

696
663

П.М.ЕНІН, Г.Г.ШИШКО, К.М.ПРЕДУН

**ГАЗОПОСТАЧАННЯ
НАСЕЛЕНИХ ПУНКТИВ
І ОБ'ЄКТІВ
ПРИРОДНИМ ГАЗОМ**

696
Є63

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ

П.М.Єнін, Г.Г.Шишко, К.М.Предун

ГАЗОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ І
ОБ'ЄКТІВ ПРИРОДНИМ ГАЗОМ

Рекомендовано Вченою радою Київського національного університету будівництва і архітектури як навчальний посібник для студентів санітарно-технічного факультету і слухачів факультету підвищення кваліфікації та перепідготовки спеціалістів

№1
Київський національний
університет
будівництва і архітектури
БІБЛІОТЕКА

к

Київ 2002

УДК 696.2
ББК 38.763
Є 63

Єнін П.М., Шишко Г.Г., Предун К.М.

Є 63 Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом. Навчальний посібник. — К.: Логос, 2002. — 198 с.
ISBN 966-581-379-X

Розглянуто питання проектування систем газопостачання природним газом населених пунктів, промислових і комунально-побутових підприємств. Особлива увага надана газифікації будинків і споруд, зниженню металоємкості розподільних мереж та економії газового палива.

Призначений для студентів санітарно-технічного факультету та слухачів факультету підвищення кваліфікації і перепідготовки спеціалістів.

Рецензенти: Б.Х.ДРАГАНОВ, академік АН ВШ України, д-р техн. наук, професор кафедри теплоенергетики Національного аграрного університету,
А.В.ВЛАСЮК, директор проектного та науково-дослідного інституту по газопостачанню, тепlopостачанню та комплексному благоустрою міст України "УкрНДІнжпроект"

Затверджено на засіданні науково-методичної ради Київського національного університету будівництва і архітектури від 24 вересня 2002 р., протокол №1

Редактор *М.І. Сметанська*

ББК 38.763



ISBN 966-581-379-X

© П.М. Єнін, Г.Г. Шишко,
К.М. Предун, 2002

ЗМІСТ

	с.
Вступ	5
1. Газопостачання населених пунктів	8
1.1. Загальні положення.....	8
1.2. Розрахунки газоспоживання.....	10
1.3. Системи газопостачання.....	15
1.4. Трубопроводи, обладнання і арматура.....	23
1.5. Гідравлічний розрахунок газопроводів.....	27
1.6. Захист газопроводів від корозії.....	36
2. Газопостачання житлових і громадських будинків	46
2.1. Загальні положення.....	46
2.2. Побутові газові прилади і опалювальні установки.....	48
2.3. Особливості розрахунку витрат газу.....	54
2.4. Особливості гідравлічного розрахунку внутрішньобудинкових і дворових газопроводів.....	55
2.5. Газопальникові пристрої побутових газових приладів.....	56
2.6. Димоходи і димовідвідні канали.....	57
3. Газопостачання промислових і комунально-побутових підприємств, котелень	60
3.1. Загальні положення.....	60
3.2. Системи газопостачання.....	60
3.3. Особливості гідравлічного розрахунку газопроводів.....	68
3.4. Промислові печі.....	73
3.5. Газопальникові пристрої.....	76
4. Облік природного газу	88
4.1. Загальні положення.....	88
4.2. Побутові лічильники газу.....	89
4.3. Промислові лічильники і витратомірні установки.....	97
5. Приклади розрахунку систем газопостачання	101
5.1. Газопостачання населеного пункту.....	101
5.2. Газопостачання житлового будинку.....	117
5.3. Проектування газопальникових пристроїв побутових газових приладів.....	121
5.4. Розрахунок димоходу.....	127
5.5. Газопостачання промислового підприємства.....	132
5.6. Розрахунок і вибір обладнання ГРП (ГРУ).....	148
5.7. Проектування газопальникового пристрою промислового устаткування.....	150
5.8. Проектування катодного захисту підземних газопроводів від корозії.....	153
6. Контрольні питання	155
Список літератури	161
ДОДАТКИ	
1. Фізико-хімічні властивості природного газу.....	165

	с.
2. Розрахункові споживачі природного газу.....	167
3. Укрупнені показники теплового потоку на опалення і гаряче водопостачання...	168
4. Газорозподільні станції, газорегуляторні пункти і установки.....	169
5. Мінімальні відстані у просвіті між інженерними мережами і будинками, спорудами	170
6. Сортамент труб, які використовуються при будівництві мереж газопостачання..	171
7. Обладнання газорегуляторних пунктів і установок.....	172
8. Номограми для гідравлічного розрахунку сталевих газопроводів.....	176
9. Номограми для гідравлічного розрахунку поліетиленових газопроводів.....	178
10. Еквівалентні довжини газопроводів.....	180
11. Бланки підготовки вихідних даних і результати гідравлічного розрахунку газопроводів за допомогою ЕОМ.....	181
12. Побутові газові прилади і опалювальні котли.....	187
13. Значення коефіцієнтів одночасності для житлових будинків.....	188
14. Довідкові дані для розрахунку інжекційних пальників низького тиску.....	189
15. Довідкові дані для розрахунку димоходів.....	190
16. Побутові лічильники газу.....	191
17. Промислові лічильники газу.....	193
18. Газопальникові пристрої промислових печей.....	195
19. Установки катодного захисту підземних газопроводів від корозії.....	197

ВСТУП

Природний газ сьогодні є пріоритетним енергоносієм на території України. Його частка в структурі споживання енергоресурсів становить 41 %. Газ використовується безпосередньо у виробничих процесах, для теплопостачання і задоволення комунально-побутових потреб населення, для інших потреб економіки держави.

Україна посідає 4-е місце у світі після США, Росії та Німеччини за рівнем споживання природного газу [71] – при щорічному споживанні останнім часом до 80 млрд.м³ газу лише 18 млрд.м³ забезпечується за рахунок власного видобутку (сьогодні експлуатується біля 200 родовищ природного газу). Таким чином, Україна закуповує у закордонних постачальників біля 60 млрд.м³ газу. З них приблизно 30 млрд.м³ або частково (останнім часом) в грошовому еквіваленті отримує наша держава за послуги транзиту російського газу до країн Європи (об'єм транзиту через газотранспортну систему України становить близько 121 млрд. м³ на рік, у т.ч. до країн Центральної та Західної Європи, Туреччини – 109 млрд. м³).

Таблиця

Обсяги використання природного газу в Україні [66, 71]

Показник	Обсяг використання газу, млрд.м ³						
	1990	1992	1993	1994	1995	1997	2000
Всього	116,4	110,0	96,1	87,3	84,5	79,7	73,4
Власний видобуток	28,1	20,9	19,2	18,3	18,2	18,1	18,1
Імпорт	88,3	89,1	77,6	69,0	66,3	61,6	55,3

Розподіл використання газу за секторами економіки в Україні у 2000 р. мав такий вигляд: населення і комунально-побутовий сектор – 36,5; електроенергетика – 16,1; металургія – 12,8; хімічна промисловість – 11,3; власні потреби газової промисловості – 11,3; інші потреби – 12,0 %.

Із обсягів щорічного споживання газу в Україні близько 28 млрд.м³ витрачається населенням і комунально-побутовими організаціями. В державі газифіковано 16,1 млн. квартир, у т.ч. 10,5 млн. – в містах і селищах міського типу, 5,6 млн. – у сільській місцевості. Обсяг газифікації квартир становить 87 %, з них природним газом – 47 %, скрапленним – 40 %, в т.ч. у сільській місцевості – майже 80 %.

Після переходу економіки України на ринкові засади проблема обліку енергоносіїв набула важливого значення. Щодо населення, то у 1995 р. була розроблена Багатогалузева програма виробництва приладів обліку споживання газу і поетапного оснащення ними житлового фонду [46]. Низька теплозахисна якість зовнішніх огорожень будинків, масове введення в експлуатацію житла з поквартирним газовим опаленням, збільшення середньої площі цих квартир, ненадійна робота систем централізованого теплопостачання, багаторазове підвищення норм оплати за опалення призвели до того, що, незважаючи на погіршення рівня життя більшості населення, середня фактична питома витрата газу однією квартирою збільшилась з 807 м³/рік у 1985 р. до 2253 м³/рік сьогодні, а в квартирах з автономним теплопостачанням питома витрата газу сягає 5500 м³/рік.

Відповідно до вимог Багатогалузевої програми лічильниками газу (а це понад 10 млн. штук) необхідно було до 2000 р. обладнати житлові будинки як в сільській місцевості, так і в міських населених пунктах, а в першу чергу – усі новобудови, квартири з поквартирним теплопостачанням і гарячим водопостачанням. Проте сьогодні можна констатувати, що фактично встановлено лише 26,3 % вимірювальних приладів від загальної потреби [71], причому внаслідок залучення інвестицій, створення ряду спільних з відомими світовими виробниками засобів обліку газу підприємств потреби ринку України могли бути задоволені повністю, тобто Багатогалузева програма могла бути виконана вчасно.

Загалом сьогодні до складу систем газопостачання України входить 36,7 тис.км магістральних (газотранспортних), у т.ч. 14 тис.км діаметром 1020-1420 мм і 152 тис.км газо-

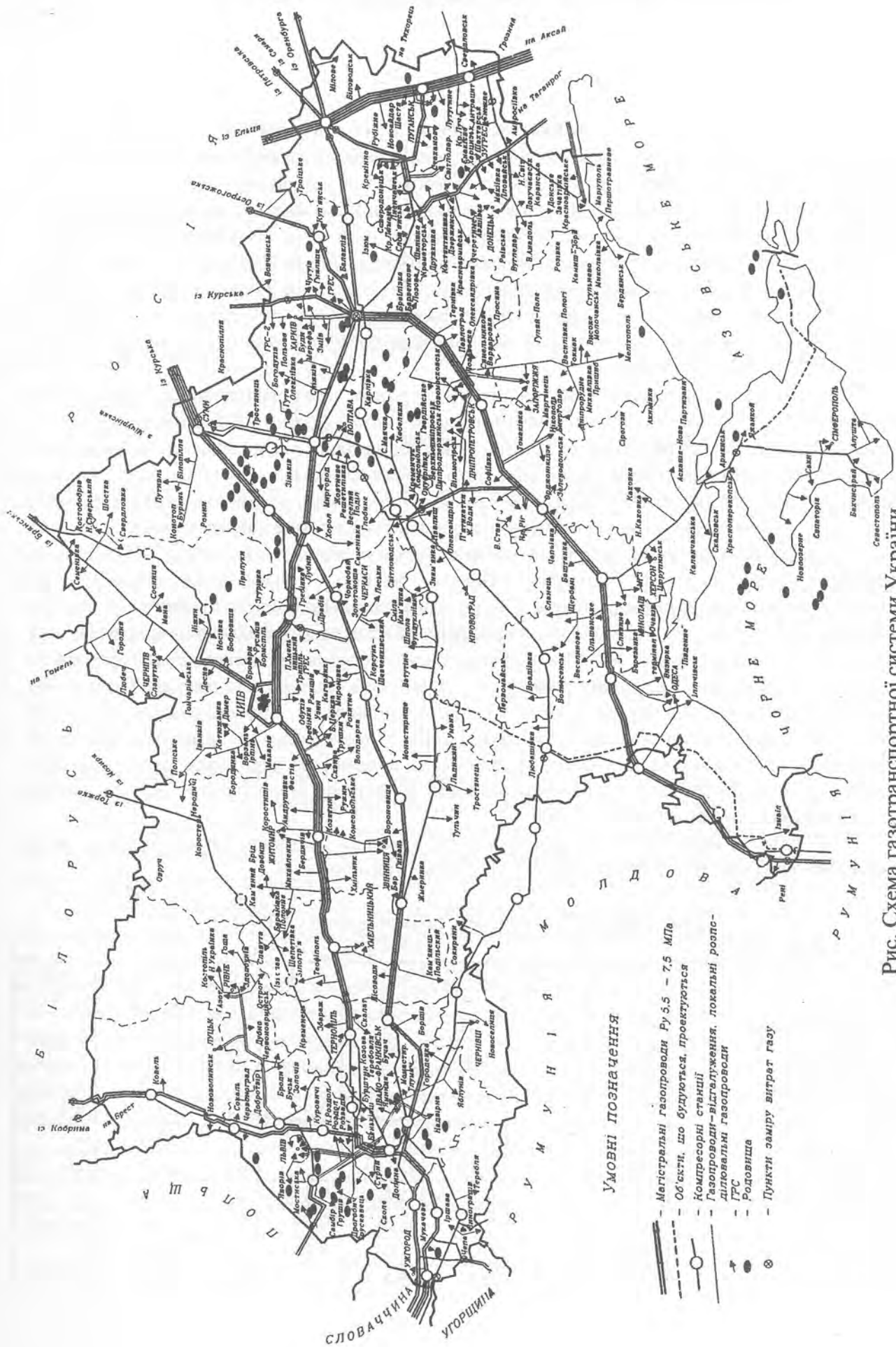
розподільних мереж, 72 компресорних станції загальною потужністю 5600 МВт (до речі, потужність Запорізької АЕС становить 6000 МВт). 13 підземних сховищ забезпечують максимально можливий відбір 240 млн.м³ природного газу на добу. Вони призначені для згладжування як пікових, так і сезонних нерівномірностей у споживанні газу і сприяють високій надійності функціонування всієї газотранспортної системи, гарантують безперебійність як у постачанні газу внутрішнім споживачам, так і транзиту російського газу до Європи. Принципова схема газотранспортної системи України зображена на рисунку.

Газова промисловість України бере свій початок із введення в експлуатацію Дашавського газового родовища і будівництва першого газопроводу Дашава-Стрий у 1924 р. Інтенсивний розвиток галузі пов'язаний з відкриттям у післявоєнний період значних запасів газу в районах Дніпровсько-Донецької западини, на Прикарпатті. Максимального рівня видобутку природного газу – 68,7 млрд.м³ на рік – було досягнуто у 1975 р. Сьогодні ці родовища практично вичерпано і вони використовуються як підземні сховища. Перспективним районом щодо газовидобування є шельф Чорного та Азовського морів.

З метою зменшення залежності від російського "Газпрому" наша держава повинна послідовно впроваджувати енергозберігаючі технології і паралельно збільшувати власне видобування енергоносіїв. Наприклад, програма перспективного розвитку НАК "Нафтогаз України" передбачає можливість видобування близько 20 млрд.м³ власного газу у 2005 р. і біля 25 млрд.м³ – у 2010 р. Водночас подальше нарощування власного видобутку навряд чи можливе, в першу чергу із-за відсутності нових значних родовищ (балансові запаси газу в Україні становлять за різними оцінками від 1080 до 1800 млрд.м³ [66]). Крім того, при потужному і відносно стабільному потоці газу з Росії (у перспективних планах обсяг транспорту газу у Європу повинен досягти у 2020 р. 200 млрд.м³) збільшувати власний видобуток навряд чи доцільно: сьогодні основна частина українського газу видобувається з родовищ, які розвідані та розроблені ще декілька десятків літ тому, і внаслідок цього для підтримки видобутку на сталому рівні необхідні лише незначні витрати.

Таким чином, питання раціонального використання природного газу набувають в Україні домінуючого значення.

В навчальному посібнику розглянуті питання проектування систем газопостачання природним газом населених пунктів, промислових і комунально-побутових підприємств. Особлива увага надана газифікації будинків і споруд, зниженню металоємкості розподільних мереж та економії газового палива.



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

- - - - - Мегістральні газопроводи Ру 5.5 - 7.5 МПа
- - - - - Об'єкти, що будуються, проєктуються
- - - - - Компресорні станції
- - - - - Газопроводи-відгалуження, локальні розподільчальні газопроводи
- - - - - ГРС
- - - - - Родовища
- - - - - Пункти заміру витрат газу

Рис. Схема газотранспортної системи України

1. ГАЗОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ

1.1. Загальні положення

Горючі природні гази утворювались протягом геологічних епох в результаті розкладу речовин рослинного і тваринного походжень і накопичувались в підземних куполах, які утворювались зігнутими пластами порід (у тріщинах і у поровому об'ємі порід). Вони являють собою суміш різних вуглеводнів з панівним вмістом метану, до складу якої також входять у невеликій кількості вуглекислий газ, азот, інші гази. Ця суміш може знаходитись як у вигляді виключно газових накопичень (чисто газові родовища), так і бути розчиненою у нафті (у цьому випадку природні гази добувають разом з нею, це так звані попутні нафтові гази). Горючі гази також зустрічаються у вугільних пластах (шахтний метан) і можуть бути використані шляхом дегазації цих пластів, що значно підвищує безпечність підземного вуглевидобування.

У переважній більшості випадків газ видобувають через свердловини, глибина яких визначається глибиною залягання газових пластів і може сягати 5000 м і більше. Тиск у газових пластах перебуває в межах 7,0-40,0 МПа. Відповідно, газ зі скважини на поверхню виходить під дією пластового тиску. Далі його направляють на очистку від піску, пилу та інших речовин у відцентрові сепаратори. Також газ осушують, оскільки в холодний період року при транспортуванні вологих газів утворюються кристалогідрати, котрі намерзають на стінках газопроводів, арматури і можуть суттєво зменшувати їх переріз. У попутних нафтових газах є певна кількість газового бензину (газового конденсату), що використовують як моторне паливо, і тому його доцільно видаляти. Якщо до складу природного газу входять сірководень, вуглекислий газ, то газ також очищують від цих домішок. Всі вказані вище процеси відбуваються в установках комплексної підготовки газів, які розміщують на газових родовищах. Очищений газ через систему магістральних газопроводів надходить від місць видобування до споживачів. Внаслідок втрат тиску при транспортуванні газу приблизно через кожні 100-150 км траси в залежності від рельєфу місцевості встановлюють компресорні станції, за допомогою яких тиск знову підвищується до 5,5 чи 7,5 МПа (дані значення прийняті у практиці проектування та експлуатації магістральних газопроводів).

У табл.1.1 наведено склад природних газів деяких родовищ, що знаходяться як на території України, так і в Російській Федерації та Туркменистані.

Таблиця 1.1

Середній склад природних газів родовищ СНГ [62]

Родовище газу	Склад газів, % об'ємні							
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	H ₂ S
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Уренгойське	97,6	0,1	0,01	-	-	0,3	1,9	-
2. Медвеже	99,0	0,1	0,005	-	-	0,095	0,8	-
3. Ямбурзьке	98,6	0,1	-	-	-	0,1	1,2	-
4. Оренбурзьке	85,0	4,9	1,6	0,75	0,55	0,6	5,0	1,3
5. Газлінське	93,0	3,1	0,7	0,6	-	0,1	2,5	-
6. Дашавське	98,3	0,33	0,12	0,115	-	0,1	1,0	-
7. Шебелинське	93,3	4,0	0,6	0,4	0,3	0,1	1,3	-
8. Гадяцьке	85,15	5,9	2,66	0,91	0,57	3,31	1,5	-
9. Джанкойське	95,9	0,7	0,2	0,03	0,01	0,1	3,0	-
10. Степановське	95,1	2,3	0,7	0,4	0,8	0,2	0,5	-

Основні фізико-хімічні властивості газів, що входять до складу природного, подано у табл.1.2.

Таблиця 1.2

Фізико-хімічні властивості газів [57, 62]

Газ	Молек. маса, M	Густина ρ , кг/м ³	Теплота згоряння, МДж/м ³		Межа займистості, % об'ємні		Темп.-ра займистості T , °С
			Q_p^H	Q_p^B	L_H	L_B	
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Метан CH_4	16,042	0,717	35,845	39,792	5,0	15,0	650
2. Етан C_2H_6	30,068	1,356	63,797	69,713	3,2	12,5	510
3. Пропан C_3H_8	44,094	2,004	91,321	99,219	2,4	9,5	500
4. Бутан C_4H_{10}	58,120	2,703	113,595	121,485	1,8	8,4	475
5. Пентан C_5H_{12}	72,151	3,457	146,202	158,773	1,4	7,8	475
6. Вуглекислий газ CO_2	44,010	1,977	-	-	-	-	-
7. Азот N_2	28,016	1,25	-	-	-	-	-
8. Сірководень H_2S	34,082	1,539	23,401	25,425	-	-	-

Примітка. У таблиці значення фізичних величин вказано за нормальних умов – температурі 0 °С і барометричному тиску 101,325 кПа (760 мм рт.ст.).

До основних характеристик природного газу, що є сумішшю газів, відносяться:

- 1) молекулярна маса M ;
- 2) густина ρ , кг/м³ сухого або вологого за нормальних або стандартних (температура 20 °С і барометричний тиск 101,325 кПа) умов;
- 3) коефіцієнт стиснення z ;
- 4) масові ізобарна c_p , кДж/кг·К та ізохорна c_v , кДж/кг·К теплоємності;
- 5) показник адіабати k ;
- 6) теплота згоряння (нижча Q_p^H , МДж/м³ і вища Q_p^B , МДж/м³);
- 7) коефіцієнти кінематичної ν , м²/с і динамічної μ , Н·с/м² в'язкостей;
- 8) межі займистості у суміші з повітрям, % об'ємні: нижня L_H і верхня L_B .

Методики визначення характеристик природних газів є загальновідомі. Вони наведені у технічній літературі [57, 62], а у додатку 1 подано основні закономірності для розрахунку деяких параметрів природного газу, що необхідні у подальшому розгляді.

При розробленні проектів газопостачання населених пунктів у першу чергу знаходять витрати газу: річні та максимально-годинні з урахуванням перспективи розвитку об'єктів-споживачів природного газу. Розрахунковий період визначається планом розвитку населеного пункту і становить 20-25 років.

Витрати газу обчислюють окремо для кожної категорії споживачів: на комунально-побутові та санітарно-гігієнічні потреби населення, на опалення, вентиляцію і гаряче водопостачання житлових і громадських будинків, на потреби промислових підприємств відповідно вимогам нормативних документів [20, 49] або на основі паспортних характеристик встановленого обладнання і устаткування.

Споживання газу в населеному пункті в основному залежить від кількості мешканців, ступеня благоустрою житла і розвитку комунально-побутової інфраструктури, кількості і потужності промислових підприємств, кліматичних умов місцевості, в якій розташовано поселення.

1.2. Розрахунки газоспоживання

Розрахунок витрат газу різними категоріями його споживачів при складанні генеральних планів різноманітних населених пунктів необхідно виконувати у відповідності з методикою, яка наведена нижче.

При проектуванні газопостачання населеного пункту, як правило, витрати газу обчислюють відповідно до діючих нормативів газоспоживання [20, 49], а при реконструкції існуючих систем – на підставі характеристик встановленого газовикористовуючого обладнання.

1.2.1. Визначення кількості жителів

Витрати газу на комунально-побутові і теплофікаційні потреби населеного пункту залежать від кількості мешканців. Якщо їх кількість не задана, то число жителів визначають окремо для кожного з районів населеного пункту в залежності від характеристики забудови і ступеня благоустрою житла:

$$N = \frac{F_{жс}}{f} \cdot 10^3, \text{ осіб}, \quad (1.1)$$

де $F_{жс}$ – загальна площа житлових будинків у районі, тис. м²,

$$F_{жс} = F_3 \cdot B \cdot 10^{-3}, \text{ тис. м}^2, \quad (1.2)$$

де F_3 – площа забудови у районі, га (визначається за генпланом); B – густина житлового фонду, м²/га (перебуває в залежності від панівної етажності житлових будинків відповідно до додатка 2); f – норма забезпеченості загальною площею, м²/люд. (залежить від ступеня благоустрою житла в населеному пункті і може бути прийнята для забудови:

- 1) багатоповерхової: а) існуючої – $f = 15$, б) перспективної – $f = 21$;
- 2) малоповерхової – $f = 18$ м²/люд.).

Для районів змішаної забудови густина житлового фонду знаходиться усереднено пропорційно частці будинків даної поверховості в загальній їх кількості в районі.

1.2.2. Визначення витрат газу на комунально-побутові потреби

Витрата газу на комунально-побутові потреби становить до 40 % від загальної витрати газу в населеному пункті. До комунально-побутових споживачів належать квартири житлових будинків, лікувальні заклади, підприємства побутового обслуговування населення і хлібозаводи або пекарні. Нормативними документами [20, 21] визначено перелік об'єктів, в яких заборонено використовувати природний газ. Це – дитячі дошкільні заклади, школи тощо.

Точний розрахунок витрати на комунально-побутові потреби виконати важко, оскільки об'єм газу, що витрачається цими споживачами, залежить від ряду факторів, які важко підлягають обліку. Тому споживання газу визначають, використовуючи усереднені нормативи, які отримані на основі статистичних даних [20, 49].

Розрахунки слід виконувати окремо для кожного з районів міського населеного пункту або безпосередньо в цілому для населеного пункту в сільській місцевості.

1.2.2.1. Річна витрата газу

Річна витрата газу на комунально-побутові витрати населення визначається в залежності від кількості споживачів, норм витрат теплоти з урахуванням ступеня забезпеченості газопостачанням комунально-побутових потреб населення за формулою:

$$V_p^{K-P} = N \cdot S \cdot \chi \cdot \frac{q_n}{Q_p''} \cdot 10^{-6}, \text{ млн. м}^3/\text{рік}, \quad (1.3)$$

де N – чисельність населення, люд.; S – розрахункова кількість комунальних послуг населенню (див. додаток 2); χ – ступінь забезпечення газопостачанням комунально-побутових потреб (як правило, вказується у завданні на проектування; за його відсутності можна приймати в межах від 0 до 1); q_n – норма витрати теплоти на даний вид комунальних послуг, МДж (див. [20], табл. 2); Q_p'' – нижча теплота спалювання природного газу, МДж/м³ (за відсутності даних про хімічний склад газу необхідно приймати $Q_p'' = 34$ МДж/м³ [20]).

З метою спрощення розрахунків витрати газу на господарсько-побутові потреби населення в житлових будинках можна приймати в залежності від ступеня благоустрою житла, м³/рік·люд. при:

- 1) наявності централізованого гарячого водопостачання – 100;
- 2) гарячому водопостачанні від місцевих газових водонагрівачів – 250;
- 3) відсутності будь-якого гарячого водопостачання (вода готується на газових плитах):
 - а) у сільській місцевості – 165;
 - б) у міських населених пунктах – 125.

Витрати газу на потреби підприємств торгівлі, побутового обслуговування населення невиробничого характеру тощо слід приймати в обсязі до 5 % від сумарної витрати газу житловими будинками, що знаходяться у даному районі.

1.2.2.2. Годинна витрата газу

Максимальну годинну витрату газу визначають як частку річної витрати за формулою:

$$V_{год.}^{K-P} = V_p^{K-P} \cdot k_{max}^h \cdot 10^{-6}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (1.4)$$

де V_p^{K-P} – річна витрата газу споживачем, млн.м³/рік; k_{max}^h – коефіцієнт годинного максимуму, рік/год. (приймається диференційовано для кожного району газопостачання, мережі якого є самостійною системою, гідравлічно не зв'язаною з системами інших районів).

Коефіцієнт k_{max}^h протилежно пропорційний періоду, протягом якого використовується річний ресурс газу при його максимальному споживанні.

Значення коефіцієнтів годинного максимуму витрати газу на комунально-побутові потреби в залежності від категорії споживачів наведені у табл.4 і 5 ДБН В.2.5-20-2001[20].

Годинну витрату газу визначають окремо для “невеликих” або ще “дрібних” споживачів (населення в житлових будинках, немеханізовані пральні, підприємства торгівлі і громадського харчування тощо) – це так зване рівномірно-розподілене навантаження по мережі низького тиску і для “великих” комунальних підприємств (лазень, лікарень тощо), зосереджених споживачів газу мереж низького (витрата газу одним таким підприємством складає $V \leq 50$ м³/год.) або високого чи середнього ($V > 50$ м³/год.) тисків.

Кількість комунально-побутових підприємств у районі, населеному пункті знаходять на підставі середньостатистичних даних про годинну витрату газу одним об'єктом, м³/год.:

а) лазня -	$V = 300 - 600;$
б) лікарня -	$V = 50 - 150;$
в) механізована пральня -	$V = 200 - 500;$
г) хлібозавод -	$V = 200 - 450.$

1.2.3. Визначення витрат газу на потреби теплопостачання

Витрата газу на потреби теплопостачання залежить головним чином від температури зовнішнього повітря, кількості і типу опалюваних будинків і визначається тепловими навантаженнями, які розраховують відповідно з методики, що наведена у СНиП 2.04.07-86 [35].

До групи споживачів, що розглядатиметься далі, відносяться джерела теплопостачання:

1) централізованого – ТЕЦ або РОК, які виробляють теплоту для потреб опалення, вентиляції і гарячого водопостачання районів, як правило, з 3-и і більше поверховою забудовою (витрати теплоти на гаряче водопостачання 3-5-поверхових будинків тут не враховують – у квартирах цих будинків встановлені, як правило, проточні газові водонагрівники типу ВПГ, і ця кількість теплоти вже була врахована при визначенні витрат газу на госпо-дарсько-побутові потреби населення);

2) місцевого – автономні теплогенеруючі установки, які розміщують в кожному з будинків у районах з 1-2-поверховою забудовою.

1.2.3.1. Годинна витрата газу

При розробленні проектів газопостачання населених пунктів і за відсутності конкретних теплотехнічних характеристик житлової забудови дозволяється визначати розрахункові годинні витрати газу відповідно до укрупнених показників.

Витрату газу на опалення та вентиляцію житлових і громадських будинків знаходять за формулою:

$$V_{год.}^{OB} = 3600[1 + K(1 + K_1)] \frac{q_0 \cdot F_{ж} \cdot 10^{-6}}{Q_p^H \cdot \eta}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (1.5)$$

де K – коефіцієнт, який враховує витрату газу на опалення громадських будинків, за відсутності даних приймається рівним K , що дорівнює 0,25; K_1 – те ж, на вентиляцію, приймається рівним $K_1=0,4$; q_0 – укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1 м^2 загальної площі, $\text{Вт}/\text{м}^2$ (приймається в залежності від поверховості житлових будинків у районі і температурної зони України, в якій розташований населений пункт, відповідно до даних табл. 2 додатка 3); η – коефіцієнт корисної дії системи теплопостачання: централізованої – $\eta=0,8-0,85$, місцевої – $\eta=0,75-0,8$.

Для будівель старої (до 1994 р.) забудови значення величини q_0 необхідно приймати, користуючись даними табл.1 додатка 3, в залежності від розрахункової температури зовнішнього повітря для проектування опалення в даному населеному пункті (значення температури наведено в СНиП 2.01.01-82 [31]) і поверховості забудови.

Розрахункова годинна витрата газу на потреби гарячого водопостачання дорівнює:

$$V_{год.}^{Г.В.} = K_2 \cdot N \cdot q_{г.в.} \cdot \frac{3600 \cdot 10^{-6}}{Q_p^H \cdot \eta}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (1.6)$$

де K_2 – коефіцієнт, який враховує добову нерівномірність розбору гарячої води: на стадії розробки проекту газопостачання району, населеного пункту – $K_2=2,4$, в усіх інших випадках – визначається в залежності від кількості мешканців [35]; $q_{г.в.}$ – укрупнений показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання, $\text{Вт}/\text{люд.}$, приймається в залежності від норми витрати води на гаряче водопостачання на одну людину за добу (див. табл.3 додатка 3).

1.2.3.2. Річна витрата газу

Річні витрати газу на потреби теплопостачання визначають на основі даних про годинне споживання газу в залежності від виду навантаження:

1) для існуючої забудови:

$$V_{p_i}^m = m_i \cdot V_{зод.}^m \cdot 10^{-6}, \text{ млн.м}^3/\text{рік}, \quad (1.7)$$

де m_i – кількість годин використання максимуму для i -го виду навантаження, год./рік (у цьому випадку розрізняють тільки два його види – опалювально-вентиляційне (діє протягом опалювального періоду) і на гаряче водопостачання (протягом всього року)).

Для опалювально-вентиляційного навантаження значення $m_{ов}$ можна знайти за формулою:

$$m_{ов} = n \left[24 \frac{1+K}{1+K+KK_1} \left(\frac{t_e - \bar{t}_0}{t_e - t_0} \right) + Z \cdot KK_1 \cdot \left(\frac{t_e - \bar{t}_0}{t_e - t_{вент}} \right) \right], \text{ год./рік}, \quad (1.8)$$

де n_0 – тривалість опалювального періоду, днів/рік (див. СНиП 2.01.01-82; t_e – розрахункова температура внутрішнього повітря у панівних приміщеннях будівлі чи споруди, $^{\circ}\text{C}$ (для житлових будинків у розрахунках слід приймати 18°C [36]; \bar{t}_0 – середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період, $^{\circ}\text{C}$ [31, 33]; t_0 – температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення, $^{\circ}\text{C}$ [33]; $t_{вент}$ – те ж, для проектування систем вентиляції (параметр А), $^{\circ}\text{C}$ [33]; Z – кількість годин роботи систем вентиляції у холодний період року, ($Z=8-16$ год./добу).

Значення величин n_0 , \bar{t}_0 , t_0 , $t_{вент}$ приймають на підставі кліматичної характеристики [31, 33] населеного пункту, газифікацію якого необхідно виконати.

2) для перспективної забудови річну витрату газу також можна знаходити і так:

$$V_p^{OB} = \frac{Q_o \cdot F_{ж} \cdot 10^{-6}}{Q_p^n \cdot \eta}, \text{ млн.м}^3/\text{рік}, \quad (1.9)$$

де Q_o – укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення житлових будинків, кВт/($\text{м}^2 \cdot \text{рік}$) - див. табл. 2 додатка 3).

Використання максимуму $m_{з.в.}$ для систем гарячого водопостачання визначають за формулою:

$$m_{з.в.} = 10 \cdot (n_0 + (350 - n_0) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2), \text{ год./рік}, \quad (1.10)$$

де β_1 – коефіцієнт, який враховує зменшення витрати теплоти на нагрівання мережної води в системі централізованого теплопостачання у теплий період року, $\beta_1=0,8$; β_2 – те ж, зменшення водорозбору, $\beta_2=0,8$.

1.2.4. Визначення витрат газу на потреби промислових підприємств

Кількість-газу, спожитого промисловими підприємствами, знаходять на основі теплотехнічних характеристик встановленого обладнання, яке забезпечує технологічні процеси та опалювально-вентиляційні потреби.

1.2.4.1. Годинна витрата газу

Годинну витрату газу визначають окремо для кожного із промислових підприємств за такою формулою:

$$V_{зод.}^{пп} = \frac{Q_{\Sigma} \cdot 3600}{Q_p^H \cdot \bar{\eta}}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (1.11)$$

де Q_{Σ} – сумарна теплова потужність газовикористовуючого обладнання, МВт (зазвичай вказується у завданні на проектування); $\bar{\eta}$ – середній по підприємству коефіцієнт корисної дії обладнання (при виконанні розрахунків можна приймати $\bar{\eta} = 0,6-0,7$).

1.2.4.2. Річна витрата газу

Річну витрату газу обчислюють на основі даних про годинне споживання газу з урахуванням коефіцієнта годинного максимуму витрати газу по галузі промисловості:

$$V_p^{ПП} = \frac{V_{год.}^{ПП}}{K_{max}} \cdot 10^{-6}, \text{ млн. м}^3/\text{рік}, \quad (1.12)$$

де K_{max} – коефіцієнт годинного максимуму витрати газу в цілому по підприємству; приймається в залежності від виду виробництва відповідно до додатка Г ДБН В.2.5-20-2001.

1.2.5. Визначення витрат газу на потреби теплоелектроцентралі

На ТЕЦ виробляється два види енергії – тепла і електрична. Кількість теплоти, яка необхідна для виробництва електроенергії, залежить від початкових параметрів пари і типу турбін.

Для теплофікаційних турбін, що працюють на парі високого тиску, відбір пари на опалювально-вентиляційні потреби визначається коефіцієнтом теплофікації a_m , значення якого перебуває в межах 0,55-0,6.

Розрахункову годинну витрату газу на ТЕЦ для виробництва як теплової, так і електроенергії обраховують так:

$$V_{год.}^{ТЕЦ} = \frac{V_{год.}^{ТЕЦ(ОВ+Г.В.)}}{a_m}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (1.13)$$

а річну –

$$V_p^{ТЕЦ} = \frac{V_p^{ТЕЦ(ОВ+Г.В.)}}{a_m}, \text{ млн. м}^3/\text{рік}, \quad (1.14)$$

де $V_{год.}^{ТЕЦ(ОВ+Г.В.)}$ – сумарна витрата газу обладнанням ТЕЦ для потреб теплопостачання, $\text{м}^3/\text{год.}$ (млн. $\text{м}^3/\text{рік}$).

1.2.6. Визначення витрат газу на потреби тварин

У сільській місцевості при розрахунку газоспоживання населеного пункту необхідно передбачати витрати природного газу для приготування корму і підігріву води для потреб худоби: коней, корів тощо.

Вихідні дані для розрахунку (кількість домашніх тварин кожного виду) вказується у завданні на проектування. У табл.3 ДБН В.2.5-20-2001 вказано річні нормативи витрат теплоти на потреби цих тварин.

Зазвичай витрати газу слід обчислювати за формулами:

1) річна витрата газу

$$V_p^{твар.} = \frac{(q_1 + q_2) \cdot N \cdot 10^{-6}}{Q_p^H}, \text{ млн. м}^3/\text{рік}; \quad (1.15)$$

2) годинна витрата газу

$$V_{год.}^{твар.} = V_p^{твар.} \cdot K_{max}^h \cdot 10^{-6}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (1.16)$$

де q_1 – норма витрати теплоти на приготування корму для тварин, МДж/голову (див. [20], табл.3); q_2 – те ж, на підігрів води та санітарні потреби, МДж/голову (див. [20], табл. 3); K_{max}^h – коефіцієнт годинного максимуму, рік/год. (при розрахунках значення коефіцієнта можна приймати рівним $K_{max}^h = 1/1800$); N – кількість домашніх тварин певного виду, голів.

1.2.7. Сумарні витрати газу

За результатами розрахунків складають зведену таблицю максимально-годинних витрат газу і визначають навантаження на газові мережі різних тисків та сітьові газорегуляторні пункти для прийнятої схеми газопостачання населеного пункту як для окремих категорій споживачів, так і в цілому для населеного пункту.

1.3. Система газопостачання

1.3.1. Вибір і обґрунтування системи газопостачання

Вибір системи розподілу газу, кількості газорозподільних станцій (ГРС) і газорегуляторних пунктів (ГРП), а також принцип побудови газопроводів (кільцеві, тупикові або змішані) необхідно виконувати на основі техніко-економічних розрахунків з використанням ЕОМ і з урахуванням об'єму, структури і густини газоспоживання, надійності газопостачання, а також місцевих умов будівництва і експлуатації.

В довідковій літературі [54, 59, 62, 78] наведено рекомендації щодо: ✓

- 1) визначення оптимальної кількості джерел живлення мереж високого (середнього) і низького тисків;
- 2) структури газових мереж (кільцеві, тупикові, змішані);
- 3) визначення максимальних тисків у розподільчих газопроводах і кількості ступенів тиску в системі газопостачання.

Основними критеріями для оцінки систем газопостачання є економічність і надійність, технологічність, прохідність мереж, вибухонебезпечність, зручність в експлуатації.

На основі численних досліджень встановлено, що техніко-економічні показники систем газопостачання залежать перш за все від:

- 1) чисельності населення і ступеня благоустрою житла;
- 2) потужності газовикористовуючого обладнання промислових підприємств;
- 3) кліматичних умов (пов'язано з визначенням витрат газу на потреби теплопостачання).

1.3.1.1. Визначення кількості ГРС

Одне із важливих питань при розробленні принципової схеми газопостачання населеного пункту – раціональне розміщення газорозподільних станцій (ГРС) і визначення їх оптимальної кількості.

Зі збільшенням кількості ГРС зменшуються навантаження і радіус дії міських магістралей, що призводить до суттєвого зменшення їх діаметрів. Відповідно до цього зменшуються металоємкість і капітальні вкладення в мережі високого (середнього) тиску. Крім цього, більша кількість ГРС забезпечує більшу надійність системи газопостачання. Проте зі збільшенням кількості ГРС зростають витрати на їх спорудження і будівництво магістральних газопроводів-відводів, збільшуються експлуатаційні витрати на потреби обслуговуючого персоналу.

Необхідна кількість ГРС повинна визначатись на основі техніко-економічних порівнянь конкурентноздатних варіантів систем газопостачання з урахуванням вартості ГРС, відводів від магістрального газопроводу до ГРС і розподільчих газопроводів вищого ієрархічного рівня: високого або середнього тисків.

Проте у практиці газифікації міських населених пунктів кількість ГРС прийнято визначати в залежності від чисельності їх жителів. Для населених пунктів з кількістю мешканців до 120 тисяч рекомендується облаштовувати одну ГРС. В містах з населенням 200-

500 тисяч осіб передбачають 2-3 ГРС з наступним збільшенням на одиницю на кожні 200-300 тисяч мешканців [54, 75, 76, 78].

Природний газ на ГРС очищується від пилу, одоризується, редукується до значення тиску у верхньому ступені газорозподільчої системи і подається в мережу. Принципова схема ГРС, характеристика основного обладнання і устаткування, приклади його розрахунку і вибору наведені у довідковій літературі [59, 65, 76].

При газифікації сільської місцевості (проектуванні в першу чергу міжселищних газопроводів) кількість ГРС визначається наявністю на даній території магістрального газопроводу або відводу від нього. Як правило, для кожного з адміністративних районів проектується 1-2 ГРС блочної конструкції типу "Енергія" з максимально-годинною витратою газу в середньому 20-30 тисяч м³/год. (загалом продуктивність ГРС визначається сумарною максимально-годинною витратою газу всіма споживачами, що підключені до даного джерела, з урахуванням перспективи газифікації місцевості).

Окремі ГРС можуть проектуватись для великих споживачів, наприклад, джерел централізованого теплопостачання і промислових підприємств з витратою газу, що перевищує 30-50 тисяч м³/год.

Характеристику деяких блочно-комплектних автоматизованих газорозподільних станцій наведено у додатку 4.

1.3.1.2. Визначення кількості ступенів тиску в розподільчих газопроводах

Сучасні системи газопостачання мають яскраво виражену ієрархічність у побудові, яка поєднується з класифікацією газопроводів по тиску [20]. Верхній рівень становлять газопроводи більш високого тиску газу. З переходом на нижчий рівень тиск газу дроселюється на клапанах регуляторів тиску, котрі підтримують останнє значення після себе постійним.

Найбільш широко розповсюджені такі види газорозподільчих систем населених пунктів:

1) двоступінчаста з подаванням газу споживачам по газопроводах двох тисків – високого ($P = 0,6$ МПа) або середнього ($P = 0,3$ МПа) і низького ($P = 5$ кПа). Середній тиск використовують тільки при неможливості прокладання газопроводів високого тиску. Така ситуація може виникнути при газопостачанні населених пунктів із щільною забудовою і відносно невеликою шириною доріг або при реконструкції розподільчої системи газопостачання. Мінімумально можливі відстані у просвіті між газопроводами, іншими інженерними мережами та будівлями і спорудами вказані у додатку 5.

При двоступінчастій кільцевій розподільчій схемі газ під високим (середнім) тиском надходить в закільцьовану мережу газопроводів і подається на ГРП, ГРУ великих промислових, комунально-побутових підприємств, джерел централізованого теплопостачання (РОК, ТЕЦ), а також на сітьові ГРП, в яких тиск газу знижується до низького, і він (газ) потрапляє в мережу газопроводів низького тиску. Остання є джерелом газопостачання невеликих комунально-побутових споживачів, житлових будинків (задоволення господарсько-побутових потреб населення), а також децентралізованих систем теплопостачання: опалення будинків мікрорайонів з 1-2-поверховою забудовою і гаряче водопостачання мікрорайонів з кількістю поверхів в житлових будинках не більше 5;

2) одноступінчаста, при якій подача газу споживачам відбувається по газопроводах одного, в основному середнього, тиску. Дана система більш прогресивна, відрізняється меншою металоємкістю і внаслідок цього останнім часом вона набула широкого застосування при газифікації сільських населених пунктів (для зниження тиску газу з середнього до низького у кожного споживача – житлового будинку (у першу чергу) – встановлюють домовий регулятор тиску газу, наприклад, РДГС-10 з максимально-годинною витратою

газу не більше $10 \text{ м}^3/\text{год.}$). Можливе використання одного подібного регулятора для газифікації декількох будинків за умови, що сумарна витрата природного газу їх обладнанням не перевищує пропускної здатності регулятора тиску.

Якщо забудова населеного пункту неоднорідна і характеризується різною густиною, використовують тріступінчасті системи газопостачання з прокладанням газопроводів низького і середнього тисків у районах, де неможливе прокладання мереж високого тиску (передусім це центральна частина міста з малоповерховою забудовою), і високого тиску, що характерне для районів нового будівництва.

Для газопостачання компактно розміщених промислових зон використовують газопроводи високого тиску ($P = 1,2 \text{ МПа}$) з окремим виходом із ГРС. На території, як правило, кожного з промислових підприємств влаштовують газорегуляторний пункт, в якому тиск газу знижується до необхідних (за потребами технологічних процесів) значень. Відповідно до значень тиску газу у його споживачів на території промислових підприємств може проектуватися як одно-, так і багатоступенева міжцехова газорозподільча система.

1.3.1.3. Вибір структурної схеми газових мереж

Розподільчі газопроводи системи газопостачання населеного пункту можуть бути тупиковими, кільцевими і змішаними.

Мережі високого (середнього) тиску, як правило, проектують кільцевими, за рахунок чого досягається надійність газопостачання об'єктів. Споживачі, в яких газ використовується з максимальним ефектом або перерва в його постачанні за умовами технології не припустима, повинні мати можливість отримувати газ принаймі з двох точок. Пріоритетом у постачанні газу користуються житлові будинки, комунально-побутові споруди. Тупикове прокладання газопроводів допускається, як виняток, у випадках явної недоцільності і неекономічності кільцювання газопроводів; наприклад, це можливо для невеликих населених пунктів чи для газопостачання промислових підприємств і котельень.

Виникаюче при кільцюванні мереж високого (середнього) тиску завищення вартості цих мереж на економічність дво- і більше ступінчастої системи газопостачання впливає мало, так як за даними різних авторів [55, 59, 78] їх питома вага в загальній вартості відносно невелика (приблизно до 30 %).

Інша справа з газопроводами низького тиску. До недавнього часу мережі низького тиску, так як і високого (середнього), виконували переважно закільцьованими. Певну роль у такому підході до проектування газорозподільчої системи низького тиску зіграла аналогія з водопровідною мережею, де найбільш розповсюджена і переважає кільцева структура. Такі системи найбільш металомісткі та дорогі із всіх можливих варіантів побудови розподільчої системи.

З іншого боку, розгалужена (тупикова) система, в якій потоки розділяються тільки внаслідок особливостей трасування, потребує мінімальної витрати металу. Проте рекомендувати тупикові мережі для універсального використання недоцільно. Тому при проектуванні розподільчої системи газопроводів низького тиску задача зводиться до відшукування такої системи, яка б поєднувала в собі економічність тупикової і експлуатаційні якості закільцьованої мережі.

Такою системою є закільцьована газорозподільча мережа, в якій напрямки потоків газу вибирають так, щоб кількість безтранзитних ділянок була максимальною, а транзитні витрати транспортувались по нечисленних магістралях (так звані "головні напрямки"), за можливості без розгалужень. Очевидно, що така схема за витратами металу наближується до тупикової, а з точки зору ремонтпридатності, електрозахисту від корозії, надійності тощо вона практично не відрізняється від класичної закільцьованої.

Незакільцьовані схеми знаходять застосування при газопостачанні сільської місцевості, невеликих селищ тощо. Більше того, у випадку невеликої густини забудови, плану-

вання населеного пункту у вигляді декількох паралельних вулиць зі значним віддаленням однієї вулиці від іншої і за відсутності вулиць, перпендикулярних до них, організація розгалуженої тупикової мережі є виправданою.

Для системи низького тиску також рекомендуються змішані розподільчі системи, в яких безпосередньо біля джерела живлення газопроводи кільцюють, а найбільш віддалені ділянки являють собою тупики.

Для газопостачання промислових та інших підприємств тощо система міжцехових газопроводів проектується тупиковою. Проте з метою підвищення надійності газопостачання вона може кільцюватись (якщо відсутня система резервного (не газового) паливопостачання або неприпустимі перерви у протіканні технологічних процесів, наприклад, під час виплавки сталі, чавуну).

1.3.1.4. Вибір варіанта підключення зосереджених споживачів до газових мереж

Розрахункові навантаження на розподільчі мережі визначаються потужністю підключених до них споживачів. Розрізняють два види навантажень: рівномірно розподілені по мережі і зосереджені.

Рівномірно розподілене навантаження властиве у першу чергу мережам низького тиску. Це пояснюється значною кількістю споживачів природного газу низького тиску, точки підключення яких до мереж апіорі невідомі. Це ж саме має місце і в одноступеневих системах середнього тиску для газопостачання сільських населених пунктів. Водночас до останніх систем підключають і зосереджених споживачів – комунально-побутові, сільськогосподарські підприємства тощо.

В практиці вважається доцільним приєднання зосереджених споживачів з витратою газу до 50 м³/год. до мереж низького тиску (якщо газове обладнання розраховане на використання газу низького тиску), а з витратою більш 50 м³/год. – до мереж високого (середнього) тиску. Іноді такий підхід буває помилковим і спричиняє перевитрату коштів. Тому в кожному конкретному випадку підключення зосередженого споживача до мережі різних тисків повинно визначатись техніко-економічним розрахунком. Оптимальним вважається той варіант, для якого приведені витрати мінімальні [54, 55, 78].

1.3.2. Газорегуляторні пункти і установки

Зв'язок між газопроводами різних тисків, які входять в багатоступеневу систему газопостачання, забезпечують тільки через газорегуляторні пункти (ГРП) або установки (ГРУ). Вони призначені для зниження тиску газу і підтримання його на заданому рівні незалежно від коливань витрати газу і його тиску на вході в ГРП чи ГРУ.

1.3.2.1. Визначення оптимальної кількості сітьових ГРП

У міському населеному пункті кількість сітьових ГРП визначається окремо для кожного з адміністративних районів (можна вважати – районів однакової забудови) шляхом складних техніко-економічних розрахунків [62, 75, 78]. Вона суттєво впливає на металоемкість і капітальні вкладення в мережу низького тиску.

Оптимальну кількість сітьових ГРП знаходять за формулою:

$$n_0 = \frac{V_{p.p.}}{V_{opt}}, \text{ шт.}, \quad (1.17)$$

де $V_{p.p.}$ – рівномірно розподілене навантаження району, який обслуговується гідравлічно зв'язаною мережею газопроводів низького тиску, м³/год.; V_{opt} – оптимальна продуктив-

ність одного ГРП, м³/год. (залежить від радіуса оптимальної дії ГРП R_{opt} , м і питомого навантаження на мережу низького тиску e , м³/(год.·люд.).

До рівномірно розподіленого навантаження слід відносити (за прийнятими нормами) такі витрати газу:

- 1) для задоволення господарсько-побутових потреб мешканців в житлових будинках;
- 2) невеликими комунально-побутовими підприємствами;
- 3) джерелами децентралізованого теплопостачання.

Оптимальну продуктивність ГРП відповідно до методики, запропонованої О.Іоніним [62], визначають так:

$$V_{opt} = \frac{m \cdot e \cdot R_{opt}^2}{5000}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (1.18)$$

де m – густина населення в районі, що підлягає газифікації, люд./га

$$m = \frac{N}{F_3}, \text{ люд./га}, \quad (1.19)$$

де N – число мешканців у районі, люд.; F_3 – площа житлової забудови, га;

$$e = \frac{V_{p.p.}}{N}, \text{ м}^3/(\text{год.} \cdot \text{люд.}), \quad (1.20)$$

$$R_{opt} = 6,5 \frac{P^{0,388} (0,1 \cdot \Delta p)^{0,081}}{\varphi^{0,245} \cdot (m \cdot e)^{0,143}}, \text{ м}, \quad (1.21)$$

де Δp – розрахунковий перепад тиску у вуличних газопроводах низького тиску, $\Delta p=1200$ Па [20]; φ – коефіцієнт густини мереж низького тиску, м⁻¹; P – вартість газорегуляторного пункту, грн.

У зв'язку з тим, що методика визначення оптимальної кількості ГРП була розроблена досить давно (в існуючому на той час масштабі цін), вартість ГРП при розрахунках за формулою (1.21) необхідно приймати:

- 1) стаціонарного (в будівельних конструкціях) – 15-20 тис. гривень;
- 2) шафової газорегуляторної установки – 1-1,5 тис. гривень.

Значення коефіцієнта густини мережі знаходять так:

$$\varphi = 0,0075 + 0,003 \frac{m}{100}, \text{ м}^{-1}. \quad (1.22)$$

В разі отримання в результаті розрахунків (формула (1.17)) дробного числа ГРП їх кількість округлюють до цілого значення з наступним уточненням дійсного навантаження на один ГРП.

В сільських населених пунктах кількість сітьових газорегуляторних пунктів визначається передусім характером забудови (як правило – вона малоповерхова, тобто витрати газу незначні, при відносно великій і нерівномірно забудованій території). І тому їх розміщують в центрі осередків найбільш щільної забудови для газопостачання окремих вулиць, хуторів тощо. У цьому випадку навантаження таких ГРП дорівнює максимальній витраті газу дрібними споживачами (населенням, домашніми тваринами, джерелами децентралізованого теплопостачання, невеликими комунально-побутовими об'єктами), які знаходяться на цих територіях. Таким чином, виконувати техніко-економічні розрахунки оптимальної кількості ГРП за методикою, яка викладена вище і придатна для міських населених пунктів, у сільській місцевості немає необхідності.

Пропускна здатність стаціонарного сітьового ГРП, як правило, становить 1000-3000 м³/год., а радіус його дії змінюється від 400 до 1000 м.

Шафові газорегуляторні установки (ШРУ) використовуються в основному при витратах газу 100-900 м³/год. Радіус дії ШРУ становить 50-250 м (в окремих випадках можливе перевищення вказаних значень). Розміщують обладнання в металевих шафах, тому

вартість ШРУ суттєво менша, ніж стаціонарного ГРП. При сучасному плануванні житлових мікрорайонів населеного пункту система газопостачання з ШРУ може конкурувати з такою ж системою, тільки з ГРП, а у ряді випадків буде економічнішою.

1.3.2.2. Визначення кількості об'єктових ГРП

Для газифікації великих комунально-побутових, промислових і сільськогосподарських об'єктів тощо на відгалуженнях до них від магістральних вуличних газопроводів високого (середнього) тиску проєктують окремі газорегуляторні пункти і установки з розрахунку: один споживач – один газорегуляторний пункт або установка. Вони є джерелом газопостачання об'єктових мереж різного тиску і призначення.

При проєктуванні газопостачання окремих житлових і громадських будинків, комунально-побутових об'єктів від газопроводів середнього тиску замість ГРП слід передбачати домові регулятори тиску газу РДГД-20 і РДГС-10 з номінальною пропускною здатністю, відповідно 80 і 10 м³/год.

Витрата газу окремими споживачами визначається з урахуванням коефіцієнта одночасності використання природного газу, наприклад, промисловими печами підприємства або мешканцями багатоквартирного житлового будинку.

1.3.2.3. Основні вимоги до розміщення ГРП і ГРУ

Зазвичай розміщення газорегуляторних пунктів і установок регламентується вимогами ДБН В.2.5-20-2001.

У міських населених пунктах сітьові ГРП розміщують в зоні зелених насаджень всередині житлових мікрорайонів на відстанях від інших будівель, споруд, не менших від вказаних у табл. 8 [20]. Це, як правило, 10 м.

Шафові ГРУ з вхідним тиском газу до 0,3 МПа дозволено влаштовувати на зовнішніх стінах житлових і громадських будинків, причому відстань до вікон, дверей тощо повинна бути не меншою за 1 м.

На відміну від сітьових газорегуляторних пунктів ГРП чи ГРУ промислових підприємств тощо крім влаштування в окремих спорудах можна розміщувати ще й:

1) у приміщеннях прибудованих до виробничих корпусів, котельень і громадських споруд виробничого характеру;

2) всередині одноповерхових газифікованих виробничих корпусів і котельень (окрім розміщення у підвальних і цокольних поверхах цих будівель); причому кількість ГРУ, що розміщуються в одному цеху чи котельні, не регламентується;

3) на покрівлі газифікованих виробничих корпусів, котельень і громадських споруд виробничого характеру;

4) ГРП, ГРУ з вхідним тиском газу до 0,6 МПа – у прибудовах до окремо розміщених будівель котельень, лазень, пралень, інших комунально-побутових підприємств, які газифікуються;

5) шафові ГРУ з вхідним тиском газу до 0,6 МПа – на зовнішніх стінах промислових і сільськогосподарських підприємств.

Допускається винесення з будівлі ГРП чи ГРУ частини обладнання – в першу чергу це вимикальні пристрої на вході і виході, а при відповідному обґрунтуванні – і фільтри. При цьому винесене обладнання повинно огорожуватись разом з будівлею.

При одноступеневих системах газопостачання домові регулятори з вхідним тиском газу не більше 0,3 МПа слід розміщувати на горизонтальній ділянці газопроводу на висоті, як правило, не більше 2,2 м. Відстань від регулятора, який встановлено на стіні (у металевій шафі, можна разом з лічильником газу), до вікон, дверей тощо повинна бути не менше 1 м по вертикалі і 3 м по горизонталі. У житлових будинках розміщувати домові регулятори тиску газу необхідно тільки на глухих стінах.

1.3.2.4. Вибір типу ГРП

Вихідними даними для вибору типу ГРП чи ГРУ є значення тисків газу на вході (в кінцевій точці відгалуження від вуличного газопроводу до газорегуляторного пункту) і виході (на початку першої ділянки системи газопостачання нижчого ієрархічного рівня) з нього, а також максимальної годинної витрати газу споживачами системи нижчого ієрархічного рівня (наприклад, міської мережі низького тиску або системи газопостачання пониженого середнього тиску промислового підприємства). Значення тисків газу визначають за результатами гідравлічного розрахунку багатоступеневої газорозподільної системи.

На підставі вихідних даних і технічних характеристик існуючих вирішень ГРП, що наведені у додатку 4, а також у довідковій літературі [65,75,76], приймають тип газорегуляторного пункту, а також регулятора тиску газу. Для вибраного регулятора необхідно виконати перевірку його пропускну здатності при розрахункових значеннях тисків газу. Вона повинна бути не меншою за максимально годинну витрату газу, тобто – навантаження на ГРП.

Для газифікації житлових районів у міських населених пунктах (сітьові газорегуляторні пункти), великих споживачів газу (промислові підприємства, джерела централізованого тепlopостачання тощо) доцільним є застосування стаціонарних ГРП в будівельних конструкціях, у приміщеннях яких, як правило, розміщуються і вузли обліку природного газу. У сільській місцевості при двоступеневій системі газопостачання (як один з можливих варіантів газифікації) на вході в населений пункт влаштовується головний газорегуляторний пункт, що також поєднується з вузлом обліку, і ряд ГРП та ГРУ шафового типу для постачання газом населення і окремих споживачів (сільськогосподарських підприємств, котельень).

Методику розрахунку та вибору регулятора тиску газу, іншого обладнання ГРП і ГРУ наведено у розділі 1.4.3.

1.3.3. Трасування газопроводів

При розробленні схеми газопостачання населеного пункту перед вибором траси газопроводів попередньо встановлюють місця розміщення ГРП (ГРУ) зосереджених споживачів (промислових і великих комунально-побутових підприємств, джерел централізованого тепlopостачання), а також сітьових ГРП, які обслуговують мережу низького тиску.

Прокладання зовнішніх газопроводів передбачають незалежно від призначення і тиску газу, як правило, підземними у відведених для інженерних комунікацій технічних зонах, смугах зелених насаджень паралельно червоним лініям доріг, вулиць поза проїжджою частиною у відповідності з вимогами нормативних документів [16, 18]. Надземне і наземне прокладання допускають на території промислових і комунально-побутових підприємств (керуючись вимогами СНиП II-89-80 [44]), а також всередині житлових мікрорайонів і подвір'їв та на інших окремих ділянках траси.

Перетин газопроводів із залізничними і трамвайними коліями, автомобільними дорогами передбачають, як правило, під кутом 90° і в сталевих футлярах. Кінці футлярів повинні бути ущільнені. На одному з кінців футляра встановлюють контрольну трубку, яка виходить під захисний пристрій. Загальні вимоги при переході поліетиленових газопроводів через водні перешкоди аналогічні тим, що існують і для сталевих [20].

При трасуванні підземних газопроводів витримують мінімальні відстані по горизонталі і вертикалі від будинків, підземних споруд тощо до газопроводів (див. додаток 5). Вказані там значення стосуються прокладання як сталевих, так і поліетиленових газопроводів. На окремих ділянках дозволяється зменшувати ці відстані до 50 % за умови, що на ділянках зближення по 5 м (для газопроводів середнього і високого тисків) або 2 м (для

газопроводів низького тиску) в кожную сторону від них буде виконана одна з наступних умов:

1) полімерні газопроводи:

а) використано довгомірні труби без зварних з'єднань або якщо з'єднання відбуваються за допомогою терморезисторного зварювання;

б) використано прямі труби меншої довжини, але при цьому всі з'єднання здійснюються терморезисторним зварюванням;

в) трубопроводи, які поставляються у прямих відрізках, прокладено у сталевому футлярі (глибина прокладки футляра під дорогами повинна бути не меншою, ніж 1,0 м; у міжтрубному просторі поліетиленової і сталеві труб дозволено прокладання експлуатаційних кабелів зв'язку, телемеханіки, телефону і кабелів електрозахисту напругою до 60 В [20]);

г) виконана заміна поліетиленових труб на сталеві (при цьому на висоті 250 мм над поліетиленовими газопроводами у місцях зближення і по 5 м (для газопроводів середнього і високого тисків) та 2 м (для газопроводів низького тиску) в кожную сторону від них прокладають поліетиленову стрічку шириною не менше 200 мм з написом "ГАЗ", який не змивається. Цю вимогу слід виконувати і для ділянок перетину поліетиленових газопроводів з іншими інженерними мережами);

2) сталеві газопроводи:

а) використано безшовні або електрозварні труби, причому останні мають пройти 100%-ий заводський контроль зварних з'єднань, або ж прокладають їх у футлярі;

б) перевірено всі монтажні зварні стики фізичними методами контролю ділянки газопроводу, який прокладено у стиснених умовах, і по одному в кожную з сторін від цієї ділянки.

Глибину прокладання сталевих газопроводів приймають не менше, ніж 0,8 м до верху газопроводу або футляра. У місцях, де не передбачається рух транспорту, глибину прокладання газопроводів можна зменшити до 0,6 м [20]. Для поліетиленових газопроводів ці значення становлять відповідно 1,2 і 1,0 м. Відстань (у просвіті) по вертикалі при перетині газопроводів усіх тисків з іншими інженерними мережами повинна бути не меншою 0,2 м. Мінімальні відстані по вертикалі у просвіті між поліетиленовими газопроводами та іншими підземними комунікаціями (за винятком теплових мереж) слід приймати згідно з нормативами, які встановлено для сталевих. Для теплових мереж ця відстань повинна визначатись у кожному випадку окремо, виходячи з неможливості досягнення температури поверхні поліетиленового газопроводу 30 °С і більше протягом всього періоду експлуатації.

Дозволяється укладання двох і більше газопроводів (сталевих, поліетиленових або сталевих і поліетиленових) в одній траншеї на одному або різних рівнях. Відстань по горизонталі (у просвіті) між газопроводами необхідно приймати за умови забезпечення виконання робіт з монтажу і ремонту газопроводів. При цьому її значення повинно бути не менше 0,4 м (для труб з умовним діаметром до 300 мм) і 0,5 м (для труб з діаметром більшим, ніж 300 мм). Підземне прокладання газопроводів будь-якого тиску під житловими або громадськими будинками заборонено вимогами нормативних документів [20, 21, 36].

Наземні газопроводи прокладають на окремо стоячих опорах або колонах (газопроводи усіх тисків) або по стінах будинків належної категорії і ступеня вогнестійкості:

1) промислові будинки і споруди – газопроводи тиском до 0,6 МПа;

2) житлові і громадські будинки – до 0,3 МПа.

Забороняється прокладання газопроводів всіх тисків, особливо транзитних [20, 21] по стінах будинків дитячих установ, лікарень, шкіл.

Відстані по горизонталі у просвіті від надземних газопроводів, прокладених на опорах, і наземних (без обвалування) до будинків і споруд приймають не менше значень, вказаних у табл.6 [20].

Переходи газопроводів через водні перешкоди можуть виконуватись підводними (дюкерами) або надводними (на окремих опорах, вантовими тощо). Підводні переходи через ріки шириною понад 75 м слід проектувати у дві нитки (пропускна здатність кожної – 75 % розрахункової витрати газу). Відстань між паралельними нитками підводних переходів газопроводів повинна бути не меншою за 30 м. При кільцевій схемі газопостачання, а також при можливості підприємства використовувати при виникненні аварійної ситуації на період її усунення альтернативні види палива, перехід можна виконувати в одну нитку [20].

При перетині газопроводом річки поряд з мостом газопровід слід розміщувати нижче мосту за течією річки. Причому між переходом газопроводу і мостом повинна втримуватись відстань не менша за нормовану вимогами ДБН В.2.5-20-2001.

1.4. Трубопроводи, обладнання і арматура

1.4.1. Трубопроводи

Для проектування зовнішніх газопроводів використовують металеві і неметалеві (поліетиленові) труби. Останні передбачають для підземних міжселищних газопроводів тиском до 0,6 МПа і підземних газопроводів тиском до 0,3 МПа, які прокладають на території міст та інших населених пунктів, в т.ч. і для реконструкції підземних сталевих газопроводів [20, 21].

При проектуванні міських газорозподільчих систем тиском до 0,6 МПа використовують сталеві електрозварні прямошовні труби по ГОСТу 10705-80 і ГОСТу 10704-91, а газопроводи високого тиску ($P \leq 1,2$ МПа) виготовляють із безшовних гарячедеформованих труб по ГОСТу 8731-74 і ГОСТу 8732-78 або із безшовних холоднодеформованих труб по ГОСТу 8733-74 і ГОСТу 8734-75. З цих труб проектують особливо відповідальні ділянки (переходи через перешкоди – ріки, автодороги, залізниці тощо) газопроводів високого і середнього тисків. Вони також використовуються і в якості футлярів для переходу як сталевих, так і поліетиленових газопроводів через перешкоди і для прокладання газопроводів у стиснених умовах (коли відстані у просвіті від газопроводу відповідного тиску до будівлі чи споруди менші за мінімально допустимі, значення яких вказано у додатку 5).

Стадеві труби для систем газопостачання тиском до 1,2 МПа вибирають в залежності від розрахункової температури зовнішнього повітря району будівництва і положення газопроводів відносно поверхні землі [20, 76]. Труби по ГОСТу 3262-75* (сталеві водогазопровідні звичайні) дозволяється використовувати для проектування зовнішніх і внутрішніх газопроводів низького тиску з умовним діаметром до 80 мм. Сортамент сталевих труб наведено у табл.1 і 2 додатка 6.

Для проектування поліетиленових газопроводів використовують труби згідно ДСТУ Б В.2.7-73-98 [26]. Їх рекомендується застосовувати на ділянках мережі з високою агресивністю ґрунтів, при наявності блукаючих струмів, а також для транспортування попутних газів, до складу яких входить сірководень. Сортамент поліетиленових труб дано у табл.3 додатка 6.

Поліетиленові труби менших діаметрів (20-90 мм) поставляють на будівельний майданчик у бухтах або котушках (це так звані “довномірні труби”, що не мають стикових з’єднань) довжиною 50-1500 м, а більших діаметрів (від 110 мм) – у вигляді прямих відрізків довжиною від 6 до 24 м.

Поліетиленові труби і фітінги необхідно зберігати у складських умовах або під навісом, що запобігає їх прямому сонячному опроміненню, а відтак руйнуванню.

З'єднання сталевих труб передбачають в основному зварні. А роз'ємні (фланцеві і різьбові) з'єднання виконують у місцях встановлення запірної та іншої арматури, конденсатозбірників і гідрозатворів, у місцях приєднання контрольно-вимірювальних приладів і обладнання електрозахисту.

Поліетиленові труби між собою з'єднують встик або врозтруб за допомогою нагрітого інструмента або терморезисторним зварюванням. З'єднувальні деталі, що використовуються при цьому, фітінги повинні бути литтьовими і виготовленими у заводських умовах. З'єднання поліетиленових труб зі сталевими (що може мати місце при реконструкції систем газопостачання) можуть бути як роз'ємними (фланцевими), так і нероз'ємними, які виконують з використанням переходів "поліетилен-сталь", що також виготовлені у заводських умовах [20]. Такі з'єднання необхідно виконувати лише на прямолінійних ділянках мережі. Роз'ємні з'єднання слід розміщувати лише у колодязях, а нероз'ємні можуть знаходитись і безпосередньо у ґрунті.

1.4.2. Арматура

При виборі арматури для встановлення в системах газопостачання керуються вимогами [1, 20, 76, 80]. Як запірно-регульовальну арматуру на зовнішніх газопроводах використовують засувки з лінзовими компенсаторами. В залежності від тиску їх виготовляють: для газопроводів низького і середнього тисків ($d_y = 350-600$ мм) і високого ($P \leq 0,6$ МПа і $d_y = 50-600$ мм) із сірого та ковкого чавуну, а високого ($P < 1,2$ МПа) – із сталі. Для внутрішніх газопроводів низького тиску використовують прохідні крани, які поділяються:

- 1) за способом створення питомого тиску на ущільнювальні поверхні – на натяжні і сальникові;
- 2) за способом приєднання до газопроводу – на муфтові (різьбові) і фланцеві;
- 3) за матеріалом корпусу – на латунні і чавунні.

Останнім часом широко почали застосовувати як запірну арматуру кульові крани. Вони характеризуються простотою конструкції і меншим гідравлічним опором порівняно з іншою аналогічною арматурою, наприклад, натяжними газовими кранами.

Взагалі крани, засувки тощо, що використовуються в системах газопостачання, повинні бути призначені виключно для газового середовища. Як виняток дозволяється застосування запірної арматури загального призначення при умові виконання додаткових робіт таким чином, щоб арматура могла витримати випробовування на герметичність I класу у відповідності з вимогами ГОСТу 9544-75.

Біля газових приладів, які використовують газ із вмістом сірководню до 2 мг/м^3 , встановлюють арматуру з мідних сплавів. Технічна характеристика запірної арматури наведена у довідковій літературі [59, 65, 76].

Вимикальні пристрої на газопроводах розміщують [20]:

- 1) на вводах в будинок або в групу суміжних будинків, перед зовнішніми газоспоживаючими установками;
- 2) на вводах і виходах з ГРС, ГРП чи ГРУ;
- 3) на відгалуженнях від вуличних газопроводів до окремих мікрорайонів, груп житлових будинків або окремих будинків при чисельності квартир більше 400;
- 4) при переходах через водні перешкоди двома і більше нитками, а також однією ниткою при ширині ріки більше 75 м; при перетині залізничних і автомобільних шляхів I або II категорій;
- 5) для відключення окремих ділянок газопроводів з метою забезпечення надійності і безпечності газопостачання.

Вимикальні пристрої на зовнішніх газопроводах розміщують у колодязях, наземних шафах або на стінах будинків. Колодязі передбачають на відстані не менше 2 м від лінії забудови або огороження території підприємства.

Крім запірної, на газопроводах встановлюють ще запобіжну, конденсато-відвідну, аварійну і відсічну арматуру.

Контрольно-вимірювальні прилади необхідні на газопроводах для постійного контролю тиску, температури і витрати газу [20, 21, 60, 62].

Для сталевих газопроводів передбачають захист від корозії, яка спричиняється навколишнім середовищем і блукаючими електрострумами [54, 72]. Розрізняють “пасивний” і “активний” захист. Пасивний захист підземних газопроводів від корозії виконують шляхом нанесення на їх зовнішню поверхню шару різноманітних бітумо-гумових мастик, плівкових матеріалів. Газопроводи при надземному чи наземному прокладанні попередньо грунтують (2 шари), а потім покривають 2 шарами фарби, лаку або емалі. Активний захист від корозії полягає у створенні навколо підземного газопроводу захисного електричного поля. Існують такі його різновиди: протекторний і катодний захист, електричний дренаж. Більш детально про захист газопроводів від корозії, а також причини виникнення останньої сказано у розд.1.6.

Додатково газопроводи обладнують ще так званими ізолюючими фланцевими з'єднаннями (ІФЗ), які розміщують [20]:

- 1) на вході і виході газопроводу із землі, ГРП, на ввіді газопроводу в будинок, споруду;
- 2) для електрохімічної ізоляції окремих ділянок газопроводів;
- 3) для секціонування газопроводу.

ІФЗ встановлюють на зовнішніх газопроводах на висоті не більше 2.2 м від рівня землі після вимикального пристрою або в колодязях.

1.4.3. Обладнання і устаткування

В ГРП і ГРУ передбачається встановлення такого обладнання: фільтра, запобіжно-запірного клапана (ЗЗК), регулятора тиску газу, запобіжно-скидного клапана (ЗСК), запірної арматури, контрольно-вимірювальних приладів (КВП) і (при необхідності) приладів обліку витрати газу. Загалом будь-який газорегуляторний пункт чи установка повинні мати три ступені захисту споживача від підвищення тиску газу (регулятор тиску газу, ЗЗК і ЗСК) і два ступені – від пониження тиску (регулятор тиску і ЗЗК) [20].

При використанні комбінованих регуляторів тиску газу, конструкція яких передбачає ЗЗК і ЗСК (наприклад, типу РДГД-20), додаткове встановлення аналогічних клапанів не є необхідним.

Для запобігання перерви у газопостачанні на час ремонту обладнання ГРП чи ГРУ їх конструкція повинна передбачати байпас. Байпас включає в себе два послідовно встановлених вимикальних пристрої, а після них (за напрямком руху газу) слід розмістити манометр. Діаметр обвідного газопроводу повинен бути не меншим за діаметр сідла клапана регулятора тиску газу на лінії редукування.

ГРП з вхідним тиском газу до 0,6 МПа і пропускною здатністю понад 5000 м³/год. замість байпасу оснащуються додатковою (резервною) лінією редукування. Шафові ГРП, які призначені для газопостачання населених пунктів, мають дві лінії редукування: одна з них – робоча, а друга – резервна. Для шафових ГРП, які обслуговують окремі промислові та інші підприємства і котельні, газовикористовуюче обладнання яких оснащено автоматикою безпеки, передбачаються одна лінія редукування і байпас.

1.4.3.1. Регулятори тиску газу

Регулятори тиску газу є основним устаткуванням ГРП і ГРУ. Конструкція і принцип їх дії детально описані в технічній літературі [54, 59, 62]. Вибір регуляторів тиску слід виконувати згідно з максимально-годинною витратою газу і необхідним перепадом тиску при редуціюванні. Технічну характеристику деяких приладів наведено у табл.1 додатка 7, а у табл.2 цього ж додатка вказано значення пропускної здатності регуляторів типу РДУК2 і РДБК.

Загалом пропускну здатність будь-якого регулятора тиску визначають за формулою:

$$Q = 1595 \cdot f \cdot \alpha \cdot P_1 \cdot \varphi \sqrt{\frac{1}{\rho_0}}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (1.23)$$

де f – площа сідла клапана, см^2 (визначають за даними табл.1 додатка 7); α – коефіцієнт витрати (вибирають теж за даними табл.1 цього ж додатка); P_1 – абсолютний тиск газу на вході в регулятор, МПа (приймають за даними гідравлічного розрахунку газопроводів вищого ієрархічного рівня); φ – коефіцієнт, який залежить від співвідношення P_2/P_1 (знаходять за даними табл.3 додатка 7); P_2 – абсолютний тиск газу на виході з регулятора, МПа (приймають в залежності від схеми газопостачання споживача чи населеного пункту); ρ_0 – густина газу за нормальних умов, $\rho_0 = 0,73 \text{ кг/м}^3$.

Отримане згідно з розрахунком за формулою (1.23) значення пропускної здатності регулятора повинно бути на 15-20 % більшим за максимально-годинну витрату газу споживачами, для яких дане ГРП чи ГРУ є джерелом газопостачання.

Основним елементом в одноступеневих системах середнього тиску є будинкові регулятори тиску. Існують регулятори РДГД-20, РДГС-10, які призначені для зниження середнього тиску на низький і автоматичного підтримання тиску газу перед побутовими приладами незалежно від зміни витрати і вхідного тиску газу. Максимальна пропускну здатність цих регуляторів при вхідному (манометричному) тиску 0,3 МПа становить відповідно 80 і 10 $\text{м}^3/\text{год}$.

Зона обслуговування будинкових регуляторів тиску визначається в залежності від максимально-годинної витрати газу споживачами, і тому можливі такі варіанти встановлення цих пристроїв:

- 1) один регулятор тиску на кожний будинок;
- 2) те ж на групу будинків;
- 3) те ж на кожний під'їзд секційного багатопверхового житлового будинку.

Вхідний тиск газу в будинковий регулятор тиску не повинен перевищувати:

- 1) для житлових і громадських будинків невиробничого характеру – 0,3 МПа;
- 2) для промислових і сільськогосподарських підприємств, котелень – 1,2 МПа.

Останнім часом для газифікації широко розпочали використовуватись комбіновані регулятори тиску газу. Їх особливістю є поєднання в одному корпусі безпосередньо регулятора тиску, автоматичного вимикального пристрою (спрацьовує при аварійному підвищенні або пониженні вихідного тиску понад межі допустимих значень), скидного клапана і фільтра. Технічну характеристику подібних регуляторів наведено у табл.4 додатка 7.

1.4.3.2. Фільтри

Фільтри, які використовуються в ГРП чи ГРУ, в своїй конструкції повинні мати штуцери для приєднання манометрів або інших приладів для визначення перепаду тиску газу на фільтрі, що свідчитиме про ступінь забруднення фільтрувального матеріалу касети, тобто про придатність приладу для подальшої експлуатації.

В газопостачанні найбільш розповсюджені сіткові (ФС) і касетні волосяні (ФВ) фільтри. Максимально-допустимий перепад тиску у фільтрі не повинен перевищувати: а) фільтри ФС – 5 кПа, б) фільтри ФВ – 10 кПа.

Сіткові фільтри встановлюють у шафових ГРП, а також ГРУ на вході перед регуляторами тиску газу, можливо, перед окремими споживачами при відносно невеликих витратах газу. Як фільтрувальний елемент використовується одношарова плетена металева сітка заводського виготовлення.

Фільтри волосяні касетні призначені для використання в стаціонарних ГРП. Конструктивно вони складаються з чавунного чи сталевого корпусу, всередину якого вміщується касета, яка заповнена фільтрувальним матеріалом, наприклад, капроною ниткою, що змочена вісциновим маслом.

Технічну характеристику сіткових і касетних фільтрів наведено у табл.4 додатка 7.

Пропускна здатність фільтра визначається на основі максимально-допустимого перепаду тиску на фільтрі (див. додаток 7), і вона повинна бути більшою за розрахункову витрату газу, що проходить через даний ГРП чи ГРУ.

Вимогами нормативних документів [20, 21] дозволено встановлювати фільтри як у приміщеннях ГРП, так і зовні (розрахункова температура зовнішнього повітря у цьому випадку не повинна бути меншою за мінус 20 °С).

1.5. Гідралічний розрахунок газопроводів

Мета розрахунку – визначення діаметрів трубопроводів для проходження розрахункової (максимально-годинної) витрати газу при допустимих втратах тиску (це так звана пряма задача гідралічного розрахунку), або, навпаки, – знаходження втрат тиску при транспорті необхідної кількості газу по існуючих трубопроводах (обернена задача). При проектуванні системи газопостачання, як правило, вирішують пряму задачу, а при її реконструкції – обернену.

Вимогами нормативних документів [20] гідралічний розрахунок газопроводів необхідно переважно виконувати за допомогою ЕОМ. При неможливості (відсутність програми розрахунку на ЕОМ) або недоцільності (мала кількість ділянок мережі) гідралічний розрахунок газопроводів дозволяється виконувати за допомогою номограм, які наведені у додатках 8 і 9.

Нижче подано методику гідралічного розрахунку газопроводів за допомогою номограм.

1.5.1. Вуличні газопроводи високого (середнього) тиску

Джерелом газопостачання мереж високого (середнього) тиску є газорозподільчі станції (ГРС), кількість яких визначають в залежності від чисельності населення, яке забезпечується сітвовим природним газом, а тиск газу на виході з ГРС – у відповідності з прийнятою структурною схемою газової мережі.

Гідралічний режим роботи газопроводів призначають, виходячи з умов максимального використання розрахункового перепаду тиску. Доцільною і економічно обгрунтованою вважається така втрата тиску в мережі – не більше 40 % від абсолютного значення тиску газу на виході з джерела. Наприклад, у розподільній мережі газопроводів високого тиску II категорії (тиск газу на виході з ГРС – 0,7 МПа) максимально-допустимий перепад тиску становить 0,28 МПа, тобто на вході у сітвові газорегуляторні пункти (ГРП), інші найбільш віддалені від ГРС споживачі допускається мінімальний тиск 0,42 МПа. Для мережі середнього тиску це відповідно 0,4; 0,16 і 0,24 МПа.

Розрахунок розподільчих мереж виконують у наступній послідовності:

1. Накреслюють розрахункову схему газопроводів, на яку наносять:

а) місця розміщення ГРС, зосереджених споживачів із вказівкою їх шифрів і навантажень (максимальних годинних витрат газу);

б) з'єднують усіх споживачів з джерелом газопостачання, тобто будують з дотриманням вимог п.1.3.1 схему газопроводів високого (середнього) тиску з поділом на ділянки. Нумерацію вузлів виконують, починаючи від джерела газопостачання до місця знаходження найбільш віддаленого споживача. Розрахунковою вважається ділянка трубопроводу постійного діаметра зі сталюю витратою газу, яка розташована між двома суміжними вузлами;

в) розрахункові витрати і геометричні довжини ділянок.

В розрахункових схемах витрати газу спочатку наносять на відгалуженнях до кожного окремого споживача, користуючись даними, які наведені у зведеній таблиці витрат газу його споживачами. На магістральних ділянках мережі витрати газу визначають як суму витрат для всіх відгалужень, починаючи розрахунок від самого віддаленого від ГРС споживача і закінчуючи ділянкою, яка розглядається.

2. На розрахунковій схемі вибирають так звану головну магістраль – це мережа газопроводів, по яких транспортується газ від ГРС до найбільш віддаленого споживача, і в першу чергу розраховують її, а вже потім – всі інші ділянки газорозподільної системи. Для головної магістралі обчислюють питому різницю квадратів тиску:

$$A = \frac{P_1^2 - P_N^2}{\sum_{i=1}^n L_{P_i}}, \text{ МПа}^2/\text{м}, \quad (1.24)$$

де P_1 – абсолютний тиск газу на виході з ГРС, МПа; P_N – те ж, на вході у найбільш віддалений споживач, МПа; L_{P_i} – розрахункова довжина i -ої ділянки головної магістралі, м; n – кількість ділянок головної магістралі.

Так як гідравлічний розрахунок газопроводів виконують методом питомих втрат тиску на тертя, то втрати тиску в місцевих опорах враховують як частку втрат тиску по довжині. З цією метою вводиться поняття “розрахункова довжина ділянки”. Для вуличних газопроводів населених пунктів розрахункову довжину вимогами ДБН В.2.5-20-2001 дозволено визначати за спрощеною методикою, враховуючи втрати тиску в місцевих опорах у розмірі 10 % від втрат тиску по довжині. Відповідно,

$$L_P = 1.1 L_G, \text{ м}. \quad (1.25)$$

Для першої ділянки головної магістралі (нехай це буде ділянка 1-2) знаходять розрахункову різницю квадратів тисків:

$$(P_1^2 - P_2^2)_{P_{1-2}} = A \cdot L_{P_{1-2}}, \text{ МПа}^2, \quad (1.26)$$

де $L_{P_{1-2}}$ – розрахункова довжина першої ділянки, м.

Для інших ділянок головної магістралі розрахункову різницю квадратів тиску визначають аналогічно.

3. Орієнтуючись на розрахункову різницю квадратів тиску $(P_1^2 - P_2^2)_P$ за номограмою (додаток 8 – сталеві труби або додаток 9 – поліетиленові), в залежності від витрати газу на ділянці та її довжини підбирають діаметр газопроводу, уточнюють дійсне значення величини $(P_1^2 - P_2^2)_D$.

Особливістю вибору діаметрів за допомогою номограми є те, що її шкали мають певні обмеження:

а) по довжині – максимальна довжина ділянки не перевищує 100 м;

б) по витраті газу – максимальна витрата газу не перевищує 1 млн. м³/год.

У випадку, коли розрахункова довжина ділянки, діаметр якої визначають, перевищує 100 (1000) м, її зменшують у 10 (100) разів, одночасно зменшуючи різницю квадратів тиску, яку знаходять за формулою (1.26), у стільки ж разів (між втратою тиску і довжиною існує лінійна залежність). Отримане після гідравлічного розрахунку дійсне значення різниці квадратів тиску збільшують у стільки разів, у скільки разів зменшували розрахункову різницю квадратів тиску.

Якщо витрата газу на ділянці перевищує 1 млн. м³/год., то її значення зменшують у 10 (100) разів, а різницю квадратів тиску, яку знаходять за формулою (1.26), зменшують у цьому випадку у 100 (10000) разів (між втратою тиску і витратою існує квадратична залежність). Після визначення діаметра ділянки отримане значення різниці квадратів тиску збільшують відповідно у 100 (10000) разів.

Тоді значення тиску в кінці ділянки дорівнює:

$$P_2 = \sqrt{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2)_{д_{1-2}}}, \text{ МПа.} \quad (1.27)$$

Отриманий відповідно до формули (1.27) тиск є початковим для наступної за напрямком руху газу ділянки, тобто ділянки 2-3.

Нев'язка тисків у найбільш віддаленого споживача, отриманого розрахунковим шляхом і прийнятого P_k , не повинна перевищувати 10 % [20].

За умови побудови шкали тисків номограми (див. додатки 8 і 9) в одиницях тиску "кПа" гідравлічний розрахунок газопроводів слід виконувати в цих розмірних одиницях.

Мінімальний умовний діаметр газопроводів згідно вимог [21] приймають не менший за 50 мм. Для вуличних газопроводів сільських населених пунктів умовний діаметр ділянки повинен бути не менший за 40 мм.

4. При ув'язуванні відгалужень (або півкілець – якщо прийнята кільцева схема системи газопостачання) у вузлових точках попередньо визначають тиск газу: для кільцевої схеми – у точках розподілу і сходження потоків газу, для відгалуження – у точках підключення відгалуження до головної магістралі і у найбільш віддаленого споживача відгалуження (відповідно до описаного вище розрахунку головної магістралі), а потім за формулою (1.24) знаходять питому різницю квадратів тиску для даного відгалуження (півкілеця). У подальшому розрахунок аналогічний гідравлічному розрахунку головної магістралі.

5. Нев'язка тисків у вузлових точках (точка зустрічі потоків газу – при кільцевій схемі) повинна бути не більше 10 % [20].

6. Гідравлічний розрахунок газопроводів зручно виконувати в табличній формі. Одиницями виміру тисків можуть бути як кПа, так і МПа.

Таблиця 1.3

Гідравлічний розрахунок газопроводів середнього (високого) тисків

Ділянка			V, м ³ / год	Довжина		A, МПа ² / м	(P ₁ ² - P ₂ ²) _р МПа ²	Діаметр		(P ₁ ² - P ₂ ²) _д МПа ²	Тиск	
№ п/п	П	К		L _r , м	L _p , м			d _γ , мм	d _з ·S, мм		P _п , МПа	P _к , МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Примітка: При виконанні гідравлічного розрахунку вуличних газопроводів за допомогою номограм розрахункові довжини ділянок можна не визначати (гр.6 табл.1.3) і не заповнювати, а обмежитись тільки знаходженням геометричних довжин, так як

$$(P_1^2 - P_2^2)_p = \frac{P_1^2 - P_k^2}{1.1 \sum_{i=1}^n L_{r_i}} \cdot 1.1 \cdot L_{r_i} = \frac{P_1^2 - P_k^2}{\sum_{i=1}^n L_{r_i}} L_{r_i}, \text{ МПа}^2.$$

Після виконання гідравлічного розрахунку на розрахунковій схемі вказують діаметри труб ділянок, а також величини тисків у вузлових точках.

7. У посібнику [77] наведено текст програми для гідравлічного розрахунку трубопроводів систем газопостачання за допомогою мікроЕОМ (програмованих мікрокалькуляторів типу МК-61).

1.5.2. Вуличні газопроводи низького тиску

Живлення газопроводів низького тиску відбувається від сітьових ГРП. Манометричний тиск у газопроводі після ГРП, як правило, приймається 3000 Па. В районах нової забудови він може становити 5000 Па.

Відповідно до вимог [20] сумарна втрата тиску від ГРП або іншого регулюючого пристрою до найбільш віддаленого газового приладу житлового чи громадського будинку (газової плити, водонагрівника тощо) не повинна перевищувати 1800 Па, у т.ч. – в розподільних (вуличних і внутрішньоквартальних) газопроводах – 1200, а у дворових (газопроводах-вводах) і внутрішньобудинкових – 600 Па. При газифікації сільської місцевості втрати тиску у розподільних газопроводах дозволяється приймати дещо більшими – 1500 Па, а у газопроводах-вводах і внутрішньобудинкових – також 600 Па. При виконанні гідравлічного розрахунку систем газопостачання промислових підприємств наявний перепад тиску визначається умовами спалювання газу в промислових печах. І в кожному конкретному випадку обчислюється окремо.

Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску виконують методом питомих втрат тиску на тертя в такій послідовності:

1. Накреслюють схему газопроводів, нумерують вузлові точки і визначають розрахункові витрати газу на ділянках мережі. Суттєвою відмінністю розрахунку газопроводів низького тиску від розрахунку газопроводів високого і середнього тисків є наявність великої кількості споживачів – житлових будинків, точне місцезрештування яких невідоме. У зв'язку з цим виникають певні труднощі по визначенню розрахункових витрат газу на ділянках мережі. Тому вводять поняття і спочатку визначають т.зв. “шляхові” і “вузлові” витрати газу. Крім того, при розрахунках використовують надлишкові (манометричні) значення тисків, а не абсолютні.

А. Спочатку знаходять шляхові витрати газу на ділянках мережі, яка обслуговується одним ГРП:

$$V_{шл_i} = L_{np_i} \frac{V_{ГРП} - V_{зсп}}{\sum_{i=1}^n L_{np_i}}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (1.28)$$

де $V_{ГРП}$ – потужність ГРП, $\text{м}^3/\text{год.}$ (визначають на основі вимог пп.1.3.2); $V_{зсп}$ – витрата газу зосередженими споживачами, які підключені до мережі низького тиску, $\text{м}^3/\text{год.}$ (наприклад, це можуть бути великі комунально-побутові споживачі з максимально-годинною витратою газу, що не перевищує $50 \text{ м}^3/\text{год.}$); L_{np_i} – приведена довжина i -ої ділянки, м; n – кількість ділянок мережі низького тиску.

$$L_{np_i} = L_i \cdot K_e \cdot K_3, \text{ м}, \quad (1.29)$$

де L_i – геометрична довжина i -ої ділянки, м; K_e – коефіцієнт поверховості, враховує наявність різноповерхових будинків в районі, який обслуговується одним ГРП (для районів, де всі будинки мають однакову кількість поверхів $K_e=1$); K_3 – коефіцієнт забудови, враховує густину житлової забудови по трасі газопроводу (при двосторонній забудові $K_3=1,0$; при односторонній – $K_3=0,5$; на ділянці підключення ГРП до вуличної мережі, а також для тільки транзитних ділянок – $K_3=0$).

Сума шляхових витрат газу на ділянках мережі газопроводів низького тиску, що обслуговуються даним ГРП, повинна дорівнювати т.зв. "рівномірно-розподіленому" навантаженню на ГРП, тобто різниці витрат: $V_{ГРП} - V_{ЗСП}$.

Б. Визначають вузлові витрати газу. При цьому умовно припускають, що в системі відбір газу відбувається тільки у вузлах.

$$V^j = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m V_{шл,i} + V_{ЗСП}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (1.30)$$

де $V_{шл,i}$ – шляхова витрата газу i -тою ділянкою, $\text{м}^3/\text{год.}$; m – кількість ділянок, які збігаються в j -му вузлі.

У разі відсутності приєднання у вузлі зосередженого споживача другий доданок у виразі (1.30) не враховують. У будь-якому випадку сума вузлових витрат газу повинна дорівнювати загальному навантаженню на ГРП – $V_{ГРП}$.

В. Намічають напрямок руху газу в мережі, дотримуючись вимог пп.1.3.1.3. При цьому намагаються, щоб газ у кожний вузол мережі надходив із джерела найкоротшим шляхом.

Г. Визначають розрахункові годинні витрати газу на ділянках, використовуючи перший закон Кірхгофа, який стосовно газових мереж можна сформулювати таким чином: кількість газу, який відбирається у вузлі з урахуванням вузлової витрати V^j , повинна забезпечуватись рівною кількістю газу, що надходить в даний вузол.

Мінімальне значення розрахункової витрати газу на ділянці повинно бути не менше половини шляхової витрати:

$$V_i \geq \frac{1}{2} V_{шл,i}, \text{ м}^3/\text{год.} \quad (1.31)$$

Як правило, на кінцевих ділянках мережі, які виконуються тупиковими, розрахункова витрата газу складає 50 % від шляхової.

Для забезпечення економічності системи необхідно виділити головні напрямки, тобто ті ділянки, по котрих буде транспортуватися більша частина транзитної витрати газу. Визначення розрахункових витрат газу розпочинають з найбільш віддалених від ГРП вузлів, записуючи для кожного з них перший закон Кірхгофа. При надходженні у вузол газу по двох ділянках, витрату на кожній з них можна вважати рівною половині сумарної витрати газу, що виходить з вузла, який розглядається, але з обов'язковим виконанням умови (1.31). Загалом для подібного варіанта вирішення поточкорозподілу у вузлі між витратами газу на ділянках, що входять у вузол, та їх довжиною існує така залежність:

$$\frac{V_1}{V_2} = \left(\frac{L_2}{L_1} \right)^{0.5}, \quad (1.32)$$

де V_1, V_2 – витрати газу на ділянках, $\text{м}^3/\text{год.}$; L_1, L_2 – довжина ділянок, м.

За результатами розрахунку витрата газу на ділянці 1-2 (на виході з ГРП) повинна дорівнювати його навантаженню – $V_{ГРП}$.

2. Аналогічно схемі газопроводів високого (середнього) тиску вибирають головну магістраль і в першу чергу визначають діаметри її ділянок. Розрахунок виконують методом питомих витрат тиску на тертя. Для вибраної головної магістралі знаходять питому витрату тиску на тертя за формулою:

$$\bar{R} = \frac{\Delta P_p}{\sum_{i=1}^n L_{p,i}}, \text{ Па/м}, \quad (1.33)$$

де ΔP_p – наявний перепад тиску у вуличному газопроводі (як правило, це $\Delta P_p = 1200$ Па (міська мережа), $\Delta P_p = 1500$ Па (селищна мережа), а для газопроводів промислових підпри-

емств перепад тиску визначають окремо); L_{Pi} – розрахункова довжина i -ої ділянки, м; n – кількість ділянок головної магістралі.

Для вуличних газопроводів населених пунктів розрахункову довжину ділянки вимогами ДБН В.2.5-20-2001 дозволено також визначати за спрощеною методикою, враховуючи втрати тиску в місцевих опорах у обсязі 10 % від втрат тиску по довжині. Тобто для її розрахунку слід застосувати формулу (1.25).

3. Згідно з розрахунковою витратою газу на ділянці і величиною \bar{R} за допомогою номограми (додатки 8 і 9) знаходять діаметр газопроводу ділянки головної магістралі (мінімальний умовний діаметр мережі – також 50 мм [21]), уточнюють для прийнятого значення діаметра труби питому втрату тиску на тертя R_i і визначають втрату тиску на ділянці ΔP_i :

$$\Delta P_i = R_i \cdot L_{Pi}, \text{ Па.} \quad (1.34)$$

Сумарна втрата тиску у головній магістралі не повинна перевищувати прийнятого значення – $\Delta P_p = 1200$ Па (міська мережа) чи $\Delta P_p = 1500$ Па (селищна мережа), а нев'язка розрахункової і дійсної втрат тисків – 10 % [20].

Манометричний тиск газу в кінці ділянки, діаметр якої визначений, обчислюється за формулою:

$$P_{K_i} = P_{Pi} - \Delta P_i, \text{ Па.} \quad (1.35)$$

При виборі діаметрів мережі слід дотримуватись телескопічності трубопроводів, тобто поступового зменшення площі їх перерізів від джерела до розрахункової точки.

Під час виконання гідравлічного розрахунку необхідно контролювати, щоб вибраний напрямок руху газу в мережі (під час визначення розрахункових витрат газу на ділянках) збігався з отриманим в результаті гідравлічного розрахунку: газ повинен рухатись із вузла з більшим тиском газу у вузол з меншим. У протилежному разі необхідно виконати перерозподіл напрямків руху газу в мережі і повторити обчислення розрахункових витрат.

4. Результати гідравлічного розрахунку зводять у табл. 1.4.

5. При розрахунку відгалужень спочатку знаходять наявний перепад тиску для вузлової точки, від якої бере початок відгалуження, як суму втрат тиску газу від найбільш віддаленого вузла головної магістралі до вузлової точки – початку відгалуження, потім визначають питому втрату тиску на тертя для цього відгалуження і, аналогічно наведеній вище методиці, продовжують розрахунок і знаходять діаметри ділянок відгалуження та значення тисків газу у вузлах.

Нев'язка втрат тиску у вузловій точці, від якої бере початок відгалуження, не повинна перевищувати 10 % [20].

Таблиця 1.4

Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску

Ділянка			V , м ³ / год.	Довжина		R , Па/м	Діаметр		R_d , Па/м	ΔP , Па	Тиск	
№ п/п	П	К		L_r , м	L_p , м		d_y , мм	$d_3 S$, мм			P_n , Па	P_k , Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

6. При визначенні діаметрів у кільцевій схемі за результатами розрахунку головної магістралі вже відомі значення тисків газу на початку і в кінці півкільця. Гідравлічний розрахунок півкільця виконують аналогічно: знаходять питому втрату тиску на тертя і т.д. У точці сходження потоків газу нев'язка тисків не повинна перевищувати 10 % [20].

7. У посібнику [77] наведено текст програми для гідравлічного розрахунку вуличних газопроводів низького тиску за допомогою мікроЕОМ (програмованих мікрокалькуляторів типу МК-61).

1.5.3. Гідралічний розрахунок газопроводів за допомогою ЕОМ

Як уже згадувалось вище, гідралічний розрахунок газопроводів відповідно до вимог нормативних документів [20] необхідно виконувати за допомогою ЕОМ з оптимальним розподілом розрахункової втрати тиску по ділянках мережі. В першу чергу це стосується вуличних, розподільних і міжселищних газопроводів усіх тисків і категорій.

З цією метою інститутом "УкрНДІінжпроект" (м.Київ) розроблено програмний комплекс "Hydra". В його основу покладено рекомендовані ДБН В.2.5-20-2001 формули і залежності, у тому числі для попереднього знаходження внутрішнього діаметра ділянки газопроводу. Отримане значення потім порівнюють з дійсним, що існує у вибраному сортаменті труб (додаток 6), приймають найближче і для нього визначають втрату тиску на ділянці, а також його дійсне значення в кінці ділянки, що розглядається. Воно ж є початковим тиском для наступної (за напрямком руху газу) ділянки.

Дана програма дозволяє виконувати гідралічний розрахунок як газопроводів високого чи середнього, так і низького тисків. У зв'язку з тим, що програмний комплекс "Hydra" був розроблений досить давно, значення тисків газу вказуються в системі одиниць: $\text{кг}/\text{см}^2$ (газопроводи високого (середнього) тисків) і $\text{кг}/\text{м}^2$ (газопроводи низького тиску).

1.5.3.1. Склад програми

Програма складається з трьох блоків:

- 1) вводу вихідних даних (дається характеристика мережі, споживачів природного газу і т.ін.), що оформлюється у вигляді файлу *hd.dat*;
- 2) розрахункового (виконується гідралічний розрахунок мережі газопроводів з вибором поточкорозподілу газу і з оптимальним використанням розрахункового перепаду тиску для прийнятого сортаменту труб);
- 3) виводу результатів розрахунку, що оформлюється у вигляді файлу *hd.out*.

У додатку 11 роздруковано файли *hd.dat* і *hd.out* для розподільних систем газопостачання населеного пункту високого і низького тисків, розрахункова схема яких наведена, відповідно, на рис.5.2 і 5.3.

1.5.3.1.1. Блок вводу вихідних даних

Вихідні дані для розрахунку мережі за допомогою ЕОМ оформлюють у вигляді таблиць, форми яких наведено у додатку 11. Для їх заповнення необхідно попередньо виконати наступні операції:

- 1) запроектувати схему газопроводів (з дотриманням вимог, які викладені вище у розд. 1.3) і викреслити її з поділом на ділянки, вказавши при цьому:
 - а) нумерацію вершин (двозначна відповідає вершинам початку і кінця ділянки);
 - б) геометричну довжину ділянки, м (при проектуванні системи газопроводів низького тиску максимальна довжина ділянки не повинна перевищувати 200 м);
 - в) значення тисків газу (максимальний – на виході з джерела, мінімальний – у найвіддаленішого споживача); $\text{кг}/\text{см}^2$ (мережа високого чи середнього тиску) або $\text{кг}/\text{м}^2$ (мережа низького тиску);
 - г) характеристику споживачів;
- 2) вказати фізико-хімічні характеристики природного газу, що використовується для газопостачання;
- 3) з сортаменту труб вибрати ті, які планується використати при проектуванні системи.

При заповненні вихідних даних спочатку дають загальну характеристику системи газопостачання (див. додаток 11, табл.1):

1) вказують латинськими літерами (до 10 символів) назву системи, гідравлічний розрахунок якої необхідно виконати;

2) підраховують і записують загальну кількість розрахункових ділянок;

3) в залежності від виду системи – високий (середній) чи низький тиск – записують число з рекомендованого переліку: 3 – необхідно виконати гідравлічний розрахунок систем газопроводів високого (середнього тиску) і 2 (як правило) – системи низького тиску (у подальшому при характеристиці ділянок вказується значення добутку коефіцієнтів етажності і забудови);

4) записують фізико-хімічні властивості газу: густину і коефіцієнт кінематичної в'язкості; як правило, це відповідно $0,73 \text{ кг/м}^3$ і $14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}^2$;

5) вказують значення коефіцієнта, що враховує втрати тиску в місцевих опорах; це, як правило, 1.1;

6) для прийнятого гідравлічного режиму в мережі (згідно з завданням на проектування) вибирають мінімально-допустиме значення тиску газу в системі газопостачання; якщо виконується реконструкція системи (вирішується обернена задача гідравлічного розрахунку), то необхідно у відповідну графу таблиці записати цифру 0;

7) для запроектованої чи існуючої схеми газопроводів вказують кількість джерел газу: для системи високого (середнього) тиску – ГРС, для системи низького тиску – мережних ГРП чи ГРУ;

8) підраховують і записують кількість зосереджених споживачів газу – промислових, комунально-побутових та інших підприємств, джерел централізованого теплопостачання тощо;

9) вибирають кількість районів, що підлягають газифікації (заповнюється тільки для системи низького тиску – число районів відповідає кількості запроектованих чи існуючих мережних ГРП);

10) з сортаменту труб вибирають ті, що планується використати для газифікації, підраховують їх кількість (або число діаметрів, які задаються) і записують у таблицю.

Характеристика кожного з джерел газопостачання (див. вище – поз.7) виконується також у табличній формі (див. табл.2 додатка 11), яка складається з трьох позицій:

1) номер вузлової точки – вказують номер вузла (початок ділянки) на виході з джерела (за основу береться розрахункова схема газопроводів); для системи низького тиску у зв'язку з великою кількістю розрахункових ділянок номери вузлів на виході з ГРП бажано вказувати тризначними: наприклад, 100, 200, 300 і т.д.;

2) тиск газу на виході з джерела (максимально-допустиме для систем високого і середнього тисків) або (для систем низького тиску) надлишкове (манометричне) значення тиску газу відповідно до прийнятої схеми системи газопостачання);

3) обмеження з витрати – вказують максимально-годинну витрату газу у системі (за наявності лише одного джерела); при більшій їх кількості (що має місце в закільцьованих системах низького тиску сільських населених пунктів) витрату газу приймають для кожного з ГРП згідно з розрахунком газоспоживання. В останньому випадку після виконання гідравлічного розрахунку такої мережі внаслідок оптимізації поточкорозподілу газу навантаження на кожний з ГРП коректуються. І тому при газифікації сільського населеного пункту спочатку розраховують газопроводи низького тиску, визначають навантаження на ГРП, а вже потім виконують гідравлічний розрахунок газопроводів вищого ієрархічного рівня.

Наступна інформація стосується зосереджених споживачів в системах низького тиску. Для кожного з них вказують витрату газу і номер вузла (кінець ділянки) підключення до вуличного газопроводу (на основі розрахункової схеми газопостачання).

У графу “Навантаження по районах” записують інформацію про сумарну витрату газу в системі газопостачання, гідравлічний розрахунок якої виконується. Як правило, приймають один район газопостачання.

З сортаменту (додаток 6) виписують дані про зовнішній діаметр і товщину стінки труб. При їх виборі слід брати до уваги рекомендації щодо найменшого діаметра газопроводів. Характеристику труб бажано давати у порядку зростання або зменшення діаметрів.

Після цього переходять до характеристики кожної з ділянок системи газопостачання (див. табл.6 додатка 11).

Ділянки мережі можна записувати в довільному порядку. Їх число повинне відповідати сумарній кількості, що була вказана раніше (в табл.1 додатка 11). При двозначній (початок-кінець) нумерації ділянок можна не дотримуватись збігання напрямку руху газу на ділянці з її нумерацією. Якщо за результатами гідравлічного розрахунку газ буде рухатись у протилежному напрямку, то у файлі *hd.out* перед значенням витрати газу на такій ділянці стоятиме знак “мінус” (див. додаток 11) або буде змінена її нумерація.

У наступній графі (гр.4) табл.6 вказують інформацію залежно від того, для системи якого тиску заповнюють вихідні дані для розрахунку. Для системи газопроводів високого (середнього) тиску у випадку транзитної ділянки проставляється нуль, а якщо ця ділянка є відгалуженням до споживача, то проставляють максимально-годинну витрату газу цим споживачем. У випадку розрахунку газопроводів низького тиску у цій графі вказують, як правило, значення добутку коефіцієнтів поверховості і забудови (за умови, якщо у загальній характеристиці системи газопостачання було записано число 2 – див. табл.1 додатка 11).

З генплану місцевості чи розрахункової схеми газопроводів визначають геометричну довжину ділянки і записують у гр.5.

Наступні дві графи табл.6 характеризують вид розрахунку. При проектуванні нової системи необхідно записувати у ці графи цифри відповідно 1 і 0. При реконструкції системи газопостачання:

1) змінюються витрати газу, діаметри ділянок залишаються без змін – у першій графі проставляють цифру 2, а у останній – порядковий номер з таблиці “Характеристика труб” того діаметра труби, що відповідає існуючому;

2) витрати газу залишаються без змін, змінюються лише діаметри деяких ділянок (виконується, наприклад, перекладка трубопроводів) – для ділянок, що залишаються без змін, – аналогічно п.1; для тих, що перекладаються, – вказати відповідно 1 і 0.

Після того, як вихідні дані для гідравлічного розрахунку газопроводів підготовані (наведені у додатку 11 форми заповнені і перевірені), можна переходити до вводу вихідних даних у комп’ютер. Введення інформації відбувається у діалоговому режимі – на поставлені запитання користувач ПЕОМ дає відповіді. При допущенні під час введення помилки він має можливість її виправити. Після закінчення введення інформації відбувається автоматичне формування файла вихідних даних *hd.dat*. У зв’язку з цим після кожного вводу інформації, що характеризує певну систему газопостачання, файл *hd.dat* необхідно перейменувати, щоб під час вводу характеристик наступної системи газопостачання не втратити інформацію про попередню.

1.5.3.1.2. Блок виводу результатів розрахунку

Результати гідравлічного розрахунку газопроводів будь-якого тиску формуються в файл *hd.out* у вигляді трьох блоків:

- 1) загальна характеристики мережі;
- 2) таблиці гідравлічного розрахунку (див.табл.7 додатка 11);
- 3) відомість труб, які використані для проектування мережі (див. табл.8 додатка 11).

Характеристика системи містить загальну інформацію про об'єкт газопостачання, його місцезнаходження, виконавця розрахунку і дату його виконання.

Для кожної з ділянок розрахункової схеми системи газопостачання вказується наступна інформація (за результатами гідравлічного розрахунку):

1) витрата газу, м³/год.;

2) тиск газу на початку і в кінці ділянки:

а) для системи газопроводів низького тиску – в кгс/м² (для переводу в кПа слід поділити вказане число на 100, а в Па – помножити на 10);

б) для системи газопроводів високого (середнього) тисків – в кгс/см² (для переводу в МПа слід поділити вказане число на 10);

3) прийняте значення діаметра ділянки з переліку труб, які вибирались з сортаменту для проектування системи газопостачання (див. табл.5 додатка 11).

Після закінчення гідравлічного розрахунку газопроводів відбувається автоматичне групування використаних труб по діаметру і в результаті формується таблиця “Відомість труб” (див. табл.8 додатка 11), в якій вказується:

1) діаметр труби, мм;

2) загальна довжина трубопроводів даного діаметру в системі газопостачання, км;

3) те ж, металоємність, т.

Після того, як сформована інформація (довжина і маса) по кожному з прийнятих діаметрів відповідно до використаного сортаменту, в результаті сумування відповідних показників дається характеристика газопроводів системи в цілому.

У зв'язку з тим, що програму “Hydra” можна застосовувати для будь-якого розрахунку (розв'язку як прямої, так і оберненої задач, у т.ч. і для окремих ділянок системи газопостачання), то загальний вигляд табл.8 додатка 11 відповідає цим можливостям програми розрахунку.

1.6. Захист газопроводів від корозії

1.6.1. Причини виникнення корозії

Для захисту газопроводів від ґрунтової корозії і корозії, що викликається так званими “блукаючими” струмами, газопровід необхідно ізолювати від контакту з навколишнім середовищем (ґрунтом – при підземному прокладанні або повітрям – при наземному чи надземному прокладанні). Водночас слід обмежити проникнення блукаючих струмів з навколишнього середовища (пасивний захист) або створити захисний потенціал газопроводу чи іншого об'єкта газопостачання по відношенню до навколишнього середовища (активний або електрохімічний захист).

Ґрунтова корозія обумовлена наявністю у ґрунті вологи, солей, кислот тощо, а також неоднорідністю металу стінки газопроводу, що створює передумови для виникнення на поверхні труби гальванічних елементів (ґрунт – електроліт, метал – електроди). В силу неоднорідності металу на його поверхні утворюються мікрокорозійні пари: ділянки з високою пружністю розчинення металу (анода або анодні зони) і поряд ділянки з низькою пружністю розчинення металу (катода або катодні зони), тобто виникають звичайні гальванічні пари, а відтак – електрорушійні сили. В такій парі між анодом і катодом струм протікає по зовнішньому ланцюгу (газопроводу) при русі електронів від анода до катода і по внутрішньому ланцюгу (ґрунту, який являє собою електроліт) при переміщенні іонів: катіонів (заряджені позитивно) – до катода, аніонів (заряджені негативно) – до анода, тобто катодна зона не змінює своєї структури, і на поверхні стінки труби утворюється додатковий шар металу анодної зони (відповідно товщина стінки збільшується). Корозія мета-

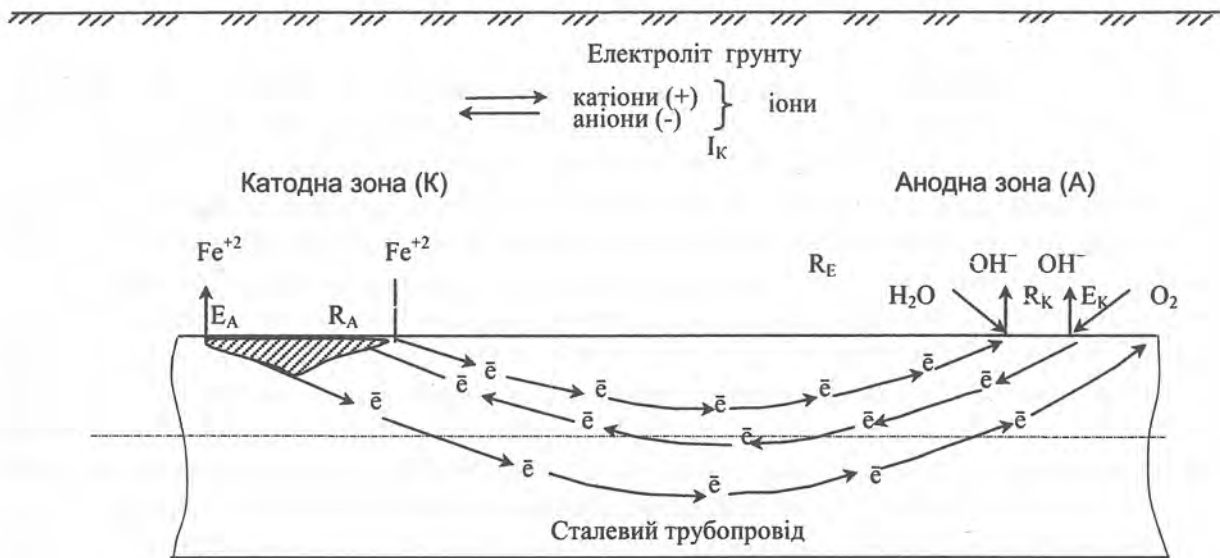


Рис.1.1. Схема виникнення і протікання ґрунтової корозії
 E_A – потенціал анодної ділянки трубопроводу; E_K – те ж, катодної; R_A – опір на границі “анод-електроліт”; R_K – те ж, “катод-електроліт”; R_E – опір електроліту; I_K – струм корозії; \bar{e} – електрон

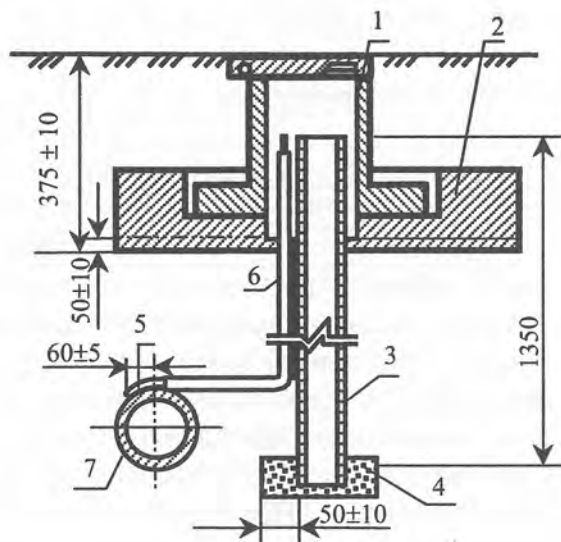


Рис. 1.2. Універсальний контрольно-вимірювальний пункт
 1 – ковер; 2 – бетонна подушка; 3 – вимірювальна колонка; 4 – глиняна подушка; 5 – контактний провідник; 6 – полівінілхлоридна трубка; 7 – газопровід

лу відбувається виключно на ділянках анодної зони, де проходить процес розчинення металу з виходом його іонів в навколишнє середовище – ґрунт (при цьому товщина стінки зменшується). Досліджено, що при величині сили струму корозії в 1 А протягом року в ґрунт може бути перенесено до 9 г металу. Внаслідок цього на поверхні газопроводу утворюються місцеві каверни і навіть наскрізні отвори.

Велику небезпеку становить також електрохімічна корозія, яка виникає під впливом блукаючих струмів. Основним їх джерелом є електрифіковані залізничні колії, а також лінії трамвая та метрополітену. Це пояснюється використанням постійних струмів значної величини і тим, що в якості другого провідника використовуються рейки. На практиці останні не є добрим провідником струму (внаслідок недосконалості ізоляції рейок від ґрунту і порушенням контактів (відсутністю перемичок) на стиках рейок). Ці причини викликають те, що частина (більша чи менша) струму, яка повинна повертатись по рейках до джерела, спочатку попадає у землю і вже потім більш складним шляхом надходить до нього. Виникаючі так звані “блукаючі струми” через пошкодження ізоляційного покриття попадають на газопроводи чи споруди, електричний опір яких значно менший від опору навколишнього ґрунту. На ділянках газопроводу, що наближені до тяглових підстанцій (зона підвищеного негативного потенціалу) блукаючі струми “стікають” з газопроводу і надходять через ґрунт назад до рейок. В зоні входу блукаючих струмів газопровід поляризується катодно, а в зоні виходу – анодно. В цьому місці і виникає інтенсивне пошкодження стінок газопроводів, яке в критичному випадку може викликати аварію.

Таким чином, визначення корозійної активності ґрунту є одним з найважливіших факторів при виборі засобів захисту газопроводів і споруд від корозії.

Корозійна активність ґрунту по відношенню до металу газопроводу характеризується значеннями питомого електричного опору ґрунту, що визначається у польових і лабораторних умовах, і середньою густиною катодного струму. Вона оцінюється у відповідності з даними табл. 1.5.

Таблиця 1.5

Корозійна агресивність ґрунту по відношенню до вуглецевої та низьколегованої сталі

Корозійна агресивність ґрунту	Питомий електричний опір ґрунту, Ом·м	Середня густина катодного струму, А/м ²
1	2	3
Низька	Більше 50	До 0,05
Середня	Від 20 до 50	Від 0,05 до 0,20
Висока	До 20	Більше 0,20

Для вимірювання поляризованого потенціалу “ґрунт-трубопровід”, а також параметрів електрохімічного захисту по трасі газопроводу влаштовують контрольно-вимірювальні пункти (КВП). Виміри з наступним порівнянням результатів з даними табл.1.5 відбуваються на основі вимог ГОСТу 9.602-89 [9] та зміни до нього [10]. На рис.1.2 наведено конструкцію одного з типових вирішень КВП.

У відповідності з вимогами ДБН В.2.5-20-2001 КВП слід влаштовувати в залежності від характеристики території забудови з інтервалом:

- 1) у міських населених пунктах: а) за відсутності електрифікованого транспорту або інших джерел блукаючих струмів – 150 м;
б) за їх наявності – 100 м;
- 2) у сільських населених пунктах – 200 м;
- 3) при проектуванні міжселищних газопроводів – 500 м.

Обов’язково контрольно-вимірювальні пункти необхідно встановлювати у місцях:

- 1) максимального наближення газопроводу до джерел блукаючих струмів;
- 2) перетину газопроводу з рейками електрифікованого транспорту;

3) при переході газопроводу через річку чи іншу водну перешкоду шириною понад 75м.

На основі даних про корозійну активність ґрунту і результатів електровимірювань на трасі (в натурних умовах) вирішується питання про захист газопроводів від корозії.

1.6.2. Методи захисту газопроводів і споруд на них від корозії

Розрізняють “пасивний” і “активний” захист. Пасивний захист підземних газопроводів від корозії відбувається за рахунок нанесення на їх зовнішню поверхню шару різноманітних бітумо-гумових мастик, плівкових матеріалів. Газопроводи при надземному чи наземному прокладанні попередньо ґрунтують (2 шари), а потім покривають 2 шарами фарби, лаку або емалі, що призначені для зовнішніх робіт при розрахунковій температурі зовнішнього повітря в районі будівництва відповідно до вимог ГОСТу 9.402-80* [8]. Зазвичай антикорозійні покриття повинні бути діелектричними, водонепроникними, хімічно інертними до матеріалу стінки труби і ґрунту, міцними і еластичними, монолітними і однорідними. У будь-якому випадку ізоляція газопроводів, інших споруд газопостачання повинна відповідати вимогам ГОСТу 9.602-89* і ДБН В.2.5-20-2001.

Активний захист від корозії полягає у створенні навколо підземного газопроводу захисного електричного поля. Розрізняють протекторний і катодний захисти, електричний дренаж [63, 72].

Активний захист або ще – електрохімічний захист газопроводів виконується шляхом катодної поляризації металу від зовнішнього джерела струму (установки катодного захисту) або з’єднанням з металом, який має більший негативний потенціал порівняно з електродним потенціалом металу, що захищається (установки протекторного захисту). В зонах так званих “блукаючих струмів” для електрохімічного захисту використовується відведення блукаючих струмів до їх джерела (установки дренажного захисту або установки посиленого дренажного захисту).

1.6.2.1. Протекторний захист

Протекторний захист газопроводів заснований на принципі гальванічних пар. Як гальванічний анод (протектор) використовують метали з більшим від’ємним порівняно з металом трубопроводу або іншого об’єкта, що захищається, стаціонарним потенціалом (рис.1.3). При підключенні протектора, який знаходиться в корозійно небезпечному середовищі, з об’єктом, що захищається, утворюється гальванічний елемент (його анодом є протектор, а катодом – об’єкт, що захищається) і виникає електрорушійна сила (е.р.с.). В такому гальванічному елементі відбувається рух електричного струму: в навколишньому середовищі (ґрунті) – від протектора до об’єкта (газопроводу), а по з’єднувальному провіднику – від об’єкта до протектора. В результаті поляризації електричні потенціали протектора і об’єкта, що захищається, наближуються один до одного. Потенціал об’єкта стає більш негативним, а потенціал протектора – більш позитивним. Під впливом сили струму об’єкт катодно поляризується і його метал захищається від корозії, а протектор, відповідно, поступово руйнується (рис.1.4).

Як метал для газопроводів застосовують вуглецеві та низьколеговані сталі. Для їх захисту від корозії в якості протектора використовують такі метали, як магній, алюміній, цинк, а також спеціальні сплави [20, 72]. Порівняно з матеріалом трубопроводів вони мають більший від’ємний потенціал.

Підвищити ефективність роботи протекторного захисту можна за рахунок використання спеціальних засипок-активаторів (як правило, сумішей сірчистих солей магнію, натрію або кальцію з глиною тощо) навколо протектора.

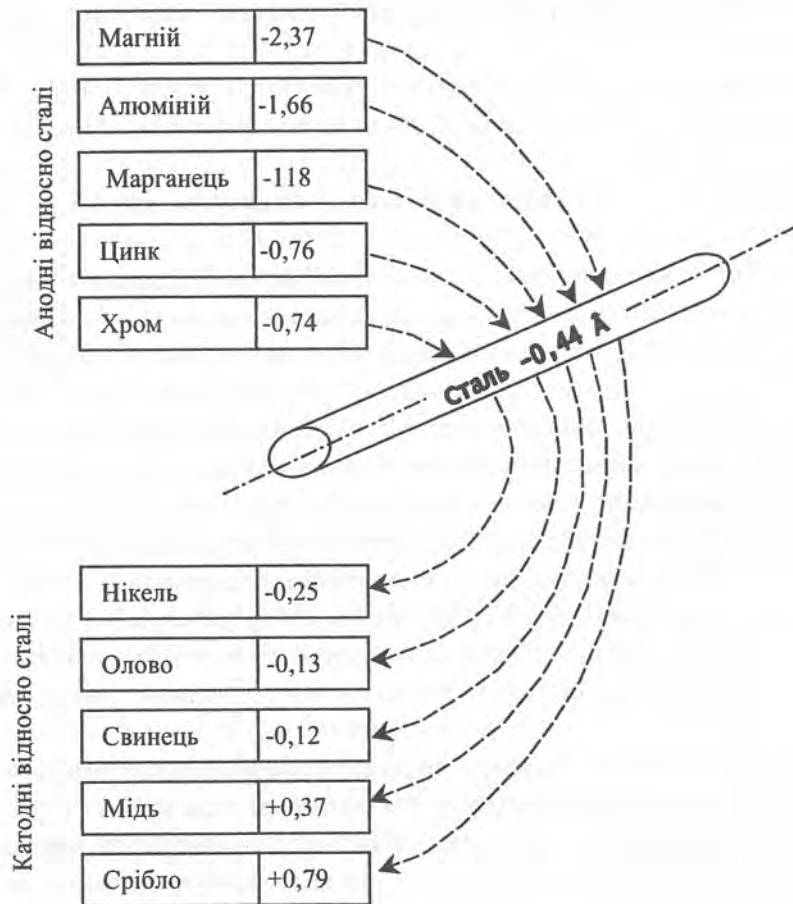


Рис. 1.3. Електричні потенціали

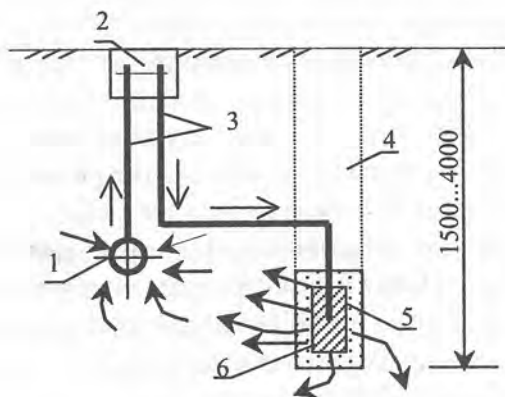


Рис. 1.4. Принципова схема протекторного захисту
 1 – газопровід; 2 – контрольно-вимірювальний пункт; 3 – кабель; 4 – шурф; 5 – сталевий сердечник; 6 – активатор

До переваг протекторного захисту слід віднести автономність (відсутня необхідність підключення до джерела електроенергії), простоту конструкції (спрощує виготовлення і монтаж), зручність експлуатації та контролю, тривалий період експлуатації. Суттєвим недоліком способу є невисоке значення е.р.с., що дозволяє застосовувати протектори тільки в середовищах з низьким електричним опором (до 60 Ом·м).

Ефективність протекторів залежить від фізико-хімічних властивостей гальванічних анодів, а також зовнішніх факторів. Середній період їх служби становить 6-10 років при масі до 10 кг. Зона захисту газопроводу одним протектором становить в залежності від категорії ґрунту від 20 до 70 м.

1.6.2.2. Катодний захист

Катодна поляризація металевих споруд і газопроводів за допомогою зовнішніх джерел постійного струму отримала назву катодного захисту. Установка катодного захисту (УКЗ) складається з джерела постійного струму, анодного заземлювача, контактної пристрою на об'єкті, що захищається, електрода порівняння тривалої дії з датчиком електрохімічного потенціалу, з'єднувальних ліній постійного струму, захисного заземлення (рис.1.5). Від'ємний полюс джерела постійного струму УКЗ підключається до газопроводу, який захищається, а позитивний – до анодного заземлення. До катодної станції можуть бути приєднані декілька об'єктів або газопроводів сумарною довжиною до 5 км; за необхідності вона може мати декілька анодних заземлювачів.

При вмиканні джерела струм "тече" з анодного заземлювача, поширюється в навколишньому середовищі, знаходить об'єкт, який захищається, і поляризує його метал. Захисний струм повинен мати таку величину, щоб від'ємний потенціал, який утворюється, знаходився у межах встановлених мінімальних і максимальних величин. В якості джерел постійного струму серійно випускаються вітчизняною промисловістю автоматичні перетворювачі – випрямлячі катодного захисту. В умовах населених пунктів, які мають надійне електропостачання, використовують виключно випрямлячі змінного струму. За відсутності джерел електроенергії (наприклад, при прокладанні міжселищних чи магістральних газопроводів) для катодного захисту застосовують термоелектронагрівачі, генератори з двигунами внутрішнього спалювання, а в районах зі сприятливими вітрами – вітроелектрогенератори тощо.

В умовах, коли параметри корозійноактивного середовища і потенціал об'єкта, що захищається, часто змінюються, захист відбувається за рахунок використання установок автоматичного катодного захисту типу ПАСК-М [72].

Анодне заземлення є одним з основних елементів катодної установки, від його параметрів залежить ефективність і надійність захисту від корозії. Електроди для анодних заземлювачів виготовляють зі сталі, чавуну, залізкремніємістких сплавів або графіту.

1.6.2.3. Електричний дренаж

Захист металевих споруд від корозії блукаючими струмами виконують електричними дренажами, установками катодного захисту, протекторами і струмовідводами. Електричний дренаж – це організоване відведення блукаючих струмів від газопроводу, що захищається, до їх (струмів) джерела. Розрізняють три види електричного дренажу: прямий, поляризований і посилений. Кожний з них виконується шляхом підключення газопроводу через дренажний пристрій до від'ємної шини тяглової підстанції або рейки електрифікованого транспорту [60, 72].

Прямий (простий) електродренаж має двосторонню провідність і тому застосовується лише на ділянках зі стійким анодним потенціалом (як правило, поблизу тяглових підстанцій). Поляризований і посилений дренаж мають односторонню провідність від га-

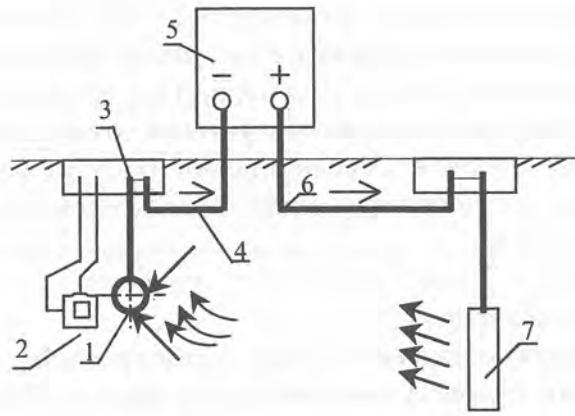


Рис.1.5. Принципова схема катодного захисту
 1 – газопровід; 2 – електрод порівняння тривалої дії з датчиком електрохімічного потенціалу; 3 – контактний пристрій; 4 – кабель дренажний; 5 – перетворювач катодного захисту (джерело постійного струму); 6 – кабель з'єднувальний; 7 – анодний заземлювач

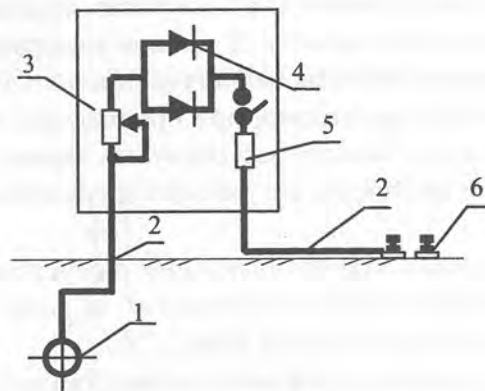


Рис.1.6. Принципова схема поляризованого електродренажу
 1 – газопровід; 2 – кабель; 3 – реостат; 4 – діод; 5 – запобіжник; 6 – трамвайна колія

зопроводу до джерела струму, і тому вони можуть підключатися до рейок електрифікованого транспорту (рис. 1.6). Одна дренажна установка здатна захистити до 5-6 км газопроводу.

Технічні характеристики поляризованих та посиленних дренажів наведено в спеціальній літературі [68, 72, 76].

Додатково до пристроїв електричного захисту застосовують електричне секціювання: газопровід поділяють на окремі секції за допомогою ізолюючих фланців. У найпростішому вигляді ізолюючий фланець – це двофланцеве з'єднання, в якому між фланцями вставляється ізолююча прокладка. При цьому під головками і гайками кожного з болтів розміщуються ізолюючі шайби, а самі болти “одягаються” в ізолюючі втулки. Ізолюючі фланці слід розміщувати за ходом газу на надземних газопроводах або в колодязях (при підземному прокладанні) після запірної арматури. Встановлювати ІФЗ на підземних газопроводах безпосередньо в ґрунті категорично заборонено. Місця обов'язкового розміщення ІФЗ регламентуються вимогами нормативних документів [20], а перелік цих місць вказаний в розд.1.4.2.

Для підземних газопроводів найбільш ефективний комплексний захист від корозії – це поєднання пасивного і активного методів захисту.

1.6.3. Проектування електрохімічного захисту підземних газопроводів і споруд на них від корозії

Основою для проектування електрохімічного захисту (ЕХЗ) газопроводів від корозії є дані про корозійну активність ґрунту і наявність блукаючих струмів, а також характеристика прокладених чи проєктованих трубопроводів і споруд на них.

Корозійну активність ґрунту визначають в результаті пошукових робіт шляхом виміру питомого електричного опору ґрунту. При проектуванні нових газопроводів опір вимірюють по трасі газопроводу з кроком 100-500 м. Якщо газотранспортна мережа діюча, то з кроком 100-200 м на відстані 2-4 м від осі трубопроводу.

Наявність блукаючих струмів у землі по трасі газопроводу, що проектується, визначають за результатами вимірювання різниці потенціалів між прокладеними в даному районі підземними металевими спорудами і землею. В разі відсутності таких споруд наявність блукаючих струмів знаходять шляхом вимірювання різниці потенціалів між двома точками землі через кожні 1000 м по двох взаємно перпендикулярних напрямках при рознесенні вимірювальних електродів на 100м один від одного.

Більш детально щодо проведення вимірювань, характеристики необхідних приладів і устаткування представлено в нормативно-технічній і довідковій літературі [9, 10, 59, 63, 68, 72, 76].

Найбільш характерний і ефективний спосіб активного захисту підземних сталевих трубопроводів і споруд від корозії – це розміщення на території, де прокладено мережі газопостачання, станцій катодного захисту.

Параметри електрохімічного захисту підземних газопроводів визначають розрахунковим шляхом. Методика дозволяє встановити параметри катодних станцій, які необхідні для забезпечення захисного потенціалу на всіх підземних спорудах, котрі розміщені в зоні дії установок ЕХЗ і мають з'єднання, що забезпечують електричну провідність по всій довжині мережі газопроводів. За основний розрахунковий параметр приймають середню густину захисного струму I , mA/m^2 . Вона являє собою відношення сили струму катодної станції і сумарної площі поверхні підземних трубопроводів, у т.ч. і газопроводів та споруд на них, котрі розташовані в зоні дії цієї станції.

Площу поверхні кожного з трубопроводів, що мають між собою технологічні з'єднання, які забезпечують електричну провідність, або спеціальні перемички (це можуть

бути електропровід, кабель або відрізки звичайного попередньо ізолюваного металопро-кату), знаходять за формулою:

$$S = \pi \sum_{i=1}^n d_i \cdot l_i, \text{ м}^2, \quad (1.36)$$

де d_i – діаметр зовнішній i -ої ділянки підземного трубопроводу, м; l_i – довжина i -ої ділянки, м; n – кількість ділянок підземної мережі трубопроводів, які знаходяться в зоні дії однієї станції, шт.

Таким чином визначають площі поверхонь підземних газопроводів $S_{газ}$, водопроводів $S_{вод}$, теплопроводів $S_{мен}$, котрі прокладені як в каналах, так і безканалним способом. Сумарна площа поверхонь всіх трубопроводів, які електрично зв'язані між собою і являють одну систему, становить:

$$\sum S = S_{газ} + S_{вод} + S_{мен}, \text{ м}^2. \quad (1.37)$$

У цій системі питома вага кожної з підземних мереж становить, %:

$$\begin{aligned} 1) \text{ водопроводи} & - b = S_{вод} / \sum S \cdot 100; \\ 2) \text{ теплопроводи} & - c = S_{мен} / \sum S \cdot 100; \\ 3) \text{ газопроводи} & - g = S_{газ} / \sum S \cdot 100. \end{aligned} \quad (1.38)$$

Густину поверхні трубопроводів кожної з підземних інженерних мереж, що являє собою відношення площі їх поверхні до площі забудови, обчислюють за такими формулами, м²/га:

$$\begin{aligned} 1) \text{ водопроводи} & - e = S_{вод} / F_3; \\ 2) \text{ теплопроводи} & - f = S_{мен} / F_3; \\ 3) \text{ газопроводи} & - d = S_{газ} / F_3. \end{aligned} \quad (1.39)$$

Середню густину сили струму, що необхідний для захисту трубопроводів від електрохімічної корозії, можна визначати з такої емпіричної залежності:

$$j = 30 - (99b + 128c + 33.9d + 3.33e + 0.61f + 4.96\rho) \cdot 10^{-3}, \text{ мА/м}^2, \quad (1.40)$$

де ρ – величина корозійної активності ґрунту, Ом·м (як правило, на території населених пунктів знаходяться в межах $\rho = 15-50$ Ом·м).

Якщо значення величини j , яка обчислена за формулою (1.40), не перевищує 6 мА/м², то у подальших розрахунках необхідно приймати, що $j = 6$ мА/м².

Величину сили захисного струму, котрий необхідний для забезпечення катодної поляризації підземних опорів і трубопроводів, обчислюють таким чином:

$$I = 1.3j \sum S, \text{ А}. \quad (1.41)$$

Кількість станцій катодного захисту знаходять за умови оптимального розміщення анодних заземлювачів (в першу чергу – цікавить наявність майданчиків, зручних для встановлення анодів), присутності джерел електроживлення тощо, а також з урахуванням того, що величина сили струму однієї станції не повинна перевищувати $I_{к.с.} \leq 25$ А. Таким чином, кількість станцій катодного захисту підземних споруд і трубопроводів від електрохімічної корозії можна визначати з достатньою точністю з наступним округленням до цілого числа так:

$$N = I / 25, \text{ шт.}, \quad (1.42)$$

де I – сила струму, значення якої визначено згідно з формулою (1.41), А.

Для того, щоб зручно розмістити катодні станції на плані місцевості чи забудови, визначають радіус їх дії:

$$R = 60 \sqrt{\frac{I_{к.с.}}{j \cdot K}}, \text{ м}, \quad (1.43)$$

де $I_{к.с.}$ – сила струму катодної станції, А (найбільш характерні значення становлять 10, 15, 20, 25 і 30 А); K – коефіцієнт, який характеризує густину підземних споруд на території, що захищається, га:

$$K = \Sigma S / F_3, \text{ м}^2/\text{га}. \quad (1.44)$$

Якщо кола, радіуси яких відповідають радіусам дії катодних станції, обчисленим за формулою (1.44), а центри знаходяться в зонах розміщення анодних заземлювачів, не покривають повністю всю територію, для якої проектується ЕХЗ, то слід змінити або місця розміщення катодних установок, або значення сили струму $I_{к.с.}$ і повторити розрахунок.

Тип перетворювачів для катодних установок слід вибирати згідно з даними, які наведено у додатку 19. Найбільш економічний варіант анодного заземлення приймають в залежності від величини сили струму в ланцюзі катодного захисту, максимально-допустимого опору, періоду роботоздатності, матеріалу, кількості та геометричних розмірів (довжини і діаметра) електродів. У табл.2 додатка 19 цю частину виділено сірим кольором.

2. ГАЗОПОСТАЧАННЯ ЖИТЛОВИХ І ГРОМАДСЬКИХ БУДИНКІВ

2.1. Загальні положення

Основні елементи системи газопостачання житлових і громадських будинків – це відгалуження від вуличних газопроводів мережі низького або середнього тиску (дворові газопроводи), вводи в будинки і внутрішньобудинкові розгалуження, а також різноманітне газове обладнання.

Відповідно до вимог ДБН В.2.5-20-2001 тиск газу в газопроводах, які прокладають всередині житлових будинків, повинен бути не більшим 3.0 кПа (це ж саме стосується і тиску газу перед побутовими газовими приладами, якщо у їх паспорті не вказані інші значення). Для газопроводів у громадських будинках і на підприємствах побутового обслуговування населення невиробничого характеру обмеження становить 5.0 кПа, тобто для газифікації вказаних будинків можна використовувати лише газ низького тиску.

Газопроводи, які прокладають всередині будинку, необхідно передбачати із сталевих водогазопровідних труб по ГОСТу 3262-75*, а дворові газопроводи – як зі сталевих електрозварних прямошовних (ГОСТ 10704-91), так і з поліетиленових (ДСТУ Б В.2.7-73-98).

На території житлових груп і мікрорайонів газопроводи слід прокладати підземно з дотриманням вимог чинних нормативних документів. Заборонено [20,21] їх трасувати під дитячими майданчиками, іншими місцями можливого масового скупчення людей. Відстані до фундаментів будинків, інших споруд тощо повинні бути не меншими за вказані у додатку 5. У точці підключення внутрішньоквартального газопроводу до вуличного влаштовують вимикальний пристрій у газовому колодязі (за умови, що загальна кількість приєднаних газових приладів перевищує 400).

Внутрішньоквартальні газопроводи необхідно проектувати тупиковими з організацією одного газового вводу на кожний будинок. Його влаштовують, як правило, біля глухої стіни. Один з можливих варіантів організації вводу газу в будинок показано на рис.2.1.

У практиці газифікації будинків і споруд в Україні прийнято таку схему: після вводу газу в будинок по його периметру вище вікон першого поверху прокладають газовий колектор (він може бути виготовлений з труб різних діаметрів, але з дотриманням вимоги “телескопічності”), а вже до нього підключають вводи газопроводів у кожне приміщення, в якому встановлені газові прилади. Також дозволяється прокладання розподільного газопроводу всередині будинку, якщо вздовж нього проходить коридор. У цьому разі його розміщують на висоті не менше 2,2 м від рівня підлоги до низу газопроводу.

В багатопверхових будинках для газифікації приміщень прокладають газові стояки. Їх дозволено встановлювати лише на кухнях, сходових майданчиках та в коридорах.

Як правило, стояк виготовляють з труб одного діаметра (мінімальне значення умовного діаметра становить 15 мм). А побутові газові прилади і опалювальні апарати приєднують до стояків за допомогою підводок (мінімальний умовний діаметр підводки при підключенні лише газових плит дорівнює 15 мм, а водонагрівача чи опалювального апарата – 20 мм).

Для комерційного обліку спожитого газу вимогами ДБН В.2.5-20-2001 передбачено встановлення газового лічильника:

- 1) на вході в індивідуальний житловий будинок;
- 2) те ж, в окрему квартиру багатоквартирного житлового будинку;
- 3) на вході в громадський будинок або на підприємство комунально-побутового обслуговування населення;
- 4) перед кожним газовикористовуючим приладом чи апаратом (за необхідності).

а) сталевий газопровід;

б) поліетиленовий газопровід

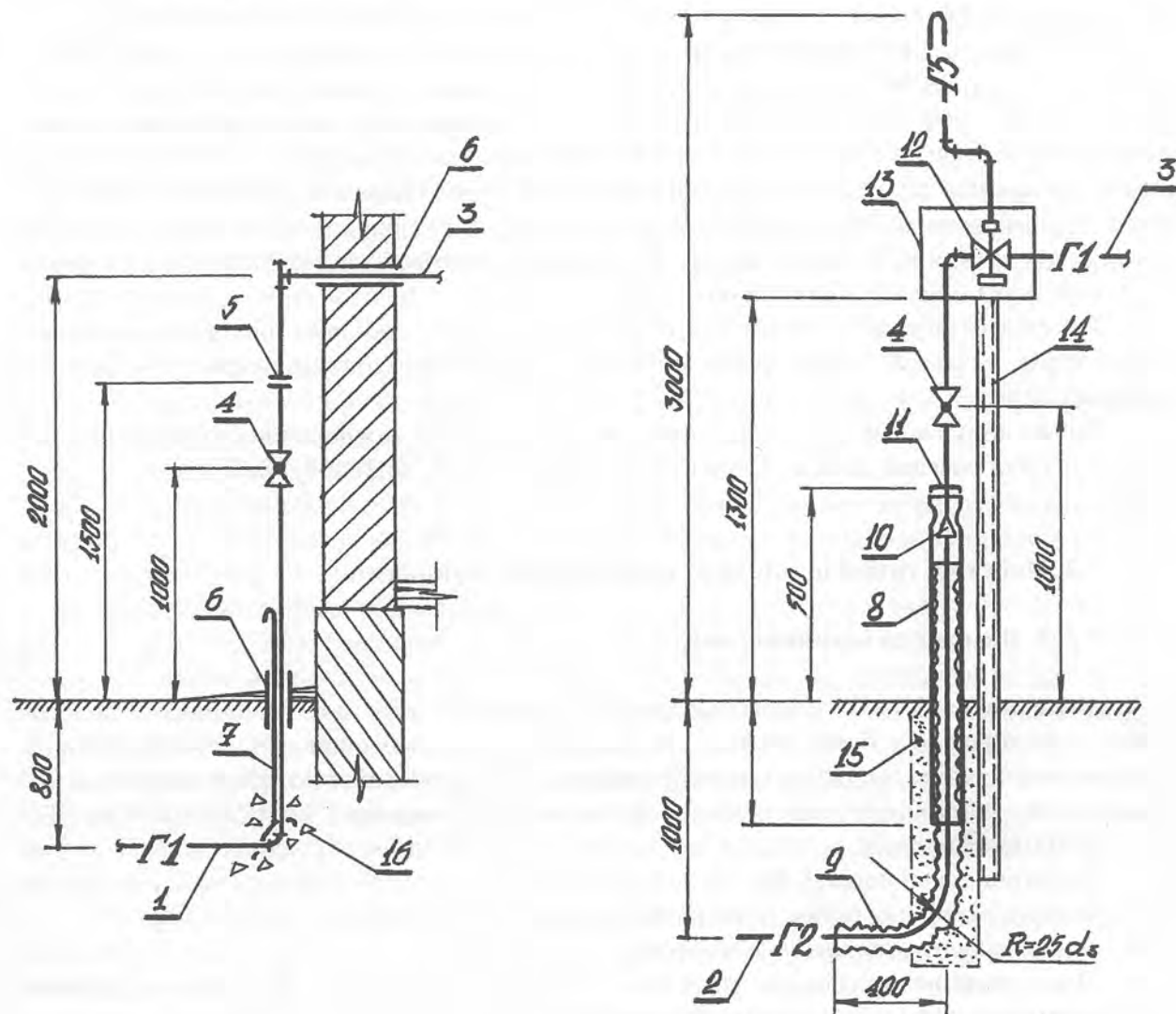


Рис. 2.1. Ввід підземного газопроводу у будинок

— $\Gamma 1$ — - газопровід низького тиску; — $\Gamma 2$ — - газопровід середнього тиску;
 — $\Gamma 5$ — - газопровід продувний

1 – газопровід дворовий сталевий; 2 – те ж, поліетиленовий; 3 – газопровід внутрішньобудинковий сталевий; 4 – арматура запірна; 5 – з'єднання ізолююче фланцеве; 6 – футляр; 7 – трубка контрольна; 8 – футляр сталевий з вентиляційними отворами; 9 – футляр полівінілхлоридний; 10 – перехід “поліетилен-сталь”; 11 – пробка; 12 – регулятор тиску газу будинковий; 13 – шафа металева; 14 – опора; 15 – подушка піщана; 16 – засипка щєбнева

Прокладання газопроводів всередині будинків необхідно передбачати, як правило, відкритим. В протилежному разі – закритого прокладання – їх розміщують в борознах стін, які закривають знімними щитами, що мають отвори для забезпечення вентиляції.

В існуючих житлових будинках та в будинках, які реконструюють, дозволяється транзитне прокладання газопроводів низького тиску через житлові кімнати у разі неможливості іншого прокладання. При цьому транзитні газопроводи у межах приміщень не повинні мати різьбових з'єднань і встановленої арматури. Вимикальні пристрої, крім випадків, перерахованих в розд.1.4, на газопроводах, які прокладають всередині житлових будинків і громадських споруд, необхідно встановлювати для відключення газових стояків, які обслуговують більше 5-ти поверхів. Вимикальні пристрої встановлюють також перед кожним газовим приладом і лічильником [20].

Перехід газопроводів через будівельні конструкції необхідно виконувати в сталевих футлярах – гільзах, а простір між ними і газопроводами слід ущільнювати негорючими матеріалами.

Більш детально прокладання газопроводів всередині житлових та громадських будинків і споруд розглянуто в довідковій літературі [14, 19, 36, 38, 59, 68, 76].

2.2. Побутові газові прилади і опалювальні установки

2.2.1. Вимоги до встановлення

В житлових будинках дозволяється встановлювати побутові газові плити і водонагрівачі, установки для квартирного опалення. Максимальна поверховість будинків, в яких для задоволення господарсько-побутових потреб мешканців і потреб у теплоті можна розміщувати перераховані вище прилади, визначається вимогами СНиП 2.08.01-89 та ДБН В.2.5-20-2001 і становить:

- 1) побутові газові плити – 10;
- 2) водонагрівачі для гарячого водопостачання – 5;
- 3) опалювальні установки – 5 поверхів.

Для опалення приміщень житлових будинків висотою до 10 поверхів включно можна встановлювати газові каміни, калорифери тощо, які мають герметичну камеру згоряння (топку) з відводом продуктів спалювання через зовнішню стіну будинку (вертикальні ділянки димоходів відсутні).

Розміщувати газове устаткування необхідно у відповідності з його паспортною характеристикою, а при її відсутності – виходячи з умов протипожежної безпеки (з дотриманням необхідної межі вогнестійкості будівельних конструкцій), зручності монтажу, експлуатації та ремонту (відстань від виступаючих частин газового обладнання по фронту та у місцях проходу людей повинна бути не меншою (у просвіті), ніж 1 м [20, 21]).

В громадських будинках може бути встановлене побутове газове обладнання і теплогенеруючі установки потужністю до 200 кВт. Це не стосується дитячих дошкільних і шкільних закладів, спальних корпусів лікарень і санаторіїв, культурних і культових закладів та інших будинків і прибудов до них з одночасним перебуванням в них 50 і більше осіб.

У вбудованих в житлові будинки приміщеннях і прибудовах до них, в яких розміщуються невеликі комунально-побутові споживачі: підприємства громадського харчування, побутового обслуговування населення, медичні заклади тощо, також дозволено розміщувати опалювальне обладнання загальною тепловою потужністю до 200 кВт, а також побутові газові прилади [20, 41-43]. При цьому вони повинні бути встановлені в окремих приміщеннях з дотриманням вимог, які викладені нижче (див. розд.2.2.1.1 і 2.2.1.2)

Забороняється встановлювати будь-які газові прилади в:

- 1) коридорах загального користування (в коридорах індивідуального користування існуючих житлових будинків при дотриманні певних умов [20] дозволено встановлення газових плит);
- 2) санітарних вузлах;
- 3) підвальних поверххах або підвалах (окрім підвалів індивідуальних житлових будинків, які мають природне освітлення);

- 1) гуртожитках усіх типів.

За погодженням з органами газового нагляду, Держнаглядохоронпраці України, експлуатаційних організацій газових господарств може бути допущене певне відхилення від вимог нормативних документів [20, 21] щодо розміщення побутових газових приладів, опалювальних котлів тощо.

2.2.1.1. Побутові газові плити

Газові плити слід розміщувати в кухнях (житлові будинки) або в інших приміщеннях (громадські будинки), які відповідають таким вимогам [20]:

- 1) висота приміщення – не менше 2,2 м;
- 2) приміщення має вікно (і, відповідно, природне освітлення) з фрамугою, яка відкривається, та витяжний вентиляційний канал (для організації природної загальнообмінної вентиляції об'ємом не менше 90 м³/год.);

- 3) мінімальний об'єм приміщення становить (в залежності від типу газової плити): а) двопальникової – 8; б) трипальникової – 12; в) чотирьопальникової – 15 м³.

В приміщеннях громадських будинків, окрім вимог, які викладені вище, повинна бути організована загальнообмінна припливно-витяжна вентиляція з кратністю повітрообміну не менше 3. На підприємствах громадського харчування, де поряд може бути розміщено декілька побутових газових плит, можна влаштувати один (над усіма плитами) витяжний зонт з наступним підключенням до димоходу, який оснащений витяжним вентилятором. При встановленні в одному приміщенні лише двох побутових плит відведення продуктів спалювання в димохід можна не забезпечувати [20].

За неможливості дотримання викладених вище вимог розміщення побутових газових плит вирішується в кожному конкретному випадку місцевими органами газового нагляду.

2.2.1.2. Газові водонагрівачі і опалювальні установки

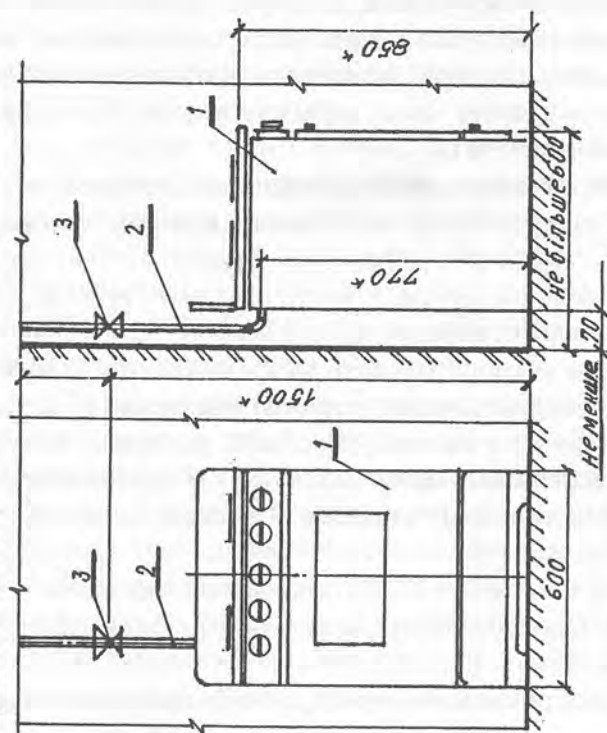
Для гарячого водопостачання дозволено використовувати як проточні, так і ємкісні водонагрівачі, а для опалення – ємкісні водонагрівачі, малометражні опалювальні котли, інші апарати (конвектори, калорифери, термоблоки і каміни) загальною тепловою потужністю до 200 кВт з відведенням продуктів спалювання природного газу в окремий димовий канал (газохід) або через стіну будинку (в типовому випадку – за схемою, яка прийнята заводом-виробником обладнання).

Проточний газовий водонагрівач потужністю до 10 кВт можна не підключати до димового каналу (продукти спалювання надходять безпосередньо у приміщення), але при цьому слід дотримуватись таких вимог [20, 21]:

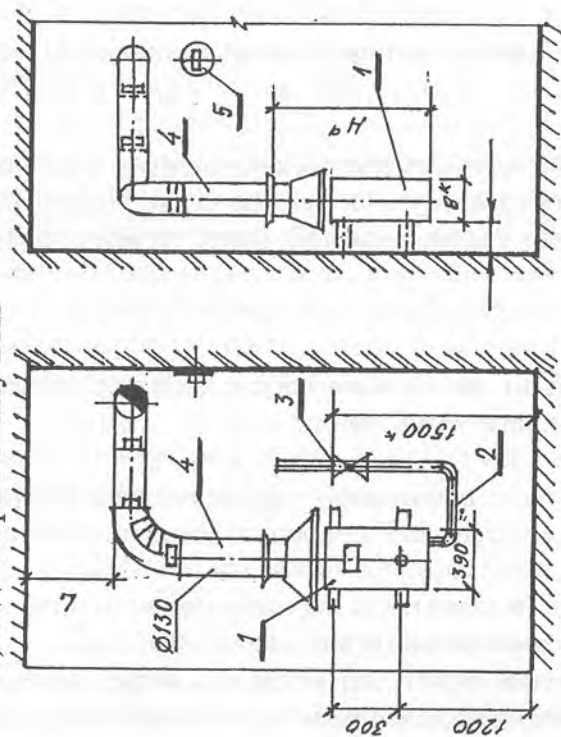
- 1) одночасно “працює” лише один з двох встановлених приладів: або плита, або водонагрівач;
- 2) об'єм кухні становить не менше 21 м³.

Газове устаткування для теплопостачання можна встановлювати як у кухнях, так і в окремих нежитлових приміщеннях. В одному приміщенні можна розташовувати не більше двох однотипних приладів: ємкісних водонагрівачів, малометражних опалювальних котлів або інших апаратів. В протилежному випадку слід збільшити теплову потужність кожного з них. При розташуванні у кухні двох різнотипних приладів – газової плити і про-

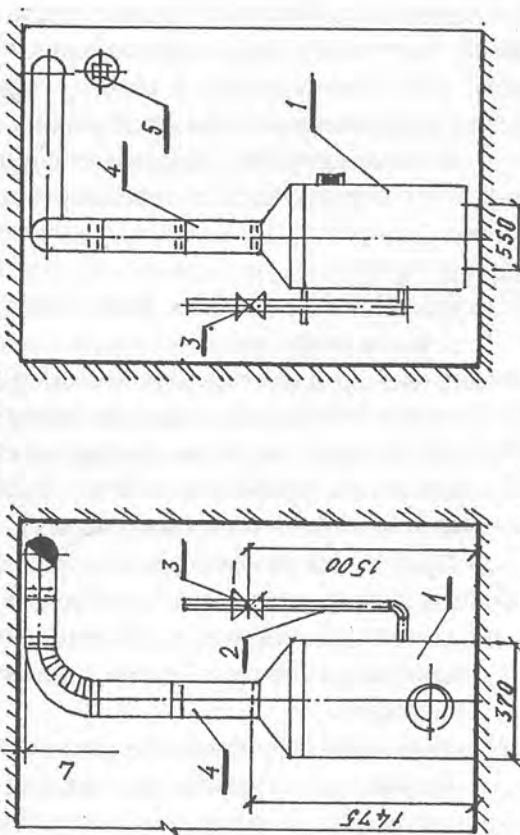
а) плита газова



б) водонагрівач типу ВПГ



в) апарат опалювальний типу АОГВ (АКГВ)



1 – побутовий газовий прилад (опалювальний апарат);
 2 – газопровід; 3 – вимикальний пристрій; 4 – металева
 приєднувальна труба для відведення продуктів спалю-
 вання; 5 – лючок для чищення газозоду

Рис. 2.2. Встановлення побутових газових приладів і опалювальних апаратів

точного водонагрівача об'єм приміщення мусить бути таким же, як і кухня, в якій знаходиться лише плита з аналогічною кількістю газових пальників.

Вимоги до встановлення іншого опалювального обладнання визначаються в залежності від його теплової потужності.

Опалювальні конвектори дозволено використовувати для опалення різноманітних приміщень. При встановленні в житловій кімнаті його теплова потужність не повинна перевищувати 7,5 кВт.

Опалювальні прилади і котли потужністю до 30 кВт можна розміщувати як у кухнях поряд з іншими побутовими газовими приладами (при цьому об'єм приміщення необхідно збільшити на 6 м^3), так і в окремих приміщеннях об'ємом не менше $7,5 \text{ м}^3$ з дотриманням усіх вимог щодо встановлення побутових газових приладів.

А газове опалювальне обладнання тепловою потужністю від 30 до 200 кВт слід встановлювати лише в окремих нежитлових вбудованих або прибудованих до житлових будинків приміщеннях, які відповідають таким вимогам:

- 1) висота приміщення – не менше 2,5 м;
- 2) наявна природна загальнообмінна вентиляція: а) видалення повітря – не менш, ніж трикратне від об'єму приміщення за годину; б) приплив повітря – компенсація витяжки і компенсація повітря, що необхідне для спалювання природного газу;
- 3) об'єм приміщення (в залежності від теплової потужності обладнання): а) від 30 до 60 кВт – $13,5$; б) від 30 до 200 кВт – не менше 15 м^3 ;
- 4) наявне природне освітлення з розрахунку $0,03 \text{ м}^2$ на 1 м^3 об'єму приміщення (при виникненні вибухонебезпечних ситуацій вікна виконуватимуть роль легкоскридних конструкцій, що перешкоджатиме руйнуванню споруди в цілому).

Остання вимога повинна забезпечуватись і при розміщенні опалювального устаткування в підвальних приміщеннях індивідуальних житлових будинків. А у підвальних і цокольних поверхах громадських будинків і прибудовах до них заборонено встановлювати газові теплогенеруючі установки потужністю до 200 кВт.

Для подачі повітря у приміщення, де розміщуються газові прилади і опалювальні апарати з організованим відведенням продуктів спалювання, необхідно передбачати:

- 1) у нижній частині дверей чи стіни, що виходять у суміжне нежитлове приміщення, решітку або зазор між дверима і підлогою (у вбудовані приміщення громадських будинків з газовим обладнанням заборонено надходження повітря з сусідніх приміщень, в яких знаходяться легкозаймисті речовини і ті, що легко піддаються корозії;
- 2) у зовнішній стіні – решітку.

Розмір припливних пристроїв визначається тепловою потужністю газового устаткування і повинен бути не меншим $0,02 \text{ м}^2$ – для кухонь, в яких встановлені газова плита, проточний водонагрівач і опалювальний апарат загальною потужністю до 30 кВт, і $0,025 \text{ м}^2$ – для окремих приміщень з опалювальними апаратами тепловою потужністю більше 30 кВт.

З метою безпечної експлуатації побутових газових приладів і опалювальних апаратів у приміщеннях житлових будинків вимогами ДБН В.2.5-20-2001 передбачають встановлення квартирних сигналізаторів для контролю мікроконцентрацій чадного газу ($0,005 \%$ об'ємних CO) і довибухових концентрацій метану (20% від нижчої концентраційної межі спалаху) з виводом на індивідуальну попереджувальну сигналізацію. Аналогічні сигналізатори необхідно розміщувати у підвалах, цокольних та перших поверхах всіх газифікованих житлових (окрім індивідуальних) та громадських будинків, у т.ч. і у приміщеннях громадських будинків, в яких дозволено використання газу (розміщено газове обладнання), з виводом на колективну попереджувальну сигналізацію і на об'єднану диспетчерську службу [53]. Всі приміщення громадських будинків, в яких встановлено газове обладнання, також повинні бути оснащені первинними засобами пожежогасіння – порошковими вогнегасниками типу ОП-5Б.

2.2.2. Технічна характеристика газового обладнання

2.2.2.1. Побутові газові плити

Вітчизняною промисловістю випускається широка гама побутових газових плит, які призначені для задоволення господарсько-побутових потреб людей – приготування їжі та нагрівання води.

Побутові плити згідно з вимогами ДСТУ 2204-93 класифікують за:

- 1) числом пальників столу – розрізняють дво- (ПГ-2), три- (ПГ-3) і чотирьопальникові (ПГ-4) плити;
- 2) способом встановлення – є плити, які встановлюють на підлозі, і ті, що встановлюють на столі;
- 3) виконанням – звичайної та підвищеної комфортності;
- 4) компонуванням з кухонними меблями – окремо розміщені та вбудовані в меблі.

Технічна характеристика побутових газових плит наведена в табл. 2 додатка 12. Як видно з таблиці, плити з метою економії палива оснащуються різними пальниками – пониженої, звичайної і підвищеної потужності. Плити призначені для спалювання як природного (з номінальним тиском газу 1,3 або 2,0 кПа), так і скрапленого вуглеводневого (з номінальним тиском 3,0 кПа) газів. В конструкції плит використані звичайні інжекційні пальники атмосферного типу низького тиску неповного попереднього змішування газу з повітрям.

У паспорті приладу вказується вид газу, для спалювання якого призначена плита. У відповідності з цим вибирається діаметр сопла газопальникового пристрою. Повнота спалювання газу забезпечується відповідністю діаметра вихідного отвору сопла пальника теплоті спалювання газу і дотриманням оптимальної відстані від вогневих отворів пальника до поверхні дна посуду, який встановлено над пальником (у вітчизняних плитах ця відстань становить 21-23 мм, в імпортованих – 24-30 мм).

При переході з одного газу на інший (зміні в типовому випадку теплоти спалювання, густини і тиску газу перед соплом) необхідно виконати перерахунок діаметра отвору сопла за формулою:

$$d_2 = d_1 \sqrt{V_2 / V_1 \sqrt{\rho_1 \cdot P_2 / \rho_2 \cdot P_1}}, \text{ мм}, \quad (2.1)$$

де d_1 – діаметр отвору сопла при роботі у попередніх умовах (наприклад, при використанні природного газу), мм; d_2 – те ж, у нових умовах (на скрапленому газі); V_1, ρ_1, P_1 – відповідно витрата газу, м³/год., його густина, кг/м³ і тиск, кПа перед соплом у попередніх умовах; V_2, ρ_2, P_2 – те ж, у нових.

Таблиця 2.1

Діаметр вихідного отвору, мм сопла пальника столу побутової плити

Теплова потужність пальника, Вт	Газ	
	природний	скраплений
1	2	3
1. Понижена потужність – 700±60	0,75	0,50
2. Звичайна потужність – 1900±120	1,25	0,75
3. Підвищена потужність – 2800±120	1,54	0,95

Як правило, в кухнях житлових будинків встановлюють звичайні чотирьопальникові газові плити типу ПГ-4. У приміщеннях з підвищеними вимогами щодо комфортності можуть бути розміщені плити іноземного виробництва, які мають аналогічну конструкцію і дещо кращі технічні показники, наприклад, коефіцієнт корисної дії. Вони можуть бути оснащені витяжними зонтами для відведення продуктів спалювання газу і неприємних запахів в окремий вентиляційний канал.

2.2.2.2. Проточні газові водонагрівачі

Для задоволення потреб у гарячому водопостачанні будинків з децентралізованим тепlopостачанням звичайно передбачають проточні газові водонагрівачі типу ВПГ згідно з вимогами ДСТУ 2356-94. Число, яке вказане після аббревіатури "ВПГ", означає теплову потужність водонагрівача в кВт. Дані прилади призначені для нагрівання холодної води з водопроводу на 45 °С і забезпечують її витрату (в залежності від типорозміру приладу) від 5,5 до 7,6 л/с.

Технічна характеристика приладів, які серійно випускаються, наведена у табл.1 додатка 12. В експлуатації існуючих будинків використовується досить велика кількість водонагрівачів типу ВПГ-18, які знято сьогодні з виробництва. Всі ці моделі апаратів призначені для спалювання як природного, так і скрапленого вуглеводневого газів. У разі зміни якогось з параметрів газу, на спалювання якого розрахована конструкція пальника, що вказано у паспорті приладу, необхідно виконати перерахунок діаметра вихідного отвору сопла пальника згідно з формулою (2.1).

Спалювання газу відбувається в інжекційних пальниках атмосферного типу низького тиску тиску неповного попереднього змішування газу з повітрям. З метою зменшення довжини пальника, а відтак і глибини водонагрівача газопальниковий пристрій виконується з двома колекторами, а сопло має декілька отворів.

Конструкція водонагрівача типу ВПГ передбачає відведення продуктів спалювання в димохід, а система автоматики забезпечує блокування подачі газу при відсутності тяги, а також під час припинення подачі або при зменшенні тиску води і загасанні запальника.

Сьогодні в експлуатації знаходиться велика кількість аналогічних приладів закордонного виробництва. Технічна характеристика цих водонагрівачів наведена у їх паспортах. І плити, і водонагрівачі закордонного виробництва повинні бути сертифіковані відповідними державними органами і дозволені для використання на території України.

2.2.2.3. Газові опалювальні апарати

Для опалення окремих приміщень, квартир та індивідуальних будинків з використанням газового палива можуть бути застосовані опалювальні апарати з водяним контуром типу АОГВ моделі 2216 згідно з ДСТУ 2205-93. Вони призначені для нагрівання води до температури 50-90 °С, а терморегулятор автоматично підтримує задану температуру води.

Технічна характеристика приладів наведена у табл. 1 додатка 12. В залежності від теплової потужності і температурної зони України, в якій знаходиться будинок, апарати можуть опалювати площу від 70 до 200 м². В типовому випадку вибір того чи іншого типорозміру приладу АОГВ слід виконувати на підставі розрахунку тепловтрат будинку чи приміщення, в якому обладнується місцеве опалення.

Внаслідок модернізації приладів АОГВ створено комбіновані апарати типу АКГВ, які призначені як для опалення, так і для гарячого водопостачання приміщень (розміщений теплообмінник дозволяє отримувати гарячу воду з температурою не менше 45-50 °С і витратою до 2,2 або 5,5 л/с (в залежності від типорозміру)). У табл.1 додатка 12 наведена їх технічна характеристика. В теплий період року апарати можуть працювати лише в режимі гарячого водопостачання.

Прилади АОГВ і АКГВ призначені для використання як природного, так і скрапленого газів. Вони оснащені автоматикою безпеки, яка гарантує відключення подачі газу при відсутності тяги в димоході, зменшенні розрідження у топці та загасанні запальника.

В експлуатації знаходяться також апарати типу АГВ: АГВ-80 і АГВ-120 тепловою потужністю відповідно 6,98 і 13,956 кВт. Вони призначені для місцевого опалення, а останній – і для гарячого водопостачання індивідуальних будинків та окремих приміщень загальною площею від 50 до 100 м².

В табл.3 додатка 12 вказано технічну характеристику малометражних сталевих водогрійних котлів типу КС-ТГ, які можна використовувати для опалення окремих будинків і споруд.

Окрім широко розповсюджених традиційних газових приладів застосовують спеціальні газові нетеплоємкі прилади різних конструкцій, які обладнані автоматикою безпеки, наприклад, прилади АОГ-5 і "Бухара" [60, 75, 76].

На ринку України також наявні опалювальні прилади та котли закордонних виробників. Технічна характеристика цього устаткування вказана у його паспортній документації. Як правило, це водяні низькотемпературні (до 95-110 °С) як сталеві, так і чавунні прилади, які призначені для спалювання природного газу низького тиску в атмосферних інжекційних пальниках, а також в пальниках з примусовою подачею повітря (т.зв. вентиляторних пальниках).

В експлуатації знаходиться також і велика кількість малогабаритних опалювальних секційних котлів типу КЧМ [60, 65], які призначені для використання в системах водяного опалення окремих квартир і малоповерхових будинків загальною площею до 1000-1500 м². Порівняно з сучасними закордонними котлами вони відрізняються більшою теплоємністю (так як є чавунними) і мають гірші експлуатаційні характеристики.

2.3. Особливості розрахунку витрат газу

Як уже згадувалось раніше, в одному приміщенні може бути встановлено декілька газових приладів чи апаратів, як однотипних, так і різнотипних.

Номинальну витрату газу одним приладом слід визначати, користуючись формулою:

$$V_i = \frac{3.6 \cdot Q}{\eta \cdot Q_p^H}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (2.2)$$

де Q – номінальна теплова потужність приладу (значення в залежності від типу приладу приймається згідно з додатком 12 або вказується у завданні на проектування), кВт; η – те ж, коефіцієнт корисної дії; Q_p^H – нижча теплота спалювання газу (при розрахунках може бути прийнята 34 МДж/м³, якщо не вказано інше значення), МДж/м³.

В індивідуальному житловому будинку чи в окремій квартирі багатоквартирного будинку допускаються такі комбінації встановлення побутових газових приладів і опалювальних апаратів чи котлів:

- 1) лише побутова газова плита типу ПГ;
- 2) плита ПГ і проточний газовий водонагрівач типу ВПГ;
- 3) плита ПГ, водонагрівач ВПГ і опалювальний апарат типу АОГВ або сталевий водогрійний котел типу КС-ТГ.

В залежності від ступеня комфортності житла можливі також інші комбінації встановлення газових приладів і апаратів.

Загалом номінальна витрата газу газовим обладнанням, яке встановлене в одній квартирі чи будинку садибного типу, визначається так:

$$\Sigma V_H = \frac{3.6}{Q_p^H} \left(\frac{Q_1}{\eta_1} + \frac{Q_2}{\eta_2} + \frac{Q_3}{\eta_3} + \dots \right), \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (2.3)$$

де Q_i – номінальна теплова потужність i -го приладу кВт; η_i – те ж, коефіцієнт корисної дії; $i=1, 2, 3 \dots$ – кількість типів приладів, які встановлено в одному приміщенні чи індивідуальному будинку.

Так як усі ці прилади можуть працювати одночасно з номінальною потужністю з певною ймовірністю, то з метою зменшення металомісткості газопроводів вводиться поняття розрахункової витрати газу:

$$V_p = K_{sim} \cdot \Sigma V_H, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (2.4)$$

де K_{sim} – коефіцієнт одночасності, значення якого приймається згідно вимог [20] в залежності від виду і кількості приладів в комбінації та наведено в додатку 13.

Ще більшою нерівномірністю характеризується витрата газу на ділянках внутрішньобудинкового чи дворового газопроводу, до якого підключене газове обладнання, що встановлене в декількох квартирах або будинках.

Розрахункова витрата газу на ділянці визначається за сумою номінальних витрат газу всіма приладами з урахуванням коефіцієнта одночасності їх дії:

$$V_i = \frac{3,6 \cdot K_{sim} \cdot N}{Q_p^n} \sum_{i=1}^m \frac{Q_i}{\eta_i}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (2.5)$$

де K_{sim} – коефіцієнт одночасності; Q_i – номінальна теплова потужність i -го приладу кВт; η_i – те ж, коефіцієнт корисної дії; N – кількість однотипних приладів або груп приладів (можна приймати – кількість квартир у багатоквартирному житловому будинку); m – кількість типів приладів у групі (кількість різнотипних приладів в одній квартирі); Q_p^n – нижча теплота спалювання газу, МДж/м³.

За цю формулою слід обчислювати витрати газу на ділянках внутрішньобудинкової мережі газопроводів, окремих житлових та громадських будинків і споруд.

2.4. Особливості гідравлічного розрахунку внутрішньобудинкових і дворових газопроводів

Гідравлічний розрахунок таких газопроводів також виконують методом питомих втрат тиску на тертя. Перепад тиску, який рекомендується для використання у названих газопроводах, становить $\Delta P_p = 600$ Па з урахуванням опору газового приладу (водонагрівника – 100, газової плити – 60 Па), а також побутового газового лічильника – 200 Па. Якщо в одному приміщенні встановлено декілька різнотипних приладів, які підключено газопроводу паралельно, то при знаходженні наявного перепаду тиску для гідравлічного розрахунку дворових і внутрішньобудинкових газопроводів слід враховувати лише одне, більше значення. Зазвичай:

$$\Delta P_{наєвн.} = \Delta P_p - (\Delta P_{пр.} + \Delta P_{лг.}), \text{ Па}, \quad (2.6)$$

де $\Delta P_{пр.}$ – втрата тиску у побутовому газовому приладі чи апараті, Па; $\Delta P_{лг.}$ – те ж, в лічильнику газу, Па.

І тоді питома втрати тиску на тертя дорівнює:

$$\bar{R} = \frac{\Delta P_{наєвн.}}{\Sigma L_p}, \text{ Па/м}, \quad (2.7)$$

де ΣL_p – розрахункова довжина т.зв. “головної магістралі (за аналогією вуличних газопроводів): від точки підключення дворового чи внутрішньоквартального газопроводу до вуличного до найбільш віддаленого газового приладу найбільш віддаленого будинку, м.

Розрахункову довжину i -ої ділянки головної магістралі газопроводу визначають в залежності від її типу і довжини:

$$L_{pi} = L_i \left(1 + \frac{a_i}{100} \right), \text{ м}, \quad (2.8)$$

де L_i – геометрична довжина ділянки, м; a_i – надбавка на місцеві опори, %.

Значення a приймають для:

- 1) газопроводів від вводу в будинок до стояка – $a=25$ %;
- 2) стояків – $a=20$ %;

3) внутрішньоквартирних підводок при їх довжині: $L=1-2$ м – $a=450$ %, $L=3-4$ м – $a=300$ %, $L=5-7$ м – $a=120$ %, $L=8-12$ м – $a=50$ %;

4) газопроводів дворової мережі – $a=10$ %.

Гідравлічний розрахунок газопроводів розпочинають з точки підключення дворового газопроводу до вуличної мережі низького тиску. Кінцева точка розрахунку – газовий прилад верхнього поверху найбільш віддаленого стояка найбільш віддаленого будинку житлової групи.

Діаметр ділянки газопроводу визначають за допомогою номограм (додатки 8 і 9) аналогічним чином, як і для вуличних газопроводів низького тиску. Сам розрахунок також виконують в табличній формі.

Таблиця 2.2

Гідравлічний розрахунок внутрішньобудинкових і дворових газопроводів

Ділянка			N , квар	K_{sim}	V_{H_2} , м ³ / год.	V_{P_2} , м ³ / год.	Довжина		R , Па/	Діаметр		$R_{д}$, Па/	ΔP , Па	Тиск	
№ п/п	П	К	-тир				$L_{Г}$, м	L_{P} , м	м	$d_{Г}$, мм	d_{3S} , мм	м	Па	$P_{П}$, Па	$P_{К}$, Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Мінімальний діаметр газопроводів встановлено вимогами нормативних документів в залежності від виду газопроводів:

- 1) підводка до приладу – $d_{Г}=15$ мм;
- 2) газовий стояк – $d_{Г}=20$ мм;
- 3) підземний дворовий газопровід при газифікації:
 - а) індивідуального житлового будинку – $d_{Г}=32$ мм;
 - б) житлової групи з багатоквартирних будинків – $d_{Г}=50$ мм.

Особливістю розрахунку внутрішньобудинкових і дворових газопроводів є необхідність врахування гідростатичного тиску газу у вертикальних ділянках (стояках), який визначається за формулою:

$$\Delta P_r = \pm h g (\rho_n - \rho_r), \text{ Па}, \quad (2.9)$$

де h – різниця геометричних відміток в кінці і на початку вертикального газопроводу, м; ρ_n, ρ_r – густина відповідно навколишнього повітря і природного газу, кг/м³.

При русі природного газу, який легший від повітря, по газопроводу вгору значення ΔP_r необхідно приймати зі знаком “мінус”, а при русі вниз – зі знаком “плюс”.

В результаті гідравлічного розрахунку обчислюється значення тиску газу перед соплом газопальникового пристрою найбільш віддаленого приладу:

$$P = P_{вул} - (\Sigma \Delta P + \Delta P_{пр.} + \Delta P_{лГ}) \pm \Delta P_r, \text{ Па}, \quad (2.10)$$

де $P_{вул}$ – надлишковий тиск газу у точці підключення дворового чи внутрішньоквартального газопроводу до вуличного, Па (визначається за результатами гідравлічного розрахунку вуличних газопроводів низького тиску).

Воно не повинно бути меншим за рекомендоване значення номінального тиску газу перед соплом пальника, тобто 1,3 або 2,0 кПа, якщо у паспортній характеристиці приладу не вказано інше значення.

2.5. Газопальникові пристрої побутових газових приладів

Для інженерного обладнання житлових будинків у квартирах встановлюють побутові газові прилади, характеристика яких наведена у додатку 12. В більшості випадків газові прилади обладнані інжекційними пальниками. Ці пальники у відповідності до вимог нормативних документів [20, 21] використовують газ лише низького тиску, а відтак є більш безпечними; вони прості за конструкцією та в експлуатації; забезпечують стійке спалювання газу і широкий діапазон регулювання (у межах від 20 до 125% номінального навантаження); не мають рухомих складових частин і не утворюють шуму при роботі.

Загалом проектування будь-яких пальників складається з таких основних етапів:

- 1) теплового розрахунку газопальникового пристрою;
- 2) конструктивного розрахунку;
- 3) компоновання газопальникового пристрою з газовим приладом чи агрегатом.

Характеристика пальників (конструкція і принцип дії) достатньо висвітлена у довідковій літературі [4, 58, 62, 64, 76], а також у розд.3.5 посібника. У ньому також наведена методика розрахунку інжекційних пальників низького тиску, якими компонуються побутові газові прилади і водогрійні апарати.

2.6. Димоходи і димовідвідні канали

2.6.1. Загальні положення

Влаштування димоходів від побутового газового обладнання і опалювальних апаратів різних типів визначається вимогами ДБН В.2.5-20-2001. Відведення продуктів спалювання від побутових газових приладів, іншого устаткування, в конструкції якого передбачено відведення димових газів, необхідно передбачати від кожного приладу, апарата тощо окремим димоходом. Допускається [20] приєднувати до одного димоходу не більше двох водонагрівачів або опалювальних печей за умови входу продуктів спалювання в димохід на різних рівнях (не ближче, ніж 0,5 м один від одного) або на одному рівні (у цьому випадку у димоході влаштовується розсікач на висоту не менше, ніж 0,5 м).

Димоходи, як правило, необхідно розміщувати у внутрішніх стінах або у приставних каналах до цих стін. Площа перерізу димоходу повинна бути не меншою за площу перерізу патрубку приладу чи апарата, який приєднується до димоходу. Димові канали можуть бути цегляні, бетонні (в багатоповерхових будинках) або з азбестоцементних труб (в одноповерхових будинках і спорудах). Можливе відведення продуктів спалювання сталевими трубами заводського виготовлення, що поставляються в комплекті з газовим обладнанням.

Конструкція димових каналів повинна запобігати утворенню конденсату на їх стінках. Як правило, температура газів на виході з димоходу в атмосферу повинна бути більшою за точку роси (див. табл.1 додатка 15). З цієї метою димоходи, в першу чергу азбестоцементні та металеві, слід теплоізулювати при їх прокладанні ззовні будинку (споруди) або через холодне горище чи інші неопалювані приміщення. В якості теплоізоляції можна використовувати мінераловатні плити типу "Isover", "Rockwool" товщиною до 50 мм з покривним шаром з склопластика рулонного типу, наприклад РСТХ, або попередньо ізолювані двошарові металеві газоходи марки "Nova" фірми "Selkirk" (Німеччина). Існує і вітчизняний аналог, який виготовляється фірмою "Софія" (м.Київ).

Встановлення на димоходах зонтів, інших насадок за вимогами ДБН В.2.5-20-2001 категорично заборонено. Загалом висота димової труби повинна бути вищою не менш, ніж на 0,5 м від рівня похилого даху і на 2,0 м – плоского.

Приєднання газового обладнання до димоходів у будівельних конструкціях необхідно виконувати з'єднувальними трубами з покрівельної або оцинкованої сталі, гнучкими металевими гофрованими патрубками або уніфікованими елементами, які постачаються в комплекті з обладнанням. При цьому довжина з'єднувальної труби має обмеження [20]:

- 1) в існуючих будинках сумарна довжина горизонтальних ділянок повинна бути не більшою, ніж 6,0 м, а в будинках та спорудах, що проектуються, – 3,0 м;
- 2) довжина вертикальної ділянки (від низу димовідвідного патрубка до осі горизонтальної ділянки) повинна бути не меншою, ніж 0,5 м (у приміщеннях висотою до

2,7 м для приладів зі стабілізаторами тяги довжина вертикальної ділянки може бути зменшена до 0,25 м, а без нього (стабілізатора) – до 0,15 м).

Нахил горизонтальної ділянки з'єднувальної труби повинен бути не менший, ніж 0,01 в бік газового приладу. При прокладанні останньої через неопалювані приміщення її необхідно також теплоізолювати. Кількість поворотів з'єднувальної труби не повинна перевищувати трьох (причому, радіус повороту повинен бути не меншим від діаметра труби).

2.6.2. Розрахунок димоходу

Основними задачами при розрахунку димоходу є визначення площі перерізу димовідвідного каналу і величини розрідження перед газовим приладом. Поперечним перерізом попередньо задаються, виходячи із швидкості руху продуктів спалювання 1,5-2,0 м/сек. Про достатність прийнятих розмірів каналу судять по отриманій величині розрідження перед приладом, яка за абсолютною величиною повинна бути більшою від рекомендованого для кожного приладу значення (див. додаток 15, табл.1). Крім того, температура продуктів згорання на виході з димоходу не повинна бути нижчою за температуру точки роси.

Розрахунок димоходу виконують в такій послідовності:

1. Визначають (якщо це не було зроблено раніше при тепловому розрахунку газопальникового пристрою) об'єм продуктів спалювання (див. розд.3.5)). Значення коефіцієнта надлишку повітря приймають за даними табл.1 додатка 15.

2. Задаються конструкцією димовідвідного тракту і в залежності від неї – поділяють на розрахункові ділянки. Площа перерізу димоходу повинна бути не меншою за площу перерізу приєднувального патрубку газового приладу. Найменший переріз димового каналу, який викладено у внутрішній цегляній стіні, становить 140x140 мм, а при використанні залізобетонних елементів – $d = 150$ мм. У табл.5 додатка 15 наведено деякі показники попередньо ізольованих газоходів “Nova” фірми “Selkirk” (Німеччина).

3. Знаходять величину охолодження продуктів спалювання під час їх руху по димовідвідному тракту:

$$\Delta t = \frac{t_o - t_n}{\frac{0,384 \cdot V}{K \cdot F_{\text{вн}}} + 0,5}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (2.11)$$

де t_o – температура газів на вході в димохід, $^\circ\text{C}$; t_n – те ж, повітря навколо димоходу, $^\circ\text{C}$; K – середнє значення коефіцієнта теплопередачі для стінок димоходу, яке віднесене до внутрішньої поверхні, $\text{Вт}/\text{м}^2$; $F_{\text{вн}}$ – площа внутрішньої поверхні димоходу, м^2 ; V – об'єм продуктів спалювання, $\text{м}^3/\text{год}$.

Значення величин K , t_o наведені у додатку 15.

4. Визначають температуру газів на виході з димової труби:

$$t_n = t_o - \sum \Delta t_i, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (2.12)$$

яка повинна бути більшою за температуру точки роси (додаток 15, табл. 1).

В іншому випадку необхідно теплоізолювати окремі ділянки димовідвідного тракту і, в першу чергу, ті, які межують із зовнішнім повітрям або проходять через неопалювані приміщення. Це може бути досягнуто і за рахунок збільшення товщини стінки цегляного каналу.

5. Знаходять величину тяги, що створюється вертикальними ділянками димовідвідного тракту:

$$\Delta P_T = 0,0345 \cdot H \left(\frac{1}{273 + t_n} - \frac{1}{273 + \bar{t}_i} \right) B, \text{ Па}, \quad (2.13)$$

де H – сумарна довжина вертикальних ділянок, м; t_n – температура зовнішнього повітря, °С; t_i – середня температура газів на ділянці, °С; B – барометричний тиск, Па.

6. Обчислюють втрати тиску під час руху продуктів спалювання по димовідвідному тракту, які поділяють на втрати тиску по довжині на тертя і в місцевих опорах.

Втрати тиску на тертя:

$$\Delta P_{\text{терт}} = \frac{\lambda \cdot l \cdot W^2 \cdot \rho}{d \cdot 2} \cdot \frac{273 + \bar{t}_i}{273}, \text{ Па}, \quad (2.14)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного тертя (приймається за табл.3 додатка 15 в залежності від матеріалу стінки каналу або труби); l – довжина розрахункової ділянки, м; d – еквівалентний діаметр димоходу, м; W – швидкість продуктів спалювання, м/с; ρ – те ж, густина, кг/м³ (в даних розрахунках можна приймати $\rho = 1,3$ кг/м³).

$$d = \frac{4 \cdot F}{\Pi}, \text{ м}, \quad (2.15)$$

де f – площа перерізу газоходу, м²; Π – периметр поперечного перерізу газоходу, що омивається продуктами спалювання, м.

$$W = \frac{V}{3600 \cdot f}, \text{ м/с}. \quad (2.16)$$

Втрати тиску в місцевих опорах розраховують так:

$$\Delta P_{\text{мо}} = \sum \xi \frac{W^2 \cdot \rho}{2} \cdot \frac{273 + \bar{t}_i}{273}, \text{ Па}, \quad (2.17)$$

де $\sum \xi$ – сума коефіцієнтів місцевих опорів, значення яких приймають згідно з даними табл.4 (додаток 15).

7. Визначають розрідження перед газовим приладом:

$$\Delta P_p = \Delta P_m - (\Delta P_{\text{терт}} + \Delta P_{\text{мо}}), \text{ Па}. \quad (2.18)$$

Величина ΔP_p повинна бути більшою за мінімально необхідне для нормальної роботи газового приладу розрідження, яке, як правило, вказується у його паспортній характеристиці. Якщо ця умова не виконується, то необхідно збільшити поперечний переріз однієї з ділянок димовідвідного тракту і повторити розрахунок.

3. ГАЗОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ І КОМУНАЛЬНО-ПОБУТОВИХ ПІДПРИЄМСТВ, КОТЕЛЕНЬ

3.1. Загальні положення

Промислові, комунально-побутові підприємства, котельні тощо в залежності від сумарної витрати газу, тиску газу перед газопальниковими пристроями агрегатів, кількості і взаємного розміщення споживачів (цехів, дільниць), довжини газопроводів постачаються газом від міських розподільних мереж низького, середнього або високого тисків. При компактному розміщенні декількох підприємств (т.зв. “промислова зона”) джерелом газопостачання може бути окрема газорозподільна станція або коли газ по окремому газопроводу надходить від міської ГРС.

На території підприємства у відповідності з вимогами нормативних документів [20, 44] міжцехові газопроводи можуть виконуватись як підземними, так над- чи наземними. Загалом вибір способу прокладання залежить від ступеня насичення території підприємства підземними комунікаціями, типу ґрунту і рівня ґрунтових вод, виду покриття доріг і проїздів, конструкції і призначення будівельних споруд, розміщення цехів, що споживають газ, і техніко-економічних міркувань. Як правило, на підприємствах перевагу слід надавати надземному прокладанню міжцехових газопроводів.

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

В залежності від витрати і тиску газу, режиму роботи газовикористовуючого обладнання, територіального розміщення споживачів газу на підприємстві та техніко-економічних показників і з урахуванням практики та досвіду проектування і експлуатації розрізняють декілька достатньо типових схем газопостачання промислових і комунально-побутових підприємств, котелень тощо.

3.2. Системи газопостачання

3.2.1. Міжцехові газопроводи

Дрібні комунально-побутові підприємства, автоматизовані водогрійні котельні з невеликими витратами газу (до 50 м³/год.) і обладнанням, що, як правило, використовує природний газ низького тиску, приєднують до міських газопроводів низького тиску. На рис.3.1 подана схема газопостачання підприємства від міської розподільної мережі низького тиску.

Система газопостачання підприємства у цьому випадку складається з газопроводу вводу на територію підприємства з загальним вимикальним пристроєм, міжцехових газопроводів з вимикальними пристроями перед вводом у кожний цех, продувних газопроводів, а також контрольних трубок (у випадку підземного прокладання) конденсатозбірників (при використанні вологих газів) і компенсаторів.

Загальний вимикальний пристрій встановлюють на вводі газопроводу. Він призначений для відключення подачі газу при ремонті чи аварії системи газопостачання. Розміщується він, як правило, в газовому колодязі на відстані не менше, чим 2 м від огороження території підприємства. В колодязях для зручності монтажу/демонтажу засувок слід

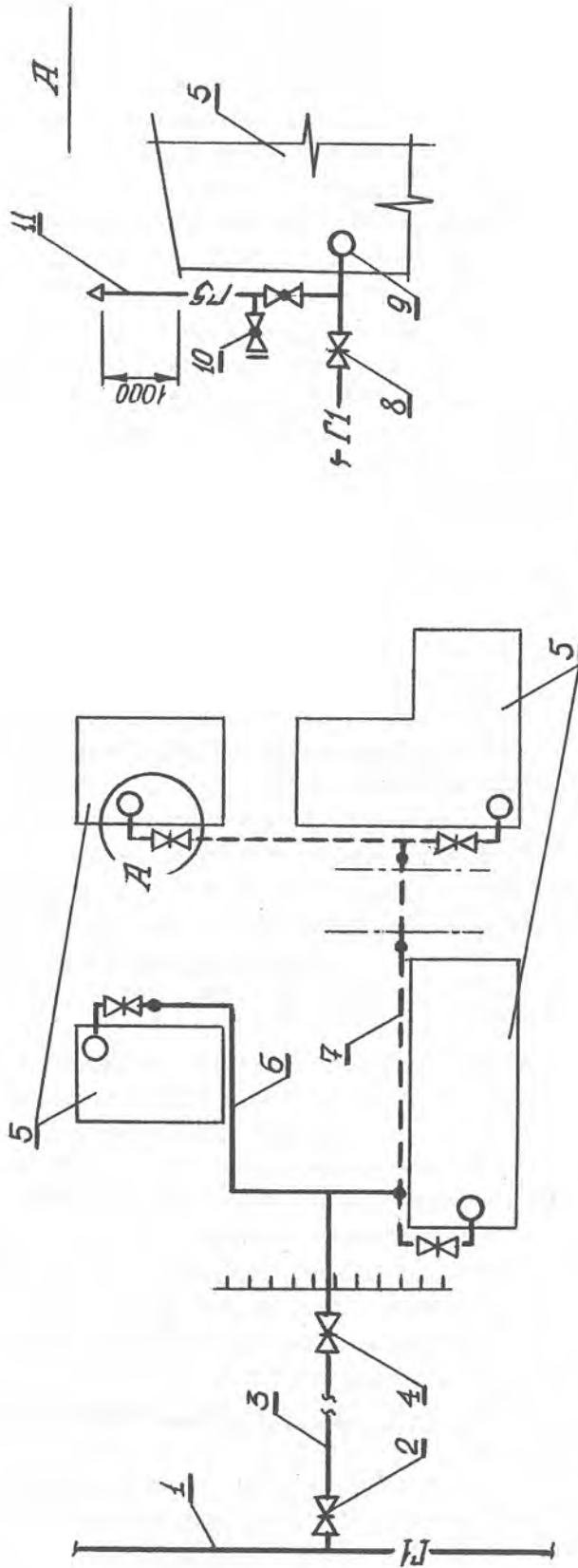


Рис. 3.1. Принципова схема газопостачання підприємств з невеликими витратами газу

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

передбачати компенсуючі вставки. Їх встановлення не вимагається, якщо запірна арматура приєднується до газопроводу шляхом зварювання.

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

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

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

Середні та великі промислові підприємства підключають до міських мереж середнього або високого тисків (див. рис. 3.2). Устаткування цих підприємств використовує газ як середнього, так і низького тисків. У зв'язку з цим можливі два варіанти виконання міжцехових газопроводів:

- 1) одноступенева система;
- 2) двоступенева система.

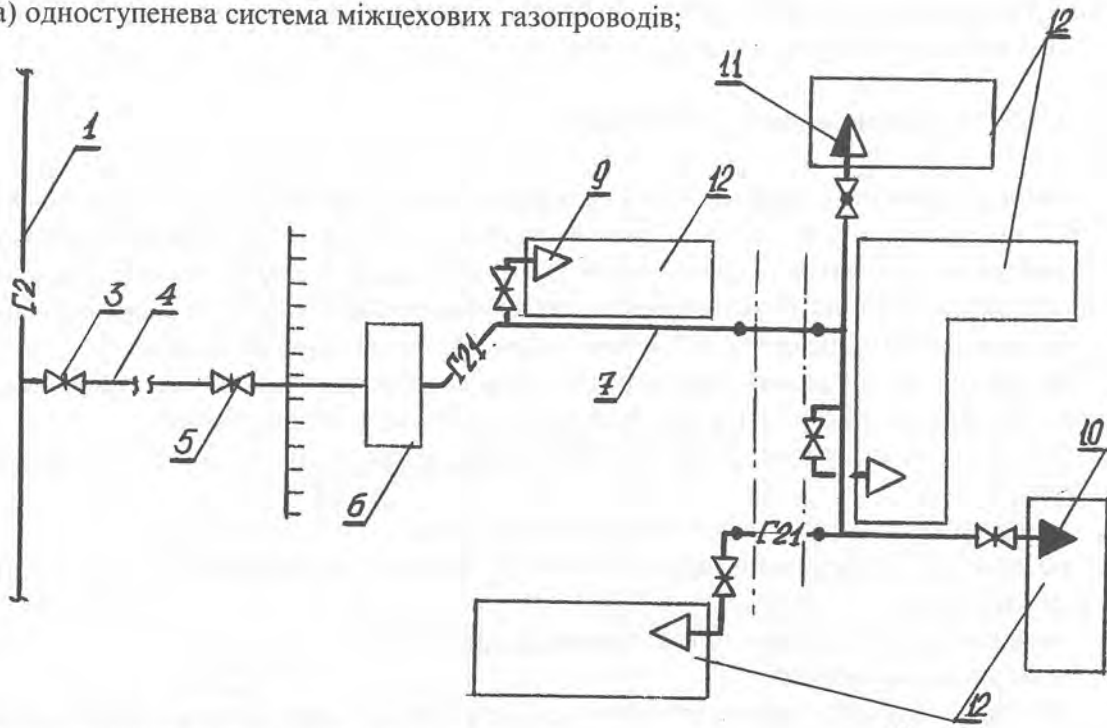
Організація вводу відгалуження від міської газорозподільної системи на територію підприємства виконується аналогічно як для дрібних підприємств (не ближче, чим 2 м до огорожі встановлюється загальний вимикальний пристрій).

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

При двоступеневій системі міжцехових газопроводів на відгалуженні від міського газопроводу після загального вимикального пристрою встановлюють головний газорегуляторний пункт промислового підприємства. ГГРП призначений для зниження тиску газу з високого чи середнього до пониженого середнього і низького. Значення тисків визначається в результаті гідравлічних розрахунків з урахуванням номінальних значень тисків перед соплами газопальникових пристроїв. У приміщенні ГГРП також розміщується устаткування для комерційного обліку газу. Подача газу в кожний з цехів відбувається в залежності від встановленого там газовикористовуючого обладнання одним (низького або пониженого середнього) чи двома (низького і пониженого середнього) газопроводами. При такому варіанті газопостачання підприємства відпадає необхідність встановлення в кожному з цехів власної ГРУ. На вводі газопроводу в цех, як і при одноступеневій схемі, може встановлюватись витратомірна установка.

Загалом варіант організації міжцехової системи газопостачання промислового підприємства слід визначати в результаті техніко-економічного порівняння одно- і двоступеневих схем. При проектуванні нових чи реконструкції існуючих систем газопостачання перевагу необхідно надавати одноступеневим системам середнього тиску.

а) одноступенева система міжцехових газопроводів;



б) двоступенева система міжцехових газопроводів

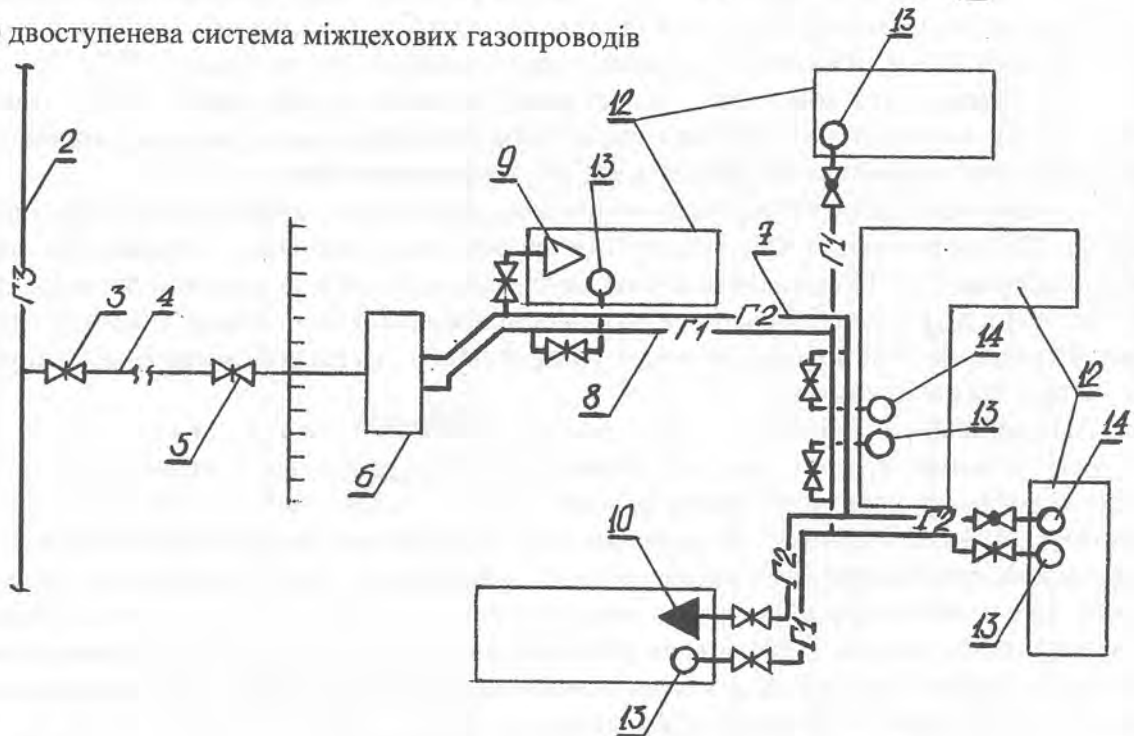


Рис. 3.2. Принципова схема газопостачання великих і середніх підприємств

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

Примітка. Організація проудвки міжцехових газопроводів на схемі умовно не показана. Виконується аналогічно міжцеховим мережам низького тиску (див. рис.3.1, вузол А).

Умови прокладання міжцехових газопроводів, встановлення газорегуляторних пунктів і установок регламентуються вимогами нормативних документів [20, 21, 44]. Основні з них викладено в розд.1 цього посібника.

3.2.2. Внутрішньоцехові газопроводи

Цехи підприємств можуть використовувати газ як низького, так і середнього тисків. Вибір тиску газу залежить від виду та кількості агрегатів, їх обладнання і виконується на підставі вимог нормативних документів [20]. Правильний вибір схеми газопостачання цеху визначає економічність та надійність системи, а також безпечність її експлуатації.

Будь-яка внутрішньоцехова система газопостачання включає в себе:

- 1) загальний вимикальний пристрій на вводі газопроводу в цех незалежно від наявності вимикального пристрою на міжцеховому газопроводі перед цехом;
- 2) показуючий манометр на вводі газопроводу в цех після загального вимикального пристрою;
- 3) вузол виміру витрати газу з фільтром перед ним;
- 4) розподільні газопроводи (прокладають, як правило, за тупиковою схемою) і поагрегатні відгалуження ;
- 5) вимикальні пристрої на відгалуженнях до агрегатів;
- 6) продувні газопроводи.

На рис. 3.3 зображено принципову одноступеневу схему газопостачання окремого цеху. Вона може застосовуватись для систем як низького, так і середнього тисків, але при двоступеневій схемі міжцехових газопроводів з організацією головного ГРП. При одноступеневій схемі в кожному цеху, як вказувалось раніше, влаштовується ГРУ: одно- чи двониткова в залежності від наявних споживачів. Основні вимоги щодо розміщення ГРУ викладено в нормативних документах [20, 44], а також наведено в п.1.3.2.3.

Ввід міжцехового газопроводу в будівлю, як правило, організовують через стіну в футлярі. Він призначений для захисту газопроводу при можливих деформаціях зовнішнього огородження. Футляр являє собою трубу більшого, ніж газопровід, діаметра. Простір між ним і трубопроводом забивається просмоленним лляним пасмом, а з торців заливається бітумом. Безпосередньо на вводі встановлюють загальний вимикальний пристрій (засувку), а також манометр.

Внутрішньоцехові газопроводи прокладають відкрито по стінах, колонах та інших спорудах у місцях, зручних для обслуговування, і які виключають можливість пошкодження цеховим транспортом, крановим обладнанням. Умови прокладання регламентовані вимогами ДБН В.2.5-20-2001. Не дозволяється прокладання газопроводів через підвальні приміщення, приміщення вибухонебезпечних і корозійноактивних виробництв, склади горючих і вибухових матеріалів, приміщення електророзподільних пристроїв та електрощитові, вентиляційні камери. Газопроводи також не варто прокладати в зоні безпосереднього теплового опромінення топок, у місцях можливого омивання продуктами спалювання або контакту з розігрітим чи розплавленим металом.

Висоту прокладання газопроводів, а також відстань між газопроводами та огородженнями вибирають з розрахунку забезпечення огляду та ремонту трубопроводів, встановленої на них арматури. У місцях проходження людей їх розташовують на висоті не менше, ніж 2,2 м від підлоги до низу труби. За наявності кранових балок газопроводи прокладають нижче. В окремих випадках, при неможливості підвести газопровід до обладнання надземно, дозволяється його підземне трасування [61, 80]. У цьому разі влаштовують підземний бетонний канал зі зйомними плитами. Вільний простір між каналом і газопроводом або засипають піском, або організовують у каналі постійно діючу механічну витяжну вентиляцію. Трубопровід, прокладений у каналі, повинен мати тільки зварні з'єднання

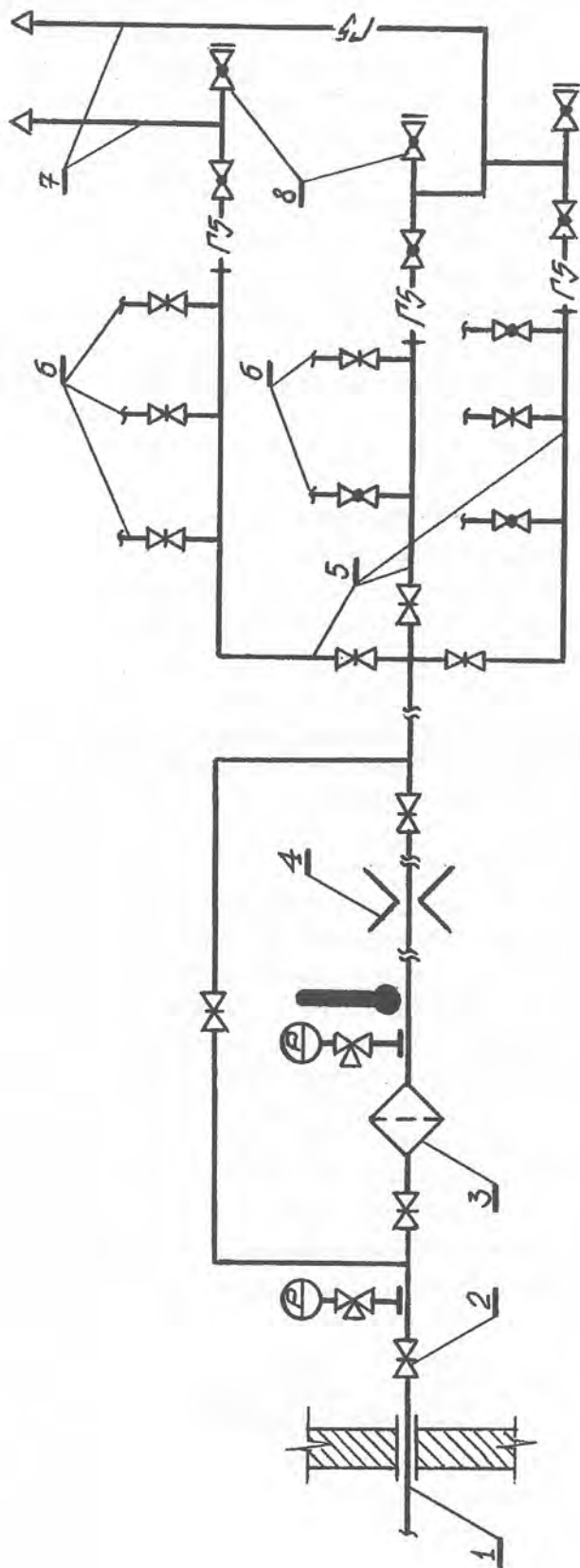


Рис. 3.3. Принципова схема внутрішньоцехового газопроводу
 1 – міжцеховий газопровід; 2 – пристрій вимикальний загальний; 3 – фільтр; 4 – лічильник газу промисловий (витратомірна установка); 5 – колектор газовий (внутрішньоцеховий газопровід); 6 – відгалуження до газвикористовуючого устаткування; 7 – газопровід продувний; 8 – штуцер з краном і пробкою (контроль якості продукції)
 Примітки: 1. При розміщенні на ввіді газопроводу в цех ГРУ(ГРП) фільтр (поз.3) не встановлюють.

2. Вузол поцехового обліку природного газу влаштовують у відповідності з вимогами ДБН В.2.5-20-2001 або при необхідності.

(причому їх кількість – мінімальна). У каналі забороняється встановлення будь-якої арматури.

Внутрішньоцехові газопроводи у кінцевих, найбільш віддалених від вводу точках підключають до продувних газопроводів. Останні призначені як для видалення повітря з системи газопостачання перед пуском газовикористовуючого обладнання, так і для видалення газу за допомогою повітря перед початком ремонту чи зупинкою системи. Системи газопроводів низького і середнього тисків мають окремі продувні газопроводи. До відповідних цехових продувних газопроводів можна підключати і продувні газопроводи агрегатів, печей, котлів тощо. Продувні газопроводи прокладають поряд з внутрішньоцеховими. Їх виводять з будівлі і по зовнішній поверхні стін піднімають нагору на висоту не менше, ніж на 1 м над поверхнею даху. Для виключення можливості попадання атмосферних опадів верхній кінець продувного газопроводу загинають. Закінчення продувки визначається шляхом відбору проб. Продувка вважається закінченою, якщо у пробі вміст кисню не перевищує 1 % (об'ємного), тобто суміш не є вибухонебезпечною. Загалом вважається, що одне газове середовище повністю заміщується іншим при 10-кратній зміні об'єму.

3.2.3. Обв'язувальні газопроводи

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

Найбільш складна схема обв'язки у випадку використання пальників з примусовою подачею повітря: додатково доводиться організовувати подачу повітря, регулювати його кількість і т.д. На рис.3.4 зображено її принципову схему.

На відгалуженні від внутрішньоцехового газопроводу встановлено загальну засувку, яка служить для відключення подачі газу при зупинці агрегату чи виникненні аварійного становища. Вона може займати два положення: або повністю відкрита, або повністю закрыта. Далі змонтовано відсічний клапан – виконавчий орган автоматики безпеки. На нього поступають сигнали від усіх датчиків, які контролюють роботу агрегату. При аварійному відхиленні будь-якого з них клапан перекидає подачу газу. В якості відсічного клапана застосовують електромагнітні або пневматичні клапани, засувки з електроприводом та інші двопозиційні пристрої, які забезпечують швидке і щільне відключення надходження газу на пальник.

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

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

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

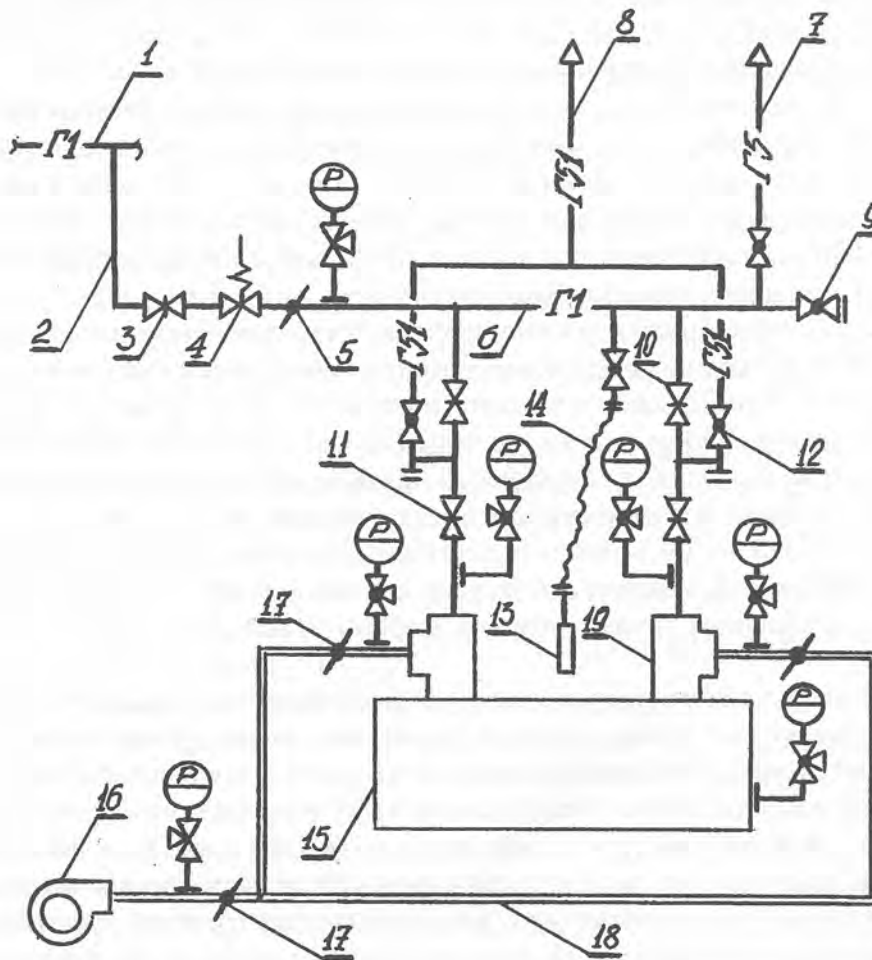


Рис. 3.4. Принципова схема обв'язувальних газопроводів агрегату

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

трубопроводі, при непрацюючому агрегаті завжди знаходиться у відкритому положенні. Якщо мають місце невеликі витоки газу через арматуру, то вони відводяться по трубопроводу безпеки в атмосферу і не попадають через пальник у топку.

Повітря до пальника подається за допомогою дугтьового вентилятора по системі повітропроводів. На повітряному колекторі агрегату встановлюють поворотну заслінку, яка, як і газова, є виконавчим органом автоматики регулювання теплової потужності агрегату. Безпосередньо перед пальником є шибер або заслінка, яка призначена для регулювання подачі повітря при розпалі пальника і її припинення при непрацюючому пальнику. Робота газової і повітряної заслонок блокується.

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

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

Загалом послідовність операцій при розпалі пов'язана з наявністю індивідуальних чи групових вентиляторів, димососів і особливостями газопальникових пристроїв.

У разі застосування пальників середнього тиску з примусовою подачею повітря, розрахованих на невеликі витрати газу, діаметр трубопроводів, як правило, не перевищує 50 мм і в якості запірних пристроїв використовують крани замість засувок. Схема обов'язки порівняно з наведеною на рис.3.4 дещо спрощується: перед кожним пальником залишають лише робочий кран (контрольний демонтують), контрольний кран влаштовують на газовому колекторі для агрегату в цілому, як і один (замість двох) трубопровід безпеки. Для аналогічних пальників низького тиску схема обов'язочних пальників спрощується ще більше: демонтують контрольний кран і трубопровід безпеки.

При використанні інжекційних або дифузійних пальників, для нормальної роботи котрих повітря надходить з навколишнього середовища без допомоги механічних чи інших пристроїв, схема обов'язки ще більш проста – відсутні повітропроводи, засоби регулювання і блокування подачі повітря тощо.

3.3. Особливості гідравлічного розрахунку газопроводів

Діаметри газопроводів систем газопостачання промислових підприємств, котелень тощо визначають в результаті гідравлічного розрахунку. Його виконують методом питомих втрат тиску на тертя з використанням залежностей, які рекомендовані вимогами нормативних документів [20]. Для систем середнього (високого) та низького тисків використовують одні і ті ж самі формули, згідно з якими розраховують відповідні газорозподільні системи населених пунктів. Особливістю є визначення розрахункової довжини ділянок: як правило, в системах газопостачання промислових підприємств втрата тиску по довжині одного порядку з втратами тиску в місцевих опорах. І тому розрахункова довжина ділянки не збільшується автоматично на 10 % (що має місце при гідравлічному розрахунку вуличних газопроводів), а у кожному конкретному випадку визначається окремо. У зв'язку з цим гідравлічний розрахунок газопроводів промислових підприємств дещо ускладнюється. Методика розрахунку подана нижче.

3.3.1. Газопроводи високого (середнього) тисків

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

- 1) тиск газу в точці підключення до міського розподільного газопроводу відгалуження до промислового підприємства;
- 2) топоплан підприємства з нанесеними цехами, дільницями, в яких встановлено газовикористовуюче обладнання;
- 3) план цеху з нанесеним газовикористовуюче обладнанням;
- 4) відомості про витрати газу чи теплову потужність обладнання;
- 5) тип використаних газопальникових пристроїв (в першу чергу цікавить номінальний тиск газу перед пальником).

Згідно з рекомендаціями, які викладено вище (див. розд.3.2), розробляють схему газопостачання промислового підприємства чи котельні і на її основі будують розрахункову схему газопроводів (аналогічно розподільним системам населеного пункту): окремо для між- і внутрішньоцехових газопроводів.

На розрахункову схему наносять назви всіх споживачів і джерело газопостачання:

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

На основі досвіду проектування сумарні втрати тиску на шляху від ГГРП до найбільш віддаленого газопальникового пристрою не повинні перевищувати 25 % від номінального тиску газу перед пальником [56, 61, 76].

Обчислення витрат газу на ділянках розпочинають, як і у вуличних газопроводах, від найбільш віддаленого споживача і виконують у напрямку до джерела газопостачання. При розрахунку внутрішньоцехових газопроводів, особливо при великій кількості однотипного устаткування витрату газу на ділянці слід обчислювати з урахуванням ймовірності одночасної роботи усіх котлів, печей тощо, що підключені до неї (як це має місце при знаходженні розрахункових витрат газу у внутрішньобудинкових і дворових газопроводах міських систем) із застосуванням формули (2.4). Значення коефіцієнта K_{sim} , як правило, вказують технологи перед початком проектування. Іншим варіантом може бути прокладання колектору одного діаметру, який розрахований на сумарну максимально-годинну витрату газу устаткуванням, що підключене до нього.

В першу чергу розраховують головну магістраль, а потім ув'язують відгалуження. Розрахунок цих газопроводів, як і розглянутих раніше, виконують методом питомих втрат тиску на тертя [20, 61, 62]. На відміну від вуличних розрахункову довжину ділянки визначають за формулою:

$$L_p = L_r + Ld \cdot \sum \xi, \text{ м}, \quad (3.1)$$

де L_r – геометрична довжина ділянки (вимірюється за топопланом підприємства, планом цеху тощо відповідно до прийнятої схеми газопроводів), м; Ld – еквівалентна довжина ділянки, м; $\sum \xi$ – сума коефіцієнтів місцевих опорів на ділянці.

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

- 1) аналітично – згідно з формулами, які наведено в ДБН В.2.5-20-2001 (в газопроводах середнього (високого) тисків, як правило, турбулентний режим руху) і, відповідно,

$$Ld = \frac{d}{11 \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{v \cdot d}{V} \right)^{0.25}}, \text{ м}, \quad (3.2)$$

де n – еквівалентна абсолютна шорсткість внутрішньої поверхні стінки труби: сталеві – $n=0,01$, поліетиленові – $n=0,002$; d – внутрішній діаметр газопроводу, см; ν – коефіцієнт кінематичної в'язкості природного газу, $\nu=14,3 \cdot 10^{-6}$ м²/с; V – розрахункова витрата газу, м³/год.

2) графічно – за номограмою, яку наведено у додатку 10, в залежності від розрахункової витрати газу на ділянці та її діаметра.

Як видно, у будь-якому випадку для знаходження еквівалентної довжини ділянки повинен бути відомим її діаметр. Попереднє визначення внутрішнього діаметра ділянки виконують згідно з рекомендованою формулою [20]

$$d = 0,036238 \sqrt{\frac{V(273+t)}{\bar{P} \cdot W}}, \text{ см}, \quad (3.3)$$

де t – температура газу, °С; \bar{P} – середній тиск газу (абсолютне значення) на ділянці, яка розглядається, МПа; W – швидкість руху газу, приймається (не більше) для мережі високого тиску – 25 м/с, середнього – 15 м/с.

Середній тиск газу на ділянці визначають таким чином:

1) для головної магістралі – спочатку знаходять питому втрату тиску R :

$$R = \frac{P_1 - P_N}{\sum_{i=1}^n L_{\Gamma_i}}, \text{ МПа/м}, \quad (3.4)$$

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

$$P_{II} = P_1 - R \cdot \sum_{i=1}^m L_{\Gamma_i}, \text{ МПа} \quad \text{та} \quad (3.5)$$

$$P_K = P_1 - R \cdot \sum_{i=1}^{m+1} L_{\Gamma_i}, \text{ МПа}, \quad (3.6)$$

де m – кількість ділянок головної магістралі, починаючи від джерела (ГГРП підприємства чи ГРУ цеху) до ділянки, яка розглядається (приймається на підставі розрахункової схеми системи газопостачання промислового підприємства); P_1 – тиск газу на виході з джерела, МПа; P_N – тиск газу на ввіді газопроводу в цех (якщо розглядається міжцехова система газопостачання) або перед газопальниковим пристроєм (у разі розрахунку внутрішньоцехової системи), МПа.

І тоді

$$\bar{P} = \frac{P_{II} + P_K}{2}, \text{ МПа}; \quad (3.7)$$

2) для відгалуження

$$\bar{P} = \frac{P_J + P_N}{2}, \text{ МПа}, \quad (3.8)$$

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

З сортаменту труб, який наведено у додатку 6, вибирають найближче (краще більше) значення діаметра до знайденого за формулою (3.3).

Вид коефіцієнтів місцевого опору визначають за схемою газопроводів, а їх значення знаходять, використовуючи дані таблиці, яка наведена у додатку 10.

Таким чином (з урахуванням дійсних значень втрат тиску в місцевих опорах) обчислюють розрахункову довжину ділянок тільки для газопроводів, у яких втрата тиску на тертя одного порядку з втратами тиску в місцевих опорах, що має місце у системах газопостачання промислових підприємств.

Після визначення діаметра та знаходження розрахункової довжини кожної з ділянок головної магістралі за формулою (1.23) обчислюють питому різницю квадратів тиску,

а потім для першої (за напрямком руху газу від джерела) ділянки і розрахункову різницю квадратів тиску з використанням залежності (1.25). Користуючись номограмою (додатки 8, 9) для попередньо визначеного за формулою (3.3) діаметра знаходять дійсне значення різниці квадратів тиску $(P_1^2 - P_2^2)_{d_{1-2}}$. Тиск газу в кінці ділянки, отриманий на підставі формули (1.26), є початковим для наступної за напрямком руху газу ділянки, тобто ділянки 2-3. Подальший розрахунок виконують аналогічно.

У разі, якщо в кінці головної магістралі тиск газу відрізнятиметься більш, ніж на 10% від заданого значення, необхідно змінити (як правило, збільшити) діаметр кінцевої ділянки головної магістралі та перерахувати її розрахункову довжину. Після цього слід повторити розрахунок, починаючи з визначення питомої різниці квадратів тиску за формулою (1.23). У будь-якому випадку нев'язка тисків у найбільш віддаленого споживача, отриманого розрахунковим шляхом і прийнятого $P_{к}$, не повинна перевищувати 10 % [20].

Для міжцехових газопроводів, як і для газопроводів вуличних міських розподільних мереж, їх мінімальний умовний діаметр згідно з вимогами [21] приймають не менше 50 мм. Для внутрішньоцехових газопроводів умовний діаметр ділянки повинен бути не менше 25 мм.

Після розрахунку головної магістралі обчислюють діаметри ділянок газопроводів відгалужень. Методика розрахунку аналогічна, як і для вуличних газопроводів (див. п. 1.5.1). Тільки при визначенні розрахункової довжини кожної з ділянок застосовують формулу (3.1).

Гідравлічний розрахунок газопроводів систем газопостачання промислових підприємств зручно виконувати в табличній формі (див. табл. 3.1).

3.3.2. Газопроводи низького тиску

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

З достатньою точністю можна прийняти, що у газопроводах низького тиску існує ламінарний режим руху газу. У ДБН В.2.5-20-2001 рекомендується для визначення еквівалентної довжини ділянки газопроводу застосовувати таку формулу:

$$Ld = 5,5 \cdot 10^{-6} \frac{V}{v}, \text{ м.} \quad (3.9)$$

При попередньому обчисленні діаметра ділянки за формулою (3.3) швидкість руху газу не повинна перевищувати 7 м/с [20]. Інколи слід перевірити режим руху газу у трубопроводах: досить часто значення критерію Рейнольдса відповідає турбулентному режиму. Після знаходження діаметрів та розрахункових довжин усіх ділянок головної магістралі за формулою (1.33) визначають питому втрату тиску на тертя. Сумарний наявний перепад тиску в мережі газопроводів промислового підприємства не повинен перевищувати (на підставі досвіду проектування [61]) 50 % від номінального тиску газу перед пальником. А оскільки розрахунки міжцехових і внутрішньоцехових газопроводів слід виконувати окремо, то з достатньою точністю втрати тиску в кожній з цих систем можна вважати однаковими, тобто по 25 % від номінального тиску газу перед газопальниковим пристроєм.

За допомогою номограм (додатки 8 і 9) для попередньо обчисленого діаметру першої ділянки газопроводу головної магістралі знаходять фактичне значення питомої втрати тиску на тертя, а за формулою (1.34) вираховують втрату тиску на ділянці. Після цього переходять до розрахунку інших ділянок головної магістралі. Сумарна втрата тиску не повинна відрізнятися більш, ніж на 10 % від прийнятого перепаду тиску в системі. В протилежному випадку слід виконати перерахунок діаметрів.

Після задовільного розрахунку газопроводів головної магістралі обчислюють діаметри відгалужень. У будь-якому випадку гідравлічний розрахунок зручно виконувати в табличній формі (див. табл. 3.2).

3.3.3. Газопроводи-вводи

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

3.4. Промислові печі

В основі багатьох технологічних процесів лежить теплова обробка матеріалів та виробів: нагрівання та плавлення металів, випалювання будівельної та вогнетривкої цегли, фарфору та керамічних виробів, отримання скла тощо.

Теплова обробка матеріалів відбувається в технологічних агрегатах – промислових печах, у яких матеріали або вироби в умовах відносно високих температур набувають властивостей, котрі необхідні для подальшої обробки або для випуску кінцевого продукту.

Наприклад, у нагрівальних печах сталеві злитки набувають підвищеної пластичності та текучості, які необхідні для наступного прокату. У термічних печах сталеві вироби спочатку підігривають, а потім охолоджують відповідно до визначеного режиму. Відповідно до технічної термінології ці процеси мають назву: відпал, нормалізація, гартування і відпуск. За їх результатами досягають певних механічних властивостей шляхом зміни внутрішньої структури металу без зміни його хімічного складу. Більш детально перебіг теплової обробки різноманітних матеріалів та виробів викладено у довідковій літературі [61, 64, 70, 76].

Загалом у печах для теплової обробки матеріалів одночасно відбувається ряд складних процесів – горіння палива, рух димових газів у робочому просторі, передача теплоти від факела і димових газів до матеріалу чи виробу (безпосередньо і за рахунок кладки, що випромінює), передача теплоти від поверхні виробу всередину, екзотермічні та ендотермічні процеси при перетворюваннях речовин, що входять до складу виробу, дифузія всередині матеріалу тощо. Всі ці процеси взаємно пов'язані між собою, їх сукупність забезпечує процес теплової обробки, і вони не можуть розглядатись ізольовано один від одного. Проте провідними є процеси передачі теплоти.

У значній кількості промислових печей джерелом теплоти є природний газ. Промислова піч складається з таких елементів:

- 1) топкового пристрою (топки);
- 2) робочого об'єму (простору);
- 3) регенеративного пристрою;
- 4) тепловикористовуючого пристрою;
- 5) пристрою для створення тяги;
- 6) дуттьового пристрою.

Топковий пристрій. У ньому хімічна енергія палива перетворюється у фізичну теплоту газів, що передається матеріалу чи виробу, який необхідно піддати обробці.

У робочому об'ємі відбувається певний технологічний процес. Матеріал чи виріб розташовані на поді печі або можуть переміщуватись в робочому просторі за допомогою спеціальних пристроїв. Форма робочого об'єму печі досить різноманітна: вона може мати вид камери (камерні печі), шахти (шахтові печі), тунелю (тунельні печі) тощо. У цьому просторі безперервно рухаються димові гази. Для зберігання високих температур димових газів стінки печі виконують з вогнетривких і теплоізолюваних матеріалів. Таким чином,

охладження димових газів у робочому просторі відбувається значною мірою за рахунок корисної передачі теплоти матеріалу, що нагрівається.

Регенеративний пристрій. У ньому фізична теплота димових газів, що надходять з робочого простору печі, частково регенерується, тобто передається теплоносію, який направляють знову у робочий простір. Регенерація відбувається за допомогою повітря і природного газу, які підігріваються за рахунок теплоти продуктів спалювання. Підігрівання повітря і природного газу відбувається в спеціальних апаратах – рекуператорах та регенераторах і викликає підвищення температури спалювання газу, а відтак і температури робочого об'єму печі. Також при цьому зменшується витрата газу і збільшується коефіцієнт корисної дії.

Тепловикористовуючий пристрій призначений для використання теплоти відхідних газів. Дуже часто останні при виході з робочого простору утримують теплоти значно більше, ніж необхідно для підігрівання повітря і природного газу. В такому випадку встановлюють спеціальні котли-утилізатори, наприклад, для отримання пари або гарячої води, що можуть бути використані для потреб теплопостачання виробничих будівель і споруд. Це також підвищує теплову ефективність печі.

Пристрій для створення тяги сприяє відведенню в атмосферу димових газів, а також газоподібних речовин, які утворюються при обробці матеріалів у печі. Рух газів внаслідок розрідження, як правило, відбувається тільки після того, як продукти спалювання залишать робочий простір печі. Тяга може бути як природною (за рахунок димаря), так і відбуватись за допомогою димососів. До речі, у переважній більшості димові гази в робочому об'ємі печі перебувають під деяким надлишковим тиском і їх рух відбувається зовсім не за рахунок тягового пристрою (як в котельних установках).

Дуттьовий пристрій, як правило, дуттьовий вентилятор подає повітря, необхідне для спалювання природного газу, до пальників, безпосередньо у піч тощо.

Наведена вище теплова схема промислової печі не є єдиною і загальноприйнятною. В певних випадках відпадає необхідність в окремих пристроях. Наприклад, за рахунок підігрівання повітря всередині печі шляхом використання теплоти виробів, які охолоджуються, відпадає необхідність в рекуператорах.

Застосування в якості палива природного газу при раціональній організації його спалювання дає суттєвий економічний ефект. В той же час у зв'язку з дефіцитом природного газу і необхідністю більш ефективного його використання проблема економічного спалювання є основною при розробленні нових і реконструкції існуючих агрегатів. Промислові газові печі можна класифікувати за такими основними ознаками:

- 1) за технологічним призначенням – плавильні, нагрівальні, термічні, сушильні та інші;
- 2) за режимом роботи – розрізняють печі періодичної і безперервної дії;
- 3) за конструкціями робочої камери – камерні, прохідні, висувним і з обертовим подами, шахтові, тунельні, муфельні та інші;
- 4) за способом використання теплоти продуктів спалювання – поділяють печі на рекуперативні та регенеративні.

При організації спалювання газового палива в печах особливої уваги слід надавати правильному теплообміну в робочій камері печі. За умовами теплообміну печі можна поділити на три групи:

- 1) високотемпературні печі, в яких температура в робочій камері перевищує 1000°C ; тепловіддача відбувається в основному за рахунок випромінювання; газ спалюється безпосередньо в робочому просторі печі, тобто топковий об'єм суміщений з робочим;
- 2) середньотемпературні печі з температурою в робочій камері $650-1000^{\circ}\text{C}$; теплопередача відбувається шляхом як випромінювання, так і конвекції; газ спалюється в окремих камерах, котрі, як правило, відділені від робочого простору;

3) низькотемпературні печі, в яких температура в робочій камері не перевищує 650 °С; теплопередача відбувається в основному за рахунок конвекції; газ спалюється в окремій топковій камері, а теплоносій, утворений в результаті змішування високотемпературних продуктів згоряння з повітрям або газоповітряною рециркуляційною сумішшю, з відповідною температурою подається в робочий об'єм печі.

При переводі існуючих печей на використання газу інтенсифікація теплообміну досягається за рахунок правильного вибору типу і теплової потужності пальників, їх раціонального розміщення, а також правильного розташування газоходів і виробів, які піддаються тепловій обробці. Витрата газу в печах залежить від їх конструкції, експлуатаційного стану, режиму роботи, продуктивності і температури продуктів спалювання. У табл.3.3 наведено дані про питомі витрати теплоти на 1 кг металу, що підігрівається в печах без рекуператорів.

Таблиця 3.3

Питома витрата теплоти для нагрівання металу

Назва печі	Температура в печі, °С	Витрата теплоти, МДж/кг	Коефіцієнт корисної дії, %
1	2	3	4
Ковальська	1200	3,78-6,30	20-14
Гартувальна	800	2,10-2,94	27-23
Відпускна	550	1,26-1,68	31-23
Цементувальна	930	2,94-3,36	23-20

В печах, які оснащено теплообмінниками для використання теплоти продуктів спалювання для нагрівання повітря, витрата газу зменшується на 20-30 %. Кількість використаної в печах хімічної теплоти газу залежить від температури продуктів спалювання і коефіцієнта надлишку повітря.

Таблиця 3.4

Кількість корисно використаної теплоти газу, % при його повному згорянні в залежності від температури продуктів спалювання і коефіцієнта надлишку повітря

Температура, °С	Коефіцієнт надлишку повітря						
	1,00	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,30
1	2	3	4	5	6	7	8
200	91,8	91,4	91,1	90,7	90,4	90,0	89,7
400	83,2	82,5	81,8	81,1	80,4	79,7	78,9
600	74,2	73,1	72,0	70,9	69,8	68,8	67,6
800	64,7	63,2	61,7	60,2	58,7	57,3	55,8
1000	54,8	52,9	51,0	49,1	47,3	45,4	43,5
1200	44,6	42,3	39,9	37,8	35,5	33,2	30,9
1400	34,2	31,4	28,8	24,0	23,3	20,6	17,9

Наведені у табл.3.4 дані вказують на необхідність роботи з мінімальними коефіцієнтами надлишку повітря і використання теплоти продуктів спалювання, особливо для високотемпературних печей.

З урахуванням особливостей природного газу як палива сформульовано основні вимоги щодо облаштування як печей, так і будь-яких інших агрегатів, котлів тощо:

- 1) задовільний технічний стан у відповідності з діючими нормами і правилами [20, 21];
- 2) обладнання надійною і безпечною системою обв'язувальних газопроводів;
- 3) повне і економічне спалювання газового і резервного палив з мінімальним викидом забруднюючих речовин в атмосферу;
- 4) конструкція топків і газопальникових пристроїв з наявною можливістю переходу на резервне (аварійне) паливо;

5) забезпечення автоматикою безпеки і регулювання, а також необхідними контрольно-вимірними приладами;

6) топки і газоходи з оснащенням запобіжними вибуховими клапанами.

У відповідності з вимогами нормативних документів [20, 21] автоматика безпеки повинна забезпечити припинення подачі газу при:

1) недопустимому відхиленні тиску газу від заданого біля пальника значення;

2) згасанні полум'я робочих пальників чи групи заблокованих пальників;

3) недопустимому зменшенні розрідження в топці (для печей і агрегатів, оснащених інжекційними пальниками і димососами);

4) недопустимому зниженні тиску повітря (для агрегатів, обладнаних пальниками з примусовою подачею повітря);

5) недопустимому зменшенні розрідження у вихідному патрубку зонти (для печей з відводом продуктів спалювання під зонти);

6) при відключенні електроенергії.

При номінальній тепловій потужності окремого пальника чи агрегату до 5,6 кВт вони можуть не оснащуватись автоматикою безпеки [20, 21].

3.5. Газопальникові пристрої

3.5.1. Загальна частина

Газовий пальник – це пристрій, який забезпечує:

1) подачу розрахованих кількостей горючого газу і повітря;

2) створення умов для їх повного змішування;

3) транспортування утвореної газоповітряної суміші до місця спалювання;

4) безпосередньо сам процес згоряння.

До основних характеристик газопальникових пристроїв можна віднести такі величини:

1) теплову потужність (розрізняють номінальну, максимальну і мінімальну), вимірюється в кВт (номінальна теплова потужність – це максимально досягнута потужність при тривалій роботі пальника з мінімальним значенням коефіцієнта надлишку повітря і при допустимій величині хімічної неповноти спалювання (контролюється вміст оксиду вуглецю), нижня і верхня границі роботи пальника визначаються в результаті випробовувань щодо відриву, проскоку полум'я, стійкого горіння газу в агрегаті та забезпечення повноти спалювання);

2) коефіцієнт граничного регулювання теплової потужності – відношення максимальної теплової потужності до мінімальної (при виборі пальників необхідно, щоб цей коефіцієнт був не меншим за величину допустимої зміни теплової потужності газовикористовуючого агрегату);

3) коефіцієнт робочого регулювання – відношення номінальної теплової потужності до мінімальної;

4) тиск газу і повітря перед пальником (розрізняють номінальні, максимальні і мінімальні величини), вимірюється в Па або кПа;

5) тиск (розрідження) в камері спалювання (Па) – визначається в камері спалювання в зоні вихідного перерізу пальника при номінальній тепловій потужності;

6) коефіцієнт надлишку первинного повітря – показує, яка частина від теоретично необхідної для спалювання газу кількості повітря подається у пальник;

7) коефіцієнт надлишку вторинного повітря – показує, яка частина від теоретично необхідної для спалювання газу кількості повітря подається безпосередньо у зону спалювання;

8) коефіцієнт інжекції – відношення кількості первинного повітря до витрати газу (розрізняють об'ємний і масовий коефіцієнти).

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

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

Класифікують пальники за способом подачі повітря та за величиною коефіцієнта надлишку первинного повітря. Розрізняють дифузійні пальники (коефіцієнт надлишку повітря $a_1=0$), інжекційні ($a_1<1$ і $a_1>1$) та дугтьові (з примусовою подачею повітря). На рис.3.5 наведено їх принципові схеми. До інжекційних пальників відносять і випромінюючі газові пальники. Окрім того, в залежності від тиску газу пристрої поділяють на пальники низького і середнього тисків (газ високого тиску, як правило, не використовують).

3.5.2. Дифузійні пальники

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

До переваг дифузійних пальників відносяться малогабаритність і простота конструкції, зручність і безпечність в експлуатації, висока стійкість полум'я (майже повна відсутність таких негативних явищ, як відрив і проскок полум'я), широкий діапазон регулювання теплової потужності. Недоліками є підвищений (порівняно з іншими типами пальників) коефіцієнт надлишку повітря, деяке виділення продуктів неповноти спалювання. Довгий факел вимагає необхідності великого об'єму топкової камери.

В основному дані пристрої використовують для спалювання штучних газів (коксових, генераторних тощо), так як для спалювання 1 м^3 таких газів необхідна незначна кількість повітря (теплота спалювання цих газів у декілька разів менша за аналогічний показник природного газу, і тому теоретично необхідна кількість повітря становить $3-5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ замість 10). В окремих випадках дифузійні пальники можна застосовувати і для природних та скраплених вуглеводневих газів на виробництвах, де необхідний довгий факел з рівномірною температурою по його довжині – мартенівських, скловарних, цементних печач.

3.5.3. Інжекційні пальники

Це пальники, в яких необхідне для згорання палива повітря поступає повністю ($a_1>1$) або частково ($a_1<1$) як первинне. Відповідно інжекційні пальники поділяють на 2 групи в залежності від величини коефіцієнта надлишку первинного повітря. Надходження повітря у пальник відбувається за рахунок кінетичної енергії струменя газу, який витікає із сопла. Порівняно з дифузійними пальниками інжекційні мають меншу довжину факела полум'я.

3.5.3.1. Інжекційні пальники з $a_1>1$

Газ, який витікає з сопла з великою швидкістю (десятки м/с), засмоктує в інжектор з навколишнього середовища повітря у такій кількості, що забезпечує повноту його згорання. Тобто вторинне повітря повністю відсутнє, і процес спалювання газу відбувається

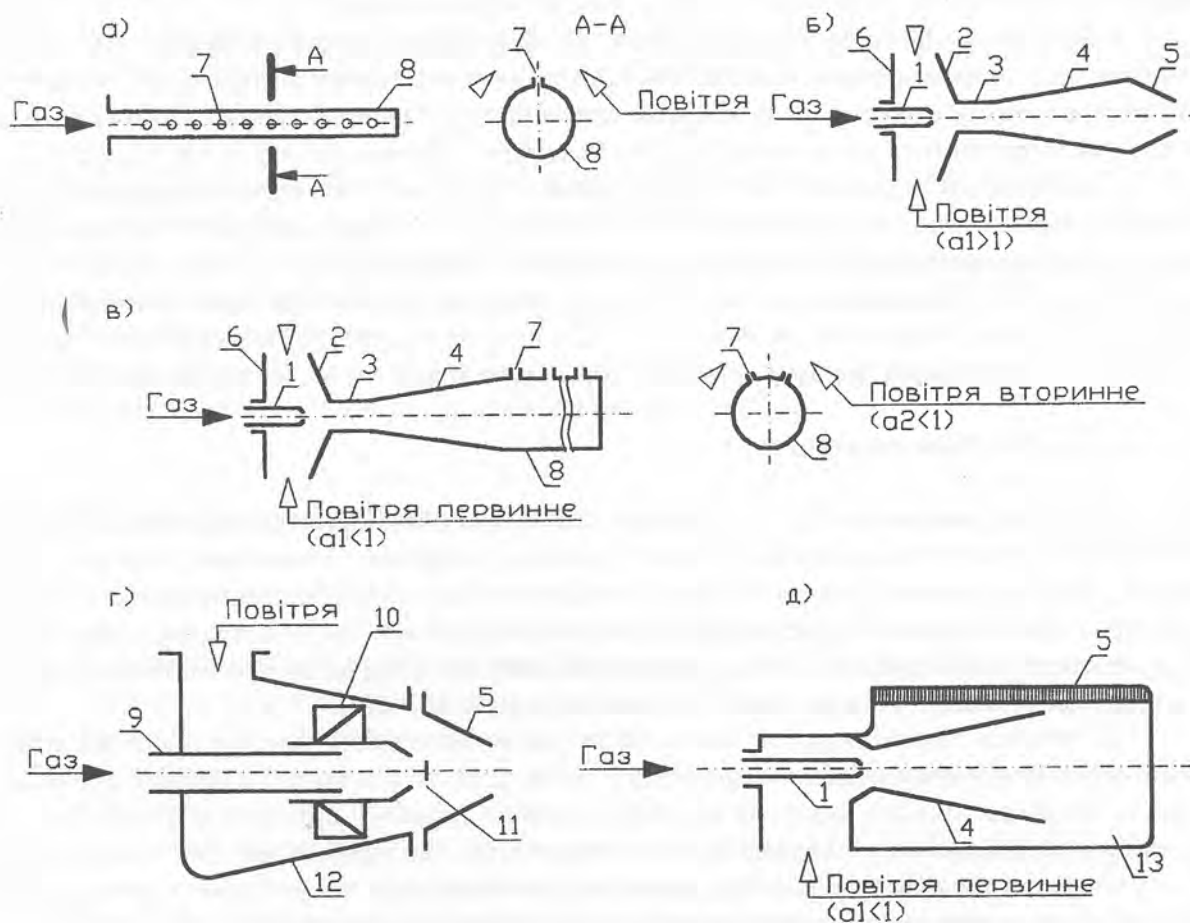


Рис. 3.5. Принципові схеми газових пальників

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

за кінетичним принципом. Інтенсивне змішування газу з повітрям відбувається в горловині (див. рис. 3.7) і закінчується в дифузорі. В останньому статичний тиск потоку підвищується за рахунок плавного зменшення його швидкості. Конфігурація змішувача пальника (за типом труби Вентурі) забезпечує повне змішування газу з повітрям і створення однорідної газоповітряної суміші, що дозволяє повністю спалювати природний газ з мінімальним надлишком повітря ($a=1,02-1,05$). Вирівнювання поля швидкостей відбувається в спеціальному насадку, що має форму конфузору. Кількість повітря, що надходить у пальник, змінюється за допомогою регулятора первинного повітря, що у більшості випадків має форму шайби, яка крутиться на різьбовій поверхні сопла.

У всьому робочому діапазоні пальника має місце відрив полум'я, для попередження якого ці пальники оснащуються стабілізаторами полум'я, котрі забезпечують постійне підпалювання газоповітряної суміші, що витікає з насадка.

Інжекційні пальники з $a_1 > 1$, як правило, використовують газ пониженого середнього тиску ($P=10-90$ кПа). Їх встановлюють на промислових та комунальних теплоагрегатах. Максимальну величину витрати газу обмежують значенням у $100 \text{ м}^3/\text{год}$. Для більших витрат газу ці пальники стають громіздкими та металоємкими, що ускладнює їх комплектування з теплоагрегатами та печами.

До переваг цих пальників слід віднести відсутність вторинного повітря, можливість роботи в топках з невеликим розрідженням (до 20 Па), наприклад, у камерних нагрівальних печах. Вони забезпечують в робочому діапазоні автоматичність співвідношення "газ-повітря", тобто сталість величини коефіцієнта первинного повітря незалежно від зміни тиску газу. Суттєвим недоліком інжекційних пальників з $a_1 > 1$ є низька стійкість до таких явищ, як відрив та просок полум'я. І тому ці пальники комплектують стабілізаторами горіння.

Технічну характеристику та основні розміри деяких типів інжекційних пальників середнього тиску наведено у додатку 18.

3.5.3.2. Інжекційні пальники з $a_1 < 1$

У переважній більшості дані пальники використовують газ низького тиску ($P < 2$ кПа). За таких умов енергії струменя газу, який витікає із сопла в інжектор, недостатньо для того, щоб забезпечити таку вихідну швидкість газоповітряної суміші в насадці пальника чи у вогневих отворах, що буде не меншою за швидкість розповсюдження полум'я. Тому максимальна теплова потужність таких пальників визначається, як правило, швидкістю відриву полум'я. А так як пальники повинні мати достатньо широкий діапазон зміни теплової потужності, то доводиться вибирати таке значення коефіцієнта первинного повітря, щоб газоповітряна суміш усередині змішувача була негорючою. Тоді просок полум'я при зменшенні витрати газу буде відсутнім. Для природного газу $a_{1min}=0,4$. Якщо значення цього коефіцієнта буде меншим, то процес спалювання газу наблизатиметься до дифузійного, при якому має місце хімічний недопал.

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

Порівняно з інжекційними пальниками середнього тиску ($a_1 > 1$) пальники низького тиску ($a_1 < 1$) мають певні особливості:

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

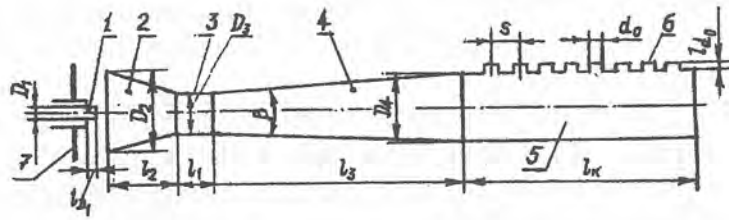


Рис. 3.6. Інжекційний пальник для природного газу низького тиску
 1 – сопло; 2 – конфузор; 3 – горловина; 4 – дифузор; 5 – колектор розподільний; 6 – отвір вогневий; 7 – шайба регульовальна

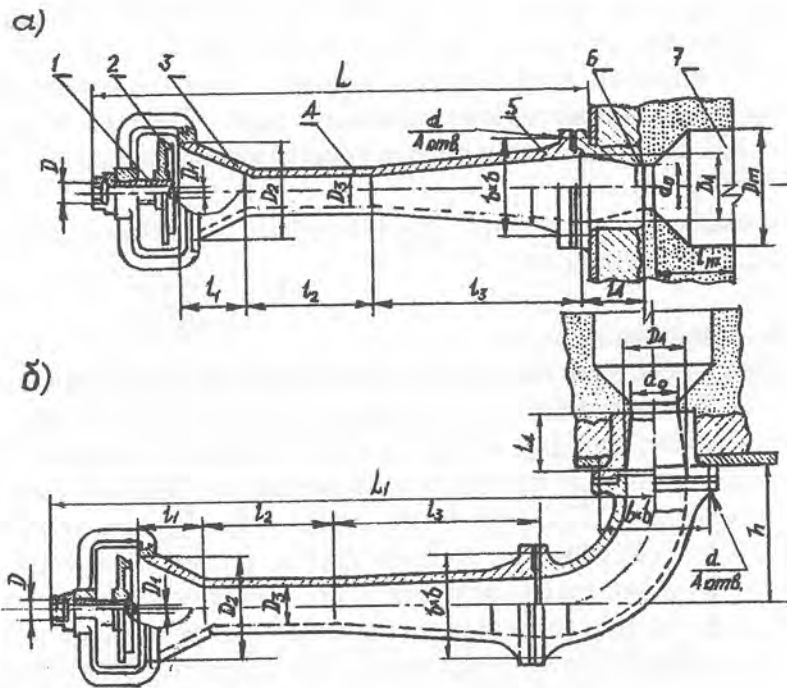


Рис. 3.7. Інжекційний пальник для природного газу середнього тиску конструкції інституту “Ленгипроинжпроект”

а) з прямим змішувачем (тип I); б) з кутовим змішувачем (тип II)
 1 – сопло; 2 – шайба регульовальна; 3 – конфузор; 4 – горловина; 5 – дифузор;
 6 – насадок; 7 – тунель вогнестійкий

Інжекційні пальники низького тиску комплектуються різноманітними насадками. Їх конструкція визначається топкою приладу, який оснащується даними пальниками. А ці пальники досить широко використовують у побутових газових приладах, малометражних водогрійних опалювальних котлах тощо.

Технічну характеристику та основні розміри деяких типів інжекційних пальників низького тиску для побутових газових приладів наведено у довідковій літературі [62, 76].

3.5.4. Пальники з примусовою подачею повітря

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

Особливостями пальників цього типу є:

1) можливість використання теплоти димових газів за рахунок підігріву у теплообмінниках повітря, яке необхідне для горіння (це підвищує коефіцієнт корисної дії теплоагрегату);

2) організація процесу спалювання як за кінетичним, так і за комбінованим (початок горіння – кінетичне, а закінчення – дифузійне) принципах;

3) у топці агрегату може підтримуватися будь-який тиск;

4) необхідність регулювання співвідношень “газ-повітря” для підтримання заданого коефіцієнта надлишку повітря і наявність блокування подачі газу при припиненні надходження повітря;

5) менша питома металоємкість у порівнянні з інжекційними пальниками.

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

Пальники з примусовою подачею повітря (інколи їх ще називають двопровідними або дуттьовими) в залежності від конструкції використовують газ як середнього, так і низького тисків. Їх застосовують в основному для промислових теплоагрегатів: котлів, печей, сушок тощо. Недоліками вказаних пальників є суттєві затрати електроенергії для приводу дуттьових вентиляторів, ускладнення інженерних комунікацій за рахунок повітропроводів, необхідність засобів регулювання співвідношень “газ-повітря” та відсічних клапанів.

Технічну характеристику та основні розміри пальників з примусовою подачею повітря низького тиску типу ГНП наведено у додатку 18.

3.5.5. Випромінюючі пальники

До цих пальників відносяться інфрачервоні випромінювачі, радіаційні труби, темні випромінювачі та ряд інших. Створено багато конструкцій таких пальників різної теплової потужності і призначення. Їх використовують у промисловості, будівництві і на транспорті в першу чергу в якості сушок, джерел теплоти приміщень без постійного перебування людей.

Найбільш широке застосування отримали пальники інфрачервоного випромінювання типу ГИИ та ГИИВ (вітростійкі). Вони використовують газ низького тиску. Їх особливостями є:

- 1) газ згоряє без видимого факела на спеціальній насадці, температура якої сягає 800-900 °С, – джерелі інфрачервоного випромінювання;
- 2) первинне повітря слід подавати у кількості, необхідній для повного згорання газу (значення коефіцієнта надлишку повітря не повинно перевищувати $a_1=1,05-1,10$), тобто вторинне повітря – відсутнє;
- 3) проскок полум'я відбувається при перевищенні теплової потужності;
- 4) більша повнота спалювання газу і менший вміст оксидів азоту в димових газах у порівнянні з факельними пальниками;
- 5) передача теплоти відбувається в основному (на 40-60 %) за рахунок випромінювання.

За типом випромінюючого насадка пальники ГИИ поділяють на три групи: керамічні, металокерамічні та металеві. Насадки являють собою перфоровані або пористі плитки.

Технічну характеристику та основні розміри інфрачервоних пальників наведено у довідковій літературі [59, 60, 76].

3.5.6. Розрахунок пальників

3.5.6.1. Загальна частина

Теоретичний розрахунок газових пальників є досить складним. Він пов'язаний з комплексними розрахунками процесів змішування, горіння і тепловіддачі, котрі повинні забезпечувати не тільки високу ефективність спалювання газового палива, а й мінімальну можливу концентрацію шкідливих речовин в продуктах спалювання. Тому при виконанні конструктивних розрахунків доводиться користуватись переважно емпіричними наближеними даними, які отримано в результаті окремих експериментів.

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

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

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

Витрати газу і повітря для його згорання визначають в результаті теплового розрахунку за одними і тими ж формулами незалежно від типу газопальникового пристрою. Труднощі представляє конструктивний розрахунок пальників. Загальної методики не існує.

Нижче подано методики розрахунку найбільш розповсюджених газопальникових пристроїв. Проте слід відзначити, що при комплектуванні апаратів, печей, котлів тощо газопальниковими пристроями їх не розраховують, а підбирають за довідниками, альбомами проектних організацій або за паспортними характеристиками заводів-виробників.

3.5.6.2. Інжекційні пальники низького тиску ($a_1 < 1$)

Принципова схема пальника наведена на рис.3.6.

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

1. Визначають теплопродуктивність газопальникового пристрою:

$$Q_{\Pi} = \frac{Q}{\eta}, \text{ кВт}, \quad (3.10)$$

де Q – теплова потужність приладу, кВт (приймається за даними додатка 12 або наведена у завданні на проектування); η – коефіцієнт корисної дії.

2. Обчислюють витрату газу:

$$V_{\Gamma} = \frac{3,6 \cdot Q_{\Pi}}{Q_p^H}, \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (3.11)$$

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

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

$$V_o = \frac{1,13 \cdot Q_p^H}{4,187}, \text{ м}^3/\text{м}^3, \quad (3.12)$$

а також для всієї кількості газу:

$$V_o^{\Sigma} = V_o \cdot V_{\Gamma}, \text{ м}^3/\text{год.} \quad (3.13)$$

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

$$V = V_{\Sigma}(1 + \alpha V_o), \text{ м}^3/\text{год.}, \quad (3.14)$$

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

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

Змішувач, як правило, складається з трьох частин:

1) конфузора, у який за рахунок кінетичної енергії газу, що витікає із сопла, надходить повітря з навколишнього середовища:

2) безпосередньо змішувача, в якому відбувається змішування газу з первинним повітрям;

3) дифузора, де закінчується формування газоповітряної суміші і вирівнюється поле швидкостей.

Конструктивний розрахунок газопальникового пристрою виконують в такій послідовності:

1. Визначають швидкість виходу газу із сопла:

$$W_2 = \varphi \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}} = \varphi \sqrt{\frac{2P_1}{\rho}}, \text{ м/с}, \quad (3.15)$$

де P_1 – надлишковий (манометричний) тиск газу перед соплом, Па (приймають за результатами гідравлічного розрахунку внутрішньобудинкових газопроводів або згідно з завданням на проектування); ΔP – перепад тиску у газопроводі перед соплом P_1 і в топковій камері газового апарата P_2 , Па (для пальників атмосферного типу $\Delta P = P_1$); φ – коефіцієнт, який враховує нерівномірність розподілу швидкостей потоку газу по площі сопла, можна приймати $\varphi=0,8$; ρ_{Γ} – густина газу, кг/м³.

2. Знаходять площу поперечного перерізу сопла пальника:

$$f_1 = \frac{V_{\Gamma}}{3600 \cdot W_{\Gamma}}, \text{ м}^2, \quad (3.16)$$

а потім його діаметр:

$$d_1 = \sqrt{\frac{f_1}{0,785}}, \text{ м}. \quad (3.17)$$

3. Обчислюють діаметр горловини змішувача:

$$d_3 = d_1 \sqrt{(1 + \alpha_1 V_o)(1 + \alpha_1 V_o \cdot S)}, \text{ м}, \quad (3.18)$$

де a_1 – коефіцієнт надлишку первинного повітря; $S = \rho_n / \rho_r$ – коефіцієнт інжекції; ρ_n – густина повітря, кг/м^3 ; ρ_r – густина газу, кг/м^3 .

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

Діаметр дифузора:

$$d_4 = (2,0-2,2)d_3, \text{ м}. \quad (3.19)$$

Діаметр конфузора:

$$d_2 = (1,5-2,0)d_3, \text{ м}. \quad (3.20)$$

Довжина горловини змішувача:

$$L_2 = (1,0-1,5)d_3, \text{ м}. \quad (3.21)$$

Довжина конфузора:

$$L_1 = (1,5-2,0)d_3, \text{ м}. \quad (3.22)$$

Довжина дифузора:

$$L_3 = \frac{d_4 - d_3}{2 \text{tg} \beta}, \text{ м}, \quad (3.23)$$

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

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

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

6. Визначають швидкість виходу газоповітряної суміші з вогневих отворів за умови стабільної роботи пальника для прийнятого коефіцієнта первинного повітря – для атмосферних пальників, які працюють на природному газі, $\alpha_1 = 0,45-0,7$ [62]):

$$W_o = (0,6-0,7)W_{max}, \text{ м/с}, \quad (3.24)$$

де W_{max} – максимальна швидкість виходу газоповітряної суміші (швидкість відриву полум'я) (див. додаток 14, табл.2).

7. Знаходять сумарну площу вогневих отворів насадки пальника:

$$\Sigma F_o = \frac{V_r(1 + a_1 \cdot V_o)}{3600 \cdot W_o}, \text{ м}^2, \quad (3.25)$$

а згодом – і їх кількість:

$$N = \frac{\Sigma F_o}{0,785 \cdot d_o^2}, \text{ шт.} \quad (3.26)$$

З вогневої насадки атмосферного пальника газоповітряна суміш виходить через отвори зі швидкістю, яка забезпечує стале горіння і згорає бунзенівським полум'ям. Вторинне повітря дифундує до полум'я безпосередньо з навколишнього середовища. Правильно запроектвані і добре відрегульовані атмосферні пальники забезпечують практично повне спалювання природного газу при коефіцієнтах: первинного повітря $\alpha_1 = 0,45-0,7$ і надлишку повітря у топці $\alpha = 1,1-1,3$.

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

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

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

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

$$h_1 = 0,86 \cdot 10^{-7} \cdot k \cdot R \cdot d_0^2, \text{ мм}, \quad (3.27)$$

де k – емпіричний коефіцієнт, який залежить від складу газу і коефіцієнта первинного повітря (див. додаток 14, табл.3); R – теплова напруга поперечного перерізу вихідних отворів насадки пальника, Вт/м²; d_0 – діаметр вихідного отвору, мм.

$$R = 0,353 \cdot 10^9 \frac{Q_p^H \cdot V_r}{N \cdot d_0^2}, \text{ Вт/м}^2. \quad (3.28)$$

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

$$h_2 = 0,86 \cdot 10^{-7} \cdot k_1 \cdot R \sqrt{d_0^3}, \text{ мм}, \quad (3.29)$$

де k_1 – емпіричний коефіцієнт, який залежить від відстані між вогневими отворами (див. додаток 14, табл. 4).

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

3.5.6.3. Інжекційні пальники середнього тиску ($a_1 > 1$)

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

Формула для визначення теоретичної швидкості витікання газу з сопла інжекційних пальників низького тиску (3.15) з достатньою точністю може використовуватись і для пальників середнього тиску за умови, що тиск газу перед соплом не перевищує 10 кПа. При більш високому значенні тиску, але не більше для природного газу, ніж 90 кПа, необхідно застосовувати термодинамічні формули адіабатичного витікання:

$$W_z = \sqrt{2 \frac{k}{k-1} \frac{P_1}{\rho_1} \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(k-1)/k} \right]}, \text{ м/с} \quad (3.30)$$

або

$$W_z = \sqrt{2 \frac{k}{k-1} R T_1 \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{(k-1)/k} \right]}, \text{ м/с}, \quad (3.31)$$

де k – показник адіабати, для природного газу $k=1,3$, для скрапленого $k=1,13$; P_1 – абсолютний тиск газу перед соплом, Па; P_2 – абсолютний тиск газу на виході з сопла, Па; ρ_1 – густина газу при тиску P_1 , кг/м³; R – питома газова стала; T – абсолютна температура газу перед соплом, К.

Площа поперечного перерізу сопла f_1 і його діаметр d_1 можуть бути визначені відповідно за формулами (3.16) і (3.17). Обчислення діаметра горловини змішувача d_3 пальників, які встановлені в топках з атмосферним тиском або розрідженням до 30 Па, слід виконувати на підставі формули (3.18). Для топок з протитиском до 30 Па в дану формулу вводиться коефіцієнт ε , який враховує опір змішувача:

$$d_3 = d_1 \sqrt{(1 + \alpha_1 V_o)(1 + \alpha_1 V_o S)(1 + \varepsilon)}, \text{ м}, \quad (3.32)$$

де $\varepsilon=0.1-0.12$.

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

Діаметр конфузора:

$$d_2 = (1,7-2,0)d_3, \text{ м}. \quad (3.33)$$

Діаметр дифузора:

$$d_4 = (1,5-1,7)d_3, \text{ м}. \quad (3.34)$$

Діаметр кратера:

$$d_0 = (1,07-1,1)d_3, \text{ м}. \quad (3.35)$$

Довжина конфузора:

$$L_1 = (1,5-1,7)d_3, \text{ м}. \quad (3.36)$$

Довжина горловини змішувача:

$$L_2 = (3,0-4,0)d_3, \text{ м}. \quad (3.37)$$

Довжина вогневого насадка:

$$L_4 = (1,2-1,7)d_3, \text{ м}. \quad (3.38)$$

Довжину дифузора L_3 обчислюють згідно з формулою (3.23), а розміри тунелю визначають таким чином:

діаметр

$$d_T = (2,3-2,5)d_0, \text{ м}, \quad (3.39)$$

довжина:

$$L_T = 2,5d_0, \text{ м}. \quad (3.40)$$

Більш детально з розрахунками інжекційних пальників середнього тиску газу можна ознайомитись, скориставшись довідковою літературою [4, 61, 62, 64, 70, 76].

3.5.6.4. Пальники з примусовою подачею повітря

Коефіцієнт надлишку повітря в залежності від типу змішувальних пристроїв приймають в межах $a_1=1,0-1,1$. Розрахункова швидкість виходу газоповітряної суміші з вогневого каналу (насадка) для забезпечення широкого регулювання теплової потужності пальника знаходиться в межах 15-25 м/с. Відповідно швидкість повітря, віднесена до цього ж перерізу, буде орієнтовно на 10 % менша.

На підставі даних про об'єм газоповітряної суміші (форм. (3.14)) і рекомендованої швидкості потоку визначають площу перерізу вогневого каналу пальника f_D :

$$f_D = \frac{V_e(1 + \alpha_1 V_o)}{3600 \cdot W_{\text{сум}}}, \text{ м}^2, \quad (3.41)$$

а його діаметр знаходять з відомої залежності (3.17).

Мінімальна швидкість виходу струмینی газу дорівнює:

$$W_z = W_n \cdot \frac{\rho_n}{\rho_z}, \text{ м/с}, \quad (3.42)$$

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

Для створення прийнятної вихідної швидкості газоповітряного потоку і подолання гідравлічного опору тиск газу P_z і повітря P_n за величиною повинен бути не меншим за значення, які обчислюють за формулами:

$$P_n = (1 + \varepsilon) \rho_n \cdot W_n^2 / 2, \text{ Па;} \quad (3.43)$$

$$P_z = (1 + \varepsilon_1) \rho_z \cdot W_z^2 / 2, \text{ Па,} \quad (3.44)$$

де ε – коефіцієнт опору каналу повітряного тракту, який враховує опір осьового завихрювача, $\varepsilon=2-3$ (в залежності від числа лопаток і кута їх повороту); ε_1 – те ж, газового тракту, з урахуванням коефіцієнта витрати при витіканні газу через циліндричний отвір, $\varepsilon_1=1,8-2,0$.

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

Наведена вище спрощена методика придатна лише для найпростіших пальників з невеликими витратами газу. Більш детально з розрахунками пальників з примусовою подачею повітря можна ознайомитись, скориставшись довідковою літературою [4, 61, 62, 64, 70, 76].

3.5.6.5. Перерахунок пальників з одного виду газу на інший

В практиці проектування і експлуатації газових пальників досить часто доводиться використовувати газ з характеристиками, відмінними від розрахункових. Основною умовою при цьому залишається збереження незмінної теплової потужності при спалюванні різних видів газів, так як відношення кількостей повітря і газу в перерахунку на теплові одиниці також залишається сталим. При дотриманні цієї умови всі розміри пальників можуть залишатися незмінними, за винятком розмірів газових сопел інжекційних пальників і газовипускних отворів пальників з примусовою подачею повітря.

Діаметри нових сопел при зміні характеристик газу знаходять за формулою:

$$d_2 = d_1 \sqrt{\frac{Q_{P1}^H}{Q_{P2}^H} \sqrt{\frac{P_1 \cdot \rho_2}{P_2 \cdot \rho_1}}}, \text{ м,} \quad (3.45)$$

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

Формулу (3.45) застосовують для всіх видів газів і всіх типів пальників, які оснащені стабілізаторами горіння. Для пальників без стабілізаторів (наприклад, інжекційних пальників низького тиску) вона прийнятна лише у випадку, коли нормальна швидкість розповсюдження полум'я нового газу відрізняється від аналогічного показника газу, на який був розрахований пальник, не більше, ніж на 20 %. При більших значеннях необхідно виконувати перерахунок вогневих каналів і отворів з перевіркою на відсутність явищ відриву і проскоку полум'я [62, 64].

4. ОБЛІК ПРИРОДНОГО ГАЗУ

4.1. Загальні положення

Необхідність обліку споживання природного газу регламентується “Правилами подачі та використання природного газу в народному господарстві України” [51], а також вимогами ДБН В.2.5-20-2001. Згідно з цими нормативними документами визначаються умови і вимоги щодо обліку як природного мережного, так і скрапленого вуглеводневого газів, які використовують для своїх потреб будь-які споживачі: населення, комунально-побутові та промислові об’єкти тощо.

Кожний споживач газу (власник окремого будинку або квартири, квартиронаймач, організація або підприємство незалежно від форми власності і напрямку діяльності), сільський населений пункт як існуючі, так і ті, для яких розробляється проектна документація на газифікацію, повинні бути забезпечені єдиним комерційним вузлом обліку газу. Устаткування для обліку газу (лічильник або витратомірна установка зі звужувальним пристроєм) повинно розміщуватись:

- 1) безпосередньо у приміщенні, яке газифікується і в якому встановлено газовикористовуюче обладнання, котли тощо;
- 2) у нежитловому приміщенні, оснащеному природною вентиляцією, житлового будинку, який газифікується;
- 3) у суміжному з газифікованим приміщенням і з’єднаним з ним відкритим проходом приміщенні виробничого корпусу або котельні;
- 4) у пунктах очистки і обліку газу, газорегуляторних пунктах;
- 5) зовні будинку чи споруди.

На території комунально-побутових, промислових та інших підприємств внутрішньовиробничим (технологічним) обліком газу повинні бути забезпечені окремі об’єкти (виробничі цехи, агрегати і т.ін.), кожний з яких споживає більше, ніж 350 тис. м³/рік природного мережного газу або еквівалентну кількість скрапленого вуглеводневого. Це ж саме стосується водогрійних котлів з тепловою потужністю більше, ніж 1,163 МВт, або парових котлів з продуктивністю 1 т/год. пари і більше.

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

Встановлення побутових лічильників газу в житлових будинках регламентується вимогами ДБН В.2.5-20-2001. При розміщенні інших газових лічильників, а також витратомірних вузлів, окрім нормативних документів, слід користуватись документацією підприємств-виробників. А для вузлів, обладнаних стандартними звужувальними пристроями, необхідно додатково виконувати ще вимоги РД 50-213-80 “Правила измерения расхода газа и жидкостей стандартными сужающими устройствами” [30], а також ряду ГОСТів [6-8].

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

У зв’язку з низькою якістю вітчизняних побутових газових фільтрів типу ФГБА їх обов’язкове встановлення разом з побутовими лічильниками газу наказом Держкоммістобудування України від 26.12.1996 №223 до покращення конструкції і експлуатаційних характеристик призупинено. Проектним та будівельно-монтажним організаціям рекомендовано передбачати застосування газових фільтрів лише за вимогою експлуатаційних

служб газових господарств у разі можливого забруднення газопроводів органічними домішками, окалиною та конденсатом.

При розміщенні вузлів обліку газу необхідно забезпечити зручність їх обслуговування (зняття показників, виконання ремонтних робіт тощо), а при недопустимості перерв у подачі газу (в першу чергу – для об'єктів промислового призначення) – забезпечити надходження газу і при демонтажі лічильника, звужувального пристрою тощо (наприклад, за допомогою байпасу).

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

4.2. Побутові лічильники газу

4.2.1. Загальні положення

В Україні населення мешкає у 18,2 млн. квартир, в т.ч. 16,7 млн. – газифікованих, з них 9,5 млн. квартир забезпечуються через мережу природним газом, 2,8 млн. квартир мають поквартирне газове опалення і споживають за рік до 75 % від об'єму газу, фактично використаного населенням (відповідно 16 млрд.м³ з 21,4 млрд.м³) [46, 71]. У порівнянні з 1990 р. частка населення в структурі споживання газу в цілому по країні збільшилася приблизно в 2 рази при одночасному зниженні сумарного газоспоживання майже на 30 % (див. рис.4.1). Таким чином, населення стає одним із значних споживачів природного газу, що постачається через мережу.

Існуюча система обліку природного газу в квартирах, яка полягає в розрахунку його споживання за нормами, що встановлені для одного мешканця (приготування їжі та гарячої води) на один квадратний метр опалювальної площі житла (потреби опалення) та на одну голову худоби у присадибному господарстві, не відображає фактичних витрат газу конкретним споживачем, які можуть бути значно меншими або значно більшими, ніж розрахункові за нормами [20, 49, 51]. Споживання газу однією квартирою в залежності від її інженерного обладнання, опалюваної площі тощо коливається від 50 до 8000 м³/рік. Низькі теплозахисні якості зовнішніх огорожень будинків, масове введення в експлуатацію житла з поквартирним газовим опаленням, збільшення середньої площі цих квартир, ненадійна робота систем централізованого теплопостачання, багаторазове підвищення норм оплати за опалення призвели до того, що, незважаючи на погіршення рівня життя більшості населення, середня фактична питома витрата газу за рік однією квартирою збільшилась з 807 м³/рік у 1985 р. до 2253 м³/рік сьогодні, а для квартир з поквартирним газовим теплопостачанням – сягає 5500 м³/рік [46].

Впровадження обліку споживання газу, зменшення споживання газу населенням, що може бути досягнуте тільки за наявності лічильника і такої системи розрахунків за газ, яка стимулює його економію, є зараз об'єктивною необхідністю як для споживача, так і для держави.

Відповідно до вимог Багатогалузевої програми [46] лічильниками газу необхідно обладнати житлові будинки як в сільській місцевості, так і в міських населених пунктах, а в першу чергу – усі новобудови, квартири з поквартирним теплопостачанням і гарячим водопостачанням. Для вирішення цієї задачі створено всі необхідні умови.

Ця проблема не є новою для нашої держави. В період до 1948 р. в західних областях України використовувались у незначній кількості золотникові лічильники. За період з 1948 по 1960 р. у квартирах житлових будинків було встановлено майже 500 тисяч об'ємних клапанних лічильників газу типу ГК і ГКФ. Вказані прилади обліку виявилися ненадійними: від 25 до 50 % порушень газопостачання у квартирах відбувалося через лічильники. Через недосконалу конструкцію та недостатню якість природного газу прилади

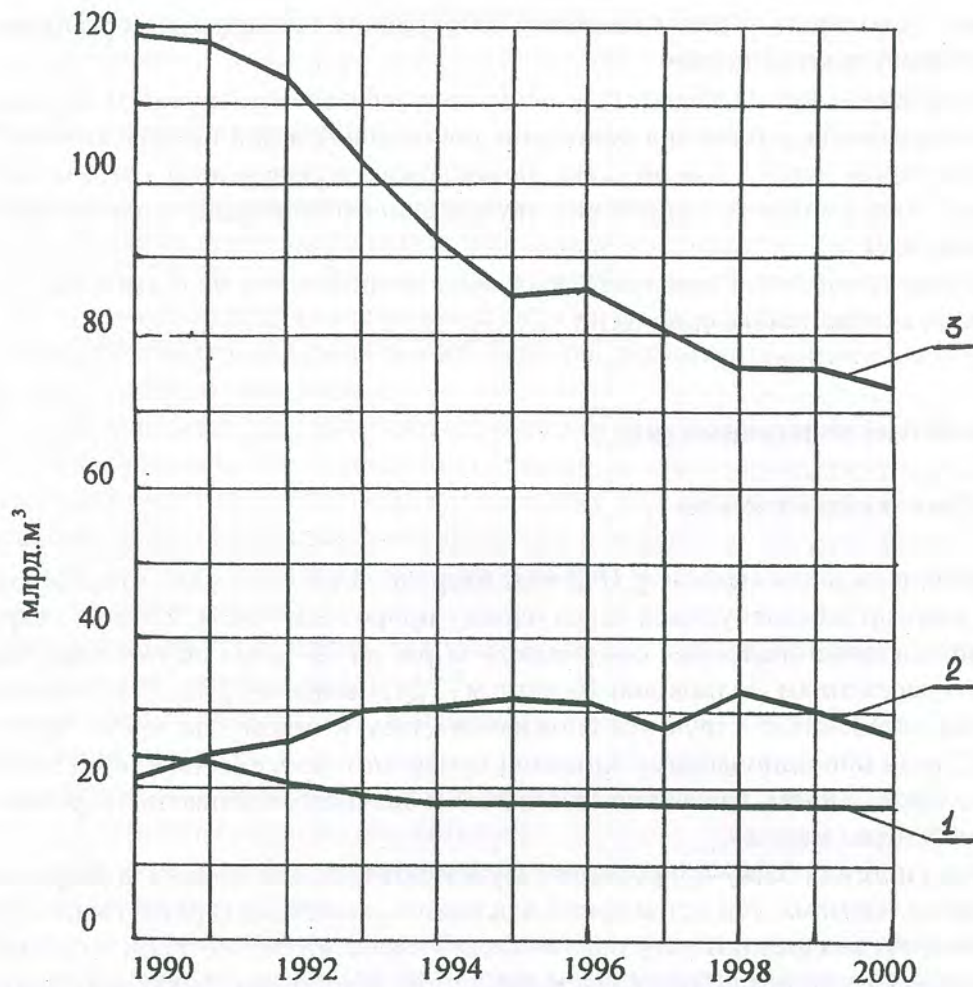


Рис. 4.1. Видобуток і споживання природного газу в Україні у 1990-2000 р.р.
 1 – видобуток; 2 – споживання населенням і комунально-побутовими підприємствами; 3 – споживання загалом

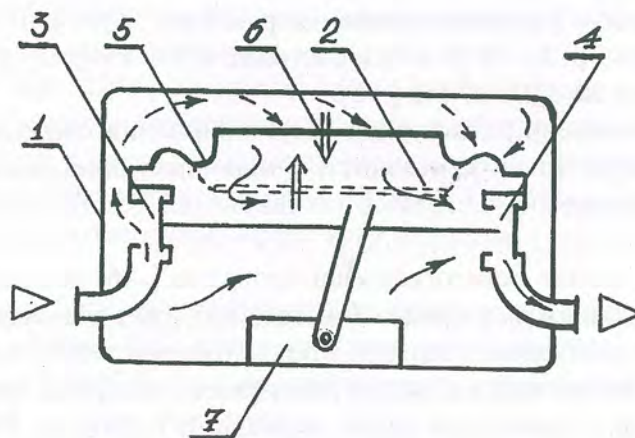


Рис. 4.2. Принципова схема об'ємного (камерного) лічильника газу
 1 – корпус; 2 – камера вимірювальна; 3 – камера газорозподільна з вхідним патрубком; 4 – те ж, вихідним; 5 – діафрагма; 6 – диск металевий; 7 – пристрій обліковий

швидко втрачали точність вимірювання. Обслуговування лічильників вимагало багато часу та коштів. Окрім того, у зв'язку з відкриттям величезних родовищ природного газу на території колишнього СРСР, низькою внутрішньою (майже символічною) ціною палива експлуатувати лічильники стало економічно не вигідно, і їх демонтували.

В країнах з розвинутою ринковою економікою побутові лічильники газу вже застосовуються понад 50 років. Світовим лідером є французька компанія "Schlumberger Industries", яка випускає понад 2,7 млн. лічильників на рік. Переважна більшість всіх приладів – це об'ємні лічильники.

Сьогодні вимірювальна техніка розпочинає широко використовуватись при експлуатації інженерного обладнання будинків і в Україні. В першу чергу це побутові лічильники газу, а також теплові. Взагалі на інженерне обладнання сучасного будинку витрачається більше 40 % від кошторисної вартості будівництва, і ця частка неухильно збільшується. Експлуатаційні витрати серед загальних річних складають 50-60 % [52, 62, 73]. Підвищення якості експлуатації інженерного обладнання при одночасному зниженні витрат на цю статтю видатків можливе тільки за рахунок підвищення надійності контрольно-вимірювальних приладів і пристроїв, які застосовуються, а також автоматичного контролю і управління основними видами інженерного обладнання.

Використання побутових лічильників природного газу дозволяє упорядкувати облік витрати газу, а без цього неможлива економія енергетичних ресурсів.

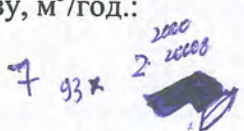
4.2.2. Вимоги до побутових лічильників газу

Основні вимоги до лічильників газу, які використовуються для інженерного обладнання житлових будинків, викладені в ДСТУ 3336-96 [22]. Побутовий лічильник призначений для вимірювання в одиницях об'єму мережного природного газу низького тиску згідно з вимогами по ГОСТу 5542-87 [2].

Основними метрологічними характеристиками будь-якого засобу вимірювання витрати газу або кількості середовища, в т.ч. і побутового лічильника газу, є:

- 1) діапазон вимірювання витрат газу, м³/год.:
 - а) мінімальна витрата;
 - б) номінальна витрата;
 - в) максимальна витрата;
- 2) втрата тиску при максимальній витраті, Па;
- 3) діапазон допустимої відносної похибки виміру, %:
 - а) під час випуску з виробництва і після ремонту;
 - б) при експлуатації;
- 4) поріг чутливості, м³/год.

7 93 * 2 2000 2000



У практиці вимірювання витрати газу на Україні, що запозичена з країн Європейського Співтовариства (ЄС) [46], прийнято двосимвольне позначення типорозміру лічильника газу будь-якого типу:

- 1) перший символ – латинська літера G, яка означає вид вимірюваного середовища – "gas" ("газ");
- 2) другий символ – арабське число, яке означає номінальну витрату газу, що вимірюється, в м³/год.

Типорозмірний ряд лічильників охоплює весь можливий діапазон вимірювання витрат: від декількох сотих до тисяч м³/год.

Для обліку газу, що використовується у побуті (максимальна витрата газу побутовими приладами і опалювальним котлом тощо, які можуть бути встановлені в одному індивідуальному будинку, не перевищує 10 м³/год.), можуть бути запропоновані для встановлення такі лічильники з типорозмірного ряду: G1.6, G2.5, G4, G6, G10.

Значення об'ємних витрат газу і максимально-допустимих втрат тиску для ПЛГ в залежності від їх типорозміру наведені у табл.4.1.

Таблиця 4.1

Нормативні значення метрологічних характеристик ПЛГ [22]

Позначення типорозміру лічильника	Номінальна витрата V_{nom} , м ³ /год.	Максимальна витрата V_{max} , м ³ /год.	Мінімальна витрата V_{min} , м ³ /год.	Максимальна втрата тиску при V_{max} , Па	Максимальна втрата тиску при V_{min} , Па
G1.6	1,6	2,5	0,016	200 (220)	60
G2.5	2,5	4,0	0,025	200 (220)	60
G4	4,0	6,0	0,040	200 (220)	60
G6	6,0	10,0	0,060	200 (220)	60
G10	10,0	16,0	0,100	300 (330)	60

Примітки: 1. Зазначені в дужках числові значення втрат тиску стосуються лічильників, що експлуатуються.

2. Значення втрат тиску наведені для вимірюваного середовища – повітря густиною 1,2 кг/м³ (при так званих нормальних умовах, яким відповідає значення температури 20 °С).

Допускається використання роторних і турбінних лічильників зі значенням об'ємних витрат газу і максимально-допустимих втрат тиску, які наведені у табл.4.2.

Таблиця 4.2

Допустимі значення метрологічних характеристик роторних і турбінних ПЛГ [22]

Позначення типорозміру лічильника	Мінімальна витрата V_{min} , м ³ /год. при відношенні V_{min}/V_{max}				Номінальна витрата V_{nom} , м ³ /год.	Максимальна витрата V_{max} , м ³ /год.	Максимальна втрата тиску при V_{max} , Па
	1/100	1/50	1/30	1/20*			
G1.6	0,025	0,050	0,080	0,120	1,6	2,5	300 (330)
G2.5	0,040	0,060	0,120	0,200	2,5	4,0	300 (330)
G4	0,060	0,120	0,200	0,300	4,0	6,0	300 (330)
G6	0,100	0,200	0,300	0,500	6,0	10,0	300 (330)
G10	0,150	0,300	0,500	0,800	10,0	16,0	300 (330)

Примітки: 1. Зазначені в дужках числові значення втрат тиску стосуються лічильників, що експлуатуються.

2. Значення втрат тиску наведені для вимірюваного середовища – повітря густиною 1,2 кг/м³ (при температурі 20 °С).

3. *Для лічильників, технічне завдання на розроблення яких затверджене до 1.07.1996 р.

У вимірювальній техніці [22] розрізняють основну похибку засобу вимірювання, яка визначається за нормальних умов згідно з вимогами ГОСТу 8.050-73 [84] (температура навколишнього середовища 20 °С, атмосферний тиск 101324,72 Па), і додаткову, яка пов'язана зі зміною умов виконання вимірів. Відповідно до умов використання побутових лічильників газу додаткова похибка вимірювання може виникати внаслідок різних значень температур навколишнього середовища, що відповідає різним порам року при встановленні лічильника зовні приміщення. Ця похибка носить назву “температурної похибки”.

Вимогами ДСТУ 3336-96 регламентуються значення тільки основної похибки вимірювання. Границі допустимої основної відносної похибки лічильників під час випуску з виробництва і після ремонту не повинні перевищувати:

1) в діапазоні витрат $V_{min} \leq V < 0,1 V_{max}$ - $\pm 3,0$ %;

2) в діапазоні витрат $0,1 V_{max} \leq V \leq V_{max}$ - $\pm 1,5$ %.

Допускається встановлювати такі межі допустимої відносної похибки лічильників (необхідно відзначити, що більшість фірм – виробників побутових лічильників газу в паспортах вимірювальних приладів вказує цей діапазон):

- 1) в діапазоні витрат $V_{\min} \leq V < 2V_{\min} - \pm 3,0 \%$;
- 2) в діапазоні витрат $2V_{\min} \leq V \leq V_{\max} - \pm 2,0 \%$.

Для лічильників, що експлуатуються, допустима основна відносна похибка виміру дещо збільшується, і її значення не повинно бути більшим за такі величини:

- 1) в діапазоні витрат $V_{\min} \leq V < 0,1V_{\max} - \begin{matrix} +3,0 \\ - 6,0 \end{matrix} \%$;
- 2) в діапазоні витрат $0,1V_{\max} \leq V \leq V_{\max} - \pm 3,0 \%$.

Поріг чутливості (початок роботи) всіх типів лічильників не повинен перевищувати значення $1/3Q_{\min}$, тобто лічильник повинен розпочати відлік газу при витраті, яка буде не більшою від третини мінімального значення. Похибка вимірювання в цьому діапазоні ($1/3V_{\min} - V_{\min}$) може виходити за межі, які вказані вище.

Лічильники для обліку скрапленого або природного газу повинні функціонувати за температури та відносної вологості навколишнього і вимірюваного середовищ, значення яких відрізняються від нормальних відповідно до вимог ГОСТу 8.050-73. Нормативним документом регламентуються ці значення (див. табл.4.3).

Таблиця 4.3

Кліматичні границі використання побутових лічильників газу [22]

Виконання лічильника	Температура навколишнього і вимірюваного середовищ, °С		Верхнє значення відносної вологості навколишнього повітря, %
	нижнє значення	верхнє значення	
1	+5	+50	98 при 25 °С
2	-25	+50	98 при 25 °С
3	-40	+50	98 при 25 °С

Аналізуючи дані, які наведені у табл.4.3, можна зробити висновок, що так як в холодний період року мінімальні значення температур зовнішнього повітря не нижчі від -25 °С на всій території України, то лічильники з третім рівнем кліматичних умов не знайдуть застосування.

Крім того відомо, що густина газу значно залежить від його температури. В об'ємних лічильниках (а побутові лічильники сьогодні – це майже 100-відсотково прилади цього типу) температурна похибка виміру досягає значень 15-20 %, тобто значно перевищує межі основної похибки вимірювання ($\pm 3,0 \%$). Отже, лічильник втрачає свою цінність. Можливі два випадки вирішення цієї проблеми:

- 1) встановлення лічильників всередині приміщень;
- 2) додаткове оснащення побутових лічильників газу температурними коректорами, які враховуватимуть зміни температур навколишнього і вимірюваного середовищ (у цьому випадку об'ємний лічильник перетворюється в масовий і його шкала може бути відграду йована в "кг").

Закордонний досвід, в першу чергу – країн Європейського Співтовариства і США, свідчить, що сьогодні температурні коректори встановлювати доцільно навіть для об'ємних лічильників типорозміру G1.6 [36, 37, 84], хоча необхідно відзначити, що 10 років тому встановлення коректорів вимагалось лише у приладах, починаючи з моделі G10. Це, таким чином, збільшує вартість вимірювального приладу. В Україні внаслідок останньої причини для обліку газу в побуті доцільним залишається використання об'ємних лічильників із встановленням їх у приміщеннях.

Для перспективних моделей засобів виміру газу (ультразвукові, електронні прилади тощо), які обладнані вмонтованими коректорами, нормативним документом [22] встановлені межі температурної похибки. Границі допустимих значень додаткової похибки лічильників з елементами температурної компенсації, викликані зміною температури вимірюваного середовища від нормальної (20 ± 5) °С на кожні 10 °С, не повинні перевищувати $\pm 0,5 \%$.

Лічильники всіх типів повинні витримувати максимальний робочий тиск вимірюваного середовища не менше, ніж 25 кПа. Якщо згадати, що в побуті нормативними документами [20, 21] дозволено використовувати газ тільки низького тиску, то запас міцності конструкційних елементів становить не менше 5.

Лічильники повинні мати відліковий пристрій, що забезпечує індикацію вимірюваного об'єму газу в кубічних метрах. Кількість декад відлікового пристрою повинна забезпечити неможливість повертання лічильника до початкових показників після 2000 годин роботи за максимальної витрати. На цей же період – 2000 годин за максимальної витрати – повинна бути розрахована безвідмовність приладів, а середній термін служби лічильників повинен становити не менше ніж 20 років.

Для забезпечення правдивості показників лічильники повинні бути обладнані пристроями, які запобігають зворотному ходу відлікового пристрою при протіканні газу в напрямку, протилежному до зазначеного на корпусі лічильника, а також їх конструкція повинна забезпечити можливість пломбування, що виключає сторонній доступ до вимірювального механізму і відлікового пристрою без пошкодження пломб.

Лічильники виготовляють з матеріалів, стійких до корозії та старіння, хімічних впливів вимірюваного середовища і його конденсатів. Ці матеріали під час експлуатації не повинні виділяти шкідливі для здоров'я людини речовини.

Побутові лічильники газу є однофункціональними виробами (призначені тільки для обліку газу в системах газопостачання низького тиску житлових будинків), які підлягають ремонту і періодично (відповідно до вимог нормативних документів [22] – один раз на п'ять років) перевіряються в регіональних органах Держстандарту України. Режим роботи лічильників – тривалий і безперервний протягом гарантованого (не менше 20 років) терміну експлуатації.

Для характеристики вимірювального приладу на лічильнику обов'язково повинні бути зазначені:

- 1) знак Держреєстру;
- 2) назва або товарний знак підприємства-виробника;
- 3) двозначне маркування типорозміру лічильника;
- 4) порядковий номер лічильника за системою нумерації підприємства-виробника;
- 5) рік випуску приладу;
- 6) метрологічні характеристики:
 - а) максимальний робочий тиск;
 - б) максимальна витрата;
 - в) мінімальна витрата;
 - г) циклічний об'єм (тільки для мембранних лічильників).

Серед умов, дотримання яких гарантує безпеку при експлуатації вимірювальних приладів, слід відзначити:

- 1) лічильники повинні бути герметичними при надлишковому тиску не менше, ніж 1,25 максимального робочого тиску, тобто – 6,25 кПа;
- 2) лічильники повинні бути стійкими до дії надлишкового тиску не менше, ніж 1,5 максимального робочого тиску, тобто – 7,5 кПа;
- 3) лічильники повинні зберігати герметичність за температури навколишнього середовища (повітря) 120 °С і робочого тиску (максимальне значення надлишкового тиску в системах газопостачання низького тиску – 5,0 кПа [22]) протягом 1 години;
- 4) витік газу з лічильника, нагрітого до температури 650 °С під тиском не менше, ніж 10,0 кПа, протягом 30 хвилин не повинен перевищувати 150 дм³/год.

Якщо порівняти наведені вище вимоги, які прийняті в Україні [22], з існуючими в країнах Європейського Співтовариства, то можна відзначити їх практично повну ідентичність.

4.2.3. Розміщення ПЛГ у приміщенні, вимоги до встановлення

Встановлення побутових лічильників газу регламентується вимогами нормативних документів [20, 36, 37, 52].

Побутовий лічильник дозволяється встановлювати у приміщеннях, в яких відповідно до вимог ДБН В.2.5-20-2001 можна розміщувати побутові газові прилади, апарати тощо. При цьому відстань від лічильника до обладнання, яке використовує газ, та інженерних комунікацій повинна бути не менше, ніж:

- 1) 0,8 м по горизонталі у просвіті від пальників відкритого вогню;
- 2) 0,8 м у просвіті від теплоізолюваних димоходів;
- 3) 0,6 м у просвіті від закритих опалювачів (котлів газових, газових водонагрівачів, опалювальних печей, кухонних вогнищ);
- 4) 0,5 м по горизонталі у просвіті від радіаторів і труб центрального опалення;
- 5) 0,35 м у просвіті від комунікацій електропостачання, зв'язку та провідного радіомовлення;
- 6) 1,6 м по вертикалі у просвіті від підлоги до низу лічильника.

Лічильник необхідно встановлювати у місцях, які виключають можливість його пошкодження, наприклад, при відкриванні дверей, вікон тощо.

Перед лічильником по ходу газу слід розміщувати вимикальний пристрій, як правило, кульовий газовий кран, якщо останній відсутній на вводі в індивідуальний житловий будинок або квартиру.

Допускається встановлення ПЛГ в спеціальній шафі на зовнішніх стінах житлових будинків, які газифікуються, або на окремо стоячих опорах. Шафа повинна мати можливість природної вентиляції. Відстань від шафи з лічильником і вимикальними пристроями до нього, яка розміщена на стіні будинку, до вікна, дверей та інших світлових прорізів по горизонталі у просвіті повинна бути не менше, ніж 0,4 м. Висота встановлення шафи повинна бути не менше, ніж 1,0 м до рівня землі. Правда, необхідно відзначити, що останнім часом не рекомендується встановлення ПЛГ ззовні будинку (похибка виміру значно збільшується внаслідок коливань температур газу і зовнішнього середовища).

При застосуванні для газифікації житлового фонду систем середнього тиску лічильник може бути розміщений у шафі разом з домовим регулятором тиску, наприклад, РДГС-10.

При встановленні ПЛГ всередині приміщень виникають проблеми з дотриманням рекомендованих нормативними документами [20] відстаней, особливо в існуючих багатоквартирних будинках з невеликою площею кухонь. У цьому випадку рекомендується розміщувати лічильник на зовнішній стіні з протилежної від газового стояка і побутових приладів сторони. Лічильник приєднується до газового стояка за допомогою газопроводу, який проходить над вікном, тобто над останнім виконується петля, по якій газ зі стояка поступає в лічильник, а після нього вертається до газового приладу.

4.2.4. Характеристика побутових лічильників газу

Для обліку газу у побуті зі всієї різноманітності вимірювальних приладів використовують прилади двох типів: об'ємні (або їх ще називають мембранними) і ротаційні лічильники. У відповідності з вимогами Багатогалузевої програми [46] повинно бути встановлено понад 10 млн. побутових лічильників газу, а сьогодні їх встановлено тільки біля 30 % від потреби.

Для вирішення цієї проблеми у державі створено ряд спільних підприємств (СП), які займаються випуском ПЛГ за технологіями та ліцензіями закордонних фірм. До їх числа відносяться, наприклад, СП "Шлюмберже Укргаз метерс компанії" (ліцензія, технологія і комплектація фірми "Schlumberger Industries" (Франція)), СП "Самгаз Україна"

(фірма "Samgas" (Італія)). Деякі підприємства колишнього військово-промислового комплексу (Державне підприємство "Завод "Арсенал", ВО "Октава", Жулянський машинобудівний завод, інші) приступили також до виготовлення лічильників газу як самостійно, так і з використанням технологій та комплектацій закордонних фірм з наступним переходом на 100 % використання вітчизняних комплектуючих. Певна кількість приладів завозиться із-за кордону, наприклад, словацькі лічильники "Premagas".

Всі вимірювальні прилади для обліку газу у побуті, які випускають підприємства України, а також прилади закордонного виробництва, відповідають вимогам ДСТУ 3336-96, внесені в Державний реєстр засобів вимірювання України і рекомендовані до встановлення в житлових будинках. За однакових метрологічних характеристик прилади одного типу (об'ємні або ротаційні лічильники) різних фірм-виробників відрізняє тільки матеріал корпусу, його дизайн, маса і розміри. Принципових відмінностей немає.

В табл. 1 і 2 додатка 16 наведена технічна характеристика ПЛГ, які рекомендовані для встановлення на території України.

Принципові схеми лічильників, опис їх дії докладно подано в довідковій літературі [76, 77, 84].

4.2.5. Розрахунок побутових лічильників газу

Метою розрахунку ПЛГ є визначення його типорозміру. Лічильник повинен бути придатним провести розрахунок витрат газу обладнанням, що встановлено у окремій квартирі або індивідуальному житловому будинку. А оскільки числове позначення типорозміру побутового лічильника характеризує номінальну витрату газу, що проходить через нього, то сумарна витрата газу побутовими газовими приладами і (за наявності поквартирного газового опалення) котла не повинна перевищувати вказаного значення.

Таким чином, важливим показником для вибору ПЛГ є передусім номінальна годинна витрата газу в окремій квартирі чи будинку, яка приймається за результатами розрахунків внутрішньобудинкового газообладнання.

У міських населених пунктах, де потреби в опаленні забезпечують, як правило, за рахунок централізованих джерел, можливі три варіанти встановлення побутових газових приладів в окремій квартирі для задоволення господарсько-побутових потреб її мешканців:

- 1) плита чотирিপальникова ПГ-4 за наявності централізованого гарячого водопостачання (ЦГВ);
- 2) плита ПГ-4 і проточний газовий водонагрівач ВПГ-23.2;
- 3) плита ПГ-4 при відсутності ЦГВ і ВПГ-23.2.

Сумарна витрата газу приладами, яка визначена на основі даних про їх теплову потужність (табл.1 додатка 12) згідно з вимогами розд.2.3, для перерахованих вище варіантів становить відповідно 1,2; 2,9 і 1,2 м³/год. Користуючись даними, які наведені у табл.1 додатка 16, можна рекомендувати для встановлення об'ємні лічильники типорозмірів G1.6, G4, G1.6.

У сільських населених пунктах потреби в опаленні задовольняють шляхом встановлення у будинках місцевих теплогенераторів, наприклад опалювальних котлів типу КС-ТГ [60, 65, 76], технічна характеристика яких наведена у табл.3 додатка 12.

Як приклад розглянемо житловий будинок загальною площею $F_1=100 \text{ м}^2$, який розташований в сільській місцевості у першій температурній зоні [40] України. Витрата природного газу опалювальним котлом (при $Q_p^H=34 \text{ МДж/м}^3$) визначена з урахуванням вимог [33-35] і становить 2,3 м³/год. При встановленні у будинку чотирипальникової газової плити ПГ-4 і водонагрівача типу ВПГ-23 сумарна витрата газу дорівнює 5,2 м³/год. Тут для обліку природного газу найкраще запроєктувати лічильник об'ємного типу G6, номінальна витрата газу яким перевищує розрахункове газоспоживання ($6 > 5,2 \text{ м}^3/\text{год.}$). Відпо-

відно до паспортної характеристики (табл.1, додаток 16) втрата тиску вимірювальним приладом при номінальній витраті газу становить 130 Па (це значення необхідно врахувати при гідравлічному розрахунку внутрішньобудинкових газопроводів).

4.3. Промислові лічильники газу і витратомірні установки

4.3.1. Загальні положення

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

- 1) лічильники газу:
 - а) об'ємні типу G;
 - б) ротаційні і турбінні типу СГ, РГ, ЛВГ;
- 2) витратомірні комплекси на базі звужувальних пристроїв (як правило, в газопроводах встановлюють діафрагми); замість діафрагм можна встановити лічильники газу, що мають електричний вихід.

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

Для вимірювання кількості газу у відповідності з вимогами нормативних документів [5-7, 20, 30] у споживача повинні бути встановлені прилади з класом точності 1,0 (максимальне значення відносної похибки виміру в робочому діапазоні не перевищує 1,0 %). У разі використання витратомірних комплексів сумарна похибка вимірювання не повинна бути більшою, ніж 5,0 %.

4.3.2. Витратомірний комплекс

Комплекс призначений для безперервного автоматизованого обчислення витрати і кількості природного газу, приведених до нормальних умов у відповідності з "Правилами..." [30] і ГОСТами [5-7].

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

Комплекс складається з таких частин:

- 1) перетворювача витрати газу (турбінного лічильника або діафрагми відповідно до вимог [5-7, 30] з одним або двома перетворювачами (датчиками) різниці тиску типу ПРД (кількість залежить від діапазону вимірювання витрати));
- 2) перетворювача (датчика) тиску типу Сапфир 22-ДИ;
- 3) перетворювача (датчика) температури типу ТСМ, ТСП;
- 4) роздільних посудин;
- 5) мікропроцесорного обчислювача (наприклад, ІТЕК-320, який розроблений в НДІ автоматики і енергетики "Енергія", м.Київ);
- 6) друкуючого пристрою;
- 7) модема або факс-модема.

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

Обчислювач ІТЕК-320 забезпечує:

- 1) вимірювання перепаду тиску при співвідношенні діапазонів вимірювання витрати газу 40:1, 100:1 з похибкою, яка не перевищує 0,2 %;
- 2) вимірювання тиску і температури газу з похибкою 0,1 %;
- 3) зберігання у пам'яті (архівування) середніх і інтегральних значень параметрів;
- 4) виведення на цифровий індикатор значень всіх вимірюваних величин: перепаду тиску, температури, тиску, витрати і кількості речовини;
- 5) виведення на принтер (друкувальний пристрій) необхідних звітних документів (добове або місячне споживання газу, середньодобове значення параметрів вимірюваного середовища тощо);
- 6) зберігання даних при відключенні від зовнішньої електромережі і зберігання роботоздатності при короткочасних відключеннях (до 8 годин) від джерела живлення;
- 7) виведення даних в систему телеметричного контролю (на принтер, телефонний або радіосумісний модем, комп'ютер тощо);
- 8) самодіагностування у процесі роботи.

Таблиця 4.4

Основні технічні дані витратомірного комплексу

Найменування параметра	Одиниця виміру	Значення параметра
1. Максимальна витрата газу в робочих умовах	м ³ /год.	10 ⁶
2. Гранично допустимий робочий тиск	МПа	10
3. Температура газу	°С	-30 - +50
4. Максимально-допустима похибка комплексу	%	± 2.5
5. Живлення. Основне джерело: а) напруга змінна; б) частота. Резервне джерело: напруга постійна	В Гц В	220 50 24
6. Споживана потужність	Вт	50
7. Умови експлуатації обчислювача: а) температура; б) відносна вологість.	°С %	-10 - +50 80
8. Умови експлуатації перетворювачів: а) температура; б) відносна вологість.	°С %	-30 - +50 95

Принципова схема автоматизованого витратомірного комплексу наведена на рис. 4.3. Можливе використання інших комплектуючих (датчиків тиску, перепаду тиску тощо, обчислювачів як вітчизняних, так і закордонних), але принципова схема залишається без змін.

4.3.3. Лічильники газу СГ

Лічильники СГ призначені для комерційного обліку об'ємної кількості неагресивних газів та перетворення витрати газу в частотний сигнал і застосування для роботи в системах контролю, регулювання і керування технологічними процесами. При використанні лічильників СГ в системах телемеханіки датчик імпульсів лічильника живиться напругою 5 В від зовнішнього джерела.

Лічильники газу СГ випускає ВО "Промприлад" (м.Івано-Франківськ).

Принципову схему встановлення лічильника СГ наведено на рис.4.4, а технічна характеристика – у табл.1 додатка 17.

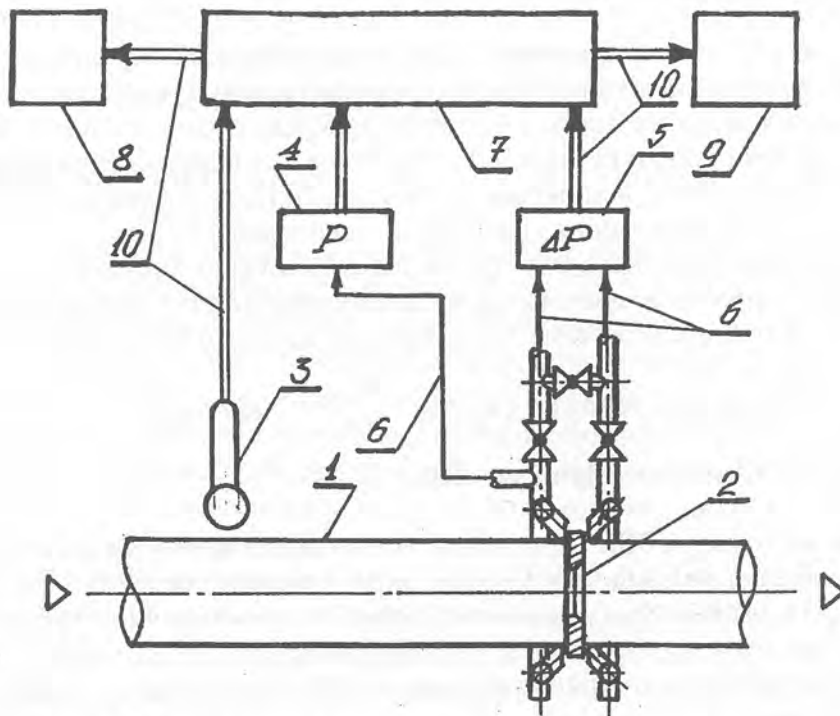


Рис. 4.3. Структурна схема витратовимірювального комплексу
 1 – газопровід; 2 – пристрій звужувальний (діафрагма); 3 – перетворювач (датчик) температури; 4 – те ж, тиску; 5 – те ж, перепаду тиску; 6 – лінія імпульсна; 7 – обчислювач мікропроцесорний; 8 – пристрій друкуючий; 9 – модем; 10 – канал зв'язку

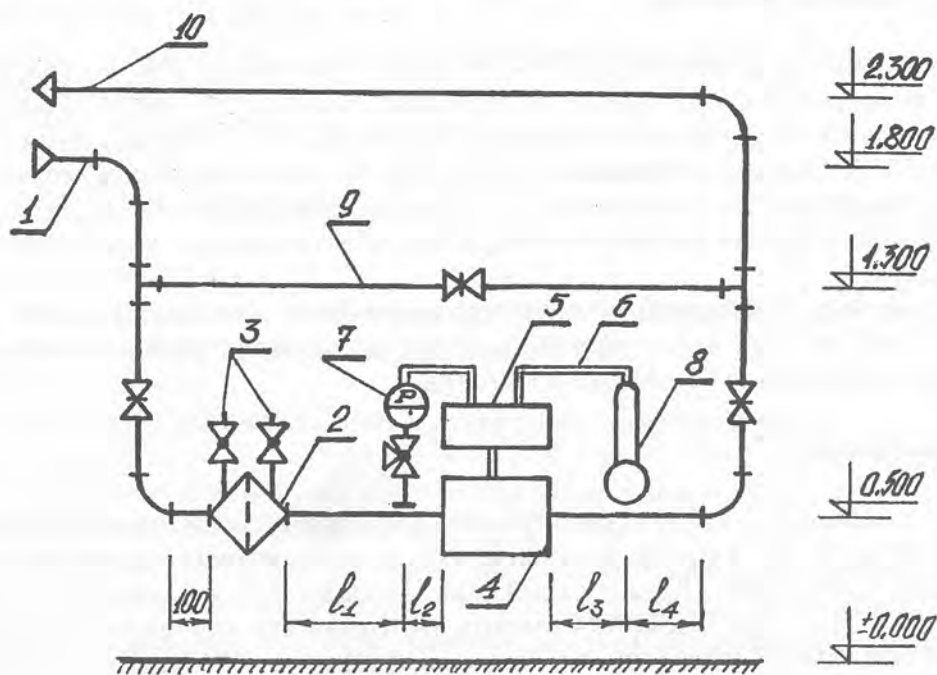


Рис. 4.4. Вузол обліку природного газу
 1 – вхід газу; 2 – фільтр; 3 – штуцер для підключення дифманометра; 4 – лічильник газу;
 5 – обчислювач (при необхідності); 6 – канал зв'язку; 7 – манометр (перетворювач тиску);
 8 – термометр (перетворювач температури); 9 – байпас; 10 – вихід газу

Примітка. Довжини прямих ділянок l_1, l_2, l_3, l_4 залежать від діаметра газопровода, типу контрольно-вимірювальних приладів і вимог до встановлення лічильника

4.3.4. Лічильники газу ротаційні РГ

Лічильники газу РГ також призначені для комерційного обліку об'ємної кількості природного газу. На відміну від лічильників СГ вони призначені для застосування тільки в мережах газопостачання низького тиску, і їх відрізняє більш висока відносна похибка вимірювання. Крім того, лічильники РГ не мають пристроїв для перетворення витрати газу в частотний електричний сигнал і, відповідно, не можуть бути застосовані в автоматизованих системах регулювання і управління режимами газоспоживання.

Лічильники газу РГ випускало ВО "Промприлад" (м.Івано-Франківськ). У зв'язку з низькими експлуатаційними якостями, високою металомісткістю їх знято з виробництва, проте достатня кількість приладів все ще продовжує вимірювати витрати газу у споживачів.

Технічну характеристику приладів наведено у табл.2 додатка 17.

4.3.5. Лічильники-витратоміри газу ЛВГ

Лічильники-витратоміри ЛВГ призначені для комерційного обліку об'ємної кількості газу та перетворення витрати газу в уніфікований сигнал постійного струму. Застосовуються в системах контролю, регулювання і керування технологічним процесом.

Лічильники-витратоміри складаються з лічильника газу ЛГ і електронного блоку перетворення частоти імпульсів в струмовий сигнал ПЧС. Електричні кола перетворювача не є вибухонебезпечними.

Лічильники-витратоміри ЛВГ з більш високими метрологічними характеристиками розпочало випускати з 1996 р. ВО "Промприлад" (м.Івано-Франківськ) на базі відомих лічильників типу СГ.

Технічну характеристику приладів наведено у табл.3 додатка 17.

4.3.6. Об'ємні лічильники G

Для споживачів з невеликими (до 100-150 м³/год.) витратами газу низького тиску можливе також використання і об'ємних (мембранних) лічильників типу G. Їх відрізняє більш високий діапазон вимірювання витрати (160:1) порівняно з ротаційними РГ або турбінними СГ (10:1). Об'ємні лічильники не потребують при експлуатації додаткового обслуговування, їх конструкція допускає при незначному доопрацюванні дистанційне знімання інформації про кількість спожитого газу, а також встановлення коректорів об'єму газу від температури.

У табл.4 додатка 17 наведено технічну характеристику лічильників фірми "SAM-GAS" (Італія), які на території нашої держави реалізує представник фірми – спільне українсько-італійське підприємство "САМГАЗ-УКРАЇНА".

4.3.7. Інші прилади

У зв'язку з невисокою якістю і експлуатаційною надійністю вітчизняних приладів для обліку газу на території України рекомендовані до встановлення також імпорتنі лічильники: турбінні (G16-G100) TRZ-2 (Чехія) (табл.5, додаток 17), які можуть комплектуватись коректором об'єму газу ELCOR-94 і мають частотний електричний вихід; турбінні (G100-G4000) FLUXI NM/TZ (Франція), які також комплектуються коректором об'єму газу SEVC-D і можуть працювати в автоматизованих системах обліку газу. Відомі та внесені у Державний реєстр прилади інших відомих виробників.

Діапазон вимірювання коректора об'єму ELCOR-94 складає від -20 до +60 °С і від 0,09 до 7,0 МПа (абсолютних). Прилад працює з внутрішнім елементом живлення без заміни останнього протягом 6 років. Для зручності споживача всі дані вимірювань архівуються. Маса коректора становить 2.5 кг, габаритні розміри: 190*175*90 мм, а похибка обчислення не перевищує 1 %.

5. ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКУ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

5.1. Газопостачання населеного пункту

5.1.1. Вихідні дані

У відповідності з завданням на проектування необхідно запроектувати систему газопостачання населеного пункту К, розташованого біля м.Чернівці. Місто К територіально поділено залізничною колією на два адміністративних райони.

Район 1 забудований двоповерховими індивідуальними будинками. В районі є всі підприємства комунально-побутового обслуговування населення, дитячі та шкільні заклади, а також заклади охорони здоров'я. Теплопостачання громадських будинків відбувається від центральної опалювальної котельні, а житлового фонду – від індивідуальних малометражних опалювальних котлів. Гаряче водопостачання планується тільки для громадських будинків, воно централізоване.

Район 2 – сучасної забудови – представлений в основному 9-поверховими будинками, спорудженими за новими типовими проектами з урахуванням енергозберігаючих технологій. В районі також є всі підприємства комунально-побутового обслуговування населення та інші заклади. Теплопостачання житлових і громадських будинків – централізоване, від районної опалювальної котельні.

В місті знаходиться п'ять великих промислових підприємств:

1. ПП-1 – цегельний завод, встановлена потужність агрегатів $Q_1=12,3$ МВт.
2. ПП-2 – меблева фабрика, $Q_2=4,7$ МВт.
3. ПП-3 – машинобудівний завод, $Q_3=9,3$ МВт.
4. ПП-4 – тютюнова фабрика, $Q_4=1,5$ МВт.
5. ПП-5 – молокозавод, $Q_5=0,9$ МВт.

Джерелом газопостачання населеного пункту служить газорозподільна станція, що знаходиться на східній околиці міста.

Кліматичні дані прийнято відповідно до [31] і для району будівництва вони становлять:

1. Розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення $t_o = - 20$ °С.
2. Те ж, вентиляції $t_{вент} = - 9$ °С.
3. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період $t_o = - 0,2$ °С.
4. Тривалість опалювального періоду $n_o = 179$ діб.

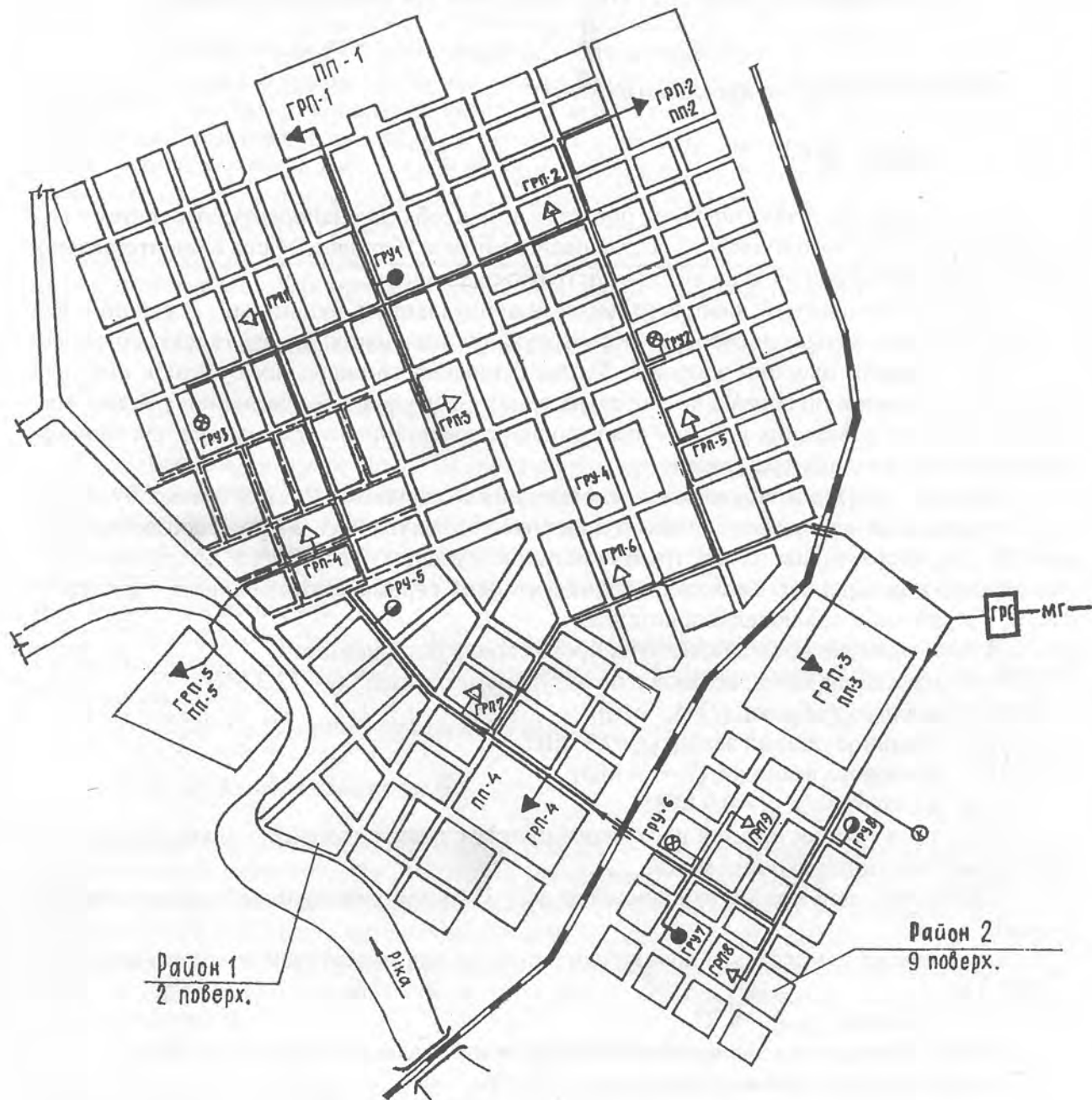
5.1.2. Визначення кількості жителів в населеному пункті

Кількість мешканців у населеному пункті визначається для кожного з районів окремо. Вона необхідна для обчислення розрахункових витрат газу.

Густота населення для району 1, забудованого двоповерховими будинками, відповідно до даних додатка 2 становить $V_1=3300$, а для району 2, забудованого 9-поверховими будинками, – $V_2=6600$ м³/га. Норма забезпеченості загальною площею для району 1 прийнята $f_1=18$, а для району 2 – $f_2=21$ м²/люд.

Чисельність населення визначається за формулою (1.1).

Результати розрахунку наведено у табл.5.1. Кількість мешканців складає у районі 1 – 65200, у районі 2 – 14700, а всього у населеному пункті 79900 осіб.



Умовні позначення

- МГ- - магістральний газопровід
- - газопровід високого тиску
- - - - газопровід низького тиску
- ГРС - газорозподільна станція

- Газорегуляторний пункт
- △ - мережний
- ▲ - головний промпідприємства іа
- ⊗ - районної опалювальної котельні
- Газорегуляторна установка
- - пральні
- ⊙ - лазні
- ⊗ - хлібозаводу
- - лікарні

Рис. 5.1. Схема газопостачання населеного пункту

5.1.3. Визначення витрат газу

5.1.3.1. Комунально-побутові потреби населення

Спочатку обчислюють річні витрати газу в залежності від кількості споживачів, норм витрат теплоти на підставі даних [20].

Таблиця 5.1

Визначення кількості мешканців

Район	Площа житлової забудови, F_3 , га	Густина житлового фонду, B , м ² /га	Норма забезпеченості загальною площею, f , м ² /люд.	Загальна площа житл.будинків, $F_{жс}$, тис.м ²	Кількість жителів, N , люд.
1	2	3	4	5	6
1	355,6	3300	18	1173,48	65200
2	46,8	6600	21	308,88	14700
Разом	402,4			1482,36	79900

В районі 1 природний газ витрачається населенням на приготування їжі, нагрівання води на газових плитах – $q_1=4600$ МДж/люд.·рік, в районі 2 – тільки на приготування їжі – $q_2=2800$ МДж/люд.·рік.

В обох районах розташовані підприємства комунального обслуговування населення: як великі – механізовані пральні, лазні, хлібозаводи та лікарні, так і невеликі – хімічистки, немеханізовані пральні, підприємства громадського харчування.

Кількість розрахункових одиниць комунальних послуг на одного жителя знаходять відповідно до додатка 2, а ступінь забезпеченості послугами χ – визначають у відповідності з завданням на проектування.

При визначенні витрат газу на комунально-побутові та інші потреби населення і у подальших розрахунках теплота згоряння палива прийнята рівною $Q_p^H=34$ МДж/м³.

Результати розрахунків наведено у табл.5.2. Загальна витрата природного газу населенням для задоволення комунально-побутових потреб становить 17,12 млн. м³/рік.

Таблиця 5.2

Річні витрати газу на комунально-побутові потреби

Споживач, послуга	Розрахункова одиниця	Норма витрати теплоти, q , МДж/рік	Кількість розрахункових одиниць для 1 мешканця	Ступінь забезпеченості, χ	Загальна кількість розрахункових одиниць в районі		Витрата газу, V , млн.м ³ /рік		
					1	2	у районі		у місті
							1	2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Житлові будинки	1 житель	4600	1	1,00	65200	-	8,82	-	8,82
	1 житель	2800	1	1,00	-	14700	-	1,21	1,21
2. Механізовані пральні	1 т сухої білизни	8800	0,15	0,33	3227	728	0,84	0,19	1,03
3. Немеханізовані пральні	1 т сухої білизни	12600	0,15	0,07	685	154	0,25	0,06	0,31
4. Лазні	1 миття	40	23	0,30	449880	101430	0,53	0,12	0,65
5. Хлібозаводи	1 т виробів	5450	0,29	1,00	18908	4263	3,03	0,68	3,71
6. Лікарні	1 ліжко	3200	0,012	1,00	782	176	0,07	0,02	0,09
7. Підприємства громадського харчування	1 обід	8,4	90	0,45	2640600	595350	0,65	0,15	0,80
8. Невеликі ком.-побутові підприємства							0,44	0,06	0,50
Всього:							14,63	2,49	17,12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
							у т.ч.: а) населення	8,82	1,21	10,03
							б) ком-побут. підприємства	5,81	1,28	7,09
							з них: 1) великі	4,47	1,01	5,48
							2) невеликі	1,34	0,27	1,61

Розрахункові годинні витрати газу знаходять за формулою (1.4) на підставі річних витрат газу (див.табл.5.2) з урахуванням коефіцієнтів годинного максимуму використання конкретного виду навантаження. Значення коефіцієнтів для витрат газу на господарсько-побутові потреби населення знаходять за табл.4 [20] і для району 1 (чисельність населення $N_1=65200$ люд.) $k_{max} = 1/2661$, а для району 2 ($N_2=14700$ люд.) – $k_{max} = 1/2247$. Значення коефіцієнтів годинного максимуму для великих комунально-побутових підприємств наведено у табл. 5 [20].

Результати розрахунку загальних годинних витрат газу представлено у табл.5.3. Сумарна витрата газу цією категорією споживачів населеного пункту складає $5727 \text{ м}^3/\text{год}$.

При визначенні питомих витрат газу великими підприємствами враховувались статистичні дані щодо середніх витрат цими споживачами (див. п.1.2.2.2). Наприклад, загальна витрата газу хлібозаводами у районі 1 становить $506 \text{ м}^3/\text{год}$, а середньостатистична витрата одним підприємством – $200\text{--}450 \text{ м}^3/\text{год}$. Виходячи з наведеного вище, у цьому районі запроєктуємо два хлібозаводи з витратою газу кожним:

$$V_{ХЛ} = 506/2 = 253 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Оскільки відповідно до розрахунків загальна витрата газу лікарнями в населеному пункті становить $35 \text{ м}^3/\text{год}$, а середня статистична витрата однією лікарнею – $50\text{--}150 \text{ м}^3/\text{год}$, то у населеному пункті прийнято одну лікарню, яка розміщуватиметься у районі з більшою чисельністю населення, тобто у районі 1. Годинна витрата газу – $V_L = 35 \text{ м}^3/\text{год}$.

5.1.3.2. Потреби теплопостачання

Джерелом теплопостачання відповідно до завдання на проектування в першому районі є індивідуальні теплогенератори, а в районі 2 – районна опалювальна котельня.

В першому районі природний газ витрачається на потреби опалення житлових та громадських будинків, вентиляції та гарячого водопостачання громадських будинків, а в другому – на потреби опалення, вентиляції і гарячого водопостачання житлових і громадських будинків.

Відповідно до додатка 3 укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1 м^2 загальної площі для будинків у першому районі дорівнює $q_{o1}=166 \text{ Вт/м}^2$, а у другому – $q_{o2}=73 \text{ Вт/м}^2$ при значенні температури зовнішнього повітря для проектування систем опалення $t_o = -20^\circ\text{C}$ і кількості поверхів у будинках відповідно 2 і 9.

Укрупнений показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання відповідно до додатка 3 становить для районів: першого $q_{z.v.1}=73$ і другого $q_{z.v.2}= 376 \text{ Вт/люд}$.

Значення коефіцієнтів корисної дії систем теплопостачання дорівнюють: у першому районі – $\eta_1=0,75$, у другому – $\eta_2=0,8$.

Розрахункові годинні витрати газу на потреби теплопостачання визначено у відповідності з формулами (1.5) – для систем опалення і вентиляції (значення коефіцієнтів $k=0,25$, $k_l=0,4$) і (1.6) – для систем гарячого водопостачання ($k_2=2,4$).

Результати розрахунку наведено у табл.5.4.

Річні витрати газу знаходять за формулою (1.7).

Кількість годин використання максимуму опалювально-вентиляційного навантаження для кліматологічних характеристик району будівництва становить:

$$m_{об} = \frac{179}{1+0,25+0,25 \cdot 0,4} \left[24(1+0,25) \frac{18+0,2}{18+20} + 8 \cdot 0,25 \cdot 0,4 \frac{18+0,2}{18+20} \right] = 1956 \text{ год./рік},$$

Таблиця 5.3

Годинні витрати газу для комунально-побутових потреб

Споживач, послуга	Річна витрата газу, млн.м ³ /рік у районі №:		Коефіцієнт годинного максимуму у районі №:		Кількість споживачів у районі №		Витрата газу, м ³ /год. у районі №:			
	1	2	1	2	1	2	загальна		питома	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Житлові будинки і великі ком.-поб. підприємства	10,16	1,48	1/2661	1/2247	65200	14700	3818	659	0,059	0,045
2. Механізовані пральні	0,84	0,19	1/2900	1/2900	1	1	290	66	290	66
3. Лазні	0,53	0,12	1/2700	1/2700	1	1	196	44	196	44
4. Хлібозаводи	3,03	0,68	1/6000	1/6000	2	1	506	113	253	113
5. Лікарні	0,07	0,02	1/2661	1/2247	1	-	26	9	35	-
Всього							4836	891		

Таблиця 5.4

Витрати газу для потреб теплопостачання

Район	Кількість поверхів	Загальна площа	Кількість мешканців	Тепловий потік на:		Значення коефіцієнтів			Витрата газу				
				опалення, гар.водопост., қг.в., Вт/м ²	гар.водопост., қг.в., Вт/люд.	тов	тгв	годинна, м ³ /год.		річна, млн.м ³ /рік			
								ОВ	ГВ	ОВ	ГВ	разом	разом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	2	1173480	65200	166	73	1956	2884	37126	1613	38739	72,62	4,65	77,27
2	9	308880	14700	73	376	1956	2884	4029	1756	5785	7,88	5,06	12,94
Всього								41155	3369	44524	80,50	9,71	90,21

Таблиця 5.5

Витрати газу по джерелах теплової енергії

Район	Витрата газу:				Витрата газу:			
	місцеві теплогенератори		РОК		ТЕЦ		ТЕЦ	
	годинна, м ³ /год.	річна, млн.м ³ /рік	годинна, м ³ /год.	річна, млн.м ³ /рік	годинна, м ³ /год.	річна, млн.м ³ /рік	годинна, м ³ /год.	річна, млн.м ³ /рік
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	38739	77,27	-	-	-	-	-	-
2	-	-	5785	12,94	-	-	-	-

а для систем гарячого водопостачання:

$$m_{ГВ} = \frac{24}{2,4} [179 + (350 - 179)0,8 \cdot 0,8] = 2884 \text{ год./рік.}$$

Результати розрахунку наведено у табл.5.4.

Сумарні витрати газу на потреби теплопостачання у населеному пункті становлять 44524 м³/год. або 90,21 млн.м³/рік.

У табл.5.5 представлено витрати газу з розподілом по джерелах теплоти.

5.1.3.3. Потреби промислових підприємств

Потреби у природному газі промислових підприємств визначені на основі даних про потужність встановленого обладнання, яке використовує газ як паливо, за формулою (1.11). Коефіцієнт корисної дії взято однаковий для всіх підприємств $\eta=0,7$.

При визначенні річних витрат газу (формула (1.12)) значення коефіцієнтів годинного максимуму витрати природного газу в цілому по підприємству прийнято в залежності від виду підприємства за [20].

Результати розрахунку наведено у табл.5.6.

Сумарні витрати природного газу становлять: годинні – 4342 м³/год., а річні – 20,27 млн.м³/рік.

Таблиця 5.6

Витрати газу на потреби промислових підприємств

Назва підприємства	Потужність встановленого обладнання, ΣQ , МВт	Коефіцієнт годинного максимуму, k_{max}	Витрата газу	
			годинна, м ³ /год	річна, млн.м ³ /рік
1	2	3	4	5
1. Цегельний завод	12,3	1/5900	1861	10,98
2. Меблева фабрика	4,7	1/5400	711	3,84
3. Машинобудівний завод	9,3	1/2700	1407	3,80
4. Тютюнова фабрика	1,5	1/3850	227	0,87
5. Молокозавод	0,9	1/5700	136	0,78
Всього:	28,7		4342	20,27

5.1.3.4. Розрахункові витрати газу в населеному пункті

Результати розрахунків витрат газу різними категоріями споживачів з урахуванням рекомендацій щодо підключення споживачів до газових мереж (див. п.1.3.1.4) складають зведену таблицю розрахункових витрат газу.

На основі даних табл.5.7 визначають навантаження на мережі низького і високого тисків, а також на газорегуляторні пункти.

Таблиця 5.7

Зведена таблиця розрахункових витрат газу в населеному пункті

Шифр споживача	Споживач	Розрахункова витрата газу, м ³ /год.		
		в населеному пункті	у т.ч. в мережі тиску:	
			високого	низького
1	2	3	4	5
	1. Невеликі комунально-побутові об'єкти:			
	а) район 1;	3818	-	3818
	б) район 2.	659	-	659

1	2	3	4	5
	2. Великі комунально-побутові об'єкти (район 1/ район 2):			
	а) механізовані пральні;	290/66	290/66	-
	б) лазні;	196/44	196/-	-/44
	в) хлібозаводи;	506/113	506/113	-
	г) лікарні.	35/-	-	35/-
	3. Джерела теплопостачання:			
	а) місцеві;	38739	-	38739
РОК	б) централізоване.	5785	5785	-
	4. Промислові підприємства: ✓			
ПП-1	а) цегельний завод;	1861	1861	-
ПП-2	б) меблева фабрика;	711	711	-
ПП-3	в) машинобудівний завод;	1407	1407	-
ПП-4	г) тютюнова фабрика;	227	227	-
ПП-5	д) молокозавод.	136	136	-
	Всього	54593	11298	43295

5.1.4. Система газопостачання

5.1.4.1. Структура системи газопостачання

У проєкті прийнята двоступінчаста система газопостачання:

I ступінь – газопроводи високого тиску ($P \leq 700$ кПа),

II ступінь – газопроводи низького тиску ($P \leq 3000$ Па).

Для підвищення надійності газопостачання мережу високого тиску створюють кільцевою. Крім того, півкільця мережі в першому районі з'єднують перемичкою. Всі промислові підприємства підключають до міської мережі газопроводів високого тиску. Мережі низького тиску проєктують за змішаною схемою. Їх кінцеві ділянки, як правило, тупикові.

Джерелом газопостачання служить газорозподільна станція (ГРС), яка розташована у східній частині населеного пункту.

5.1.4.2. Визначення кількості мережних ГРП

Оптимальне число мережних газорегуляторних пунктів, які є джерелом газопостачання для системи низького тиску, знаходять для кожного з районів окремо за методикою, що викладена у п.1.3.2.

Навантаження на мережу низького тиску у першому районі складає:

$$\Sigma V_{HT-1} = 3818 + 38739 + 35 = 42592 \text{ м}^3/\text{год.},$$

де 3818 – витрата газу на комунально-побутові потреби; 38739 – те ж, на потреби місцевого теплопостачання; 35 – те ж, лікарнею (зосередженим споживачем з годинною витратою газу, яка є меншою $50 \text{ м}^3/\text{год.}$), $\text{м}^3/\text{год.}$

Рівномірно розподілене навантаження у першому районі дорівнює:

$$\Sigma V_{P/P-1} = 3811 + 38739 = 42557 \text{ м}^3/\text{год.}$$

У другому районі навантаження на мережу низького тиску становить:

$$\Sigma V_{HT-2} = 659 + 44 = 703 \text{ м}^3/\text{год.},$$

де 659 – витрата газу на комунально-побутові потреби; 44 – витрата газу зосередженим споживачем – лазнею, $\text{м}^3/\text{год.}$

Рівномірно розподілене навантаження у цьому районі становить $\Sigma V_{P/P-2} = 659 \text{ м}^3/\text{год.}$

Беручи до уваги сумарні витрати газу в мережі низького тиску і дані щодо продуктивності газорегуляторних пунктів різних типів, приймаємо, що у першому районі будуть

запроектовані ГРП стаціонарного типу (в будівельних конструкціях), а у другому – шафові. При виконанні розрахунків вартість одного стаціонарного ГРП дорівнює 12000, а шафового – 1500 гривень.

Результати розрахунку наведено у таблиці 5.8.

Таблиця 5.8

Визначення оптимальної кількості ГРП

Район	Рівномірно розподілене навантаження, $V_{P/P}$, м ³ /год.	Кількість жителів, N , люд.	Площа забудови, F_z , га	Густина населення, m , люд./га	Питома витрата газу, e , м ³ /год. x люд.	Коефіцієнт густоти мережі, φ_I , м ⁻¹	Оптимальний радіус ГРП, $R_{opt.}$, м	Оптимальна витрата газу, $V_{opt.}$, м ³ /год.	Кількість ГРП, n , шт.	Витрата газу, V , м ³ /год.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	42557	65200	355,6	183,4	0,653	0,013	536	6881	7	6080
2	659	14700	46,8	314,1	0,045	0,017	304	262	2	330

У зв'язку з тим, що до мережі газопроводів низького тиску підключені зосереджені споживачі, навантаження на мережеві ГРП, біля яких знаходяться ці споживачі, збільшиться на величину витрати газу ними.

$$V_{ГРП-6} = 6080 + 35 = 6115 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$V_{ГРП-9} = 330 + 44 = 374 \text{ м}^3/\text{год.}$$

5.1.5. Гідралічні розрахунки газопроводів

5.1.5.1. Газопроводи високого тиску

Гідралічний розрахунок газопроводів високого тиску виконують у відповідності з вимогами [20]. Розрахункова схема газопроводів, що накреслена згідно з вимогами п.1.5.1, показана на рис.5.2.

Тиск газу на виході з джерела газопостачання – ГРС – становить відповідно до завдання 700 кПа, а у найбільш віддаленого споживача – ГРП ПП-1 – не повинен бути нижчим, ніж 420 кПа. Тобто наявний максимальний перепад тиску складає:

$$\Delta P_{max} = 700 - 420 = 280 \text{ кПа.}$$

Мінімальний діаметр газопроводів становить $D_{зхS} = 57 \times 3 \text{ мм.}$

Спочатку виконують гідралічний розрахунок т.зв. головної магістралі. В даному випадку – це магістраль 1-2-3-...-7-8-9-10-11-12-13-14 (ГРС-...-ГРП ПП-1). Питома різниця квадратів тиску для головної магістралі дорівнює при сумарній її довжині $\sum L_i = 6840 \text{ м:}$

$$A_1 = \frac{700^2 - 420^2}{1,1 \cdot 6840} = 41,68 \text{ кПа}^2/\text{м.}$$

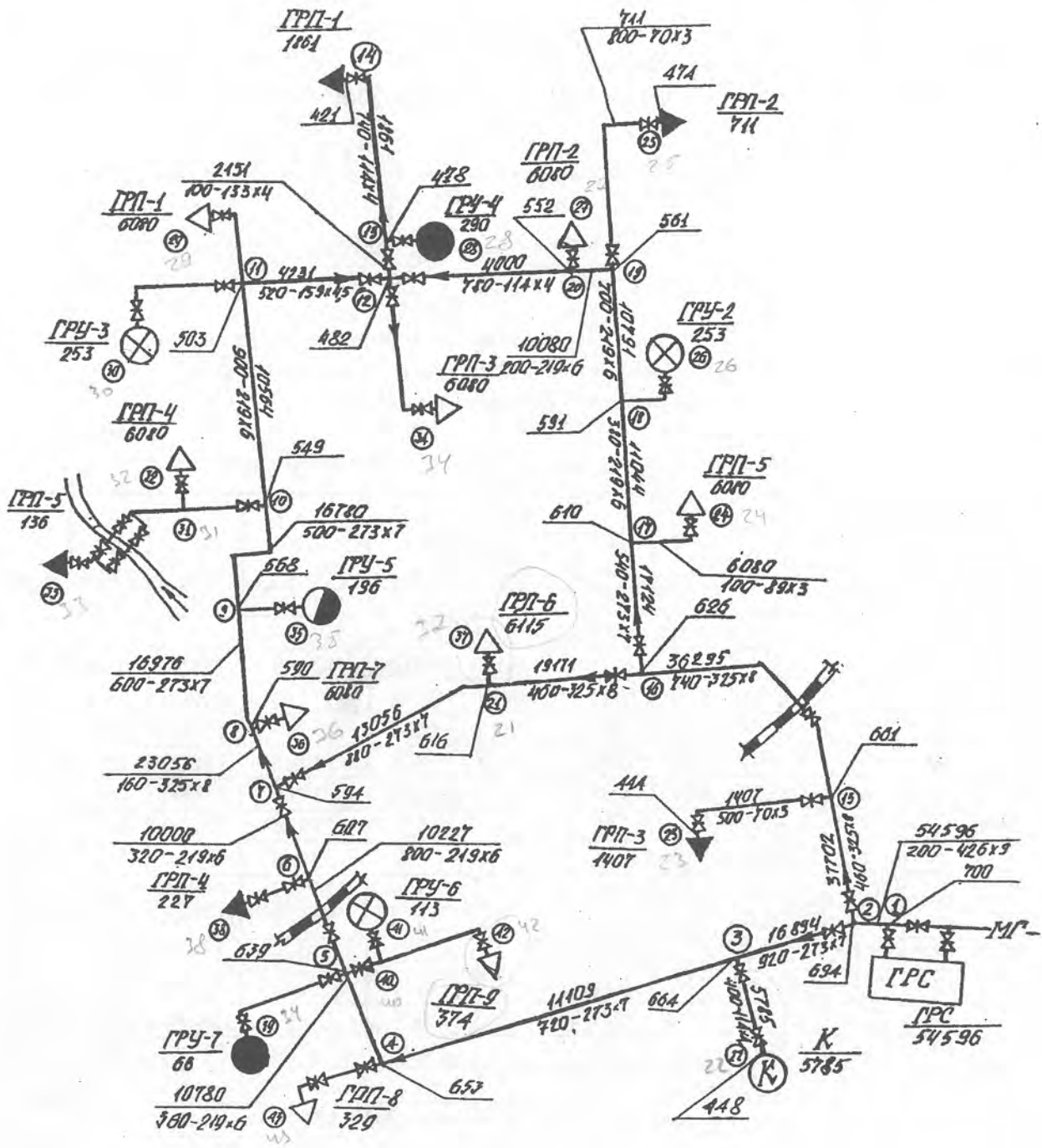
Результати гідралічного розрахунку газопроводів наведено у табл.5.9. Тиск газу у найбільш віддаленого від ГРС споживача становить 421 кПа. Запас складає:

$$\alpha_1 = \frac{421 - 420}{420} \cdot 100 \% = 0,2 \%$$

Тиск газу у вузлових точках 2 і 12 за результатами гідралічного розрахунку головної магістралі дорівнює 694 і 482 кПа відповідно. Тоді питома різниця квадратів тиску для півкільця 2-15-16-17-18-19-20-12 становить:

$$A_2 = \frac{694^2 - 482^2}{1,1 \cdot 3800} = 59,64 \text{ кПа}^2/\text{м.}$$

В результаті гідралічного розрахунку півкільця 2-15-...-20-12 тиск газу у т.12 дорівнює 479 кПа, а нев'язка тисків у вузловій точці 12:



Умовні позначення



Рис. 5.2. Розрахункова схема газопроводів високого тиску

$$\alpha_2 = \frac{482 - 479}{482} \cdot 100\% = 0,6\%,$$

що менше рекомендованої [20] величини в 10 %.

Гідравлічний розрахунок перемички 16-21-7 виконаний аналогічно розрахунку півкільця 2-15-...-20-12.

$$\bar{A}_3 = \frac{P_{16}^2 - P_7^2}{1,1 \cdot \Sigma L_{16-21-7}} = \frac{626^2 - 594^2}{1,1 \cdot 1340} = 26,49 \text{ кПа}^2/\text{м}.$$

В результаті нев'язка тиску у вузловій точці 7 становить:

$$\alpha_3 = \frac{595 - 594}{595} \cdot 100\% = 0,2\% < 10\%.$$

Після розрахунку магістралей переходять до розрахунку відгалужень. Величина тиску газу на вході в ГРУ чи ГРП кожного зі споживачів дорівнює 420 кПа.

Результати гідравлічного розрахунку наведені у табл.5.9.

Таблиця 5.9

Гідравлічний розрахунок газопроводів високого тиску

№	№ ділянки		V, м ³ / год.	L, м	L _p , м	A, кПа ² / м	A·L _p , кПа ²	d ₃ S, мм	ΔP ² , кПа ²	P _n , кПа	P _к , кПа
	п	к									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Головна магістраль: 1-2-3-4-5-6-7-8-...-12-13-14											
1	1	2	54596	200	220	41,68	9170	426x9	9000	700	694
2	2	3	16894	920	1012		42180	273x7	40000	694	664
3	3	4	11109	720	792		33012	273x7	15000	664	653
4	4	5	10780	360	396		16506	219x6	18000	653	639
5	5	6	10227	800	880		36678	219x6	39000	639	607
6	6	7	10000	320	352		14671	219x6	16000	607	594
7	7	8	23056	160	176		7336	325x8	4500	594	590
8	8	9	16476	600	660		27509	273x7	26000	590	568
9	9	10	16780	500	550		22424	273x7	21500	568	549
10	10	11	10564	900	990		41263	219x6	47500	549	503
11	11	12	4231	520	572		23841	159x4,5	21500	503	482
12	12	13	2151	1100	1210		4585	133x4	3800	482	478
13	13	14	1861	740	814		33428	114x4	51000	478	421
			ΣL=6840		7524						
Магістраль: 2-15-16-17-18-19-20-12											
14	2	15	37702	460	506	59,64	30178	325x8	45000	694	661
15	15	16	36295	740	814		48547	325x8	44500	661	626
16	16	17	17124	540	594		35426	273x7	20500	626	610
17	17	18	11044	380	418		24930	219x6	22500	610	591
18	18	19	10791	700	770		45923	219x6	35000	591	561
19	19	20	10080	200	220		13120	219x6	10600	561	552
20	20	12	4000	780	858		51171	114x4	75000	552	479
			ΣL=3800		4180						
Магістраль: 16-21-7											
21	16	21	19171	460	506	26,49	13404	325x8	13000	626	616
22	21	7	13056	880	968		25642	273x7	25000	616	595
			ΣL=1340		1474						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Відгалуження: 3-22											
$A_4 = \frac{664^2 - 420^2}{1,1 \cdot 400} = 601,1 \text{ кПа}^2/\text{м}.$											
23	3	22	5785	400	440	601,1	250008	114x4	240000	664	448
$\alpha_4 = \frac{448 - 420}{420} 100\% = 6,7\%.$											
Відгалуження: 15-23											
$A_5 = \frac{661^2 - 420^2}{1,1 \cdot 500} = 473,67 \text{ кПа}^2/\text{м}.$											
24	15	23	1407	500	550	473,7	230521	70x3	240000	661	444
$\alpha_5 = \frac{444 - 420}{420} 100\% = 5,71\%.$											
Відгалуження: 17-24											
$A_6 = \frac{610^2 - 420^2}{1,1 \cdot 100} = 1779,1 \text{ кПа}^2/\text{м}.$											
25	17	24	6080	100	110	1779,1	195700	89x3	178000	611	441
$\alpha_6 = \frac{441 - 420}{420} 100\% = 5,0\%.$											
Відгалуження: 19-25											
$A_7 = \frac{561^2 - 420^2}{1,1 \cdot 800} = 157,18 \text{ кПа}^2/\text{м}.$											
26	19	25	711	800	880	157,2	138321	70x3	90000	561	474
$\alpha_7 = \frac{474 - 420}{420} 100\% = 12,8\%.$											

Примітка: Запас тиску для відгалуження 19-25 перевищує рекомендоване [20] значення – 10 %. У разі зменшення діаметра газопроводу запас за абсолютною величиною буде більшим від вказаного у табл. 5.9 значення.

5.1.5.2. Газопроводи низького тиску

Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску здійснюють відповідно до вимог [20]. Розрахункова схема газопроводів показана на рис.5.3.

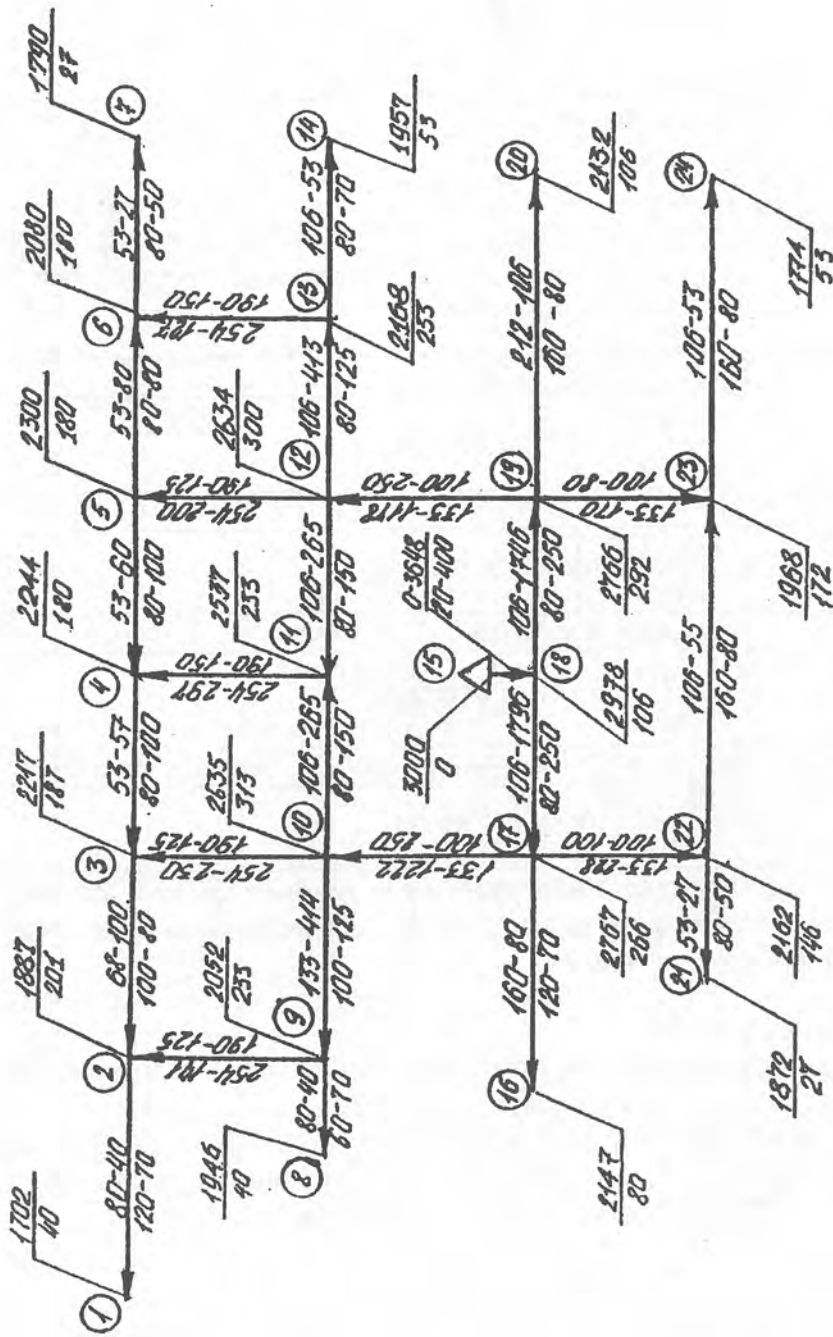
Навантаження на один мережний ГРП у першому районі становить відповідно до розрахунків оптимальної кількості ГРП $V_{ГРП}=6080 \text{ м}^3/\text{год}$. Для прийнятого числа ГРП у районі ($N=7$) в середньому один ГРП обслуговує житлові будинки на площі:

$$F_{ГРП} = \frac{F_3}{N} = \frac{355,6}{7} = 50,8 \text{ га}.$$

У відповідності із завданням необхідно розрахувати газопроводи низького тиску для ГРП-4 (виділена на генеральному плані населеного пункту площа забудови $F_{ГРП}=30,5$ га). Тому виникає необхідність скорегувати навантаження на ГРП:

$$V_{ГРП-4}'' = V_{ГРП-4} \frac{F_{ГРП-4}''}{F_{ГРП-4}} = 6080 \frac{30,5}{50,8} = 3648 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Тиск газу на виході з джерела газопостачання – ГРП-4 – прийнятий $P=3000 \text{ Па}$, а у найбільш віддалених споживачів – 1800 Па. Тобто перепад становить $\Delta P_p=3000-1800=1200 \text{ Па}$, що знаходиться у рекомендованих межах [20].



Умовні позначення

- витрата газу шляхова, м³/год.
- витрата газу розрахункова, м³/год.
- номер вузла
- діаметр газопроводу умовний, мм
- довжина ділянки, м
- тиск газу у вузлі, Па
- витрата газу вузлова, м³/год.

Рис. 5.3. Розрахункова схема газопроводів низького тиску

Для схеми (див. рис.5.3) газопроводів сумарна приведена довжина ділянок, що ви-значена за формулою (1.36), становить $\Sigma L_{пр.}=2740$ м.

Тоді питома шляхова витрата газу для цієї мережі дорівнюватиме:

$$V = \frac{V_{ГРП-4}''}{\Sigma L_{пр.}} = \frac{3648}{2740} = 1,331 \text{ м}^3/(\text{год} \cdot \text{м}).$$

Шляхові витрати визначають за формулою (1.35).

Результати розрахунку наведено у табл.5.10. Сума шляхових витрат газу на всіх ді-лянках мережі складає $\Sigma V_{шл.}=3648$ м³/год., тобто дорівнює навантаженню на ГРП.

Вузлові витрати газу знаходять за формулою (1.37).

Таблиця 5.10

Шляхові витрати газу

№ п/п	№ ділянки		Геометрична довжина, L,м	Коефіцієнти		Приведена довжина, L _{пр.} ,м	Шляхова витрата газу, V _{шл.} , м ³ /год.
	п	к		поверховості, К _е	забудови, К _з		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	1	120	1	0,5	60	80
2	3	2	100	1	0,5	50	68
3	4	3	80	1	0,5	40	53
4	4	5	80	1	0,5	40	53
5	5	6	80	1	0,5	40	53
6	6	7	80	1	0,5	40	53
7	9	8	60	1	1	60	80
8	10	9	100	1	1	100	133
9	10	11	80	1	1	80	106
10	12	11	80	1	1	80	106
11	12	13	80	1	1	80	106
12	13	14	80	1	1	80	106
13	9	2	190	1	1	190	254
14	10	3	190	1	1	190	254
15	11	4	190	1	1	190	254
16	12	5	190	1	1	190	254
17	13	6	190	1	1	190	254
18	17	16	120	1	1	120	160
19	18	17	80	1	1	80	106
20	15	18	20	1	0	0	0
21	18	19	80	1	1	80	106
22	19	20	160	1	1	160	212
23	17	10	100	1	1	100	133
24	19	12	100	1	1	100	133
25	17	22	100	1	1	100	133
26	19	23	100	1	1	100	133
27	22	21	80	1	0,5	40	53
28	23	24	160	1	0,5	80	106
29	22	23	160	1	0,5	80	106
			$\Sigma=3230$			$\Sigma=2740$	$\Sigma=3648$

Вузлові витрати газу:

$$V^1 = \frac{1}{2}V_{2-1} = \frac{1}{2}80 = 40 \text{ м}^3/\text{год}. \quad V^2 = \frac{1}{2}(V_{2-1} + V_{3-2} + V_{9-2}) = \frac{1}{2}(80 + 68 + 254) = 201 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^3 = \frac{1}{2}(V_{3-2} + V_{4-3} + V_{10-3}) = \frac{1}{2}(68 + 53 + 254) = 187 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^4 = \frac{1}{2}(V_{4-3} + V_{4-5} + V_{11-4}) = \frac{1}{2}(53 + 53 + 254) = 180 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^5 = \frac{1}{2}(V_{4-5} + V_{5-6} + V_{12-5}) = \frac{1}{2}(53 + 53 + 254) = 180 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^6 = \frac{1}{2}(V_{5-6} + V_{6-7} + V_{13-6}) = \frac{1}{2}(53 + 53 + 254) = 180 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^7 = \frac{1}{2}V_{6-7} = \frac{1}{2}53 = 27 \text{ м}^3/\text{год}. \quad V^8 = \frac{1}{2}V_{9-8} = \frac{1}{2}80 = 40 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^9 = \frac{1}{2}(V_{9-8} + V_{10-9} + V_{9-2}) = \frac{1}{2}(80 + 133 + 254) = 233 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{10} = \frac{1}{2}(V_{10-9} + V_{10-3} + V_{10-11} + V_{17-10}) = \frac{1}{2}(133 + 254 + 106 + 133) = 313 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{11} = \frac{1}{2}(V_{10-11} + V_{11-4} + V_{12-11}) = \frac{1}{2}(106 + 254 + 106) = 233 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{12} = \frac{1}{2}(V_{12-11} + V_{12-5} + V_{12-13} + V_{19-12}) = \frac{1}{2}(106 + 254 + 106 + 133) = 300 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{13} = \frac{1}{2}(V_{12-13} + V_{13-6} + V_{13-4}) = \frac{1}{2}(106 + 254 + 106) = 233 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{14} = \frac{1}{2}V_{13-14} = \frac{1}{2}106 = 53 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{15} = \frac{1}{2}V_{15-18} = \frac{1}{2}0 = 0 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{16} = \frac{1}{2}V_{17-16} = \frac{1}{2}160 = 80 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{20} = \frac{1}{2}V_{19-20} = \frac{1}{2}212 = 106 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{17} = \frac{1}{2}(V_{17-16} + V_{17-10} + V_{18-17} + V_{17-22}) = \frac{1}{2}(160 + 133 + 106 + 133) = 266 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{18} = \frac{1}{2}(V_{18-17} + V_{15-18} + V_{18-19}) = \frac{1}{2}(106 + 0 + 106) = 106 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{19} = \frac{1}{2}(V_{18-19} + V_{19-12} + V_{19-20} + V_{19-23}) = \frac{1}{2}(106 + 133 + 212 + 133) = 292 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{21} = \frac{1}{2}V_{22-21} = \frac{1}{2}53 = 27 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{24} = \frac{1}{2}V_{23-24} = \frac{1}{2}106 = 53 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{22} = \frac{1}{2}(V_{22-21} + V_{17-22} + V_{22-23}) = \frac{1}{2}(53 + 133 + 106) = 146 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V^{23} = \frac{1}{2}(V_{22-23} + V_{19-23} + V_{23-24}) = \frac{1}{2}(106 + 113 + 106) = 172 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Сума вузлових витрат газу також дорівнює навантаженню на ГРП – $\sum V^j = V_{ГРП-4} = 3684 \text{ м}^3/\text{год.}$

Після визначення шляхових і вузлових витрат газу переходять до обчислення розрахункових витрат, починаючи з кінцевих, найбільш віддалених від ГРП ділянок. Для цих ділянок (2-1, 9-8, 6-7, 13-14, 17-16, 19-20, 23-24 і 22-31) розрахункова витрата газу дорівнює 50 % від шляхової. Для інших ділянок витрати газу визначають, використовуючи перший закон Кірхгофа.

$$\text{Вузол 1: } V_{2-1} = V^1 = 40 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 2: } V_{9-2} + V_{3-2} = V_{2-1} + V^2 = 40 + 201 = 241 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$V_{9-12} = 141 \text{ м}^3/\text{год.}; V_{3-2} = 100 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 3: } V_{4-3} + V_{10-3} = V_{3-2} + V^3 = 100 + 187 = 287 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$V_{4-3} = 57 \text{ м}^3/\text{год.}; V_{10-3} = 230 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 7: } V_{6-7} = V^7 = 27 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 6: } V_{5-6} + V_{13-6} = V_{6-7} + V_6 = 27 + 180 = 207 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$V_{13-6} = 127 \text{ м}^3/\text{год.}; V_{5-6} = 80 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 5: } V_{4-5} + V_{12-5} = V_{5-6} + V^5 = 80 + 180 = 260 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$V_{4-5} = 60 \text{ м}^3/\text{год.}; V_{12-5} = 200 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 4: } V_{11-4} = V_{4-3} + V_{4-5} + V^4 = 57 + 60 + 180 = 297 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 8: } V_{9-8} = V^8 = 40 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 9: } V_{10-9} = V_{9-8} + V_{9-2} + V^9 = 40 + 141 + 233 = 414 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 11: } V_{10-11} + V_{12-11} = V_{11-4} + V^{11} = 297 + 233 = 530 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$V_{10-11} = V_{12-11} = \frac{530}{2} = 265 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 14: } V_{13-14} = V^{14} = 53 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 13: } V_{12-13} = V_{13-14} + V_{13-6} + V^{13} = 53 + 127 + 233 = 413 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 12: } V_{19-12} = V_{12-11} + V_{12-5} + V_{12-13} + V^{12} = 265 + 200 + 413 + 300 = 1178 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 24: } V_{23-24} = V^{24} = 53 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 20: } V_{19-20} = V^{20} = 106 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 19: } V_{18-19} = V_{19-12} + V_{19-20} + V_{19-23} + V^{19} = 1178 + 106 + 170 + 292 = 1746 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 21: } V_{22-21} = V^{21} = 27 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 22: } V_{17-22} = V_{22-21} + V_{22-23} + V^{22} = 27 + 55 + 146 = 228 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 16: } V_{17-16} = V^{16} = 80 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 17: } V_{18-17} = V_{17-16} + V_{17-10} + V_{17-22} + V^7 = 80 + 1222 + 228 + 266 = 1796 \text{ м}^3/\text{год.};$$

$$\text{Вузол 18: } V_{15-18} = V_{18-17} + V_{18-19} + V^{18} = 1796 + 1746 + 106 = 3648 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Тобто для останньої ділянки мережі витрата газу дорівнює навантаженню на ГРП.

Мінімальний діаметр газопроводів для мережі низького тиску становить $d_{3хS} = 57 \times 3$ ($d_y = 50$) мм.

Спочатку виконують гідравлічний розрахунок так званої головної магістралі. В даному прикладі – це магістраль 15-18-17-10-3-2-1 довжиною $\sum L = 610$ м.

Питома втрата тиску становить:

$$R_1 = \frac{3000 - 1800}{1,1 \cdot 610} = 1,79 \text{ Па/м.}$$

Результати гідравлічного розрахунку наведено у табл. 5.11. Тиск газу у вузловій точці 1 дорівнює 1702 Па, тобто нев'язка

$$\alpha_1 = \frac{1702 - 1800}{1800} 100\% = -5,44 \%$$

знаходиться в межах рекомендованого нормативним документом [20] значення в 10 %.

Потім переходять до розрахунку інших магістралей та окремих ділянок (див. табл. 5.11).

В результаті гідравлічного розрахунку запас тиску газу у вузлових точках 20, 16 перевищує 10 %. В разі прийняття меншого діаметра газопроводу тиск газу в названих вузлах буде значно меншим від нормованої величини – 1800 Па.

Таблиця 5.11

Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску

№	Ділянка		V, м ³ /год.	L, м	L _p , м	d _y , мм	d _j S, мм	R, Па/м	ΔP, Па	P _n , Па	P _к , Па
	П	К									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Головна магістраль: 15-18-17-10-3-2-1											
1	15	18	3648	20	22	400	426x9	1,00	22	3000	2978
2	18	17	1796	80	88	250	273x7	2,40	211	2978	2767
3	17	10	1222	100	110	250	273x7	1,20	132	2767	2635
4	10	3	230	190	209	125	133x4	2,00	418	2635	2217
5	3	2	100	100	110	80	89x3	3,00	330	2217	1887
6	2	1	40	120	132	70	76x3	1,40	185	1887	1702
			Σ	610	671						
$\bar{R}_1 = \frac{3000 - 1800}{671} = 1,79 \text{ Па/м.} \quad a_1 = \frac{1702 - 1800}{1800} 100\% = -5,44 \%$											
Магістраль: 15-18-17-10-3-2-1											
7	18	19	1746	80	88	250	273x7	2,40	211	2978	2766
8	19	12	1178	100	110	250	273x7	1,20	132	2766	2634
9	12	5	200	190	209	125	133x4	1,60	334	2634	2300
10	5	6	80	80	88	80	89x3	2,50	220	2300	2080
11	6	7	27	80	88	50	57x3	3,30	290	2080	1790
			Σ	530	583						
$\bar{R}_2 = \frac{2978 - 1800}{583} = 2,02 \text{ Па/м.} \quad a_2 = \frac{1790 - 1800}{1800} 100\% = -0,56 \%$											
Магістраль: 10-9-8											
12	10	9	414	100	110	125	133x4	5,30	583	2635	2052
13	9	8	40	60	66	50	76x3	1,60	106	2052	1946
			Σ	160	176						
$\bar{R}_3 = \frac{2635 - 1800}{176} = 4,74 \text{ Па/м.} \quad a_3 = \frac{1946 - 1800}{1800} 100\% = 8,11 \%$											
Магістраль: 12-13-14											
14	12	13	413	80	88	125	133x4	5,30	466	2634	2168
15	13	14	53	80	88	70	76x3	2,40	211	2168	1957
			Σ	160	176						
$\bar{R}_4 = \frac{2634 - 1800}{176} = 4,74 \text{ Па/м.} \quad a_4 = \frac{1957 - 1800}{1800} 100\% = 8,72 \%$											
Магістраль: 17-22-23-24											
16	17	22	228	100	160	100	108x4	5,50	605	2767	2162
17	22	23	55	160	176	80	89x3	1,10	194	2162	1968
18	23	24	53	160	176	80	89x3	1,10	194	1968	1774
			Σ	420	462						
$\bar{R}_5 = \frac{2767 - 1800}{462} = 2,09 \text{ Па/м.} \quad a_5 = \frac{1774 - 1800}{1800} 100\% = -1,44 \%$											
Магістраль: 12-11-4-5											
19	12	11	265	80	80	150	159x4	1,10	97	2634	2537

Продовження табл.5.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
20	11	4	297	190	209	150	159x4	1,40	293	2537	2244
21	4	5	60	80	88	100	108x4	0,50	44	2244	2200
			Σ	350	385						
$\bar{R}_6 = \frac{2634 - 2300}{385} = 0,87 \text{ Па/м.}$				$a_6 = \frac{2200 - 2300}{2300} 100\% = -4,35 \%$.							
Ділянки:											
22	9	2	141	190	209	125	133x4	0,80	167	2052	1885
$\bar{R}_7 = \frac{2052 - 1887}{209} = 0,79 \text{ Па/м.}$				$a_7 = \frac{1985 - 1887}{1887} 100\% = -0,11 \%$.							
23	10	11	265	80	88	150	159x4	1,10	97	2635	2538
$\bar{R}_8 = \frac{2635 - 2537}{88} = 1,11 \text{ Па/м.}$				$a_8 = \frac{2538 - 2537}{2537} 100\% = 0 \%$.							
24	4	3	57	80	88	100	108x4	0,45	40	2244	2204
$\bar{R}_9 = \frac{2244 - 2217}{88} = 0,31 \text{ Па/м.}$				$a_9 = \frac{2204 - 2217}{2217} 100\% = -0,59 \%$.							
25	13	6	127	190	209	150	159x4	0,30	63	2168	2105
$\bar{R}_{10} = \frac{2168 - 2080}{209} = 0,42 \text{ Па/м.}$				$a_{10} = \frac{2105 - 2080}{2080} 100\% = 1,20 \%$.							
26	17	16	80	120	132	70	76x3	4,70	620	2767	2147
$\bar{R}_{11} = \frac{2767 - 1800}{132} = 7,33 \text{ Па/м.}$				$a_{11} = \frac{2147 - 1800}{1800} 100\% = 19,28 \%$.							
27	19	20	106	160	176	80	89x3	3,60	634	2766	2132
$\bar{R}_{12} = \frac{2766 - 1800}{176} = 5,49 \text{ Па/м.}$				$a_{12} = \frac{2132 - 1800}{1800} 100\% = 18,47 \%$.							
28	22	21	27	80	88	50	57x3	3,30	290	2162	1872
$\bar{R}_{13} = \frac{2162 - 1800}{88} = 4,11 \text{ Па/м.}$				$a_{13} = \frac{1872 - 1800}{1800} 100\% = 3,85 \%$.							
29	19	23	170	100	110	80	89x3	8,30	913	2766	1853
$\bar{R}_{14} = \frac{2766 - 1968}{110} = 7,25 \text{ Па/м.}$				$a_{14} = \frac{1853 - 1968}{1968} 100\% = -5,84 \%$.							

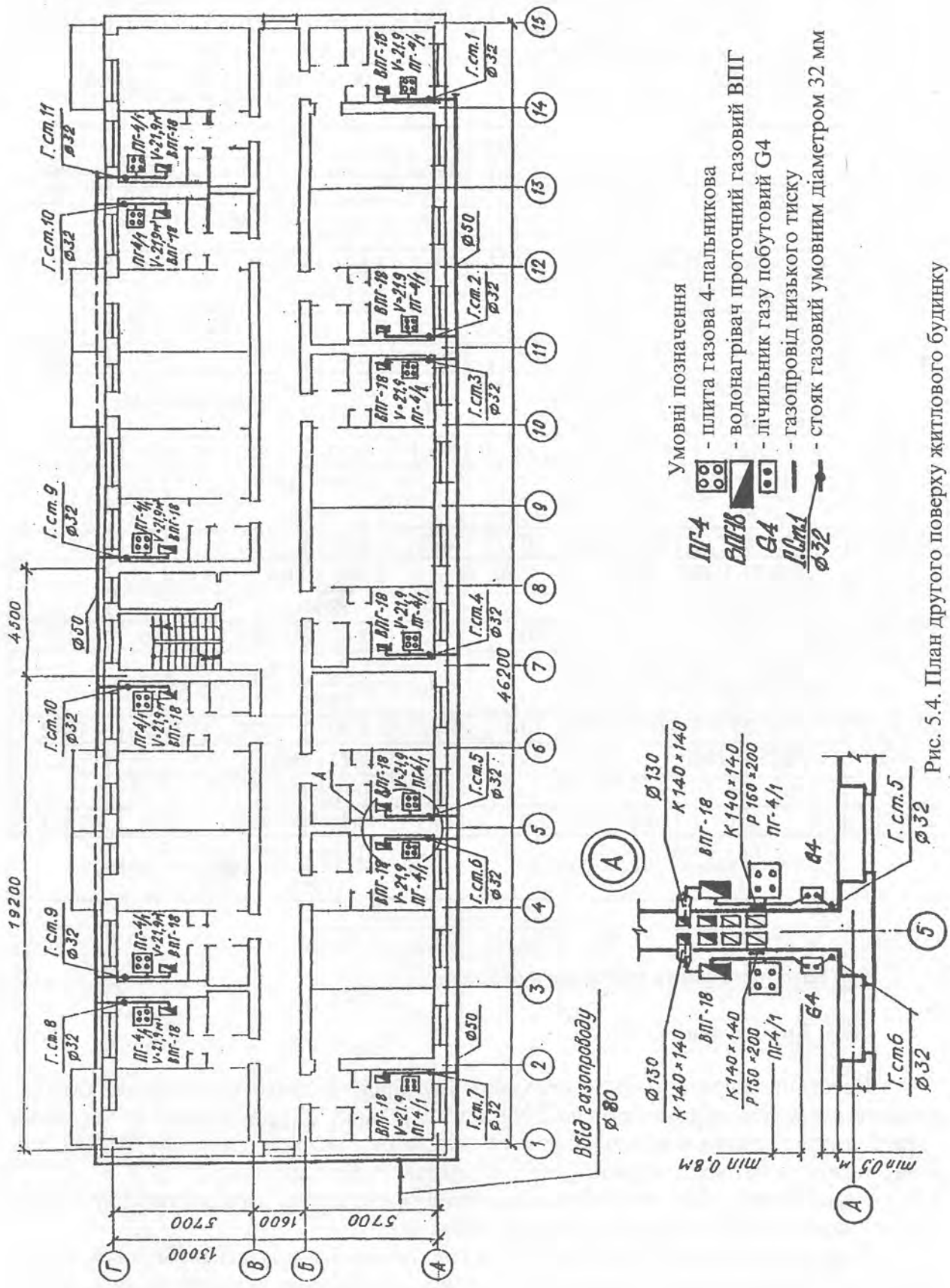
5.2. Газопостачання житлового будинку

5.2.1. Вихідні дані

Необхідно запроектувати і розрахувати внутрішньобудинковий і дворовий газопроводи п'ятиповерхового 65-квартирного житлового будинку. У відповідності до завдання в кухнях квартир встановлені газові плити ПГ-4 і проточні водонагрівачі типу ВПГ-18, теплова потужність котрих становить $Q_1=11,165$ і $Q_2=20,9$ кВт відповідно.

Вводи газопроводів передбачено окремо в кожен кухню першого поверху з вимикальними пристроями, розміщеними ззовні будинку.

План другого поверху будинку зображено на рис.5.4, а генплан житлової групи з нанесеними вуличним і внутрішньоквартальним газопроводами низького тиску – на рис. 5.5.



- Умовні позначення
- ПГ-4** - плита газова 4-пальникова
 - ВНГ-18** - водонагрівач проточний газовий ВПГ
 - Г4** - лічильник газу побутовий Г4
 - Г.см.1** - газопровід низького тиску
 - ∅32** - стояк газовий умовним діаметром 32 мм

Рис. 5.4. План другого поверху житлового будинку

5.2.2. Визначення витрат газу

Номинальна витрата газу 4-пальниковою газовою плитою становить:

$$V_1 = \frac{3,6 \cdot Q_1}{Q_p^H} = \frac{3,6 \cdot 11,165}{34} = 1,18 \text{ м}^3/\text{год.},$$

а проточним газовим водонагрівником:

$$V_2 = \frac{3,6 \cdot Q_2}{\eta \cdot Q_p^H} = \frac{3,6 \cdot 20,9}{0,82 \cdot 34} = 2,70 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Номинальна витрата газу встановленим в одній квартирі обладнанням становить:

$$\sum V = V_1 + V_2 = 1,18 + 2,7 = 3,88 \text{ м}^3/\text{год.}$$

А розрахункова витрата з урахуванням коефіцієнта одночасності дії газових приладів буде дорівнювати:

$$V_p = k_{sim} \cdot \sum V = 0,7 \cdot 3,88 = 2,72 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Для ділянок газопроводу, які постачають газ для N квартир, розрахункову витрату газу визначають за формулою (2.5). Результати розрахунку наведено у табл.5.12.

5.2.3. Гідравлічний розрахунок газопроводів

Гідравлічний розрахунок розпочинають з точки підключення дворового (внутрішньоквартального) газопроводу до вуличної мережі низького тиску – точка 1 (див. рис.5.5). Кінцева точка розрахунку – газовий прилад (ВПГ-18) 5-го поверху найбільш віддаленого газового стояка (Г.Ст.1) найбільш віддаленого житлового будинку (будинок №1) від точки 1 – точка 18.

Розрахункові схеми дворового і внутрішньобудинкового газопроводів наведені на рис.5.5 і 5.6.

Перепад тиску в цих газопроводах, що рекомендується відповідно до вимог [20], становить $\Delta P_p = 600$ Па. Гідравлічний опір ВПГ-18 дорівнює $\Delta P_l = 100$ Па, а газового лічильника G4 – $\Delta P_2 = 150$ Па. Тоді розрахунковий перепад тиску для головної магістралі (від т.1 до т.18) буде становити:

$$\Delta P_{pl} = \Delta P_p - \Delta P_l - \Delta P_2 = 600 - 100 - 150 = 350 \text{ Па.}$$

Розрахункову довжину ділянок мережі визначають з урахуванням надбавок на місцеві опори (див. формулу (2.8)). Результати обчислень наведено у табл.5.12. Сумарна довжина всіх ділянок головної магістралі дорівнює $\sum L_p = 238,4$ м.

Гідравлічний розрахунок газопроводів здійснюють методом питомих втрат тиску на тертя.

Середня питома втрата тиску на тертя дорівнює:

$$\bar{R} = \frac{350}{238,4} = 1,47 \text{ Па/м.}$$

Відповідно до розрахункових витрат газу та значення середньої питомої втрати тиску на тертя за допомогою номограми (додаток 8) визначають діаметри ділянок газопроводу. Причому діаметри підводок від стояка до приладів повинні бути не меншими $d_y = 15$ мм (для газових плит) і $d_y = 20$ мм (для водонагрівників). Діаметр стояків прийнятий $d_y = 32$ мм.

Результати гідравлічного розрахунку наведено у табл. 5.12. Сумарний опір мережі газопроводів дорівнює $\sum \Delta P = 371$ Па. Гідростатичний тиск для вертикальних ділянок (стояка) визначають за формулою (2.9), і він становить:

$$\Delta P_2 = 12 \cdot 9,81(1,21 - 0,73) = 56,5 \approx 57 \text{ Па.}$$

Сумарні втрати тиску у дворових і внутрішньобудинкових газопроводах дорівнюють:

$$\sum \Delta P_l = 371 + 100 + 150 - 57 = 564 < 600 \text{ Па.}$$

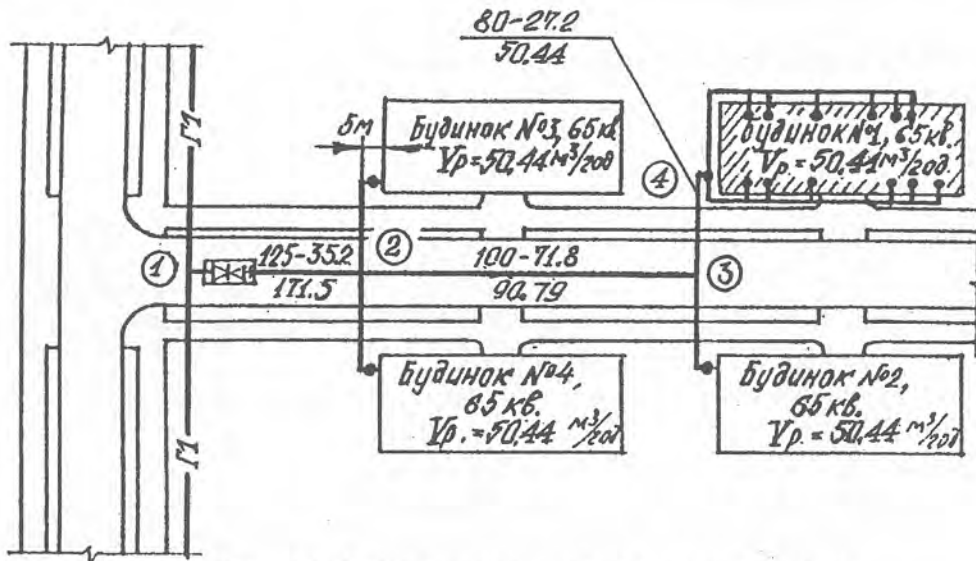


Рис. 5.5. Схема газопостачання житлової групи



Рис. 5.6. Аксонометрична схема внутрішньобудинкових газопроводів

Як видно, сумарні втрати тиску не перевищують рекомендованого [20] перепаду для дворової та внутрішньобудинкової мережі. Манометричний тиск газу перед пальниками газових приладів становитиме:

$$P_n = 1800 - 564 = 1236 > 1200 \text{ Па,}$$

що відповідає значенням, рекомендованим [20].

Таблиця 5.12

**Гідравлічний розрахунок дворових
і внутрішньобудинкових газопроводів**

№ ділянки	Номинал. витрата газу ΣV , м ³ /год.	Кількість квартир N, шт.	Коефіцієнт $k_{снп}$	Розрахункова витрата газу ΣV_p , м ³ /год.	Геометрична довжина L_g , м	Надбавка α , %	Розрахункова довжина L_c , м	Умовий діаметр d_u , мм	Питома втрата тиску R, Па/м	Втрата тиску ΔP , Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Головна магістраль										
1-2	1008,8	260	0,17	171,50	35,2	10	38,7	125	1,1	42,6
2-3	504,40	130	0,18	90,79	71,8	10	79,0	100	1,3	102,7
3-4	252,20	65	0,20	50,44	27,2	10	29,9	80	1,2	35,9
4-5	252,20	65	0,20	50,44	1,2	25	1,5	70	2,0	3,0
5-6	135,80	35	0,24	32,59	6,7	25	8,4	50	4,2	35,3
6-7	116,40	30	0,25	29,10	9,5	25	11,9	50	3,5	41,7
7-8	97,00	25	0,27	26,19	1,0	25	1,3	50	2,8	3,6
8-9	77,60	20	0,28	21,73	6,4	25	8,0	50	2,0	16,0
9-10	58,20	15	0,30	17,46	12,2	25	15,3	50	1,6	24,5
10-11	38,80	10	0,34	13,19	1,0	25	1,2	50	0,8	1,0
11-12	19,40	5	0,40	7,76	9,5	25	11,9	50	0,3	3,6
12-13	19,40	5	0,40	7,76	1,3	20	1,6	32	2,5	4,0
13-14	15,52	4	0,43	6,67	2,9	20	3,5	32	1,9	6,6
14-15	11,64	3	0,48	5,59	2,9	20	3,5	32	1,3	4,6
15-16	7,76	2	0,56	4,35	2,9	20	3,5	32	0,8	2,8
16-17	3,88	1	0,70	2,72	1,9	20	2,3	32	0,4	0,9
17-18	3,88	1	0,70	2,72	1,5	450	9,7	20	2,5	24,3
18-19	2,70	1	1,00	2,70	1,3	450	7,2	20	2,5	18,0
							$\Sigma 238,4$			$\Sigma 371,1$

5.3. Проектування газопальникових пристроїв побутових газових приладів

Розрахунки пальників здійснюється у відповідності до вимог [4, 62, 76].

5.3.1. Інжекційний палик низького тиску

5.3.1.1. Вихідні дані

Щоб розрахувати атмосферний палик для проточного водонагрівача типу ВПГ, який працює на природному газі, варто скористатись такими вихідними даними:

- | | |
|----------------------------------------|---------------------------------|
| 1) теплова потужність газового приладу | $Q = 20,9 \text{ кВт};$ |
| 2) коефіцієнт корисної дії приладу | $\eta = 0,8;$ |
| 3) теплота спалювання природного газу | $Q_p^H = 34 \text{ МДж/м}^3;$ |
| 4) густина газу | $\rho_g = 0,73 \text{ кг/м}^3;$ |
| 5) тиск газу перед соплом палика | $P_g = 1400 \text{ Па.}$ |

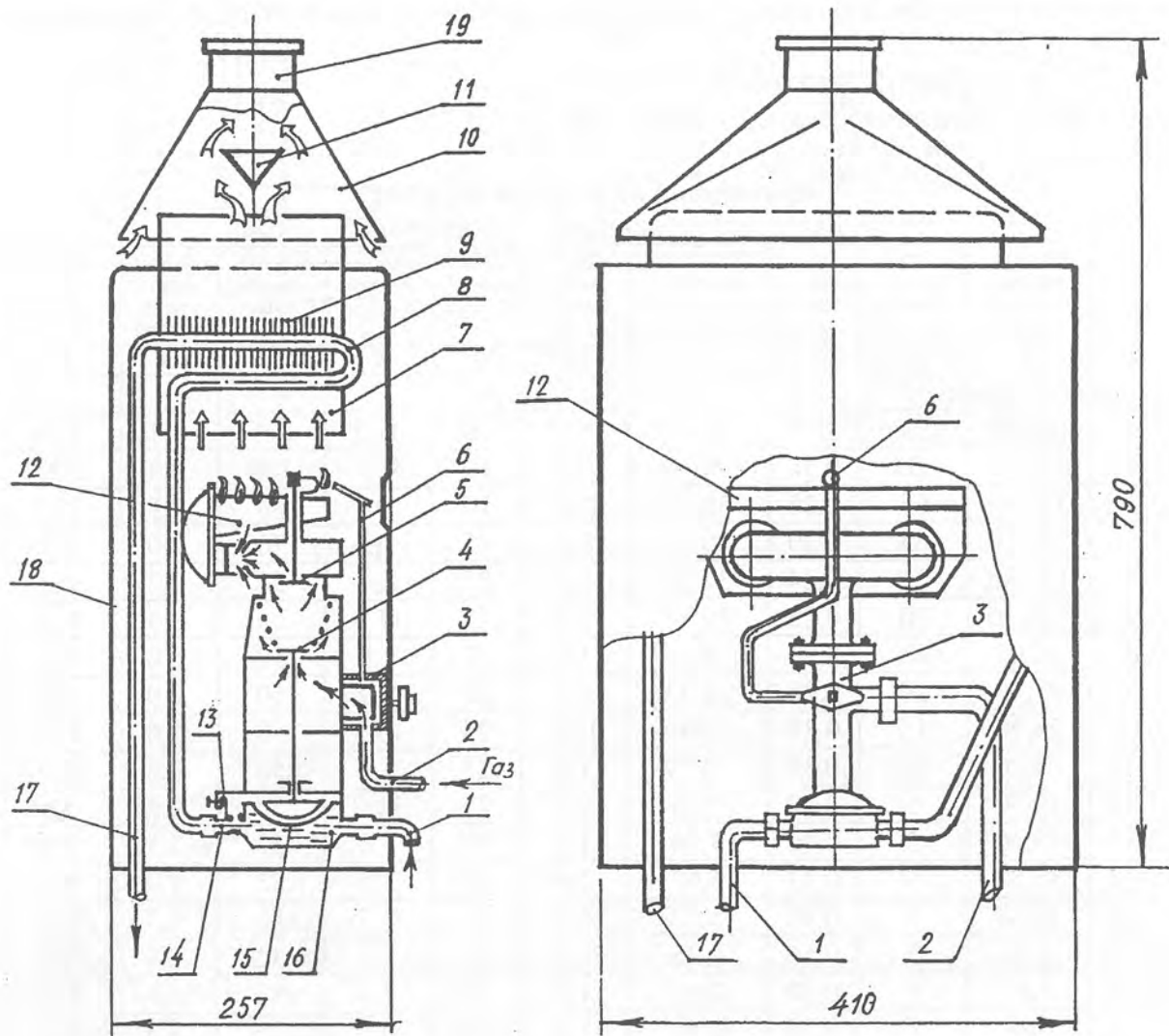


Рис. 5.7. Водонагрівач проточний газовий ВПГ

1 – вхід води; 2 – вхід газу; 3 – блоккран; 4 – клапан блокування води; 5 – клапан безпеки; 6 – запальник; 7 – камера вогнева; 8 – змійовик; 9 – теплообмінник; 10 – тягоперервник; 11 – запобіжник; 12 – пальник газовий; 13 – уповільнювач запалювання; 14 – трубка Вентурі; 15 – мембрана; 16 – мембранна коробка; 17 – вихід води; 18 – корпус; 19 – вихід продуктів спалювання

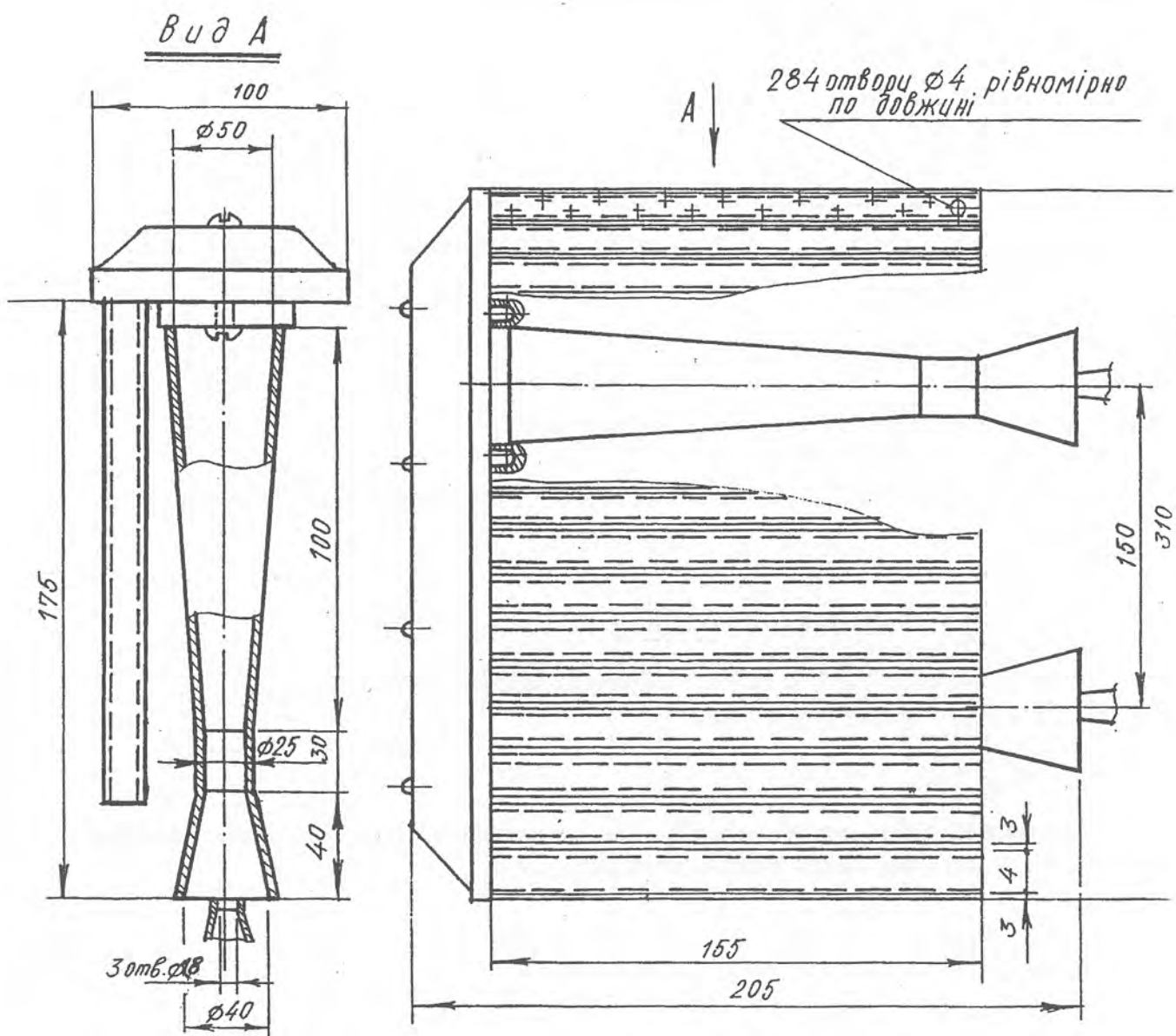


Рис. 5.8. Газопальниковий пристрій для ВПГ

5.3.1.2. Тепловий розрахунок
Виконують за формулами (3.10)-(3.14).

1. Теплопродуктивність газопальникового пристрою:

$$Q_{II} = \frac{20,9}{0,8} = 26,1 \text{ кВт.}$$

2. Годинна витрата газу:

$$V_{I'} = \frac{3,6 \cdot 26,1}{34} = 2,76 \text{ м}^3/\text{год.}$$

3. Теоретично необхідна кількість повітря для спалювання 1 м³ природного газу з

$$Q_p^H = 34 \text{ МДж/м}^3:$$

$$V_0 = \frac{1,13 \cdot 34}{4,187} = 9,18 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

а також всієї кількості газу, що споживає водонагрівач:

$$V_0^Z = 9,18 \cdot 2,76 = 25,34 \text{ м}^3/\text{год.}$$

4. Об'єм продуктів згоряння (значення коефіцієнта надлишку повітря у топці приладу дорівнює $\alpha=1,1$):

$$V = 2,76(1 + 1,1 \cdot 9,18) = 30,64 \text{ м}^3/\text{год.}$$

5.3.1.3. Конструктивний розрахунок

5.3.1.3.1. Змішувач пальника

Розрахунок виконують на основі емпіричних залежностей (3.15)-(3.23).

1. Швидкість виходу газу із сопла:

$$W_{I'} = 0,8 \sqrt{\frac{2 \cdot 1400}{0,73}} = 49,5 \text{ м/с.}$$

2. У зв'язку з тим, що пальник ВПГ має два інжекційних змішувачі, які працюють паралельно, витрата газу одним змішувачем буде:

$$V_{I'}^1 = \frac{V_{I'}}{2} = \frac{2,76}{2} = 1,38 \text{ м}^3/\text{год.}$$

3. Площа поперечного перерізу сопла пальника:

$$f_1 = \frac{1,38}{3600 \cdot 49,5} = 7,74 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

4. Діаметр сопла пальника:

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 7,74 \cdot 10^{-6}}{3,14}} = 1,8 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Для покращення утворення газоповітряної суміші і зменшення довжини змішувача сопло виконують з трьома отворами однакової площі. Відповідно діаметр кожного з отворів такого сопла становитиме:

$$d_1' = \sqrt{\frac{4 \cdot 7,74 \cdot 10^{-6}}{3 \cdot 3,14}} = 1,8 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Проте у подальших розрахунках (при визначенні конструктивних розмірів елементів змішувача) діаметр сопла слід приймати $d_1 = 3,1$ мм (тобто як з одним отвором).

5. Діаметр горловини змішувача визначають при коефіцієнті інжекції

$$S = 1,2/0,73 = 1,64.$$

$$d_3 = 3,1 \sqrt{(1 + 5,51)(1 + 5,51 \cdot 1,64)} = 25,05 \text{ мм,}$$

де 5,51 – кількість первинного повітря в газоповітряній суміші при значенні коефіцієнта первинного повітря $\alpha^1 = 0,6$: $0,6 \cdot 9,18 = 5,51 \text{ м}^3/\text{год}$.

Приймають діаметр горловини змішувача $d_3 = 25$ мм.

6. Геометричні розміри інших елементів змішувача знаходять згідно з емпіричними формулами (3.19)-(3.23), і вони дорівнюють:

1) діаметр дифузора:

$$d_4 = 2 \cdot 25 = 50 \text{ мм};$$

2) діаметр конфузора (інжектора):

$$d_2 = 1,6 \cdot 25 = 40 \text{ мм};$$

3) довжина горловини змішувача:

$$L_2 = 1,2 \cdot 25 = 30 \text{ мм};$$

4) довжина інжектора:

$$L_1 = 1,6 \cdot 25 = 40 \text{ мм};$$

5) довжина дифузора при куті його розкриття $\beta = 8^\circ$:

$$L_3 = \frac{50 - 25}{\text{tg} \frac{8^\circ}{2}} = 178,8 \text{ мм}.$$

Експериментальні дослідження показали, що при використанні сопла з трьома отворами довжину дифузору можна зменшити майже у два рази. Тому приймають $L_3 = 100$ мм.

5.3.1.3.2. Вогнева насадка

1. Задаються діаметром отворів вогневої насадки $d_o = 4$ мм.

2. Швидкість відриву полум'я при діаметрі отворів $d_o = 4$ мм і коефіцієнті первинного повітря $\alpha_1 = 0,6$ згідно з додатком 14, табл.2 становить $W_{max} = 2,15$ м/с.

3. Швидкість виходу газоповітряної суміші з вогневих отворів (формула (3.24)):

$$W_o = 0,65 \cdot 2,15 = 1,4 \text{ м/с}.$$

4. Сумарна площа вогневих отворів за формулою (3.25):

$$\Sigma F_o = \frac{2,76(1 + 5,51)}{3600 \cdot 1,4} = 3,57 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

5. Кількість отворів вогневої насадки (формула (3.26)):

$$N = \frac{3,57 \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot (4 \cdot 10^{-3})^2} = 284 \text{ шт}.$$

5.3.1.4. Компонування газопальникового пристрою

Топочна камера приладу має прямокутну форму. Для рівномірного нагрівання теплообмінника вогнева насадка приймається в плані також прямокутної форми з рівномірним розміщенням вогневих отворів по площі.

Вогневі отвори розміщують в шаховому порядку (див. рис. 5.8).

Висоту топочної камери визначають, виходячи з висоти конусу полум'я, на підставі формул (3.27)-(3.29).

1. Теплова напруга поперечного перерізу вихідних отворів насадки:

$$R = 0,353 \cdot 10^9 \frac{34 \cdot 2,76}{284 \cdot 4^2} = 7,29 \cdot 10^6 \text{ Вт/м}^2.$$

2. Для природного газу зі значенням коефіцієнта первинного повітря $\alpha_1 = 0,6$ згідно з даними табл.3 додатка 14 емпіричний коефіцієнт $k = 0,95$.

3. Висота внутрішнього конусу полум'я:

$$h_1 = 0,86 \cdot 10^{-7} \cdot 0,95 \cdot 7,29 \cdot 10^6 \cdot 4^2 = 9,5 \text{ мм.}$$

4. Відстань між краями сусідніх вогневих отворів (у просвіті) приймають рівною $L_o = 1,25 \cdot d_o = 1,25 \cdot 4 = 5,0 \text{ мм.}$

5. При величині $L_o = 5,0 \text{ мм}$ значення емпіричного коефіцієнта на підставі даних табл.4 додатка 14 дорівнює $k_1 = 8,7$.

6. Висота зовнішнього конусу полум'я:

$$h_2 = 0,86 \cdot 10^{-7} \cdot 8,7 \cdot 7,29 \cdot 10^6 \sqrt{4^3} = 43,6 \text{ мм.}$$

На основі наведених розрахунків висота топочної камери повинна бути не меншою за 44 мм. Фактично вона набагато перевищує висоту зовнішнього конусу полум'я.

5.3.2. Проектування інфрачервоного пальника

5.3.2.1. Вихідні дані

Розрахувати інфрачервоний пальник з перфорованою керамічною насадкою для газового апарата типу "Амра", якщо відомо:

- | | |
|--------------------------------|-------------------------------|
| 1) теплова потужність пальника | $Q = 3500 \text{ Вт;}$ |
| 2) газ природний | $Q_p^H = 34 \text{ МДж/м}^3;$ |
| 3) густина газу | $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3;$ |
| 4) тиск газу | $P_z = 1300 \text{ Па.}$ |

Даний пальник відповідно до наведеної вище класифікації газопальникових пристроїв (див. розд.3.5) відноситься до інжекційних пальників низького тиску газу з повним попереднім змішуванням газу з повітрям.

5.3.2.2. Тепловий розрахунок

Розрахунок виконують аналогічно розрахунку інжекційного пальника низького тиску газу для проточного газового водонагрівника типу ВПГ (див. розд.5.3.1) на підставі залежностей (3.10)-(3.14).

1. Годинна витрата газу:

$$V_{r^H} = \frac{3,6 \cdot 3,5}{34} = 0,37 \text{ м}^3/\text{год.}$$

2. Теоретично необхідна кількість повітря для спалювання 1 м^3 природного газу з

$$Q_p^H = 34 \text{ МДж/м}^3:$$

$$V_0 = \frac{1,13 \cdot 34}{4,187} = 9,18 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

а також всієї кількості газу, що споживає пальник:

$$V_0^\Sigma = 9,18 \cdot 0,37 = 3,40 \text{ м}^3/\text{год.}$$

3. Об'єм продуктів спалювання (значення коефіцієнта надлишку повітря прийнято рівним $\alpha=1,05$):

$$V = 0,37(1 + 1,05 \cdot 9,18) = 3,94 \text{ м}^3/\text{год.}$$

5.3.2.3. Конструктивний розрахунок

5.3.2.3.1. Змішувач пальника

Розрахунок виконують на основі емпіричних залежностей (3.15)-(3.23).

1. Швидкість виходу газу із сопла:

$$W_r = 0,8 \sqrt{\frac{2 \cdot 1300}{0,73}} = 47,7 \text{ м/с.}$$

2. Площа поперечного перерізу сопла пальника:

$$f_1 = \frac{0,37}{3600 \cdot 47,7} = 2,15 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

3. Діаметр сопла пальника:

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,15 \cdot 10^{-6}}{3,14}} = 1,66 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

У подальших розрахунках (при визначенні конструктивних розмірів елементів змішувача) діаметр сопла приймають рівним $d_1 = 1,7$ мм.

4. Діаметр горловини змішувача визначають згідно з емпіричною залежністю:

$$d_3 = (13-15) d_1 = 13 \cdot 1,7 = 22,1 \text{ мм}.$$

Приймають діаметр горловини змішувача $d_3 = 22,0$ мм.

5. Геометричні розміри інших елементів змішувача знаходять за емпіричними формулами (3.19)-(3.23), і вони дорівнюють:

1) діаметр дифузора:

$$d_4 = 1,5 \cdot 22 = 33 \text{ мм};$$

2) діаметр конфузора:

$$d_2 = 1,5 \cdot 22 = 33 \text{ мм};$$

3) довжина горловини змішувача:

$$L_2 = (2,5-3,0) d_3 = 2,7 \cdot 22 = 59,4 \cong 60 \text{ мм};$$

4) довжина інжектора:

$$L_1 = 2 \cdot 22 = 44 \text{ мм};$$

5) довжина дифузора при куті його розкриття $\beta = 6^\circ$:

$$L_3 = \frac{33 - 22}{\operatorname{tg} \frac{6^\circ}{2}} = 105 \text{ мм}.$$

5.3.2.3.2. Вогнева насадка

1. Площа випромінюючої поверхні інфрачервоного пальника:

$$F_{в.п.} = \frac{Q}{q_{п.}} = \frac{3500}{15} = 233,3 \text{ см}^2,$$

де $q_{п.}$ – питома теплова потужність керамічної плитки, Вт/см² ($q_{п.} = 13-16$ Вт/см²).

2. Кількість плиток (розміри однієї плитки $a \cdot b \cdot h = 65 \cdot 45 \cdot 12$ мм):

$$N = \frac{F_{в.п.}}{65 \cdot 45 \cdot 10^{-2}} = \frac{233,3}{29,25} = 7,98 \cong 8 \text{ шт}.$$

3. Швидкість виходу газоповітряної суміші з вогневих отворів перфорованих керамічних плиток обчислюють так:

$$W_0 = \frac{V}{3600 \cdot 0,785 \cdot d_0^2 \cdot n_0 \cdot N} = \frac{3,94}{3600 \cdot 0,785 \cdot (1,5 \cdot 10^{-3}) \cdot 682 \cdot 8} = 0,11 \text{ м/с},$$

де d_0 – діаметр вогневого отвору плитки, $d_0 = 1,5$ мм; n_0 – кількість вогневих отворів в одній плитці, $n_0 = 682$ шт.

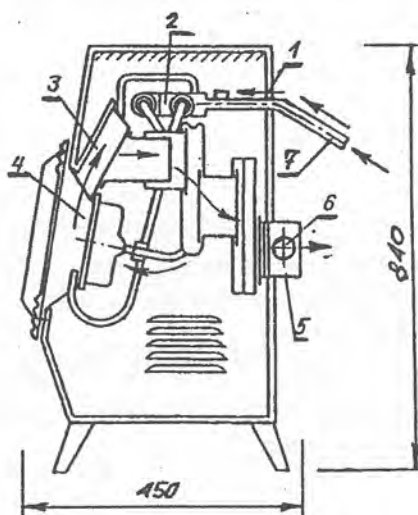
Отримане значення $W_0 = 0,11$ м/с перебуває в рекомендованому діапазоні швидкостей $W_0 = 0,1-0,16$ м/с.

На рис. 5.9 показано зовнішній вигляд розрахованого випромінюючого пальника типу ГИИВ.

5.4. Розрахунок димоходу

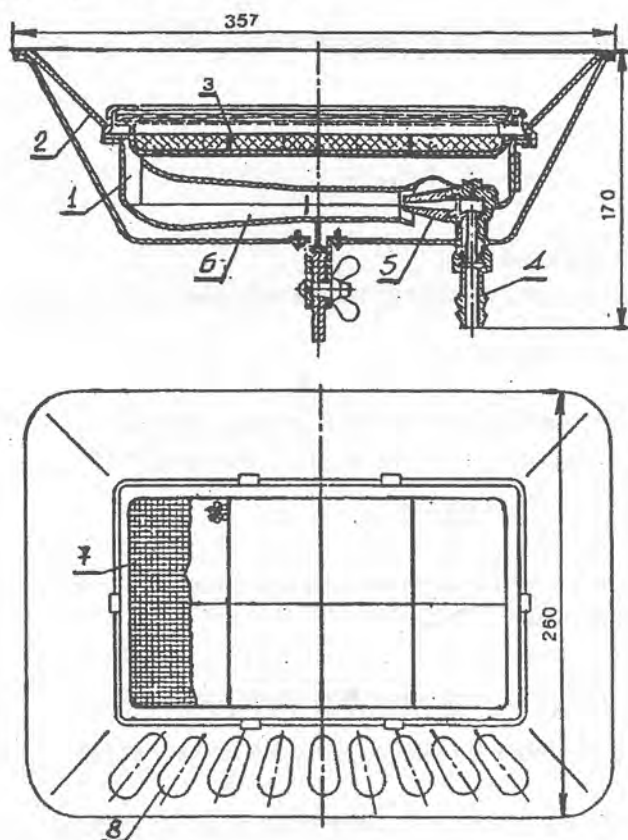
В задачу розрахунку входять визначення поперечних перерізів димоходу і приед-

а) зовнішній вигляд побутового газового приладу



1 – корпус; 2 – блок автоматики; 3 – теплообмінник; 4 – палик інфрачервоний; 5 – патрубок для відведення продуктів спалювання; 6 – регулятор тяги; 7 – газопровід

б) палик інфрачервоний типу ГИИВ



1 – камера розподільна; 2 – рефлектор; 3 – насадка вогнева з керамічних плиток; 4 – патрубок газовий; 5 – сопло; 6 – змішувач; 7 – сітка захисна; 8 – отвір для надходження повітря

Рис. 5.9. Апарат газовий “Амра”

нувальної труби, а також величин розрідження перед газовим приладом і температури димових газів на виході з устя труби в атмосферу.

5.4.1. Вихідні дані

Необхідно запроектиувати димохід для відведення продуктів спалювання від проточного газового водонагрівача типу ВПГ з характеристиками, які наведені у п. 5.3.1. Температура продуктів спалювання після тягоперервника $t_{n.cn.} = 110$ °С. Мінімальний тиск газу перед пальником становить 50% від номінального значення: $P_{min} = 0,5 \cdot P_{ном.} = 0,5 \cdot 1400 = 700$ Па. Найбільш несприятливі умови для відведення продуктів спалювання існують в теплий період року при температурі навколишнього повітря $t_n = 20$ °С і значенні коефіцієнта надлишку повітря в димоході $\alpha = 2,8$. Теоретично необхідна кількість повітря для спалювання 1 м^3 природного газу з $Q_p^H = 34 \text{ МДж/м}^3$ становить відповідно до виконаних раніше розрахунків $V_o = 9,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Димовідвідний тракт складається з приєднувальної металевої труби діаметром $d = 130$ мм (виходячи з конструктивних розмірів водонагрівача) і каналу, який проходить спочатку у внутрішній цегляній стіні, а потім - на горищі. Металева приєднувальна труба має довжину горизонтальної ділянки $L_1 = 2,7$ м, вертикальної $L_2 = 0,3$ м і три повороти під кутом 90° . Висота димоходу у внутрішній стіні до горища становить $L_3 = 5$ м, на горищі - $L_4 = 4$ м. Товщина стінки каналу дорівнює півцеглини.

5.4.2. Визначення об'єму продуктів спалювання

При пониженному тиску газу $P_{min} = 700$ Па швидкість виходу газу із сопла становитиме:

$$W_{min.} = 0,8 \sqrt{\frac{2 \cdot 700}{0,73}} = 35,0 \text{ м/с.}$$

Для цих умов витрата газу при діаметрі сопла, визначеному раніше (див.п.5.3), $d_1 = 3,1 \cdot 10^{-3}$ м становить (через два ежектори):

$$V_{zmin} = 2 \cdot 3600 \cdot 0,785 \cdot d_1^2 \cdot W_{min} = 2 \cdot 3600 \cdot 0,785 (3,1 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 35 = 1,9 \text{ м}^3/\text{год.},$$

а об'єм продуктів спалювання на виході з устя димаря:

$$V_{min} = 1,9 (1 + 2,8 \cdot 9,2) = 50,8 \text{ м}^3/\text{год.}$$

За умови, що тиск газу буде дорівнювати номінальному $P = 1400$ Па, витрата газу становить $V_z = 2,76 \text{ м}^3/\text{год.}$ (див. п. 5.3.1), а об'єм продуктів спалювання:

$$V = 2,76 (1 + 2,8 \cdot 9,2) = 73,9 \text{ м}^3/\text{год.}$$

5.4.3. Визначення поперечних перерізів димових каналів і швидкостей димових газів

Поперечні перерізи димових каналів визначають, виходячи з попередньо прийнятої швидкості продуктів спалювання $W_2 = (1,5-2,0)$ м/с при номінальних витраті газу і об'ємі продуктів спалювання, тобто $V = 73,9 \text{ м}^3/\text{год.}$

$$F^{необх.} = \frac{73,9}{3600 \cdot 1,5} = 1,37 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2.$$

Канал у цегляній стіні розміром 140×140 мм має площу поперечного перерізу $F = 1,96 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2$, що більше від необхідного значення $F^{необх.} = 1,37 \cdot 10^{-2} \text{ м}^2$.

Тоді для прийнятої конструкції каналу в цегляній стіні розміром 140×140 мм швидкість димових газів становитиме:

а) при номінальному тиску газу (об'єм продуктів спалювання $V = 73,9 \text{ м}^3/\text{год.}$):

$$W_2 = \frac{73,9}{3600 \cdot 1,96 \cdot 10^{-2}} = 1,05 \text{ м/с};$$

б) при пониженному тиску газу:

$$W_2 = \frac{50,8}{3600 \cdot 1,96 \cdot 10^{-2}} = 0,72 \text{ м/с}.$$

Швидкість продуктів спалювання в приєднувальній трубі при пониженному тиску газу дорівнює:

$$W_2 = \frac{50,8}{3600 \cdot 0,785 \cdot 0,13^2} = 1,06 \text{ м/с}.$$

5.4.4. Визначення температури димових газів на виході в атмосферу

Відповідно до технічної характеристики температура продуктів спалювання на виході з водонагрівача типу ВПГ дорівнює $t_o = 110 \text{ }^\circ\text{C}$. Температура навколишнього повітря становить $t_n = 20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Величину охолодження димових газів під час їх руху по димовідвідному тракту знаходять за формулою (2.11).

Згідно з даними табл.2 додатка 15 значення коефіцієнтів теплопередачі становлять для:

- а) приєднувальної металеві неутепленої труби – $k_1 = 4,05$;
- б) димоходу у внутрішній цегляній стіні з товщиною стінки півцеглини – $k_2 = 2,44$;
- в) димоходу у зовнішній цегляній стіні з товщиною стінки півцеглини – $k_3 = 3,31 \text{ Вт/}$
($\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$).

Внутрішня площа поверхні розрахункової ділянки димоходу дорівнює відповідно:

$$\text{а) } F_1 = \pi d(L_1 + L_2) = 3,14 \cdot 0,13 (2,7 + 0,3) = 1,2246;$$

$$\text{б) } F_2 = 2L_3(a_1 + a_2) = 2 \cdot 5 (0,14 + 0,14) = 2,8;$$

$$\text{в) } F_3 = 2L_4(a_1 + a_2) = 2 \cdot 4 (0,14 + 0,14) = 2,24 \text{ м}^2.$$

Охолодження димових газів у металевій приєднувальній трубі:

$$\Delta t_1 = \frac{110 - 20}{\frac{0,384 \cdot 50,8}{4,05 \cdot 1,2246} + 0,5} = 20,3 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Температура продуктів спалювання на вході в канал у цегляній стіні:

$$t_1 = t_o - \Delta t_1 = 110 - 20,3 = 89,7 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Охолодження димових газів у внутрішньому димоході:

$$\Delta t_2 = \frac{89,7 - 20}{\frac{0,384 \cdot 50,8}{2,44 \cdot 2,8} + 0,5} = 20,8 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Температура продуктів спалювання в кінці внутрішнього у цегляній стіні димоходу

$$t_2 = t_1 - \Delta t_2 = 89,7 - 20,8 = 68,9 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Охолодження продуктів спалювання у зовнішньому димоході:

$$\Delta t_3 = \frac{68,9 - 20}{\frac{0,384 \cdot 50,8}{3,31 \cdot 2,24} + 0,5} = 15,6 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Температура продуктів спалювання на виході з димової труби в атмосферу дорівнює:

$$t_3 = t_2 - \Delta t_3 = 68,9 - 15,6 = 53,3 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Середня температура димових газів в газовідвідному тракту:

$$\bar{t} = \frac{110 + 53,3}{2} = 81,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

5.4.5. Визначення величин тяги

Сумарна довжина вертикальних ділянок димового тракту становить:

$$H = L_2 + L_3 + L_4 = 0,3 + 4 + 5 = 9,3 \text{ м}.$$

Величину тяги, що утворюється вертикальними ділянками димоходу, вираховують за формулою (2.13):

$$\Delta P_m = 0,0345 \cdot 9,3 \left(\frac{1}{273 + 20} - \frac{1}{273 + 81,7} \right) 99000 = 18,9 \text{ Па}.$$

5.4.6. Визначення втрат тиску

5.4.6.1. Втрати тиску на тертя

Втрати тиску на тертя знаходять за формулою (2.14). В приєднувальній трубі середня температура димових газів становить:

$$\bar{t}_1 = \frac{110 + 89,7}{2} = 99,9 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Згідно з даними табл.3 додатка 15 значення коефіцієнта гідравлічного тертя для оксидованих металевих труб становить $\lambda_1 = 0,04$. Густина продуктів спалювання прийнята рівною $\rho_{н.сн.} = 1,3 \text{ кг/м}^3$. Тоді:

$$\Delta P_1 = \frac{0,04 \cdot 3}{0,13} \cdot \frac{1,06^2}{2} \cdot 1,3 \cdot \frac{273 + 99,9}{273} = 0,92 \text{ Па}.$$

Для каналу в цегляній стіні – відповідно:

$$\bar{t}_2 = \frac{89,7 + 53,3}{2} = 71,5 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ і } \lambda_2 = 0,04.$$

$$\Delta P_2 = \frac{0,04 \cdot (4 + 5)}{0,14} \cdot \frac{0,72^2}{2} \cdot 1,3 \cdot \frac{273 + 71,5}{273} = 1,09 \text{ Па}.$$

$$\Sigma \Delta P_l = \Delta P_1 + \Delta P_2 = 0,92 + 1,09 = 2,01 \text{ Па}.$$

5.4.6.2. Втрати тиску в місцевих опорах

Втрати тиску в місцевих опорах знаходять за формулою (2.17). Значення коефіцієнтів місцевих опорів приймають за даними табл.4 додатка 15.

Для приєднувальної металевої труби місцевими опорами є:

- 1) вхід в приєднувальну трубу з тягопереривача – $\xi_1 = 0,5$;
- 2) три повороти під кутом 90° – $\xi_2 = 3 \cdot 0,9 = 2,7$;
- 3) вхід в цегляний канал з поворотом під кутом 90° – $\xi_3 = 1,2$.

Сума складає $\Sigma \xi = 0,5 + 2,7 + 1,2 = 4,4$.

Для цегляної труби місцевим опором є вихід з димоходу $\xi_4 = 1,5$.

Втрата тиску в приєднувальній трубі:

$$\Delta P_3 = 4,4 \cdot \frac{1,06^2}{2} \cdot 1,3 \cdot \frac{273 + 99,9}{273} = 4,39 \text{ Па}.$$

Те ж, в цегляному каналі:

$$\Delta P_4 = 1,5 \cdot \frac{0,72^2}{2} \cdot 1,3 \cdot \frac{273 + 71,5}{273} = 0,64 \text{ Па.}$$

$$\Sigma \Delta P_2 = \Delta P_3 + \Delta P_4 = 4,39 + 0,64 = 5,03 \text{ Па.}$$

5.4.7. Визначення розрідження перед газовим приладом

Відповідно до формули (2.18) розрідження у топці водонагрівача становить:

$$\Delta P_p = 18,9 - (2,01 + 5,03) = 11,86 \text{ Па,}$$

що перевищує мінімально необхідне значення $\Delta P^{min}=2-3$ Па (див. табл.1 додатка 15).

Таким чином, димохід забезпечить нормальну і безпечну роботу побутового газового приладу.

5.5. Газопостачання промислового підприємства

5.5.1. Вихідні дані

У відповідності до завдання необхідно запроєктувати систему газопостачання машинобудівного заводу, який знаходиться в районі м.Чернівців (на генплані населеного пункту (див. рис.5.1) – це промисловий споживач ПП-3). Генплан підприємства наведено на рис.5.10.

Джерелом природного газу відповідно до розробленої схеми газифікації населеного пункту є вуличний газопровід високого тиску. Значення тиску газу у точці вводу відгалуження від нього на територію підприємства на підставі виконаного раніше гідравлічного розрахунку (табл.5.9) становить 444 кПа. Природний газ використовується для технологічних потреб машинобудівного заводу (виробничими цехами № 1-4), а також для потреб тепlopостачання (заводською котельнею). На підприємстві встановлено обладнання, що споживає природний газ як низького, так і середнього тисків, а саме:

- 1) виробничий цех № 1 – природний газ лише середнього тиску в обсязі 170 м³/год.;
- 2) те ж, № 2 – 125 м³/год. газу низького тиску і 260 м³/год. середнього;
- 3) те ж, № 3 – тільки 350 м³/год. природного газу низького тиску;
- 4) те ж, № 4 – 427 м³/год. газу середнього тиску;
- 5) заводська котельня – лише 75 м³/год. природного газу низького тиску.

Таким чином, сумарна максимально-годинна витрата газу становить 1407 м³/год., що відповідає навантаженню підприємства ПП-3 при виконанні розрахунків з газифікації населеного пункту (див. розд.5.1).

5.5.2. Структура системи газопостачання

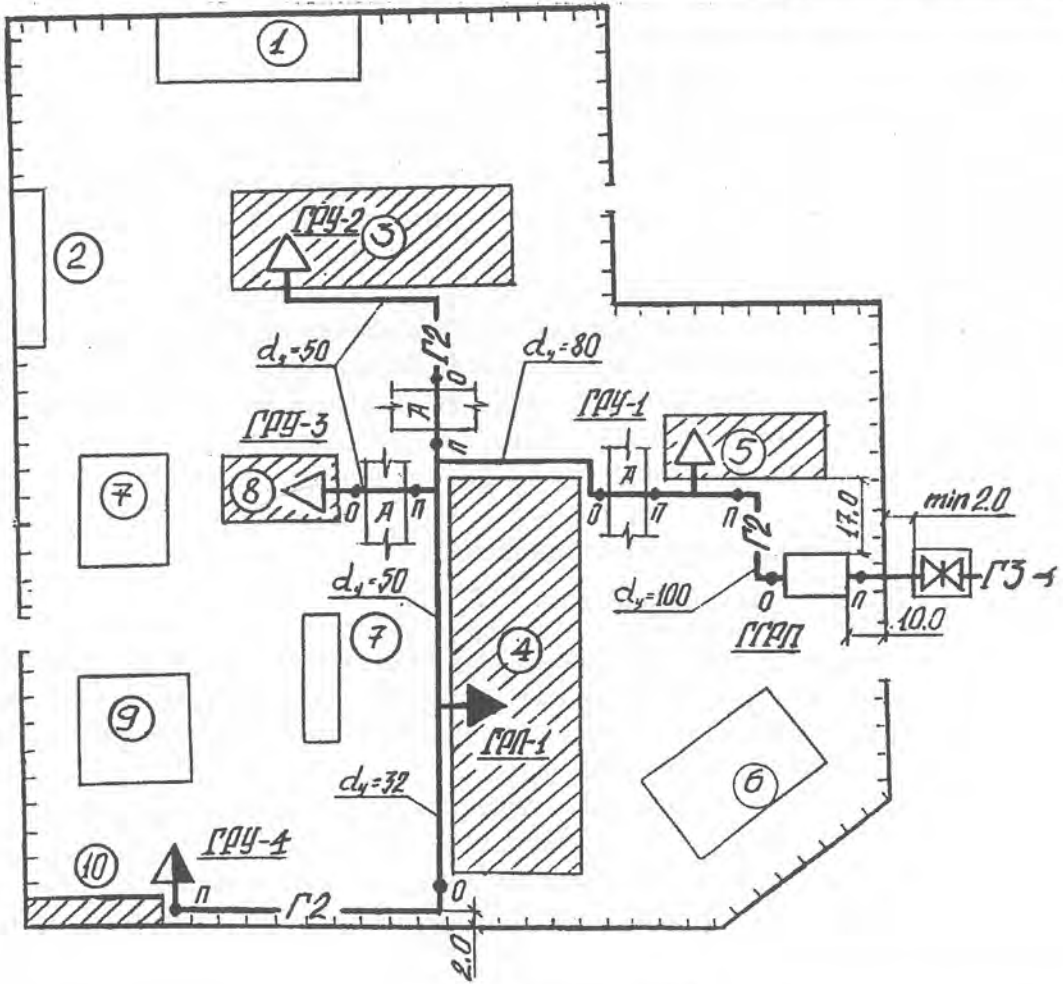
З метою зменшення металовкладень на території машинобудівного заводу запроєктовано одноступеневу систему міжцехових газопроводів середнього тиску газу. При такій схемі на ввіді газопроводу в цех влаштовується газорегуляторна установка або пункт (в залежності від характеристики споживачів газу – одно- або двониткова, шафового типу або стаціонарна). Оскільки витрата газу котельнею не перевищує 100 м³/год., то для зниження тиску газу котельня оснащується будинковим комбінованим регулятором тиску.

На ввіді відгалуження від вуличного газопроводу високого тиску на територію ПП проектується головний газорегуляторний пункт стаціонарного типу в окремому будинку. У приміщенні також встановлюється лічильник для обліку природного газу, що споживає машинобудівний завод.

На території підприємства прийнята змішана система прокладання міжцехових сталевих газопроводів: підземна в районі ГГРП і біля котельні (на глибині не менше, ніж 0,8м

Експлікація будівель і споруд

Поз.	Найменування	Витрата газу, м ³ /год		
		н/т	с/т	разом
1	Адміністративний корпус	-	-	-
2	Їдальня	-	-	-
3	Виробничий цех №1	-	170	170
4	Виробничий цех №2	125	260	385
5	Виробничий цех №3	350	-	-
6	Гараж	-	-	-
7	Склад	-	-	-
8	Виробничий цех №4	-	427	427
9	Артезіанська свердловина	-	-	-
10	Котельня	75	-	-
Всього		550	857	1407



Умовні позначення

- ГЗ- - газопровід високого тиску
- Г2- - газопровід середнього тиску
- ГРУП - головний газорегуляторний пункт з вузлом обліку газу
- А - надземний перехід газопроводу через дорогу, проїзд (О - опуск, П - підйом)
- ▲ - газорегуляторний пункт
- ▲ - газорегуляторна установка
- ▲ - комбінований будинковий регулятор тиску газу

Рис. 5.10. Схема газопостачання промислового підприємства

від поверхні землі) і надземна по стінах будівель та споруд на кронштейнах, а також на окремих опорах (разом з іншими заводськими інженерними мережами) вище рівня землі на 2,5 м. У місцях перетину газопроводом автомобільних шляхів і проїздів висота переходу прийнята 5,5 м.

Система міжцехових газопроводів проектується за тупиковою схемою. В часи обмеження газоспоживання зменшуватиметься потужність технологічного обладнання, а частина його буде переходити на резервне паливо, наприклад, мазут.

Принципова схема газопостачання цехів і котельні машинобудівного заводу приведена на рис.5.10. На рис.5.12 показано план виробничого цеху №2 з нанесеним газовикористовуючим обладнанням і устаткуванням. Його характеристика (номінальний тиск природного газу перед газопальниковим пристроєм і максимально-годинна витрата кожною технологічною одиницею) вказана у завданні на проектування (див. таблицю рис.5.12), а зазвичай вона визначається у технологічній частині робочого проекту підприємства).

Система газопостачання виробничого цеху №2 проектується за двоступеневою, а також за тупиковою схемою:

- 1) I ступінь – газопроводи середнього тиску ($P \leq 300$ кПа);
- 2) II ступінь – газопроводи низького тиску ($P \leq 5$ кПа).

На ввіді міжцехового газопроводу середнього тиску в цех влаштовується газорегуляторний пункт. Внутрішньоцехові газопроводи середнього і низького тисків прокладають надземно на висоті 3,5 м над рівнем підлоги по стінах і перегородках, окремих колонах тощо з дотриманням вимог, що викладені в п. 3.2. Підключення газопальникових пристроїв печей, установок, опалювальних котлів, іншого устаткування до розподільних газопроводів також відбувається надземно.

Продуктивні газопроводи прокладають поряд з тими, по яких рухається до обладнання природний газ. Їх проектують окремими для газопальникових пристроїв і кінцевих ділянок внутрішньоцехових мереж низького і середнього тисків газу. На плані цеху, розрахункових схемах їх позначено відповідно Г51 і Г52. Діаметр труб від ГПП і кінцевих точок розподільних газопроводів становить $d_y = 20$ мм, а збірних колекторів – $d_y = 32$ мм. Продуктивні газопроводи виводять вище рівня покрівлі даху не менше, ніж на 1,0 м.

5.5.3. Гідравлічні розрахунки газопроводів

5.5.3.1. Міжцехові газопроводи

Згідно з прийнятою вище структурною схемою газопостачання машинобудівного заводу система міжцехових газопроводів – одноступенева, середнього тиску газу. Тиск газу на виході з ГГРП становить 300, а у найвіддаленішого споживача – котельні – 210 кПа. Розрахункова схема газопроводів наведена на рис. 5.11.

Гідравлічний розрахунок міжцехових газопроводів виконаний у відповідності з методикою, яка викладена у розд. 3.3. Як правило, в газопроводах середнього тиску відбувається турбулентний рух газу. Тому еквівалентну довжину газопроводів слід обчислювати (якщо це виконується аналітично, а не за допомогою номограм, що вміщена у додатку 10) з використанням формули (3.2).

Як уже рекомендувалось вище (див. розд. 3.3.1), гідравлічний розрахунок газопроводів промислових підприємств виконують у два етапи, так як вважається, що при невеликій геометричній довжині окремих ділянок мережі лінійні втрати тиску близькі за величиною втратам тиску в місцевих опорах. Тому останні слід визначати окремо і детально.

У першому наближенні діаметр ділянки газопроводу необхідно знаходити за формулою (3.3).

В якості головної магістралі системи міжцехових газопроводів вибрано таку: 1-2-3-4-5-6. Її сумарна геометрична довжина становить 300 м, а наявний перепад тиску – 90 кПа.

Тоді розрахункова питома втрата тиску в головній магістралі системи міжцехових газопроводів дорівнює:

$$\Delta \bar{P}_{\text{РОЗР.}} = \frac{P_{\text{П}} - P_{\text{К}}}{\Sigma l_{\text{геом.}}} = \frac{300 - 210}{300} = 0,30 \text{ кПа/м.}$$

Згідно з отриманим значенням $\Delta \bar{P}_{\text{РОЗР.}}$ тиск газу в кінці ділянки 1-2 (у вузлі 2) на підставі формули (3.6) становить:

$$P_2 = 300 - 0,3 \cdot 32 = 290,4 \text{ кПа,}$$

а середнє значення тиску на вказаній ділянці складає (за формулою (3.7)):

$$\bar{P}_{1-2} = \frac{300 + 290,4}{2} = 295,2 \text{ кПа або } 0,2952 \text{ МПа.}$$

Згідно з формулою (3.3) внутрішній діаметр ділянки 1-2 головної магістралі при рекомендованій ДБН В.2.5-20-2001 швидкості руху газу 15 м/с повинен бути не меншим, ніж

$$d_{1-2} = 0,036238 \sqrt{\frac{1407(273+10)}{0,2952 \cdot 15}} = 10,86 \text{ см.}$$

Аналогічним чином обчислюють попередні значення внутрішніх діаметрів інших ділянок головної магістралі системи міжцехових газопроводів машинобудівного заводу. Температура газу прийнята рівною 10 °С. Результати розрахунку наведено у табл.5.13.

Таблиця 5.13

Попереднє визначення діаметрів ділянок системи міжцехових газопроводів

№ ділянки	V , м ³ /год.	L , м	$\Delta \bar{P}_{\text{РОЗР.}}$, кПа/м	ΔP , кПа	$P_{\text{П}}$, кПа	$P_{\text{К}}$, кПа	\bar{P} , МПа	d , см	$D_{\text{зхS}}$, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Головна магістраль: 1-2-3-4-5-6									
1-2	1407	32	0,30	9,6	300,0	290,4	0,2952	10,86	108x4
2-3	1057	80		24,0	290,4	266,4	0,2784	9,70	89x3
3-4	887	12		3,6	266,4	262,8	0,2646	9,11	89x3
4-5	460	45		13,5	262,8	249,3	0,2561	6,67	57x3
5-6	75	131		39,3	249,3	210,0	0,2296	2,85	38x3
		$\Sigma=300$		$\Sigma=90,0$					
Відгалуження:									
2-10	350	10	-	-	295,4	210,0	0,2527	5,86	57x3
3-9	170	72	-	-	286,8	210,0	0,2484	4,11	57x3
4-8	427	21	-	-	285,6	210,0	0,2478	6,53	57x3
5-7	385	10	-	-	270,9	210,0	0,2405	6,30	57x3

Користуючись даними про сортамент сталевих труб (додатк 6) для ділянки 1-2 вибирають діаметр $D_{\text{зхS}}=108 \times 4$ ($d_y=100$) мм. На цій ділянці (згідно з запропонованою схемою міжцехової мережі газопроводів) знаходяться такі місцеві опори: засувка (на виході з ГГРП), 6 поворотів траси на кут $\alpha=90^\circ$, трійник на прохід і звуження (перехід діаметру). На підставі даних, вміщених у таблиці додатка 10, в залежності від діаметра ділянки приймають значення коефіцієнтів, а саме:

- 1) засувка – $\xi_1 = 0,5$;
- 2) поворот – $\xi_2 = 6 \cdot 0,3 = 1,8$;
- 3) трійник на прохід – $\xi_3 = 1,0$;
- 4) звуження – $\xi_4 = 0,35$.

Тоді сума коефіцієнтів місцевих опорів ділянки 1-2 складає:

$$\Sigma \xi_{1-2} = 0,5 + 1,8 + 1,0 + 0,35 = 3,65.$$

Еквівалентну довжину ділянки знаходять за формулою (3.2). Вона становить:

$$Ld_{1-2} = \frac{10,0}{11 \left(\frac{0,01}{10,0} + 1922 \frac{14,3 \cdot 10^{-6} \cdot 10,0}{1407} \right)^{0,25}} = 4,89 \text{ м,}$$

де 10,0 – внутрішній діаметр, см прийнятої труби $D_{зхS}=108 \times 4$ мм.

Таким чином, розрахункова довжина ділянки 1-2 згідно з формулою (3.1) дорівнює $L_{P_{1-2}} = 32 + 4,89 \cdot 3,65 = 49,85 \approx 50,0$ м.

Для прийнятого діаметра ділянки газопроводу $D_{зхS}=108 \times 4$ мм, витрати газу на ній $V_{1-2} = 1407$ м³/год. і визначеної вище довжини $L_{P_{1-2}} = 50$ м вирішують обернену задачу гідравлічного розрахунку – за допомогою номограми (додаток 8) знаходять різницю квадратів тиску на ділянці. Вона складає $(P_1^2 - P_2^2)_{d_{1-2}} = 2700$ кПа². На підставі формули (1.26) тиск газу у вузлі 2 дорівнює:

$$P_2 = \sqrt{300^2 - 2700} = 295,4 \text{ кПа.}$$

Отримане значення тиску газу в кінці ділянки 1-2 є початковим для розрахунку ділянки 2-3. Результати розрахунку наведено у таблиці 5.14. Згідно з ними значення тиску газу у найбільш віддаленого споживача – котельні становить $P_6 = 253,7$ кПа, що дещо вище від прийнятого значення – 210 кПа. Отриманий запас $253,7 - 210 = 43,7$ кПа може бути здросельований за допомогою крана на вході газопроводу в котельню або безпосередньо в регуляторі тиску. Запас також може відіграти позитивну роль у разі зменшення тиску газу в міській розподільній мережі, а відповідно і на вході газопроводу на територію машинобудівного заводу.

Таблиця 5.14

Гідравлічний розрахунок міжцехових газопроводів середнього тиску

№ ділянки	V , м ³ /год.	$D_{зхS}$, мм	$d_{ВНБ}$, см	$L_{Г}$, м	Ld , м	$\Sigma \xi$	L_P , м	ΔP^2 , кПа ²	$P_{П}$, кПа	$P_{К}$, кПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Головна магістраль: 1-2-3-4-5-6										
1-2	1407	108x4	10,0	32	4,89	3,65	50	2700	300,0	295,4
2-3	1057	89x3	8,3	80	3,89	3,30	93	5000	295,4	286,8
3-4	887	89x3	8,3	12	3,86	1,35	17	720	286,8	285,6
4-5	460	57x3	5,1	45	2,13	1,35	48	8200	285,6	270,9
5-6	75	38x3	3,2	131	1,14	3,50	135	9000	270,9	253,7
				$\Sigma=300$						
Відгалуження:										
2-10	350	57x3	5,1	10	2,11	2,95	16	1500	295,4	292,8
3-9	170	57x3	5,1	72	2,02	4,15	80	2000	286,8	283,3
4-8	427	57x3	5,1	21	2,12	3,55	29	4000	285,6	278,5
5-7	385	57x3	5,1	10	2,11	2,60	15	1600	270,9	267,9

На інших ділянках головної магістралі згідно з прийнятою схемою міжцехових газопроводів такі місцеві опори:

- 1) ділянка 2-3, $d_y = 80$ мм: трійник з поворотом – $\xi_1 = 1,5$;
6 поворотів траси на кут $\alpha=90^\circ$ – $\xi_2 = 6 \cdot 0,3 = 1,8$;
 $\Sigma \xi_{2-3} = 3,3$;
- 2) ділянка 3-4, $d_y = 80$ мм: трійник на прохід – $\xi_1 = 1,0$;
звуження (перехід діаметра) – $\xi_2 = 0,35$;
 $\Sigma \xi_{3-4} = 1,35$;
- 3) ділянка 4-5, $d_y = 50$ мм: трійник на прохід – $\xi_1 = 1,0$;
звуження (перехід діаметра) – $\xi_2 = 0,35$;

$$\Sigma \xi_{4.5} = 1,35;$$

4) ділянка 5-6, $d_y = 32$ мм: кран – $\xi_1 = 2,0$;

$$5 \text{ поворотів траси на кут } \alpha=90^\circ - \xi_2 = 5 \cdot 0,3 = 1,5;$$

$$\Sigma \xi_{5.6} = 3,5.$$

Після закінчення гідравлічного розрахунку головної магістралі переходять до розрахунку відгалужень. Значення тисків газу біля кожного з інших чотирьох споживачів – виробничих цехів №1-4 – також прийнято рівним 210 кПа. Довжини відгалужень визначають за топопланом підприємства відповідно до прийнятої схеми міжцехових газопроводів.

При виконанні першого етапу гідравлічного розрахунку – попереднього визначення діаметрів – при знаходженні середнього тиску на кожній з ділянок в якості тиску на початку ділянки (точці підключення відгалуження до головної магістралі) використовують значення тиску, що отримані в результаті кінцевого розрахунку головної магістралі. Наприклад, при розрахунку відгалуження 2-10 середній тиск на цій ділянці складає:

$$\bar{P}_{2-10} = \frac{295,4 + 210}{2} = 252,7 \text{ кПа або } 0,2527 \text{ МПа.}$$

Тут 295,4 – це є тиск, кПа у вузловій точці 2 головної магістралі за результатами її гідравлічного розрахунку (див. табл.5.14).

Оскільки кожне з відгалужень складається лише з однієї ділянки, то визначати питоому втрату тиску для відгалуження не має необхідності. Тобто графі 4 і 5 табл.5.13 не заповнюються.

В іншому гідравлічний розрахунок відгалужень не відрізняється від аналогічного розрахунку головної магістралі. Його результати наведено у табл.5.15 і 5.16.

Місцевими опорами на ділянках є:

1) ділянка 2-10, $d_y = 50$ мм: трійник з поворотом – $\xi_1 = 1,5$;

$$2 \text{ повороти траси на кут } \alpha=90^\circ - \xi_2 = 2 \cdot 0,3 = 0,6;$$

$$\text{засувка} - \xi_3 = 0,5;$$

$$\text{звуження (перехід діаметра)} - \xi_4 = 0,35;$$

$$\Sigma \xi_{2-10} = 2,95;$$

2) ділянка 3-9, $d_y = 50$ мм: трійник з поворотом – $\xi_1 = 1,5$;

$$6 \text{ поворотів траси на кут } \alpha=90^\circ - \xi_2 = 6 \cdot 0,3 = 1,8;$$

$$\text{засувка} - \xi_3 = 0,5;$$

$$\text{звуження (перехід діаметра)} - \xi_4 = 0,35;$$

$$\Sigma \xi_{3-9} = 4,15;$$

3) ділянка 4-8, $d_y = 50$ мм: трійник з поворотом – $\xi_1 = 1,5$;

$$4 \text{ повороти траси на кут } \alpha=90^\circ - \xi_2 = 4 \cdot 0,3 = 1,2;$$

$$\text{засувка} - \xi_3 = 0,5;$$

$$\text{звуження (перехід діаметра)} - \xi_4 = 0,35;$$

$$\Sigma \xi_{4-8} = 3,55;$$

4) ділянка 5-7, $d_y = 50$ мм: трійник з поворотом – $\xi_1 = 1,5$;

$$2 \text{ повороти траси на кут } \alpha=90^\circ - \xi_2 = 2 \cdot 0,3 = 0,6;$$

$$\text{засувка} - \xi_3 = 0,5$$

$$\Sigma \xi_{5-7} = 2,6.$$

Отримані значення тисків в кінці кожної з ділянок-відгалужень також перевищують попередньо прийняті значення тиску газу на вході газопроводу в цехи – 210 кПа. Їх зменшення може відбутись аналогічним чином як для котельні (розглянуто вище – при розрахунку головної магістралі). Також можливим шляхом є зниження тиску газу на виході з ГГРП з 300 до 250 кПа з наступним повторенням гідравлічного розрахунку головної магістралі і відгалужень.

5.5.3.2. Внутрішньоцехові газопроводи

Як приклад розглянуто газопостачання споживачів, які знаходяться в цеху №2. План цеху з нанесеним газовикористовуючим технологічним обладнанням наведено на рис.5.12. Обладнання споживає газ як низького (125 м³/год.), так і середнього (260 м³/год.) тисків. Відповідно запроєктовано двоступеневу систему внутрішньоцехових газопроводів. Розрахункові схеми подані на рис.5.13 і 5.14.

На ввіді міжцехового газопроводу в споруду влаштовується двонитковий ГРП в осях А-Б і 6-7. Внутрішньоцехові газопроводи прокладають відкрито надземно по стінах, колонах і на окремих опорах на відм. 3,50 м над рівнем підлоги.

5.5.3.2.1. Газопроводи низького тиску

На виході з ГРП (нитка низького тиску) підтримується надлишковий тиск 5000 Па, а у споживачів (перед газопальниковими пристроями (ГПП)) 2500-3000 Па. Гідравлічний розрахунок газопроводів також виконано згідно з методикою, яка викладена у розд.3.3. Як і для газопроводів середнього тиску, спочатку визначають діаметр ділянки мережі (формула (3.3)), а потім уточнюють його значення з урахуванням втрат тиску в місцевих опорах.

Згідно з вимогами ДБН В.2.5-20-2001 швидкість руху газу в мережі низького тиску становить 7 м/с. Температура газу прийнята рівною 16 °С (газопроводи прокладено у приміщенні). В якості головної магістралі вибрано трасу 1-2-7-8-9-10. У кінцевого споживача – камерної нагрівальної печі (т.10) тиск газу перед ГПП становить $P_{10} = 2500$ Па. Таким чином, питома втрата тиску при сумарній довжині головної магістралі 51 м дорівнює:

$$\bar{R}_1 = \frac{5000 - 2500}{51} = 49 \text{ Па/м.}$$

Визначення середнього тиску на кожній з ділянок головної магістралі виконується аналогічно, як і для головної мережі міжцехових газопроводів середнього тиску. Так як у формулі (3.3) для попереднього визначення діаметра ділянки газопроводу тиск газу необхідно вимірювати в МПа і слід вказувати абсолютне значення, то перетворення виконується так, як пояснено на прикладі ділянки 1-2.

Середнє значення надлишкового (манометричного) тиску згідно з виконаними розрахунками (див. табл.5.15) становить 4840 Па, а абсолютне в МПа:

$$\bar{P}_{1-2} = 4840 \cdot 10^{-6} + 0,101325 = 0,106165 \text{ МПа,}$$

де 0,101325 – барометричний (атмосферний) тиск, МПа.

Результати попереднього розрахунку діаметрів ділянок внутрішньоцехової мережі низького тиску подано у табл.5.15.

Таблиця 5.15

Попереднє визначення діаметрів ділянок системи внутрішньоцехових газопроводів

№ ділянк.	V , м ³ /год.	L , м	\bar{R} , Па/м	ΔP , Па	$P_{п}$, Па	$P_{к}$, Па	\bar{P} , Па	\bar{P} , МПа	d , см	$D_{зхS}$, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Головна магістраль: 1-2-7-8-9-10										
1-2	125,0	6,5	49,0	319	5000	4681	4840	0,106165	7,99	89x3
2-7	90,0	14,0		686	4681	3995	4338	0,105663	6,80	76x3
7-8	40,0	21,0		1029	3995	2966	3480	0,104805	4,55	57x3
8-9	15,0	6,0		294	2966	2672	2819	0,104144	2,79	33,5x
9-10	15,0	3,5		172	2672	2500	2586	0,103911	2,80	3,2
		$\Sigma=51,0$		$\Sigma=2500$						
Відгалуження: 2-3-4-5-6										
2-3	35,0	6,0	90,9	546	4681	4135	4477	0,105802	4,23	57x3
3-4	25,0	4,0		363	4135	3772	3953	0,105278	3,58	38x3
4-5	15,0	3,0		272	3772	3500	3636	0,104961	2,78	33,5x

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5-6	15,0	5,5		500	3500	3000	3250	0,104575	2,79	3,2
		$\Sigma=18,5$		$\Sigma=1681$						
Відгалуження: 7-11-12-13-14-15										
7-11	50,0	7,0	81,7	572	4338	3766	4052	0,105377	5,07	57x3
11-12	37,5	3,0		245	3766	3521	3643	0,104968	4,40	
12-13	25,0	6,0		490	3521	3031	3276	0,104601	3,60	38x3
13-14	12,5	3,0		245	3031	2786	2908	0,104233	2,55	33,5x
14-15	12,5	3,5		286	2786	2500	2643	0,103968	2,55	3,2
		$\Sigma=22,5$		$\Sigma=1838$						

Після попереднього визначення діаметрів ділянок переходять до обчислення суми коефіцієнтів місцевих опорів на цих ділянках. Розрахункова схема внутрішньоцехових газопроводів низького тиску наведена на рис.5.13.

Ділянка 1-2, $d_y = 80$ мм: трійник з поворотом – $\xi_1 = 1,5$;
 2 повороти траси на кут $\alpha=90^\circ$ – $\xi_2 = 2 \cdot 0,3 = 0,6$;
 засувка – $\xi_3 = 0,5$;
 звуження (перехід діаметру) – $\xi_4 = 0,35$;
 $\Sigma\xi_{1-2} = 2,95$;

Ділянка 2-3, $d_y = 50$ мм: трійник на прохід – $\xi_1 = 1,0$;
 засувка – $\xi_2 = 0,5$;
 звуження (перехід діаметру) – $\xi_3 = 0,35$;
 $\Sigma\xi_{2-3} = 1,85$;

Ділянка 3-4, $d_y = 32$ мм: трійник на прохід – $\xi_1 = 1,0$;
 звуження (перехід діаметру) – $\xi_3 = 0,35$;
 $\Sigma\xi_{3-4} = 1,35$;

Ділянка 4-5, $d_y = 25$ мм: трійник з поворотом – $\xi_1 = 1,5$;
 $\Sigma\xi_{4-5} = 1,5$;

Ділянка 5-6, $d_y = 25$ мм: 3 повороти траси на кут $\alpha=90^\circ$ – $\xi_1 = 3 \cdot 0,3 = 0,9$;
 кран – $\xi_2 = 2,0$;
 $\Sigma\xi_{5-6} = 2,9$;

Ділянка 2-7, $d_y = 70$ мм: трійник на прохід – $\xi_1 = 1,0$;
 засувка – $\xi_2 = 0,5$;
 звуження (перехід діаметру) – $\xi_3 = 0,35$;
 $\Sigma\xi_{2-7} = 1,85$;

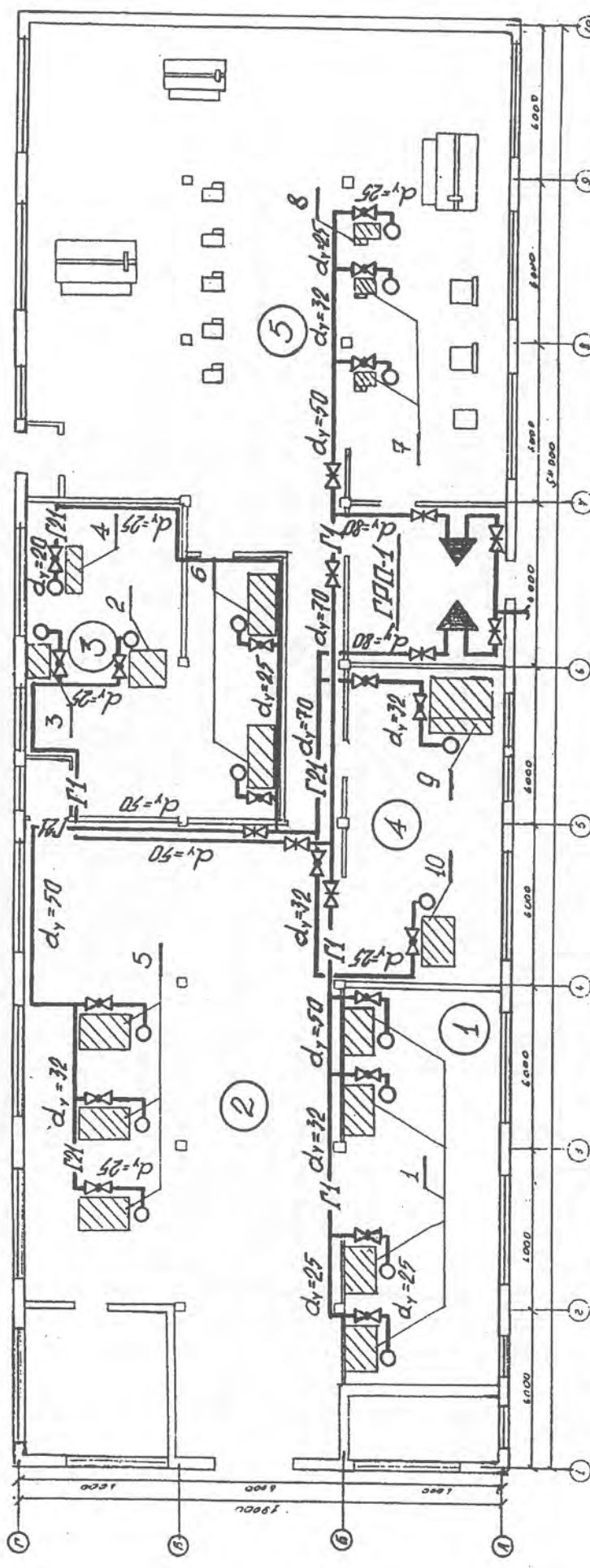
Ділянка 7-11, $d_y = 50$ мм: трійник на прохід – $\xi_1 = 1,0$;
 засувка – $\xi_2 = 0,5$;
 $\Sigma\xi_{7-11} = 1,85$;

Ділянка 11-12, $d_y = 50$ мм: трійник на прохід – $\xi_1 = 1,0$;
 звуження (перехід діаметру) – $\xi_2 = 0,35$;
 $\Sigma\xi_{11-12} = 1,35$;

Ділянка 12-13, $d_y = 32$ мм: трійник на прохід – $\xi_1 = 1,0$;
 $\Sigma\xi_{12-13} = 1,0$;

Ділянка 13-14, $d_y = 25$ мм: трійник з поворотом – $\xi_1 = 1,5$;
 звуження (перехід діаметру) – $\xi_3 = 0,35$;
 $\Sigma\xi_{13-14} = 1,85$;

Ділянка 14-15, $d_y = 25$ мм: 3 повороти траси на кут $\alpha=90^\circ$ – $\xi_1 = 3 \cdot 0,3 = 0,9$;
 кран – $\xi_2 = 2,0$;
 $\Sigma\xi_{14-15} = 2,9$;



Експлікація приміщень

№ п/п	Найменування
1	Відділення газорізки
2	Відділення зварювальне
3	Відділення ковальське
4	Відділення ремонтне
5	Відділення штапувальне

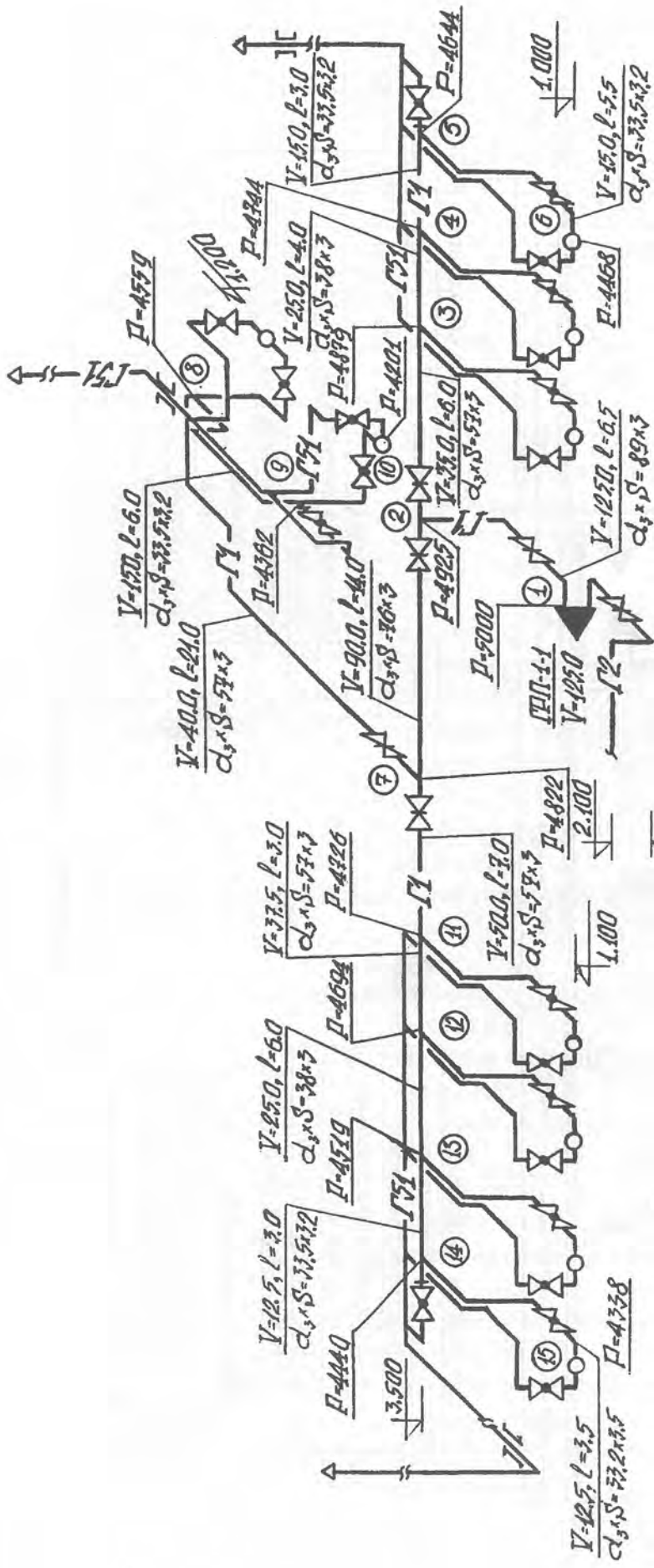
Умовні позначення

- Г1 - газопровід низького тиску
- Г21 - газопровід середнього тиску
- - газопальниковий пристрій
- d_v=25 - діаметр газопроводу, мм

Специфікація обладнання

№ п/п	Найменування	Характеристика		
		V, м ³ /год	тиск	кількість
1	Пост газорізки	12.5	н/т	4
2	Піч камерна нагрівальна	15.0	н/т	1
3	Горно на 2 вогні	25.0	н/т	1
4	Піч термічна штапувальна	21.0	с/т	1
5	Піч нагрівальна	35.0	с/т	3
6	Піч ковальська	14.0	с/т	2
7	Піч нагрівальна	10.0	н/т	2
8	Піч нагрівальна	15.0	н/т	1
9	Піч цементациї	65.0	с/т	1
10	Піч для відпалу	41.0	с/т	1

Рис. 5.12. Схема газопостачання виробничого цеху №2



Умовні позначення

- Г1- - газопровід низького тиску
- Г2- - газопровід середнього тиску
- Г3- - продуктивний газопровід
- ГРП - цеховий ГРП, контур редукування низького тиску
- - газопальниковий пристрій
- Pa - тиск газу у вузлі, Па
- Ⓛ - номер вузлової точки
- V = 50,0 - максимальна-годинна витрата газу, м³/год
- l = 7,0 - геометрична довжина, м
- d_s x S = 57 x 3 - діаметр, мм

Відомість труб

Показник	Діаметри згідно з ГОСТом, ТУ			Всього
	33.5x3.2	57x3	76x3	
1. Довжина, м	49.5	10.0	37.0	117.0
2. Масса, кг	118.3	25.9	148.0	409.1

Рис. 5.13. Аксонометрична схема внутрішньоцехових газопроводів низького тиску

Ділянка 7-8, $d_y = 50$ мм: трійник з поворотом – $\xi_1 = 1,5$;
 4 повороти траси на кут $\alpha=90^\circ$ – $\xi_2 = 4 \cdot 0,3 = 1,2$;
 засувка – $\xi_3 = 0,5$;
 $\Sigma\xi_{7-8} = 3,2$;

Ділянка 8-9, $d_y = 25$ мм: трійник з поворотом – $\xi_1 = 1,5$;
 3 повороти траси на кут $\alpha=90^\circ$ – $\xi_2 = 3 \cdot 0,3 = 0,9$;
 звуження (перехід діаметра) – $\xi_3 = 0,35$;
 $\Sigma\xi_{8-9} = 2,75$;

Ділянка 9-10, $d_y = 25$ мм: трійник на прохід – $\xi_1 = 1,0$;
 3 повороти траси на кут $\alpha=90^\circ$ – $\xi_2 = 3 \cdot 0,3 = 0,9$;
 кран – $\xi_3 = 2,0$;
 $\Sigma\xi_{9-10} = 3,9$.

Загальноприйнято, що в газопроводах низького тиску відбувається ламінарна течія газу. І коли для знаходження еквівалентної довжини ділянки газопроводу використати формулу (3.9), то отримане значення, як правило, в десятки або і в сотні разів перевищує її геометричну довжину (що не відповідає дійсності). Таким чином, спочатку необхідно визначити режим руху газу в трубопроводі, тобто обчислити значення критерію Рейнольдса. Розрахунок виконаємо для декількох характерних ділянок. З урахуванням рівняння нерозривності значення критерію Re слід знаходити так.

Наприклад, для ділянки 1-2:

$$Re_{1-2} = \frac{V_{1-2}}{3600 \cdot 0,785 \cdot d_{BH1-2} \cdot \nu} = \frac{125}{3600 \cdot 0,785 \cdot 0,083 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 37267 > 2300,$$

для ділянки 13-14:

$$Re_{13-14} = \frac{V_{13-14}}{3600 \cdot 0,785 \cdot d_{BH13-14} \cdot \nu} = \frac{12,5}{3600 \cdot 0,785 \cdot 0,0271 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 11414 > 2300.$$

Так як режим руху газу в трубопроводах в обох випадках турбулентний, то значення еквівалентної довжини будь-якої ділянки внутрішньоцехової мережі газопроводів низького тиску у даному прикладі необхідно обчислювати за формулою (3.2). Результати розрахунку наведено у табл.5.16.

Для прийнятого діаметра газопроводу, наприклад, ділянки 1-2 головної магістралі $D_{зхS}=89 \times 3$ мм, витрати газу на ній $V_{1-2} = 125$ м³/год. вирішують обернену задачу гідравлічного розрахунку – за допомогою номограми (додаток 8) знаходять питому втрату тиску на ділянці. Вона становить $R_{1-2} = 5,0$ Па/м. При розрахунковій довжині ділянки $L_{P1-2} = 15$ м фактичні втрати тиску становлять на підставі формули (1.34):

$$\Delta P_{1-2} = 5 \cdot 15 = 75 \text{ Па},$$

а тиск газу у вузлі 2 дорівнює:

$$P_2 = 5000 - 75 = 4925 \text{ Па}.$$

Результати розрахунку цієї та інших ділянок головної магістралі внутрішньоцехової мережі заносять у табл.5.16. Згідно з отриманими даними тиск газу перед пальником нагрівальної камерної печі – найвіддаленішого споживача головної магістралі – становить 4201 Па, що перевищує нормативне значення – 2500 Па. Надлишок тиску $4201 - 2500 = 1701$ Па може бути здросельований в арматурі обв'язувальних трубопроводів газопальникового пристрою печі при проведенні її еколого-теплотехнічних випробувань.

Таблиця 5.16

Гідравлічний розрахунок внутрішньоцехових газопроводів низького тиску

№ ді- лянк.	V , м ³ /год.	$D_{зхS}$, мм	d_{BH} , см	$L_{Г}$, м	L_d , м	$\Sigma\xi$	L_P , м	R , Па/м	ΔP , Па	$P_{П}$, Па	$P_{К}$, Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Головна магістраль: 1-2-7-8-9-10											
1-2	125,0	89x3	8,3	6,5	3,22	2,65	15,0	5,0	75	5000	4925
2-7	90,0	76x3	7,0	14,0	2,60	1,85	18,8	5,5	103	4925	4822
7-8	40,0	57x3	5,1	21,0	1,67	3,2	26,3	10,0	263	4822	4559
8-9	15,0	33,5	2,71	6,0	0,81	2,75	8,2	24,0	197	4559	4362
9-10	15,0	x3,2		3,5	0,81	3,9	6,7	24,0	161	4362	4201
				$\Sigma=51$							
Відгалуження: 2-3-4-5-6											
2-3	35,0	57x3	5,1	6,0	1,67	1,85	9,1	5,0	46	4925	4879
3-4	25,0	38x3	3,2	4,0	1,02	1,35	5,4	25,0	135	4879	4744
4-5	15,0	33,5	2,71	3,0	0,81	1,5	4,2	23,0	97	4744	4644
5-6	15,0	x3,2		5,5	0,81	2,9	7,8	23,0	179	4644	4468
				$\Sigma=18,5$							
Відгалуження: 7-11-12-13-14-15											
7-11	50,0	57x3	5,1	7,0	1,76	1,5	9,6	10,0	96	4822	4726
11-12	37,5			3,0	1,69	1,35	5,3	6,0	32	4726	4694
12-13	25,0	38x3	3,2	6,0	1,02	1,0	7,0	25,0	175	4694	4519
13-14	12,5	33,5	2,71	3,0	0,79	1,85	4,5	17,5	79	4519	4440
14-15	12,5	x3,2		3,5	0,79	2,9	5,8	17,5	102	4440	4338
				$\Sigma=22,5$							

Після закінчення розрахунку головної магістралі переходять до розрахунку відгалужень: 2-3-4-5-6 і 7-11-12-13-14. Значення тисків газу перед пальниками найвіддаленіших споживачів, що підключені до них, у відповідності із завданням прийняті рівними відповідно 3000 і 2500 Па. Гідравлічний розрахунок відгалужень виконують аналогічно розрахунку головної магістралі.

Відомість труб для внутрішньоцехових газопроводів низького тиску приведено на рис.5.13. При її складанні враховано довжини труб для інших відгалужень, діаметри яких прийнято на підставі виконаних розрахунків, виходячи з витрат газу, а саме:

- 1) відгалуження до постів газорізки (поз. 1 на рис.5.12) – $D_3 \times S = 33,5 \times 3,2$ ($d_y = 25$ мм) аналогічно ділянці 14-15;
- 2) відгалуження до нагрівальних печей (поз.7 на рис.5.12) – $D_3 \times S = 33,5 \times 3,2$ ($d_y = 25$ мм) аналогічно ділянці 5-6;
- 3) відгалуження до горна на 2 вогні (поз.3 на рис.5.12) – $D_3 \times S = 33,5 \times 3,2$ ($d_y = 25$ мм) аналогічно ділянці 9-10.

Отримані значення тисків в кінці останніх ділянок відгалужень також перевищують попередньо прийняті значення тисків газу перед пальниками газовикористовуючого обладнання. Їх зменшення може відбутись аналогічним чином як для камерної нагрівальної печі (розглянуто вище – при розрахунку головної магістралі). Також можливим шляхом є зниження тиску газу на виході з нитки низького тиску цехового ГРП з 5000 до 4000 Па з наступним повторенням гідравлічного розрахунку головної магістралі та відгалужень.

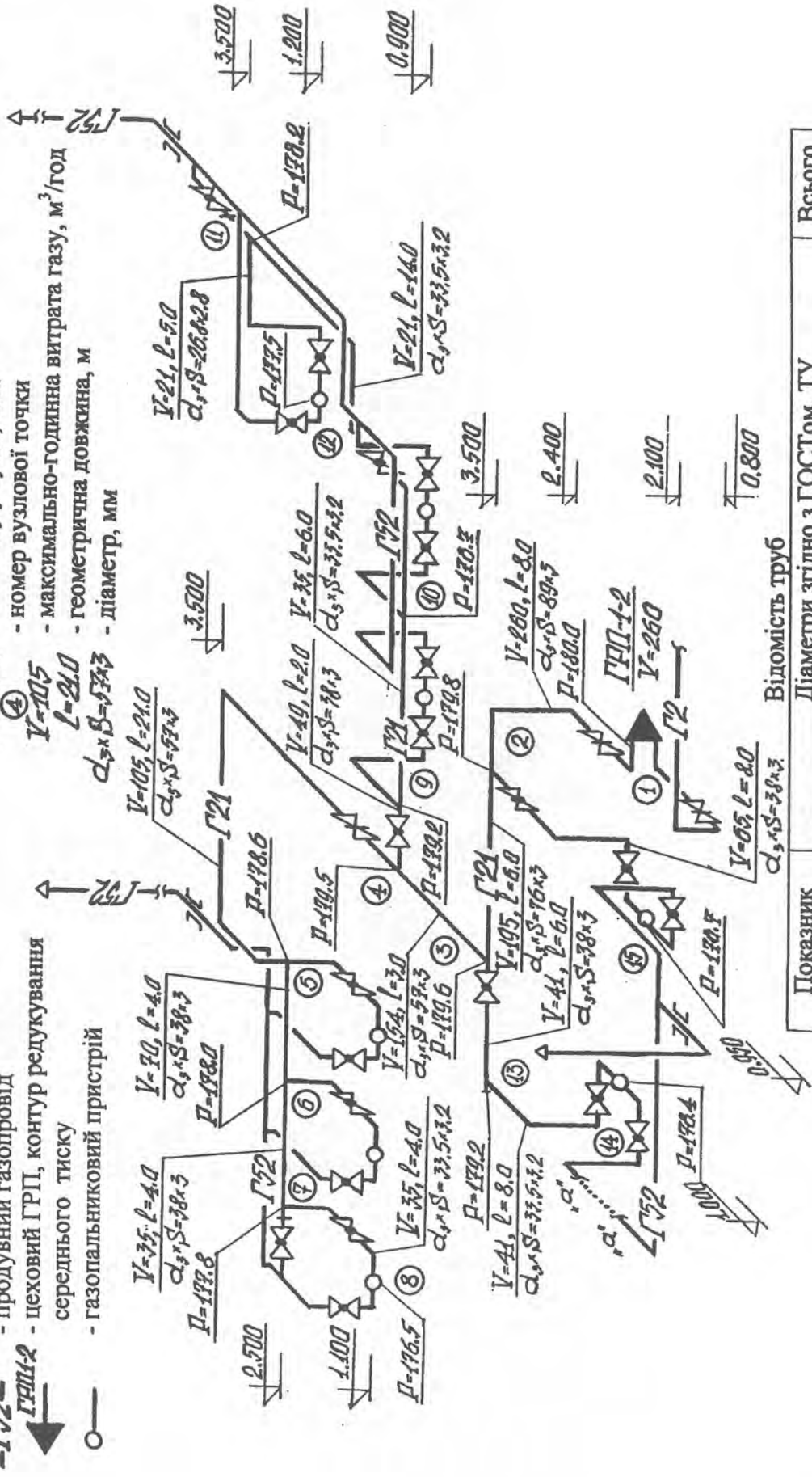
5.5.3.2.2. Газопроводи середнього тиску

На виході з цехового ГРП (нитка середнього тиску) підтримується абсолютний тиск 180 кПа, а у споживачів перед газопальниковими пристроями – в залежності від характеристики технологічного обладнання – 125-160 кПа. Розрахункова схема внутрішньоцехових газопроводів середнього тиску наведена на рис.5.14. Їх прокладають аналогічно газопроводам низького тиску поряд з ними на одних кронштейнах, підвісах тощо.

Умовні позначення

- Г21 - газопровід середнього тиску
- Г52 - продуктивний газопровід
- ГП1-2 - цеховий ГРП, контур редукування середнього тиску
- - газопальниковий пристрій

- $P=179,5$ - тиск газу у вузлі, кПа
- ④ - номер вузлової точки
- $V=105$ - максимальна-годинна витрата газу, м³/год
- $L=21,0$ - геометрична довжина, м
- $d_s \times S=78 \times 3$ - діаметр, мм



Відомість труб

Показник	Діаметри згідно з ГОСТом, ТУ			Всього
	33,5x3,2	57x3	76x3	
1. Довжина, м	40,0	24,0	6,0	115,0
2. Маса, кг	95,6	62,2	32,4	358,7

Рис. 5.14. Аксонометрична схема внутрішньощекових газопроводів середнього тиску

Методика і послідовність розрахунку внутрішньоцехових газопроводів не відрізняється від розрахунку міжцехових, що достатньо детально розглянуто вище (див. розд. 5.5.3.1).

В якості головної магістралі вибрана магістраль: 1-2-3-4-5-6-7-8. Тиск газу перед ГПП нагрівальної печі – найвіддаленішого споживача – становить 125 кПа.

Тоді розрахункова питома втрата тиску в головній магістралі системи внутрішньоцехових газопроводів дорівнює:

$$\Delta \bar{P}_{\text{розр.}} = \frac{P_{\text{п}} - P_{\text{к}}}{\Sigma l_{\text{geom.}}} = \frac{180 - 125}{50} = 1,1 \text{ кПа/м.}$$

Температура газу прийнята рівною 16 °С. Швидкість руху – 10 м/с.

Результати розрахунку попередніх значень діаметрів ділянок внутрішньоцехових газопроводів середнього тиску наведено у табл.5.17.

Таблиця 5.17

Попереднє визначення діаметрів ділянок системи внутрішньоцехових газопроводів

№ ділянки	V, м ³ /год.	L, м	$\Delta \bar{P}_{\text{розр.}}$, кПа/м	ΔP , кПа	$P_{\text{п}}$, кПа	$P_{\text{к}}$, кПа	\bar{P} , МПа	d, см	D _{зхS} , мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Головна магістраль: 1-2-3-4-5-6-7-8									
1-2	260	8,0	1,1	8,8	180,0	171,2	0,1756	7,50	89x3
2-3	195	6,0		6,6	171,2	164,6	0,1679	6,64	76x3
3-4	154	3,0		3,3	164,6	161,3	0,1629	5,99	57x3
4-5	105	21,0		23,1	161,3	138,2	0,1498	5,16	57x3
5-6	70	4,0		4,4	138,2	133,8	0,1360	4,42	38x3
6-7	35	4,0		4,4	133,8	129,4	0,1316	3,18	38x3
7-8	35	4,0		4,4	129,4	125,0	0,1272	3,23	33,5x3,2
		$\Sigma=50,0$		$\Sigma=55,0$					
Відгалуження: 4-9-10-11-12									
4-9	49	2,0	1,463	2,9	179,5	176,6	0,1781	3,23	38x3
9-10	35	6,0		8,8	176,6	167,8	0,1722	2,78	33,5x3,2
10-11	21	14,0		20,5	167,8	147,3	0,1576	2,25	33,5x3,2
11-12	21	5,0		7,3	147,3	140,0	0,1436	2,36	26,8x2,8
		$\Sigma=27,0$		$\Sigma=39,5$					
Відгалуження: 3-13-14									
3-13	41	6,0	2,471	14,8	179,6	164,8	0,1722	3,01	38x3
13-14	41	8,0		19,8	164,8	145,0	0,1549	3,17	33,5x3,2
		$\Sigma=14,0$		$\Sigma=34,6$					
Відгалуження: 2-15									
2-15	65	8,0	-	19,8	179,8	160,0	0,1699	3,81	38x3

Після попереднього обчислення величин діаметрів ділянок мережі переходять до визначення суми коефіцієнтів місцевих опорів на них.

Ділянка 1-2, $d_y = 80$ мм: трійник з поворотом – $\xi_1 = 1,5$;
 2 повороти траси на кут $\alpha=90^\circ$ – $\xi_2 = 2 \cdot 0,3 = 0,6$;
 засувка – $\xi_3 = 0,5$;
 трійник на прохід – $\xi_4 = 1,0$;
 $\Sigma \xi_{1-2} = 2,95$;

Ділянка 2-3, $d_y = 70$ мм: трійник з поворотом – $\xi_1 = 1,5$;
 звуження (перехід діаметра) – $\xi_2 = 0,35$;
 $\Sigma \xi_{2-3} = 1,85$;

Ділянка 3-4, $d_y = 50$ мм: трійник на прохід – $\xi_1 = 1,0$;

- звуження (перехід діаметра) $-\xi_3 = 0,35$;
 $\Sigma \xi_{3-4} = 1,35$;
- Ділянка 4-5, $d_y = 50$ мм: трійник з поворотом $-\xi_1 = 1,5$;
 засувка $-\xi_2 = 0,5$;
 3 повороти траси на кут $\alpha = 90^\circ - \xi_3 = 3 \cdot 0,3 = 0,9$;
 $\Sigma \xi_{4-5} = 2,9$;
- Ділянка 5-6, $d_y = 32$ мм: трійник на прохід $-\xi_1 = 1,0$;
 звуження (перехід діаметра) $-\xi_2 = 0,35$;
 $\Sigma \xi_{5-6} = 1,35$;
- Ділянка 6-7, $d_y = 32$ мм: трійник з поворотом $-\xi_1 = 1,5$;
 $\Sigma \xi_{6-7} = 1,35$;
- Ділянка 7-8, $d_y = 25$ мм: звуження (перехід діаметра) $-\xi_1 = 0,35$;
 2 повороти траси на кут $\alpha = 90^\circ - \xi_2 = 2 \cdot 0,3 = 0,6$;
 кран $-\xi_3 = 2,0$;
 $\Sigma \xi_{7-8} = 2,95$;
- Ділянка 4-9, $d_y = 32$ мм: звуження (перехід діаметра) $-\xi_1 = 0,35$;
 трійник з поворотом $-\xi_2 = 1,5$;
 кран $-\xi_3 = 2,0$;
 $\Sigma \xi_{4-9} = 3,85$;
- Ділянка 9-10, $d_y = 25$ мм: трійник на прохід $-\xi_1 = 1,0$;
 звуження (перехід діаметра) $-\xi_2 = 0,35$;
 $\Sigma \xi_{9-10} = 1,35$;
- Ділянка 10-11, $d_y = 25$ мм: трійник з поворотом $-\xi_1 = 1,5$;
 3 повороти траси на кут $\alpha = 90^\circ - \xi_2 = 3 \cdot 0,3 = 0,9$;
 кран $-\xi_3 = 2,0$;
 трійник на прохід $-\xi_4 = 1,0$;
 $\Sigma \xi_{10-11} = 5,40$;
- Ділянка 11-12, $d_y = 20$ мм: звуження (перехід діаметра) $-\xi_1 = 0,35$;
 2 повороти траси на кут $\alpha = 90^\circ - \xi_2 = 2 \cdot 0,3 = 0,6$;
 кран $-\xi_3 = 2,0$;
 $\Sigma \xi_{11-12} = 2,95$;
- Ділянка 3-13, $d_y = 32$ мм: трійник з поворотом $-\xi_1 = 1,5$;
 звуження (перехід діаметра) $-\xi_2 = 0,35$;
 кран $-\xi_3 = 2,0$;
 трійник на прохід $-\xi_4 = 1,0$;
 $\Sigma \xi_{3-13} = 4,85$;
- Ділянка 13-14, $d_y = 25$ мм: звуження (перехід діаметра) $-\xi_1 = 0,35$;
 3 повороти траси на кут $\alpha = 90^\circ - \xi_2 = 3 \cdot 0,3 = 0,9$;
 кран $-\xi_3 = 2,0$;
 $\Sigma \xi_{13-14} = 3,25$;
- Ділянка 2-15, $d_y = 32$ мм: трійник з поворотом $-\xi_1 = 1,5$;
 3 повороти траси на кут $\alpha = 90^\circ - \xi_2 = 3 \cdot 0,3 = 0,9$;
 кран $-\xi_3 = 2 \cdot 2,0 = 4,0$;
 звуження (перехід діаметра) $-\xi_4 = 0,35$;
 $\Sigma \xi_{2-15} = 6,75$.

Еквівалентні довжини ділянок знаходять згідно з формулою (3.2). Гідравлічний розрахунок газопроводів виконують за допомогою номограми (див. додаток 8). Результати розрахунку наведено у табл.5.18.

Гідрравлічний розрахунок внутрішньоцехових газопроводів середнього тиску

№ ділянки	$V, \text{ м}^3/\text{год.}$	$D_{\text{зхS}}, \text{ мм}$	$d_{\text{вн}}, \text{ см}$	$L_{\text{Г}}, \text{ м}$	$Ld, \text{ м}$	$\Sigma\xi$	$L_{\text{Р}}, \text{ м}$	$\Delta P^2, \text{ кПа}^2$	$P_{\text{П}}, \text{ кПа}$	$P_{\text{К}}, \text{ кПа}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Головна магістраль: 1-2-3-4-5-6-7-8										
1-2	260	89x3	8,3	8,0	3,53	3,60	21,0	80	180,0	179,8
2-3	195	76x3	7,0	6,0	2,87	1,85	11,0	70	179,8	179,6
3-4	154	57x3	5,1	3,0	2,00	1,35	6,0	12	179,6	179,5
4-5	105	57x3	5,1	21,0	1,94	2,90	27,0	350	179,5	178,6
5-6	70	38x3	3,2	4,0	1,13	1,35	6,0	200	178,6	178,0
6-7	35	38x3	3,2	4,0	1,06	1,50	6,0	70	178,0	177,8
7-8	35	33,5x3,2	2,71	4,0	0,89	2,95	7,0	450	177,8	176,5
				$\Sigma=50$			$\Sigma=84$			
Відгалуження: 4-9-10-11-12										
4-9	49	38x3	3,2	2,0	1,10	3,85	6,0	120	179,5	179,2
9-10	35	33,5x3,2	2,71	6,0	0,89	1,35	7,0	180	179,2	178,7
10-11	21	33,5x3,2	2,71	14,0	0,84	5,40	19,0	160	178,7	178,2
11-12	21	26,8x2,8	2,12	5,0	0,66	2,95	7,0	250	178,2	177,5
				$\Sigma=27$			$\Sigma=39$			
Відгалуження: 3-13-14										
3-13	41	38x3	3,2	6,0	1,08	4,85	11,0	130	179,6	179,2
13-14	41	33,5x3,2	2,71	8,0	0,90	3,25	11,0	300	179,2	178,4
				$\Sigma=14$			$\Sigma=21$			
Відгалуження: 2-15										
2-15	65	38x3	3,2	8,0	1,12	6,75	16,0	400	179,8	178,7

Відомість труб внутрішньоцехової мережі газопроводів середнього тиску вказана на рис.5.14. Для інших відгалужень від розподільних газопроводів до газопальникових пристроїв технологічного обладнання діаметри труб прийняті на підставі виконаних гідрравлічних розрахунків (див. табл. 5.18), виходячи з витрат газу:

1) відгалуження до нагрівальних печей (поз.5 на рис.5.12) – $D_{\text{зхS}}=33,5 \times 3,2$ ($d_{\text{г}}=25$ мм) аналогічно ділянці 7-8;

2) відгалуження до ковальських печей (поз.6 на рис.5.12) – $D_{\text{зхS}}=26,8 \times 2,8$ ($d_{\text{г}}=20$ мм) аналогічно ділянці 11-12.

Отримані значення тисків в кінці останніх ділянок відгалужень також перевищують попередньо прийняті величини тисків газу перед пальниками газовикористовуючого обладнання. Надлишок тиску може бути здросельований в арматурі обв'язувальних трубопроводів газопальникових пристроїв печей при проведенні їх еколого-теплотехнічних випробовувань. Також може бути зменшений тиск газу на виході з нитки середнього тиску цехового ГРП (з наступним повторенням гідрравлічного розрахунку).

5.6. Розрахунок і вибір обладнання ГРП (ГРУ)

В ГРП (ГРУ) передбачається встановлення такого обладнання: фільтра, запобіжно-запорного клапана (ЗЗК), регулятора тиску газу, запобіжно-скидного клапана (ЗСК), запірної арматури, контрольно-вимірювальних приладів (КВП) і (при необхідності) приладів обліку витрати газу. Методика його розрахунку і вибору викладена в розд. 1.3 та 1.4.

5.6.1. Вихідні дані

Підібрати обладнання для головного ГРП машинобудівного заводу, характеристика якого щодо питань газифікації визначена в розд.5.5, а саме:

- 1) тиск газу на вході в ГГРП – $P_1 = 0,444$ МПа;
- 2) тиск газу на виході з ГГРП (вузлі 1 системи міжцехових газопроводів (див. рис.5.11)) – $P_2 = 0,3$ МПа;
- 3) максимально-годинна витрата газу технологічним обладнанням заводу і котельнею – $V = 1407$ м³/год.

ГГРП слід розмістити в окремій споруді на території заводу відповідно до напрямку вводу відгалуження від міського розподільного газопроводу високого тиску на територію підприємства (див. рис. 5.10). Для обліку природного газу необхідно встановити лічильник.

5.6.2. Розрахунок і вибір обладнання

5.6.2.1. Регулятор тиску газу

Користуючись вихідними даними (див. п.5.6.1) на підставі характеристики пропускну здатність регуляторів тиску газу (додаток 7, табл.2) приймають регулятор типу РДБК1-50 з діаметром сідла клапана 35 мм. Його таблична пропускну здатність для викладених вище умов задачі становить 1792 м³/год., що перевищує максимально-годинну витрату газу промисловим підприємством – 1407 м³/год.

З табл.1 додатка 7 випишують технічні показники вибраного регулятора тиску:

- 1) площа сідла клапана – $f = 8,5$ см²;
- 2) коефіцієнт витрати – $a = 0,6$.

Співвідношення тисків на вході і виході з ГГРП становить:

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{0,3}{0,444} = 0,6757.$$

Цьому співвідношенню відповідає таке значення числового коефіцієнта $\varphi = 0,4548$ (див. табл.3 додатка 7).

У загальному випадку пропускну здатність будь-якого регулятора тиску визначається за формулою (1.23):

$$Q = 1595 \cdot 8,5 \cdot 0,6 \cdot 0,444 \cdot 0,4548 \sqrt{\frac{1}{0,73}} = 1923 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Отримане згідно з розрахунком значення пропускну здатності регулятора на

$$\beta = \frac{1923 - 1407}{1407} 100\% = 36,6\%$$

перевищує максимально-годинну витрату газу споживачами машинобудівного заводу, що перебуває в межах, рекомендованих у розд. 1.4. Тобто, регулятор тиску газу для ГГРП, що є джерелом газопостачання промислового підприємства, підібрано правильно.

5.6.2.2. Фільтр

Користуючись даними про технічну характеристику газових фільтрів, що вміщена у табл.4 додатка 7, встановлюють фільтр ФСС-50 з діаметрами патрубків для підключення до газопроводів $d_y = 50$ мм. Його конструкція розрахована на максимальний тиск газу – 0,6 МПа, що перевищує тиск газу на вході в ГГРП – $P_1 = 0,444$ МПа, а допустима пропускну здатність становить не менше 1600-1700 м³/год., що також більше за максимально-годинну витрату газу всіма споживачами машинобудівного заводу – $V = 1407$ м³/год.

5.6.2.3. Лічильник газу

У відповідності до вимог нормативних документів [20] для обліку природного газу слід використовувати прилади з класом точності 1, які мають можливість підключення коректорів об'єму. У даному випадку в ГГРП встановлюють лічильник типу ЛВГ. Користуючись даними про максимальну-годинну витрату газу споживачами підприємства – $V=1407 \text{ м}^3/\text{год.}$ – вибирають типорозмір ЛВГ-200 (див. табл.3 додатка 17) з такими характеристиками:

- 1) діапазон витрат газу – $160-1600 \text{ м}^3/\text{год.}$;
- 2) діапазон робочого тиску – $0,1-10,0 \text{ МПа}$;
- 3) границі допустимої похибки вимірювання – $\pm 1,0 \%$.

Принципова схема ГГРП машинобудівного заводу наведена на рис. 5.15.

5.7. Проектування газопальникового пристрою промислового устаткування

5.7.1. Вихідні дані

Підібрати газопальниковий пристрій для промислової печі, в якій відбувається нагрівання сталевих заготовок. Конструкцію печі зображено на рис. 5.16. Природний газ спалюється безпосередньо в робочій камері печі. Номінальна витрата газу визначена за умови дотримання розрахункової величини теплової напруги об'єму печі. Вона становить $35 \text{ м}^3/\text{год.}$

5.7.2. Обґрунтування вибору газопальникового пристрою

З метою дотримання рівномірного нагрівання виробів у всьому об'ємі печі необхідно підтримувати, при можливості, сталу температуру, яка перевищує кінцеву температуру підігрівання металу на $100-150 \text{ }^\circ\text{C}$. Для сталевих деталей її значення знаходиться у межах $1300-1350 \text{ }^\circ\text{C}$.

Рівномірна температура у печі підтримується за рахунок встановлення з протилежних сторін двох пальників, тобто факел зосереджується у робочому просторі печі.

Найбільш придатними для встановлення на підставі рекомендацій [61, 64] є інжекційні пальники середнього тиску, в яких найкраще відбувається змішування газу з повітрям при невеликих ($\alpha \approx 1,05$) коефіцієнтах надлишку повітря. Характеристику цих пальників наведено у табл.1 додатка 18. З метою ощадливого використання виробничих площ слід використати пальники з кутовими змішувачами (тип II). Принципова схема запропонованого пальника зображена на рис. 3.7, б.

5.7.3. Вибір газового пальника

Так як до встановлення згідно з технологічними вимогами необхідно два пальника, то номінальна витрата газу кожним з них дорівнює:

$$V_{гпп} = \frac{V_{п}}{n} = \frac{35}{2} = 17,5 \text{ м}^3/\text{год.},$$

де n – кількість пальників, штук.

За результатами гідравлічного розрахунку внутрішньоцехових газопроводів (див. табл.5.18) абсолютний тиск газу перед газопальниковим пристроєм нагрівальної печі становить $176,5 \text{ кПа}$, а надлишковий (манометричний) – $76,5 \text{ кПа}$. Останнє значення є необхідним тому, що у табл.1 додатка 18 продуктивність пальників вказана для надлишкового тиску газу в діапазоні $10-50-100 \text{ кПа}$.

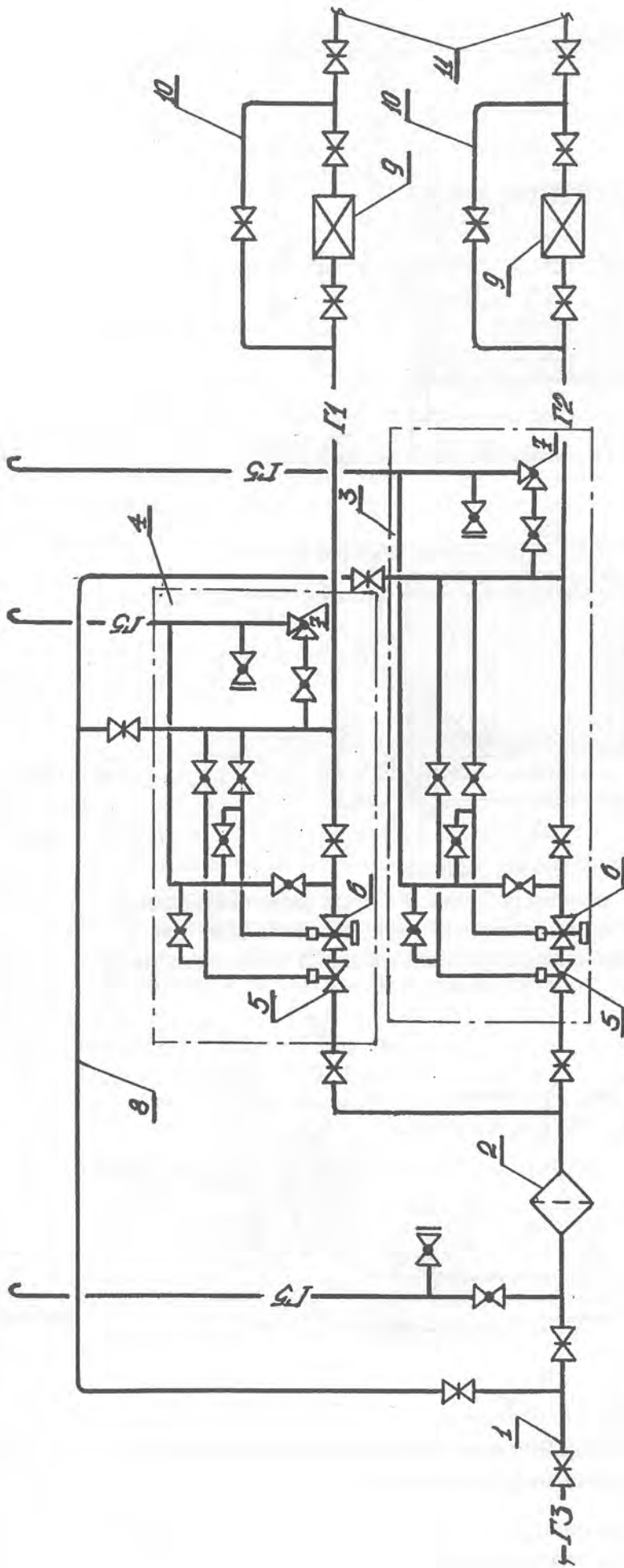


Рис. 5.15. Принципова схема ГРП машинобудівного заводу

—Л3— - газопровід високого тиску; —Л2— - газопровід середнього тиску;
 —Л1— - газопровід низького тиску
 1 - відгалуження від вуличного газопроводу; 2 - фільтр; 3 - контур редукування середнього тиску; 4 - те ж, низького; 5 - запобіжно-запірний клапан; 6 - регулятор тиску газу; 7 - запобіжно-скидний клапан; 8 - байпас; 9 - лічильник газу; 10 - байпас лічильника газу; 11 - газопровід міжцеховий
 Примітка. На схемі з навчальною метою зображено двонитковий ГРП, що може мати місце при організації двоступеневої системи міжцехових газопроводів. У випадку одноступеневої системи (що відповідає умовам задачі) діючим є лише контур редукування середнього тиску.

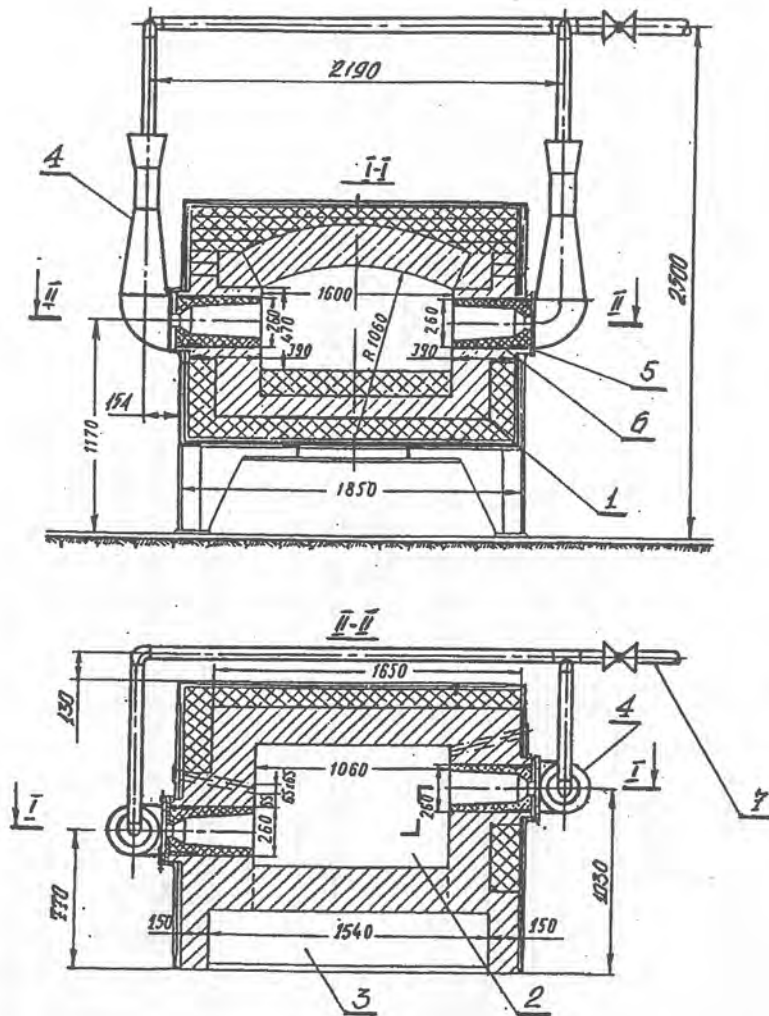


Рис. 5.16. Піч нагрівальна

1 – обмурування печі; 2 – простір робочий; 3 – отвір завантажувальний; 4 – пальник інжекційний середнього тиску газу; 5 – плита фронтowa; 6 – тунель керамічний; 7 – газопровід внутрішньоцеховий середнього тиску

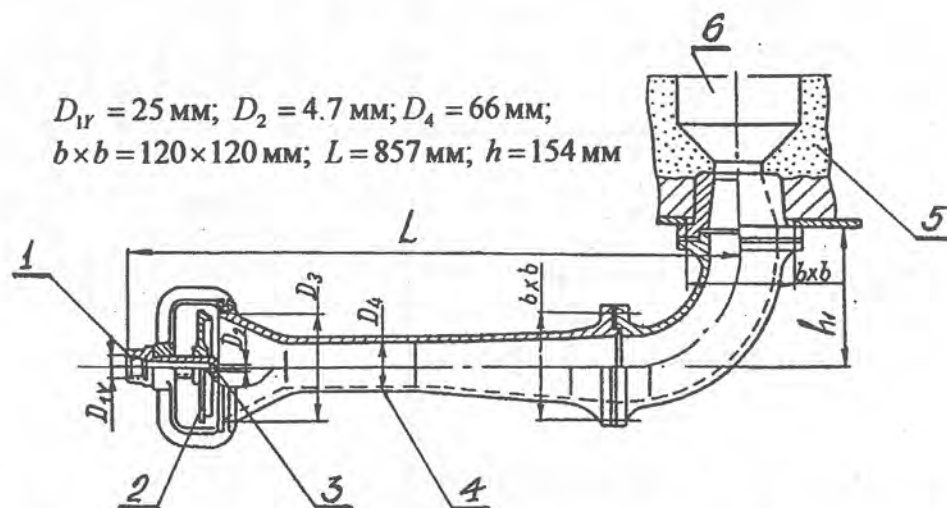


Рис. 5.17. Пальник інжекційний середнього тиску газу з вогнетривким тунелем (лите виконання), тип II, № 6

1 – вхід газу; 2 – регулятор повітря; 3 – сопло; 4 – змішувач; 5 – тунель керамічний; 6 – вихід газоповітряної суміші

З типорозмірного ряду (табл.1 додатка 18) вибирають пальник №6, тип II. При тиску 50 кПа витрата газу пальником буде не меншою, ніж $16,9 \text{ м}^3/\text{год}$. З достатньою точністю можна стверджувати, що при тиску газу $76,5 \text{ кПа}$, що є більшим за 50 кПа , підібраний пальник забезпечить спалювання розрахункової витрати газу – $17,5 \text{ м}^3/\text{год}$.

На рис.5.17 зображено креслення інжекційного газового пальника середнього тиску з нанесеними геометричними розмірами.

5.8. Проектування катодного захисту підземних газопроводів від корозії

5.8.1. Вихідні дані

Необхідно виконати розрахунок катодного захисту мережі підземних газопроводів низького тиску, яка розташована на території житлового району площею забудови $F_3 = 30,5 \text{ га}$. Діаметри ділянок мережі встановлено в результаті гідравлічного розрахунку (див. розд.5.1.5.2). Умовно прийнято, що інші підземні інженерні мережі (водопровід, теплопроводи тощо) та споруди на території забудови відсутні. Корозійна активність ґрунту дорівнює $\rho = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

5.8.2. Визначення середньої густини сили захисного струму

Попередньо знаходять площу поверхні всіх газопроводів, що електрично зв'язані між собою (формула (1.36)). Результати розрахунку наведено у табл.5.19.

Таблиця 5.19

Характеристика мережі газопроводів низького тиску

Діаметр, мм	57*3	76*3	89*3	108*4	133*4	159*4	273*7	426*9
Довжина, м	220	320	760	260	750	540	360	20
Площа поверхні, м^2	39,38	73,76	212,39	88,17	313,22	269,60	308,60	26,75

На підставі виконаних розрахунків сумарна площа зовнішньої поверхні трубопроводів мережі становить $\Sigma S_{\text{газ}} = 1334,47 \text{ м}^2$.

Так як на території житлового району запроектовано (умовно) лише систему газопостачання низького тиску, то середню густину сили струму визначають згідно з формулою (1.40). Значення параметрів, що входять до її складу, дорівнюють (формули (1.38) і (1.39)):

$$d = 1334,47 / 30,5 = 43,75 \text{ м}^2/\text{га}.$$

Тоді, відповідно,

$$j = 20,1 + (33,9 \cdot 43,75 - 4,96 \cdot 30) \cdot 10^{-3} = 21,43 \text{ мА}/\text{м}^2.$$

5.8.3. Визначення кількості катодних станцій

Величину сили захисного струму обчислюють у відповідності з формулою (1.41):

$$I = 1,3 \cdot 21,43 \cdot 1334,47 \cdot 10^{-3} = 37,18 \text{ А}.$$

Кількість катодних станцій визначають з умови, що максимальне значення сили струму захисту не повинно перевищувати 25 А , тобто $I_{\text{к.с.}} < 25 \text{ А}$. Відповідно

$$n = \frac{I}{I_{\text{к.с.}}} = \frac{37,18}{25} = 1,49 \text{ шт.}$$

До встановлення приймають 2 станції. Сила струму в ланцюгу катодного захисту кожної з них складає $I_{\text{к.с.}} = 25 \text{ А}$.

Так як на території району відсутні інші підземні інженерні мережі, то питома густина газопроводів в зоні забудови чисельно відповідає величині параметра d . Тобто, $K = d = 43,75 \text{ м}^2/\text{га}$.

Радіус дії кожної з станцій знаходять на підставі формули (1.43):

$$R = 60 \sqrt{\frac{25}{21,43 \cdot 10^{-3} \cdot 43,75}} = 309,8 \text{ м.}$$

Таким чином, площа зони дії однієї станції катодного захисту газопроводів від електрохімічної корозії становить:

$$F_{K.C.} = \pi R^2 \cdot 10^{-4} = 3,14 \cdot 309,8^2 \cdot 10^{-4} = 30,1 \text{ га,}$$

що приблизно відповідає площі зони забудови $F_3 = 30,5$ га. Якщо взяти до уваги, що в реальних умовах поряд газопроводами на території житлової забудови знаходяться інші підземні інженерні мережі та споруди на них, то прийняття двох станцій катодного захисту є цілком доцільним.

Користуючись даними, які наведено в додатку 19 (табл.2), для питомого електричного опору ґрунту в зоні забудови $\rho = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ і сили струму $I_{K.C.} = 25 \text{ А}$ приймають (як найбільш економічне) однорядне анодне заземлення з чотирьох чавунних труб діаметром 150 мм і довжиною 15 м. Опір розтіканню струму дорівнює $R_{A.з.} = 0,63 \text{ Ом}$.

З урахуванням опору дренажного кабеля $R_{КАБ.} = 0,1 \text{ Ом}$ вихідна напруга катодної станції становить:

$$U = I_{K.C.} (R_{A.з.} + R_{КАБ.}) = 25(0,63 + 0,1) = 18,23 \text{ В.}$$

В якості перетворювачів катодного захисту (додаток 19, табл.1) приймають пристрої (катодні станції) типу КСС-600 з такими характеристиками: вихідна потужність – 0,6 кВт, напруга – 24/48 В, сила струму – 25/12,5 А.

Вихідна потужність станції КСС-600 ($P = 0,6 \text{ кВт}$) перевищує розрахункове значення:

$$P_{розр.} = I_{K.C.} \cdot U = 25 \cdot 18,23 \cdot 10^{-3} = 0,46 \text{ кВт.}$$

Таким чином, обладнання станції катодного захисту газопроводів від корозії підібрано вірно.

6. КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

Розділ 1. Газопостачання населених пунктів

1. Властивості природних газів

- 1.1. Склад та основні властивості природних газів.
- 1.2. Визначення основних фізико-хімічних властивостей газових сумішей.
- 1.3. Переваги та недоліки газового палива у порівнянні з твердим та рідким.

2. Видобування та транспортування природного газу

- 2.1. Родовища природного газу України. Перспективи розвитку видобування, транспортування та споживання природного газу.
- 2.2. Магістральне транспортування природного газу. Основні конструктивні елементи газотранспортної системи та їх функціональне призначення.
- 2.3. Установки комплексної підготовки газів до транспортування. Функціональне призначення основних конструктивних елементів.
- 2.4. Газорозподільні станції. Функціональне призначення основних конструктивних елементів.
- 2.5. Компресорні станції. Функціональне призначення основних конструктивних елементів.

3. Газоспоживання

- 3.1. Характеристика споживачів природного газу в населених пунктах.
- 3.2. Вихідні дані для визначення витрат газу. Навести приклади для різних категорій споживачів.
- 3.3. Методика визначення витрат природного газу населенням і комунально-побутовими підприємствами. Максимально-годинна і річна витрати.
- 3.4. Нормативи газоспоживання. Коефіцієнти годинного максимуму.
- 3.5. Методика визначення витрат газу для потреб тепlopостачання. Коефіцієнти використання максимуму навантажень.
- 3.6. Методика визначення витрат газу для потреб промислових підприємств. Види навантажень.
- 3.7. Визначення сумарної витрати газу в населеному пункті. Побудова добового графіка газоспоживання.
- 3.8. Нерівномірність газоспоживання та причини її виникнення. Види нерівномірностей. Визначення коефіцієнтів нерівномірності.
- 3.9. Способи регулювання нерівномірностей газоспоживання.
- 3.10. Акумуляція надлишків газу. Сховища газу. Визначення необхідної ємкості сховища.

4. Системи газопостачання населених пунктів

- 4.1. Класифікація систем газопостачання населених пунктів. Основні конструктивні елементи. Структура побудови систем.
- 4.2. Одно-, дво- та багатоступеневі системи. Переваги і недоліки кожної з них.
- 4.3. Тупикові, кільцеві та змішані газорозподільні системи. Сфера застосування. Переваги і недоліки кожної із названих систем.
- 4.4. Фактори, які впливають на вибір системи газопостачання населеного пункту.
- 4.5. Техніко-економічне порівняння систем газопостачання. Критерії порівняння.
- 4.6. Обрунтування доцільності підключення зосереджених споживачів до газорозподільних мереж різних тисків.

4.7. Газопостачання сільських населених пунктів. Принципові схеми. Основні відмінності у порівнянні з газорозподільними системами міських населених пунктів.

4.8. Надійність системи газопостачання та шляхи її підвищення (на прикладі газорозподільної системи населеного пункту).

4.9. Трасування та способи прокладання газопроводів у населених пунктах.

4.10. Основні вимоги до прокладання підземних газопроводів.

4.11. Сфера застосування поліетиленових газопроводів. Переваги і недоліки названих газопроводів у порівнянні зі сталевими.

4.12. Перешкоди при прокладанні газопроводів, їх види. Основні способи прокладання газопроводів через перешкоди.

4.13. Вимоги до влаштування футлярів, дюкерів. У яких випадках їх доцільно застосовувати?

4.14. Надземна і наземна прокладка газопроводів. Сфера застосування. Основні вимоги щодо влаштування.

4.15. Знаходження оптимальної кількості джерел газопостачання (газорозподільних станцій (ГРС), газорегуляторних пунктів (ГРП) та установок (ГРУ)).

4.16. Мережні газорегуляторні пункти. Функціональне призначення. Фактори, що впливають на їх кількість в населеному пункті.

4.17. Основні вимоги до розміщення газорегуляторних пунктів і газорозподільних станцій в населених пунктах.

4.18. Шафові та стаціонарні (у будівельних конструкціях) газорегуляторні пункти. Сфера застосування. Переваги і недоліки кожного з них.

5. Обладнання і устаткування

5.1. Яку арматуру використовують у системах газопостачання? Її призначення.

5.2. Область застосування запірної арматури в газорозподільних системах населених пунктів.

5.3. Основне обладнання газорегуляторних пунктів та установок. Його функціональне призначення.

5.4. Байпас в газорегуляторних пунктах та установках. Призначення та вимоги щодо його влаштування.

5.5. Параметри, які необхідно контролювати та регулювати в ГРП і ГРУ. Можливі значення величин.

5.6. Регулятори тиску газу. Принцип дії. Вихідні дані для підбору. Методика розрахунку.

5.7. Фільтри. Їх регенерація. Вихідні дані для підбору.

5.8. Запобіжні клапани. Види та функціональне призначення. Місця встановлення.

5.9. Комбіновані регулятори тиску газу. Сфера застосування. Основні функції. Переваги у порівнянні зі звичайними (прямої чи непрямої дії).

5.10. Будинкові регулятори тиску газу. Сфера застосування.

5.11. Продувні та контрольні газопроводи ГРП і ГРУ. Призначення та влаштування.

6. Гідравлічні розрахунки газопроводів

6.1. Суть гідравлічного розрахунку газопроводів. Пряма і обернена задачі. Вихідні дані для виконання розрахунку.

6.2. Методика гідравлічного розрахунку газопроводів високого (середнього) тисків газу.

6.3. Методика гідравлічного розрахунку газопроводів низького тиску газу.

6.4. Основні критерії щодо вибору гідравлічного режиму розподільних мереж. Обґрунтування наявного перепаду тиску.

6.5. Методика гідравлічного розрахунку відгалужень. Вихідні дані.

6.6. Застосування номограм для гідравлічного розрахунку газопроводів високого (середнього) тисків газу. Пряма задача. Вихідні дані. Методика визначення діаметра.

6.7. Застосування номограм для гідравлічного розрахунку газопроводів низького тиску газу. Обернена задача. Вихідні дані. Методика визначення пропускної здатності газопроводу.

6.8. Ділянка газорозподільної мережі. Її геометрична та розрахункова довжини. Способи визначення розрахункової довжини.

6.9. Шляхові, вузлові та розрахункові витрати газу у вуличних газопроводах низького тиску. Методика визначення витрат газу.

6.10. Розрахунок розподільних газових мереж за допомогою ЕОМ. Підготовка вихідних даних.

7. Захист газопроводів і споруд від корозії

7.1. Основні причини, що викликають корозію сталевих газопроводів та споруд на них.

7.2. Пасивний та активний захист газопроводів від корозії. Характеристика кожного з цих способів.

7.3. Види активного захисту газопроводів від корозії. Сфера застосування і суть – принцип дії – кожного з видів.

7.4. Способи і матеріали для пасивного захисту газопроводів.

7.5. Фланцеві ізолюючі з'єднання. Призначення. Сфера застосування.

7.6. Контрольно-вимірювальні пункти. Призначення. Сфера застосування.

7.7. Катодний захист газопроводів від корозії. Основне обладнання станцій катодного захисту. Вихідні дані для розрахунку.

Розділ 2. Газопостачання житлових і громадських будинків

1. Побутові газові прилади, водогрійні апарати і котли

1.1. Основні конструктивні елементи внутрішньобудинкових систем газопостачання.

1.2. Побутові газові плити. Призначення. Технічна характеристика. Основні вимоги до їх встановлення.

1.3. Газові водонагрівачі. Призначення. Технічна характеристика. Основні вимоги до їх встановлення.

1.4. Опалювальні апарати і водогрійні котли. Призначення. Технічна характеристика. Основні вимоги до їх встановлення.

1.5. Організація повітрообміну у приміщеннях, де встановлено побутові газові прилади, опалювальні апарати тощо.

1.6. Організація відведення продуктів спалювання газу від водонагрівачів, опалювальних апаратів тощо. Створення розрідження у топці.

1.7. Вентиляційні та димові канали. Конструкція. Місцерозташування. Аеродинамічний розрахунок. Вихідні дані.

1.8. Тепловий розрахунок димових каналів. Призначення. Вихідні дані. Визначення точки роси продуктів спалювання.

1.9. Визначення необхідної кількості природного газу, що споживає прилад, апарат тощо. Вихідні дані.

1.10. Визначення об'єму продуктів спалювання газу. Вихідні дані.

2. Особливості розрахунку внутрішньобудинкових і дворових газових мереж

2.1. Номінальні та розрахункові витрати газу на ділянках мережі. Коефіцієнти одночасності.

2.2. Визначення наявного перепаду тиску для виконання гідравлічного розрахунку внутрішньобудинкових і дворових мереж. Особливості для міських і сільських населених пунктів.

2.3. Прокладання внутрішньобудинкових і дворових газопроводів. Основні вимоги.

2.4. Організація вводу газопроводу в будинок, приміщення тощо. Встановлення будинкових регуляторів тиску газу.

2.5. Обчислення надлишкового тиску газу перед газопальниковим пристроєм побутового газового приладу, встановленого у приміщенні житлового будинку.

2.6. Визначення розрідження у топці опалювального котла, водонагрівача тощо. Основні фактори, які впливають на його величину.

2.7. Визначення температури продуктів спалювання на виході з устя димаря. Шляхи запобігання конденсації водяних парів на стінках газоходів і димових каналів.

Розділ 3. Газопостачання промислових і комунально-побутових підприємств, котелень тощо

1. Системи газопостачання підприємств

1.1. Газовикористовуючі установки промислових підприємств, котелень тощо. Основні конструктивні елементи. Визначення витрат природного газу.

1.2. Основні вимоги до газифікації промислових печей, котлів тощо.

1.3. Основні функції автоматики безпеки газовикористовуючого обладнання і устаткування. Параметри, які необхідно контролювати і регулювати.

1.4. Класифікація систем газопостачання промислових підприємств, котелень тощо. Основні конструктивні елементи. Структура побудови систем.

1.5. Основні вимоги до систем газопостачання промислових підприємств, котелень тощо.

1.6. Фактори, які впливають на вибір системи газопостачання промислового підприємства.

1.7. Одно- і двоступеневі схеми міжцехових газопроводів. Обґрунтування доцільності використання тієї чи іншої. Переваги і недоліки у порівнянні між собою.

1.8. Внутрішньоцехові газопроводи промислових підприємств. Вибір схеми підключення споживачів природного газу.

1.9. Трасування міжцехових газопроводів на території підприємства. Способи і вимоги щодо прокладання.

1.10. Трасування внутрішньоцехових газопроводів. Способи і вимоги щодо прокладання.

1.11. Продувні газопроводи. Призначення і організація продування.

1.12. Обв'язувальні газопроводи печей, котлів тощо. Основні конструктивні елементи, їх призначення. Параметри газу, повітря, які необхідно контролювати і регулювати.

1.13. Організація вводу міжцехового газопроводу в будівлю в залежності від схеми газопостачання промислового підприємства. Основні конструктивні елементи, їх призначення.

1.14. Розташування газорегуляторних пунктів і установок, будинкових регуляторів тиску на території промислового підприємства, в будівлях і спорудах. Основні вимоги щодо розташування.

1.15. Труби, арматура, обладнання та устаткування для будівництва систем газопостачання промислових підприємств.

1.16. Регулювання нерівномірності газоспоживання промислового підприємства. Обґрунтування доцільності обмеження у споживанні природного газу, переводу устаткування на інші види палива.

2. Гідравлічний розрахунок газопроводів

- 2.1. Основні критерії щодо вибору гідравлічного режиму міжцехових газопроводів. Обґрунтування наявного перепаду тиску газу.
- 2.2. Основні критерії щодо вибору гідравлічного режиму внутрішньоцехових газопроводів. Обґрунтування наявного перепаду тиску газу.
- 2.3. Еквівалентні довжини газопроводів. Визначення розрахункових довжин ділянок газових мереж промислових підприємств.
- 2.4. Методика гідравлічного розрахунку міжцехових газопроводів середнього тиску газу. Вихідні дані.
- 2.5. Методика гідравлічного розрахунку внутрішньоцехових газопроводів низького тиску. Вихідні дані.
- 2.6. Розрахунок перепаду тиску в регуляторі тиску газу (на прикладі головного газорегуляторного пункту промислового підприємства, газорегуляторної установки цеху тощо).
- 2.7. Шляхи підвищення пропускної здатності ділянок міжцехової мережі газопроводів промислового підприємства.

3. Газопальникові пристрої

- 3.1. Основи теорії спалювання природного газу. Газопальникові пристрої, їх класифікація. Основні конструктивні елементи.
- 3.2. Способи спалювання природного газу, їх характеристика. Сфера застосування кожного з них.
- 3.3. Горіння газоповітряних сумішей. Характеристика процесу: температура, межі займання, швидкість розповсюдження полум'я тощо.
- 3.4. Явища проскоку і відриву полум'я в газових пальниках. Методи стабілізації процесів горіння.
- 3.5. Утворення газоповітряних сумішей. Визначення розрахункової кількості повітря. Первинне і вторинне повітря. Коефіцієнт надлишку повітря.
- 3.6. Інжекційні пальники низького тиску газу. Конструкція, принцип дії. Сфера застосування.
- 3.7. Інжекційні пальники середнього тиску газу. Конструкція, принцип дії. Сфера застосування.
- 3.8. Пальники з примусовою подачею повітря. Конструкція, принцип дії. Сфера застосування.
- 3.9. Дифузійні пальники. Конструкція, принцип дії. Сфера застосування.
- 3.10. Інфрачервоні пальники. Конструкція, принцип дії. Сфера застосування.
- 3.11. Обґрунтування вибору газопальникового пристрою для печі, водогрійного апарату, котла тощо. Основні критерії вибору.
- 3.12. Основи теплового розрахунку газопальникових пристроїв.
- 3.13. Основи конструктивного розрахунку газопальникових пристроїв.
- 3.14. Характерні зміни в конструкції газопальникового пристрою у зв'язку зі зміною властивостей газового палива.
- 3.15. Способи відведення продуктів спалювання природного газу. Обґрунтування доцільності встановлення димососів.
- 3.16. Конструкція димоходів. Визначення діаметра і висоти димаря. Основні фактори, які впливають на вибір висоти димаря.

Розділ 4. Облік природного газу

1. Метрологічні характеристики засобів обліку природного газу

- 1.1. Основні вимоги і умови щодо організації обліку природного газу в системах газо-

постачання.

1.2. Основні способи і устаткування для обліку природного газу. Характеристика, сфера їх застосування.

1.3. Основні метрологічні характеристики засобів вимірювання витрат і кількостей природного газу.

1.4. Шляхи підвищення достовірності показів витратомірних установок і лічильників газу.

1.5. Перевірка лічильників газу і витратомірних установок. Призначення перевірок. Терміни їх проведення.

2. Побутові лічильники газу

2.1. Класифікація лічильників. Нормативні значення метрологічних характеристик.

2.2. Камерні (об'ємні) лічильники газу. Конструкція та принцип їх дії.

2.3. Ротаційні лічильники газу. Конструкція та принцип їх дії.

2.4. Основні вимоги до встановлення побутових лічильників газу.

2.5. Організація обліку природного газу в житловому будинку.

2.6. Розрахунок і вибір побутового лічильника газу. Вихідні дані.

3. Промислові лічильники газу і витратомірні установки

3.1. Витратоміри змінного перепаду тиску. Основні конструктивні елементи. Принцип їх дії. Сфера застосування.

3.2. Види звужувальних пристроїв. Їх конструкції. Недоліки і переваги кожного з них.

3.3. Витратоміри змінного перепаду тиску. Основні залежності, що характеризують їх роботу.

3.4. Основні вимоги до влаштування витратомірів змінного перепаду тиску.

3.5. Організація обліку природного газу на підприємстві.

3.6. Промислові лічильники газу. Конструкція та принцип їх дії.

3.7. Переваги і недоліки використання витратомірів змінного перепаду тиску порівняно з лічильниками.

3.8. Засоби для виміру тисків і температур. Обґрунтування необхідності їх встановлення поряд з лічильниками газу і витратомірними установками.

3.9. Приведення показів лічильників і витратомірних установок до так званих нормальних умов.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. ГОСТ 4666-75*. Арматура трубопроводная. Маркировка и опознавательная окраска. – М.: Изд-во стандартов, 1981. – 6 с. – Чинний з 01.01.76.
2. ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного коммунально-бытового назначения. Технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1987 – 2 с. – Чинний з 01.01.88.
3. ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки. – М.: Изд-во стандартов, 1971. – 17 с. – Чинний з 01.01.70.
4. ГОСТ 17356-89. Горелки на газообразном и жидком топливах. – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 11 с. – Чинний з 01.07.90.
5. ГОСТ 8.563.1-97. ГСИ. Измерения расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Диафрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения. Технические условия. – К.: Госстандарт Украины, 2001. – 63 с. – Чинний з 01.09.2001.
6. ГОСТ 8.563.2-97. ГСИ. Измерения расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств. – К.: Госстандарт Украины, 2001. – 86 с. – Чинний з 01.09.2001.
7. ГОСТ 8.563.3-97. ГСИ. Измерения расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Процедура и модуль расчетов. Программное обеспечение. – К.: Госстандарт Украины, 2001. – 63 с. – Чинний з 01.09.2001.
8. ГОСТ 9.402-80*. Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей перед окрашиванием. – М.: Изд-во стандартов, 1991. – 92 с. – Чинний з 01.07.81.
9. ГОСТ 9.602 – 89. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 51 с. – Чинний з 01.01.91.
10. Изменения №1 к ГОСТ 9.602-89. – ИУС, 1995. – № 3. – с.49-59. – Чинні з 01.07.91.
11. ГОСТ 21.201-78. Правила внесения изменений в рабочую документацию. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 9 с. – Чинний з 01.07.79.
12. ГОСТ 21.202-78. Правила оформления привязки в проектной документации. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с. – Чинний з 01.07.79.
13. ГОСТ 21.203-78. Правила учета и хранения подлинников проектной документации. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 9 с. – Чинний з 01.07.79.
14. ГОСТ 21.609-83. Газоснабжение. Внутренние устройства. Рабочие чертежи. М.: Изд-во стандартов, 1984. – 11 с. – Чинний з 01.01.84.
15. ГОСТ 21.610-85. Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи. – М.: Изд-во стандартов, 1986. – 6 с. – Чинний з 01.07.86.
16. ДБН 360-92*. Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень / Мінбудархітектури України. – К.: Укрархбудінформ, 1993. – 107 с. – Чинні з 01.01.92.
17. ДБН А.2.2-3-97. Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектно́ї документації для будівництва / Держкоммістобудування України. – К.: Укрархбудінформ, 1997. – 33 с. – Чинні з 01.01.98.
18. ДБН Б.2.4-1-94. Планування і забудова сільських поселень / Мінбудархітектури України. – К.: Укрархбудінформ, 1994. – 94 с. – Чинні з 01.03.94.
19. ДБН В.2.2-9-99. Громадські будинки та споруди / Держбуд України. – К.: Укрархбудінформ, 1999. – 47 с. – Чинні з 01.01.2000.
20. ДБН В.2.5-20-2001. Газопостачання / Держбуд України. – К.: Держбуд України, 2001. – 286 с. – Чинні з 01.08.2001.
21. ДНАОП 0.00-1.20-98. Правила безпеки систем газопостачання України. – К.: Основа, 1998. – 179 с. – Чинний з 01.10.97.

22. ДСТУ 3336-96. Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги. – К.: Держстандарт України, 1996. – 11 с. – Чинний з 01.07.96.
23. ДСТУ Б А.2.4-1-95. Умовні позначення трубопроводів. – К.: Укрархбудінформ, 1996. – 13 с. – Чинний з 01.03.95.
24. ДСТУ Б А.2.4-4-99 (ГОСТ 21.101-97). Основні вимоги до проектної і робочої документації. – К.: Держстандарт України, 1999. – 57 с. – Чинний з 01.10.99.
25. ДСТУ Б А.2.4-8-95 (ГОСТ 21.205-93). Умовні позначення елементів санітарно-технічних систем. – К.: Укрархбудінформ, 1995. – 15 с. – Чинний з 01.07.95.
26. ДСТУ Б В.2.7-73-98. Труби поліетиленові для подачі горючих газів. Технічні умови. – К.: Укрархбудінформ, 1998. – 41 с. – Чинний з 01.01.99.
27. Державні санітарні правила планування і забудови населених пунктів; Затв. наказом Міністерства охорони здоров'я України від 19.06.96 №173: Збірник важливих офіційних матеріалів з санітарних і протиепідемічних питань: Т. 5; 4.1. – К., 1996. – с. 6-91.
28. Збірник доповнень, змін і поправок станом на 1 січня 2001 р. до Переліку чинних в Україні нормативних документів у галузі будівництва (на 01.01.99). – К.: ТК “Будтехнормування”, 2001. – 56 с.
29. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 56 с. – Чинний з 01.01.88.
30. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 319 с. – Чинний з 01.07.82.
31. СНиП 2.01.01-82. Строительная климатология и геофизика / Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1983. – 186 с. – Чинні з 01.01.84.
32. СНиП 2.04.01-85. Внутренний водопровод и канализация зданий. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 56 с. – Чинні з 01.07.86.
33. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование / Госстрой СССР. – М.: АПП ЦИТП, 1992. – 64 с. – Чинні з 01.01.92.
34. Изменение № 1 СНиП 2.04.05.91 / Госстрой Украины. – К.: Укрархбудинформ, 1998. – 19 с. – Чинні з 01.10.96.
35. СНиП 2.04.07.86. Тепловые сети / Госстрой СССР – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 40 с. – Чинні з 01.01.88.
36. СНиП 2.08.01-89. Жилые здания / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1990. – 16 с. – Чинні з 01.01.90.
37. Зміна №6 СНиП 2.08.01-89 / Будівництво України. – 1998. – №1 (додаток до журналу). – Чинна з 01.01.99.
38. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения. Основания и фундаменты / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1989. – 128 с. – Чинні з 01.7.88.
39. СНиП II-3-79*. Строительная теплотехника / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 32 с. – Чинні з 01.07.79.
40. Зміна №1 СНиП II-3-79* / Будівництво України. – 1996. – №6 (додаток до журналу). – Чинна з 01.10.96.
41. СНиП II-35-76. Котельные установки / Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1977. – 49 с. – Чинні з 01.01.78.
42. Зміна № 1 СНиП II-35-76 / Будівництво України. – 1999 – №1 (додаток до журналу). – Чинна з 01.01.99.
43. Рекомендації по проектуванню дахових, вбудованих і прибудованих котельних установок та установлення побутових теплогенераторів, працюючих на природному газі (Посібник до СНиП II-35-76); 2-е вид., перероб. та доп. – К.: УкрНДІінжпроект, 1998. – 34 с. – Чинні з 05.11.98.
44. СНиП II-89-80. Генеральные планы промышленных предприятий / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1981. – 32 с. – Чинні з 01.01.82.

45. СНиП III-4-80*. Техника безопасности в строительстве / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1991. – 352 с. – Чинні з 01.01.81.
46. Багатогалузева програма виробництва приладів обліку споживання газу і поетапного оснащення ними житлового фонду: Затв. Держкомнафтогазом України 23.08.95 р. – К., 1995. – 28 с.
47. Законодавство України про охорону праці: Збірник нормативних документів (у 4-х томах). – К.: Основа, 1995.
48. Інструкція з електрохімічного захисту підземних газопроводів та резервуарів зрідженого газу (320.03329031.008-97). – К.: УкрНДІнжпроект, 1997. – 101 с.
49. Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні; КТМ 204 України 244-94. – К., 1998. – 376 с.
50. Перелік чинних в Україні нормативних документів у галузі будівництва. – К.: ТК “Будтехнормування”, 1999. – 125 с.
51. Правила подачі та використання природного газу в народному господарстві України. Затв. Наказом Держкомнафтогазу від 01.11.94 р. № 355.
52. Правила надання населенню послуг з газопостачання. Затв. Постановою Кабінету Міністрів України від 09.12.99 р. № 2246.
53. Технічні вимоги та правила щодо застосування сигналізаторів вибухонебезпечних концентрацій чадного газу у повітрі приміщень житлових будинків та громадських будинків і споруд: - К.: КиївЗНДІЕП, 1998 – 15 с.
54. Баясанов Д.Б., Ионин А.А. Распределительные системы газоснабжения. – М.: Стройиздат, 1977. – 290 с.
55. Берхман Е.И. Экономика систем газоснабжения. – М.: Недра, 1975. – 375 с.
56. Богуславский Л.Д., Симонова А.А., Митиж М.Ф. Экономика теплогазоснабжения и вентиляции: Учебн. для вузов. – М.: Стройиздат, 1988. – 351 с.
57. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Физматгиз, 1963. – 720 с.
58. Воликов А.Н. Сжигание газового и жидкого топлива в котлах малой мощности. – Л.: Недра, 1989. – 160 с.
59. Гордюхин А.И. Газовые сети и установки. – М.: Стройиздат, 1978. – 381 с.
60. Гулько Т.В., Драганов Б.Х., Шишко Г.Г. Газификация и газоснабжение сельского хозяйства: Учебн. пособие. – М.: ИРИЦ “Фермер”, 1994. – 319 с.
61. Гуськов Б.И., Кряжев Б.Г. Газификация промышленных предприятий. – М.: Стройиздат, 1982. – 368 с.
62. Ионин А.А. Газоснабжение: Учебн. для вузов, - М.: Стройиздат, 1989. – 439 с.
63. Ивашина Ю.Г., Шпренгель Л.Е. Защита трубопроводов от коррозии. – К.: Будівельник, 1980. – 72 с.
64. Иссерлин А.С. Основы сжигания газового топлива: Справ. пособие. – Л.: Недра, 1987. – 336 с.
65. Енин П.М., Шишко Г.Г., Пилюгин Г.В. Газификация сельской местности: Справ. пособие. – К.: Урожай, 1992. – 200 с.
66. Ковалко М.И., Денисюк С.П. Энергобережения – пріоритетний напрямок державної політики України. – К.: УЕЗ, 1998. – 506 с.
67. Котов В.Т. Охрана труда в газовом хозяйстве. – Л.: Недра, 1989. – 117 с.
68. Методические указания к выполнению курсовых работ “Газоснабжение городов, населенных пунктов, промышленных предприятий, общественных и жилых зданий” для студентов специальности 29.07 / Сост. А.Ф.Редько, Н.М.Басова. – Харьков: ХИСИ, 1991. – 176 с.
69. Методичні вказівки до курсового проектування. Вихідні дані до проектування газопостачання населених пунктів, житлових і громадських будинків, комунально-побутових

- і промислових підприємств / Уклад. К.М.Предун, Г.Г.Шишко. – К.: КНУБА, 2002. – 65 с.
70. Никифорова Н.М. Теплотехника и теплотехническое оборудование предприятий промышленности, строительных материалов и изделий: Учебн. для техникумов. – М.: Высш. школа, 1981. – 271 с.
 71. Паливно-енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття / Шидловський А.А., Ковалко М.П., Вишневський І.М. та інш.; Під ред. Шидловського А.А., Ковалка М.П. – К.: УЕЗ, 2001. – 400 с.
 72. Подгорный А.А. Защита подземных металлических трубопроводов от коррозии. – К.: Будівельник, 1988. – 176 с.
 73. Преображенский Н.И. Контроль за рациональным использованием газа. – Л.: Недра, 1983. – 368 с.
 74. Промышленные узлы учета газа на основе счетчиков TRZ-2U / В.Л.Голдовский, А.И.Запесочной, И.С.Лищенко и др. – Ужгород, 1999. – 66 с.
 75. Скафтымов Н.А. Основы газоснабжения. – М.: Недра, 1975. – 343 с.
 76. Стаскевич А.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. – Л.: Недра, 1990. – 762 с.
 77. Ткаченко В.А. Специальные вопросы проектирования систем газоснабжения: Учебн. пособие. – К.: УМК ВО, 1989. – 103 с.
 78. Торчинский Я.М. Оптимизация проектируемых и эксплуатируемых газораспределительных систем. – Л.: Недра, 1988. – 239 с.
 79. Торчинский Я.М. Нормирование расхода газа для отопительных котельных. – Л.: Недра, 1991. – 163 с.
 80. Шальнов А.П. Строительство газовых сетей и сооружений. – М.: Стройиздат, 1980. – 333 с.
 81. Шишко Г.Г. Эксплуатация и ремонт систем газоснабжения. – К.: МП “Радуга”, 1992. – 248 с.
 82. Шишко Г.Г. Эксплуатация систем газоснабжения: Учебн. пособие. – К.: ИПК Госжилкомхоза Украины, 1992. – 131 с.
 83. Шишко Г.Г., Енин П.М. Потери природного газа при эксплуатации систем газоснабжения: Учебн. пособие. – К.: ИНК Госжилкомхоза Украины, 1991. – 112 с.
 84. Шишко Г.Г., Енин П.М. Учет расхода газа. – К.: Урожай, 1993. – 310 с.
 85. Шишко Г.Г., Скляренко О.М., Предун К.М., Молодих В.Л. Газопостачання. Част. 1. Газопостачання населених пунктів: Навч. посібник / Під ред. П.М.Єніна. – К.: КДТУ будівництва і архітектури, 1997. – 119 с.

Фізико-хімічні властивості природного газу

При знаходженні властивостей газу слід користуватись даними і залежностями, які наведено у довіднику [57].

1. Визначення молекулярної маси газової суміші

Молекулярну масу визначають за формулою:

$$M_{CM} = M_1 \cdot r_1 + M_2 \cdot r_2 + \dots + M_i \cdot r_i, \quad (1)$$

де M_{CM} – молекулярна маса i -го компонента суміші (для природного газу – див. табл. 1.2); r_i – об'ємна концентрація i -го компонента (приймають на підставі даних про склад природного газу (в залежності від родовища – див. табл.1.1) чи іншої газової суміші).

2. Визначення густини сухого газу

Густину сухих газів при нормальних або стандартних умовах розраховують на підставі даних про компонентний склад суміші:

1) якщо відома мольна (об'ємна) концентрація компонентів суміші

$$\rho_{H CM} = \rho_{H1} \cdot r_1 + \rho_{H2} \cdot r_2 + \dots + \rho_{Hi} \cdot r_i, \text{ кг/м}^3; \quad (2)$$

2) якщо відома масова концентрація компонентів суміші

$$\rho_{H CM} = \frac{1}{\left[\frac{g_1}{\rho_{H1}} + \frac{g_2}{\rho_{H2}} + \dots + \frac{g_i}{\rho_{Hi}} \right]}, \text{ кг/м}^3, \quad (3)$$

де r_i, g_i відповідно – мольна (об'ємна) і масова концентрації компонентів суміші (як правило, дані про склад будь-якої суміші, у т.ч. і природного газу, при виконанні подібних розрахунків відомі); ρ_{Hi} – густина i -го компонента, кг/м^3 за нормальних (див. табл.1.2) або стандартних умов [62].

Масову концентрацію обчислюють так:

$$g_i = \frac{M_i \cdot r_i}{\sum_{i=1}^n M_i \cdot r_i} = \frac{M_i \cdot r_i}{M_{CM}}. \quad (4)$$

Значення густини газу за нормальних умов (0 °С, 760 мм рт.ст.) використовують у технічних розрахунках, а за стандартних умов (20 °С, 760 мм рт.ст.) – при виконанні комерційних розрахунків за спожитий газ.

Густину сухого газу при робочих параметрах у газопроводі знаходять за таким рівнянням:

$$\rho = 283,73 \cdot \rho_H \frac{P}{T \cdot z}, \text{ кг/м}^3, \quad (5)$$

де ρ_H – густина газу за нормальних умов, кг/м^3 ; P – абсолютний тиск газу в газопроводі, МПа; T – температура газу, К; z – коефіцієнт стиснення газу за робочих умов (у трубопроводах систем газопостачання значення цього коефіцієнта мало відрізняється від одиниці: $z \cong 0,97-1,00$; причому в системах низького і середнього тисків $z \cong 1$).

3. Визначення густини вологого газу

Густину вологого газу при робочих значеннях P і T вираховують, використовуючи залежність:

$$\rho_{вг} = 283,73 \rho_{н} \frac{P - \varphi \cdot P_{ВП\text{ МАКС}}}{T \cdot z} + \varphi \cdot \rho_{ВП\text{ МАКС}}, \text{ кг/м}^3, \quad (6)$$

де $\rho_{н}$ – густина сухого газу, кг/м^3 ; φ – відносна вологість газу; $P_{ВП\text{ МАКС}}$, $\rho_{ВП\text{ МАКС}}$ – відповідно, тиск і густина водяної пари у стані насичення (визначають з таблицею).

Таблиця

Тиск і густина водяної пари у стані насичення

Температура, °С	Тиск, $P_{ВП}$, кг/см^2	Густина, $\rho_{ВП}$, кг/м^3	Температура, °С	Тиск, $P_{ВП}$, кг/см^2	Густина, $\rho_{ВП}$, кг/м^3
0	0,00623	0,00485	25	0,03229	0,02304
5	0,00889	0,00679	30	0,04325	0,03036
10	0,01251	0,00940	35	0,05733	0,03960
15	0,01738	0,01282	40	0,07520	0,05115
20	0,02383	0,01729	45	0,09771	0,06545

4. Визначення теплоти спалювання газу

Кількість теплоти, яка виділяється при згорянні 1 м^3 природного газу, називають теплотою його спалювання. Розрізняють вищу і нижчу теплоту спалювання. У практичних розрахунках використовують останнє значення. Теплоту спалювання природного газу, що являє собою багатоконпонентну суміш, визначають за формулою:

$$Q_H^P = Q_{H1}^P \cdot r_1 + Q_{H2}^P \cdot r_2 + \dots + Q_{Hi}^P \cdot r_i, \text{ МДж/м}^3, \quad (7)$$

де Q_{Hi}^P – нижча теплота спалювання i -го компонента суміші, МДж/м^3 (див. табл.1.2).

Відношення теплоти спалювання (вищої або нижчої) газоподібного палива до його відносної густини називають числом Воббе W .

$$W = \frac{Q_H^P}{\sqrt{d}}. \quad (8)$$

Відносну густину газу встановлюють по відношенню до повітря і обчислюють за формулою:

$$d = \frac{\rho_{н}}{\rho_{п}}, \quad (9)$$

де $\rho_{н}$, $\rho_{п}$ – густина відповідно газу і повітря за нормальних умов, кг/м^3 (для повітря – $\rho_{п} = 1,2929 \text{ кг/м}^3$).

5. Розрахунок границь займання горючих газів

Газоповітряні суміші спалахують при певних концентраціях горючих газів у газоповітряних сумішах. Зі зменшенням або збільшенням вмісту горючих газів у суміші процес горіння припиняється.

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

Границі займання визначають за формулою:

$$L = \frac{100}{\frac{r_1}{L_1} + \frac{r_2}{L_2} + \dots + \frac{r_i}{L_i}}, \%, \quad (10)$$

де L – нижня L_H або верхня L_B межі займання, %; r_i – об’ємна частка i -го горючого компонента газової суміші (природного газу), %; L_i – межа займання i -го компонента, % (див. табл.1.2).

Додаток 2

Розрахункові споживачі природного газу

Таблиця 1

Густина житлового фонду, м² загальної площі на 1 га забудови [16]

Зона забудови колиш. СРСР	Поверховість житлових будинків								
	2	3	4	5	6	7	8	9	12
Центральна	3300	4100	4600	5300	5600	5900	6200	6600	6900

Примітки. 1. Для будинків з кількістю поверхів понад 12 – $B=7500$ м²/га.

2. Для одноповерхових будинків садибного типу – $B=500$ м²/га.

Таблиця 2

Розрахункова кількість комунальних послуг населенню,
що надаються 1 мешканцю протягом року [62, 76]

Назва споживачів або послуг	Розрахункова одиниця	Кількість розрах.одиниць на 1 мешканця	
		у містах	в селах
1. Миття в лазні	1 миття	23	52
2. Прання білизни в пральні:	1 т сухої білизни		
2.1. Механізований		0,1	-
2.2. Немеханізований		0,2	0,05
3. Випікання хліба	1 т виробів	0,29	0,22
4. Перебування в лікарні	1 ліжко	0,012	-
5. Харчування в їдальні	1 обід	90	90

Примітка. Норма накопичення білизни 1 людиною становить: особистої – 100 кг/рік, а з урахуванням громадських будинків і споруд (лікарень, лазень тощо) – 150 кг/рік.

Укрупнені показники теплового потоку на опалення і гаряче водопостачання

Таблиця 1

Укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення житлових будинків, які збудовані до 1.04.1994 р., q_0 , Вт/м² [35]

Кількість поверхів	Розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення, °С						
	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35
1-2	145	152	159	166	173	177	180
3-4	74	80	86	91	97	101	103
> 5	65	67	70	73	81	87	87

Таблиця 2

Укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення житлових будинків, які збудовані після 1.04.1994 р. [34, 49]

Кількість поверхів	1 зона S>3501 г-д*		2 зона 3100<S<3501 г-д		3 зона 2501<S<3000 г-д		4 зона S<2500 г-д	
	q_0 , Вт/м ²	Q_0 , МДж/ м ² ·рік	q_0 , Вт/м ²	Q_0 , МДж/ м ² ·рік	q_0 , Вт/м ²	Q_0 , МДж/ м ² ·рік	q_0 , Вт/м ²	Q_0 , МДж/ м ² ·рік
Малоповерхові житлові будинки								
1	94	0,77	93	0,72	91	0,63	83	0,50
2	86	0,70	83	0,65	81	0,56	74	0,45
3	61	0,50	58	0,45	57	0,40	51	0,31
4	57	0,47	56	0,43	53	0,38	48	0,29
Багатоповерхові житлові будинки								
5	55	0,45	53	0,41	52	0,36	48	0,29
9	51	0,41	50	0,38	49	0,34	43	0,25

Примітки. 1. * – градусо-доба (г-д). Визначення величини S – див. [34, 40].

2. Для будинків іншої поверховості величини q_0 і Q_0 слід визначати інтерполюванням.

Таблиця 3

Укрупнений показник середнього теплового потоку на гаряче водопостачання $q_{з.в.}$, Вт/люд. [35]

Середня за опалювальний період норма витрати води на гаряче водопостачання за добу на одну людину, л	На одну людину, що проживає у будинку		
	з гарячим водопостачанням	з гарячим водопостачанням з урахуванням потреб у громадських будинках	без гарячого водопостачання з урахуванням потреб у громадських будинках
65	247	320	73
90	259	332	73
105	305	376	73
115	334	407	73

Примітка. Норма витрати гарячої води залежить від ступеня благоустрою будинку: наприклад, для житлових будинків квартирної типу з умивальниками, мийками і душем норма витрати води дорівнює 85 л/(люд.·добу), для обладнаних ваннами довжиною 1500-1700 мм і душем – 105 л/(люд.·добу) тощо.

Газорозподільні станції, газорегуляторні пункти і установки

Таблиця 1

Шафові газорегуляторні установки [54, 65, 76]

Тип	Тиск газу, кПа (не більше) на		Регулятор		Пропускна здатність, м ³ /год. при вхід. тиску, МПа		
	вхід	вихід	типорозмір	діаметр сідла, мм	0.1	0.3	0.6
1	2	3	4	5	6	7	8
ШП-1	600	0,5-3,5	РДУК2Н-50	35	450	1200	2000
ШП-2	600	0,9-2,0	РД-50М	15	150	350	600
				20	250	550	-
				25	300	-	-
ШП-3	600	0,9-2,0	РД-32М	6	25	60	110
				10	40	110	-
ПШГР-1	600	2,0-50,0	РДБК1-25	21	310	620	1020
ПШГР-2	600	40,0-100,0	РДБК1П-25	21	300	600	1050
ГРПН-40	600	2,0-3,6	РДБК1-25	21	280	550	1000
ГРПН-50	600	2,0-3,6	РДБК1-50	35	550	1170	2000
ГРПС-100Л	600	1,0-60,0	РДБК1-100, РДУК2Н-100	50	900	1220	1600
ГРПС-100С	600	1,0-60,0	РДБК1-100, РДУК2Н-100	70	2000	4000	8500

Таблиця 2

Стационарні газорегуляторні пункти [54, 65, 76]

Характеристика ГРП			Тип регулятору тиску	Розміри приміщення в плані, м	Пропускна здатність, м ³ /год. при вхід. тиску, МПа	
Назва випуску	Кількість				1.2	0.6
	ліній	ступенів регулювання				
1	2	3	4	5	6	7
Одна технологічна лінія з регулятором РД-50	1	1	РД-50	3,7x3,0	600	400
Те ж, РДБК-50	1	1	РДБК-50	3,7x3,0	5000	2700
Те ж, РДБК-100	1	1	РДБК-100	6,5x4,4	16000	8600
Те ж, РДУК2-200	1	1	РДУК2-200	6,5x7,0	38000	20500
Те ж, РДБК-50 і РДБК-100	1	2	РДБК-50 РДБК-100	6,5x4,4	5000	-
Те ж, РДУК2-200 і РДУК2-100	1	2	РДУК2-200 РДУК2-100	6,5x4,4	16000	-
Дві технологічні лінії з регуляторами РДБК-100 (у т.ч. одна – резервна)	2	1	РДБК-100	6,5x7,0	14000	-
Те ж, РДУК2-200	2	1	РДУК2-200	6,5x10,0	38000	20500
Дві технологічні лінії з регуляторами РДБК-50 і РДБК-100	2	1	РДБК-50 РДБК-100	6,5x7,0	5000 16000	2700 8600
Те ж, РДУК2-200 і РДУК2-100	2	1	РДУК2-200 РДУК2-100	6,5x10,0	38000 16000	20500 8600

Примітки. 1. Геометричні розміри ГРП вказані за умови розташування в приміщенні вузла обліку витрати газу.

2. Пропускна здатність ГРП визначена при тиску газу на виході 0.1 МПа.

Газорозподільні станції [59, 75, 76]

Тип	Регулятор тиску газу	Тиск газу, МПа		Пропускна здатність, м ³ /год.
		вхід	вихід	
1	2	3	4	5
Блочно-комплектна автоматизована ГРС з одним споживачем БК-ГРС-I-30	РД-100	5,5	0,3-1,2	30000
Те ж, БК-ГРС-I-80	РД-100			80000
Те ж, БК-ГРС-I-150	РДУ-100			150000
Блочно-комплектна автоматизована ГРС з двома споживачами БК-ГРС-II-70	РД-100			70000
Те ж, БК-ГРС-II-120	РД-100			120000
Те ж, БК-ГРС-II-160	РДУ-100			160000

Додаток 5

Мінімальні відстані у просвіті між інженерними мережами і будинками, спорудами

Таблиця 1

Мінімальні відстані (у просвіті) від інженерних мереж до будинків, споруд, дерев тощо при підземному прокладанні [16]

Інженерні мережі	Відстань, м до:			
	фундаменту будинку	опор і стовпів освітлення	бортового камню вулиці	осі дерева
1. Тепломережа:				
а) у каналі	2,0	1,5	1,5	2,0
б) безканална	5,0	1,5	1,5	2,0
2. Газопроводи:				
а) низького тиску	2,0	1,0	1,5	1,5
б) середн. тиску	4,0	1,0	1,5	1,5
в) високого, 1 кат.	7,0	1,0	2,5	1,5
г) те ж, 2 категорії	10,0	1,0	2,5	1,5
3. Водопровід	5,0	1,5	2,0	2,0
4. Каналізація	3,0	3,0	1,5	2,0
5. Кабелі:				
а) зв'язку	0,6	0,5	1,5	1,0
б) силові	0,6	0,6	1,5	1,0

Таблиця 2

Мінімальні відстані (у просвіті) по горизонталі між інженерними мережами при підземному прокладанні [16]

Інженерні мережі	Відстань, м							
	тепломережа		газопровід тиску				водо-провід	кана-лізація
	канал	безка-нал.	низь-кий	серед-ній	вис., 1 кат.	вис., 2 кат.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Тепломережа:								
а) у каналі	-	-	2,0	2,0	2,0	4,0	1,5	1,0
б) безканална	-	0,5	2,0	2,0	2,0	4,0	1,5	3,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2. Газопроводи:								
а) низького тиску	2,0	2,0	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0
б) середн. тиску	2,0	2,0	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,5
в) високого, 1 кат.	2,0	2,0	0,5	0,5	0,5	0,5	1,5	2,0
г) те ж, 2 категорії	4,0	4,0	0,5	0,5	0,5	0,5	2,0	5,0
3. Водопровід								
	1,5	1,5	1,0	1,0	1,5	2,0	0,7- 5,0	1,5- 3,0
4. Каналізація:								
а) госп.-побутова	1,0	3,0	1,0	1,5	2,0	5,0	1,5- 3,0	0,4
б) зливова	1,0	1,0	1,0	1,5	2,0	5,0	1,5	0,4
5. Кабелі:								
а) зв'язку	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	2,0	0,5	0,5
б) силові	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0	2,0	1,0	1,0

Додаток 6

Сортамент труб, які використовуються при будівництві мереж газопостачання

Таблиця 1

Труба сталевіа водогазопровідна ГОСТ 3262-75*
(газопроводи низького тиску)

Умовний діаметр, мм	Зовнішн. діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Маса 1 м, кг	Умовний діаметр, мм	Зовнішн. діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Маса 1 м, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
15	21,3	2,8	1,28	40	48,0	3,5	3,84
20	26,8	2,8	1,66	50	60,0	3,5	4,88
25	33,5	3,2	2,39	80	88,5	4,0	8,34
32	42,3	3,2	3,09	100	114,0	4,5	12,15

Таблиця 2

Труба сталевіа електрозварна прямошовна ГОСТ 10704-91, ГОСТ 10705-80
(газопроводи середнього і високого тисків)

Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Маса 1 м, кг	Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Маса 1 м, кг
1	2	3	4	5	6
32	2,0/3,0*	1,48/2,15**	133	3,0/3,0	9,62/9,62
38	2,0/3,0	1,78/2,59	159	3,0/3,0	11,54/11,54
45	2,0/3,0	2,12/3,11	219	4,5/6,0	23,8/31,52
57	2,0/3,0	2,71/4,0	273	5,0/7,0	39,51/49,52
76	2,0/3,0	3,65/5,4	325	5,0/8,0	39,46/62,54
89	2,0/3,0	4,29/6,36	377	7,0/9,0	63,87/81,68
114	2,5/3,0	6,87/8,21	426	7,0/9,0	72,33/92,56

Примітки. * - Товщина стінки трубопроводу: числівник – при наземному (надземному) прокладанні, знаменник – при підземному прокладанні.

** - Маса 1 м трубопроводу: числівник – при наземному (надземному) прокладанні, знаменник – при підземному прокладанні.

Труба поліетиленова ДСТУ Б В.2.7-73-98

Зовнішній діаметр, мм	Низький, середній тиск (SDR 17.6)		Високий тиск (SDR 11)	
	Товщина стінки, мм	Маса 1 м, кг	Товщина стінки, мм	Маса 1 м, кг
1	2	3	4	5
25	-	-	3,0	0,209
32	-	-	3,0	0,276
40	-	-	3,6	0,427
50	2,9	0,443	4,6	0,663
63	3,6	0,691	5,8	1,050
75	4,3	0,970	6,8	1,462
90	5,2	1,400	8,2	2,120
110	6,3	2,070	10,0	3,140
125	7,1	2,660	11,4	4,080
140	8,0	3,330	12,7	5,080
160	9,1	4,340	14,6	6,700
180	10,3	5,520	16,4	8,430
200	11,4	6,780	18,2	10,400
225	12,8	8,550	20,5	13,200
250	14,2	10,600	22,7	16,300
280	15,9	13,300	25,4	20,400
315	17,9	16,800	28,6	25,100
355	20,2	21,300	32,4	32,800
400	22,7	27,000	36,4	41,800

Додаток 7

Обладнання газорегуляторних пунктів і установок

А. Регулятори тиску газу

Таблиця 1

Технічна характеристика регуляторів тиску газу

Регулятор тиску	Сідло клапана		Коефіцієнт витрати α	Геометричні розміри, мм			Маса, кг
	d , мм	f , см ²		довжина	висота	ширина	
1	2	3	4	5	6	7	8
РДБКІ-25	21,0	2,66	0,65	200,0	240,0	335,0	29,0
РДБКІІ-25	21,0	2,66	0,65	200,0	240,0	335,0	25,2
РДБКІ-50	35,0	8,5	0,6	230,0	278,0	360,0	39,0
РДБКІІІ-50	35,0	8,5	0,6	230,0	278,0	360,0	35,8
РДБКІ-100	50,0	13,5	0,6	350,0	440,0	466,0	95,0
РДБКІІІ-100	70,0	32,3	0,5	350,0	440,0	466,0	89,1
РДУК2-50	35,0	8,5	0,6	230,0	282,0	364,0	43,0
РДУК2-100	50,0	13,5	0,6	350,0	418,0	464,0	92,0
РДУК2-100	70,0	32,3	0,5	350,0	418,0	464,0	92,0
РДУК2-200	105,0	68,5	0,49	600,0	711,0	650,0	282,0
РДУК2-200	140,0	136,0	0,4	600,0	711,0	650,0	282,0

Таблиця 2

Пропускна здатність регуляторів тиску газу типу РДУК2 і РДБК1, м³/год.

Тиск газу, МПа на:		РДБК1-25	РДУК2-50 РДБК1-50	РДУК2-100 РДБК1-100	РДУК2-200		
		Діаметр сідла клапана, мм					
вході P_1	виході P_2	21,0	35,0	50,0	70,0	105,0	140,0
1	2	3	4	5	6	7	8
0,05	0,001	227	672	1038	2125	4416	7157
0,1	0,001-0,01	308	895	1421	2833	5888	9543
0,15	0,001-0,037	379	1120	1776	3542	7350	11928
0,2	0,001-0,065	455	1344	2132	4250	8832	14210
0,3	0,001-0,12	607	1792	2842	5667	11776	19000
0,4	0,001-0,175	758	2240	3553	7083	14720	23700
0,5	0,001-0,23	910	2688	4264	8500	17664	28500
0,6	0,001-0,285	1061	3136	4975	9917	20608	33200
0,7	0,001-0,34	1213	3584	5685	11333	23520	-
0,8	0,001-0,395	1364	4032	6396	12750	26496	-
0,9	0,001-0,45	1516	4480	7106	14167	29440	-
1,0	0,001-0,505	1668	4929	7817	15583	32384	-
1,1	0,001-0,56	1820	5377	8527	17000	35828	-
1,2	0,001-0,615	1971	5825	9237	18417	38272	-

Таблиця 3

Значення коефіцієнта φ

1	2	3	4	5	6	7	8	9
P_2/P_1	0,550	0,552	0,554	0,556	0,558	0,560	0,562	0,564
φ	0,4748	0,4748	0,4747	0,4746	0,4746	0,4745	0,4744	0,4743
P_2/P_1	0,566	0,568	0,570	0,572	0,574	0,576	0,578	0,580
φ	0,4742	0,4741	0,4740	0,4739	0,4738	0,4736	0,4735	0,4733
P_2/P_1	0,582	0,584	0,586	0,588	0,590	0,592	0,594	0,596
φ	0,4731	0,4730	0,4728	0,4726	0,4724	0,4722	0,4719	0,4717
P_2/P_1	0,598	0,600	0,602	0,604	0,606	0,608	0,610	0,612
φ	0,4715	0,4712	0,4710	0,4707	0,4704	0,4701	0,4698	0,4696
P_2/P_1	0,614	0,616	0,618	0,620	0,622	0,624	0,626	0,628
φ	0,4692	0,4689	0,4686	0,4682	0,4679	0,4675	0,4671	0,4668
P_2/P_1	0,630	0,632	0,634	0,636	0,638	0,640	0,642	0,644
φ	0,4664	0,4660	0,4656	0,4651	0,4647	0,4643	0,4638	0,4634
P_2/P_1	0,646	0,648	0,650	0,652	0,654	0,656	0,658	0,660
φ	0,4629	0,4625	0,4620	0,4615	0,4610	0,4605	0,4599	0,4594
P_2/P_1	0,662	0,664	0,666	0,668	0,670	0,672	0,674	0,676
φ	0,4589	0,4583	0,4577	0,4572	0,4566	0,4560	0,4554	0,4548
P_2/P_1	0,678	0,680	0,682	0,684	0,686	0,688	0,690	0,692
φ	0,4542	0,4535	0,4529	0,4522	0,4516	0,4509	0,4502	0,4496
P_2/P_1	0,694	0,696	0,698	0,700	0,702	0,704	0,706	0,708
φ	0,4488	0,4481	0,4473	0,4466	0,4459	0,4451	0,4443	0,4435
P_2/P_1	0,710	0,712	0,714	0,716	0,718	0,720	0,722	0,724
φ	0,4427	0,4419	0,4411	0,4403	0,4394	0,4386	0,4377	0,4368
P_2/P_1	0,726	0,728	0,730	0,732	0,734	0,736	0,738	0,740
φ	0,4360	0,4351	0,4341	0,4332	0,4323	0,4313	0,4304	0,4294

1	2	3	4	5	6	7	8	9
P_2/P_1	0,742	0,744	0,746	0,748	0,450	0,752	0,754	0,756
φ	0,4284	0,4274	0,4264	0,4254	0,4244	0,4233	0,4222	0,4212
P_2/P_1	0,758	0,760	0,762	0,764	0,766	0,768	0,770	0,772
φ	0,4201	0,4190	0,4179	0,4167	0,4156	0,4144	0,4133	0,4121
P_2/P_1	0,774	0,776	0,778	0,780	0,782	0,784	0,786	0,788
φ	0,4109	0,4097	0,4085	0,4072	0,4060	0,4047	0,4034	0,4021
P_2/P_1	0,790	0,792	0,794	0,796	0,798	0,800	0,802	0,804
φ	0,4008	0,3995	0,3981	0,3968	0,3954	0,3940	0,3926	0,3912
P_2/P_1	0,806	0,808	0,810	0,812	0,814	0,816	0,818	0,820
φ	0,3897	0,3882	0,3868	0,3853	0,3838	0,3822	0,3807	0,3791
P_2/P_1	0,822	0,824	0,826	0,828	0,830	0,832	0,834	0,836
φ	0,3775	0,3759	0,3743	0,3727	0,3710	0,3693	0,3676	0,3659
P_2/P_1	0,838	0,840	0,842	0,844	0,846	0,848	0,850	0,852
φ	0,3642	0,3624	0,3607	0,3589	0,3570	0,3552	0,3533	0,3514
P_2/P_1	0,854	0,856	0,858	0,860	0,862	0,864	0,866	0,868
φ	0,3495	0,3476	0,3456	0,3436	0,3416	0,3396	0,3375	0,3355
P_2/P_1	0,870	0,872	0,874	0,876	0,878	0,880	0,882	0,884
φ	0,3333	0,3312	0,3290	0,3265	0,3246	0,3224	0,3201	0,3178
P_2/P_1	0,886	0,888	0,890	0,892	0,894	0,896	0,898	0,900
φ	0,3154	0,3131	0,3107	0,3082	0,3057	0,3032	0,3007	0,2981
P_2/P_1	0,902	0,904	0,906	0,908	0,910	0,912	0,914	0,916
φ	0,2955	0,2928	0,2901	0,2874	0,2846	0,2818	0,2789	0,2760
P_2/P_1	0,918	0,920	0,922	0,924	0,926	0,928	0,930	0,932
φ	0,2730	0,2700	0,2669	0,2638	0,2606	0,2574	0,2541	0,2500
P_2/P_1	0,934	0,936	0,938	0,940	0,942	0,944	0,946	0,948
φ	0,2474	0,2439	0,2403	0,2367	0,2330	0,2292	0,2254	0,2214
P_2/P_1	0,950	0,952	0,954	0,956	0,958	0,960	0,962	0,964
φ	0,2174	0,2133	0,2090	0,2047	0,2002	0,1956	0,1909	0,1860
P_2/P_1	0,966	0,968	0,970	0,972	0,974	0,976	0,978	0,980
φ	0,1818	0,1758	0,1704	0,1648	0,1590	0,1529	0,1466	0,1399
P_2/P_1	0,982	0,984	0,986	0,988	0,990	0,992	0,994	0,996
φ	0,1327	0,1255	0,1175	0,1089	0,0995	0,0891	0,0773	0,0632

Б. Фільтри

Таблиця 4

Технічна характеристика газових фільтрів

Тип фільтра	D _y , мм	P _{вхід.} (не більше), МПа	Допустима пропускна здатність фільтра, м ³ /год. при вхідному тиску P _{вхід.} (не більше), МПа					
			0,05	0,1	0,2	0,3	0,6	1,2
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ФС-25	25	1,6	125	145	175	205	270	370
ФС-40	40	1,6	260	305	370	430	570	770
ФС-50	50	0,6	375	430	530	610	810	-
ФСС-40	40	0,6	460	535	655	755	1000	-
ФСС-50	50	0,6	925	1070	1310	1510	2000	-
ФВ-80	80	1,2	540	625	765	880	1170	1600
ФВ-100	100	1,2	770	890	1090	1257	1665	2270

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ФВ-200	200	1,2	3000	3500	4250	4900	6500	8870
ФГ7-50-6	50	0,6	-	2500	3600	4500	7000	-
ФГ9-50-1.2	50	1,2	-	2500	3600	4500	7000	9000
ФГ15-100-6	100	0,6	-	7000	10000	11000	15000	-
ФГ19-100-12	100	1,2	-	7000	10000	11000	15000	19000
ФГ36-200-6	200	0,6	-	21000	26000	29000	36000	-
ФГ46-200-12	200	1,2	-	21000	26000	29000	36000	46000
ФГ80-300-6	300	0,6	-	50000	58000	66000	80000	-
ФГ100-300-12	300	1,2	-	50000	58000	66000	80000	100000

Примітка. Пропускна здатність фільтрів визначена при перепаді тиску: сіткові фільтри ФС – 2,5 кПа; волосяні ФВ і ФГ – 5,0 кПа (на ФГ-300 – 2,0кПа).

В. Запобіжно-запорна арматура

Таблиця 5

Технічна характеристика запобіжно-запорних клапанів (ЗЗК)

Тип клапана	D_y , мм	$P_{\text{вхід.}}$ (не більше), МПа	Діапазон настроювання тиску, що контролюється, МПа	
			нижня межа	верхня межа
1	2	3	4	5
ПКН-50	50	1,2	0,0003-0,003	0,002-0,06
ПКН-100	100	1,2	0,0003-0,003	0,002-0,06
ПКН-200	200	1,2	0,0003-0,003	0,002-0,06
ПКВ-50	50	1,2	0,0003-0,003	0,03-0,6
ПКВ-100	100	1,2	0,0003-0,003	0,03-0,6
ПКВ-200	200	1,2	0,0003-0,003	0,03-0,6
ПКК-40МН	40	0,6	-	0,0015-0,005
ПКК-40МС	40	0,6	-	0,005-0,06

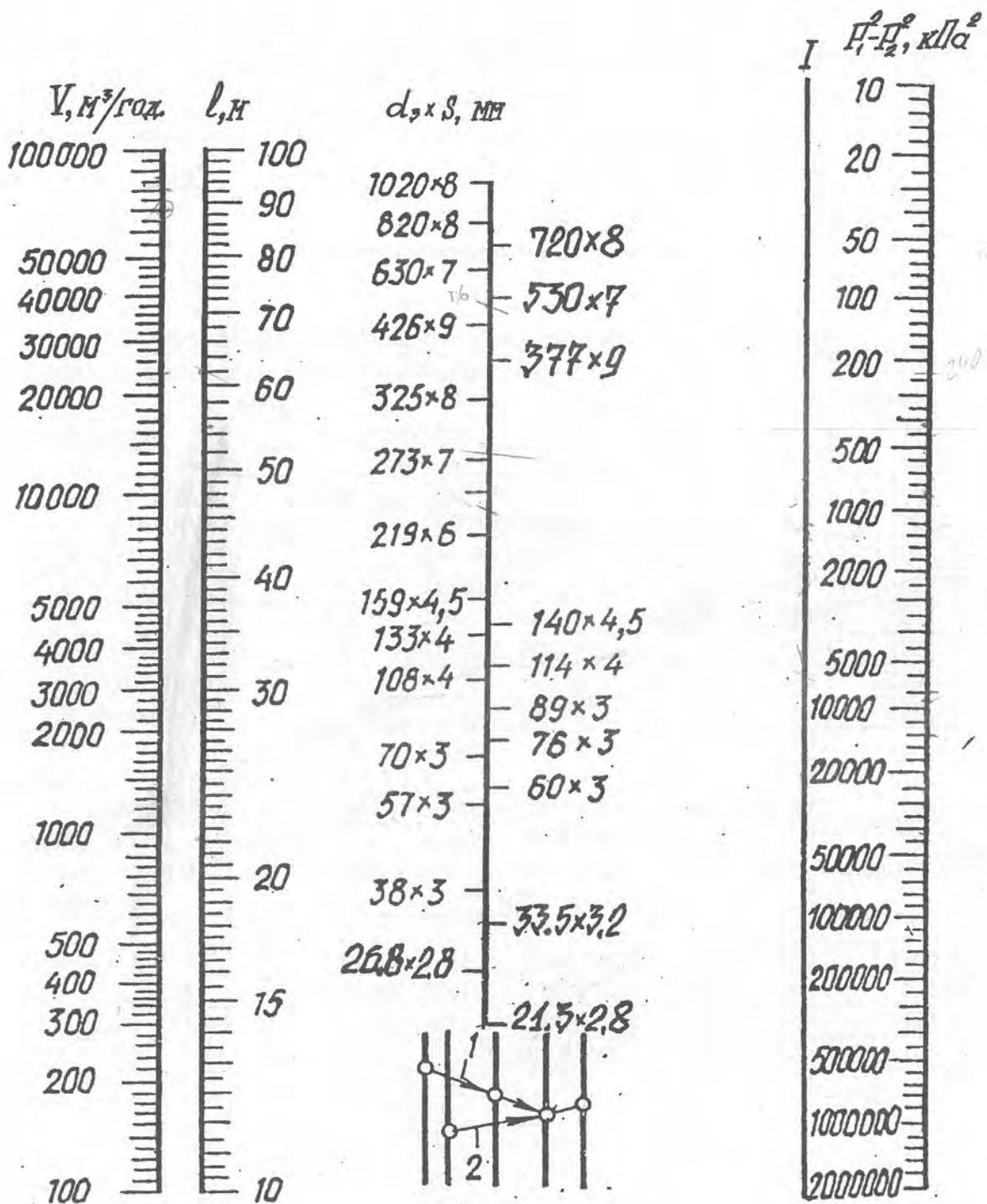
Таблиця 6

Технічна характеристика запобіжно-скидних клапанів (ЗСК)

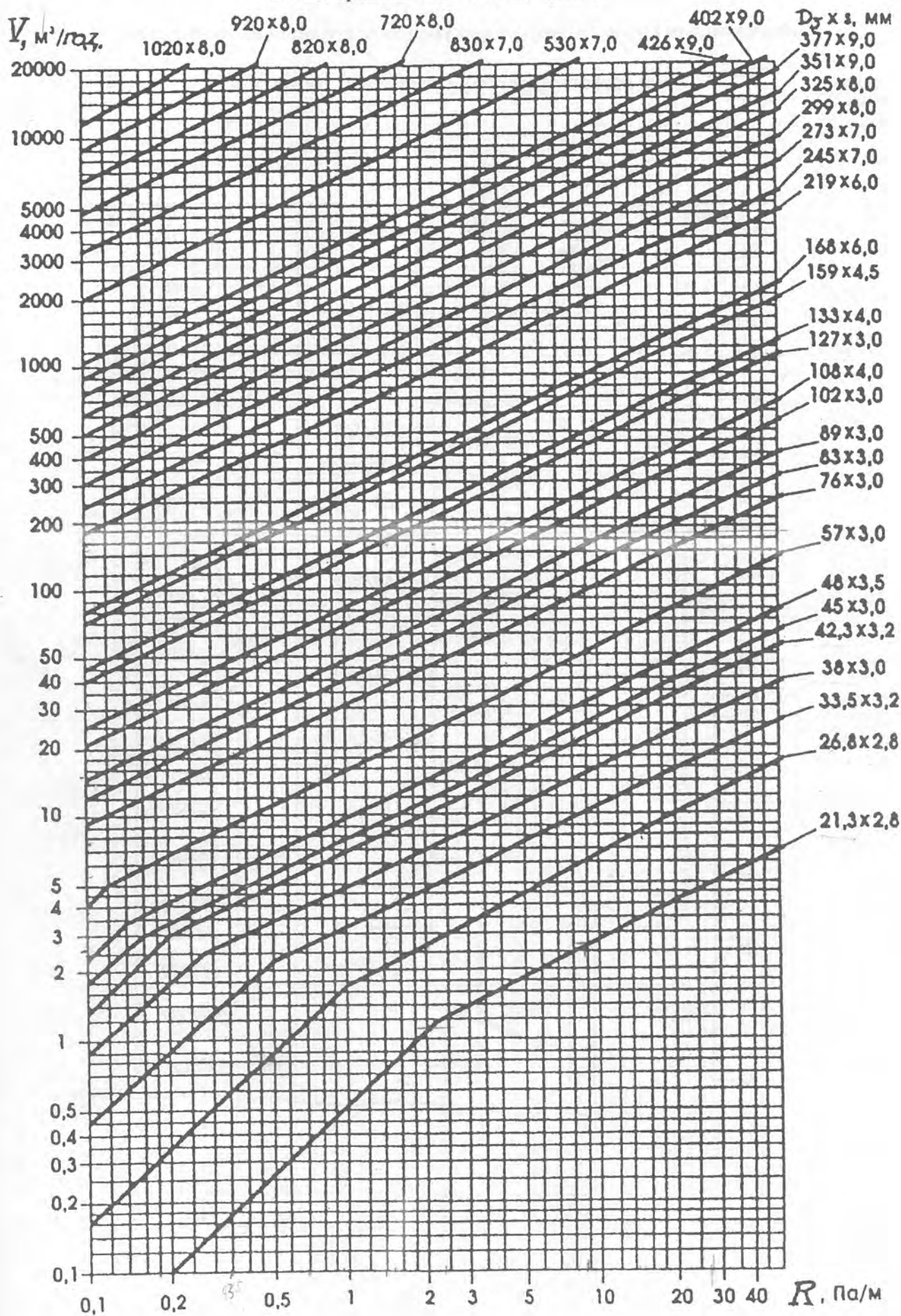
Тип клапана	D_y , мм	$P_{\text{вхід.}}$, МПа	Діапазон настроювання, МПа	Тип клапана	D_y , мм	$P_{\text{вхід.}}$, МПа	Діапазон настроювання, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8
ПСК-50Н	50	0,123	0,001-0,005	ПСК-50С/0.5	50	0,125	0,02-0,05
ПСК-50С	50	0,123	0,02-0,05	ПСК-50С/1.25	50	0,125	0,05-0,12
ПСК-50В	50	0,123	0,05-0,12	П117	10	0,15	0,02-0,15
ПСК-50Н/0.05	50	0,123	0,002-0,005				

Номограми для гідравлічного розрахунку сталевих газопроводів

1. Газопроводи високого (середнього) тисків газу

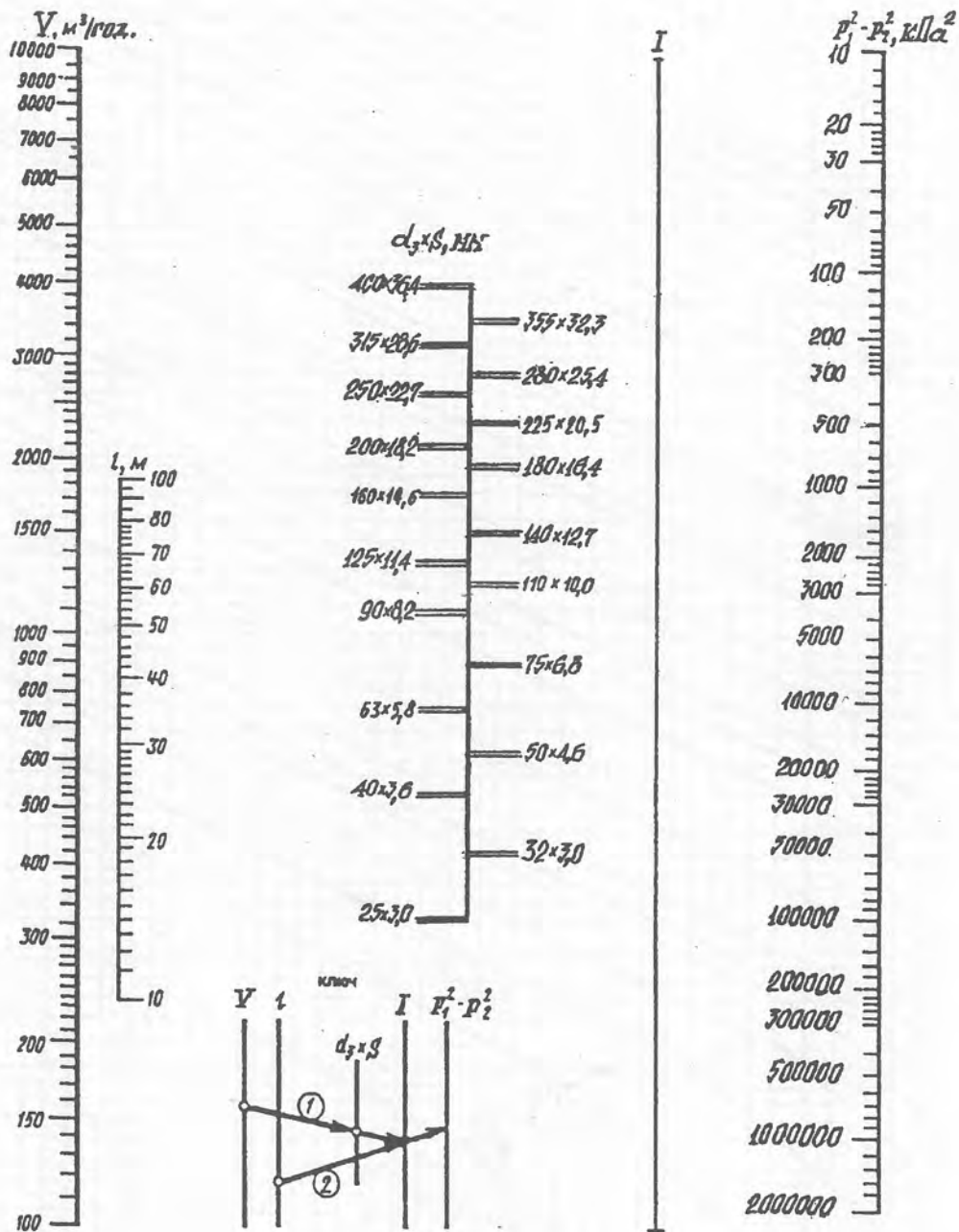


2. Газопроводи низького тиску газу

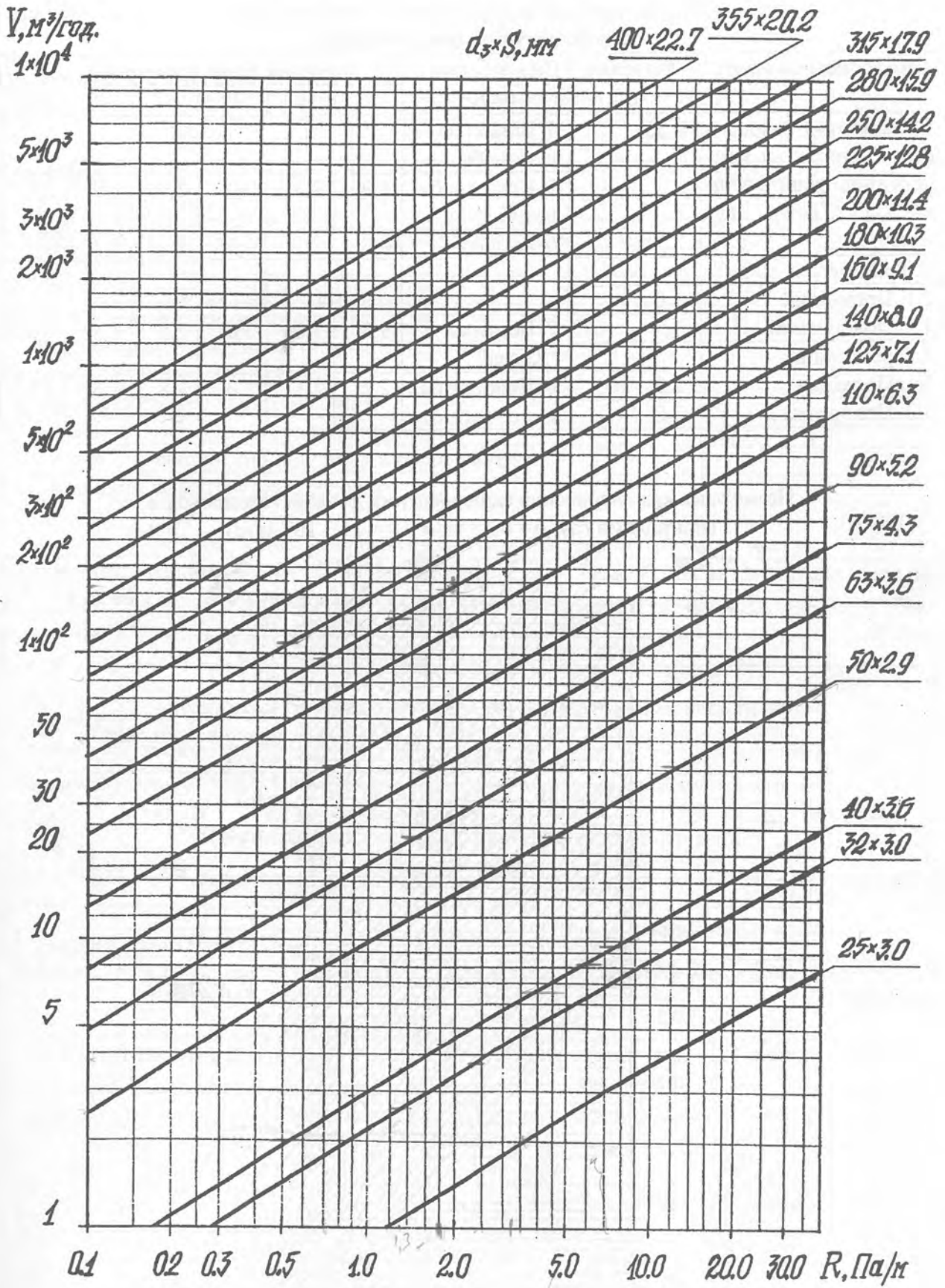


Номограми для гідралічного розрахунку поліетиленових газопроводів

1. Газопроводи високого (середнього) тисків газу



2. Газопроводи низького тиску газу



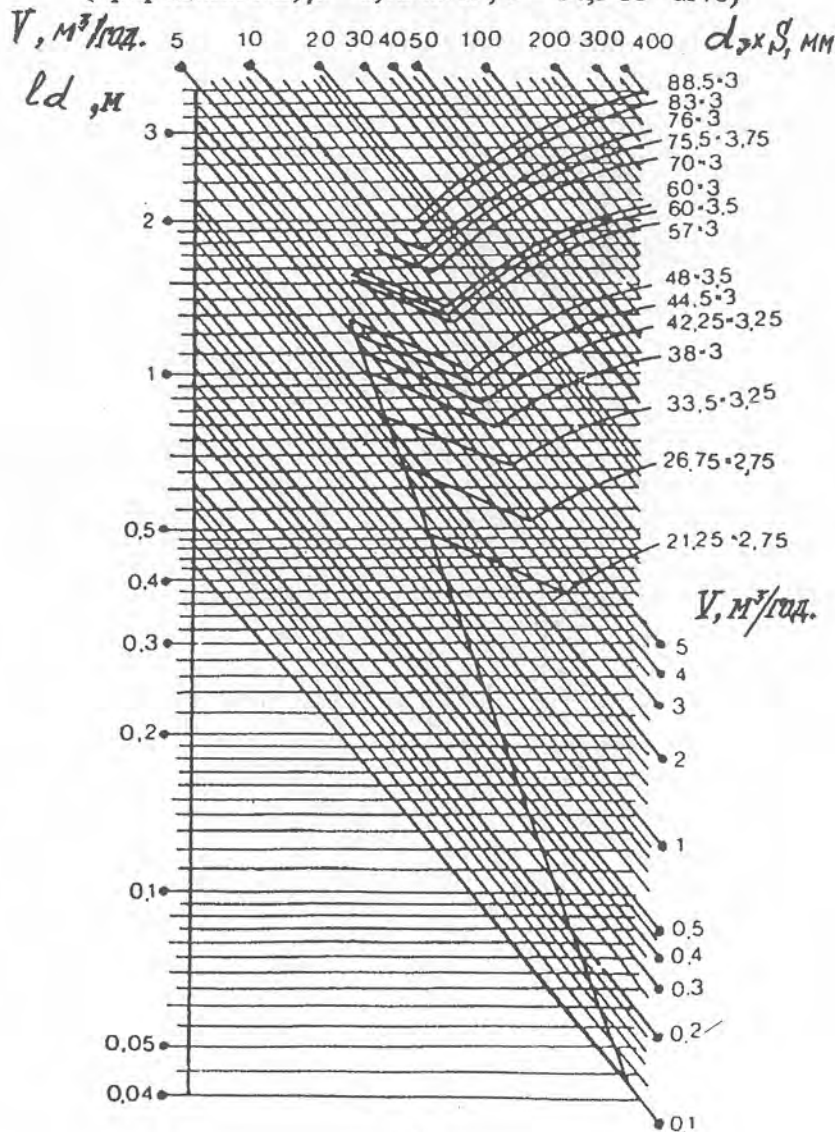
Еквівалентні довжини газопроводів

Таблиця

Коефіцієнти місцевих опорів ξ

Вид місцевого опору	Значення ξ	Вид місцевого опору	Значення ξ для діаметрів d_v , мм					
			15	20	25	32	40	≥ 50
1. Звуження газопроводу (перехід на менший (попередній згідно з ГОСТом) діаметр)	0,35	4. Відвод на кут $\alpha=90^\circ$	0,3					
		5. Кран пробковий	4,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
		6. Засувка	0,5		0,25		0,15	
2. Трійник:			$d_v=$ $=50-100$		$d_v=$ $=125-200$		$d_v \geq 250$	
2.1. Прохідний	1,0							
2.2. Поворотний	1,5	7. Вентиль "Косва"	3,0	3,0	3,0	2,5	2,5	2,0
3. Хрестовина:								
3.1. Прохідна	2,0	8. Поворот на кут $\alpha=90^\circ$	2,2	2,1	2,0	1,8	1,6	1,1
3.2. Поворотна	3,0							

Номограма для визначення еквівалентних довжин газопроводів (природний газ, $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$, $\nu = 14,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$)



**Бланки підготовки вихідних даних і результати гідравлічного
розрахунку газопроводів за допомогою ЕОМ**

Таблиця 1

Загальна характеристика мережі (мережа високого тиску)

Показник 1	Значення 2
1. Об'єкт	Місто К
2. Кількість ділянок	44
3. Тип мережі: 0-2 – н/т (0 – $q_{шл}$, 1 – $L_{прив}$, 2 – $K_1 \times K_2$), 3 – в/т (с/т)	3
4. Густина газу, кг/м ³	0,73
5. Коефіцієнт кінематичної в'язкості, м/с ²	$14,3e^{-6}$
6. Коефіцієнт місцевих витрат	1,1
7. Мінімальний тиск газу: 1) пряма задача: н/т – кгс/м ² , в/т (с/т) – кгс/см ² ; 2) обернена задача – 0	4,2
8. Кількість джерел газопостачання	1
9. Кількість зосереджених споживачів	21
10. Кількість районів, що підлягають газифікації	1
11. Кількість діаметрів газопроводів	11

Таблиця 2

Характеристика джерела газопостачання (мережа високого тиску)

Точка підключення до мережі 1	Тиск газу на виході з джерела: н/т – кгс/м ² , в/т (с/т) – кгс/см ² 2	Обмеження витрати (максимальне навантаження на джерело), м ³ /год. 3
1	7,0	100000

Таблиця 3

Характеристика споживачів (тільки для мережі низького тиску)

Точка підключення до мережі 1	Витрата газу, м ³ /год. 2
----------------------------------	-----------------------------------------

Примітка. Таблицю слід заповнювати за наявності зосереджених споживачів газу низького тиску.

Таблиця 4

Навантаження в районах, що підлягають газифікації
(тільки для мережі низького тиску)

Показник 1	Значення 2
1. Максимальна витрата газу, м ³ /год.	

Примітка. Таблицю слід заповнювати за наявності декількох джерел газопостачання в одній системі.

Таблиця 5

Характеристика труб

Зовнішній діаметр, мм 1	Товщина стінки, мм 2	Зовнішній діаметр, мм 3	Товщина стінки, мм 4
57	3,0	219	6,0
76	3,0	273	6,0
89	3,0	325	8,0
108	4,0	377	6,0
133	4,0	426	9,0
159	4,5		

Характеристика ділянок мережі (мережа високого тиску)

№ п/п	Ділянка		н/т: $q_{\text{вил}}$ або $L_{\text{прив}}$ або $K_1 \times K_2$; в/т (с/т): $V_{\text{спож}}$, м ³ /год	Довжина гео- метрична, м	№ діаметра з табл.5	Ознака діаметра: 0 – новий, 2 – існуючий,
	п	к				
1	2	3	4	5	6	7
1	1	2	0	200	1	0
2	2	3	0	920	1	0
3	3	4	0	720	1	0
4	3	22	5785	400	1	0
5	4	5	0	360	1	0
6	5	6	0	800	1	0
7	6	7	0	320	1	0
8	7	8	0	160	1	0
9	8	9	0	600	1	0
10	9	10	0	500	1	0
11	10	11	0	900	1	0
12	11	12	0	520	1	0
13	12	13	0	100	1	0
14	13	14	1861	740	1	0
15	2	15	0	460	1	0
16	15	16	0	740	1	0
17	16	17	0	540	1	0
18	17	18	0	380	1	0
19	18	19	0	700	1	0
20	19	20	0	200	1	0
21	20	12	0	780	1	0
22	16	21	0	460	1	0
23	21	7	0	880	1	0
24	15	23	1407	500	1	0
25	17	24	6080	100	1	0
26	19	25	711	800	1	0
27	18	26	253	150	1	0
28	20	27	6080	50	1	0
29	13	28	290	100	1	0
30	11	29	6080	150	1	0
31	11	30	253	400	1	0
32	10	31	0	300	1	0
33	31	32	6080	400	1	0
34	31	33	136	900	1	0
35	9	35	196	200	1	0
36	8	36	6080	250	1	0
37	21	37	7115	150	1	0
38	6	38	227	290	1	0
39	5	39	66	430	1	0
40	5	40	0	200	1	0
41	40	41	113	90	1	0
42	40	42	374	330	1	0
43	4	43	400	329	1	0
44	12	34	6080	600	1	0

Таблиця 7

Результати гідравлічного розрахунку газопроводів (мережа високого тиску)

№ п/п	Ділянка		Довжи- на, м	Витрата газу, м ³ /год.	Тиск, кг/см ²		Діаметр зов- нішній, мм
	п	к			початок	кінець	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	2	200	54596,0	7,00	6,94	426
2	2	3	920	9696,5	6,94	6,65	219
3	3	4	720	3911,5	6,65	6,43	159
4	3	22	400	5785,0	6,65	5,95	133
5	4	5	360	3582,5	6,43	6,19	133
6	5	6	800	3029,5	6,19	5,78	133
7	6	7	320	2802,5	5,78	5,64	133
8	7	8	160	13664,7	5,64	5,51	219
9	8	9	600	7584,7	5,51	5,36	219
10	9	10	500	7388,7	5,36	5,24	219
11	10	11	900	1172,7	5,24	4,51	89
12	12	11	520	5160,3	4,89	4,51	159
13	12	13	100	2151,0	4,89	4,79	108
14	13	14	740	1861,0	4,79	4,17	108
15	2	15	460	44899,5	6,94	6,78	377
16	15	16	740	43492,5	6,78	6,54	377
17	16	17	540	26515,3	6,54	6,13	273
18	17	18	380	20435,3	6,13	5,95	273
19	18	19	700	20182,3	5,95	5,61	273
20	19	20	200	19471,3	5,61	5,51	273
21	20	12	780	13391,3	5,51	4,89	219
22	16	21	460	16977,2	6,54	6,05	219
23	21	7	880	10862,2	6,05	5,64	219
24	15	23	500	1407,0	6,78	5,69	76
25	17	24	100	6080,0	6,13	5,46	108
26	19	25	800	711,0	5,61	5,07	76
27	18	26	150	253,0	5,95	5,88	57
28	20	27	50	6080,0	5,51	4,49	89
29	13	28	100	290,0	4,79	4,72	57
30	11	29	150	6080,0	4,51	4,36	159
31	11	30	400	253,0	4,51	4,29	57
32	10	31	300	6216,0	5,24	4,95	159
33	31	32	400	6080,0	4,95	4,56	159
34	31	33	900	136,0	4,95	4,82	57
35	9	35	200	196,0	5,36	5,31	57
36	8	36	250	6080,0	5,51	4,93	133
37	21	37	150	6115,0	6,05	4,99	108
38	6	38	290	227,0	5,78	5,68	57
39	5	39	430	66,0	6,19	6,18	57
40	5	40	200	487,0	6,19	5,90	57
41	40	41	90	113,0	5,90	5,89	57
42	40	42	330	374,0	5,90	5,60	57
43	4	43	329	329,0	6,43	6,17	57
44	12	34	600	6080,0	4,89	4,28	159

Відомість труб (мережа високого тиску)

Діаметр і товщина стінки, мм	Ті, що проектують		У т.ч. I черга		Існуючі, які зберігають		Існуючі, які анулюють		Ті, що проектують, + ті, що зберігають	
	ΣL, км	ΣM, т	ΣL, км	ΣM, т	ΣL, км	ΣM, т	ΣL, км	ΣM, т	ΣL, км	ΣM, т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
57*3,0	3,490	13,94	3,490	13,94	-	-	-	-	3,490	13,94
76*3,0	1,300	7,02	1,300	7,02	-	-	-	-	1,300	7,02
89*3,0	0,950	6,04	0,950	6,04	-	-	-	-	0,950	6,04
108*4,0	1,090	11,18	1,090	11,18	-	-	-	-	1,090	11,18
133*4,0	2,130	27,10	2,130	27,10	-	-	-	-	2,130	27,10
159*4,5	2,690	46,12	2,690	46,12	-	-	-	-	2,690	46,12
219*6,0	4,300	135,52	4,300	135,52	-	-	-	-	4,300	135,52
273*6,0	1,820	71,90	1,820	71,90	-	-	-	-	1,820	71,90
377*6,0	1,200	65,87	1,200	65,87	-	-	-	-	1,200	65,87
429*9,0	0,200	18,51	0,200	18,51	-	-	-	-	0,200	18,51
Всього:	19,170	403,21	19,170	403,21	-	-	-	-	19,170	403,21

Таблиця 9

Загальна характеристика мережі (мережа низького тиску)

Показник	Значення
1	2
1. Об'єкт	Місто К
2. Кількість ділянок	29
3. Тип мережі: 0-2 – н/т (0 – $q_{шт}$, 1 – $L_{прив}$, 2 – $K_1 \times K_2$), 3 – в/т (с/т)	2
4. Густина газу, кг/м ³	0,73
5. Коефіцієнт кінематичної в'язкості, м ² /с	14,3e ⁻⁶
6. Коефіцієнт місцевих витрат	1,1
7. Мінімальний тиск газу: 1) пряма задача: н/т – кгс/м ² , в/т (с/т) – кгс/см ² ; 2) обернена задача – 0	180
8. Кількість джерел газопостачання	1
9. Кількість зосереджених споживачів	0
10. Кількість районів, що підлягають газифікації	1
11. Кількість діаметрів газопроводів	11

Таблиця 10

Характеристика джерела газопостачання (мережа низького тиску)

Точка підключення до мережі	Тиск газу на виході з джерела: н/т – кгс/м ² , в/т (с/т) – кгс/см ²	Обмеження витрати (максимальне навантаження на джерело), м ³ /год.
1	2	3
15	300	3648

Таблиця 11

Навантаження в районах, що підлягають газифікації (тільки для мережі низького тиску)

Показник	Значення
1	2
1. Максимальна витрата газу, м ³ /год.	3648

Таблиця 12

Характеристика труб (мережа низького тиску)

Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм
1	2	3	4
57	3,0	219	6,0
76	3,0	273	6,0
89	3,0	325	8,0
108	4,0	377	6,0
133	4,0	426	9,0
159	4,0		

Таблиця 13

Характеристика ділянок мережі (мережа низького тиску)

№ п/п	Ділянка		Н/т: $q_{\text{ил}}$ або $L_{\text{прив}}$ або K_1, K_2 ; в/т (с/т): $V_{\text{спож}}$, м ³ /год.	Довжина гео- метрична, м	№ діаметра з табл.5	Ознака діаметра: 0 – новий, 2 – існуючий,
	п	к				
1	2	3	4	5	6	7
1	1	2	0,5	120	1	0
2	2	3	0,5	100	1	0
3	3	4	0,5	80	1	0
4	4	5	0,5	80	1	0
5	5	6	0,5	80	1	0
6	6	7	0,5	80	1	0
7	9	2	1	190	1	0
8	9	8	1	60	1	0
9	10	9	1	100	1	0
10	10	3	1	190	1	0
11	10	11	1	80	1	0
12	11	4	1	190	1	0
13	12	5	1	190	1	0
14	13	6	1	190	1	0
15	12	11	1	80	1	0
16	12	13	1	80	1	0
17	13	14	1	80	1	0
18	15	18	0	20	1	0
19	18	19	1	80	1	0
20	19	12	1	100	1	0
21	19	20	1	160	1	0
22	19	23	1	100	1	0
23	23	24	0,5	160	1	0
24	18	17	1	80	1	0
25	17	10	1	100	1	0
26	17	16	1	120	1	0
27	17	22	1	100	1	0
28	22	21	0,5	80	1	0
29	22	23	0,5	160	1	0

Таблиця 14

Результати гідравлічного розрахунку газопроводів (мережа низького тиску)

№ п/п	Ділянка		Довжина, м	Витрата газу, м ³ /год.	Тиск, кгс/м ² (дПа)		Діаметр зовнішній, мм
	п	к			початок	кінець	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	1	120	39,9	200,62	192,72	89
2	3	2	100	39,5	215,37	200,62	76
3	3	4	80	27,5	215,37	186,62	57
4	5	4	80	23,7	208,69	186,82	57
5	5	6	80	68,2	208,69	194,88	89
6	6	7	80	26,6	194,88	189,08	76
7	9	2	190	200,1	232,09	200,62	133
8	9	8	60	39,9	232,09	189,59	57
9	10	9	100	473,1	263,90	232,09	159
10	10	3	190	253,4	263,90	215,37	133
11	10	11	80	179,8	263,90	230,53	108
12	11	4	190	128,5	230,53	186,82	108
13	12	5	190	271,6	263,84	208,69	133
14	13	6	190	138,2	243,03	194,88	108
15	12	11	80	181,7	263,84	230,53	108
16	12	13	80	424,5	263,84	243,03	159
17	13	14	80	53,3	243,03	222,76	76
18	15	18	20	3648,0	300,00	296,46	377
19	18	19	80	1790,6	296,46	275,72	273
20	19	12	100	1177,3	275,72	263,84	273
21	19	20	160	106,5	275,72	213,29	89
22	19	23	100	213,9	275,72	219,41	108
23	23	24	160	53,3	219,41	178,87	76
24	18	17	80	1750,9	296,46	276,58	273
25	17	10	100	1219,2	276,58	263,90	273
26	17	16	120	79,9	276,58	212,70	76
27	17	22	100	185,6	276,58	233,29	108
28	22	21	80	26,6	233,29	206,28	57
29	22	23	160	12,5	233,29	219,41	57

Таблиця 15

Відомість труб (мережа низького тиску)

Діаметр і товщина стінки, мм	Ті, що проектують		У т.ч. І черга		Існуючі, які зберігають		Існуючі, які анулюють		Ті, що проектують, + ті, що зберігають	
	ΣL, км	ΣM, т	ΣL, км	ΣM, т	ΣL, км	ΣM, т	ΣL, км	ΣM, т	ΣL, км	ΣM, т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
57*3,0	0,460	1,84	0,460	1,84	-	-	-	-	0,460	1,84
76*3,0	0,540	2,92	0,540	2,92	-	-	-	-	0,540	2,92
89*3,0	0,360	2,29	0,360	2,29	-	-	-	-	0,360	2,29
108*4,0	0,740	7,59	0,740	7,59	-	-	-	-	0,740	7,59
133*4,0	0,570	7,25	0,570	7,25	-	-	-	-	0,570	7,25
159*4,0	0,180	2,75	0,180	2,75	-	-	-	-	0,180	2,75
273*6,0	0,360	16,53	0,360	16,53	-	-	-	-	0,360	16,53
377*6,0	0,020	1,10	0,020	1,10	-	-	-	-	0,020	1,10
Всього:	3,230	42,27	3,230	42,27	-	-	-	-	3,230	42,27

Побутові газові прилади і опалювальні котли [62, 65, 76]

Таблиця 1

Побутові газові водонагрівачі і опалювальні апарати

Позначення	Технічна характеристика (номінальні значення)			
	теплова потужність, кВт	тиск газу, кПа	витрата газу, м ³ /год.	коефіцієнт корисної дії (не менше), %
1	2	3	4	5
1. Апарат опалювальний газовий побутовий з водяним контуром				
АОГВ-11.6	11,630	1,3	1,17	83
АОГВ-17.4	17,445	1,3	1,77	83
АОГВ-23.2	23,260	1,3	2,35	83
АОГВ-29.0	29,075	1,3	2,93	83
2. Апарат комбінований газовий побутовий з водяним контуром для опалення і гарячого водопостачання				
АКГВ-11.6	11,630	1,3	1,17	83
АКГВ-23.2	23,260	1,3	2,35	83
3. Водонагрівач проточний газовий побутовий				
ВПГ-20	20,9	1,5	2,1	82
ВПГ-23	23,2	2,0	2,3	82
ВПГ-29	29,0	2,0	2,9	82

Таблиця 2

Побутові газові плити

Показник	Плита	
	підлогова	настільна
1	2	3
1. Мінімальна кількість пальників	2	
2. Теплова потужність пальників столу, Вт: 1) понижена 2) нормальна 3) підвищена	700±60 1900±120 2800±120	
3. Теплова потужність пальника шафи (не більше), Вт	3500	-
4. ККД пальників столу (не менше), %	56	
5. Тиск газу номінальний, кПа	1,3	

Примітка. Теплова потужність газових плит: 1) двопальникова типу ПГ-2 – 6100 Вт;
2) трипальникова типу ПГ-3 – 8900 Вт;
3) чотирьопальникова типу ПГ-4 – 10800 Вт.

Таблиця 3

Котли сталеві опалювальні водогрійні

Марка котла	Коефіцієнт корисної дії (не менше), %	Теплова потужність, кВт	Опалювана площа, м ²
КС-ТГВ-10.0	83	10,00	60
КС-ТГВ-12.5	83	12,50	75
КС-ТГВ-16.0	83	16,00	100
КС-ТГВ-20.0	83	20,00	120
КС-ТГВ-25.0	83	25,00	150

Примітка. Опалювальна площа визначена для районів з температурою зовнішнього повітря для проектування систем опалення $t_0 = -20^{\circ}\text{C}$.

Значення коефіцієнтів одночасності K_{sim} для житлових будинків [20]

Кількість квартир	Коефіцієнт одночасності K_{sim} при встановленні у квартирі				Кількість квартир	Коефіцієнт одночасності K_{sim} при встановленні у квартирі			
	ПГ-4		ПГ-2			ПГ-4+ВПП		ПГ-2+ВПП	
	2	3	4	5		7	8	9	10
1	1	1	0,700	0,750	6	0,235	0,230	0,280	0,260
2	0,650	0,840	0,560	0,640	20	0,231	0,218	0,250	0,235
3	0,450	0,730	0,480	0,520	30	0,227	0,213	0,230	0,205
4	0,350	0,590	0,430	0,390	40	0,223	0,210	0,215	0,193
5	0,290	0,480	0,400	0,375	50	0,220	0,207	0,203	0,186
6	0,280	0,410	0,392	0,360	60	0,217	0,205	0,195	0,180
7	0,280	0,360	0,370	0,345	70	0,214	0,204	0,192	0,175
8	0,265	0,320	0,360	0,335	80	0,212	0,203	0,187	0,171
9	0,258	0,289	0,345	0,320	90	0,210	0,202	0,185	0,163
10	0,254	0,263	0,340	0,315	100	0,180	0,170	0,150	0,135
15	0,240	0,242	0,300	0,275	400				

Примітки. 1. Для квартир, в яких встановлюється декілька однотипних газових приладів, коефіцієнт одночасності слід приймати як для такої ж кількості квартир з цими газовими приладами.

2. Значення коефіцієнта одночасності для ємкісних водонагрівачів, опалювальних котлів або печей необхідно приймати 0,85 незалежно від кількості квартир.

3. ПГ-4 – плита газова 4-пальникова; ПГ-2 – те ж, 2-пальникова; ВПП – водонагрівач проточний газовий

**Довідкові дані для розрахунку інжекційних пальників
низького тиску газу [62]**

Таблиця 1

Граничні швидкості проскоку полум'я, м/с в залежності
від коефіцієнта первинного повітря і складу газу

Діаметр отвору, мм	Газ					
	коксовий		природний		бутан	
	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,8$
1	2	3	4	5	6	7
4	0,75	1,00	0,10	0,25	0,20	0,40
8	1,00	1,60	0,10	0,25	0,20	0,40

Таблиця 2

Граничні швидкості відриву полум'я, м/с в залежності
від коефіцієнта первинного повітря і складу газу

Діаметр отвору, мм	Газ								
	коксовий		природний				бутан		
	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,5$	$\alpha=0,6$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,8$	$\alpha=0,6$	$\alpha=0,7$	$\alpha=0,8$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	8,30	6,90	1,70	1,30	1,00	0,80	1,15	0,90	0,70
2	8,75	7,25	1,90	1,50	1,20	0,95	1,20	0,95	0,75
4	9,75	8,20	2,55	2,15	1,75	1,30	1,55	1,30	1,10
6	11,15	9,50	3,40	2,95	2,50	2,10	1,85	1,65	1,35
8	-	-	4,50	4,00	3,50	3,00	-	-	-

Таблиця 3

Значення коефіцієнта k в залежності від коефіцієнта
первинного повітря і складу газу

Газ	Коефіцієнт первинного повітря								
	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Бутан	-	-	2,29	1,74	1,46	1,22	1,05	0,83	
Природний	1,89	1,63	1,35	1,14	0,95	0,79	0,64	-	
Коксовий	1,40	1,12	0,95	0,71	0,56	0,45	0,45	0,54	

Таблиця 4

Значення коефіцієнта k_l в залежності від відстані між вогневими отворами

Відстань, мм	Коефіцієнт k_l	Відстань, мм	Коефіцієнт k_l	Відстань, мм	Коефіцієнт k_l
1	2	3	4	5	6
2	11,40	7	8,50	14	6,30
3	10,40	8	7,20	16	6,00
4	9,16	9	6,95	18	5,85
5	8,70	10	6,70	20	5,80
6	8,70	12	6,40	22	5,75

Довідкові дані для розрахунку димоходів [60, 65, 76]

Таблиця 1

Технічна характеристика побутових газових приладів і опалювальних апаратів

Показник	Один. виміру	Тип приладу						
		ВПГ-18	ВПГ-23.2	АОГВ-29	АГВ-80	АГВ-120	АОГВ-11.6	АОГВ-17.4
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Теплова потужність	кВт	18,0	23,2	29,0	6,98	13,98	11,63	17,45
2. Температура продуктів спалювання	⁰ С	190	170	170	140	180	160	180
3. Розрідження в димоході (необх.)	Па	3						
4. Коефіцієнт надлишку повітря	-	2,5	2,5	2,5	3,0	2,5	2,5	2,5
5. Температура точки роси	⁰ С	46	46	46	42	46	44	46

Таблиця 2

Значення коефіцієнта теплопередачі для стінок димоходу, віднесене до внутрішньої поверхні

Тип димоходу	Коефіцієнт теплопередачі, Вт/м ²⁰ С
1	2
1. Зовнішня димова труба товщиною стінки в одну цеглину перерізом: а) 270x270 мм б) 140x140 мм	3,35-3,75 3,95-4,53
2. Димоходи в цегляній стіні над покрівлею, товщина димоходу півцеглини	3,13-3,48
3. Димоходи в стіні з товщиною стінки димоходу півцеглини	2,32-2,56
4. Неутеплена сталева приєднувальна труба	3,48-4,65
5. Приєднувальна сталева труба, ізольована азбестом товщиною 3 мм	2,90-3,84

Таблиця 3

Значення коефіцієнтів гідравлічного тертя

Тип димоходу	Коефіцієнт тертя
1	2
1. Цегляні канали і труби	0,04
2. Металеві труби	0,02
3. Металеві окисовані труби	0,04

Таблиця 4

Значення коефіцієнтів місцевих опорів

Вид місцевого опору	Коефіцієнт місц.опору
1	2
1. Вхід у приєднувальну трубу з тягоперервника	0,5
2. Поворот під кутом 90 ⁰	0,9

1	2
3. Раптове розширення потоку при входженні в цегляний димохід і поворот під кутом 90^0	1,2
4. Вихід з димоходу	1,5-2,5

Таблиця 5

Димоходи збірні з нержавіючої сталі фірми "Selkirk" (Німеччина)

Показник	Технічні дані											
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1. Димоходи одношарові "Supra" (без теплоізоляції)												
1. Діаметр внутрішній, мм	60	80	100	130	150	180	200	250	300	400	500	600
2. Площа перерізу, $см^2$	28	50	78	133	177	254	314	491	707	1256	1963	2826
3. Товщина стінки, мм	0,6						1,0					
2. Димоходи двошарові "Nova" (з мінерало-ватною теплоізоляцією)												
1. Діаметр внутрішній, мм	130	150	180	200	250	300	350	400	450	500	550	600
2. Діаметр зовнішній, мм	180	200	30	250	300	350	400	450	500	550	600	650
3. Площа перерізу, $см^2$	133	177	254	314	491	707	962	1256	1590	1963	2375	2826
4. Товщина стінки, мм: внутр./зовн.	0,6/0,5						0,6/0,55					

Додаток 16

Побутові лічильники газу

Таблиця 1

Технічна характеристика об'ємних побутових лічильників газу

Показник	Одиниця виміру	Типорозмір лічильника				
		G1.6	G2.5	G4	G6	G10
1	2	3	4	5	6	7
1. Витрата газу:						
а) мінімальна Q_{min}	$м^3/год.$	0,016	0,025	0,04	0,06	0,10
б) номінальна Q_{nom}	$м^3/год.$	1,6	2,5	4,0	6,0	10,0
в) максимальна Q_{max}	$м^3/год.$	2,5	4,0	6,0	10,0	16,0
2. Втрати тиску ΔP_{max} при максимальній витраті Q_{max}	Па	робоче тіло – повітря				
		55,0	80,0	150,0	130,0 (при Q_{nom})	
3. Робочий тиск, не більше	кПа	50 (100,150)			50 (100)	
4. Максимально-допустима похибка вимірювання у діапазоні:						
а) $Q_{min}-0,1 Q_{max}$	%	$\pm 3,0$				
б) $0,1 Q_{max}-Q_{max}$	%	$\pm 1,5-2,0$				

1	2	3	4	5	6	7
5. Діапазон робочих температур	°C	-20 - +50			-40 - +50	
6. Міжперевірочний період	років	5				
7. Термін експлуатації	років	20				
8. Габаритні розміри:						
а) довжина	мм	190 (196)			327(355)	327(355)
б) ширина	мм	156 (178)			202(202)	202(205)
в) висота	мм	214 (235)			329(317)	365(366)
9. Маса	кг	1,45 (2,2)			4,8 (5,0)	5,5(5,5)

Примітки. 1. Вітчизняні заводи-виготовлювачі: СП “Шлюмберже Укргаз метерс компанії” (м.Київ), СП “Самгаз Україна” (м.Рівне), ВО “Октава” (м.Київ), Жулянський машинобудівний завод (м.Вишневе) та інші.

2. Лічильники газу фірм “Schlumberger Industries” (Франція), “Premagas” (Словаччина) мають технічну можливість встановлення температурних коректорів і дистанційної передачі даних про витрату газу на центральний диспетчерський пункт. У цьому разі лічильники підключають до джерела живлення з вихідними характеристиками: напруга $U_{\max}=12$ В, сила струму $I_{\max}=10$ mA.

3. Корпус лічильників виготовляється з алюмінієвих сплавів методом лиття під тиском, що надає приладам високу корозійну стійкість і механічну міцність (робочий тиск збільшується до 150 кПа), або з листової сталі (вибухобезпечна конструкція), що дозволяє використовувати ПЛГ в умовах підвищеної пожежної безпеки (зберігає герметичність протягом 30 хвилин при температурі 821 °C).

4. Умовний діаметр приєднувальних патрубків: лічильники G1.6, G2.5, G4 – 20, 25 мм, лічильники G6, G10 – 32 мм.

5. В даній таблиці наведені характеристики ПЛГ, які випускає СП “Шлюмберже Укргаз метерс компанії” (модель “Gallus 2000-U”, типорозмір G1.6, G2.5, G4) і СП “Самгаз Україна” (модель RS, типорозмір G6, G10).

6. При визначенні геометричних розмірів, маси лічильника, а також робочого тиску в дужках вказані значення для алюмінієвого корпусу, без дужок – сталевого.

Таблиця 2

Технічна характеристика ротаційних побутових лічильників газу

Показник	Одиниця виміру	Типорозмір лічильника		
		G4	G6	G10
1. Витрата газу:				
а) мінімальна Q_{\min}	м ³ /год.	0,3	0,5	0,8
б) номінальна $Q_{\text{ном}}$	м ³ /год.	4,0	6,0	10,0
в) максимальна Q_{\max}	м ³ /год.	6,0	10,0	16,0
2. Втрата тиску ΔP_{\max} при максимальній витраті Q_{\max}	Па			
3. Робочий тиск, не більше	кПа	20		
4. Максимально-допустима похибка виміру	%	2,5		1,5; 2,5
5. Діапазон робочих температур	°C	+5 - +50		
6. Міжперевірочний період	років	5		
7. Термін експлуатації	років	20		
8. Габаритні розміри:				
а) довжина	мм	175		224
б) ширина	мм	100		145
в) висота	мм	100		125
9. Маса	кг	2,5-4,0		6,0

Примітка. Вітчизняні заводи-виробники: Державне підприємство “Завод “Арсенал” (м.Київ), ВО “Промприлад” (м.Івано-Франківськ).

Промислові лічильники газу

Таблиця 1

Основні технічні дані лічильників СГ

Найменування параметра	Один. виміру	Типорозмір лічильника СГ							
		СГ-80		СГ-100		СГ-150		СГ-200	
1. Номінальна витрата	м ³ /год.	100	160	160	250	400	650	1000	1600
2. Максимальна витрата	м ³ /год.	160	250	250	400	650	1000	1600	2500
3. Мінімальна витрата	м ³ /год.	16	13 25	13 25	20 40	32 65	50 100	80 160	130 250
4. Діапазон робочого надлишкового тиску	МПа	0,1-10,0							
5. Границі допустимої похибки виміру: $Q_{\min} \leq Q < 0,2Q_{\max}$ $0,2Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max}$	%	± 2,0							
	%	± 1,0							
6. Кількість розрядів відлікового механізму	один.	9							
7. Діаметр умовного проходу газопроводу	мм	80		100		150		200	
8. Умови експлуатації: а) температура б) відносна вологість	°С	-60 - +60							
	%	95							
9. Габаритні розміри	мм	240*341*366		300*368*394		450*438*463		600*510*534	
10. Маса	кг	20-39		28-49		50-100		70-170	

Таблиця 2

Основні технічні дані лічильників РГ

Найменування параметра	Один. виміру	Типорозмір лічильника РГ					
		РГ-40	РГ-100	РГ-250	РГ-400	РГ-600	РГ-1000
1. Максимальна витрата в робочих умовах	м ³ /год.	40	100	250	400	600	1000
2. Мінімальна витрата	м ³ /год.	4	10	25	40	60	100
3. Макс. значення надлишкового тиску	МПа	0,1					
4. Границі допустимої похибки виміру: $Q_{\min} \leq Q < 0,2Q_{\max}$ $0,2Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max}$	%	± 4,0		± 4,0			
	%	± 2,5		± 1,5			
5. Кількість розрядів відлікового механізму	один.	7			8		
6. Діаметр умовного проходу газопроводу	мм	50	80	125	150		200
7. Умови експлуатації: а) температура б) відносна вологість	°С	+5 - +50					
	%	80					
8. Габаритні розміри	мм	260*	340*	425*	530*	680*	710*
		152*	240*	380*	380*	470*	548*
		175	240	360	360	440	500
9. Маса	кг	12,0	28,5	75,0	90,0	145,0	205,0

Основні технічні дані лічильників ЛВГ

Найменування параметра	Один. виміру	Типорозмір лічильника ЛВГ							
		ЛВГ-80		ЛВГ-100		ЛВГ-150		ЛВГ-200	
1. Номінальна витрата	м ³ /год.	100	160	160	250	400	650	1000	1600
2. Максимальна витрата	м ³ /год.	160	250	250	400	650	1000	1600	2500
3. Мінімальна витрата	м ³ /год.	16	13 25	13 25	20 40	32 65	50 100	80 160	130 250
4. Діапазон робочого надлишкового тиску	МПа	0,1 – 10,0							
5. Границі допустимої похибки виміру: $Q_{\min} \leq Q < 0,2 Q_{\max}$	%	± 1,5							
$0,2 Q_{\max} \leq Q \leq Q_{\max}$	%	± 1,0							
6. Кількість розрядів відлікового механізму	один.	9							
7. Вихідний сигнал	мА	0 - 5; 4 - 20							
8. Живлення: а) напруга	В	220							
б) частота	Гц	50							
9. Спожив. потужність	ВА	20							
10. Діаметр умовного проходу газопроводу	мм	80	100	150	200				
11. Умови експлуатації:									
а) температура:									
1) лічильник ЛГ	°С	-60 - +60							
2) блок ПЧС	°С	+5 - +50							
б) відносна вологість:									
1) лічильник ЛГ	%	95							
2) блок ПЧС	%	80							
12. Габаритні розміри:									
а) лічильника ЛГ	мм	240*341*366	300*368*394	450*438*463	600*510*534				
б) блоку ПЧС	мм	160* 80*350	160* 80*350	160* 80*350	160* 80*350				
13. Маса	кг	25-44	33-54	55-105	75-175				

Таблиця 4

Основні технічні дані лічильників СП "САМГАЗ-УКРАЇНА"

Найменування параметра	Один. виміру	Типорозмір лічильника моделі RS				
		G16	G25	G40	G65	G100
1. Мінімальна витрата	м ³ /год.	0,16	0,25	0,40	0,65	1,0
2. Номінальна витрата	м ³ /год.	16	25	40	65	100
3. Максимальна витрата	м ³ /год.	25	40	65	100	160
4. Роб. надлишковий тиск	кПа	50,0				
5. Втрата тиску при максимальній витраті	кПа	0,25				
6. Похибка виміру	%	± 1,0				
7. Приєднувал. газопровід умовним діаметром	мм	50	70	80	80	100
8. Геометричні розміри	мм	395*285* 433	465*330* 534	710*345* 673	800*410* 860	800*560* 896
9. Маса	кг	20	29	34	80	130

Основні технічні дані лічильників TRZ-2 (Чехія)

Найменування параметра	Один. виміру	Типорозмір лічильника моделі TRZ-2				
		G16	G25	G40	G65	G100
1. Мінімальна витрата	м ³ /год.	5	4	6	5	8
2. Номінальна витрата	м ³ /год.	16	25	40	65	100
3. Максимальна витрата	м ³ /год.	25	40	65	100	160
4. Роб. надлишковий тиск	МПа	0,6				
5. Втрата тиску при максимальній витраті	кПа	0,22			0,45	1,00
6. Похибка виміру	%	±1.0				
7. Приєднувал. газопровід умовним діаметром	мм	50				
8. Геометричні розміри	мм	150*165*418				
9. Маса	кг	13,3				

Додаток 18

Газопальникові пристрої промислових печей

Таблиця 1

Технічна характеристика і основні розміри інжекційних пальників середнього тиску з вогнетривкими тунелями (лите виконання корпусу)

Пальник		Витрата газу, м ³ /год. при тиску, кПа			Розміри пальника, мм							Маса, кг
№	тип	10	50	100	D _{1Y}	D ₂	D ₃	D ₄	bxb	L	H _I	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	I	2,4	4,75	6,14	15	2,5	32	35	74x74	383	-	5,05
	II	2,4	4,75	6,14	15	2,5	32	35	74x74	488	122	7,61
2	I	4,0	7,8	10,0	15	3,2	40	44	88x88	457	-	6,70
	II	4,0	7,8	10,0	15	3,2	40	44	88x88	562	122	10,24
3	I	5,0	9,88	12,8	20	3,6	45,5	50	105x105	523	-	9,28
	II	5,0	9,88	12,8	20	3,6	45,5	50	105x105	651	148	14,50
4	I	6,2	12,2	15,8	20	4,0	51	56	115x115	589	-	11,30
	II	6,2	12,2	15,8	20	4,0	51	56	115x115	727	158	18,00
5	I	7,5	14,8	19,1	20	4,4	55	60,5	120x120	626	-	14,25
	II	7,5	14,8	19,1	20	4,4	55	60,5	120x120	774	168	21,88
6	I	8,9	17,6	22,7	25	4,8	60	66	120x120	692	-	19,14
	II	8,6	16,9	21,8	25	4,7	60	66	120x120	857	154	28,24
7	I	12,6	24,8	32,1	25	5,7	72	79	135x135	808	-	23,14
	II	12,2	24,0	31,0	25	5,6	72	79	135x135	993	199	33,84
8	I	17,4	34,2	44,3	32	6,7	85	93,5	170x170	995	-	32,50
	II	16,8	33,2	42,9	32	6,6	85	93,5	170x170	1164	235	49,70
9	I	21,2	41,9	54,1	32	7,4	94	104	180x180	1032	-	38,00
	II	20,5	40,5	52,4	32	7,3	94	104	180x180	1266	260	55,00
10	I	25,3	50,0	64,6	32	8,1	102	112	190x190	1125	-	45,00
	II	24,8	48,9	63,2	32	8,0	102	112	190x190	1359	260	66,00
11	I	31,4	61,8	79,9	40	9,0	114	126	200x200	1234	-	52,00
	II	30,7	60,5	78,2	40	8,9	114	126	200x200	1491	287	75,00

Продовження табл.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
12	I	40,1	79,1	102,3	40	10,2	132	145	220x220	1429	-	68,60
	II	39,5	77,8	100,5	40	10,1	132	145	220x220	1711	312	97,40
13	I	50,3	99,1	128,0	50	11,4	144	158	240x240	1555	-	82,20
	II	49,3	97,2	125,6	50	11,3	144	158	240x240	1833	312	119,0
14	I	56,7	111,8	144,5	50	12,1	154	170	260x260	1648	-	132,3
	II	55,0	109,9	142,0	50	12,0	154	170	260x260	1930	312	177,0

Таблиця 2

Технічна характеристика і основні розміри інжекційних пальників середнього тиску з пластинчастими стабілізаторами горіння

Пальник		Витрата газу, м ³ /год. при тиску, кПа			Розміри пальника, мм					Маса, кг
№	тип	10	30	50	D_{1Y}	D_2	$b \times b$	L	H_1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	I	8,2	14,6	15,2	15	4,3	102x102	768	-	11,5
	II	8,2	14,6	15,2	15	4,3	102x102	574	558	13,5
2	I	21,6	36,7	47,5	20	7,1	142x142	1104	-	23,4
	II	21,6	36,7	47,5	20	7,1	142x142	930	670	26,5
3	I	37,0	64,0	83,0	32	9,0	170x170	1763	-	32,0
	II	33,0	57,0	74,0	32	8,5	170x170	1045	1220	25,0
4	I	55,0	88,0	123,0	50	10,8	203x203	2127	-	39,0
	II	38,0	65,0	91,0	50	9,4	203x203	1559	1189	41,7
5	I	75,5	133,0	172,5	50	13,2	243x243	2424	-	47,0
	II	53,0	90,0	113,0	50	10,5	243x243	1410	1360	54,0

Таблиця 3

Технічна характеристика і основні розміри пальників низького тиску з примусовою подачею повітря

Пальник	Витрата газу, м ³ /год.	Розміри газопальникового пристрою, мм										Маса, кг
		відстань		пальникова плита		діаметр				пальниковий камінь		
		L_1	L_2	A	B	D_{1Y}	D_2	D_3	D_4	h	L	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ГНП-1	3	120	80	130	240	20	25	65	36	136	120	5,2
ГНП-2	5	130	90	240	310	20	32	80	40	206	170	7,0
ГНП-3	10	155	110	240	310	25	46	116	70	206	210	12,2
ГНП-4	15	175	120	240	380	25	55	140	80	206	210	14,7
ГНП-5	25	195	140	360	400	32	74	185	100	290	280	25,5
ГНП-6	40	215	160	380	500	40	92	230	125	360	350	29,0
ГНП-7	60	240	170	500	600	50	112	260	150	444	350	38,0
ГНП-8	75	270	200	500	600	70	130	260	175	444	460	47,0
ГНП-9	105	300	200	500	600	70	145	300	175	444	460	68,6

Установки катодного захисту підземних газопроводів від корозії

Установки катодного захисту складаються з катодної станції (перетворювача), анодного і захисного заземлювачів і з'єднувальних кабелів.

Технічна характеристика перетворювачів катодного захисту

Таблиця 1

Тип пристрою	Потужність, кВт	Напруга, В	Струм, А	Тип пристрою	Потужність, кВт	Напруга, В	Струм, А
1	2	3	4	5	6	7	8
ПСК-М-0.6	0,6	48/24	12,5/25	КСС-1200	1,2	24/48	50/25
ПСК-М-1.2	1,2	48/24	25/50	СКЗТ-1500	1,5	60/24	25/50
ПСК-М-2	2,0	96/48	21/42	СКЗТ-3000	3,0	66/30	50/100
ПСК-М-3	3,0	96/48	31/62	СКЗМ-АКХ	5,5	50	100/10
ПСК-М-5	5,0	96/48	52/104	ПАСК-М-0.6	0,6	48/24	12,5/25
КСК-500	0,5	50	10	ПАСК-М-1.2	1,2	48/24	25/50
КСК-1200	1,2	60	10	ПАСК-М-2	2,0	96/48	21/42
КСС-300	0,3	12/24	25/12,5	ПАСК-М-3	3,0	96/48	31/62
КСС-600	0,6	24/48	25/12,5	ПАСК-М-5	5,0	96/48	52/104

Технічна характеристика анодних заземлювачів

Таблиця 2

Довжина l , м	Кіл.-сть труб n / Опір R	Питомий електричний опір ґрунту, Ом·м										
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Сила струму в ланцюзі катодного захисту 10 А. Однорядне заземлення з чавунних труб (електродів) діаметром 150 мм												
6	n , шт.	4										
	R , Ом	0,43	0,86	1,24	1,72	2,15	2,58	3,01	3,44	3,87	4,3	
10	n , шт.	3										
	R , Ом	0,36	0,72	1,09	1,45	1,81	2,17	2,53	2,9	3,26	3,62	
12	n , шт.	2										
	R , Ом	0,43	0,86	1,29	1,72	2,15	2,58	3,01	3,44	3,87	4,29	
15	n , шт.	2							2			
	R , Ом	0,36	0,72	1,07	1,43	1,79	2,15	2,51	2,86	3,22	3,58	
Сила струму в ланцюзі катодного захисту 10 А. Дворядне заземлення з чавунних труб (електродів) діаметром 150 мм												
1.5	n , шт.	12			16			24			28	
	R , Ом	0,74	1,47	1,78	2,38	2,97	2,65	3,1	3,54	3,53	3,92	
6	n , шт.	4										
	R , Ом	0,46	0,92	1,37	1,83	2,29	2,75	3,21	3,67	4,12	4,58	
Сила струму в ланцюзі катодного захисту 15 А. Однорядне заземлення з чавунних труб (електродів) діаметром 150 мм												
6	n , шт.	6										
	R , Ом	0,31	0,63	0,94	1,26	1,57	1,89	2,20	2,52	2,83	3,15	
10	n , шт.	4										
	R , Ом	0,29	0,58	0,87	1,16	1,45	1,74	2,02	2,31	2,60	2,89	
15	n , шт.	3								3		
	R , Ом	0,26	0,52	0,78	1,05	1,31	1,57	1,83	2,04	2,35	2,62	

Продовження табл.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
18	<i>n</i> , шт.	2									
	<i>R</i> , Ом	0,31	0,62	0,92	1,23	1,54	1,85	2,16	2,47	2,77	3,08
Сила струму в ланцюзі катодного захисту 15 А. Дворядне заземлення з чавунних труб (електродів) діаметром 150 мм											
1.5	<i>n</i> , шт.	20	24	28	32	36	44	48			
	<i>R</i> , Ом	0,51	1,03	1,33	1,56	1,77	2,13	2,28	2,61	2,52	2,59
6	<i>n</i> , шт.	6									
	<i>R</i> , Ом	0,34	0,69	1,03	1,37	1,71	2,06	2,40	2,74	3,09	3,43
Сила струму в ланцюзі катодного захисту 25 А. Однорядне заземлення з чавунних труб (електродів) діаметром 150 мм											
6	<i>n</i> , шт.	10									
	<i>R</i> , Ом	0,21	0,43	0,64	0,86	1,07	1,29	1,50	1,72	1,93	2,00
12	<i>n</i> , шт.	5								6	
	<i>R</i> , Ом	0,21	0,42	0,63	0,84	1,06	1,27	1,48	1,69	1,64	1,83
15	<i>n</i> , шт.	4									5
	<i>R</i> , Ом	0,21	0,43	0,63	0,83	1,04	1,25	1,46	1,67	1,88	1,76
Сила струму в ланцюзі катодного захисту 25 А. Дворядне заземлення з чавунних труб (електродів) діаметром 150 мм											
6	<i>n</i> , шт.	10									12
	<i>R</i> , Ом	0,23	0,46	0,69	0,92	1,15	1,38	1,61	1,84	2,07	1,99
Сила струму в ланцюзі катодного захисту 30 А. Однорядне заземлення з чавунних труб (електродів) діаметром 150 мм											
6	<i>n</i> , шт.	12								13	14
	<i>R</i> , Ом	0,19	0,37	0,59	0,75	0,93	1,12	1,31	1,49	1,58	1,66
10	<i>n</i> , шт.	7								8	9
	<i>R</i> , Ом	0,19	0,38	0,56	0,75	0,94	1,13	1,31	1,50	1,50	1,54
12	<i>n</i> , шт.	6								7	
	<i>R</i> , Ом	0,18	0,37	0,55	0,73	0,91	1,10	1,28	1,46	1,47	1,63

ОГОЛОШУЄ

НАБІР НА НАВЧАННЯ ЗА ОСВІТНЬО-КВАЛІФІКАЦІЙНИМ РІВНЕМ СПЕЦІАЛІСТ ОСІБ, ЯКІ МАЮТЬ:

- ОСВІТНЬО-КВАЛІФІКАЦІЙНИЙ РІВЕНЬ МОЛОДШОГО СПЕЦІАЛІСТА АБО БАКАЛАВРА;
- ПОВНУ ВИЩУ ОСВІТУ
- ТРИ КУРСИ ВИЩОГО НАВЧАЛЬНОГО ЗАКЛАДУ III АБО IV РІВНІВ АКРЕДИТАЦІЇ;

НА СПЕЦІАЛЬНОСТІ:

- “Теплогазопостачання і вентиляція”
- “Водопостачання і водовідведення”
- “Охорона праці в будівництві”
- “Міське будівництво і господарство”
- “Землевпорядкування та кадастр”
- “Інженерна геодезія”
- “Менеджмент організацій”

- ◆ Прийом документів на ФПК і ПС проводиться протягом року.
- ◆ Початок занять – по мірі комплектування груп.
- ◆ Термін навчання – до 3,5 років (залежно від рівня освіти вступника).
- ◆ Форма навчання – очно-заочна (змішана) з частковим відривом від виробництва. Сесії два рази на рік по 4 тижні кожна.
- ◆ Прийом вступників здійснюється на конкурсній основі з урахуванням середнього балу оцінок у відповідності з додатком до диплому та за результатами співбесіди з математики, мови, спеціальності.
- ◆ Навчання здійснюється на контрактній основі за рахунок коштів підприємств, організацій або власних коштів особи. Діє система знижок на оплату.
- ◆ Вступники подають такі документи: копію диплому про освіту, копію виписки з залікової відомості (додаток до диплому), виписку з трудової книжки (для осіб, які мають стаж роботи), медичну довідку за формою 086-У, 6 фотокарток розміром 3 x 4 см (в конверті). Паспорт, диплом і додаток до диплому в оригіналі пред'являють особисто членам комісії при проведенні співбесіди.
- ◆ По закінченні навчання випускники одержують диплом державного зразку Київського національного університету будівництва і архітектури IV рівня акредитації з присвоєнням відповідної кваліфікації.
- ◆ Факультет має відділення у містах Донецьку, Дніпропетровську, Львові та Немирові.
- ◆ На час проведення навчальних сесій (два рази на рік по 4 тижня кожна) студенти забезпечуються житлом за власний рахунок.

Заяви на навчання і документи надсилати за адресою:

03680, м. Київ-37, вул. Освіти, 4, кім. 242

КНУ будівництва і архітектури, факультет підвищення кваліфікації і
перепідготовки спеціалістів.

Телефони для довідок: тел/факс (044) 245-48-56, тел. 244-96-63

Навчальне видання

**ЄНІН Петро Матвійович
ШИШКО Геннадій Григорович
ПРЕДУН Костянтин Миронович**

**ГАЗОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНИХ ПУНКТІВ І
ОБ'ЄКТІВ ПРИРОДНИМ ГАЗОМ**

Навчальний посібник

Підп. до друку 20.10.2002. Формат 60×84¹/₈. Папір офс. Гарнітура "Таймс". Друк офс. Ум. друк. арк.
23,0. Обл.-вид. арк. 26,8. Наклад 2000 прим. Зам. 2-306.

Видавництво "ЛОГОС"
Свідоцтво ДК № 201 від 27.09.2000 р.
01030, Київ-30, вул. Богдана Хмельницького, 10, тел. 235-60-03.
Віддруковано в друкарні
концерну «Ін Юре»
м. Київ, вул. Багговутівська, 17-21
