ж із 2 5 ^ 8 1 5 В Я..

я Х о 5 8 . \$ I - 5 8 = Щ з 5 .. 2

3. 2 0 \* x

я €

и 8? ^ 0 0 4^ Ю 2; X- ~ о о : >о о|о — Ю м і м о і о

0 0 00 00 00 00 К о о ю н ђ

0 0 00 00 00 00

0 0 00 00 00 00 р Ю ію 0 Б 0 0 1 1 1 2

0 0 00 00 00 00 I" "Г Ш І" 0 і- 0 1 0 -1- 1 1 1

0 0 00 00 00 00 XI - 4к <Л 1 1 1 1

\* і

Додаток 3

Фізико-хімічні властивості газів

Параметр	Метан СН <sub>4</sub>	Етилен С <sub>2</sub> Н <sub>4</sub>	Етан С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	Пропан С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	Вугилен С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	н-Бутан «-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	Ізо-Пентан оо-С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	Водень «2
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин, мг/м :								
в атмосферному повітрі	--	3	—	—	3	200	100	
у воді водоймищ	—	0,5	—	—	0,2	—		
Межа вибуховості газів у суміші з повітрям при Г=273 °К, Р = 0,1 МПа, %:								
нижня	5,3	2,8	3	2,2	—	1,9	1,3	4,1
верхня	15	28,6	12,5	9,5	—	8,5	8	74,6
Різниця між межами, %	9,7	25,8	9,5	7,3	—	6,6	6,7	70,5
Температура спалаху, °К:								
з повітрям	913	813	803	723	788	763	743	783
з киснем	931	773	758	763	718	733	683	813
Теплоємність, кДж/К:								
при сталому тиску	2,167	1,46	1,65	1,43	1,59	1,59	1	



Продовження додатка 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
257	1,35	0,01705	305	36,1	0,189	353	363	1,088
259	1,59	0,01927	304	40,5	0,207	355	394	1,148
261	1,868	0,02165	309	45,2	0,224	357	427	1,205
263	2,188	0,0229	311	50,8	0,242	359	462	1,25
265	2,55	0,0271	313	56,2	0,263	361	501	1,29
267	2,99	0,3035	315	62,7	0,285	363	537,5	1,327
269	3,48	0,0338	317	69,2	0,31	365	582,5	1,381
271	4,03	0,377	319	76,7	0,335	367	624	1,405
273	4,67	0,0418	321	85,3	0,363	369	672	1,445
275	5,4	0,0464	323	94	0,391	371	725	1,487
277	6,225	0,0515	325	103	0,422	373	776	1,59
279	7,15	0,0571	327	114	0,454	375	1093"	2,62

## Основні параметри циклонних пиловловлювачів

п/п	Параметр	Тип пиловловлювача			
		ГП- 692.01.000	ГП- 426.00.000	ГП 144.00.000	ГП-105 мульти- цикл.
і	2	3	4	5	6
і	Продуктивність, млн м <sup>3</sup> /добу, при робочому тиску: Р - 4 МПа Р = 5 МПа	5	15	20	6,4
2	Тиск робочий, МПа	5,5	5,5	7,5	3,92
3	Максимальний тиск, МПа				5,48
4	Фракційна ефективність очищення в % не менше при розмірах твердих часток, мкм: 5—10 10—20 20—40 40	80 95 98 100	80  98 100	95	
5	Температура сереловища °С		від — 25 до 100		
6	Теплоносій		вода з температурою 10°С		
7	Кількість циклонів	5	5	5	187
8	Робочий тиск теплоносія, МПа	0,5	0,5	0,5	
9	Діаметр ПУ, мм	1200	1850	2000	1600
10	Діаметр циклона, мм	350	600	600	60
11	Габарити, мм: ширина висота	2240 5675	3250 9300	3500 9500	
12	Питомі металозатрати, кг/млн м <sup>3</sup>	1360	1533	1550	
13	Маса, кг	6800	23 000	31 000	

## Найважливіші фізичні сталі

1. Одиниці вимірювання температури по шкалах Цельсія (t<sup>c</sup>), Фаренгейта (t<sup>F</sup>), Реомюра (t<sup>R</sup>), Кельвіна (T<sup>K</sup>) і Ранкіна (T<sup>R</sup>):

$$t^c = \frac{5}{9} (t^F - 32);$$

$$T^K = \frac{5}{9} (t^c + 273,15);$$

$$r_p = T^{10} c + 32 = T^{10} k + 32;$$

$$Гк = -|rP; \quad Гк = >c+273.$$

## 2. Співвідношення позасистемних одиниць з іншими одиницями СІ:

- 1 П (фут) - 0,3048 м  
 Довжина: 1 ті (миля) - 1609,34 м  
 1 іп (дюйм) - 2,54 см.  
 Маса: 1 Пь (фунт) - 0,45359 кг  
 Площа: 1 ПП<sup>2</sup> (квадратний фут) = 0,0929930 м<sup>2</sup>  
 1 ас (акр) - 4046,86 м<sup>2</sup>  
 Об'єм: 1 ББі (из) (баррель США) - 0,158987 м<sup>3</sup>  
 1 гаї (из) (галон США) - 0,00378541 м<sup>3</sup> - 3,7 дм<sup>3</sup> - 3,7 л  
 Густина: 1 Пь/П<sup>3</sup> (фунт на кубічний фут) - 16,0185 кг/м<sup>3</sup>  
 1 Пь/Га1 (фунт на галон) - 119,829 кг/м<sup>3</sup>  
 1 Г^/ББі (кубічний фут на баррель) = 0,17811 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>  
 1 Пь (фунт-сила) - 4,44822 П  
 1 ат (технічна) = 0,980665 бар.  
 1 кгс-м (кілограм-сила-метр) = 9,80665 Нм  
 1 Пь-п (фунт-сила-фут) = 1,35582 Нм  
 1 бар. = 110<sup>5</sup> Па  
 1 рхі (фунт-сила на квадратний дюйм) - 6,89476-10<sup>3</sup> Па  
 1 Пь/П<sup>2</sup> (фунт-сила на квадратний фут) = 47,8803 Па  
 1 к.с.г. (кінська сила-година) = 2,64780-10<sup>6</sup> Дж  
 1 к.с. (кінська сила) = 735,4988 Вт  
 1 ПГ-П/з (фунт-сила-фут у секунду) = 1,35582 Вт  
 1 Бр (британська кінська сила) = 745,7 Вт  
 1 Вш/ї (британська одиниця тепла в секунду) = 1055,06 Вт

## Додаток 7

## Співвідношення одиниць СІ з іншими одиницями вимірювання

Найменування одиниць	Переведення з інших систем у Сі	Переведення з СІ в інші системи
1	2	3
Маса	1 г = 10 <sup>-3</sup> кг	1 кг = 10 <sup>3</sup> г
Густина	1 г/см <sup>3</sup> = 1000 кг/м <sup>3</sup> 1 т/м <sup>3</sup> = 1000 кг/м <sup>3</sup>	1 кг/м <sup>3</sup> = 10 <sup>-3</sup> г/см <sup>3</sup> 1 кг/м <sup>3</sup> = 10 <sup>-3</sup> т/м <sup>3</sup>
Масовий розхід	1 кг/год = 278-10 <sup>-6</sup> кг/с 1 т/год = 278 10 <sup>-3</sup> кг/с	1 кг/с = 3600 кг/год 1 кг/с = 3,6 т/год
Об'ємний розхід	1 кг/хв = 16,7-10 <sup>3</sup> кг/с 1 м <sup>3</sup> /год = 278 10 <sup>-6</sup> м <sup>3</sup> /с 1 л/год = 278 10 <sup>-9</sup> м <sup>3</sup> /с 1 л/хв = 16,7-10 <sup>-6</sup> м <sup>3</sup> /с	1 кг/с = 60 кг/хв 1 м <sup>3</sup> /с = 3600 м <sup>3</sup> /год 1 м <sup>3</sup> /с = 3,6 10 <sup>6</sup> л/год 1 м <sup>3</sup> /с = 6 10 <sup>4</sup> л/хв

1	2	3
<b>Сила</b>	1 кгс = 9,81 Н	1 Н - 0,102 кгс
<b>Тиск</b>	1 кгс/см <sup>2</sup> - 98066,5 Н/м <sup>2</sup> 1 кгс/м <sup>2</sup> = 9,81 Н/м <sup>2</sup> - = 1 мм вод. ст. 1 мм рт. ст. - - 133,322 Н/м <sup>2</sup> 1 мм вод. ст. - 9,81 Н/м <sup>2</sup> 1 бар - 10 <sup>5</sup> Па 1 ат (техн.) = 1 кгс/см <sup>2</sup> - - 0,981 - Ю <sup>5</sup> Н/м <sup>2</sup> - - 735,6 мм рт. ст. - - 10 м вод. ст. 1 атм (фізич.) - 760 мм рт. ст. - 101 325 Па 1 кгс/мм <sup>2</sup> - 9,81 • Ю <sup>6</sup> Н/м <sup>2</sup>	1 Н/м <sup>2</sup> - 0,102 кгс/м <sup>2</sup> 1 Н/м <sup>2</sup> - 7,50 • 10 <sup>-3</sup> мм рт. ст. 1 Н/м <sup>2</sup> - 0,102 мм вод. ст. 1 Н/м <sup>2</sup> - 1,02 • 10 <sup>-5</sup> атм 1 Н/м <sup>2</sup> = 9,87 • 10 <sup>-6</sup> атм 1 Н/м <sup>2</sup> = 1,02 • Ю <sup>-7</sup> кгс/мм <sup>2</sup>
<b>Енергія, кількість теплоти, робота</b>	1 Вт г - 3,610 <sup>3</sup> Дж	1 Дж = 2,78 1(г <sup>4</sup> Вт-г -
	1 кал - 4,19 Дж 1 ккал - 4,19 • 10 <sup>3</sup> Дж 1 кгс-м - 9,81 Дж	1 Дж = 0,239 кал 1 Дж - 239 • 10 <sup>-6</sup> ккал 1 Дж - 0,1 кгс-м
<b>Потужність</b>	1 к.с. - 735,5 Вт 1 ккал/г = 1,163 Вт 1 кал/с - 4,19 Вт 1 Дж/с - 1 Вт	1 Вт = 1,36 • 10 <sup>3</sup> к.с. 1 Вт - 0,102 кгс м/с 1 Вт = 0,86 ккал/г
<b>В'язкість динамічна</b>	1 Пз - 0,1 Н-с/м <sup>2</sup> - - 0,1 Па с 1 сПз - Ю <sup>3</sup> Н-с/м <sup>2</sup>	1 Н-с/м <sup>2</sup> - 10 Пз 1 Н-с/м <sup>2</sup> - 10 <sup>3</sup> сПз
<b>В'язкість кінематична</b>	1 кгс/м <sup>2</sup> = 9,81 Н-с/м <sup>2</sup> 1 см <sup>2</sup> /с - 1 Ст - 10 <sup>-4</sup> м <sup>2</sup> /с	1 Н-с/м <sup>2</sup> - 0,102 кгс/м <sup>2</sup> 1 м <sup>2</sup> /с - 10 <sup>4</sup> Ст
	1 сСт - Ю <sup>6</sup> м <sup>2</sup> /с	1 м <sup>2</sup> /с - 10 <sup>6</sup> сСт
<b>Питома теплоємність</b>	1 ккал/кгс-град - - 4,19 кДж/кг-К	1 кДж/кг-К - - 0,239 ккал/кг-град.
<b>Коефіцієнт теплопровідності</b>	1 ккал/м-г-град - - 1,163 Вт/мК	1 Вт/м-К - = 0,86 ккал/м-г-град.
<b>Коефіцієнт тепло- передачі</b>	1 ккал/м <sup>2</sup> -г-град = = 1,163 Вт/м <sup>2</sup> К	1 Вт/м <sup>2</sup> -К - - 0,86 ккал/м <sup>2</sup> т-фад.
<b>Частота обертання</b>	1 об/с - 1 с <sup>-1</sup> 1 об/хв = 0,016 <г' 1 об/г - 0,27 • 10 <sup>-3</sup> с <sup>-1</sup>	1 с <sup>-1</sup> - 1 об/с - - 60 об/хв - 3600 об/г
<b>Теплота згоряння палива</b>	1 ккал/кг = 4,19 кДж/кг	1 кДж/кг - 0,24 ккал/кг



## Типи і конструкція захисних покриттів для підземних трубопроводів (згідно ВБН-008-88)

№ п/п	Вид покриття	Тип покриття	Умови нанесення покриття	Конструкція захисного покриття	Товщина покриття, мм
1	2	3	4	5	6
1	Бітумне (для трубопроводів діаметром до 1020 мм вкл.)	Посилений	Трасові або базові	Грунтовка бітумно-полімерна типу ГТ-760-ІН із розходом не менше 0,1 кг/м <sup>2</sup> Мастика бітумно-гумова по ДСТУ 15836-79 або бітумно-полімерна типу «ІЗОБІТЕП» із шаром склополотна типу ВВ-К або ВВ-Г Мастика по ДСТУ 15836-79 або «ІЗОБІТЕП» із шаром склополотна типу ВВ-К або ВВ-Г- Обгортка захисна типу «ПЕКОМ»	3,0 2,5 0,6
2	Бітумне (для трубопроводів діаметром до 820 мм вкл.)	Посилений	Трасові	Грунтовка типу ГТ-760-ІН із розходом не менше 0,1 кг/м <sup>2</sup> Мастика по ДСТУ 15836-79 або «ІЗОБІТЕП» із шаром склополотна типу ВВ-К або ВВ-Г Обгортка захисна типу «ПЕКОМ»	5,5 0,6
3	Бітумне (для трубопроводів діаметром до 820 мм вкл.)	Нормальний	Те саме	Грунтовка типу ГТ-750-ІН із розходом не менше 0,1 кг/м <sup>2</sup> Мастика по ДСТУ 15836-79 або «ІЗОБІТЕП» із шаром склополотна типу ВВ-К або ВВ-Г Обгортка захисна типу «ПЕКОМ»	0,6 4,0 0,6

Продовження додатка 8

Пластобіт-40 (для трубопроводів діаметром до 1020 мм)	Посилений	Трасові або базові	Грунтовка типу ГТ-760-ІН чи бітумно-бензинова по ДСТУ 9.015-74 або грунтовка ГТ-831 НИ Мастика на основі пластифікованого бітуму «ІЗОБІТЕП» або МБР-100, МБР-90 Стрічка полівініл-хлоридна без підклеюючого шару Обгортка захисна типу «ПЕКОМ» Фарба епоксидна порошкова	0,07 3,0 0,4 0,6 0,35
Епоксидне	Те саме	Заводські або базові	Поліетилен екструдований або напінений для труб діаметром:	
Поліетиленове (для всіх діаметрів)		Те саме	а) до 1020 мм б) 1020 мм і більше	2,5 3,0
Стрічкове полівініл-хлоридне (діаметр до 1220 мм вкл.)	Нормальний	Трасові або базові	Грунтовка типу ГТ-760-ІН або ГТ-831-НИ з розходом не менше 0,1 кг/м <sup>2</sup> Стрічка полівініл-хлоридна липка типу ПВХ-БК, ПИЛ, ПВХ-Л, ПВХ-СК, 2 шари Обгортка захисна типу «ПЕКОМ», «ПЕКОМ-М», ПДБ, 1 шар	0,8 0,5

1	2	і	4	5	6
8	Стрічкове полівініл-хлоридне (для трубопроводів діаметром до 1220 мм)	Посилений	Трасові або базові	Ґрунтовка ГТ-760-ИН або ГТ-831-НИ з розходом не менше 0,1 кг/м <sup>2</sup> Стрічка полівініл-хлоридна типу ПВХ-БК, ПИЛ, ПВХ-СК, 2 шари Обгортка захисна типу «ПЕКОМ», «ПЕКОМ-М», ПДБ, 2 шари	— 0,8 1,0
9	Стрічкове поліетиленове (для трубопроводів діаметром до 1420 мм вкл.)	Те саме	Те саме	Ґрунтовка ГТ-760-ИН або ГТ-831-НИ з розходом не менше 0,1 кг/м <sup>2</sup> Стрічка поліетиленова дубльована за вимогами ДСТУ 25812-83, 1 шар Обгортка захисна типу «ПЕКОМ», «ПЕКОМ-М», ПДБ або імпортна, 1 шар	0,6 0,5
10	Стрічкове поліетиленове (для трубопроводів діаметром до 1420 мм)	»	»	Ґрунтовка типу ГТ-831-НИ або імпортна Стрічка поліетиленова радіаційно-модифікована типу «РАМПОЛЕН» або імпортна, 1 шар Обгортка захисна типу «ПЕКОМ», «ПЕКОМ-М», ПДБ, 1 шар	0,6 0,5
11	Стрічкове кремній-органічне (для трубопроводів діаметром до 1420 мм)	»	»	Ґрунтовка «ВІКСІНТ-У-4-21» із розходом 0,4 кг/м <sup>2</sup> Термостійка ізоляційна стрічка «ЛЕТСАР-ЛПТ» марки А (1 шар) або «ЛЕТСАР-ЛПТ» марки Б (1 шар), або «ЛЕТСАР-Т» (1 шар)	1,2 0,6 0,7

1	2	3	4	5	6
12	Стрічкове поліетиленове дубльоване (в т. ч. імпортне) для трубопроводів діаметром до 1420 мм	Посилений	Трасові або базові	Обгортка захисна типу «ПЕКОМ», «ПЕКОМ-М», ПДБ, 1 шар Ґрунтовка з розходом не менше 0,1 кг/м <sup>2</sup> Стрічка поліетиленова дубльована, 1 шар	0,5 — 0,6
13	Склоемалеві (для трубопроводів діаметром до 720 мм)	Те саме	Заводські	Липка захисна обгортка, 1 шар 1 шар	0,6 0,35

## ПОКРИТТЯ ДЛЯ НАДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ

14	Металічне (діаметр не обмежений)	—	Заводські або базові	Одношарове	0,2
15	Лакофарбове (діаметр не обмежений)	—	Те саме	Багатошарові (по ТУ на матеріал)	0,2—0,5 (по ТУ на матер.)

Примітка: На переходах під автомобільними дорогами, залізницями та підводних переходах товщину шару липкої стрічки приймати не менше 1,2 мм (не менше 2-х шарів) і не менше 2-х шарів захисної обгортки.

## Основні фізико-механічні властивості бітумних ізоляційних матеріалів (мастик)

Марки мастик	Фізико-механічні властивості мастик			Допустима температура, °С		Склад, % по вазі			
	Температура розм'якшення по КШ, не менше °С	Глибина проникнення голки при 25 °С в десятих частках, мм, не менше	Розтяжність при 25 °С, не менше, см	Продукту, який транспортується по трубопроводу, не більше	Оточуючого повітря при нанесенні в межах	Бітуми нафтові ізоляційні		Гумова крошка з амортизованих автошин	Пластифікатор <зелене масло>
						БН-70/30	БН-90/10		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
МБР-65	65	40	4	25	+ 5 -і «- 30»	88		5	7
МБР-75	75	30	4	25	+ 15 «- 15»	88		7	5
МБР-90	90	20	3	35	+ 35 + «- 10»	93		7	5
МБР-100-1	100	15	2	40	+ 40 + «- 10»	45	45	10	
МБР-100-2	100	15	2	40	+ 40-т-«- 10»		83	12	5

№	Марка матеріалу	Технічні умови	Матеріали		Товщина, мм	Маса, 1 м <sup>2</sup> /кг
			основа	клеєвий шар		
1	2	3	4	5	6	7

## /. Ізоляційні липкі стрічки

1	Полівініл-хлоридна ПВХ-БК	ТУ-102-166-84	ПВХ	БК композиція	0,4+0,05	0,51
2	Полівініл-хлоридна ПВХ-Л	ТУ-102-320-86	ПВХ	ПВХ композиція	0,4±0,05	0,50
3	Полівініл-хлоридна ПИЛ	ТУ-619-103-85	ПВХ	ПВХ композиція	0,4±0,05	0,50
4	Полівініл-хлоридна ПВХ-СК	ТУ-102-340-88	ПВХ	ПВХ композиція	0,4±0,05	0,50
5	Поліетиленова дубльована, ЛДП	ТУ-102-376-84	ПЕ	Бутил-каучукова композиція	0,6±0,05	0,75
6	Термостійка кремній-органічна «ЛЕТСАР-ЛПТ»:	ТУ-38-103-418	Полімерна стрічка	Силоксанова гума	1,2+0,2	1,3
	а) марка Б	ТУ-38-103-418	Склотканина	Силоксанова гума	0,6+0,1	0,8
	б) «ЛЕТСАР-Т»	ТУ-38-403-519-85	Склотканина	Силоксанова гума	0,7±0,1	0,85
7	Поліетиленова «Рамполен 205-20» радіаційно-модифікована	ТУ-6-19-051-522-84	ПЕ радіаційно-модифікована	БК композиція	0,6+0,5	0,70

## //. Обгортки

1	«ПЕКОМ»	ТУ-102-320-86	ПЕ композиція	0,6±0,05	0,53
2	«ПЕКОМ-М»	також	також	0,6±0,05	0,53
3	ПДБ	ТУ-21-27-49-76	»	0,55±0,05	0,58
4	Стрічка ПВХ	ТУ-6-19-240-84	ПВХ	0,4±0,05	0,50

## III. Клейові ґрунтовки

1	ГТ-760 ИН	ТУ-02-340-83
2	ГТ-831 НИ	ТУ 102-349-83
3	ГТ-832 НИК	ТУ-102-350-83
4	«ВИКСИНТ-У-4-21»	ТУ-38-103418-83

## Додаток 11

## Основні характеристики (довідкові) імпортованих ізоляційних стрічок, липких обгортки і клейових ґрунтовок

№ п/п	Марка матеріалу	Товщина, мм			Міцність при розтягуванні, кгс/см ширини	Видовження при розриві.	Адгезія до праймованої сталі, кгс/см ширини	Адгезія до основи СТРІЧКИ, кгс/см ширини	Маса, 1 м <sup>2</sup> /кг	Ґрунтовка <краймер>
		загальна	ОСНОВИ	адгезію						
<i>I. Ізоляційні стрічки</i>										
1	Полікен 980-25 (США)	0,635	0,330	0,305	6,20	400	не менше 1,5	більше 0,35	0,664	НІТТО К-80
2	Тек-Рап 240-25 (США)	0,635	0,330	0,305	5,36	400	те саме	те саме	0,735	те саме
3	Нітто-53-635 (Японія)	0,635	0,380	0,255	7,60	570	»	»	0,629	»
4	Фурукава Рапко НМ-2 (Японія)	0,640	0,340	0,300	7,00	500	»	»	0,648	»
5	Альтене 100-25 (Італія)	0,635	0,330	0,305	6,20	400	»	»	0,664	Альтене Р-19
6	Пластизол 635 (Югославія)	0,630	0,330	0,300	7,60	500	»	»	0,702	При-мол 8-40
<i>II. Обгортки</i>										
1	Полікен 955-25 (США)	0,635	0,508	0,127	—	350	»	більше 0,30	0,653	—
2	Тек-Рап 260-25 (США)	0,635	0,500	0,135	—	—	»	те саме	0,680	—
3	НІТТО-56-РА-4 (Японія)	0,635	0,535	0,100	10,0	400	»	»	0,670	—
4	Фурукава Рапко РВ-2 (Японія)	0,635	0,500	0,135	11,0	580	»	»	0,633	—
5	Альтене 205-25 (Італія)	0,635	0,500	0,135	—	—	»	»	0,653	—
6	Пластизол 6010 (Югославія)	0,635	0,500	0,135	—	380	»	»	0,673	—

Примітка: Допустимі відхилення по товщині ізоляційних стрічок і обгортки становлять від -5 % до +10 %.

**Кремнійорганічне ізоляційне покриття для труб  
діаметром 57—1420 мм, арматури і з'єднуючих деталей**

**Властивості кремнійорганічних композицій:**

<b>Колір</b>	<b>за вимогою замовника</b>
<b>Товщина, мкм</b>	<b>150—470</b>
<b>Умовна в'язкість КОК при 20 °С по віскозиметру ВЗ-4, с</b>	<b>150—180</b>
<b>Час твердіння при (20—2) °С, год</b>	<b>24—48</b>
<b>Міцність покриття при ударі, н-м не менше</b>	<b>7,5</b>
<b>Еластичність покриття при згині, мм, не більше</b>	<b>5,0</b>
<b>Адгезія, бал.</b>	<b>1—2</b>
<b>Радіус катодного відшарування при (20—10 °С)</b>	<b>18 .</b>
<b>Діелектрична міцність покриття, кВ/мм</b>	<b>50—60</b>
<b>Перехідний опір покриття, Ом-м<sup>2</sup></b>	<b>•106- -5-107</b>
<b>Водопоглинання за 60 діб, % мас.</b>	<b>0,5- -0,6</b>

Переваги кремнійорганічних покриттів полягають у наступному: орієнтація на українську сировину при виробництві захисних композицій, основну складову яких — кремнійорганічні лаки — виготовляє виробниче об'єднання «Кремнійполімер» (Запоріжжя), яке уклало довгострокові угоди на поставку сировини, і її обсяги при потребі будуть збільшені. Решта складових — модифікатори та наповнювачі — не-дефіцитні й зорієнтовані на відходи виробництва.

**Норми  
розходу (рекомендаційні) імпортих адгезійних праймерів  
(клейових ґрунтовок) на 1 км трубопроводу, тоїш**

№ п/п	Діаметр трубопроводу, мм	Поліксн-919- (Нігто К-300) питомий розхід 0,080 л/м <sup>2</sup>	Нігто В-300 (Нігто К-300), питомий розхід 0,090 л/м <sup>2</sup>	Фурукава РапкоЕ-16, питомий розхід 0,90 л/м <sup>2</sup>	Альтене Р-19, питомий розхід 0,080 л/м <sup>2</sup>	Примол 5-40, питомий розхід 0,10 л/м <sup>2</sup>
1	2	3	4	5	6	7
1	1020	0,282	0,317	0,317	0,282	0,353
2	1220	0,337	0,380	0,380	0,337	0,422
3	1420	0,393	0,442	0,442	0,393	0,491

Примітка: Норми розходу встановлені з урахуванням коефіцієнта на невраховані втрати — 1,1.

## Норми розходу (рекомендаційні) імпортованих ізоляційних стрічок і обгортки на 1 км трубопроводу

№ п/п	Діаметр трубопроводу, мм	Найменування матеріалу																			
		Стрічка 980-25 (маса 1 м <sup>2</sup> — 0,664 кг)		«0»		«3»		Обгортка 56РА-4 (маса 1 м <sup>2</sup> — 0,670 кг)		Стрічка НМІ-2 (маса 1 м <sup>2</sup> — 0,648 кг)		«І»		«ІІ»		«ІІІ»		«ІІІІ»		«ІІІІІ»	
		1 шар	2 шари	1 шар	2 шари	1 шар	2 шари	1 шар	2 шари	1 шар	2 шари	1 шар	2 шари	1 шар	2 шари	1 шар	2 шари	1 шар	2 шари	1 шар	2 шари
1	1020	2,51	5,29	2,47	5,20	2,61	5,51	2,58	5,33	2,45	5,16	2,39	5,04	2,51	5,29	2,47	5,20	2,65	5,59	2,54	5,36
2	1220	3,0	6,32	2,95	6,22	3,12	6,59	3,03	6,38	2,93	6,17	2,86	6,03	3,0	6,32	2,95	6,22	3,17	6,68	3,04	6,41
3	1420	3,49	7,36	3,43	7,24	3,64	7,67	3,52	7,42	3,41	7,18	3,33	7,01	3,49	7,36	3,43	7,24	3,69	7,78	3,54	7,46

Примітка: Норми розходу встановлені для ролонів і обгортки шириною 457 мм з урахуванням коефіцієнтів: а) на нахльст при одношаровій ізоляції — 1,09; б) на нахльст при двошаровій ізоляції — 2,3; в) на невраховані втрати — 1,08.

4 В\* Я  
8-1  
4 В\* Я  
9  
ГЕ  
ХХСБ Я

Додаток 11);  
к — коефіцієнт, що враховує втрати стрічки або обороткового матеріалу при зміні рулонів, обривах, торцюванні тощо.  
П-3,14;  
Норми розходу визначених клеєвих ґрунтовок на 1 км трубопроводу, тонн

Діаметр трубопроводу, мм	ГТ-760-НИ ГТ-831-НИ	*ВИКЛИНТ У-4-21*
325	0,208	0,449
426	0,273	0,589
530	0,338	0,731
720	0,460	0,995
820	0,524	1,133
1020	0,652	1,410
1220	0,780	1,686
1420	0,908	1,962

Префікс	Значення	ЮЖНИК	Позивлення	2 о кинок
Тера	~i н	—	Сантн	о
Гіга	%	—	Мілілі	2
Мега	T.	—	Мікро	2
Кіло	-i	—	Нанію	Я
Гекто	1з	—	Піко	Я
Дека	3а	—	Фемто	Я
Деци	3а	—	Апто	Я

Додаток 16

Норми розходу (рекомендаційні) ізоляційних стрічок і оборток виробництва країн СНД (на 1 км трубопроводу, тонн)

№ п/п	Діаметр трубопроводу	Найменування матеріалів													
		ПВХ-БК		ПВХ-Л ПВХ-СК ПНД		ЛДП		«ЛЕТСАР-ЛІТ»				«ПЕ-КОМ»		ПЕ-КОМ-М»	
		2 шари	2 шари	1 шар	2 шари	1 шар	2 шари	1 шар	2 шари	1 шар	2 шари	1 шар	2 шари	1 шар	2 шари
1	325	1,756	1,722	1,005	2,583	1,936	4,975	1,192	3,062	1,266	3,253	0,710	1,825		
2	426	2,225	2,182	1,318	3,273	2,538	6,303	1,562	3,879	1,659	4,121	0,931	2,313		
3	530	2,302	2,257	1,477	3,386	2,844	6,521	1,750	4,013	1,860	4,264	1,044	2,393		
4	720	3,029	2,970	2,010	4,454	3,871	8,579	2,382	5,279	2,531	5,609	1,420	3,148		
5	820	3,450	3,383	2,289	5,073	4,409	9,771	2,713	6,013	2,883	6,388	1,618	3,585		
6	1020	4,291	4,207	2,847	6,310	5,484	12,153	3,375	7,479	3,586	7,946	2,012	4,459		
7	1220	5,132	5,032	3,406	7,548	6,559	14,536	4,036	8,945	4,289	9,505	2,407	5,334		
8	1420			3,964	8,785	7,634	16,919	4,698	10,412	4,992	11,063	2,801	6,208		

Примітки: Норми розходу встановлені з урахування того, що: 1) нахльст при одношаров., «оляцп \_ 2) нахльст при двошаровій - 5 0 % ширини плюс 0,04 м; 3) коефіцієнт неврахованих втрат Х-1,08 для вск м а т е » крім ^ТСАРХГдГ^ТСАР-ЛІТ» К-1\* 4) ширина рулона для діаметрів 530 і більше прийнята 0,45 м; для менших діаметрів — 0,225 м.

## ЗМІСТ

<b>Частина I. ГАЗОПРОВИДИ І ГАЗОСХОВИЩА</b>	<b>3</b>
<b>Розділ 1. Фізико-хімічні властивості природних газів</b>	<b>3</b>
1.1. Основні параметри газів	3
1.2. Термодинамічні властивості газів	10
1.3. Токсичні і теплові властивості природних газів	15
<b>Розділ 2. Підготовка газу до дальнього транспортування</b>	<b>18</b>
2.1. Очищення газу від механічних домішок, сірководню та вуглекислоти	18
2.2. Конструкції піловловлювачів	25
2.3. Технологічний розрахунок масляного вертикального піловловлювача	33
2.4.осушення газу і боротьба з гідратуутворенням	46
2.5. Експлуатація і ремонт апаратів по очищенню й осушенню газу	71
<b>Розділ 3. Транспортування газу</b>	<b>76</b>
3.1. Види транспортування природного газу	76
3.2. Склад споруд лінійної частини магістральних газопроводів	78
3.3. Влаштування та обладнання компресорних станцій (КС)	82
3.4. Експлуатація устаткування КС	90
3.5. Експлуатація та ремонт лінійної частини трубопроводів і арматури	95
3.6. Ремонт устаткування газопроводів	114
3.7. Розрахунки лінійної частини магістрального газопроводу	121
3.8. Розрахунки устаткування КС	138
3.9. Затрати газу при експлуатації магістральних газопроводів	158
3.10. Втрати газу при експлуатації газопроводів	164
3.11. Допоміжні системи КС	170
3.12. Існуючі методи діагностики магістральних трубопроводів і концепція її розвитку	193
<b>Розділ 4. Розподіл газу</b>	<b>201</b>
4.1. Газорозподільні станції магістральних газопроводів	201
4.2. Газорегуляторні пункти	248
4.3. Використання газу як моторного палива	289
<b>Розділ 5. Зберігання газу</b>	<b>304</b>
5.1. Сховища для газу	304
5.2. Газонаповнювальні станції (ГНС) зріджених нафтових газів	313



<b>Розділ 6. Корозія металів і методи боротьби з нею . . . . .</b>	<b>336</b>
6.1. Види корозії . . . . .	336
6.2. Захист газопроводу від корозії . . . . .	336
6.3. Розрахунки захисту трубопроводів від корозії . . . . .	341
6.4. Розрахунок параметрів катодного захисту в міських умовах . . . . .	350
6.5. Дренажний захист трубопроводів . . . . .	357
6.6. Протекторний захист трубопроводів . . . . .	365
<b>Частина II. СКЛАДИ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ . . . . .</b>	<b>375</b>
<b>Розділ 7. Зберігання нафти і нафтопродуктів . . . . .</b>	<b>375</b>
7.1. Фізико-хімічні властивості нафтопродуктів . . . . .	375
7.2. Резервуари . . . . .	379
7.3. Зберігання нафти і нафтопродуктів . . . . .	383
7.4. Витрата паливної енергії на зливання нафтопродуктів . . . . .	392
7.5. Захист сталевих резервуарів від корозії . . . . .	395
7.6. Раціональне використання тепла (пари) і палива на зливання нафтопродуктів . . . . .	405
<b>Додатки . . . . .</b>	<b>408</b>

**Д О В І Д К О В Е   В И Д А Н Н Я**

Розгонюк Василь Васильович  
Хачикян Левон Альбертович  
Григіль Михайло Андрійович та інші

**Е К С П Л У А Т А Ц І Й   Н И К О В І  
Г А З О Н А Ф Т О В О Г О  
К О М П Л Е К С У**

**Д О В І Д Н И К**

**Редактори *Ковбаса С. М.,  
Злотникова Л. В.***  
**Художній редактор *Ткаченко М. І.***

**Підп. до друку 14.04.98. Формат 84X108'/<sup>32</sup>. Папір офсетний. Гарн  
шрифту літературна. Друк високий. Ум.-друк. арк. 21,48. Тираж 6000 пр  
Зам. № 7—1120.**

**Видавництво «Росток»,  
252035, м. Київ-35, вул. Саксаганського, 13/42.**

**Головне підприємство республіканського виробничого об'єднання  
«Поліграфкнига», 252057, Київ-57, вул. Довженка, 3.**

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_