

Міністерство освіти і науки України  
Запорізький національний університет  
Інженерний навчально-науковий інститут

Рижков В.Г.  
Манідіна Є.А.  
Куріс Ю.В.  
Троїцька О.О.

## **БЕЗПЕКА ГАЗОВОГО ГОСПОДАРСТВА**

Навчально-методичний посібник

для здобувачів ступеня вищої освіти магістра  
спеціальності 263 «Цивільна безпека»  
освітньо-професійної програми «Охорона праці»

Затверджено  
вченою радою ЗНУ  
Протокол № \_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

Запоріжжя  
2021

УДК 502.52:502.174(075)

Р497

Рижков В.Г., Манідіна Є.А., Куріс Ю.В., Троїцька О.О. Безпека газового господарства : навчально-методичний посібник для здобувачів ступеня вищої освіти магістра денної і заочної форм навчання спеціальності 263 «Цивільна безпека» за освітньо-професійною програмою «Охорона праці». Запоріжжя : ЗНУ, 2021. 170 с.

Навчально-методичний посібник призначений для використання в освітньому процесі. У посібнику викладено відомості з властивостей газів, що використовуються у промисловості. Розглянуті вимоги до газопроводів, газових установок, агрегатів – споживачів газу. Розроблено практичні завдання за темами курсу, наведено теми для самостійного опрацювання і питання для самоконтролю.

Рецензенти:

*В.С. Манідін* – начальник департаменту з охорони праці, навколишнього середовища та пожежної безпеки ПрАТ «Судноплавна компанія «Укррічфлот»

*О.Г. Добровольська* – кандидат технічних наук, доцент кафедри міського будівництва та господарства Інженерного інституту Запорізького національного університету

Відповідальний за випуск

*Г.Б. Кожемякін* – кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри прикладної екології та охорони праці

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ	4
ВСТУП	5
1 ЕНЕРГЕТИЧНІ РЕСУРСИ СВІТУ ТА УКРАЇНИ	7
1.1 Світові запаси енергоресурсів	7
1.2 Енергетика України	9
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМИСЛОВИХ ГАЗІВ	13
2.1 Класифікація промислових газів	13
2.2 Природні гази	13
2.3 Штучні гази	19
2.4 Небезпечні і шкідливі властивості газів	22
3 ОСНОВНІ СКЛАДОВІ ПРОМИСЛОВИХ ГАЗІВ	27
4 ПРИРОДНИЙ ГАЗ	39
5 СУПУТНИЙ ГАЗ	43
6 СЛАНЦЕВИЙ ГАЗ	47
7 ДОМЕННИЙ ГАЗ	51
8 КОКСОВИЙ ГАЗ	60
9 ФЕРОСПЛАВНИЙ ГАЗ	65
10 КОНВЕРТЕРНИЙ ГАЗ	71
11 ОСНОВИ ТЕОРІЇ ГОРІННЯ ГАЗІВ	77
12 ГАЗОПРОВІДИ І ГАЗОВІ ЄМНОСТІ	97
13 ГАЗОВІ УСТАНОВКИ	128
14 СПОЖИВАЧІ ГАЗУ	136
15 ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ГАЗОПОЛУМЕНЕВОЇ ОБРОБКИ МЕТАЛІВ	147
16 ПОВОДЖЕННЯ З КИСНЕМ	150
ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ	159
РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА	169
ВИКОРИСТАНА ЛІТЕРАТУРА	169

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

АДС – аварійно-диспетчерська служба  
АПЕК (АТЕС, АРЕС) - Азійсько-Тихоокеанське економічне співробітництво (англ. The Asia-Pacific Economic Cooperation)  
ВУ ПЗГ - виробниче управління підземного зберігання газу  
ГДК – гранично допустима концентрація  
ГРП – газорозподільний пункт  
ГРУ - газорозподільна установка  
ГТС – газотранспортна система  
ДСТУ – Державний стандарт України  
ЗВТіА - засоби вимірювальної техніки і автоматизації  
ЗЗК – запобіжно-запірний клапан  
ЗЗП - запобіжно-запірний пристрій  
ЗСК - запобіжно-скидний клапан  
КІ – кисневий індекс  
ЛВУ МГ - лінійне виробниче управління магістрального газопроводу  
МБЛЗ - машина безперервного лиття заготовок  
МГ – магістральний газопровід  
НГК – нафтогазовий комплекс  
НКМЗ – нижня концентраційна межа запалювання  
НПЗ – нафтопереробний завод  
НТС – нафтотранспортна система  
ОЕС - Об'єднана енергетична система  
ПХГ – підземне зберігання газу  
ПСГ – підземні сховища газу  
ТУ – технічні умови  
УМГ - управління магістрального газопроводу  
ШГРП – шафований газорозподільний пункт

## ВСТУП

Завдання охорони праці – забезпечення безпечних, нешкідливих і сприятливих умов праці через вирішення багатьох складних завдань. Вирішальне значення в розв'язанні цих завдань має науково-технічний прогрес. Використання досягнень науки та техніки сприяє підвищенню рівня безпеки праці, культури та організації виробництва, дозволяє полегшити працю, підсилити її привабливість.

Аналіз виробничих травм доводить, що вони виникають головним чином внаслідок втрати міцності та надійності промислових агрегатів, засобів захисту, порушень правил безпечної експлуатації та ряду інших організаційних і технічних факторів.

Потенційним джерелом різного виду травмування, аварій, отруєнь тощо є газове господарство виробничих підприємств, та громадсько-побутового сектора.

Що належить до цього поняття? Газове господарство – це газопроводи та споруди на них, засоби захисту від електрохімічної корозії, газорегуляторні пункти, газорозподільні станції, газорегуляторні установки, системи телемеханіки та автоматизованої системи управління газовими установками, промислові, побутові та комунально-побутові газоспоживачі, газове обладнання громадських, адміністративних та житлових будинків незалежно від відомчої належності та форм власності.

До обладнання підвищеної небезпеки у промисловості належать газопроводи горючих і отруйних газів, газові установки (газорегуляторні пункти, газорозподільні станції, контрольно-розподільні пункти, апарати очистки газу тощо), агрегати, що споживають газ як паливо (металургійні печі, парові та водогрійні котли, сушарки, апарати для вогневого різання металу тощо). Гази, що споживаються промисловістю, або утворюються в процесі виробництва, часто відрізняються агресивністю і створюють небезпеку для персоналу.

Всі горючі гази є вибухо- і пожежонебезпечними – природний газ, коксовий, доменний, феросплавний, конвертерний, супутній нафтовий, пропан-бутан та ін. Багато промислових газів є отруйними (хлор, аміак) або містять отруйні компоненти (доменний і конвертерний газ – оксид вуглецю, феросплавний газ – оксид вуглецю і двооксид сірки, сирий коксовий газ – оксид вуглецю, бензол, аміак, сірководень). Гази, що утворюються внаслідок процесів у промислових агрегатах часто мають високу температуру на виході з агрегату; це доменний, коксовий, феросплавний, конвертерний газ. Доменний газ виходить з печі під надлишковим тиском до 0,25 МПа. Значно більший тиск мають гази, що транспортуються по магістральних трубопроводах, або зберігаються у балонах, цистернах. Наприклад, тиск пропан-бутанової суміші у балоні – 1,6 МПа (16 ат.), а у балоні з киснем може досягати 19,6 МПа (200 ат.).

У магістральних трубопроводах природного газу тиск досягає 11,8 МПа, а в трубопроводах кисню I категорії – до 42 МПа.

Визначену небезпеку вибуху і пожежі являють газові установки, металургійні печі і котли, що споживають газоподібне паливо.

Таким чином, бачимо, що газове господарство підприємств є джерелом багатьох небезпечних і шкідливих факторів і потребує ретельного догляду і

дотримання правил і норм безпеки при проектуванні, експлуатації, монтажу, ремонтах тощо.

**Метою** викладання навчальної дисципліни «Безпека газового господарства» є формування у студентів системи професійних знань про небезпечні і шкідливі властивості промислових газів, безпечну експлуатацію газового господарства підприємств, а також формування умінь щодо застосування цих знань на практиці.

**Основними завданнями** вивчення дисципліни «Безпека газового господарства.» є оволодіння теоретичними знаннями і набуття практичних навичок з безпечної експлуатації газопроводів і газових установок, засвоєння нормативно-правових актів, які регулюють безпеку експлуатації газового господарства підприємств, набуття умінь щодо розв'язання теоретичних і практичних задач, пов'язаних із безпекою газового господарства.

У результаті вивчення навчальної дисципліни студент повинен набути таких результатів навчання (знання, уміння тощо) та компетентностей:

- здатність діагностувати пошкодження газопроводів та газових установок;
- здатність забезпечувати необхідний рівень індивідуальної і колективної безпеки у разі виникнення типових та нетипових небезпечних ситуацій на газопроводах і в газових установках;
- здатність прийняти виважене рішення під час виконання робіт щодо безпеки газового господарства на об'єкті;
- здатність застосувати досягнення науково-технічного прогресу для вирішення завдань безпеки газового господарства;
- вміння узагальнювати передовий вітчизняний і світовий досвід по забезпеченню високої надійності газопроводів та газових установок;
- вміння встановлювати рівні професійного ризику для розробки профілактичних заходів з безпеки газопроводів та газових установок;
- здатність виконувати типові та оригінальні розрахунки щодо безпеки газового господарства;
- здатність розробляти проектну документацію на системи забезпечення безпеки газового господарства.

#### **Міждисциплінарні зв'язки.**

Навчальна дисципліна «Безпека газового господарства» продовжує інженерну підготовку студента і базується на знаннях, отриманих при вивченні дисциплін «Фізика», «Хімія», «Безпека технологічних процесів та обладнання», «Пожежна безпека».

Дисципліна забезпечує виконання відповідних розділів у кваліфікаційних роботах та проектах.

# 1 ЕНЕРГЕТИЧНІ РЕСУРСИ СВІТУ ТА УКРАЇНИ

## 1.1 Світові запаси енергоресурсів

Виробництво енергії людством безперервно росте з ростом населення планети, як і видобуток енергоресурсів. Тільки за останні 100 років населення Землі зросло майже у 4 рази, а річний видобуток енергоресурсів – у 21 раз. На сьогоднішній день у середньому на одного мешканця планети доводиться 2,5 т у.п. (тон умовного палива) енергоресурсів за рік. За прогнозами до 2100 р. населення виросте до 10 млрд., а середнє значення питомих енергоресурсів на людину – до 10 т у.п., тобто в цілому енерговидобування досягне 100 млрд. т у.п. (практично все органічне паливо, у першу чергу нафта й газ, будуть вичерпані). Тому в людства немає іншої альтернативи, тільки як жити відповідно до своїх можливостей.

Аналізуючи споживання первинної енергії, необхідно відзначити, що загальна її кількість наприкінці ХХ сторіччя складала приблизно 14 970 т у.п., або 439 млрд. ГДж. Причому, споживання первинної енергії в світі було зовсім нерівномірним: на США й Канаду доводилося 3680 млн. т у.п. на рік (приблизно 12,2 т у.п. на людину на рік); на країни СНД, Центральної Європи та Іран – 1800 млн. т у.п. на рік (4,4 т у.п. на людину); а на Індію – 850 млн. т у.п. на рік (0,86 т у.п. на людину).

Енергопостачання світової економіки базується в основному на органічних паливах (вугіллях, природному газі, нафті), за рахунок яких у цей час забезпечується близько 90% світового споживання енергії. Оцінка світових запасів органічних палив досить складна через недостатню розвіданість надр нашої планети, а також через недосконалість методів буріння.

Прогнозні й розвідані запаси копалинних палив показали, що з оптимістичних прогнозів запаси ресурсів складають 13350 млрд. тонн умовного палива. Із цієї кількості на частку вугілля доводиться – 88,5%, нафти й природного газу – 6%, нафтоносних пісків і сланців – 5,5%. Запаси вугілля й газу розподілені у світі вкрай нерівномірно. Однак при прогнозуванні на більше тривалий період виявляється, що видобуток і споживання вугілля будуть як і раніше збалансовані, а газу буде не вистачати.

Лева частина в енергобалансі світу належить нафті, її частина у використанні первинних енергоресурсів становить 39,3%. Далі йдуть вугілля 25,3% і природний газ – 25,0%.

У країнах ОПЕК (табл. 1.1) сконцентровано більше половини світових запасів вугілля. По обсязі запасів вугілля виділяються чотири країни – США, Росія, Китай і Австралія. На їхню частку доводиться більше 60% світових запасів.

У Росії та країнах СНД ціль розвитку вугільної промисловості забезпечити внутрішні потреби й підтримати стабільним рівень експорту. Збільшення обсягів споживання й експорту вугілля зробило його видобуток пріоритетною галуззю в багатьох країнах світу. У всіх країнах видобуток

вугілля стримується в основному рівнем розвитку інфраструктури й нестачею інвестицій.

Таблиця 1.1 – Країни АПЕК

Країна	Дата вступу
Австралія	1989
Бруней	1989
В'єтнам	1998
Гонконг, Китай <sup>[3]</sup>	1991
Індонезія	1989
Канада	1989
Китай <sup>[4]</sup>	1991
Малайзія	1989
Мексика	1993
Нова Зеландія	1989
Папуа — Нова Гвінея	1993
Перу	1998
Республіка Корея	1989
Росія	1998
Сінгапур	1989
США	1989
Таїланд	1989
Філіппіни	1989
Тайвань	1991
Чилі	1994
Японія	1989

Але найважливішим джерелом енергії у світі залишається нафта. Країни, що розвиваються, володіють близько 86% світових запасів . Серед розвинених країн запаси нафти розділяються майже рівномірно між країнами АПЕК і іншими країнами.

Очікується, що обсяги споживання нафти почнуть знижуватися вже у найближче десятиріччя., що обумовлене в основному відпрацюванням запасів. До 2030 р. рівень видобутку нафти може знизитися до 4,5 млрд. т, а до 2050 р. сумарна продукція нафти зменшиться до 3,5 млрд. т на рік, тобто до нинішнього рівня. Ріст світового споживання нафти на тлі виснаження її запасів – ще одна причина об'єктивної необхідності росту частини газу у світовому енергопостачанні. Майже половина світових доведених запасів газу



приходиться на країни - члени ОПЕК. Росія, що займає перше місце у світі по обсягах запасів, концентрує 33% світових і 75% регіональних газових ресурсів. Крім того, по запасах газу помітні США, Канада, Мексика, Індонезія, Малайзія та Бруней. Підвищення ролі природного газу у світовому балансі пов'язане зі збільшенням його видобутку для власного споживання й для експорту. Природний газ використовується як паливо і хімічна сировина. Економічні переваги газу як палива в порівнянні з вугіллям і відносно більші його запаси в порівнянні з нафтою визначають темпи росту видобутку й використання газу.

У зв'язку з високою ефективністю використання природного газу як палива і значно меншим негативним його впливом на навколишнє середовище попит на газ в країнах Європи постійно зростає, що викликає необхідність збільшення його поставок. За прогнозами експертів, частка газу у використанні первинних енергоресурсів у Західній Європі збільшиться в 2025 р. до 27%, а споживання газу складе 600-700 млрд. куб. м на рік.

Природний газ як найбільш перспективний енергоносіє поступово висувається на перший план. Нові технології переробки газу забезпечують досить високий ККД (65-70%), а строки будівництва газових електростанцій мінімальні - 18 місяців. Крім того, вони обходяться набагато дешевше, ніж електростанції на альтернативному паливі, тому що теплотворна здатність природного газу вище, ніж мазуту та кам'яного вугілля.

## **1.2 Енергетика України**

Вугілля поки що є основним органічним енергоносієм України, запаси якого дозволяють сповна забезпечити потреби України в цьому виді органічного палива. Його ресурси в Україні становлять 117,6 млрд. т, у тому числі 45,6 млрд. т – розвідані балансові запаси, з них енергетичних марок вугілля – 32,1 млрд. т. Балансові запаси вугілля на діючих шахтах становлять 9,1 млрд. т, у тому числі 4,9 млрд. т (53,8 %) – для потреб енергетики.

Нафтогазовий комплекс (НГК) є однією з найважливіших складових паливно-енергетичного комплексу України. У загальному обсязі споживання палив органічного походження вуглеводні становлять приблизно 65%, у тому числі природний газ понад 40 %.

Стратегічне значення власного видобутку не можна применшувати, не тільки тому, що він представляє майже чверть від обсягів споживання, а тому, що саме ця частка газу, завдяки його меншій, у порівнянні з імпортованим, вартості дає державі можливість виконувати соціальну функцію, підтримуючи ціни на газ для населення й бюджетної сфери на низькому рівні.

Ринковий потенціал галузі значний і складається із прогнозу внутрішнього попиту й транзиту. Що стосується внутрішнього попиту, то в цей час Україна посідає шосте місце по обсягам споживання газу після США, Росії, Великобританії, Німеччини і Канади. Основним резервом збільшення видобутку вуглеводнів є 5 млрд. т умовного палива (3845 млрд. куб. м газу і 1136 млн. т нафти з кондесатом), які доводяться на ще не розвідані запаси

нафти й газу на більших глибинах (5000 м) на суші і Азово-Чорноморському шельфі. Необхідною умовою є проведення геологорозвідувальних робіт в обсягах, які забезпечували б 2-3 кратний приріст запасів над видобутком (на газ – 415 тис. м<sup>3</sup> на рік, на нафту – 185 тис. м<sup>3</sup> на рік) і впровадження нових технологій збільшення нафтогазовіддачі і коефіцієнту їхнього вилучення.

Найбільша у світі газова індустрія в Росії була створена в другій половині ХХ сторіччя. На Росію доводиться близько 1/3 розвіданих запасів природного газу й 5/4 його світового видобутку та експорту. Частка газу у виробництві первинних енергоресурсів Росії досягла 50%, а в експорті 43 % від загальних обсягів видобутку. ВАТ "Газпром" контролює 65% розвіданих запасів газу, 92% його видобутку і 98 % всієї газопровідної мережі Росії.

Оскільки найкоротший шлях від країн Прикаспійського регіону до країн Центральної й Західної Європи пролягає через Україну, економічні інтереси України в частині збільшення обсягів транзиту збігаються з економічними й геополітичними інтересами Росії в сфері газопостачання. Для країн-експортерів газу Європа – дуже важливий клієнт. Газова складова в енергобалансі європейських країн росте прямо на очах, досягши чверті від загального споживання енергії.

При цьому європейські країни для задоволення свого попиту неминуче будуть усе активніше використати зовнішні джерела. Якщо в 2000 році Європа виробляла 60 % споживаного нею газу, то вже до 2010-2015 років внесок власне європейських виробників скоротився до 30%. Природний газ як найбільш перспективний енергоносіє поступово висувається на перший план. У таких великих державах як Італія і Великобританія приблизно третина всієї електроенергії незабаром буде вироблятися на природному газі.

Електроенергетична область є однією з найважливіших складових паливно-енергетичного комплексу України. Показником, що об'єктивно характеризує роботу електроенергетичної галузі, є здатність надійно й безперебійно забезпечити в необхідних обсягах і відповідній якості електричною і тепловою енергією підприємства, установи і організації суспільного виробництва, житлово-комунального господарства, бюджетної й соціальної сфери, а також населення.

Основа електроенергетики складає Об'єднана енергетична система (ОЕС) України, що здійснює централізоване енергозабезпечення областей національної економіки і населення, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, а також забезпечує експорт і імпорт електроенергії. ОЕС поєднує вісім регіональних електроенергетичних систем, які об'єднані між собою системоутворюючими і міждержавними лініями електропередач напругою 750, 330-500 кВ. На сьогоднішній день в експлуатації перебувають понад 1 млн. км лінії електропередач. Вироблення електричної енергії здійснюється тепловими, атомними і гідравлічними електростанціями семи енергогенеруючих компаній і акціонерних товариств.

На території країни знаходиться 402 родовища вуглеводнів, з яких 269 знаходяться в промисловій розробці. Загальний підтверджений обсяг газу, що

знаходиться в цих чотирьох сотнях родовищ, становить близько 905 млрд куб. м газу що за нинішніх темпів видобутку вистачить на 60 років.

Однак, як зазначають видобувні компанії України, добути можливо тільки половину від усіх запасів, тобто 425,8 млрд куб. м природного газу. За оцінками експертів, цих обсягів цілком вистачить, щоб 22 роки забезпечувати державу необхідним ресурсом. Витяг природного газу в подальшому також буде ускладнюватися у зв'язку з глибиною, на якій розташовані поклади. 30% від доступних покладів знаходяться на глибині 3-4 км, 27% на глибині менше 3 км, 22% на глибині понад 5 км і 21% на глибині 4-5 км. Найбільші родовища показані на рис. 1.1.

За даними АТ "Укртрансгаз", станом на 31 серпня 2020 р. запаси природного газу у підземних сховищах (ПСГ) України становлять 25,636 млрд куб. м.

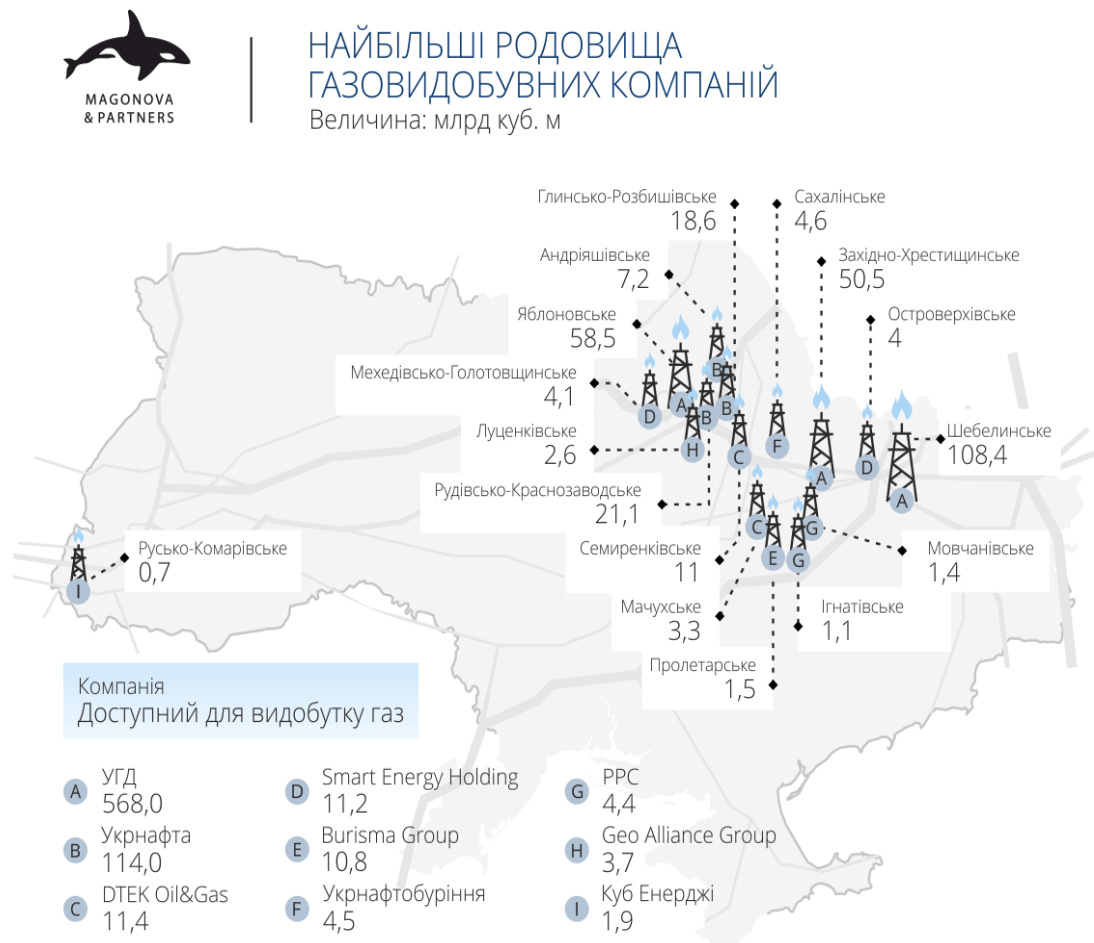


Рисунок 1.1 – Родовища природного газу в Україні

Газова промисловість України розвивається на базі родовищ Передкарпатської і Дніпровсько-Донецької нафтогазових областей та Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної провінції. Споживання газу в Україні становить 65-70 млрд м<sup>3</sup> на рік.

Видобуток газу в Україні у 2010-і роки стабілізувався на рівні 18-20 млрд м<sup>3</sup> на рік. Таким чином самозабезпечення України газом на сьогодні становить близько 22 %. Решта задовольняється імпортом з Росії та Туркменістану.

У листопаді 2018 видобуток природного газу в Україні досяг показника 59 млн кубометрів на добу, що є найвищим значенням з 2014 року після втрати чорноморських родовищ у зв'язку з окупацією Криму. У вересні середньодобовий показник видобутку газу становив 57,7 млн. куб. м/добу, у жовтні – 58,5. Зростання вдалося досягнути за рахунок підвищення видобутку державною компанією «Укргазвидобування», на яку припадає близько 74 % видобутку газу в країні. Решту 20 % та 4 % становлять приватні компанії та «Укрнафта» відповідно.

Видобуток природного газу в Україні у 2019 році становив 20,7 млрд. кубометрів, що на 1,4 % менше, ніж за попередній рік.

На 2020 р. заплановано досягти 28 млрд. м<sup>3</sup> видобутку природного газу, з них майже 50 % мають видобуватись завдяки новим інвестиціям та сучасним технологіям. Загалом на 2020-й країна мала відмовитися від імпорту сировини за рахунок виключно власних ресурсів.

За 11 місяців 2020 року було транспортовано 15,6 млрд. куб. м газу з Європи в Україну на замовлення своїх клієнтів. Це на 11% (1,6 млрд. куб. м) більше за аналогічний показник минулого року та на 34% перевищує середню позначку (11,7 млрд. куб. м) відповідних періодів у 2016-2019 роках.

### **?** Питання для самоконтролю

1. Охарактеризуйте споживання первісної енергії у сучасному світі.
2. Що таке ОПЕК, які країни до неї входять?
3. Яка очікувана динаміка споживання нафти та газу?
4. Охарактеризуйте родовища природного газу в Україні.
5. Яка динаміка видобутку природного газу в Україні?

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМИСЛОВИХ ГАЗІВ

### 2.1 Класифікація і властивості промислових газів

Гази, що обертаються в промисловості можна класифікувати за різними ознаками. Наприклад, за ознакою горючості – гази можуть бути горючими (вибухонебезпечними) і негорючими (вибухобезпечними).

До горючих належать природний газ, супутній нафтовий, пропан-бутан, доменний, коксовий, конверторний, феросплавний тощо. До негорючих – хлор, азот, аргон, кисень.

Умовно можна поділити гази на отруйні і не отруйні. До перших належать гази конверторний, феросплавний, доменний, хлор, аміак тощо. До других – азот, аргон, кисень. Природний газ не містить таких речовин гостро направленої дії як оксид вуглецю, хлор, сірководень, але вуглеводні, що містяться в ньому, надають легкий наркотичний ефект і відносяться до речовин 4 класу небезпеки.

Залежно від фізичних властивостей гази можуть бути скраплені і стиснені. Скраплені (зріджені) – це гази з відносно високою критичною температурою, при підвищенні тиску до 1,0-1,5 МПа переходять в рідкий стан. В основному, це пропан-бутанові вуглеводні. Стиснені – це гази з низькою критичною температурою, які залишаються в газоподібному стані при нормальній температурі навіть при дуже високому тиску (до 20 МПа). До них належать метан, оксид вуглецю, водень, етилен.

Окремо можна сказати про ацетилен. Цей газ при підвищенні тиску становиться дуже вибухонебезпечним – може самовільно вибухати. Тому його зберігають у балонах під відносно невисоким тиском у вигляді розчину в ацетоні. Балон заповнений поруватою масою, наприклад, активованим вугіллям.

Газоподібне паливо за теплою згоряння поділяють на три групи:

- висококалорійне, з теплою згоряння понад 20000 кДж/м<sup>3</sup> (природні гази газових родовищ і супутні, нафтовий газ);
- середньої калорійності – 10000-20000 кДж/м<sup>3</sup> (коковий, світільний);
- низькокалорійне – до 10000 кДж/м<sup>3</sup> (доменний, генераторний).

За походженням можна виділити гази природні і штучні.

### 2.2 Природні гази

**Природні гази** – це гази, що знаходяться в надрах Землі, а також гази земної атмосфери. Вони частково розчинені у підземних і наземних водах і нафтах, сорбовані вугіллям і деякими глинистими породами. Природні гази виділяються з надр Землі під час вулканічної діяльності тектонічними

щілинами, пов'язаними з газоносними пластами, виносяться мінеральними джерелами. Їх можна поділити на гази біохімічні, вулканічні, метаморфічні, повітряного і хімічного походження, гази радіоактивних процесів.

**Біохімічні гази** – продукти життєдіяльності бактерій. Вони виникають при перетвореннях органічних речовин, відновленні сульфатів чи інших мінеральних солей. У результаті таких процесів можуть утворюватися такі гази, як  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ .

**Вулканічні гази** виділяються з надр Землі при виверженнях. Вони розчинені у розплавленій магмі, а також утворюються в процесі дії парів води при високих температурах на речовини магми і контактуючих з магмою порід.

**Метаморфічні гази** утворюються при перетвореннях викопного вугілля та інших гірських порід під дією тепла і тиску; містять  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ , різноманітні вуглеводні,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}$  та ін.

**Повітряні гази** – гази атмосфери і гази, що знаходяться в надрах Землі. Сухе атмосферне повітря біля поверхні Землі складається з  $\text{N}_2$  (78,09 об. %),  $\text{O}_2$  (20,95 об. %), а також невеликих кількостей  $\text{Ar}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{Ne}$ ,  $\text{He}$ ,  $\text{Kr}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{Xe}$ . Важливим джерелом газів атмосфери служать вулканічні виверження, процеси «дихання Землі» (мікрогазові виділення), радіоактивний розпад та ін. Найбільш легкі гази (наприклад гелій) не накопичуються в атмосфері й відходять у світовий простір. Промислова діяльність людини також впливає на склад атмосфери. Гази, що знаходяться у надрах Землі, складаються з  $\text{N}_2$  та інертних газів; вільний кисень у них відсутній.

**Гази хімічного походження** виникають при хімічній взаємодії між газоподібними речовинами, водяними розчинами і гірськими породами як за нормальних умов, так і при підвищених температурах і тисках, що спостерігаються на різних глибинах земної кори. При цьому можуть утворюватися  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{N}_2$ , а також  $\text{CH}_4$  та інші вуглеводні.

У результаті **радіоактивних процесів** утворюється радон, гелій, аргон, ксенон та інші гази.

До природних газів відносяться також горючі гази, що накопичуються в породах-колекторах у вигляді самостійних газових прошарків, і горючі гази, розміщені у вугільних пластах.

**Природний газ.** Походження природних горючих газів обумовлене біохімічним розпадом органічної речовини і подальшим метаморфізмом останнього під впливом геохімічних факторів. Крім того, горючі гази утворюються при взаємодії парів води з карбідами металів, а також  $\text{CO}$  і  $\text{H}_2$ .

Найбільше значення має природний газ із газоносних пластів – одна з основних горючих копалин, що займає ключові позиції у паливно-енергетичних балансах багатьох держав, важлива сировина для хімічної промисловості. Більше ніж на 90% він складається з вуглеводнів, головним чином метану  $\text{CH}_4$ . Містить і більш важкі вуглеводні – етан, пропан, бутан, а також меркаптани і сірководень (зазвичай ці домішки шкідливі), азот і вуглекислий газ (вони в принципі некорисні, але й не є отруйними), пари води, домішки гелію та інших інертних газів.

У викопному природному газі містяться вуглеводні з низькою молекулярною масою. Він має приблизно такий склад (за об'ємом):

80–98% метану; 2–3% його найближчих гомологів – етану, пропану, бутану і невеликої кількості домішок – сірководню, азоту, благородних газів, оксиду вуглецю (IV) і водяної пари. У табл. 2.1 показано приблизний склад газу різних родовищ.

Таблиця 2.1 – Склад природного газу різних родовищ, об. %

Родовище	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	N <sub>2</sub> +CO <sub>2</sub>
Шебелинське (Харківська обл.)	92,50	2,78	0,65	0,56	3,51
Дашавське (Львівська обл.)	97,80	0,50	0,20	0,10	1,40
Хрестищенське	93,50	3,30	0,80	0,30	2,00
Котелевське	87,40	5,50	2,40	0,80	3,30
Уренгойське	98,80	0,07	–	–	1,10

Основним газом самостійних газових покладів і вугільних пластів є метан. У газах, супутніх нафті, крім метану, містяться значні кількості його гомологів.

Теплота згоряння сухого природного газу 33,52-35,61 МДж/м<sup>3</sup> (8000-8500 ккал/м<sup>3</sup>). У табл. 2.2 наведено густину і теплоту згоряння газів, які входять до складу газоподібного палива.

Таблиця 2.2 – Характеристика газів, які входять до складу газоподібного палива

Газ	Формула	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Теплота згоряння	
			МДж/м <sup>3</sup>	ккал/м <sup>3</sup>
Водень	H <sub>2</sub>	0,090	10,80	2579
Азот	N <sub>2</sub>	1,251	–	–
Кисень	O <sub>2</sub>	1,428	–	–
Оксид вуглецю	CO	1,250	12,65	3018
Вуглекислота	CO <sub>2</sub>	1,964	–	–
Сірчистий газ	SO <sub>2</sub>	2,858	–	–
Сірководень	H <sub>2</sub> S	1,520	23,40	5585
Метан	CH <sub>4</sub>	0,716	35,85	8555
Етан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1,342	63,80	15226
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,967	91,30	21795
Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,593	118,74	28338

Пентан	$C_5H_{12}$	3,218	146,20	34890
Етилен	$C_2H_4$	1,251	59,10	14107
Пропілен	$C_3H_6$	1,877	86,07	20541
Бутилен	$C_4H_8$	2,503	113,60	27111
Бензол	$C_6H_6$	3,485	141,50	33528

За способом видобутку природні горючі гази поділяються на власне природні гази, що видобуваються із суто газових родовищ, які практично не містять нафти; супутні гази, котрі розчинені у нафті та добуваються разом з нею, і гази газоконденсатних родовищ, що знаходяться в пластах під тиском і містять (у результаті так званого «зворотного» випаровування) керосинові, а іноді й солярові фракції нафти.

Власне природні гази і гази газоконденсатних родовищ виходять на поверхню Землі під значним тиском (5–10 МПа); супутні гази виділяються з нафти у сепараторах під невеликим надлишковим тиском або при розрідженні. Природні та супутні гази складаються загалом з алканів, незначної кількості цикланів і ароматичних вуглеводнів, невеликих кількостей азоту і аргону, а також містять сліди гелію і водню. Крім того, іноді в газах містяться  $H_2S$ , меркаптани і  $CO_2$ .

За складом природні горючі гази іноді поділяють на сухі та жирні. До жирних відносяться гази, що містять 50–100 (і більше)  $г/м^3$  вуглеводнів від  $C_3H_8$  і вище. Власне природні гази зазвичай відносяться до сухих газів, супутні та газоконденсатні – до жирних.

Майже всі природні горючі гази зовсім не мають запаху або мають вельми слабкий запах, за яким їх складно розпізнати. Внаслідок цього важко своєчасно виявити присутність газу в приміщеннях і вжити заходів щодо запобігання його накопиченню, уникнувши пожеж, вибухів і отруєнь.

Для того, щоб можна було своєчасно виявити газ, який не має власного специфічного запаху, йому штучно додають запаху, тобто одоризують. Речовини, використовувані для штучної одоризації газу, називаються одорантами, а апарати, в яких відбувається одоризація – одоризаторами.

Уживані для одоризації газу речовини повинні відповідати ряду вимог, основні з яких наступні:

- запах одоранта має бути різким і специфічним, тобто відрізнятися від інших запахів житлових та інших приміщень;
- одоранти і продукти їх згоряння мають бути фізіологічно нешкідливими і не впливати на газопроводи, прилади та обстановку приміщень;
- одорант має бути недефіцитним.

Як одоранти найбільшого поширення набули органічні сірчисті сполуки (меркаптани, сульфіді і дисульфіді). Вони вживаються як у вигляді індивідуальних хімічних речовин (наприклад етилмеркаптан), так і у вигляді технічних промислових продуктів, що містять вказані сірчисті органічні сполуки (колодорант, пенталарм, каптан та ін.).



Норма питомої витрати вживаного одоранту залежить як від його природи, так і від складу і властивостей газу, який одоризують, а також від кліматичних умов.

**Супутний газ.** Супутній нафтопромисловий газ, крім метану, містить більш важкі газоподібні вуглеводні, кількість яких залежить від складу нафти того чи іншого родовища. В багатьох випадках газовий фактор (кількість газу в кубічних метрах на одну тону нафти) дуже високий (50-100 м<sup>3</sup>).

За складом нафтові гази поділяють на вуглеводневі (95-100% вуглеводнів), вуглеводневі з домішкою вуглекислого газу (CO<sub>2</sub> 4-20%), вуглеводневі з домішкою азоту (N<sub>2</sub> 3-5%), вуглеводнево-азотні (N<sub>2</sub> до 50%); за співвідношенням метану і його гомологів – на сухі (CH<sub>4</sub> понад 85%, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>+вищі 10–15%) і жирні (CH<sub>4</sub> 60–85%, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>+вищі 20–35%).

Вуглеводні з числом атомів вуглецю 1-4, які входять в склад нафти, при нормальних умовах перебувають в газоподібному стані. Їх уловлюють при добуванні нафти. Теплота згоряння нафтопромислового газу вища, ніж у газах чисто газових родовищ і становить 40...55 МДж/м<sup>3</sup>, але їх використовують, головним чином, як сировину для хімічної і нафтохімічної промисловості.

У багатьох супутних газів присутні сірководень і негорючі компоненти: азот, вуглекислий газ, а також інертні гази – He, Ar. Останні містяться в кількостях, що дуже рідко становлять промисловий інтерес. У газах родовищ Апшеронського півострова, грозненських, сахалінських, Небіт-дагу їх близько 10<sup>-3</sup> %. Значні кількості He містяться в нафтових супутних газах деяких родовищ США: Харлей (штат Юта) – 7,16%; Клітсайд (штат Техас) – до 2%.

Нафта і газ скупчуються в таких ділянках земної кори («пастках»), де фізичні та геологічні умови сприяють їх тривалому збереженню.

Будь-який газ має здатність у тій чи іншій мірі розчинитися в рідині. На кількість розчиненого газу впливають його властивості, природа рідини і зовнішні умови (тиск, температура).

Вуглеводневі гази, що утворилися одночасно з нафтою і залягають разом з нею, знаходяться в розчиненому вигляді, утворюючи нафтогазові пласти. Оскільки температура в покладах нафти змінюється мало, то кількість розчинених у нафті газів залежить головним чином від їх властивостей і тиску в пласті.

Розчинність газоподібних вуглеводнів у нафті підвищується зі збільшенням молекулярної маси газу. Різна розчинність вуглеводневих газів приводить до того, що в природних умовах, коли нафта і газ містяться в одному підземному резервуарі, гази об'єднуються за рахунок майже повного розчинення в нафті при високому тиску більш важких вуглеводнів. Тому в підземному резервуарі, в якому нафта залягає разом з газом, частина вуглеводневих газів (більш важких) знаходитиметься в розчиненому вигляді, а частина (головним чином легша: метан, етан) розташовуватиметься над нафтою, утворюючи так звану газову шапку. При розкритті пласта шляхом буріння свердловини спочатку почне фонтанувати газ газової шапки, а потім вже внаслідок зниження тиску виділятиметься газ із розчину (нафти). Спочатку

з'являться гази, що мають найменшу розчинність, а при значному зниженні тиску почнуть виділятися гази з максимальною розчинністю.

Деяка частина цих газів виділяється з нафти тільки після виходу її на поверхню. Газова шапка є складовою частиною нафтового покладу, який експлуатується з урахуванням максимального використання пластової енергії газу (його тиску) для фонтанного видобування нафти. Іншими словами, газові шапки газонафтових родовищ не є самостійними об'єктами видобування газу.

Кількість газу в кубічних метрах, яка припадає на 1 т нафти, що видобувається, називають газовим чинником. Газовий чинник для різних родовищ неоднаковий і залежить від природи родовища, режиму його експлуатації і може змінюватися від 1–2 м<sup>3</sup> до декількох тисяч м<sup>3</sup> на тонну нафти, що здобувається. Зазвичай газу міститься 200–400 м<sup>3</sup> в 1 т нафти. Склад нафтових супутніх газів залежить від природи нафти, в якій вони розміщені, а також від прийнятої схеми відділення газу від нафти при виході їх зі свердловини.

Склад нафтових супутніх газів, що виділяються з нафти в процесі її видобутку, значно відрізняється від складу вільних газів, що видобуваються з газоносних пластів того ж родовища. Впливом розчинності важких вуглеводнів можуть бути пояснені часто спостережувані розбіжності у складі зразків газів, що отримуються з однієї і тієї ж нафтової свердловини. Склад газів сильно залежить від умов відбору проби, тиску, під яким знаходиться газ в свердловині, співвідношення в пробі вільного газу з покладу і газу, що виділився з нафти при її підйомі в свердловині. У зв'язку з цим вміст і склад важких вуглеводнів у газах, відібраних на одній і тій же площі, показують значні коливання. Це, насамперед, відноситься і до таких добре розчинних газів, як H<sub>2</sub>S і CO<sub>2</sub>.

Більша частина нафтових супутніх газів відноситься до так званих «жирних» газів, що містять, окрім метану, важкі вуглеводні (пропан, бутан і т. д.) в кількості 50 г/м<sup>3</sup> і вище. Гази, що складаються переважно з метану і містять до 50 г/м<sup>3</sup> важких вуглеводнів, називають «сухими», або «пісними».

При переробці жирні гази перш за все піддаються так званому «відбензинюванню» (видаленню бензину), в результаті якого з них виділяються вуглеводні, що входять до складу бензину. Отриманий в ході такого процесу бензин називається газовим. Після відбензинювання нафтові супутні гази складаються переважно з метану, а також невеликих кількостей етану, пропану і бутану.

Нафтові супутні гази використовують як паливо і хімічну сировину. Енергетичне використання нафтових супутніх газів пов'язане з їх високою теплою згорання, яка коливається від 39 до 58 МДж/м<sup>3</sup>.

При електрокрекінгу з метану утворюється ацетилен; при конверсії метану перегрітою водяною парою або CO<sub>2</sub> у присутності каталізаторів – суміш CO і H<sub>2</sub>, що застосовується в багатьох органічних синтезах. Етан і пропан нафтових супутніх газів можуть служити джерелом отримання ацетилену, бутілену, ацетальдегіду, інших сполук. Бутан може бути використаний для отримання дивінілу, бутілових спиртів, метилетилкетона тощо.

Гази вугільних пластів добуваються при розробці вугільних родовищ з метою запобігання їх виділенню в гірничі виробки.

В останні роки стає все більш очевидною об'єктивна необхідність добування і використання метану вугільних родовищ як енергоносія для промислових і комунальних потреб.

## 2.3 Штучні гази

**Штучні гази** утворюються при переробці нафтопродуктів, у газогенераторах, інших спеціальних пристроях, а також виділяються як основний або побічний продукт у різних технологічних процесах.

**Зріджені вуглеводні.** Основними джерелами виробництва зріджених вуглеводневих газів є супутні гази, гази стабілізації нафти, жирні природні гази газоконденсатних родовищ і гази нафтопереробки.

Кількість зріджених газів, отриманих з однієї тонни нафти, залежить від технологічної схеми нафтопереробки.

У рідкий стан при кімнатній температурі шляхом підвищення тиску можна перевести лише гази, у який критична температура досить висока (більше 30°C) – пропан, бутан, хлор, діоксид вуглецю. Якщо критична температура нижча за робочу, такий газ не можна перевести у рідкий стан тільки підвищуючи тиск.

У практиці зрідженими вуглеводневими газами називають вуглеводні, які в чистому вигляді або у вигляді сумішей. Вони при невеликому підвищенні тиску переходять в рідкий стан. До таких вуглеводнів відносяться пропан  $C_3H_8$ , бутан  $C_4H_{10}$  (ізобутан і н-бутан), пропілен  $C_3H_6$ , бутилен  $C_4H_8$ .

Останнім часом стали зріджувати метан, етан та етилен. Їх зріджування, зберігання і транспортування здійснюються зазвичай під тиском, близьким до атмосферного, але при низьких температурах (від – 161 до – 90°C).

Зріджений пропан може бути використаний в температурному інтервалі від –35 до +45°C, а бутан в умовах з природним випаровуванням не може застосовуватися при температурі нижче 0°C.

При роботі зі зрідженими газами необхідно враховувати наступне:

- пари зрідженого газу важчі за повітря;
- суміш пари зріджених вуглеводневих газів з повітрям вибухонебезпечна. Межі вибуховості для пропану: нижня – 2%, верхня – 9,5%, для бутану: нижня – 1,8% і верхня – 8,5%. Якщо вміст пари пропану або бутану в повітрі вищий за нижню межу, але нижчий за верхню, то при піднесенні відкритого полум'я газоповітряна суміш вибухає;
- водяна пара в газоповітряній суміші знижує можливість її запалення;
- за умови відбору пари зрідженого газу з ємності температура

знижується, зменшується також тиск пари в ній; прискорений відбір рідини не знижує тиск в ємності;

- при підвищенні зовнішньої температури рідина значно розширюється, тому ємності сховищ, балонів не слід заповнювати повністю. Необхідно обов'язково контролювати, щоб ступінь наповнення не перевищив норму;

- при контакті із зрідженими газами під час їх відкачування або закачування в посудини внаслідок прискореної абсорбції тепла рідиною при її випаровуванні можливе обмороження рук або інших частин тіла.

Швидке зростання виробництва і споживання зріджених газів обумовлене їх властивостями. При порівняно невеликому тиску вони переходять в рідкий стан, що обумовлює економічність їх транспортування. Їх можна транспортувати в залізничних і автоцистернах, у танкерах, у балонах. При великих об'ємах перевезення іноді виявляється вигідніше транспортувати їх трубопроводами. У рідкому стані пропан зменшує свій об'єм в 290 разів, бутан – в 222 рази.

Висока ефективність згоряння зріджених газів визначається теплотою згоряння компонентів (табл. 2.2) і чистотою полум'я згоряння. У порівнянні з природним газом зріджені гази мають теплоту згоряння майже в 3 рази більшу. ККД побутових приладів, що працюють на зрідженому газі, значно вище, ніж ККД приладів, що працюють на твердому і рідкому паливі. Відсутність сірки в зріджених газах зумовлює різке зниження вмісту шкідливих домішок в повітрі при згорянні газу і покращує умови праці обслуговуючого персоналу.

На сьогодні газ є одним з основних видів палива і хімічної сировини для низки найважливіших галузей промисловості. Застосування газу приводить до поліпшення якості продукції, що випускається, зростання продуктивності праці, зниження собівартості, підвищення культури виробництва, полегшення умов праці. Великі вигоди і зручності від використання газу на побутові потреби отримує населення. За останні роки різко збільшилося застосування зріджених вуглеводневих газів для опалювання побутових і комунальних приміщень, сушки, різки і зварювання металів, як палива для двигунів внутрішнього згоряння, автомобілів, тракторів, автотранспорту і легкових автомобілів. Величезне значення має використання газів у сільському господарстві для сушки зерна, тютюну, трави і ін.

**Гази нафтопереробки** – гази, що виділяються при перегонці нафти або утворюються при крекінгу, піролізу, коксуванні, деструктивній гідрогенезації та інших процесах її переробки.

При перегонці нафти склад вуглеводнів не змінюється, відбувається лише процес термічного розділення її на окремі фракції: бензинову, газову, газойлеву тощо. Співвідношення різних вуглеводнів в газах прямої перегонки нафти суттєво залежить від природи взятої сировини.

Гази нафтопереробки містять від 12 до 51% ненасичених вуглеводнів. У газах рідко фазного крекінгу вміст метану знижується до 40–50%, у газах парофазного крекінгу – до 30% і в газах каталітичного крекінгу – до 10%. Гази каталітичного і термічного рідкофазного крекінгу за загальним вмістом

граничних вуглеводнів близькі між собою, але різко відрізняються за складом компонентів. Кількість неграничних вуглеводнів цих двох процесів практично однакова, за складом компонентів вони близькі.

**Газ підземної газифікації** отримують без видобутку викопного вугілля на поверхню землі. Він за складом подібний до генераторного. Теплота згоряння газу підземної газифікації невелика (3600-4200 кДж/м<sup>3</sup>), тому він застосовується у суміші з більш калорійним газом, наприклад, з природним.

**Генераторний газ** виробляється шляхом газифікації твердих палив у газогенераторах. Повітря пропускають над розжареним вугіллям або коксом чи через них. Середній склад, об. %: CO – 44; H<sub>2</sub> – 45; решта – азот і CO<sub>2</sub>. Теплота згоряння – 3,4...4,2 МДж/м<sup>3</sup>. Застосовують також у хімічному синтезі.

**Змішаний генераторний газ** одержують при подачі до газогенератору змішаного пароповітряного дуття. Водяна пара розкладається і збагачує горючу частину газу воднем. Порівняно з генераторним газом, змішаний містить більше водню, метану і менше азоту. У зв'язку з цим й теплота його згоряння буде вищою, ніж у генераторного.

**Водяний газ** виробляють, пропускаючи водяну пару через розжарений шар палива. Склад його залежить від палива, яке газифікується. Теплота згоряння 10420 кДж/м<sup>3</sup>. Найкращим паливом для одержання цього газу є кокс і антрацит. При згорянні водяного газу утворюється висока температура (до 2800 °С), завдяки чому його застосовують для зварювання і різання металів, синтезування штучного рідкого палива, а також добування водню.

Основною відмінністю газів сухої перегонки від газів, які одержують при газифікації твердого палива у газогенераторах, є значно менший вміст у перших кисню та азоту і більший – водню та вуглеводнів.

**Коксовий газ.** Це продукт коксування – різновиду піролізу. Вугілля нагрівається до 900-1050°C без доступу повітря. Головними складовими частинами коксового газу є водень (біля 50 %), вміст якого збільшується з підвищенням температури коксування, і метан (біля 25 %). Теплота згоряння коксового газу 15500- 21600 кДж/м<sup>3</sup>.

**Напівкоксний газ** відрізняється від коксового більшим вмістом вуглеводнів і меншим вмістом водню. Основним горючим компонентом напівкоксного газу є метан (40-50 %). Теплота згоряння цього газу залежить від вихідного палива і середнє значення її приблизно дорівнює 24000 кДж/м<sup>3</sup>. Отримують при нагріві вугілля без доступу повітря до 500 – 550 °С.

**Світільний газ** одержують під час сухої перегонки твердих видів палива при більш високих температурах (1000-1200 °С), ніж при коксуванні вугілля. За тепловою цінністю цей газ приблизно дорівнює коксовому газу, теплота згоряння світільного газу – 18400-23100 кДж/м<sup>3</sup>.

Раніше світільний газ застосовувався для вуличного освітлення населених пунктів – відсіля і назва.

**Доменний (колошниковий) газ** виділяється під час плавки руди в доменних печах. За складом він наближається до генераторного газу і належить до низькокалорійних з тепловою згоряння 3800-5300 кДж/м<sup>3</sup>.

До штучних газів можна віднести гази, що отримують для потреб промисловості при розділенні повітря (кисень, азот, гелій, аргон) при хімічних реакціях (хлор, сілан тощо). Про їх властивості сказано у розділі 3.

## 2.4 Небезпечні і шкідливі властивості газів

Як було сказано, гази, що виробляються, використовуються, зберігаються, обертаються на різних промислових об'єктах мають шкідливі і небезпечні властивості: отруйність, запиленість, високий тиск, високу температуру, вибухонебезпечність.

**Отруйність.** Багато промислових газів є самі отруйними (хлор, аміак) або містять отруйні компоненти (оксид вуглецю, сірководень, двооксид сірки тощо).

Всі отруйні речовини, що можуть потрапити до організму людини інгаляційним шляхом, поділяються на 4 класи небезпечності. Клас небезпечності хімічної речовини – ступінь можливої дії хімічної речовини на організм людини: 1 клас – надзвичайно небезпечна речовина; 2 – високонебезпечна; 3 – помірно небезпечна; 4 – малонебезпечна.

Нормованими показниками концентрації хімічних речовин у повітрі робочої зони є граничнодопустима максимальна разова концентрація ГДК<sub>р</sub> і граничнодопустима середньозмінна концентрація ГДК<sub>с</sub> у повітрі робочої зони працівника.

Дотримання зазначених граничнодопустимих концентрацій за умови тривалості робочої зміни 8 годин та 40-годинного робочого тижня не повинно призводити до відхилень у стані здоров'я або захворювання працівника в період трудової діяльності та у наступний період його життя, а також не повинно завдавати шкідливого впливу на здоров'я нащадків.

Концентрацію хімічної речовини у повітрі робочої зони працівника вимірюють у міліграмах на один кубічний метр повітря з температурою 20° С за атмосферного тиску 101,3 кПа.

Граничнодопустимі значення максимальної разової (ГДК<sub>р</sub>) і середньозмінної (ГДК<sub>с</sub>) концентрації шкідливих хімічних речовин визначені "Общесоюзными санитарно-гигиеническими и санитарно-противоэпидемическими правилами и нормами. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны", затвердженими Головним державним санітарним лікарем Міністерства охорони здоров'я СРСР 26 травня 1988 року.

У табл. 2.3 приведені значення ГДК для основних отруйних компонентів промислових газів, а також їх класи небезпечності.

Вміст шкідливих речовин у різних газах, що обертаються у промисловості, наданий у табл. 2.4.

На підприємствах чорної металургії найчастіше трапляються отруєння **оксидом вуглецю II**. Оксид вуглецю (чадний газ) є продуктом неповного

згорання органічного палива. Потрапляючи в організм людини, CO реагує з гемоглобіном, утворюючи карбоксигемоглобін. При цьому різко знижується здатність крові переносити кисень до тканин, може наступити кисневе голодування. Симптоми отруєння: сонливість, головний біль, у важких випадках – втрата свідомості.

Найбільш поширений симптом при отруєнні оксидом вуглецю – головний біль. Також людина, яка отруїлась чадним газом, може відчувати запаморочення та втому, утруднене дихання, задишку, сухий кашель, нудоту та блювоту.

Таблиця 2.3 – Характеристики отруйних компонентів промислових газів

Газ	Формула	Клас небезпечності	ГДК <sub>р</sub> , мг/м <sup>3</sup>	ГДК <sub>с</sub> , мг/м <sup>3</sup>
Азоту діоксид	NO <sub>2</sub>	3	2	-
Азоту оксиди	NO <sub>x</sub>	3	5	-
Аміак	NH <sub>3</sub>	4	20	-
Ацетилен	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	4	300	-
Бенз(а)пірен	C <sub>20</sub> H <sub>12</sub>	1	-	0,00015
Бензол (пари)	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	2	15	5
Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	4	900	300
Вуглецю оксид	CO	4	20	-
Етан	C <sub>2</sub> H <sub>8</sub>	4	900	300
Метан	CH <sub>4</sub>	4	7000	-
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>10</sub>	4	900	300
Сірки діоксид	SO <sub>2</sub>	3	10	-
Сірководень	H <sub>2</sub> S	2	10	-
Сірковуглець	CS <sub>2</sub>	2	10	3
Хлор	Cl <sub>2</sub>	2	1	-
Хлороводень	HCl	2	5	-

Таблиця 2.4 – Вміст отруйних компонентів у промислових газах

Газ	Компонент	Вміст, об. %
1	2	3
Природний	Насичені вуглеводні	96 - 99
Супутній нафтовий	Насичені вуглеводні	50 - 100
Пропан-бутан	Насичені вуглеводні	100
Генераторний	CO	40 - 44
Водяний	CO	44
Коксовий	CO	5 – 10
	CH <sub>4</sub>	20 – 30
	До очистки: C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30 – 40 г/м <sup>3</sup>
	NH <sub>3</sub>	7 – 10 г/м <sup>3</sup>

	H <sub>2</sub> S CS <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub>	5 – 20 г/м <sup>3</sup> сліди
Доменний	CO CH <sub>4</sub>	20 – 34 До 0,6
Феросплавний	CO CH <sub>4</sub> SO <sub>2</sub>	70 – 90 0,5 – 5 0,2 – 0,5 мг/м <sup>3</sup>
Конвертерний	CO SO <sub>2</sub>	60 – 85 До 300 мг/м <sup>3</sup>

Спостерігаються порушення рівноваги і орієнтації, слабкість, втома, тахікардія, аритмії, гіпотензія, порушення свідомості аж до коми, судоми; симптоми ішемії серцевого м'язу (навіть в осіб без ішемічної хвороби серця); шкіра – зазвичай синьо-бліда (яскраво-червоне забарвлення спостерігається лише після смерті або при найважчих отруєннях).

Смертельна доза залежить від концентрації CO в повітрі, яке вдихається, часу експозиції, дихальної активності (накопичення отрути); загрозу для життя складає концентрація 1000 часток на мільйон (0,1 %), концентрація 1500 часток на мільйон (0,15 %) швидко приводить до летального наслідку.

Тривалий вплив низьких доз чадного газу може призвести до появи неврологічних симптомів – проблем з мисленням та концентрацією чи появи емоційних змін у поведінці, до прикладу, людина стає роздратованою, схильна приймати імпульсивні та нераціональні рішення.

**Сірчистий ангідрид** (двооксид сірки, SO<sub>2</sub>) – продукт згоряння сірки, що міститься в сировині. Це газ дратівної дії. Підвищений вміст сірчистого ангідриду має місце, наприклад, у доменному цеху на горновому майданчику, на колошнику, в районі чавуновозного ковша, що заповнюється чавуном. Двооксид сірки – складова частина феросплавних і конвертерних газів.

У легких випадках отруєння сірчистим ангідридом з'являються кашель, нежить, слезотеча, відчуття сухості в горлі, осиплість, біль в грудях; при гострих отруєннях середньої тяжкості, крім того, головний біль, запаморочення, загальна слабкість, біль у надчеревній ділянці; при огляді - ознаки хімічного опіку слизових оболонок дихальних шляхів. Тривала дія сірчистого ангідриду може викликати хронічне отруєння. Воно проявляється атрофічним ринітом, поразкою зубів, що часто загострюється токсичним бронхітом з нападами задухи. Можливі ураження печінки, системи крові, розвиток пневмосклерозу.

При вмісті сірчистого ангідриду понад 0,05% в повітрі при впливі протягом 2-5 хвилин настає смерть.

**Оксиди азоту** утворюються в зоні високих температур при окисленні азоту повітря. Потрапляючи в організм, оксиди азоту викликають роздратування і опік слизових оболонок. Симптоми отруєння з'являються лише через певний період затримки у кілька годин. З'єднуючись з гемоглобіном крові, оксид азоту NO утворює метгемоглобін, перешкоджаючи переносу кисню кров'ю. У постраждалих відзначається кашель, задуха, задишка,



головний біль, серцева недостатність, нудота. У важких випадках може розвинутися набряк легенів.

У кольорової металургії, у тому числі у титано-магнієвому виробництві, застосовується **хлор** – речовина дратівливої дії. Хлор подразнює слизові оболонки очей і дихальних шляхів.

При вдиханні цього газу можливо гостре та хронічне отруєння. Клінічні форми залежать від концентрації хлору в повітрі і тривалості експозиції. Розрізняють чотири форми гострого отруєння хлором: блискавична, важка, середньої тяжкості і легка.

Для всіх цих форм типова різка первинна реакція на вплив газу. Неспецифічне роздратування хлором рецепторів слизової оболонки дихальних шляхів викликає рефлекторні захисні симптоми (кашель, першіння в горлі, слъзотеча та ін.). В результаті взаємодії хлору з вологою слизової оболонки дихальних шляхів утворюється соляна кислота і активний кисень, які надають токсичну дію на організм.

При високих концентраціях хлору потерпілий може загинути через кілька хвилин (блискавична форма): виникає стійкий ларингоспазм (звуження голосової щілини, що призводить до зупинки дихання), втрата свідомості, судоми, ціаноз, здуття вен на обличчі і шиї, мимовільне сечовипускання і дефекація.

При важкій формі отруєння виникає короткочасна зупинка дихання, потім дихання відновлюється, але вже не нормальне, а поверхневе, судорожне. Людина втрачає свідомість. Смерть настає протягом 5-25 хвилин.

При отруєнні хлором середньої тяжкості свідомість у постраждалих зберігається; рефлекторна зупинка дихання нетривала, але протягом перших двох годин можуть повторюватися напади задухи. Відзначається печіння і різь в очах, слъзотеча, біль за грудиною, напади болісного сухого кашлю, а через 2-4 години розвивається токсичний набряк легенів.

При легкій формі гострого отруєння хлором виражені тільки ознаки ураження верхніх дихальних шляхів, які зберігаються протягом декількох діб.

До первинних запальних змін зазвичай приєднується вторинна інфекція. При вдиханні середніх і низьких концентрацій хлору з'являються тиск і біль у грудях, сухий кашель, прискорене дихання, різь в очах, слъзотеча, підвищення вмісту лейкоцитів у крові, підвищення температури тіла. Можливі бронхопневмонія, токсичний набряк легенів, депресивні стани, судоми. У легких випадках одужання настає через 3-7 доби.

При тривалому вдиханні невеликих концентрацій хлору спостерігаються аналогічні, але уповільнені форми захворювання. Як віддалені наслідки спостерігаються катарі верхніх дихальних шляхів, рецидивний бронхіт, пневмосклероз; можливі активізація туберкульозу легень.

Вплив на незахищену шкіру хлорвмісних сполук викликає хлорні вугрі, дерматит, піодермію.

**Аліфатичні вуглеводні** (метан, етан, пропан, бутан тощо) належать до малотоксичних речовин. Якщо концентрація їх у повітрі велика, може виникнути задуха завдяки нестачі кисню.

При отруєнні легкого ступеня тяжкості характерні наступні симптоми: головний біль, слезотеча, загальна слабкість, болі в серці, запаморочення і сонливість.

Середній ступінь тяжкості характеризується втратою орієнтації, порушеною координацією, прискореним пульсом.

При тяжкому отруєнні можливі втрата свідомості, ураження серцевого м'яза і головного мозку і набряклість легенів.

Граничні вуглеводні викликають помірний наркотичний ефект. Дана властивість пов'язана з тим, що компоненти природного газу є неполярними гідрофобними ліпофільними сполуками, легко проникають через гематоенцефалічний бар'єр, пік концентрації яких в головному мозку після інгаляції настає в межах 1-3 хвилин, а бутан і пропан діють токсично на структури головного мозку, що може супроводжуватися розвитком судом. Доведено, що вдихання n-бутану підвищує ризик розвитку раптової смерті. У ряді випадків при отруєнні бутаном виявляються ознаки гострої енцефалопатії.

### **?** Питання для самоконтролю

1. Як поділяють газоподібне паливо за теплою згоряння?
2. Яка існує класифікація газоподібного палива за походженням?
3. Дайте коротку характеристику природному газу.
4. Дайте коротку характеристику супутньому нафтовому газу.
5. Дайте коротку характеристику генераторному газу.
6. Дайте коротку характеристику штучним газам.
7. Опишіть пожежонебезпечні властивості промислових газів.
8. Опишіть отруйні властивості промислових газів.

### 3 ОСНОВНІ СКЛАДОВІ ПРОМИСЛОВИХ ГАЗІВ

**Метан**  $\text{CH}_4$ . Газ без кольору і запаху, легший за повітря (густина за н.у.  $0,717 \text{ кг/м}^3$ ), молекулярна маса 16. Температура плавлення метану складає –  $182,5 \text{ }^\circ\text{C}$ , температура кипіння –  $161,6 \text{ }^\circ\text{C}$ , температура самозаймання –  $537 \text{ }^\circ\text{C}$ ; межі вибуховості в суміші з повітрям 5-15 об. %, теплота згоряння газу  $35,85 \text{ МДж/м}^3$ .

Метан є основною складовою природного газу. Крім того, він міститься в кам'яновугільних пластах – під час їхньої розробки утворюються вибухонебезпечні суміші метану з повітрям, так званий «рудниковий газ».

Зустрічається в осадовому чохлі земної кори у вигляді вільних скупчень (покладів), в розчиненому (в нафті, пластових і поверхневих водах), розсіяному, сорбованому (породами і органічною речовиною) і твердому (газогідратному) станах.

Метан є основним компонентом:

- газів природних горючих (до 99,5 %),
- нафтових попутних (39-91 %),
- болотяних (понад 99 %) і рудникових (34-48 %) газів;
- присутній у газах грязьових вулканів (понад 95 %),
- спорадично зустрічається у вулканічних газах і в газах магматичних і метаморфічних порід.

Велика кількість метану розчинена у водах океанів, морів, озер. Середній вміст метану у водах Світового океану близько  $7,2 \cdot 10^{-3} \text{ г/л}$ , загальна кількість – близько  $10^{13} \text{ кг}$ . Кількість метану, розчиненого у пластових водах, на декілька порядків вища від його промислових запасів.

При використанні в побуті і промисловості до метану звичайно додають одоранти зі специфічним «запахом газу».

**Етан**  $\text{C}_2\text{H}_6$ . Газ без кольору і запаху, густина за н.у.  $1,342 \text{ кг/м}^3$  – трохи вища, ніж у повітря ( $1,293 \text{ кг/м}^3$ ), молекулярна маса 30. Температура плавлення метану складає –  $181,8 \text{ }^\circ\text{C}$ , температура кипіння –  $89 \text{ }^\circ\text{C}$ , температура самозаймання –  $472 \text{ }^\circ\text{C}$ ; межі вибуховості в суміші з повітрям 3-12,5 об. %, теплота згоряння газу  $63,75 \text{ МДж/м}^3$ .

Етан входить у склад природних газів – до 4%, а також супутніх нафтових – до 10%.

У промисловому масштабі етан відокремлюють від природного газу, також він є як побічним продуктом переробки нафти. Найважливіше застосування етану знайшов як нафтохімічна сировина для синтезу етилену. Також застосовується перетворення етану в оцтову кислоту. Термічним хлоруванням етану в різних умовах отримують хлоретан, 1,1-дихлоретан і 1,1,1-трихлоретан.

**Пропан**  $\text{C}_3\text{H}_8$ , або  $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_3$  – це безбарвний, горючий газ без запаху з молекулярною масою 44. Густина  $2,004 \text{ кг/м}^3$ . Температура плавлення пропану складає –  $187,69 \text{ }^\circ\text{C}$ , температура кипіння –  $42,07 \text{ }^\circ\text{C}$ , температура самозаймання –  $465 \text{ }^\circ\text{C}$ ; межі вибуховості в суміші з повітрям 2,1-9,5 об. %, теплота згоряння газу  $93,09 \text{ МДж/м}^3$ .

теплота згоряння газу 91,30 МДж/м<sup>3</sup>.

Пропан міститься в природних газах, в супутніх газах нафтовидобутку і нафтопереробки, наприклад в газах каталітичного крекінгу, в коксових газах, газах синтезу вуглеводнів із СО і Н<sub>2</sub>.

З промислових газів пропан виділяють ректифікацією під тиском, низькотемпературною абсорбцією в розчинниках під тиском, адсорбцією активним вугіллям, молекулярними ситами.

Пропан знайшов застосування як розчинник для депарафінізації і деасфальтування нафтопродуктів, в процесах полімеризації вінілових ефірів і для екстракції жирів. Пропан застосовують також для отримання сажі; спільно з киснем – для різки металу. У суміші з бутаном в балонах пропан широко використовується як побутовий газ і як бездимне пальне для автомобілів.

**Бутани** – газоподібні насичені вуглеводні С<sub>4</sub>Н<sub>10</sub>, без кольору і запаху, молекулярна вага 58,5. Відомо 2 ізомери: н-бутан СН<sub>3</sub>(СН<sub>2</sub>)СН<sub>3</sub> та ізобутан (СН<sub>3</sub>)<sub>2</sub>СНСН<sub>3</sub>. Бутани містяться в нафтових газах, у природному газі та газах нафтопереробки. Температура плавлення н-бутану –138,4 °С, а ізобутану – 159,6 °С. Температура кипіння н-бутану – 0,5°С, ізобутану – 11,7 °С. Теплота згоряння 118 МДж/м<sup>3</sup>.

Н-бутан – сировина для отримання бутілену, 1,3-бутадієну, компонент бензинів з високим октановим числом. Бутан високої чистоти і особливо ізобутан може бути використаний в якості холодоагенту в холодильних установках. Продуктивність таких систем трохи нижче, ніж фреонових, але бутан безпечний для навколишнього середовища, на відміну від фреонових холодоагентів. У суміші з пропаном в балонах широко використовується як побутовий газ і як бездимне пальне для автомобілів.

**Етилен (етен)**, С<sub>2</sub>Н<sub>4</sub>, – найпростіший і найважливіший представник ряду ненасичених вуглеводнів з одним подвійним зв'язком. Безбарвний газ із слабким приємним запахом. Трохи легший від повітря, густина за н.у. 1,261 кг/м<sup>3</sup>, молекулярна маса 28. Температура плавлення – 169°С, кипіння – 104°С. Теплота згоряння 59 МДж/м<sup>3</sup>.

В природі етилен зустрічається у вигляді незначних домішок у природному газі. У коксовому газі етилену може бути до 5%, у напівкоксовому – до 8%.

Основним промисловим методом отримання етилену є піроліз рідких дистилатів нафти або нижчих насичених вуглеводнів. Реакція проводиться в трубчастих печах при + 800-950 °С і тиску 0,3 МПа. При використанні в якості сировини прямогонного бензину вихід етилену становить приблизно 30%. Одночасно з етиленом утворюється також значна кількість рідких вуглеводнів, в тому числі і ароматичних. При піролізі газойлю вихід етилену становить приблизно 15-25%. Найбільший вихід етилену – до 50% – досягається при використанні в якості сировини насичених вуглеводнів: етану, пропану і бутану. Їх піроліз проводять в присутності водяної пари.

Етилен є провідним продуктом основного органічного синтезу і застосовується для отримання наступних сполук:

- поліетилен ( до 60% всього обсягу);

- окис етилену (14-15% всього обсягу);
- діхлоретан (12% всього обсягу);
- вінілацетат;
- стирол;
- оцтова кислота;
- дібромметан
- етилбензол;
- етиленгліколь;
- етиловий спирт (етилгідрат технічний, нехарчовий).

**Пропілен**,  $C_3H_6$ . Безбарвний газ зі слабким запахом, важчий за повітря – густина за н.у.  $1,915 \text{ кг/м}^3$ . Молекулярна маса 42. Температура плавлення –  $185 \text{ }^\circ\text{C}$ , кипіння –  $47,6 \text{ }^\circ\text{C}$ . Теплота згоряння  $86,6 \text{ МДж/м}^3$ . Температура самозаймання  $410 \text{ }^\circ\text{C}$ , концентраційні межі вибуховості 2...11,1%.

Пропілен у значних кількостях міститься в продуктах крекінгу і піролізу нафтопродуктів, у невеликих концентраціях в коксових газах. В атмосферу потрапляє як від природних джерел (деякі види рослин, зокрема дерев), так і від антропогенних (пожежі, вихлопні гази автомобілів і літаків, тютюновий дим).

Одним із головних напрямків використання пропілену є виробництво поліпропілену. Поліпропілен дуже широко застосовується як пластик, а також для виробництва волокна та ін. Механічні властивості поліпропілену кращі, ніж поліетилену.

Близько 10% нафтохімічного пропілену витрачається на виробництво оксиду пропілену. Сам же оксид пропілену використовується для синтезу пропіленгліколю, який далі взаємодіє з диізоціанатами, подібно до інших багатоатомних спиртів (наприклад, гліцерину) утворюють поліуретани, що в спіненому стані застосовуються як амортизуючі матеріали (килимки, меблі, пакувальна тара), теплоізолятори у будівництві, фільтрувальні і сорбуючі матеріали.

Важливе застосування пропілену пов'язане з синтезом ізопропілового спирту та ацетону. Ізопропіловий спирт використовується як цінний розчинник. Майже 50% виробленого ізопропілового спирту витрачається на отримання ацетону.

Ще пропілен використовується для синтезу альдегідів, акрилової кислоти і акрилонітрилу. Для виробництва останнього використовується близько 15% нафтохімічного пропілену. З акрилонітрилу потім отримують цінне волокно (нітрон), пластичні маси (співполімер із стиреном), синтетичні каучуки (кополімер з бутадієном).

**Ацетилен (етин)**,  $C_2H_2$ . Безбарвний газ, без запаху, легший за повітря, густина  $1,171 \text{ кг/м}^3$ . Специфічний запах надає газу карбід кальцію, з якого він отримується. Молекулярна маса 26. Температура сублимації –  $83,6 \text{ }^\circ\text{C}$ . Теплота згоряння  $56 \text{ МДж/м}^3$ . Температура самозаймання  $335 \text{ }^\circ\text{C}$ , концентраційні межі вибуховості 2...81 %.

Дуже небезпечний з точки зору вибухопожежонебезпечності. Може вибухати від удару, при нагріванні навіть без доступу повітря, або при стисненні вище 200 кПа при кімнатній температурі. Струмінь ацетилену,

випущений на відкрите повітря, може спалахнути від найменшої іскри, в тому числі від розряду статичної електрики з пальця руки. Для зберігання ацетилену використовуються спеціальні балони, заповнені пористим матеріалом, просоченим ацетоном.

Головною галуззю застосування ацетилену є хімічна промисловість. Ацетилен служить вихідною сировиною для синтезу таких важливих хімічних продуктів, як пластмаси, бензол, ацетатна кислота і ін. У техніці значні кількості ацетилену використовуються при автогенному зварюванні і різанні металів.

**Водень**,  $H_2$  – за нормальних умов дуже легкий (найлегший з газів), двоатомний газ без запаху, кольору та смаку. Густина за н.у.  $0,0899 \text{ кг/м}^3$ . Молекулярна маса 2. Температура плавлення –  $259 \text{ }^\circ\text{C}$ , кипіння –  $253 \text{ }^\circ\text{C}$ . Теплота згоряння  $10,8 \text{ МДж/м}^3$ . Температура самозаймання  $536 \text{ }^\circ\text{C}$ , концентраційні межі вибуховості 4...75%.

Водень міститься у великій кількості у коксовому газі – близько 50%, у напівкоксівому, генераторному (45%), водяному і змішаному генераторному газах, у газі підземної газифікації вугілля. Доменний газ містить від 1 до 10%  $H_2$ .

Вільний водень міститься в горючих газах, що виділяються із надр землі. Він утворюється при гнитті й бродінні органічних речовин і тому міститься в кишкових газах людини й тварин.

Хімічна промисловість – найбільший споживач водню. Близько 50% світового випуску водню йде на виробництво аміаку. Ще близько 8% використовується для виробництва метанолу. З аміаку виробляють пластмаси, добрива, вибухові речовини та інше. Метанол є основою для виробництва деяких пластмас.

У нафтопереробці водень використовується в процесах гідрокрекінгу і гідроочищення, сприяючи збільшенню глибини переробки сирової нафти і підвищенню якості кінцевих продуктів. Для цих цілей використовується близько 37% всього виробленого в світі водню.

Водень використовують при виробництві саломасу (твердий жир, вироблений з рослинних масел). Саломас є основою для виробництва маргарину, косметичних засобів, мила.

Водень використовується як паливо для автомобілів на водневих паливних елементах, що серійно випускаються: Toyota Mirai, Hyundai Nexo [en]. Американська компанія Nikola представила лінійку комерційних автомобілів на водні, а також пікап Nikola Badger з запасом ходу 960 км.

**Хлор**,  $Cl_2$  – газ жовто-зеленого кольору, з різким запахом (запах хлорного вапна), в 2,5 рази важчий за повітря, тому при витоках хлор насамперед заповнює яри, підвали, перші поверхи будівель, стелиться по підлозі. Густина за н.у.  $3,21 \text{ кг/м}^3$ . Молекулярна маса 71. Температура плавлення –  $101 \text{ }^\circ\text{C}$ , кипіння –  $34,5 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Газоподібний хлор і хімічні сполуки, що містять хлор в активній формі, небезпечні для здоров'я людини (токсичні).

У техніці хлор одержують електролізом водного розчину хлориду натрію NaCl. Хлорид натрію у водному розчині дисоціює на іони натрію і хлору.

У техніці хлор застосовується дуже широко. Значні кількості його використовують для виробництва

- соляної кислоти HCl;
- хлорного вапна Ca(OCl)Cl;
- для знезараження (хлорування) питної води;
- в металургії хлор застосовують для одержання цілого ряду кольорових і рідкісних металів – титану, ніобію, танталу і інших – у вигляді їх хлоридів, з яких потім добувають чисті метали;
- одержання різних хлорорганічних сполук, які використовують для боротьби з шкідниками і бур'янами в сільському господарстві;
- для виготовлення різних барвників, синтетичного каучуку, пластмас (ПВХ та ін.) тощо;
- одержання хлороформу.

**Оксид вуглецю (монооксид вуглецю, карбону (II) оксид, монооксид карбону, чадний газ), CO.** Безбарвний, дуже отруйний газ без запаху. Утворюється внаслідок неповного згоряння органічних речовин.

Густина за н.у.  $1,25 \text{ кг/м}^3$  – приблизно дорівнює густині повітря, тому у приміщеннях розповсюджується рівномірно, що підвищує його небезпеку як отруйного і вибухонебезпечного газу. Молекулярна маса 28. Температура плавлення –  $205 \text{ }^\circ\text{C}$ , кипіння –  $191,5 \text{ }^\circ\text{C}$ . Теплота згоряння  $12,6 \text{ МДж/м}^3$ . Температура самозаймання  $610...660 \text{ }^\circ\text{C}$ , концентраційні межі вибуховості  $12,5...75\%$ .

Оксид вуглецю – основна горюча складова доменного газу – до 35%, також він міститься у косовому газі –  $5...10\%$ , у феросплавному – до 90%, у конверторному – до 85%, у генераторному – 44%.

Оксид вуглецю є проміжним реагентом, використовуваним в реакціях з воднем в найважливіших промислових процесах для отримання органічних спиртів і нерозгалужених вуглеводнів.

Оксид вуглецю застосовується для обробки м'яса тварин і риби, надає їм яскраво-червоний колір і вид свіжості, не змінюючи смаку.

**Діоксид вуглецю (оксид карбону (IV), вуглекислий газ), CO<sub>2</sub>.** Безбарвний, має кислуватий смак і запах. Є кінцевим продуктом окиснення вуглецю, не горить, не підтримує горіння. Густина за н.у.  $1,977 \text{ кг/м}^3$  – важчий за повітря. Молекулярна маса 44. Температура сублімації –  $78,5 \text{ }^\circ\text{C}$ .

У великій кількості CO<sub>2</sub> міститься у промислових димових газах. У природному газі його до 2%, у супутніх нафтових – до 20%. У доменному газі вуглекислоти може бути до 16%, у коксовому – до 3%, у феросплавному – від 2 до 20%, у конверторному – від 10 до 20%. Декілька відсотків CO<sub>2</sub> містить генераторний газ.

Діоксид вуглецю широко застосовується в хімічній промисловості при виробництві соди, сечовини, а також у виробництві цукру, вина, пива, для виготовлення газованої води тощо. Широко відомі природні джерела діоксиду вуглецю у вигляді мінеральних вод «Нарзан», «Боржомі» та ін. Спресований

твердий  $\text{CO}_2$  під назвою «сухий лід» застосовують для охолодження харчових продуктів, що швидко псуються.

У промислових кількостях вуглекислота виділяється з димових газів, або як побічний продукт хімічних процесів, наприклад, при розкладанні природних карбонатів (вапняк, доломіт) або при виробництві алкоголю (спиртове бродіння). Суміш отриманих газів промивають розчином карбонату калію, який поглинає вуглекислий газ, переходячи в гідрокарбонат. Розчин гідрокарбонату при нагріванні або при зниженому тиску розкладається, вивільняючи вуглекислоту.

**Діоксид сірки (сірчистий ангідрид, сульфур (IV) оксид),  $\text{SO}_2$ .** Безбарвний газ з різким задушливим запахом. Густина за н.у.  $2,927 \text{ кг/м}^3$ . Молекулярна маса 64. Температура плавлення –  $75,5^\circ\text{C}$ , кипіння –  $10^\circ\text{C}$ .

$\text{SO}_2$  є компонентом димових газів, що утворюються при спалюванні сірковмісного палива (вугілля, нафтопродуктів, природного газу). У невеликих кількостях діоксид сірки присутній у коксовому, феросплавному і конверторному газах.

Діоксид сірки застосовують у різних галузях промисловості. Найбільші його кількості йдуть на виробництво сульфатної (сірчаної) кислоти. Діоксид сірки має здатність убивати різні мікроби, тому ним обкурюють складські приміщення, підвали, винні бочки тощо, а також овочі і фрукти, щоб запобігти їх загниванню.

Діоксид сірки знебарвлює різні органічні барвники і застосовується для відбілювання вовняних і шовкових тканин.

**Сірководень,  $\text{H}_2\text{S}$**  – безбарвний, отруйний, горючий газ з характерним неприємним запахом тухлих яєць. Густина за н.у.  $1,54 \text{ кг/м}^3$ . Молекулярна маса 34. Температура плавлення  $-82^\circ\text{C}$ , кипіння  $-60^\circ\text{C}$ . Теплота згоряння  $23,4 \text{ МДж/м}^3$ . Температура самозаймання  $246^\circ\text{C}$ . Концентраційні межі вибуховості у повітрі 4,3...46%.

Сірководень входить у склад деяких природних газів. Він зустрічається у покладах звичайного природного газу (до 12,6% у Астраханському родовищі) і супутнього нафтового (до 25%). Природний газ, що подається у транспортну систему згідно нормам має містити не більше  $6 \text{ мг/м}^3$  сірководню. У коксовому газі до очистки міститься до  $20 \text{ г/м}^3 \text{ H}_2\text{S}$ .

Сірководень міститься у вулканічних газах, в розчиненому вигляді в природних водах (наприклад, в Чорному морі шари води, розташовані глибше 150-200 м, містять розчинений сірководень). Утворюється при гнитті білків, які містять в складі сірковмісні амінокислоти метіонін і/або цистеїн. Невелика кількість сірководню міститься в кишкових газах людини і тварин.

Використовується в хімічній промисловості для синтезу деяких сполук (тіофену, меркаптану тощо), отримання елементарної сірки, сірчаної кислоти, сульфідів. Сірководень також використовують в лікувальних цілях, наприклад в сірководневих ваннах.

**Кисень,  $\text{O}_2$**  – безбарвний газ без запаху. Густина за н.у.  $1,429 \text{ кг/м}^3$ . Молекулярна маса 32. Температура плавлення –  $218,4^\circ\text{C}$ , кипіння –  $183^\circ\text{C}$ .



Серед усіх хімічних елементів кисень є одним з найсильніших окисників і поступається в цьому тільки перед фтором. Кисень безпосередньо сполучається з усіма елементами, за винятком інертних газів, галогенів і благородних металів. Хімічна активність кисню зростає з підвищенням температури.

Кисень добре розчинний в органічних розчинниках, поглинається тонкими порошками металів, вугілля. Утворює сполуки з усіма елементами, крім гелію, аргону і неону. З металами й неметалами кисень утворює оксиди сполук, з лужними металами, крім літію, – пероксиди. Взаємодія речовин з киснем значно прискорюється при нагрівальній дії електричних розрядів, під тиском, при наявності каталізаторів, особливо води. В суміші з горючими газами й паром, з тонкими порошками багатьох металів й органічних речовин кисень утворює вибухові суміші. Він легко окиснює органічні сполуки.

Кисень повітря має надзвичайно важливе значення для процесів горіння. Спалюючи різні види палива, одержують тепло, яке використовують для задоволення найрізноманітніших потреб, в тому числі для перетворення його в механічну і електричну енергію. За участі кисню повітря згоряє паливо на теплоелектростанціях, паліть у двигунах автомобілів, випалюють металічні руди на заводах кольорової металургії.

Чистий кисень з ацетиленом широко використовують для так званого автогенного зварювання сталевих труб та інших металевих конструкцій і їх різання. Температура у киснево-ацетиленовому полум'ї – до 2000 °С, при такій температурі плавиться більшість металів.

Кисень – найважливіший біогенний хімічний елемент, що забезпечує дихання більшості живих організмів на Землі. Фізіологічна дія кисню різнобічна, але вирішальне значення в його лікувальному ефекті має здатність відшкодовувати дефіцит кисню в тканинах організму при гіпоксії (недостатнього постачання тканин киснем або порушення його засвоєння).

Інгаляціями (вдиханням) кисню широко користуються при різних захворюваннях, що супроводжуються гіпоксією (нестачею кисню): при захворюваннях органів дихання (пневмонія, набряк легень, коронавірусна хвороба тощо), серцево-судинної системи (серцева недостатність, коронарна недостатність, різке падіння артеріального тиску тощо), отруєннях чадним газом, синильною кислотою, задушливими речовинами (хлор, фосген та ін.), а також при інших захворюваннях з порушенням функції дихання і окисних процесів.

В анестезіологічній практиці кисень широко застосовується в суміші з інгаляційними наркотичними анальгетиками. Чистим киснем і сумішшю його з вуглекислотою користуються при ослабленні дихання в післяопераційному періоді, при інтоксикаціях тощо.

Широко користуються киснем для проведення гіпербаричної медицини, яка включає гіпербаричну декомпресію при кесонній хворобі та гіпербаричну оксигенацію – застосування кисню під підвищеним тиском, яка має високу ефективність у хірургії, інтенсивній терапії тяжких захворювань, особливо в кардіології, реаніматології, неврології та інших областях медицини.

Застосовують також ентеральну оксигенотерапію (введення кисню в кишечник або шлунок) шляхом введення в шлунок кисневої піни, що застосовується у вигляді так званого кисневого коктейлю. Використовується для загального поліпшення обмінних процесів у комплексній терапії серцево-судинних захворювань, порушень обміну речовин та інших патологічних станів, пов'язаних з кисневою недостатністю організму.

Чистим киснем користуються для дихання також льотчики при високих польотах, водолази, на підводних човнах тощо.

Кисневі подушки застосовують при деяких захворюваннях для полегшення дихання.

Чистий кисень використовують, зокрема при виробництві сульфатної і нітратної кислот, синтетичного метилового спирту  $\text{CH}_3\text{OH}$  та інших хімічних продуктів.

Кисень широко застосовується для інтенсифікації хімічних процесів у металургії. При вдуванні в доменну піч збагаченого киснем повітря значно підвищується температура печі, прискорюється процес виплавки чавуну, збільшується продуктивність домни і економиться кокс.

Відомо, що 1 % додаткового кисню у дутті дає збільшення виробництва приблизно на 3 %.

Ідея про доцільність збагачення дуття киснем була висловлена ще у XIX столітті. Однак, широке використання збагаченого киснем повітря у доменному виробництві і у металургії взагалі затрималося на довгий час. Це було зумовлено високою вартістю кисню, а також порушеннями у технологічному процесі, що виникали при виплавці переробних чавунів.

Після багатьох промислових дослідів була відпрацьована теорія і технологія доменної плавки з використанням збагаченого киснем дуття.

1871 року Генрі Бессемер взяв патент на вдування у піч повітряного дуття, збагаченого киснем. З того часу цей принцип отримав широке розповсюдження у киснево-конверторному способі одержання сталі. Це процес виробництва сталі продуванням рідкого чавуну в основних конверторах технічно чистим киснем; один із способів конверторного виробництва. Окрім чавуну в конвертор можна вводити сталевий брухт (20-30 %).

Вперше в промислових масштабах був впроваджений 1952 року в Австрії. У другій половині 20 століття став основним процесом одержання сталі, в 2011 році за цим процесом було виплавлено близько 70 % виплавленої в світі сталі.

Кисень використовується у тепличному господарстві, для виготовлення кисневих коктейлів, для збільшення маси тварин, для збагачення киснем водного середовища в риборівництві.

Окисником для ракетного палива слугує рідкий кисень, пероксид водню, азотна кислота та інші багаті киснем сполуки. Суміш рідкого кисню і рідкого озону – один з найпотужніших окисників ракетного палива.

Для виготовлення вибухових сумішей – так званих оксиліквітів використовують рідкий кисень. Це суміші деревної тирси, сухого торфу, порошку вугілля та інших горючих речовин, спресованих у спеціальних патронах і просочених перед вживанням рідким киснем. При запаленні такої

суміші електричною іскрою вона вибухає з великою силою. Окислїквїти застосовують при розробці рудних покладів підричним способом, при прокладці тунелів у горах, ритті каналів тощо.

Вміст кисню у різних газах наданий у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вміст кисню у промислових газах

Газ	Вміст кисню, об. %
Природний	0,05
Сланцевий	До 1
Коксовий	≈1
Феросплавний	До 1
Конвертерний	До 0,8
Технічний кисень	99,5 – 99,7
Технічний азот	0,4 - 1
Технічний аргон	0,0007 – 0,002

**Азот**,  $N_2$  – безбарвний газ без запаху. Густина за н.у. 1,25 кг/м<sup>3</sup>. Молекулярна маса 28. Температура плавлення – 210°C, кипіння – 195,8 °C.

У природі азот існує в звичайному вигляді і є головною складовою частиною повітря (75,6 % за вагою або 78,09 % за об'ємом), в меншій кількості – мінералів у вигляді нітратів і солей амонію, у вигляді незначних домішок входить до складу вугілля, нафти тощо; входить до складу всіх живих організмів у вигляді білкових сполук, нуклеїнових кислот, алкалоїдів та ін.

Раніше довгий час головним джерелом азоту для промисловості слугували різні види селїтр. Але зараз в промисловості у великих кількостях азот добувають з повітря, його фракціонуванням.

Економічно, промислове виділення азоту з атмосфери обумовлено відносною дешевизною методу зрідження очищеного (після видалення пари води,  $CO_2$ , пилу та інших домішок) повітря. Послідовні цикли стиснення, охолодження та розширення такого повітря призводять до його зрідження. Рідке повітря піддають фракційній перегонці (фракціонуванню) при повільному піднятті температури. Першими виділяються благородні гази, потім азот, і залишається рідкий кисень. Очищення досягається багатократним фракціонуванням. Таким методом отримують багато мільйонів тонн азоту щорічно.

Азот повітря використовують у виробництві аміаку, азотної кислоти, добрив, а також як газ для створення інертного середовища. Аміак у свою чергу є вихідною сировиною в технології виробництва різних азотовмісних сполук для промисловості і сільського господарства.

Азот також застосовується у енергетиці для продування охолоджувальних частин турбогенераторів ТЕС, ГЕС, АЕС; у гірничій справі для створення в шахтах вибухобезпечного середовища, при дегазації виробіток, для розпирання пластів породи; у нафтогазовій промисловості при освоєнні свердловин, при продуванні резервуарів та трубопроводів (газопроводів,

нафтопроводів), для перевірки роботи під тиском, при проведенні ремонтно-відновлювальних робіт, для збільшення вироблення родовищ, для забезпечення вибухопожежобезпеки при видобуванні, транспортуванні, зберіганні, переробці природного газу, нафтопродуктів та інших хімічних речовин.

У харчовій промисловості азот застосовується для тривалого і безвідходного зберігання сільськогосподарської продукції, у тому числі насіння і зерна в регульованих газових середовищах, при виробництві олії, жирів, як пакувальний газ при пакуванні продуктів.

У пожежогасінні цей інертний газ використовується для азотного пожежогасіння. А оскільки азот, на відміну від води, піни або порошку, просто вивітрюється, азотне пожежогасіння – найефективніший з погляду зберігання цінностей механізм гасіння пожеж.

Азот використовується також в інших сучасних технологічних процесах, де необхідне застосування інертного та вибухопожежобезпечного середовища.

Рідкий азот застосовується як холодоагент (наприклад для швидкого заморожування продуктів, для зберігання крові в медицині); для лікування і профілактики в кріотерапії; у кріогенних технологіях як одна з головних речовин.

Вміст азоту у різних газах наданий у табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Вміст азоту у промислових газах

Газ	Вміст азоту, об. %
Природний	До 3,5
Супутний нафтовий	До 50
Сланцевий	До 25
Генераторний	5
Доменний	45 - 50
Коксовий	До 11
Феросплавний	До 30
Конвертерний	До 13
Технічний азот	99 – 99,6
Технічний аргон	0,005 – 0,01

**Азоту оксиди** – хімічні сполуки азоту з киснем. Геміоксид  $N_2O$  – безбарвний газ,  $t_{пл} = -102^\circ C$ ,  $t_{кип} = -89,5^\circ C$ . Киснем до вищих оксидів не окислюється. Одержують розкладом нітрату амонію і каталітичним окисленням аміаку. В суміші з киснем застосовують для наркозу.

Моноксид  $NO$  – безбарвний газ,  $t_{пл} = -163,6^\circ C$ ,  $t_{кип} = -151,8^\circ C$ . Не взаємодіє з водою і слабкими розчинами кислот і лугів. Легко окислюється до  $NO_2$  і відновлюється до аміаку та азоту. В промисловості одержують контактним окисленням аміаку.  $NO$  – основний проміжний продукт у виробництві азотної кислоти.

Діоксид  $NO_2$  – бурий газ,  $t_{пл} = -9,3^\circ C$ ,  $t_{кип} = 21,2^\circ C$ , його димер  $N_2O_4$  – безбарвний газ або рідина. З водою утворюють еквівалентну кількість азотної і

азотистої кислот, з розчинами лугів – суміш нітратів і нітритів. Застосовують  $\text{NO}_2$  у виробництві слабкої та концентрованої азотної кислот, як окислювач тощо.

Сесквіоксид  $\text{N}_2\text{O}_3$  утворюється при охолодженні суміші  $\text{NO}$  і  $\text{NO}_2$  нижче  $0^\circ\text{C}$  у вигляді темно-блакитної рідини. Практичного застосування не має.

Геміпентоксид (азотний ангідрид)  $\text{N}_2\text{O}_5$  – безбарвний при кімнатній температурі кристали, при температурі  $32,4^\circ\text{C}$  сублімується. Практичного застосування не має.

Пероксид  $\text{N}_2\text{O}_6$  одержують в результаті взаємодії рідких  $\text{N}_2\text{O}_4$  й озону.

При розгляданні вмісту промислових газів, забрудненні навколишнього середовища, значення мають два оксиди азоту –  $\text{NO}_2$  і  $\text{NO}$ . Їх суміш позначається  $\text{NO}_x$ .

Найбільшими джерелами  $\text{NO}_2$  є двигуни внутрішнього згорання, теплові електростанції і, в меншій мірі, заводи з переробки целюлози, металургійні підприємства. Бутанові та гасові обігрівачі та печі є також джерелами  $\text{NO}_2$ .

Оксиди азоту  $\text{NO}_x$  утворюються у зоні високих температур при спалюванні органічного палива чи при наявності азоту повітря у високотемпературній зоні. Вважається, що перевищення температури  $1600^\circ\text{C}$  у зоні горіння призводить до викидів оксидів азоту, що перевищують допустимі норми.

При горінні палив, що містять вуглеводні (газ, мазут, вугілля) висока концентрація  $\text{NO}_x$  спостерігається і при нижчих температурах.

$\text{NO}_x$  можуть утворюватися і з азоту палива. При відносно низьких температурах внесок цього процесу може бути суттєвим.

Оксиди азоту  $\text{NO}_x$  є одними з найбільших забруднювачів атмосфери, в декількох районах землі їх концентрація досягає  $30\text{ мкг/м}^3$ , що лише на декілька одиниць менше ніж гранично допустима концентрація. Діоксид азоту відіграє важливу роль в хімії атмосфери, в тому числі в утворенні тропосферного озону. У 2005 році учені з Університету Каліфорнії припускали взаємозв'язок між рівнем  $\text{NO}_2$  і синдромом раптової дитячої смертності.

Діоксид азоту також утворюється під час грози. Такий процес називають атмосферною фіксацією азоту.

Оксиди азоту містяться у штучних газах, які отримуються внаслідок горіння органічного палива і дії високих температур. Наприклад, у коксовому газі міститься близько  $0,5\text{ мг/м}^3\text{ NO}_x$ .

**Аміак (амоніак)**,  $\text{NH}_3$  – неорганічна сполука, безбарвний газ із різким задушливим запахом, легший за повітря, добре розчинний у воді. Густина за н.у.  $0,771\text{ кг/м}^3$ . Молекулярна маса 17. Температура плавлення –  $77,7^\circ\text{C}$ , кипіння –  $33^\circ\text{C}$ . Температура самозаймання  $630^\circ\text{C}$ . Нижча робоча теплота згорання  $14,3\text{ МДж/м}^3$ . Концентраційні межі вибуховості у суміші з повітрям 15 – 28 %.

Одержують аміак каталітичним синтезом з азоту і водню під тиском. Каталізатором служить губчасте залізо з домішками оксидів калію, алюмінію й інших речовин. Зберігають і транспортують у рідкому стані в сталевих балонах під тиском 600-700 кПа.

Використовують переважно для виробництва азотних добрив, вибухових речовин і азотної кислоти. Рідкий аміак використовується в холодильних установках. Водний розчин аміаку (нашатирний спирт) застосовується в медицині.

У прямому коксовому газі (до очистки) міститься 5-13 г/м<sup>3</sup> аміаку. Після очистки є тільки сліди цього газу.

### **?** Питання для самоконтролю

1. Опишіть властивості метану. У яких газах він зустрічається?
2. Опишіть властивості етану та інших вуглеводнів, що містяться у природних та штучних газах.
3. Опишіть властивості оксиду вуглецю (II).
4. Опишіть властивості хлору. Де він застосовується?
5. Опишіть властивості діоксиду сірки.
6. Опишіть властивості кисню. Де він застосовується?
7. Опишіть властивості азоту. Де він застосовується?
8. Опишіть властивості аміаку. Де він застосовується?

## 4 ПРИРОДНИЙ ГАЗ

Одним із головних представників енергетичних ресурсів нашої планети є природний газ.

Природний газ – це корисна копалина, яка перебуває в газоподібному стані. За хімічним складом він є сумішшю різних вуглеводнів, серед яких переважну частку займає метан (табл. 2.1). Також складовими природного газу є інші вибухонебезпечні гази, які не мають кольору, а саме: етан, пропан, бутан, водень, сірководень, також містяться вуглекислий газ, азот та гелій (останній у незначних кількостях).

За своїми фізичними властивостями природний газ є вибухонебезпечною та горючою речовиною, яка не має кольору та запаху. Саме така комбінація характеристик зумовлює необхідність додавати до складу природного газу, який постачається кінцевим побутовим та промисловим споживачам, спеціальну речовину з особливим запахом – одорант. Завдяки йому ми в змозі відчувати витік газу за межі його належного місцезнаходження. Одорант додається до складу природного газу газорозподільчими станціями на етапі його безпосередньої передачі споживачам. Однак увесь шлях від родовища до цих станцій газ проходить у неодоризованому вигляді, щоб не спричинити корозію стін магістральних трубопроводів.

Поклади природного газу зароджуються під землею корою внаслідок розкладання різноманітних органічних речовин в умовах відсутності атмосферного кисню. За стандартних умов ці поклади існують лише у газоподібному стані. Іноді природний газ може бути розчином у воді або нафті. Окрім цього, він зустрічається у твердому стані у вигляді сполук води та вуглеводнів, що мають вигляд кристалів.

Щодо глибини залягання покладів газу, то вона може сягати від кількох десятків метрів до кількох десятків кілометрів від земної поверхні. Переважно поклади знаходяться в гірських породах осадового та значно рідше магматичного походження.

Для видобування газу, розташованого на глибині більше 1 км., пробурюють глибокий та доволі вузький отвір у ґрунті за допомогою бурових приладів, який називають свердловиною. На ній встановлюють засувку, щоб забезпечити видобування лише потрібної кількості цієї корисної копалини. Іноді свердловина може фонтанувати: це газ під власним тиском виривається з надр землі.

Якщо після пробурення свердловину вирішено все ж таки розробляти (тобто почати відбір газу назовні), то від свердловини до промислу прокладають шлейф.

У процесі свого відбору метан (основна складова природного газу) рветься зі свердловини під тиском 10 МПа і більше та на шляху прихоплює масу непотрібних домішок. Окрім цього, він містить вологу, оскільки разом з ним з-під землі виходить маса води. Від усього цього паливо треба очистити. Значна частина рідини та всі механічні домішки видаляються за допомогою

процесу сепарації, у результаті якого вони осідають під дією відцентрової сили на стінках спеціальних приладів. Воду, що залишилася, відокремлюють за допомогою хімічного реагенту, після чого цей реагент осушують та повертають у процес очищення газу. Таким чином щодня при видобуванні природного газу накопичуються значна маса води, яку раніше просто випарювали, однак зважаючи на те, що це економічно дуже не вигідно й екологічно шкідливо, тепер її очищають і закачують назад під землю.

Сьогодні весь процес видобутку газу від кожної свердловини до його подачі в трубопровід повністю автоматизований. Остання ланка на шляху природного газу як готової продукції – це газомірювальна станція, на якій розташований вузол комерційного обліку. За його допомогою контролюється якість та кількість метану перед його подачею в єдину газову систему країни.

До кінцевого споживача газ ще повинен прийти по трубі, подолавши сотні, а іноді і тисячі кілометрів. Проте це не відбувається саме по собі. Газ необхідно час від часу підштовхувати, піднімаючи тиск. Цим займаються спеціальні газотранспортні компанії, які експлуатують систему розгалужених газопроводів.

Тиск газу в трубі, по якій він рухається, становить 7,5 МПа (75 атмосфер), але в міру просування він падає. Тому через кожні 100-200 км будують газокompresорні станції, які підтримують тиск на всьому шляху. Тут газ спочатку очищається від прихоплених на шляху пилу й піску, а потім подається в газоперекачувальний агрегат. Газ стискають за допомогою відцентрового нагнітача. В якості двигуна для нього використовують, як правило, авіаційні турбіни. Вони розганяють газ у трубі до 20 м/с, що є швидкістю досить сильного вітру. Паливом для турбіни є газ.

Коли газ доходить до місця призначення, його потік необхідно загальмувати в потрібній точці. Для цього існують газорозподільні станції (ГРС). Вони послідовно в кілька етапів знижують тиск з 7,5 МПа до 1,2 МПа, 500 кПа та 0,5 кПа. Перед тим, як відправити газ споживачам, на газорозподільній станції в нього додають одорант (16 г на 1 тис.м<sup>3</sup>), який і надає йому «газовий» запах. Чистий метан не має запаху, а це дуже небезпечно.

В Україні якість природного газу (точніше – його фізико-хімічні показники), що постачається споживачам, у тому числі населенню, повинна відповідати чинному стандарту ГОСТ 5542-87 "Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия". Стандарт встановлює мінімально допустиме значення нижчої теплоти згорання природного газу 7600 ккал/м<sup>3</sup> (31,8 МДж/м<sup>3</sup>). Допустимий діапазон вищого числа Воббе регламентується від 9840 ккал/м<sup>3</sup> (41,2 МДж/м<sup>3</sup>) до 13020 ккал/м<sup>3</sup> (54,5 МДж/м<sup>3</sup>) з допустимим максимальним відхиленням від номінального значення  $\pm 5\%$ . Цим стандартом вміст метану, азоту, водню чи важких вуглеводнів у природному газу не нормується. Основні вимоги зазначеного стандарту щодо фізико-хімічних показників природного газу відповідають нормам країн Європейського Союзу.

Число Воббе  $W_{в,н}$  – частка від ділення об'ємної (відповідно, нижчої або вищої) теплоти згорання  $Q_{в,н}$  газу при певних стандартних умовах на



квадратний корінь відносної густини при тих же стандартних умовах вимірювань:

$$W_{В,Н} = \frac{Q_{В,Н}}{\sqrt{\frac{\rho_{Г}}{\rho_{П}}}}$$

де  $\rho_{Г}$  – густина газу, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{П}$  – густина повітря, кг/м<sup>3</sup>

Саме число Воббе безпосередньо впливає на потужність пальника. Зокрема, при збільшенні теплоти згоряння з одночасним збільшенням густини природного газу (пропорційно до квадратного кореня відносної густини) потужність пальника не зміниться. І навпаки, при сталій теплоті згоряння зменшення густини природного газу призведе до зростання потужності пальника плити.

Кодексом газотранспортної системи, затвердженим постановою НКРЕКП від 30.09.15 №2493, встановлюються норми якості, фізико-хімічні показники та інші характеристики природного газу, що допускається до транспортування в газотранспортній системі. Однак при цьому ним не регламентується допустиме значення числа Воббе.

Реально за останні десять років нижча теплота згоряння природного газу в Україні становить  $8300 \pm 300$  ккал/м<sup>3</sup> ( $34,7 \pm 1,26$  МДж/м<sup>3</sup>), максимальне відхилення становить  $\pm 3,6\%$ .

Діапазон допустимих значень надлишкового тиску природного газу, що постачається населенню, визначається нормативними документами.

Згідно з п.3. (таблиця 1) ДБН В.2.5-20-2001 "Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання", затверджені Наказом Держбуду України від 23.04.01 №101 і введені в дію з 1 серпня 2001 р., в газопроводах максимальна різниця тиску всередині труби і зовні (надлишковий тиск), що подається до газовикористовуючого обладнання у житлових будинках, становить 306 мм вод. ст. (3 кПа).

Згідно з п. 2.5 Правил безпеки систем газопостачання, затверджених наказом Міненерговугілля від 15.05.15 №285, для систем газопостачання низького тиску до 306 мм вод. ст. (3 кПа) нижня межа встановлюється газорозподільним підприємством так, щоб перед газовикористовуючим обладнанням споживача, яке приєднане до газопроводу у найбільш віддаленій від газорегуляторного пункту (ГРП) точці, надлишковий тиск був не менше ніж 71 мм вод. ст. (700 Па).

Якщо на спалювання подається природний газ, який містить важкі вуглеводні, зокрема, коли у суміші вміст пропану перевищує 13%, то виникає реальна загроза утворення та накопичення продуктів неповного згоряння у вигляді шкідливих речовин (чадного газу, вільних радикалів тощо).

При цьому підмішування до природного газу додаткової кількості азоту у жодному разі не може призвести до виникнення червоних язиків полум'я (лише може мати місце відрив полум'я від пальника). Для утворення червоних

язиків полум'я у природний газ потрібно ввести важкі вуглеводні, що однозначно зумовить збільшення теплоти згоряння суміші у порівнянні з теплою згоряння початкового газу.

Одночасно варто врахувати, що горіння газу на газовому пальнику з утворенням жовтих або червоних язиків полум'я може бути викликане недостатньою кількістю повітря, яке надходить для горіння газу

### **?** Питання для самоконтролю

1. Опишіть складові природного газу.
2. Як утворюється природний газ?
3. Що таке число Воббе?
4. Які вимоги до надлишкового тиску природного газу?
5. Які вимоги до теплоти згоряння природного газу?
6. Коли виникає реальна загроза утворення та накопичення продуктів неповного згоряння?

## 5 СУПУТНИЙ ГАЗ

До природного газу належать і супутні гази, які розчинені у нафті, містяться над нею і виділяються під час її добування. На поверхню нафта поступає під тиском цих газів і фонтанує. Супутній нафтовий газ відрізняється за складом від природного: у ньому містить менше метану (30-59% за об'ємом), але більше етану, пропану, бутану, пентану (7-20% за об'ємом) і вищих вуглеводнів, ніж у природному газі.

Раніше супутній газ не знаходив застосування і під час добування нафти його спалювали факельним способом.

Останнім часом нафтовий супутний газ знаходить більше застосування у промисловості завдяки своїм властивостям. Нафтовий газ застосовується у двох напрямках: енергетичному та нафтохімічному. Оскільки він є паливом висококалорійним та відносно екологічно чистим, то енергетичний напрямок є домінуючим. Крім того, енергетичне виробництво має практично безмежний ринок.

При переробці супутнього нафтового газу спочатку відокремлюють рідкі легко киплячі вуглеводні – пентан, гексан та ін. Вони разом утворюють так званий газовий бензин (газолін), який використовується як добавка до звичайних бензинів для кращого їх займання під час запуску двигунів.

Потім відокремлюється пропан-бутанова суміш, якою заповнюють балони під тиском. Газ, що залишається після відокремлення газового бензину і бутан-пропанової суміші, складається переважно з метану і використовується як паливо.

Для хімічної переробки з супутнього газу відокремлюють індивідуальні вуглеводні: етан, пропан, н-бутан тощо. Оскільки насичені вуглеводні відносно хімічно інертні і мало придатні як сировина для хімічного синтезу, їх перетворюють за допомогою реакцій.

З нафтових газів шляхом хімічної переробки отримують пропилен, бутилен, бутадієн і ін., які використовують у виробництві пластмас і каучуків.

Супутній нафтовий газ (СНГ) є цінним вуглеводневим компонентом, що виділяється з нафти у процесі видобування, транспортування і переробки. Таким чином, особливістю походження нафтового супутного газу є те, що він виділяється з нафти на будь-який з стадій від розвідки і видобутку до кінцевої реалізації, так само, як і в процесі нафтопереробки.

Отримують супутній нафтовий газ шляхом сепарування від нафти в багатоступеневих сепараторах. Тиск на ступенях сепарації значно відрізняється і становить 1,6 – 3 МПа на першому ступені і до 0,15 – 0,4 МПа на останньому. Приблизний зміст СНГ різних ступенів сепарації наведений у табл. 5.1.

Тиск і температура одержуваного супутнього нафтового газу визначається технологією сепарування суміші вода-нафта-газ, що надходить зі свердловини.

Таблиця 5.1 – Зміст супутних нафтових газів

Компоненти	Формула	Вміст, % об		
		1 ступінь	2 ступінь	3 ступінь
Метан	CH <sub>4</sub>	61,7452	45,6094	19,4437
Етан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	7,7166	16,3140	5,7315
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	17,5915	21,1402	4,5642
Изобутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3,7653	5,1382	4,3904
н-Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	4,8729	7,0745	9,6642
Ізопентани	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,9822	1,4431	9,9321
н-Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,9173	1,3521	12,3281
Ізогексани	iC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,5266	0,7539	13,8146
н-Гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,2403	0,2825	3,7314
Ізогептани	iC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,0274	0,1321	6,7260
Бензол	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	0,0017	0,0061	0,0414
н-Гептан	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,1014	0,0753	1,5978
Ізооктани	iC <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,0256	0,0193	4,3698
Толуол	C <sub>7</sub> H <sub>8</sub>	0,0688	0,0679	0,0901
н-Октан	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,0017	0,0026	0,4826
Ізононани	iC <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,0006	0,0003	0,8705
н-Нонан	C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,0015	0,0012	0,8714
Ізодекани	iC <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,0131	0,0100	0,1852
н-Декан	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,0191	0,0160	0,1912
Діоксид вуглецю	CO <sub>2</sub>	0,0382	0,1084	0,7743
Азот	N <sub>2</sub>	1,3430	0,4530	0,1995
<i>Молекулярна маса, г/моль</i>		27,702	32,067	63,371
<i>Густина, к г/м<sup>3</sup></i>		1,1516	1,3331	2,6344

Зміст важких вуглеводнів (пропан і вище) може змінюватися в діапазоні від 100 до 600 г/м<sup>3</sup>. При цьому склад і кількість СНГ не є величиною постійною. Можливі як сезонні, так і разові коливання (нормальна зміна значень до 15%).

Газ першого ступеню сепарації, як правило, високого тиску і легко знаходить своє застосування - відправляється безпосередньо на газопереробний завод, використовується в енергетиці або хімічної конверсії. Значні труднощі виникають при спробах використовувати газ з тиском менше 0,5 МПа. До недавнього часу такий газ в переважній більшості випадків просто спалювався на факелах, однак, зараз через зміни політики держав в галузі утилізації СНГ і ряду інших чинників ситуація значно змінюється.

Основна особливість попутного газу полягає у високому вмісті важких вуглеводнів. Сьогодні в світі існують три основні технології газорозділення, які дозволяють розділити попутний газ на цінні складові:

- криогенні технології (низькотемпературна сепарація, конденсація, ректифікація);
- мембранна технологія;
- адсорбційна технологія.

Розглянемо мембранні установки очищення газу від домішок, таких як пари води, сірковмісні домішки і важкі вуглеводні. Дані пристрої призначені для підготовки попутного нафтового газу до транспортування споживачеві.

Нафтовий газ містить зазвичай безліч речовин, неприпустимих нормами газотранспортної компанії, і очищення є необхідною умовою для запобігання руйнування газопроводів або забезпечення екологічності спалювання газу. Мембранне очищення широко застосовується в комбінації з іншими процесами газоочистки, так як не може забезпечити високий ступінь очищення, але дозволяє істотно скоротити експлуатаційні витрати.

За своєю конструкцією мембранна установка являє собою циліндричний блок зі входом СНГ і виходами очищеного газу і домішок у вигляді води, сірководню, важких вуглеводнів. Загальна схема роботи картриджа показана на рис. 5.1.

У середині блоку знаходиться еластична полімерна мембрана, яка пропускає пари, що конденсуються (стискувані), такі як  $C_{3+}$  вуглеводні і важче, ароматичні вуглеводні і воду, і не пропускає несконденсовані гази, такі як метан, етан, азот і водень. Таким чином крізь мембрану витісняється «брудний» газ, а залишається газ, очищений від домішок; така схема роботи називається тангенціальною фільтрацією потоку газу (також звана перехресною фільтрацією потоку, англійські терміни cross-flow filtration або tangential flow filtration). Компонент газового потоку, що пройшов крізь мембрану, називають пермеат, а решту газу – ретентат.

До недавнього часу супутний газ в переважній більшості випадків просто спалювався на факелах, що завдавало значної шкоди навколишньому середовищу і призводило до значних втрат цінної вуглеводневої сировини.

Зараз до основних напрямів утилізації СНГ можна віднести поставку газу на газопереробні заводи для глибокої хімічної переробки, поставку газу в магістральну газотранспортну систему, а також використання для вироблення електроенергії.

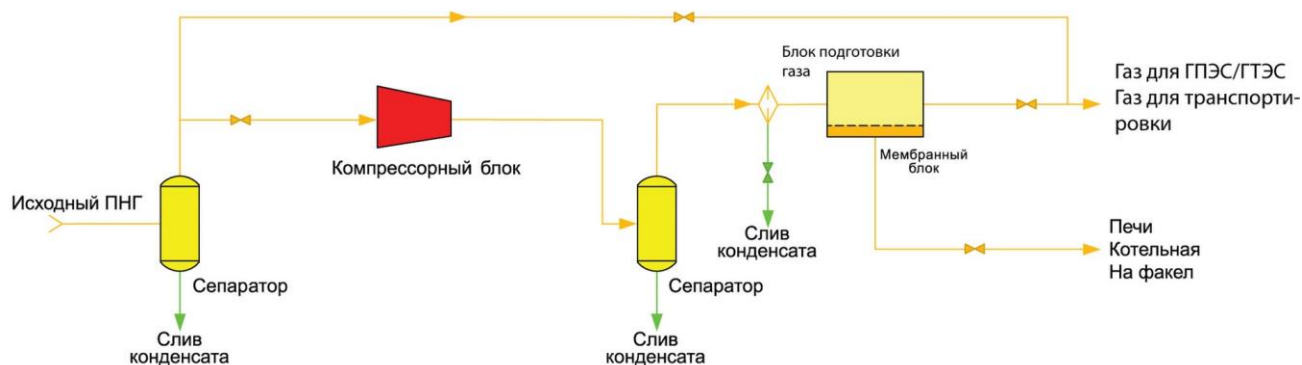


Рисунок 5.1 – Схема мембранного розділення СНГ

Широке поширення отримали газотурбінні (ГТЕС) і газопоршневі (ГПЕС) енергоустановки. Однак, наявність важких вуглеводнів в складі супутного газу негативно позначається на їх роботі, що призводить до зниження номінальної продуктивності і міжремонтного періоду. У зв'язку з цим, використання мікротурбінних енергоустановок дозволить більш ефективно використовувати супутний нафтовий газ як паливо. Для збільшення ефективності

електроустановок застосовується двохпаливна система (дизель / газ), в цьому випадку попутний газ частково заміщає дизельне паливо. На даний момент вдалося домогтися максимального заміщення у 80%.

Практикується закачування СНГ в пласт для інтенсифікації нафтовіддачі. Газ може закачуватися в газову шапку родовища з метою підтримання пластового тиску. Обмежено застосовується використання «газліфта». Перспективним напрямком є також і спільне закачування в пласт газу і води (водогазовиц вплив).

### **?** Питання для самоконтролю

1. Назвіть особливості супутнього газу?
2. Що таке пермеат і ретентат?
3. Наведіть схему отримання супутнього газу?
4. Опишіть схему мембранного розділення СНГ.
5. Назвіть як відрізняються гази різних ступенів сепарації?
6. Опишіть основні напрями утилізації супутнього газу.

## 6 СЛАНЦЕВИЙ ГАЗ

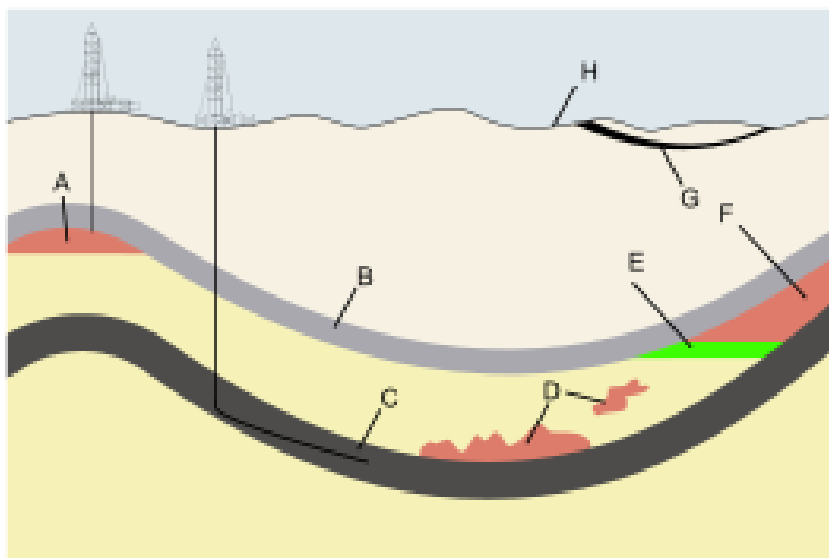
Сланцевий газ – природний газ (до 95 % метану), що міститься у незначних кількостях (2-3% об'ємних) в низькопористих і погано проникних глинисто-алевритових осадових гірських породах на глибинах від 1 до 5-6 км.

Поклади сланцевого газу знаходяться не у сланцях, а у низькопористих породах змішаної літології, які є одночасно і нафтогазоматеринською породою і резервуаром. Вуглеводні утворились тут же, всередині товщі і не мігрували. Експертна оцінка таких резервуарів базується на поєднанні традиційних методів діагностики (3-D сейсміка, комплексний каротаж) і фізико-петрологічному дослідженні властивостей порід.

Сам термін «сланцевий газ» – це неправильний переклад англійського геологічного терміну shale gas – що означає «газ з глинистих сланців», позаяк англ. Shale це аналог українського терміну глинистий сланець, а сланець (метаморфічна порода) англійською перекладається як schist. Проте, завдяки журналістам і політикам покруч «сланцевий газ» – міцно закріпився у широкому вжитку не тільки в Україні але й у ряді інших країн.

За оцінкою департаменту енергетики США, обсяг світових запасів сланцевого газу, що можуть бути технічно засвоєні, в 41 країні світу становить понад 200 трлн. м<sup>3</sup>. Провідне місце за запасами сланцевого газу в порядку зниження займають Китай, Аргентина, Алжир, США і Канада.

Для видобутку сланцевого газу використовують горизонтальне буріння і гідророзрив пласту. Аналогічна технологія видобутку застосовується і для отримання вугільного метану. Різновиди підземних покладів газів показані на рис. 6.1.



A – звичайний природний газ, B – водотривкий горизонт, C – сланцевий газ, D – газ ущільнених пісковиків, E – нафта, F – супутний нафтовий газ, G – метан вугільних родовищ, H – поверхня землі

Рисунок 6.1 – Типи покладів підземних вуглеводневих газів

Гідравлічний розрив пластів передбачає нагнітання у породи великих кількостей води під великим тиском, що спричиняє тріщини у породі, а потім закачування суміші води та твердої речовини «пропанту» (дрібнозернистий пісок та невеликі кількості інших додатків, відомих як хімічні речовини для фрекінгу, які допомагають утримувати тріщини відкритими) у свердловину і через перфоратори в обсадженні у сланцеву породу для видобутку нетрадиційних видів викопного палива (таких як метан вугільних пластів, ущільнені пісковики та сланцевий газ) та для підвищення дебіту виснажених нафтових родовищ. Гідравлічний тиск, створений закачуванням рідини у свердловину, достатній для того, щоб утворилися тріщини (фісури) у резервуарі і сланцева порода розкололася на відстані 1000 м у кожний бік від сталевого трубопроводу, вивільняючи газ з порід та допомагаючи газу попасти у свердловину через численні тріщини у породі та піднятися на поверхню.

Хоча сланцевий газ міститься в невеликих кількостях (0,2-3,2 млрд. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>), але за рахунок розтину великих площ можна одержувати значну кількість такого газу. Головна перевага сланцевого газу – близькість до ринків збуту.

В Україні перспективними газоносними районами є Юзівська (Донецька і Харківські області) та Олеська (Львівська, Івано-Франківська та Тернопільські області) площі. На лютий 2012 Державна служба геології та надр України оцінювала перспективні запаси традиційного та нетрадиційного газу на Олеській та Юзівській газоносних площах в 7 трлн. кубометрів.

На Юзівській площі видобувні компанії планують розвідати і в перспективі видобувати газ ущільнених пісковиків – один з різновидів нетрадиційного газу. Від сланцевого цей газ відрізняється способом залягання (на глибині понад 5 тисяч метрів), а також способом видобування: для сланцевого газу буряться горизонтальні свердловини, а для газу ущільнених пісковиків – вертикальні.

Влітку 2013 року в Харківській області розвідувальне буріння на свердловині «Біляївська-400», яке вела компанія Shell в рамках договору про спільну діяльність з ПАТ «Укргазвидобування», підтвердило наявність запасів сланцевого газу. У грудні 2013 року розпочато буріння другої свердловини в Харківській області – «Ново-Мечебилівська-100».

У США розвідані запаси сланцевого газу становлять 24 трлн. м<sup>3</sup>. (технічно досяжні для видобутку на сьогодні – 3,6 трлн. м<sup>3</sup>). Провідною корпорацією в США з видобутку сланцевого газу є Chesapeake Energy.

За підсумками 2009 року сланцевого газу в США видобували 14% від всього горючого газу. Попри економічну кризу і падіння споживання в США, загальний видобуток газу збільшився на 3,7% до 624 мільярдів кубометрів, при серйозному падінні видобутку «звичайного» газу.

Частка вироблюваного там сланцевого газу постійно збільшується, що може привести до істотних змін в розподілі світового ринку газу між країнами. Підготовчі роботи з видобутку сланцевого газу ведуться в багатьох країнах світу.



В Європі також є значні поклади сланцевого газу. Є дані про перспективні родовища в Австрії, Англії, Німеччині, Польщі, Угорщині, Україні, Швеції.

Польща першою з європейських держав заявила про початок буріння розвідувальних свердловин: навесні 2012 року компанія ExxonMobil пробурила дві свердловини, але визнала проект нерентабельним.

У листопаді 2012 року Європарламент більшістю голосів дав дозвіл країнам Євросоюзу на розвідку та видобування сланцевого газу. Парламентарі не підтримали пропозицію фракцій ліберальних демократів та «зелених», що закликали до мораторію та наступної заборони на європейському рівні на використання технології гідророзриву пласта.

У Франції наразі діє 5-річна заборона на використання технології гідророзриву пласта, що необхідна для видобування сланцевого газу. В той же час після рішення Європарламенту почали з'являться повідомлення про те, що Франція може зняти цю заборону.

Частина вчених висловлює думку, що видобуток і використання сланцевого газу може негативно вплинути на навколишнє середовище. Для технології гідророзриву для видобутку сланцевого газу можуть застосовуватися сотні хімічних речовин, які можуть проникати у водоносні шари, річки та атмосферу.

У період між 2005 та 2009 рр. чотирнадцять провідних нафто-газових компаній США використовували понад 2500 різних продуктів для гідророзриву. Деякі з них були звичні і загалом безпечні, такі як сіль чи лимонна кислота. Але також було понад 750 різних хімічних речовин та інших компонентів. Серед цих хімічних речовин 29 видів, включаючи бензол, толуол, ксилол, формальдегід та інші, є відомими канцерогенами. Для підвищення густини води, як рідини глушіння свердловин, застосовують також хлорид цинку, який є небезпечним для довкілля.

Велика частина води, що використовували для гідророзриву, потім повертається на поверхню. Вона містить хімічні речовини зі сланцевих порід: важкі метали, природні радіоактивні матеріали та різноманітні забруднюючі речовини, що використовуються при закачуванні, включаючи токсичні речовини.

У вересні 2012 року Конгрес Міжнародного союзу охорони природи (МСОП), до якого входять понад 78 країн, 112 урядових та 735 неурядових експертних організацій, прийняв резолюцію № 118, в якій закликав держави призупинити видачу ліцензій на видобуток газу методом гідророзриву, а також заборонити його застосування поблизу родовищ питної води, у сейсмонебезпечних районах, у районах з дефіцитом води, поблизу сейсмічних розломів і на природоохоронних територіях.

Потенційну небезпеку для видобутку сланцевого газу становить також виснаження запасів прісних підземних і поверхневих вод, які забираються в процесі буріння і експлуатації свердловин. Під час виконання гідравлічних розривів лише для однієї свердловини використовується від 9 000 до 29 000 м<sup>3</sup> води. Велика частина води (1300-23 000 м<sup>3</sup> з однієї свердловини) потім

повертається на поверхню. Окрема проблема – утилізація забруднених вод, що використовували для гідравлічних розривів.

Використання будь-якого природного газу, у тому числі сланцевого, має негативний вплив на зміну клімату, оскільки метан є потужним парниковим газом. Існують дослідження щодо кількості парникових газів, що вивільняються під час видобутку сланцевого газу.

26 квітня 2012 року, Асахі Сімбун повідомила результати досліджень вчених Геологічної служби США, які дійшли висновку, що відбулося збільшення числа землетрусів 3 і вище балів в США. Починаючи з 2001 року, середнє число землетрусів, що сталися в рік магнітудою 3 і вище значно збільшилися, і досягло свого апогею в 2011 році, що є рекордним за минуле століття. Вчені це пов'язують зі збільшенням обсягу видобутку вуглеводнів з застосуванням гідророзриву.

Великі обсяги транспортних перевезень, використання важкої техніки, обумовлених будівництвом свердловини та її подальшою експлуатацією, а також іншими процесами, що обов'язково проходитимуть на самій свердловині та поруч з нею (завезення обладнання, обслуговування комунікацій тощо) неминуче призведуть до пошкодження ґрунту, зокрема, його родючого шару, яке, в свою чергу, може спровокувати ерозійні процеси.

Проте, науковці Лондонського королівського товариства та Королівська академія технічних наук Великої Британії у липні 2012 року оприлюднили звіт, в якому стверджують, що гідророзрив може бути застосований безпечно, якщо будуть використовуватись найкращі виробничі практики та ефективна регуляторна база.

Професор Роберт Мейр, Голова робочої групи, що складала звіт, зауважив: «Навколо безпеки видобування сланцевого газу було багато спекуляцій, ілюстрованих прикладами з неприйнятною виробничою практикою, що подекуди застосовувалася в США. Ми з'ясували, що герметичність свердловини є критично важливим компонентом безпеки, але інші поширені приводи для занепокоєння, як то виникнення землетрусів, скільки-небудь істотний вплив розповсюдження тріщин у породі чи забруднення питної води, мають надзвичайно низький ступінь ризику».

Болгарія в червні 2012 року частково зняла мораторій на застосування технології гідравлічного розриву пластів для видобування природного газу та нафти.

Європарламент у 2012 році дозволив видобування сланцевого газу на території країн ЄС. Розвідка та видобування дозволені у Румунії, Польщі, Литві, Великій Британії, Австралії, США, Канаді, Китаї та інших країнах світу.

### **?** Питання для самоконтролю

1. Опишіть типи покладів підземних вуглеводневих газів.
2. Що таке гідравлічний розрив пластів?
3. Які існують небезпеки видобутку сланцевого газу?
4. Які перспективи видобутку сланцевого газу в Україні?

## 7 ДОМЕННИЙ ГАЗ

Доменний (колошниковий) газ утворюється в печі при взаємодії кисню дуття і шихти з вуглецем коксу. Він містить 30 ... 40% горючих компонентів і після очищення використовується як паливо. Нижча робоча температура згорання доменного газу зазвичай лежить у межах 3...4,5 МДж/м<sup>3</sup>.

Маса пилу, що виноситься доменним газом, становить 20...100 кг/т чавуну. Запиленість доменного газу дорівнює 9...55 г / м<sup>3</sup>. Причому нижча межа відповідає печам великого об'єму, вища – малого об'єму.

Хімічний склад пилу змінюється в широких межах. Наприклад, при виплавці переробного чавуну і роботі з підвищеним тиском на колошниковій печі пил містить, мас. %: SiO<sub>2</sub> – 14,6; MgO – 4,35; Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> – 4,35; CaO – 11,85; S – 0,74; MnO – 3,75, решта (60,4%) – оксиди залізу.

Дисперсний склад пилу також залежить від багатьох факторів і може коливатися в широких межах (табл. 7.1)

Таблиця 7.1 – Приблизний дисперсний склад колошникового пилу

Розмір частинок, мкм	>200	200-100	100-60	60-20	20-10	<10
Масова доля, %	34,5	12,3	19,0	19,5	11	3,7

Кількість доменного газу, що утворюється становить близько 3900 м<sup>3</sup>/т вологого коксу, або 4000 м<sup>3</sup>/т сухого коксу, або 2000...2500 м<sup>3</sup>/т чавуну. Температура газу на виході з печі залежить від її об'єму, температури і складу дуття та інших показників. Вона лежить в межах 150...450 °С. Причому нижча температура відповідає печам великого об'єму, вища – малим печам, що зараз зустрічаються рідко. Наведені дані відносяться до заводів України.

Доменний газ ПАТ «Комбінат Запоріжсталь» має середній склад (на суху масу), об. %: CO – 25,1; H<sub>2</sub> – 9,6; CO<sub>2</sub> – 17,7; N<sub>2</sub> – 46,8. Вологовміст 20 г/кг. Середня запиленість на виході з печі – 10 ... 20 г/м<sup>3</sup>. Середня температура на виході з печі 250 °С. Печі на комбінаті працюють з підвищеним тиском на колошнику. Доменний газ на виході з печі має тиск 0,25 ... 0,3 МПа. Вихід газу від однієї печі становить 150 ... 250 тис. м<sup>3</sup>/год., по комбінату – близько 800 тис. м<sup>3</sup>/год. На більш потужних комбінатах (наприклад АрселорМіттал Кривий Ріг ) вихід газу перевищує 10<sup>6</sup> м<sup>3</sup>/год.

Організованим газопиловим викидом в доменному цеху можна вважати вихід доменного газу з печі. Однак доменний газ є горючим вторинним енергоресурсом, токсичним і вибухонебезпечним газом. В силу цих причин випуск його в атмосферу виключений. Доменний газ піддається багатоступеневій очистці та використовується як паливо. Через невелику температуру згорання доменний газ зазвичай використовується в суміші з іншим, висококалорійним паливом, найчастіше з природним або коксівним газом. Після очистки від пилу використовується як паливо для підігріву насадок повітрянагрівачів, сталевих зливків, коксових батарей, для опалення котлів тощо.

Газ, що утворюється в доменному процесі, піднімаючись вгору, захоплює дрібні частинки шихти. Якщо використовувати такий газ в якості палива не очищеним, то це призведе до утворення відкладень в трубопроводах, забивання та зносу пальників. Тому відповідно до тех. вимог, доменний газ повинен бути очищений від пилу до концентрації не більше  $10 \text{ мг / м}^3$ .

У багатьох комбінатах України на даний час діє мокра багатоступенева схема очищення доменного газу. Первісна, груба очистка здійснюється в сухому радіальному пиловловлювачі, що представляє собою циліндр з конічним бункером (рис. 7.1). Діаметр циліндричної частини 11м. Забруднений доменний газ підводиться зверху. Швидкість газів в трубі, що підводить близько  $10 \text{ м / с}$ , в корпусі пиловловлювача – не більше  $1 \text{ м / с}$ . Осадження пилу відбувається при різкому повороті газового потоку на  $180^\circ$  при вході з труби в корпус пиловловлювача і потім при підйомі газів з малою швидкістю до вихідного штуцера. Ефективність очищення становить 65 ... 85%.

Пил з сухого пиловловлювача періодично видаляється за допомогою шнека, змочують водою, в залізничні вагони.

Запиленість газу після першого ступеня становить  $3...10 \text{ г / м}^3$ .

Друга, напівтонка ступінь очищення здійснюється в апараті мокрого очищення – порожистому форсуночному скрубєрі (рис. 7.2). Цей апарат являє собою циліндричну вежу з конічним бункером внизу. Діаметр циліндричної частини – 6м, висота – 16м. Газ підводиться знизу. У верхній частині апарату встановлені три яруси евольвентних форсунок, призначених для розбризкування води. Вода подається під тиском  $0,5 \dots 0,6 \text{ МПа}$ . Ефективність очищення становить 60 ... 80%. Газ очищується до залишкового вмісту пилу на виході  $0,6 \dots 1,5 \text{ г / м}^3$ . Питома витрата води на скрубєр становить  $3 \dots 6 \text{ кг / м}^3$  газу. Проходить через скрубєр доменний газ охолоджується до  $40 \dots 50^\circ\text{C}$  і повністю насичується водяними парами.

Після порожистого форсуночного скрубєра газ надходить в скрубєр Вентурі (рис. 7.3). Тут здійснюється тонке очищення газу. Скрубєр Вентурі є трубою Вентурі з краплевловлювачем. Труба Вентурі складається з конфузора, горловини і дифузора. Потік газу в горловині рухається зі швидкістю  $70 \dots 100 \text{ м / с}$ . Вода, що вводиться в високошвидкісний потік газу, дробиться на дрібні краплі. Високий ступінь турбулентності газового потоку сприяє дробленню рідини і зіткнень частинок з краплями води. Краплі, разом із захопленими частинками пилу, потім уловлюються в краплевловлювачі.

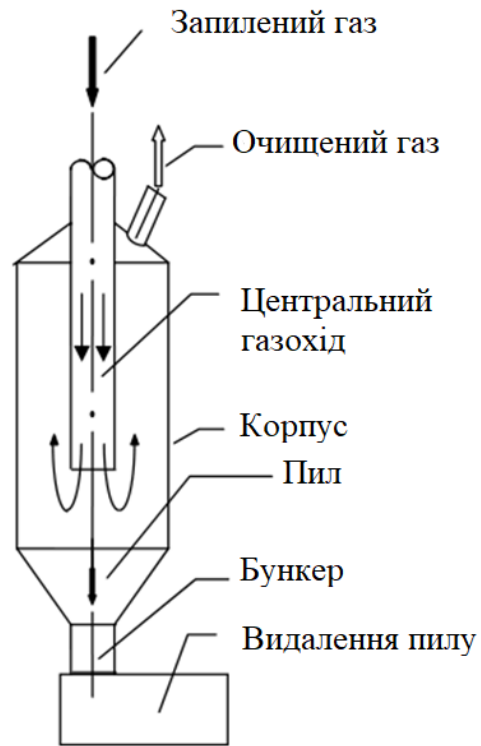
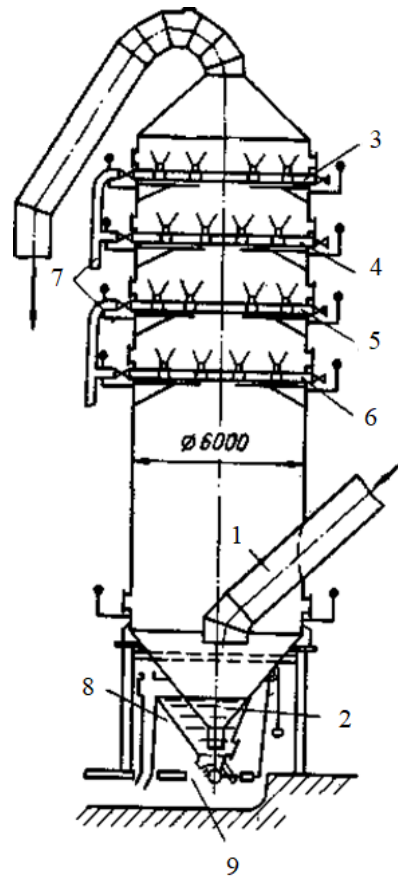
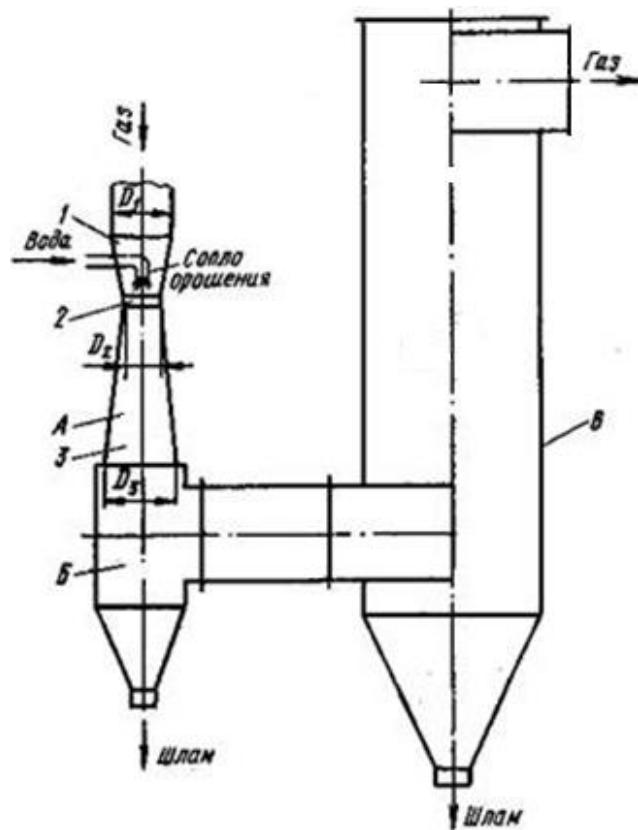


Рисунок 7.1 – Принципова схема радіального пиловловлювача



1 – вхід газу; 2 – шламova вода; 3 – 6 – яруси зрошування; 7 – підведення води; 8 – відведення шламової води

Рисунок 7.2 – Принципова схема порожистого скрубера



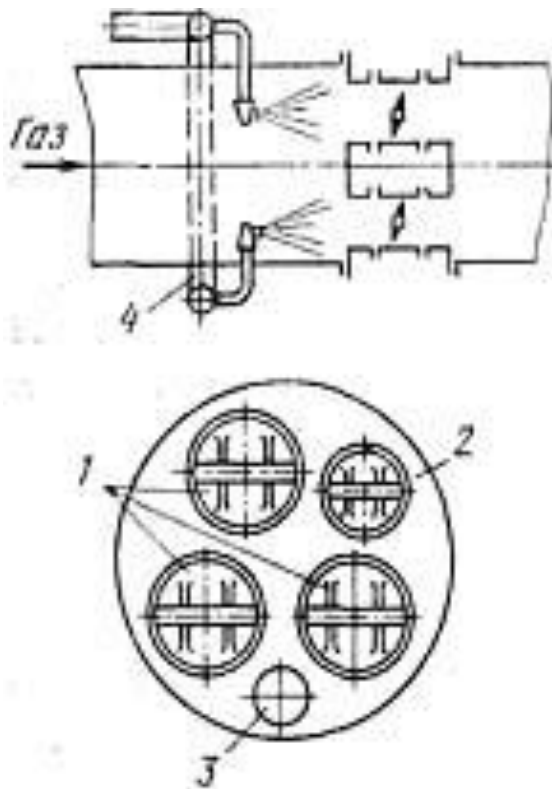
А – труба Вентурі; Б – шламовий бункер; В – крапле вловлювач  
 1 – конфузор; 2 – горловина; 3 – дифузор

Рисунок 7.3 – Принципова схема скрубера Вентурі

Ефективність очищення газу в скрубєрі Вентурі становить 98 ... 99%.

Завершується процес тонкого очищення доменного газу в дросельній групі (рис. 7.4). Основне призначення цього апарату - дроселювання газу. При цьому підтримується підвищений тиск на колошникє і в системі газоочистки, а до споживачів газ надходить зі зниженим тиском.

Дросельна група являє собою перегородку в трубопроводі доменного газу, забезпечену декількома отворами, що калібруються - дроселями. Встановлюється, наприклад, 3 регульованих дроселя діаметром 750 мм і один нерегульований діаметром 400 мм. Принцип роботи дросельної групи як газоочисного апарату аналогічний принципу роботи труби Вентурі. Основна відмінність полягає в тому, що в трубі Вентурі близько 80% енергії тиску газу відновлюється в дифузорі, тоді як в дросельній групі енергія не відновлюється, а витрачається для турбулентного перемішування потоків газу і води.



1 – дроселі, що регулюються; 2 – діафрагма; 3 – дросель, що не регулюється; 4 – підведення води до форсунок

Рисунок 7.4 – Дросельна група

До кожного дроселя підведені патрубки з бризгалами, через які подається вода. Велика швидкість газу в дросельному пристрої, зволоження і різка зміна його напрямку сприяє виділенню з газового потоку частинок пилу і їх коагуляції. Це забезпечує хороші умови для подальшого уловлювання крапель води з пилом в краплевловлювачі.

При очищенні доменного газу на комбінаті використовується схема замкнутого обороту води. Шламова вода після г/очистки містить зважені частинки і нагріта до температури 60 ... 70°C. Ця вода з відкритого лотку, а потім по трубопроводу надходить на насосну шламової води, звідки перекачується в радіальні відстійники. Тут відбувається осадження зважених часток. Очищена від механічних домішок (освітлена) вода надходить на вентиляторну градирню для охолодження.

У градирні вода розбризкується за допомогою форсунок і у вигляді крапель падає з висоти близько 8 м. Для інтенсифікації процесу охолодження у верхній частині градирні змонтовані вентилятори, що створюють зустрічний потік повітря.

Для подачі води знову в систему газоочистки передбачена ще одна насосна станція – насосна освітленої води.

В системі замкнутого водооберту частина води втрачається зі шламом і при випаровуванні в лотку, відстійниках і особливо в градирні. Ці втрати безперервно поповнюються підживлювальною водою.

Вологий шлам після відстійників надходить на фільтр-преси, де його вологість знижується приблизно до 10%, і вивозиться у відвал.

Описаній схемі очищення доменного газу притаманні як переваги, так і недоліки. До переваг можна віднести простоту конструкції, надійність роботи апаратів очищення. Їх обслуговування не вимагає високої кваліфікації персоналу. Дана схема може працювати з газами високої температури і великої вологості, витрата газів може змінюватися в широких межах. Застосування замкнутого водооберту дозволяє уникнути забруднення водойм.

Разом з тим, в схемі є і суттєві недоліки. Отримання уловленого продукту у вигляді шламу ускладнює його подальшу переробку. Високий корозійний знос обладнання призводить до частих ремонтів. Апарати газоочистки (сухий пиловловлювач, порожнистий форсуночний скруббер) громіздкі і металоємні.

Організація оборотного циклу водопостачання вимагає великих площ, великої кількості різноманітного обладнання, значних капітальних і експлуатаційних витрат. На циркуляцію води в системі, на створення підвищеного тиску у форсунок витрачається багато електроенергії в насосних станціях.

Теплова енергія доменного газу витрачається в апаратах мокрого очищення на нагрів води, а потім безповоротно втрачається в градирні.

Енергія надлишкового тиску доменного газу також безповоротно втрачається в дросельній групі.

Тепломісткість доменного газу можна ефективно утилізувати в газовій утилізаційній безкомпресорній турбіні (ГУБТ). Однак, встановлювати таку турбіну після апаратів мокрого очищення газу не можна. Газ, що пройшов такі апарати, насичене водяними парами, які при розширенні газу в турбіні будуть конденсуватися. Крапельки вологи, б'ючись об рухомі з великими швидкостями лопатки турбіни, викличуть їх швидкий ерозійний знос. Тому, при використанні мокрій системи очищення, газ перед ГУБТ необхідно підігрівати. Зазвичай це роблять, спалюючи частина очищеного доменного газу і змішуючи продукти згоряння з основним потоком газу. При цьому знижується теплота згоряння, і так досить низька у доменного газу.

З огляду на цей фактор і те, що значна частина теплової енергії доменного газу втрачається в системі газоочистки, можна зробити висновок про меншу ефективність використання ГУБТ при мокрій очистці газу, в порівнянні з сухою. Це також є недоліком описаної схеми.

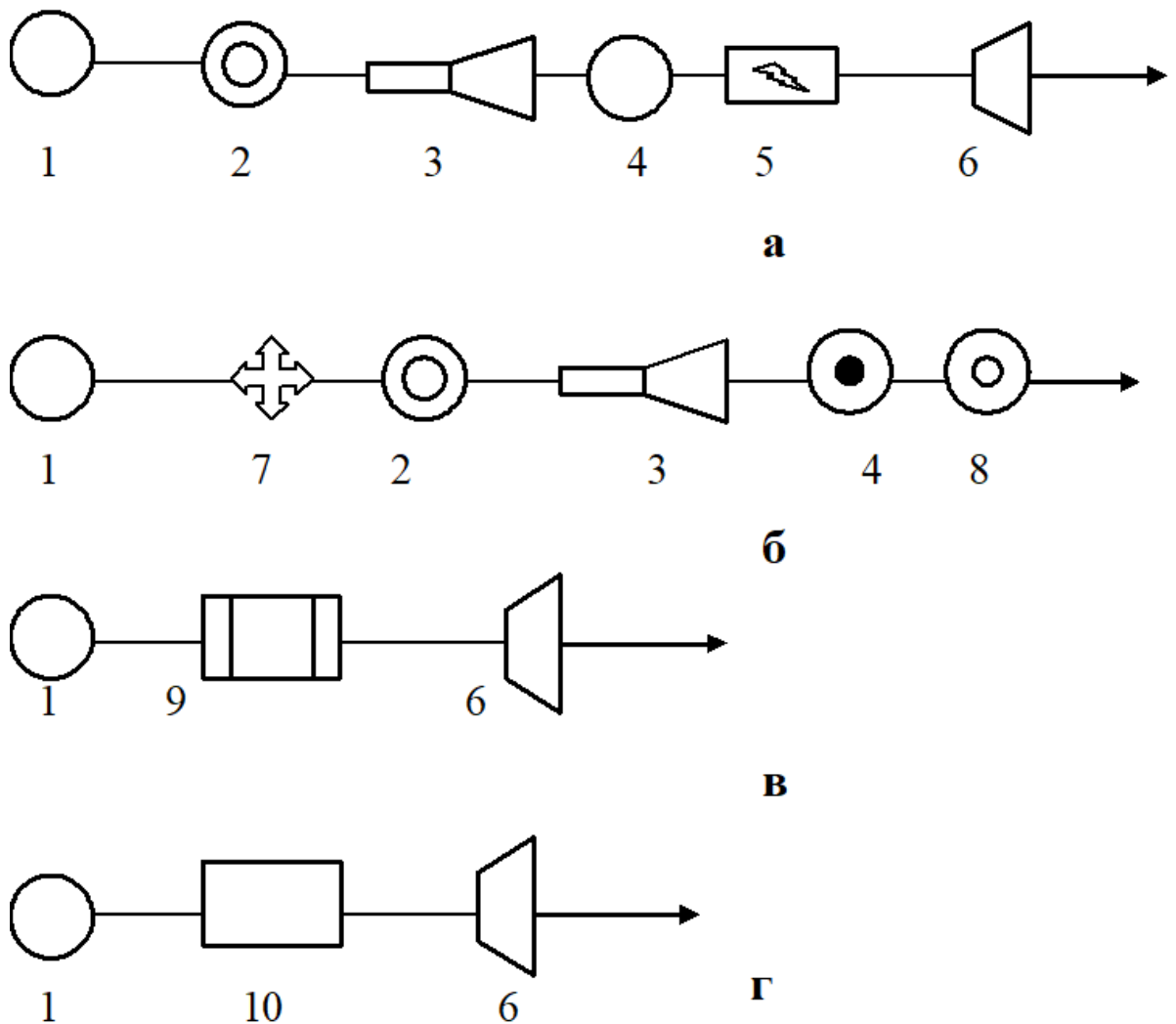
Суха схема газоочистки замість апаратів мокрого типу (порожистого скрубера і скрубера Венутрі) передбачає використання рукавних фільтрів, електрофільтрів чи інших апаратів сухого типу.

Доменний газ, як це вже було сказано, виходить з печі з запасом хімічної енергії, а також з запасом тепловмісту, який визначається підвищеними температурою (на більшості печей 200...300°C) і тиском (2,5...3 МПа). Хімічна енергія доменного газу використовується при його спалюванні у різних високотемпературних агрегатах. Розглянемо способи утилізації тепловмісту доменного газу – теплової та потенційної енергії надлишкового тиску (рис. 7.5).

У схемі на рис. 7.5 а використовуються газоочисні апарати мокрого типу і газова утилізаційна безкомпресорна турбіна (ГУБТ). Газ після мокрої очистки



насичений водяними парами, які, при зниженні температури в ГУБТ будуть конденсуватися. Краплі води, що будуть ударятися об лопатки турбіни, що обертаються з великою швидкістю, приведуть до їх руйнування, як вже було сказано.



1 – радіальний пиловловлювач; 2 – скруббер; 3 – труба Вентурі; 4 – краплевловлювач; 5 – підігрівач доменного газу; 6 – ГУБТ; 7 – теплообмінник; 8 – дросельна група; 9 – рукавний фільтр; 10 - електрофільтр.

а – схема з газоочисними апаратами мокрого типу і ГУБТ; б – схема з теплообмінником; в, г – схеми з з газоочисними апаратами сухого типу і ГУБТ

Рисунок 7.5 – Схеми очищення доменного газу з утилізацією його енергії

В цьому випадку необхідний підігрів очищеного газу перед турбіною. В наданій схемі застосовується підігрівач, в якому частина доменного газу спалюється, а гарячі димові газу підмішуються до основного потоку доменного газу, підвищуючи його температуру. Це забезпечує нормальну роботу ГУБТ, але веде до зниження теплоти згоряння доменного газу, що змушує при використанні його як палива додавати до пальної суміші більше

висококалорійного палива – природного чи коксового газу. Це знижує економічну ефективність використання ГУБТ.

Схема 7.5 б відрізняється від традиційної, що використовується на більшості металургійних підприємств, наявністю теплообмінника. Це може бути апарат трубчастого типу, де по міжтрубному простору подається доменний газ, а по трубах йде холодний теплоносій, наприклад, повітря, що потім прямує на пальники доменних повітрянагрівачів або іншого металургійного агрегату. У цій схемі використовується лише теплова енергія доменного газу, а потенційна енергія надлишкового тиску втрачається на дросельній групі, де тиск знижується до необхідної споживачам величини.

З точки зору використання тепловмісту доменного газу схеми 7.5 а та 7.5б найменш ефективні. Найбільший інтерес представляють схеми 7.5 в і 7.5 г, в яких тепловміст доменного газу спрацьовується в газових утилізаційних безкомпресорних турбінах і при цьому не знижується теплота згоряння газу, тому що для його очищення використовуються апарати сухого типу – рукавний фільтр або електрофільтр.

Газова утилізаційна безкомпресорна турбіна (ГУБТ) призначена для утилізації тепловмісту доменного газу. Газ, проходячи через ГУБТ, здійснює роботу, обертаючи вал турбіни. При цьому знижуються температура і тиск газу. Тепловміст газу переходить в механічну енергію обертання турбіни. ГУБТ може служити приводом електрогенератора або повітродувки, що подає дуття в повітрянагрівач, а звідти - в доменну піч.

Застосовувані в даний час ГУБТ являють собою пристрої, в яких передача механічної енергії робочому тілу здійснюється в процесі взаємодії потоку газу з лопатками спеціальної форми, встановленими на обертовому роторі. Іншим основним елементом турбіни є нерухомий статор, в якому розміщуються напрямні лопатки (сопла), що перетворюють потенційну енергію потоку газу в кінетичну і додають йому доцільне спрямування перед входом на обертові лопатки. Лопатковий апарат ГУБТ спільно з вхідним і вихідним пристроями утворює проточну частину. Залежно від форми відводу проточної частини і напрямку руху газу всі ГУБТ поділяються на осьові і радіальні.

Пил, потрапляючи в ГУБТ, викликає ерозійний знос лопаток. Щоб уникнути цього необхідна ретельна очистка газу, а також конструктивні рішення, що розподіляють весь потік газу рівномірно по всьому кільцевому перетину апарата – це призведе до меншого і більш рівномірного зносу лопаток.

Бажано з точки зору утилізації енергії і матеріаломісткості встановлювати ГУБТ після апаратів сухої газоочистки.

На рис. 7.6 показаний зовнішній вигляд і переріз осьової ГУБТ.

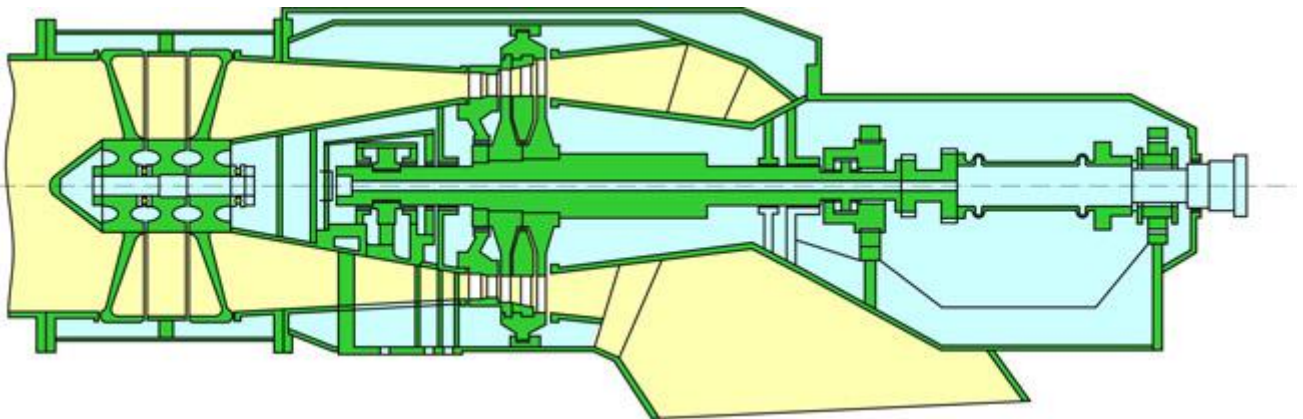
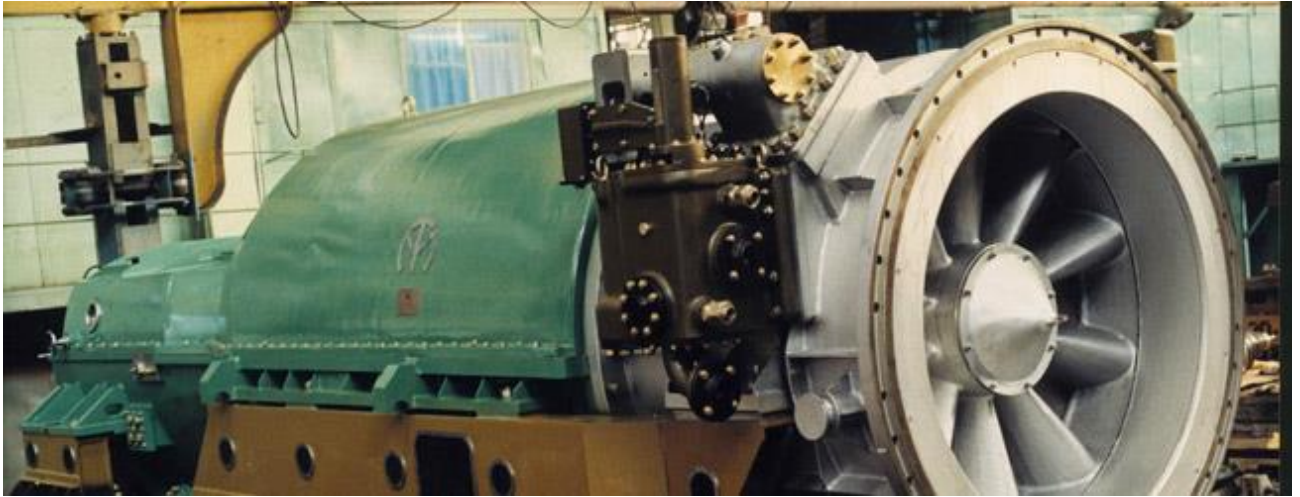


Рисунок 7.6 – Осьова ГУБТ

**?** Питання для самоконтролю

1. Як утворюється доменний газ?
2. Чому доменний газ має низьку теплоту згорання?
3. Які є схеми очищення доменного газу?
4. Опишіть апарати мокрої очистки доменного газу.
5. Чому доменний газ не можна скидати в атмосферу?
6. Як утилізується енергія доменного газу?
7. Опишіть газову утилізаційну безкомпресорну турбіну.

## 8 КОКСОВИЙ ГАЗ

Коксовий газ – горючий газ, що утворюється в процесі коксування кам'яного вугілля, тобто при нагріванні його без доступу повітря до 900–1100°C.

Газ, що утворюється при коксуванні, містить багато цінних речовин. Крім водню, метану, оксидів вуглецю, до його складу входять пари кам'яновугільної смоли, бензен (бензол), аміак, сірководень та ін. Парогазову суміш, що відходить з коксових камер, уловлюють і відводять у цех конденсації на переробку.

Коксовий газ охолоджується до температури 25 – 30°C, при цьому він конденсується і з нього виділяється смола, підсмольна (аміачна) вода.

Використовують як паливо у промислових печах, газових двигунах, як сировина в хімічній промисловості.

Основним споживачем коксового газу є металургія, переважна більшість коксохімічних заводів розташовано на металургійних підприємствах або поблизу них. Застосовується це паливо також у машинобудівництві, керамічній і скляної галузі. Використовується у вигляді палива для парових і водогрійних котлів. Склад і властивості коксового газу можуть незначно відрізнятись в залежності від умов коксування і якості вихідного матеріалу.

Приблизний склад коксового газу:

- водень  $H_2$  - 50-60%;
- метан  $CH_4$  - 20-30%;
- оксид вуглецю  $CO$  - 5-7%;
- діоксид вуглецю  $CO_2$  - 2-3%;
- азот  $N_2$  - 2 - 3,5%.

Основні властивості:

- густина при температурі 0° С і атмосферному тиску 101,3 кПа: 0,45 - 0,50 кг/м<sup>3</sup>;
- середня теплота згоряння: 17,5 мДж / м<sup>3</sup>;
- температура самозаймання: 600 - 650 ° С.

Коксовий газ – токсична і вибухонебезпечна речовина. Вибухонебезпечна концентрація у повітрі від 6 до 30%.

Коксувальний газ, виведений з печей (прямий газ), непридатний до використання. Після виробництва, газ підлягає очищенню і уловлюванню продуктів сухої перегонки вугілля і вологи.

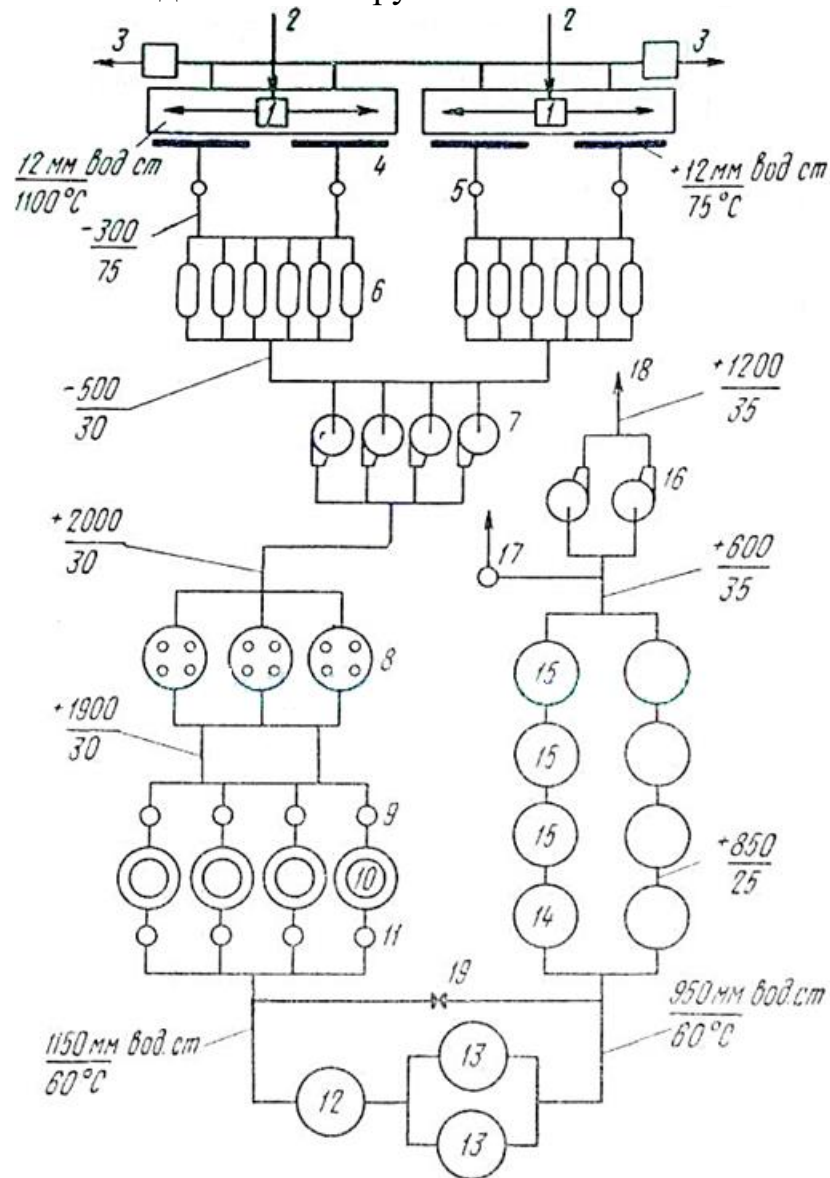
Прямий коксовий газ до уловлювання містить приблизно 300-500 г/м<sup>3</sup> водяної пари, 100-125 г/м<sup>3</sup> смоли, 30-40 г / м<sup>3</sup> бензольних вуглеводнів, 7-1 г / м<sup>3</sup> аміаку, 5-20г / м<sup>3</sup> сірководню і часткові крапління сірковуглецю, оксиди азоту, ціану.

Від зайвої вологи і деякої частки смоли коксовий газ очищується шляхом конденсації або виморожування. Залишки смоли осаджуються на електрофільтрах.

Бензол поглинається кам'яновугільним або соляровим маслом. Аміак і сірка уловлюються з газу для подальшої переробки в лікарські препарати.

Уловлювання інших домішок в першу чергу обумовлено збереженням обладнання та газопроводів, так як зайвий вміст даних речовин може стати причиною виходу обладнання з ладу, забивання труб і пальників, гідравлічних ударів.

Схема коксового виробництва і очищення коксового газу показана на рис. 8.1. Технологічні агрегати коксохімічного виробництва умовно за призначенням можна об'єднати в такі групи.



1 – коксова батарея; 2 – подача шихти; 3 – видача коксу; 4 – газозбірники; 5 – сепаратор; 6 – первічні холодильники; 7 – екстаустери; 8 – електрофільтри; 9 – підігрів газу паром; 10 – аміачні скрубери; 11 – кислотні пастки; 12 – вловлювання ціаніду водню; 13 – сіркоочистка; 14 – вторинний холодильник; 15 – бензолні фільтри; 16 – газодувки; 17 – випуск пари; 18 – газ споживачам; 19 – бай пас

Рисунок 8.1 – Технологічна схема очищення коксового газу

Перша група – цехи підготовки шихти, тобто кладування, усереднення, збагачення та сушка вугілля, що складають шихту коксової батареї.

Друга група – власне коксові батареї, включаючи завантажувально-розвантажувальні механізми, установки гасіння коксу та інше обладнання. Камери батареї завантажують через спеціальні вікна завантажувальною машиною. Після вирівнювання рівня шихти в камері коксовиштовхувачем і її герметизації починають процес коксування. Для виштовхування спеченого «пирога» з камери в коксо-гасильний вагон служить коксовиштовхувач.

Третя група - апарати очистки коксового газу, тобто установки і споруди для уловлювання смол, фусов (згустків смоли і шматочків шихти), аміаку, сірководню, нафталіну та інших домішок.

Четверта група – апарати і установки з переробки вловлюються хімічних продуктів.

На початковій стадії очищення уловлювання окремих домішок в коксовому газі не забезпечується вибірково, так як в період проходження газу через різні вловлюючі апарати в більшій чи меншій мірі уловлюються всі домішки, що містяться в ньому. Вибірчий метод забезпечує в більшості випадків домінуюче уловлювання певних речовин, подальше виділення яких в чистому вигляді при необхідності відбувається на додаткових установках.

Коксовий газ, насичений парами летючих речовин і містить деяку кількість захоплених дрібних частинок шихти і крапельок смоли, при 700-800°C відсмоктується в колектори-газозбірники, розташовані уздовж коксової батареї. У газозбірниках в період транспортування газ охолоджується до 80-90°C, оскільки рясно зрошується надсмольної аміачною водою, розбризкується форсунками по всій довжині газосборника.

Температура газу в газозбірнику знижується, так як тепло газу витрачається на випаровування значної частини зрошуючої води. Для посилення цього ефекту воду, що зрошує, подають з температурі близько 80°C (холодна вода гірше випаровується) і добре розпилюють форсунками під напором 1,5 ат, щоб забезпечити розвинену поверхню крапель води і кращий контакт з газом. У цих умовах відбувається насичення газу парами води. Конденсація летючих речовин – незначна, так як точка роси не досягається. У газозбірниках випадають механічні домішки: фуси і смоли, які постійно змиваються надсмольної водою в спеціальні пастки з подальшим відведенням на освітлювачі. Таким чином, газозбірники коксової батареї призначені для:

а) рівномірного відводу газу з камер коксування і усереднення його складу;

б) первинного охолодження газу, що значно зменшує його обсяг і, природно, металоємність наступних апаратів і витрати енергії на його очищення. Крім того, первинне охолодження газу готує його до подальшого уловлювання з нього водяної пари і летких компонентів;

в) первинного очищення газу від фусов і смоли.

Від газосборників коксовий газ і стікає надсмольная вода відводяться в сепаратор, в якому вони поділяються: газ надходить на остаточне охолодження в холодильники, а надсмольная вода з фусами і смолою відводиться в освітлювачі. Температура газу в сепараторі практично не змінюється (близько

80°C). Сепаратор є пустотілою вертикальною посудиною діаметром близько 2м і висотою 4,5 м.

Процеси подальшого уловлювання з газу нафталіну, бензолу, сірководню та інших компонентів протікають при  $\sim 25-35$  ° С. Строго регламентується температура і хімічних поглиначів, що буде зазначено нижче. Для охолодження газу перед улавлюванням з нього зазначених домішок застосовують спеціальні холодильники. У первинних холодильниках в період охолодження газу до 25-35 ° С конденсуються майже вся смола і водяні пари, які відводяться в проміжну ємність-збірник, а потім перекачуються насосами в відстійники – освітлювачі. Конденсовані пари води частково розчиняють аміак, що міститься в газі. Надсмольну воду, що утворюється при цьому і яка за питомою вагою легше смоли і розташовується над нею, називають ще аміачною.

Холодильники по методу охолодження газу діляться на трубчасті поверхневі теплообмінники і скрубєрні безпосереднього охолодження. Як правило встановлюють кілька газових холодильників, що працюють паралельно, з необхідним резервом. Трубчасті теплообмінники являють собою споруди, в яких газ, проходячи в міжтрубному просторі холодильника, охолоджується з 80-90°C до 30-35°C, так як віддає частину, тепла охолоджуючої води, температура якої підвищується з 25 до 35 ° С. У трубчасті газові холодильники подають чисту (технічну) воду, яку повторно використовують після охолодження в градирнях.

Скрубєрні холодильники безпосередньої дії являють собою вертикальну вежу з кількома ярусами дерев'яної хордової насадки або металевими дірчастими полками, зрошуваними аміачною водою, що знаходиться у власному оборотному циклі. Охолодження зрошуючої води, яка насичується аміаком, неможливо на повітряних градирнях, так як це викликає неприпустиме забруднення атмосфери. Воду після скрубєрних газових холодильників перед повторним використанням охолоджують в закритих трубчастих теплообмінниках, зрошуваних технічною водою додаткового циклу водопостачання. Розглянуті типи холодильників знайшли широке застосування на коксохімічних заводах, але останнім часом віддають перевагу трубчастим холодильникам.

Коксовий газ після охолодження і відділення смоли і вологи в газозбірниках, сепараторі і холодильниках подається газодувками (ексгаустерами) в наступні очисні установки. Весь газовий тракт від коксової батареї до ексгаустерів знаходиться під розрідженням, що досягає 600 мм вод. ст.

Надсмольна вода, що відводиться з газосборників, сепараторів, холодильників і інших апаратів, після освітлення від фусов і смол в спеціальних відстійниках повертається, як вже зазначалося вище, на повторне зрошення цих апаратів. Кількість надсмольної води в замкнутому оборотному циклі водопостачання цих апаратів безперервно поповнюється в результаті конденсації вологи, парів смоли та інших речовин, що містяться в коксовому газі.

Охолодження газу і виділення зазначених речовин з коксового газу відбуваються безперервно в період проходження газу через ці апарати. Надмірна кількість аміачної води відводиться і корисно використовується. Відокремлені в відстійниках смоли також йдуть на подальшу переробку.

Коксовий газ, що надходить в ексаустерной відділення, містить деяку кількість дрібних крапель і газових бульбашок смоли та інших речовин, вловити які не вдається описаними вище способами, так як вони знаходяться в туманоподібному стані. Зазвичай вміст смол перед ексаустерами 2-5 г/м<sup>3</sup>. Остаточо газ очищується від смол у наступних апаратах.

Для виділення туманоподібної смоли з коксового газу знайшли застосування методи, засновані на промиванні газу смолою і використанні інерційних і електростатичних сил.

На старих коксохімічних заводах застосовували, головним чином, механічні смоловідділювачі ударної дії. У цих апаратах струмінь газу направляється на тверду поверхню, розташовану перпендикулярно до напрямку потоку, при ударі об яку крапельки смоли осідають на ній, а газ, змінивши напрямок, рухається далі. При промиванні газу смолою крапельки туманоподібної смоли осідають під дією сил інерції на великих краплях смоли і виводяться з апарату з рідкою фазою.

Зміст смоли в газі після смоловідділювачів ударної дії або промивання знижується до 1,2-1,5 г / м<sup>3</sup>. Через низького ступеня очищення газу і значного гідравлічного опору ці смоловідділювачі не набули великого поширення на коксохімічних заводах.

Часткове видалення смоляного туману з газу досягається в швидкохідних відцентрових нагнітачах. Досвід роботи заводів показав, що вміст смоли в газі після таких нагнітачів знижується до 0,3-0,5 г / м<sup>3</sup>. Однак навіть настільки малий вміст смоли в газі є небажаним, так як негативно позначається на роботі апаратури.

Більш повне виділення смоли з коксового газу досягається в електрофільтрах, робота яких заснована на дії електростатичних сил на крапельки смоли в потоці газу. Принцип дії електрофільтрів полягає в іонізації газу, що рухається в електричному полі високої напруги між електродами відповідної форми, в результаті чого крапельки смоли набувають електричний заряд і притягаються до протилежно зарядженого електроду, де і осідають.

### **?** Питання для самоконтролю

1. Як утворюється коксовий газ?
2. Які особливості коксового газу?
3. Опишіть схему очищення коксового газу.
4. Які переваги і недоліки застосування коксового газу у металургії?
5. Як очищується коксовий газ від смоли?



## 9 ФЕРОСПЛАВНИЙ ГАЗ

**Феросплавна промисловість** – галузь виробництва, що займається отриманням феросплавів на спеціалізованих підприємствах чорної металургії. Найпоширенішим є електротермічний (електропічний) спосіб отримання феросплавів (електроферосплавів); по вигляду відновника він розділяється на вуглевідновний, яким отримують вуглецеві феросплави (5–8 % С) і всі крем'янисті сплави, і металотермічний (до нього умовно відносять і силікотермічний), яким отримують сплави з пониженим вмістом вуглецю (0,01–2,5 % С).

Вуглевідновним процесом, здійснюваним головним чином в рудотермічних печах потужністю 16,5–72 МВА, отримують феросиліцій, кристалічний кремній, силікоалюміній, силікокальцій, феросилікокальцій, силікомарганець, силікохром, вуглецевий феромарганець і ферохром, ферофосфор, комплексні сплави на крем'янистій основі, а також низькофосфористий марганцевий шлак. Виробництво доменних феросплавів дуже мале за масштабами і постійно скорочується (бідний феросиліцій і феромарганець), оскільки вони більше забруднені домішками і стоять дорожче за електроферосплави.

Низьковуглецеві (рафіновані) феросплави отримують в дугових (рафінувальних) електропечах потужністю 2,5-5,5 МВА металотермічним способом. Силікотермічним способом виплавляють низько- і безвуглецеві сплави марганцю і хрому, ферованадій (у шихту додають алюміній), феровольфрам (у шихту додають коксик), силікоцирконій. Алюмінотермічним способом отримують металевий хром, безвуглецевий ферохром, фероніобій, феробор, силікоцирконій, різні лігатури з рідкісними і рідкоземельними металами.

Середневуглецевий ферохром з вуглецевого ферохрому отримують також в конвертерах з кисневим дуттям. Для отримання азотвмісних (азотованих) сплавів марганцю, хрому і ванадію застосовують електропечі опору і індукційні печі.

Позапічними алюмінотермічним способом виплавляють феротитан, металевий і ванадій, позапічним силікотермічним способом – феромолібден (у шихту додають алюміній).

**Феросплавний газ** – суміш газів, що відходять рудовідновних феросплавних печей з закритим колошником, що містить, об. %: 70-90 CO, 2-10 H<sub>2</sub>, 2-20 CO<sub>2</sub>, 0,5-5 CH<sub>4</sub>, 2-4 N<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> (0,2-0,52 мг/м<sup>3</sup>).

Газ отруйний і вибухонебезпечний. Питома теплота згоряння 8,2-8,4 МДж / м<sup>3</sup>. Вміст пилу в газі 15-30 г / м<sup>3</sup>. Вихід газу рівномірний, 400-800 м<sup>3</sup>/т сплаву в залежності від виду сплаву. Зважаючи на велику запиленість феросплавного газу дрібнодисперсним пилом його використовують як паливо, як правило, після мокрої двоступеневої очистки.

В першу ступінь очищення феросплавного газу входять такі апарати газовідвідного тракту: зрошувальний похилий газопровід в комплексі з трубою

Вентурі і краплевловлювачем. Так як на початку газовідвідного тракту в результаті охолодження газу і конденсації з нього возгонів металу і їх оксидів відбувається випадання твердих опадів, здатних утворити механічні пробки, основним завданням апаратів першого ступеня є запобігання утворенню цих пробок. Саме з цих міркувань витрата води на апарати газовідвідного тракту досягає значних величин ( $30 \text{ м}^3$  на  $1000 \text{ м}^3$  газу).

Воду в похилий газопровід можна подавати різними способами: впорскуванням евольвентними форсунками, через перфоровані отвори труби, розташованої усередині газопроводу, або спрямованим плівковим зрошенням стінок газопроводу. Залежно від способу подачі води і витрати її, температури газу і зрошувальної води, типу застосовуваних форсунок і інших чинників визначається режим роботи похилого газопроводу, ступінь охолодження газу в ньому і ефективність газоочистки.

Спочатку похилий газохід працює в випарному режимі, і температура газу в ньому знижується до точки роси (близько  $65^\circ\text{C}$ ). В наступній частині газоходу основна маса води витрачається на змив робочих поверхонь. На похилий газохід витрачається близько 50% води, споживаної газоочисткою. Похилий газохід в системі газоочистки феросплавної печі виконує роль скрубера, в якому газ охолоджується, насичується парами води (феросплавний газ по виході з печі практично сухий) і здійснюється первинне очищення газу.

Труба Вентурі першого ступеня працює на незначному перепаді тиску (близько 300 мм вод. ст.) і при швидкості газу в горловині близько  $50 \text{ м} / \text{с}$ , так як цього достатньо для коагуляції пилу, використовуючи конденсаційний ефект при подальшому охолодженні газу нижче точки роси (близько  $35^\circ\text{C}$ ). При охолодженні газу нижче точки роси пари води, що містяться в газі, конденсуються насамперед на порошинки, зволожуючи їх і сприяючи коагуляції, яка інтенсифікується у низьконапірній трубі Вентурі.

Розташований за трубою Вентурі найпростіший краплевловлювач (рис. 9.1) одночасно з крапельної вологою забезпечує вловлювання скоагульованого пилу; на цьому завершується перший ступінь очищення феросплавного газу. Застосування складних краплевловлювачів не потрібно. Після першого ступеня вміст пилу у газі зазвичай не перевищує  $10 \text{ г} / \text{м}^3$ , а іноді знижується і до  $5 \text{ г} / \text{м}^3$ .

При більш глибокому охолодженні газу в похилому газопроводі, коли конденсація парів води починається в ньому, раціонально замість труби Вентурі застосовувати порожнистий форсуночний скрубер, що забезпечує той же ступінь очищення газу ( $5-10 \text{ г} / \text{м}^3$ ), але при значно менших енергетичних витратах (рис. 9.2).

Є позитивний досвід роботи газоочистки, в якій після похилого газоходу і найпростішого краплевловлювача для передачі газу в високонапірну трубу Вентурі встановлений вертикальний газопровід-стояк, зрошуваний водою і успішно виконує функції скрубера. Така система газоочистки є найбільш перспективною, тому що при високій ефективності відрізняється найбільшою компактністю і економічністю (рис. 9.3). Трубу Вентурі після похилого газопроводу слід розташовувати трохи вище позначки робочого майданчика

феросплавної печі, що необхідно для зручності розміщення пристроїв щодо відведення від неї обробленої шламової води.

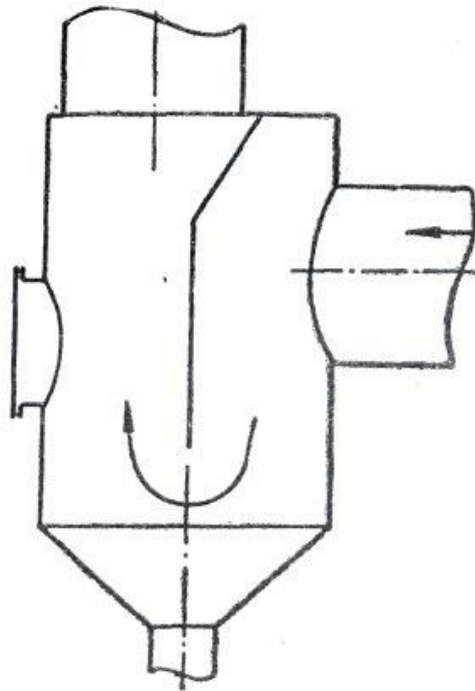
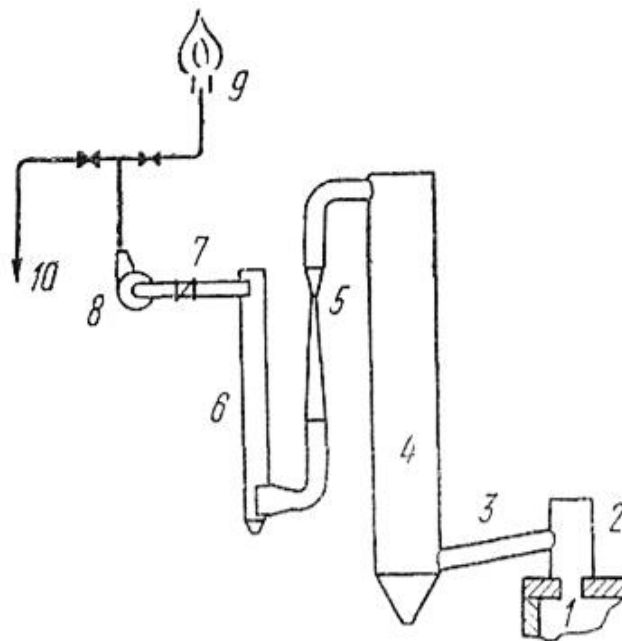
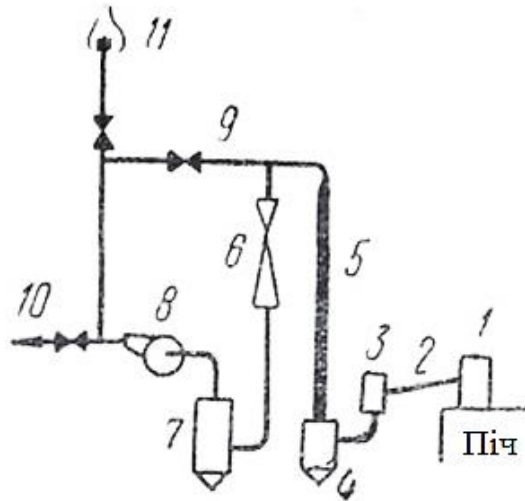


Рисунок 9.1 – Найпростіший краплевловлювач



1 – піч; 2 – стакан; 3 – похилий газохід; 4 – скруббер; 5 – труба Вентурі; 6 – крапле вловлювач; 7 – дросель-регулятор; 8 – ексгаустер; 9 – газова свічка; 10 – газ споживачу

Рисунок 9.2 – Газовий тракт газоочистки із скруббером



1 – стакан; 2 – похилий газохід; 3 – клапан; 4 – водозбірник; 5 – газохід, що зрошується; 6 – труба Вентурі; 7 – краплевловлювач; 8 – нагнітач; 9 – бай пас з регулятором; 10 – газ до споживача; 11 – свічка

Рисунок 9.3 – Газовий тракт сучасної газоочистки

Горловину труби Вентурі першого ступеня очищення газу рекомендується робити подовженою (з довжиною, що дорівнює 3 діаметрам), що збільшує час перебування газу в активній зоні труби і підвищує ступінь очищення феросплавного газу при тому ж її опорі.

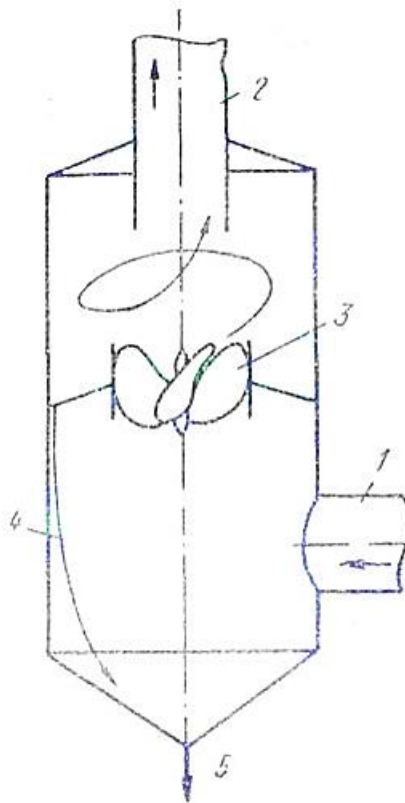
Другий ступінь очищення феросплавного газу, в яку входить високонапірна труба Вентурі з власним краплевловлювачем, призначений для остаточної тонкої очистки газу до необхідного пиловмісту (зазвичай  $10-20 \text{ мг/м}^3$ ).

Характерною особливістю феросплавного газу, що надходить на очистку в агрегати другого ступеню, є надзвичайна дрібнодисперсність пилу, що підлягає уловлюванню. Якщо у вихідному газі після виходу з печі кількість фракції пилу менше  $10 \text{ мкм}$  складає близько  $90\%$ , то після першого ступеня очищення решта  $40\%$  пилу практично складається з частинок мікронного розміру, що витають в потоці і вельми важко вловлюються. Для ефективного очищення газу такого фракційного складу в трубці Вентурі необхідно створити швидкість потоку  $150-200 \text{ м/с}$  при перепаді тиску  $1500-2000 \text{ мм вод. ст.}$  При цьому необхідний перепад тиску газу в трубці Вентурі повинен підтримуватися стабільним.

Для забезпечення високої якості очищення газу і підтримки стабільним заданого перепаду тиску газу в трубці Вентурі частина газу після нагнітача направляється у трубу Вентурі. Кількість газу, що рециркулюється, підтримується автоматикою в залежності від тиску газу під склепінням феросплавної печі, тобто у залежності від кількості газу, що виділяється і відсмоктується. Автоматика забезпечує одночасно підтримку стабільним перепаду тиску газу в трубці Вентурі і величини тиску газу під склепінням печі. При такій автоматичі не потрібно регулювати витрату газу перед димососом.

Застосування регульованої труби Вентурі може виявитися доцільним, так як вона дозволяє задавати необхідний перепад тиску газу. Іноді для регулювання тиску газу в горловину труби Вентурі монтують гумову сорочку. У простір між горловиною і сорочкою нагнітається вода. Таким чином змінюють діаметр горловини. Зрошення труби Вентурі доцільно виконувати форсунковим, що знижує енерговитрати на дроблення крапель води в порівнянні з енерговитратами при плівковому зрошенні. Розпилення крапель води повинно бути дуже тонким, щоб забезпечити кращий контакт їх з дрібнодисперсного пилом і підвищити коагуляцію.

Після другого ступеня очищення доцільно максимально вловити з газу крапельну вологу, щоб забезпечити більш стійку роботу димососів і зменшити утворення нальоту шламу на робочих поверхнях.



1 – вхід газу; 2 – вихід газу; 3 – завихрювач; 4, 5 – відвод конденсату

Рисунок 9.4 – краплевловлювач із завихрювачем

З досвіду експлуатації, найбільш надійним і досить ефективним слід визнати простий краплевловлювач-циклон. Можна рекомендувати також краплевловлювач з завихрювачем (рис. 9.4). Більш складні конструкції краплевловлювачів зазвичай не дають очікуваного результату. Шламову воду після краплевловлювача необхідно відводити безперервно з достатньою висотою замикаючого стовпа води, що змушує розташовувати газоочистку вище робочого майданчика печі. Гідрозатвори виконують у вигляді труби діаметром близько 200 мм, опущеною в бак ящиківого типу, що забезпечує необхідний запас обсягу води на випадок раптового зростання розрідження в газоочистці і виключає підсмоктування повітря і шламової води в газоотвідний тракт.

## **?** Питання для самоконтролю

1. Що таке феросплави? Як їх отримують?
2. Як утворюється феросплавний газ?
3. Коли феросплавний газ можна застосовувати як паливо?
4. Опишіть схеми очистки феросплавного газу.
5. Опишіть роботу скрубера Вентурі.

## 10 КОНВЕРТЕРНИЙ ГАЗ

### 10.1 Утворення і властивості конвертерного газу

Конвертерне виробництво - отримання сталі в сталеплавильних агрегатах – конвертерах шляхом продування рідкого чавуну повітрям або киснем. Перетворення чавуну в сталь відбувається завдяки окисленню киснем містяться в чавуні домішок (кремнію, марганцю, вуглецю та ін.) І подальшого видалення їх з розплаву. Виділяється в процесі окислення тепло підвищує температуру розплаву до необхідної для розплавлення сталі, тобто конвертер не вимагає палива для роботи. На початок ХХІ століття понад 60% сталі в світі виробляється конвертерний спосіб.

На сьогоднішній день існує три основні режими роботи кисневого конвертера: з повним дожиганием окису вуглецю, з частковим і без допалювання СО.

Існує багато різновидів киснево-конвертерного процесу, призначеного для виробництва сталі необхідної якості з чавунів різних складів: низько- і високофосфористих, кременистих і низькокремнистий, марганцевистих і високомарганцевістий і т. П. Найбільшого поширення набув киснево-конвертерний спосіб з верхньою продувкою чавуну технічно чистим киснем (чистотою не менше 99,5%, решта 0,5% – азот, аргон, криптон).

Конвертерний газ – суміш газів, що відходять, одержуваних при переробці чавуну в сталь в киснево-конвертерному процесі.

Приблизний склад газу, об. %: 74 СО (до 90), 13 СО<sub>2</sub>, 13 N<sub>2</sub>

Температура газів на виході з горловини конвертера підвищується від 1250-1300 ° С на початку продувки киснем до 1600-1700 ° С в середині і наприкінці продувки. Вихід газу – близько 55 м<sup>3</sup>/т сталі. Середній вміст пилу в газі - 60 г/м<sup>3</sup>. Вміст сірки в конвертерних газах залежить значною мірою від її змісту у вапні і коливається від 105 мг / м<sup>3</sup> до 206 мг / м<sup>3</sup> Як пальне використовують газ, що містить більше 60% СО.

Конвертерний газ є високоякісним технологічним і енергетичним паливом. Ці особливості необхідно враховувати при виборі системи і способу відведення і використання. При відведенні газу без доступу повітря пилоподібні частки мають більші розміри. Відповідно до цих особливостей вибирається схема газоочистки. При більш дрібних фракціях пилу вимоги до газоочистки підвищуються. Температура газу перед газоочисткою не повинна перевищувати 200-300°С. Оскільки температура газів при виході з кисневого конвертера ≈1600°С, перед газоочисткою їх необхідно охолоджувати.

Можливі кілька способів охолодження:

- розведення повітрям;
- впорскування води;
- обладнання газоходу водоохолоджуваними камінами або екранами;
- вироблення пари в котлах-утилізаторах за рахунок фізичної теплоти конвертерних газів або продуктів їх згорання.

Найчастіше ці способи комбінуються. Спосіб охолодження і конструкція охолоджуючого устаткування істотно впливають на технологічний процес виплавки сталі і показники конвертерного виробництва.

Гази відводять з кисневих конверторів різними способами, при яких величина коефіцієнта витрати повітря на вході різна:

$\alpha > 1$  - при повному спалюванні газу з доступом повітря;

$0 < \alpha < 1$  - з доступом повітря і частковим спалюванням газу;

$\alpha = 0$  - без доступу повітря і без спалювання газу.

Гази на виході з кисневого конвертера містять енергію  $\approx 0,95-1,05$  МДж/т сталі (20% фізичного тепла і 80% хімічної енергії).

Використання теплоти газів дозволяє заощадити 30 тис. т. умовного палива на 1 млн. т. сталі. При використанні теплоти конвертерного газу можна отримати гарячу воду і насичену водяну пару в охолоджувачах з опалюванням ( $\alpha > 1$ ). Пару направляють для технологічних потреб підприємства або після перегріву - для вироблення електроенергії.

У системах без допалювання конвертерних газів ( $\alpha = 0$ ) або з частковим допалюванням в радіаційних котлах використовують до 10% хімічної енергії і фізичну теплоту газу з подальшим очищенням його і спалюванням в якості палива в енергетичних або технологічних агрегатах. Після охолодження і очищення без допалювання конвертерний газ може використовуватися в якості палива, хімічної сировини. Без очищення і охолодження його можна використовувати для підігріву шихтових матеріалів конвертерної плавки і як відновник залізородної сировини.

У нашій країні в основному застосовуються системи відводу газів з повним або частковим допалюванням СО в конвертері. У цих схемах хімічна енергія відхідних конвертерних газів не використовується і втрачається.

Застосування конвертерного газу в якості палива є одним з резервів паливно-енергетичних ресурсів. Однак його застосування утруднене через наступні причини:

- мінливість виходу конвертерного газу, як за часом, так і за кількістю;
- різкі коливання складу газу в різні періоди плавки;
- можливість підсосу повітря, що може привести до утворення газокисневої суміші і вибуху працюючих агрегатів.

## 10.2 Способи очищення газів, що відходять

При виборі апаратів газоочистки слід враховувати відмінність фракційного складу пилу в продуктах згоряння (охолоджувач конвертерних газів – ОКГ з допалюванням) і конвертерному газі (ОКГ без допалювання), що надходять в газові тракти цих систем. Особлива увага приділяється герметизації газоходу в останньому випадку в зв'язку з токсичністю оксиду вуглецю (II), що становить близько 90% конвертерного газу.



Газовідвідний тракт складається з котла-охолоджувача, апаратів мокрого газоочищення з системою сепарації і відведення шламу, нагнітача газу, допалювального пристрою або газгольдера, арматури, газопроводів (з нагнітачем і доочищенням в електрофільтрі) до споживача.

Охолоджений і очищений конвертерний газ може у подальшому використовуватися як паливо; якщо ж це передбачено, він повинен спалюватися на свічках. У конвертерних цехах вітчизняних заводів конвертерний газ не застосовується як паливо.

Принципова схема відведення і очищення конвертерного газу без допалювання СО з використанням його хімічної енергії після газоочистки, що застосовується одним із заводів Японії полягає в наступному. Охолоджений газ надходить в струменеві промивачі, потім після коагуляції пилу в трубах Вентурі він очищається в відцентрових скрубберах і направляється в газгольдер або в димову трубу. Перед викидом в атмосферу газ спалюють за допомогою спеціальних пальників.

### **10.3 Використання фізичного тепла і хімічної енергії конвертерного газу**

Конвертерний газ з конвертера надходить в газовідвідний тракт, де його фізична теплота реалізується для отримання пара в охолоджувачі конвертерних газів (ОКГ). Як ОКГ без допалювання застосовують радіаційно-конвективні котли з ширмовими екранами, в яких газ охолоджується до 500 - 600°C. Після котла-охолоджувача перед газоочисткою додаткове охолодження здійснюється шляхом вприскування води в газохід.

Є схеми, де забезпечена можливість використання фізичного тепла і хімічної енергії конвертерного газу: фізична теплота використовується в котлі-охолоджувачі для вироблення пари, а сам газ може бути застосований як високоякісне паливо після очищення від пилу.

Для максимальної реалізації енергетичних ресурсів в киснево-конверторному цеху необхідно використовувати енергоблок, до складу якого входять акумуляторна, випарювальна і деаераторна установки, а також допоміжне обладнання.

Таким чином, схема передбачає замкнутий контур: котел-охолоджувач - енергоблок - котел-охолоджувач. При ефективному використанні фізичного тепла конвертерного газу в ОКГ без допалювання енергоблок виробляє пар і конденсат для енергетичних і технологічних споживачів, а також для власних потреб цеху.

Хімічну енергію газів, що відходять раціонально використовувати для відновлення окатишів. За рахунок створюваного нагнітачем розрідження конвертерний газ відбирається з газоходу ОКГ при температурі 950 - 1050°C і через обвідний газохід прямує у відновний апарат; потім проходить через шар залізорудних окатишів, нагріває їх до 750 - 850°C і відновлює до ступеня

металізації 95%. Відпрацьований газ з температурою 550 - 650 °С і вмістом CO близько 35% надходить в газоочистку, розміщену в обвідному газоході за відновним апаратом, у краплевловлювач, а потім нагнітачем подається на свічку. Залишок CO, що утворюється при відновленні оксидів заліза до заліза металевого, допалюється на свічці.

З відновного апарату сировина вивантажується періодично під час продування конвертера або у міжпродувочний період в проміжну футеровану ємність, розташовану перед дозатором. Перед черговою плавкою порція гарячих металізованих окатишів завантажується в конвертер.

Використання конвертерного газу для відновлення заліза з залізорудних окатишів, минаючи доменний процес, дає економію дефіцитних і дорогих відновників. У порівнянні з використанням брухту застосування металізованих окатишів забезпечує більш чисте залізо і спрощує транспортування і завантаження матеріалів в конвертер. Однак для цього необхідні додаткові капітальні витрати в цеху, обсяг яких визначає рівень економічної ефективності системи.

Важливою проблемою є підігрів і рафінування конвертерного брухту від забруднюючих його кольорових металів. Значна кількість фізичного і хімічного тепла, що міститься в конвертерних газах, дозволяє вирішити цю проблему за рахунок тепла відхідних конвертерних газів і тим самим різко знизити енергоємність конвертерної сталі.

#### 10.4 Системи газоочисток

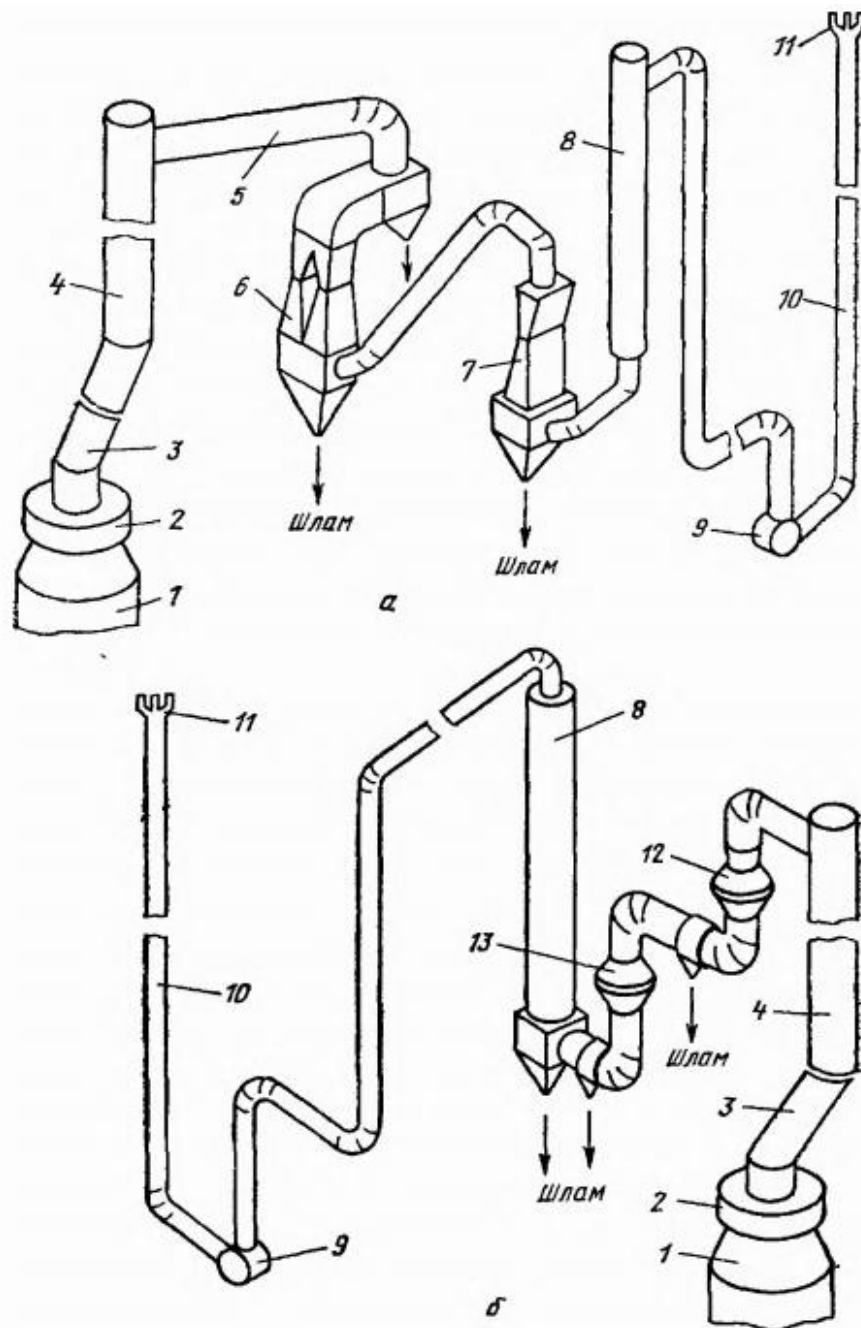
У системах газоочистки промислову перевірку пройшли наступні апарати: скрубери, турбулентні газопромивачі (великі, малі та ін.), звані також трубами Вентурі; сухі електростатичні фільтри, мокрі електростатичні фільтри, пінні фільтри, циклони-краплевіддільники, гідромеханічні фільтри, тканинні (рукавні) фільтри.

З перерахованих апаратів основними є турбулентні газопромивачі (труби Вентурі), електростатичні фільтри, тканинні фільтри. Скрубери, пінні фільтри і циклони застосовують, як правило, в комбінації з трубами Вентурі і електрофільтрами.

Схема газоочистки з трубами Вентурі надана на рис. 10.1.

Температура газів після охолоджувача, тобто перед системою очищення, визначається її типом. Так, при металевих скрубберах температура газів може досягати 400 ° С. Якщо скруббер з вогнетривкою футеровкою, то температура може бути значно вище. Турбулентні газопромивачі, виконані з вуглецевої сталі, надійно працюють при температурі газу, що надходить 350 - 400 ° С.

Сухі електростатичні фільтри працюють задовільно при постійній температурі газів, що надходять (приблизно 140-160 ° С) і вологості газу близько 70 г / м<sup>3</sup>.



а – система з трубами Вентурі прямокутного перетину; б - система з трубами Вентурі круглого перетину

1 – конвертер; 2 – «спідниця»; 3 – кесон; 4 – вертикальний газохід; 5 – горизонтальний зрошувальний газохід; 6 – дві паралельні труби Вентурі прямокутного перетину; 7 – поодинокі труба Вентурі прямокутного перетину; 8 – краплевловлювач; 9 – димосос; 10 – труба; 11 – пристрій допалювання СО; 12, 13 – труби Вентурі круглого перетину

Рисунок 10.1 – Схеми очистки конвертерних газів із трубами Вентурі

Тому, як правило, перед сухими електрофільтрами встановлюють стабілізатор, в якому в потік газів автоматично впорскується вода або

вдувається пара для підтримки необхідної температури і вологості. Вміст горючих компонентів в газах, що надходять в електрофільтри, має бути значно менше нижньої межі займання відповідного компонента. Тому електростатичні фільтри не можуть працювати в системі відводу газів без допалювання.

При використанні тканинних (рукавних) фільтрів пред'являють ще більш жорсткі вимоги до температурі вхідних газів, вона повинна перебувати в межах 100 - 110 ° С і не перевищувати 150 ° С. При більш високих температурах різко знижується міцність фільтруючої тканини. У разі застосування мокрих систем очищення газів не пред'являють таких вимог до коливань температури газів і вмісту в них СО.

Система очищення газів зумовлює певною мірою схему газовідвідного тракту. Способи відведення та охолодження в свою чергу впливають значно на систему і габарити газоочистки. Тому для конкретних об'єктів схеми охолодження і системи очищення потрібно вибирати після ретельного аналізу

### **?** Питання для самоконтролю

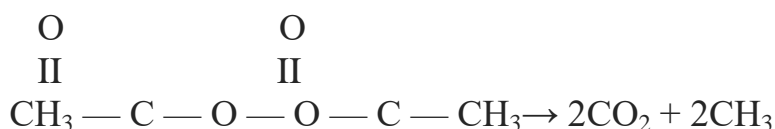
1. Як утворюється конвертерний газ?
2. Опишіть схеми очистки конвертерного газу.
3. Як використовують фізичне тепло і хімічну енергію конвертерного газу?
4. Вимоги до використання рукавних фільтрів при очищенні конвертерного газу.
5. Чим відрізняються схеми очистки конвертерного газу з опалюванням і без опалювання СО?

## 11 ОСНОВИ ТЕОРІЇ ГОРІННЯ ГАЗІВ

### 11.1 Ланцюгова теорія горіння

Ще в 2-ій половині 18 століття було доведено, що горіння є реакція окислення. Окислення широко поширене в природі. Окрім горіння, це – корозія, гниття, старіння полімерів, мастил і так далі. Загальну теорію таких процесів створили російський академік А. Н. Бах і німецький хімік К. Енглер в кінці 19 ст. Вони встановили, що при звичайній або відносно невисокій температурі до молекул речовин приєднуються цілі молекули кисню. При цьому найбільш активізовані з них поводяться як ненасичені і напіврозкладаються, утворюючи вельми активний кисень, що має два вільні зв'язки за схемою  $O=O \rightarrow -O-O-$ . Ці молекули легко вступають в з'єднання з речовинами, утворюючи перекиси  $R-O-O-R$  і гідроперекиси  $H-O-O-H$ .

Перекисні з'єднання, зважаючи на свою нестійкість, схильні до розпаду. Наприклад, перекис водню  $H-O-O-H$  розпадається на воду і атомарний кисень  $H_2O_2 \rightarrow H_2O + O$ ; перекис етилену в розчині розпадається на вуглекислий газ і вільний метильний радикал:



Отримувані при розпаді гідроперекисів і перекисів атомарний кисень і вільні радикали володіють надлишком енергії для продовження подальшого окислення, в результаті якого утворюються кінцеві речовини реакцій. При цьому перекисні сполуки можуть окислювати не лише продукти свого розпаду  $A$  за схемою  $AO_2 + A = 2AO$ , але і інші речовини за схемою  $AO_2 + B = AO + BO$ . Таким чином, теорія автоокислення Баха - Енглера добре пояснює процеси окислення, що мимоволі відбуваються в природних умовах.

Не дивлячись на свою універсальність, ця теорія, проте, не може пояснити ряд процесів, пов'язаних з окисленням, — дія каталізаторів, антиокислювачів і деякі інші явища. Вони добре пояснюються ланцюговою теорією окислення, розробленою в тридцятих роках академіком Н.Н.Семеновим, за яку в 1956 р. йому була присуджена Нобелівська премія. Єство цієї теорії в тому, що при дії на молекули речовин променистої енергії, електричного розряду або тепла вони, поглинаючи деяку кількість енергії, розпадаються на атоми і радикали, тобто частки з підвищеною хімічною активністю типу  $H$ ,  $Cl$ ,  $O$ ,  $OH$ ,  $CH_2$ ,  $CH_3$ ,  $C_2H_5$  і т. п., які потім стають центрами ланцюгових реакцій.

Такі реакції можуть мати ланцюги, що не розгалужуються і розгалужуються (рис. 11.1). Приклад ланцюгової реакції, що не розгалужується, — взаємодія хлору з воднем. Якщо приготувати суміш водню і хлору в темноті, то при освітленні ця суміш вибухає.

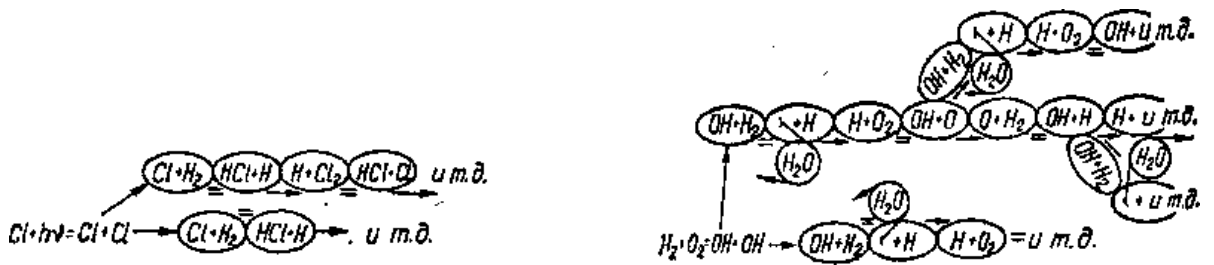


Рисунок 11.1 – Схема ланцюгової реакції горіння, що не розгалужується (а) і розгалужується (б)

Дослідження показали, що при освітленні молекула хлору, поглинаючи квант світлової енергії  $h\nu$ , розпадається на атоми. Активізація однієї молекули хлору повинна була б викликати утворення двох молекул  $\text{HCl}$ , проте дослідами встановлено, що при цьому утворюється 100 000 молекул хлористого водню. Це пояснюється тим, що при взаємодії атома хлору з воднем утворюється речовина, яка, вступаючи у вторинні реакції, знов відроджується і може продовжувати реакцію за схемою, приведеною на рис. 11.1 а.

Як видно зі схеми, активізація однієї молекули хлору наводить до утворення двох атомів хлору, що є активними центрами ланцюгової реакції. Кожен з атомів хлору веде свій ланцюг, в якому активними центрами служать атоми хлору і водню, що чергуються. У ланцюгах, що не розгалужуються, реакція активного центру наводить до появи лише одного нового активного центру, тому вона може продовжуватися, але не розгалужуватися.

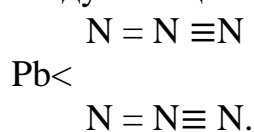
У реакціях з ланцюгами, що розгалужуються, кожен активний центр, що знов з'явився, утворює два нові центри, один з яких продовжує свій ланцюг, а другий починає новий, що видно з схеми горіння суміші водню і кисню (рис. 11.1, б). Така реакція виникає унаслідок активізації воднево-кисневої суміші енергією електричної іскри, полум'я сірника, тепла, стискування і тому подібне

Ланцюгова реакція може зупинитися в результаті загибелі активних центрів, що пояснюється зіткненням цих центрів між собою з утворенням стійких молекул, з інертними домішками, із стінками судин або наявністю побічних хімічних реакцій.

Припинення ланцюгової реакції окислення від зіткнення активних центрів з інертними домішками використовується для запобігання поширенню вибухів, наприклад, у вугільних шахтах. На полиці, встановлені під кривлею вироблення через певні проміжки, насипають глинисто-сланцевий пил. При вибуху газо- або пилоповітряній суміші ударна хвиля перевертає полиці і в результаті зіткнення активних центрів з інертними частками глинисто-сланцевого пилу подальше поширення ланцюгової реакції вибуху припиняється. Подібним же чином гасять пожежі за допомогою бромистого етилу, бромистого метилу, тетрафтордиброметану і інших, подібними до них, речовин. Ланцюгова теорія окислення не лише не суперечить теорії автоокислення, але продовжує її і розвиває. Вона показує кінетику окислення, пояснює причини самоприскорення цього процесу, уточнює імовірність того чи

іншого шляху активізації реагуючих речовин і, що особливо важливе, показує шляхи припинення цих процесів.

При окисленні завжди виділяється тепло, проте не всяке окислення можна називати горінням. Горіння відрізняється від інших процесів окислення відносно високою швидкістю реакції, виділенням значної кількості тепла і випромінюванням світла. Але горіння може протікати не лише як окислювальний процес з'єднання горючої речовини з окиснювачем. Воно може відбуватися і в результаті розпаду ряду речовин. Так, вибух азиду свинцю  $PbN_6$ , ацетилену  $C_2H_2$  і деяких інших речовин протікає без окислення продуктів їх розпаду, хоча при цьому виділяється тепло і випромінюється світло. Реакція в даному випадку супроводжується виділенням тепла за рахунок звільнення енергії при розриві подвійних і потрійних зв'язків ацетилену  $H-C \equiv C-H$  і азиду свинцю  $PbN_6$ :



Розпад азиду свинцю відбувається за рівнянням  $PbN_6 \rightarrow Pb + 3N_2 + Q$  при температурі  $3100^\circ C$ . Таким чином, під горінням слід розуміти всяку хімічну реакцію, при якій виділяється тепло і випромінюється світло.

Горіння на пожежах найчастіше відбувається як окислювальний процес, який виникає при контакті горючої речовини, окиснювача (зазвичай кисню повітря) і джерела запалення. Під горючою речовиною розуміють всяку тверду, рідку або газоподібну речовину, здатну окислюватися з виділенням тепла і випромінюванням світла. Найбурхливіше протікає горіння в чистому кисні.

Із зменшенням концентрації кисню горіння сповільнюється, а за наявності в повітрі 12...14 % кисню зазвичай припиняється. Проте є такі речовини (водень, сірковуглець, оксид етилену і деякі інші), які можуть горіти в повітрі при концентрації кисню 5 % і нижче. Окиснювачем може бути не лише кисень повітря, але і хлор, фтор, сірка і кисневмісні речовини: перманганат калію  $KMnO_4$ , селітри  $KNO_3$ ,  $NaNO_3$ ,  $NH_4NO_3$ , бертолетова сіль  $KClO_3$ , азотна кислота  $HNO_3$  і деякі інші, які при нагріванні або ударі в природних умовах розпадаються з виділенням кисню, наприклад:  $2KClO_3 \rightarrow 2KCl + 3O_2$ .

У практиці встановлення причин пожеж джерелом запалення називають всяку дію на горючу речовину і окиснювач, яка може викликати реакцію горіння. Джерела запалення прийнято ділити на відкриті (що світяться) – полум'я, іскри, розжарені предмети, світлове випромінювання і приховані (що не світяться) – тепло хімічних реакцій, адсорбції, мікробіологічні процеси, адіабатичні стискування, тертя, удари і тому подібне. Вони мають різну температуру полум'я, тління і нагріву (табл. 11.1).

Під контактом між горючою речовиною, окиснювачем і джерелом запалення мають на увазі таке взаєморозташування їх, при якому виникає горіння. Горіння не виникає, якщо відсутня хоч би одна з цих умов. Це дуже поважно зрозуміти, тому що вся система попередження пожеж заснована на тому, аби не допустити одночасної взаємодії згаданих умов.

Таблиця 11.1 – Температура полум'я, тління і нагріву деяких джерел заpalення

Джерело заpalення	Температура, °C	Джерело заpalення	Температура, °C
Полум'я сірника	750-850	Нагрів ведучого барабана стрічкового конвеєра при швидкості 2 м/с і пробуксовці 85...95 %	до 600
Тління сигарети	700-800		
Полум'я стеаринової свічки	640-940		
Полум'я газової лампи	780-1030		
Полум'я деревної лучини	850-1000		
Полум'я парафінової свічки	1427		
Полум'я бензинової запальнички	1200-1300		
Горіння терміту	3000		
Горіння електрону	Близько 3000		

Якщо ця взаємодія відбулася і виникла пожежа, то її гасіння в більшості випадків полягає в тому, аби видалити з взаємодії хоч би одну умову, необхідну для горіння.

## 11.2 Горіння газів

Залежно від агрегатного стану пального і окиснювачу розрізняють:

- гомогенне горіння газів і пароподібних палих речовин в середовищі газоподібного окиснювача;
- гетерогенне горіння рідких і твердих горючих речовин в середовищі газоподібного (рідше- рідкого) окиснювача.

За швидкістю поширення полум'я горіння підрозділяють на дефлаграцію, що протікає з дозвуковими швидкостями, і детонацію, що поширюється з надзвуковими швидкостями.

При горінні окиснювач (наприклад, кисень повітря) дифундує через продукти згорання до горючої речовини і потім вступає з ним в реакцію. Час повного згорання:

$$\tau_r = \tau_\phi + \tau_x,$$



де  $\tau_{\phi}$  – час, необхідний для фізичного контакту між паливом і окиснювачем;

$\tau_x$  – час хімічної реакції.

Для неоднорідної горючої системи  $\tau_{\phi} \gg \tau_x$  і практично  $\tau_r \approx \tau_{\phi}$ . Таке горіння називають дифузійним, оскільки його швидкість визначається порівняно повільним процесом – дифузією. Так горять звичайні тверді речовини (деревина, вугілля, папір, пластмаси), рідини, гази в пальниках.

При горінні однорідних систем, таких як суміш повітря з горючим газом або парама вогнебезпечної рідини, зі зваженим в повітрі горючим пилом,  $\tau_{\phi} \approx 0$ .

Можна вважати, що  $\tau_r \approx \tau_x$ . Таке горіння називають кінетичним, воно є вибухом або детонацією.

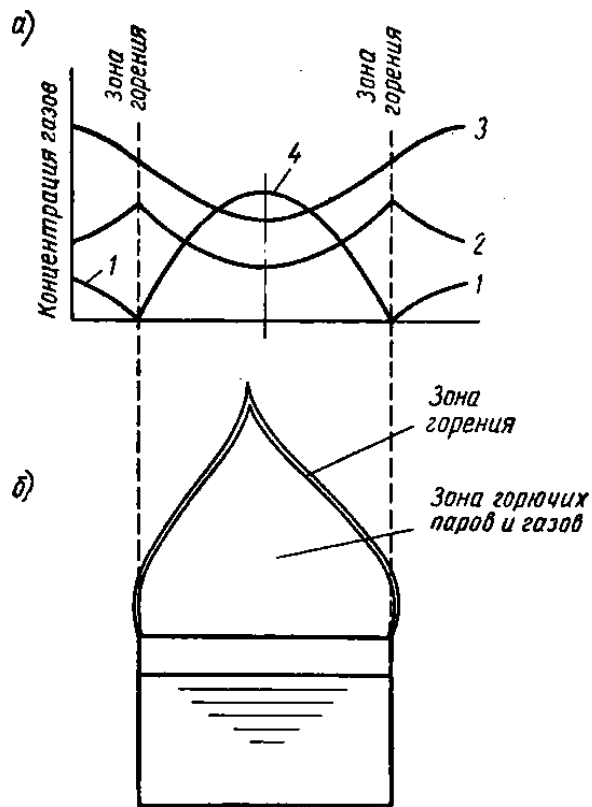
Горіння газів може бути дифузійним (пальники печей і котлів, рис. 11.1) і кінетичним (вибухи газоповітряних або газо-газових сумішей).

Пожежонебезпечні властивості газів визначаються температурою горіння, самозаймання та концентраційними межами поширення полум'я.

Зона горіння дифузійного полум'я (рис.11.2) є тонким шаром газів, що світиться, в який з одного боку поступає паливо, а з іншого боку з повітря дифундує кисень. Стехіометрична суміш, що утворюється, згорає протягом частки секунди, тому концентрація кисню і горючого в зоні горіння (рис. 11.2 а) дорівнює нулю (у місцях пересічення кривих 1 і 4), а концентрація продуктів згорання максимальна. Оскільки весь кисень в зоні горіння вступає в реакцію, то в зоні парів і газів (криві 3 і 4 між пунктирними лініями) горіння відсутнє.



Рисунок 11.1 – Дифузійне горіння газу



Розподіл: 1 – кисню; 2 – продуктів горіння; 3 – азоту; 4 - пального

Рисунок 11.2 – Дифузійне полум'я: а — розподіл концентрації газів в полум'ї; б – схема полум'ю

Теоретична (адіабатична) температура горіння – така температура, до якої нагріваються продукти повного згорання, якщо вся теплота, що виділилася, йде на їх нагрів. Цю температуру можна розрахувати °С:

$$t_T = \frac{Q_H^p}{V_c C_c},$$

де  $Q_H^p$  – нижча робоча теплота згорання горючої речовини, кДж/кг (кДж/м<sup>3</sup>);  
 $V_c$  – об'єм продуктів повного згорання, м<sup>3</sup>/кг (м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>);  
 $C_c$  – середня теплоємність продуктів згорання кДж/кг·К (кДж/м<sup>3</sup>·К).

Дійсна температура горіння завжди менше теоретичної і залежить від багатьох чинників: коефіцієнта надлишку повітря, умов тепловідводу, способу спалювання і так далі.

Горіння газів починається з запалювання. Запалювання – процес ініціювання осередку горіння. Запалювання горючих газових сумішей може відбуватися при їх контакті з розжареними поверхнями або від відкритого полум'я (іскор).

Запалювання в результаті контакту з розпеченою поверхнею відбувається, якщо температура цієї поверхні перевищує деяке граничне значення, яке зветься температурою запалювання  $T_z$ . У тому випадку, коли температура нагрітої поверхні недостатня для виникнення процесу

прогресивного розігріву горючої суміші і самоприскорення реакції, екзотермічна теплота відводиться в холодну суміш. Якщо температура стінки перевищує температуру запалювання, в горючій суміші виникає саморозігрів, швидкість якого більше швидкості відводу тепла. За цих умов формується початковий осередок горіння.

Температура запалювання горючої суміші завжди вище температури самозаймання. Це обумовлено різними умовами тепловідводу: при самозайманні нагріта вся суміш.

Температура запалювання залежить від розпеченого матеріалу і природи його поверхні. При цьому виявляються каталітичні або інгібуючі властивості цієї поверхні. Наприклад, при запалюванні суміші водню з повітрям нагрітим сталевим стрижнем,  $T_z = 880$  °С, а вольфрамовим дротом –  $T_z = 800$  °С.

Температура запалювання змінюється в залежності від тиску суміші: чим нижче тиск, тим вище температура запалювання.

**Розповсюдження полум'я.** Ініціація горіння газової суміші в одній точці наводить до нагріву довколишніх шарів; у них також починається хімічне перетворення. Згорання цих шарів спричиняє за собою ініціацію горіння наступних і так далі до повного вигорання горючої суміші. Таким чином, при запаленні горюча суміш згорає пошарово. Зона горіння переміщується по суміші, забезпечуючи поширення полум'я.

Зона, в якій протікає хімічне перетворення і відбувається інтенсивне розігрівання газу, що згорає, називається фронтом полум'я. Ширина фронту полум'я газових сумішей при атмосферному тиску складає декілька десятих доль міліметра (для полум'я розпаду ширина фронту істотно ширша).

Встановимо умови, що визначають можливість поширення полум'я по газовій суміші. Перед фронтом полум'я, що поширюється, знаходиться свіжа (що не згоріла) суміш, а ззаду – продукти горіння. Якщо свіжа суміш рухається назустріч фронту полум'я з швидкістю, рівній швидкості поширення полум'я, то полум'я буде нерухомим, як, наприклад, в газовому пальнику.

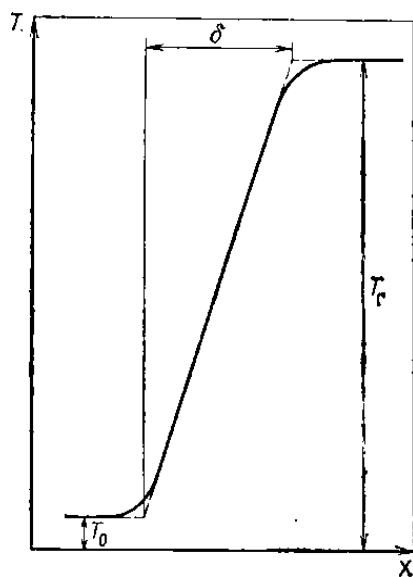


Рисунок 11.3 – Розподіл температури в газовій суміші, по якій поширюється полум'я

Розподіл температури в газі характеризується кривою, приведеною на рис. 11.3.

Швидкість поширення полум'я визначається співвідношенням м/с:

$$U = be^{-\frac{E}{RT_T}},$$

де  $b$  – величина, залежна від властивостей суміші;

$E$  – енергія активації Дж/кмоль;

$R$  – універсальна газова постійна, Дж/кмоль·К ;

$T_T$  – теоретична температура горіння, К.

Гомогенна суміш газів або парів з повітрям згорає, як було сказано, у кінетичному режимі, у вигляді вибуху.

Згідно Правилам будови електроустановок (ПБЕ) під вибухонебезпечною сумішшю слід розуміти суміш з повітрям горючих газів або пари ЛЗР в певних межах поширення полум'я, а також горючого пилу або волокон з нижньою межею займання не більше  $65 \text{ г/м}^3$  під час переходу їх у зважений стан. При цьому мається на увазі, що вибух суміші можливий за наявності або виникненні джерела ініціації вибуху. До вибухонебезпечних також відносяться суміші горючих газів і пари ЛВЖ в певних концентраційних співвідношеннях з киснем або іншим окиснювачем (наприклад, хлором).

У основу класифікації вибухонебезпечних сумішей покладена їх властивість за певних умов не передавати вибух з оболонки устаткування в довкілля через зазори між фланцями або іншими з'єднаннями. Ця властивість враховується при виготовленні одного з видів вибухозахищеного електроустаткування, вибухонепроникність якого забезпечують міцні оболонки з фланцевими або іншими з'єднаннями і всілякою формою зазорами (рис. 11.4). Принцип дії вибухозахисту полягає в тому, що при займанні в оболонці вибухової суміші її полум'я, проходячи через зазор, гаситься, а продукти горіння охолоджуються нижче за температуру самозаймання вибухонебезпечного середовища. Для різних вибухонебезпечних сумішей ширина фланця і висота зазору не однакові. Залежно від розміру безпечного експериментального максимального зазору (БЕМЗ) вибухонебезпечні суміші газів і пари з повітрям підрозділяються на категорії (табл. 11.1). Величини зазорів, приведені тут, визначаються на стандартній установці. Вони служать лише для встановлення категорії вибухонебезпечної суміші, але не є підставою для контролю зазорів вибухонепроникного електроустаткування, в якого ці зазори значно менші.

Вибухонебезпечні суміші газів і пари з повітрям залежно від температури самозаймання підрозділяються на шість груп (табл. 11.2).

Газо- і пароповітряні вибухонебезпечні суміші ділять на чотири категорії і п'ять груп (табл. 11.3).

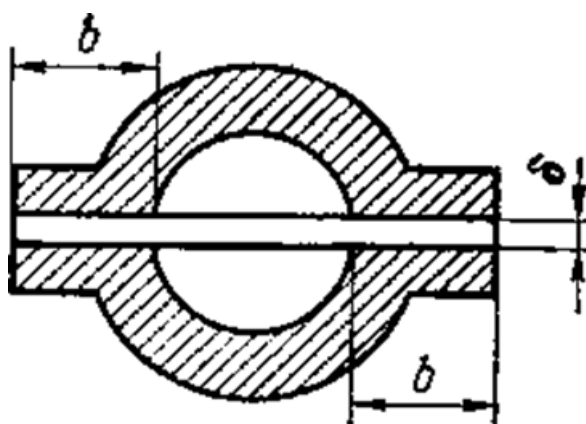


Рисунок 11.4 – Принципова схема оболонки вибухонепроникного електроустаткування

Таблиця 11.1 – Категорії вибухонебезпечних сумішей газів і парів з повітрям

Категорія	Суміш	БЕМЗ, мм
I	Копальневий метан	> 1
II	Промислові гази і пари	
II A		>0,9
II B		$0,5 < \text{БЕМЗ} \leq 0,9$
II C		$\leq 0,5$

Таблиця 11.2 – Групи вибухонебезпечних сумішей газів і парів з повітрям за температурою самозаймання

Група	Температура самозаймання, °C
T1	>450
T2	301...450
T3	201...300
T4	136...200
T5	101...135
T6	85...100

За допомогою коефіцієнта горючості можна достатньо точно визначити нижню концентраційну межу поширення полум'я, %:

$$H = \frac{44}{K}$$

Нижні і верхні концентраційні ( $H$  і  $B$ ) межі поширення полум'я газоповітряних сумішей, що складаються з декількох горючих рідин, визначають за формулами Ле-Шательє, %:

$$H = \frac{100}{\sum_1^n \frac{C_i}{H_i}}$$

$$B = \frac{100}{\sum_1^n \frac{C_i}{B_i}},$$

де  $C_i$  – концентрація горючих компонентів в об. % або мас. %;

$H_i, B_i$  – відповідно нижні і верхні концентраційні межі поширення полум'я, об. % або мас. %.

Таблиця 11.3 – Приклади вибухонебезпечних сумішей за категоріями та групами

Категорія	Група	Речовини, що утворюють з повітрям вибухонебезпечну суміш
I	T1	Копальневий метан
ПА	T1	Аміак; ацетон; бензол; діхлоретан; доменний газ; ізобутан; кислота оцтова; ксилол; метан промисловий; вуглецю оксид; пропан; стирол; толуол; етан
ПА	T2	Бутан; етанол; метанол
ПА	T3	Бензини А-66, А-72, А-76, Б-70; гексан; гептан; гас; нафта; пентан; скипидар; уайт-спирит
ПА	T4	Ацетальдегід; декан
ПВ	T1	Коксовий газ; синильна кислота
ПВ	T2	Камфорне масло; формальдегід; етилен
ПВ	T3	Сірководень; дизельне паливо
ПВ	T4	Діетиловий ефір
ПС	T1	Водень; водяний газ
ПС	T2	Ацетилен
ПС	T3	Трихлорсилан
ПС	T5	Сірковуглець
ПС	T6	Фосфін

Якщо газова суміш складається з горючих та негорючих газів, розрахунок трохи ускладнюється. Розрахунок нижньої концентраційної межі проводиться таким чином. Знаходиться число молей повітря, що припадає на 1 моль вихідної суміші

$$N = \sum_{k=1}^n \frac{K_k}{H_k} - 0,01 \left( \sum_{k=1}^n K_k + \sum_{j=1}^m K_j C_j \right)$$

У цій формулі  $K_k$  – концентрація  $k$ -го горючого компонента, об. %;  $H_k$  – його нижня концентраційна межа поширення полум'я, об. %;  $K_j$  – концентрація  $j$ -го негорючого компонента, об. %;  $C_j$  – його розрахунковий коефіцієнт.

Знаходиться нижня концентраційна межа поширення полум'я суміші:

$$H_c = \frac{100}{1+N}$$

Розрахунок верхньої концентраційної межі проводиться таким чином. Підраховується число атомів і структурних груп  $i$ -го виду в молекулах кожного горючого компонента –  $m_{ik}$ . Знаходиться умовне число атомів і структурних груп  $i$ -го виду в суміші горючих компонентів:

$$m_i = \sum_{k=1}^n \frac{K_k m_{ik}}{\sum K_k}$$

Стандартна теплота утворення суміші горючих компонентів, кДж/моль:

$$\Delta H = \frac{\sum_{k=1}^n \Delta H_k K_k}{\sum K_k},$$

де  $\Delta H_k$  – стандартна теплота утворення  $k$ -го горючого компонента, кДж/моль.

Мінімальна флегматизуюча концентрація  $j$ -го негорючого компонента:

$$K_{j\phi} = 100 \frac{a_j \Delta H + b_j + \sum d_i m_i}{c_j - 1 + \sum e_i m_i}$$

Тут  $a_j, b_j, c_j, d_i, e_i$  – розрахункові коефіцієнти.

Коефіцієнт флегматизації  $j$ -го негорючого компонента:

$$C_{j\phi} = \frac{\sum K_k}{\sum C_{k\phi}}$$

де  $C_{k\phi}$  – коефіцієнт флегматизації  $j$ -го флегматизатора для  $k$ -го горючого компонента.

Верхня умовна межа поширення полум'я для  $j$ -го негорючого компонента:

$$B_j = \frac{K_{j\phi}}{\left(1 - \frac{\sum \frac{K_k}{B_k}}{\sum \frac{K_k}{H_k}}\right)(1 - C_{j\phi})},$$

де  $B_k, H_k$  – відповідно верхня і нижня межа поширення полум'я для  $k$ -го горючого компоненту.

Верхня межа поширення полум'я для даної суміші:

$$B = \frac{100}{\sum \frac{K_k}{B_k} + \sum \frac{K_j}{B_j}}$$

Наведені формули для концентраційних меж поширення полум'я правильні для температури 25°C. З підвищенням температури межі розширюються за рахунок зниження нижньої і підвищення верхньої межі поширення полум'я. Для температур 0...150°C мають місце залежності:

$$H_t = H \left(1 - \frac{t-25}{1250}\right)$$

$$B_t = B \left(1 + \frac{t-25}{1250}\right)$$

Тут  $H_t, B_t$  – відповідно нижня та верхня межа поширення полум'я при температурі  $t, ^\circ\text{C}$ ;

$H, B$  – нижня та верхня межа поширення полум'я при температурі 25°C.

Вплив підвищеного тиску на межі поширення полум'я залежить від виду горючої суміші. Для суміші СО з повітрям з підвищенням тиску межі поширення полум'я поволі зближуються, а для сумішей вуглеводнів з повітрям – розходяться.

Межі поширення полум'я суміші водню з повітрям при підвищенні тиску до 2 МПа зближуються, а подальше підвищення тиску веде до розширення меж.

Зменшення тиску нижче за атмосферний веде до зближення меж аж до їх злиття при деякому граничному тиску. Для сумішей вуглеводнів з повітрям цей тиск при температурі 20...25°C складає 4...4,5 кПа, для суміші водню з повітрям – 0,5...1 кПа. Граничний тиск для будь-якої суміші зменшується з ростом температури.

**Температуру самозаймання** газів та парів ЛЗР і ГР можна розрахувати за формулами:

$$t_{c3} = 300 + 116\sqrt{5 - l_c} \quad \text{якщо } l_c \leq 5$$

$$t_{c3} = 300 - 38\sqrt{l_c - 5} \quad \text{якщо } l_c \geq 5$$




В цих формулах  $l_c$  – умовна середня довжина молекули сполуки, яка дорівнює середньому арифметичному всіх можливих довжин ланцюгів молекули:

$$l_c = \frac{1}{n_l} \sum l_j,$$

де  $n_l$  – кількість ланцюгів у молекулі сполуки;

$l_j$  – довжина  $j$ -го ланцюга.

Під ланцюгом молекули розуміють безперервний ланцюг атомів. Що з'єднує дві кінцеві групи:  $-\text{CH}_3$  або  $=\text{CH}_2$ . Кінцевими групами також вважають всі функціональні групи і цикли ( $-\text{O}-$ ;  $-\text{OH}$ ;  $-\text{CO}-$ ;  $-\text{NH}$   та ін.).

Позначимо число кінцевих груп  $m$ , тоді кількість ланцюгів:

$$n_l = 0,5m(m - 1)$$

Довжину ланцюга розраховують за рівнянням:

$$l_j = m_{Cj} + \sum l_e,$$

де  $m_{Cj}$  – число атомів вуглецю у  $j$ -му ланцюгу;

$l_e$  – еквівалентна довжина функціональної групи або циклу, що входять у ланцюг.

$$l_e = \frac{a + bm_C}{r},$$

де  $a$  і  $b$  – коефіцієнти, що залежать від виду групи або циклу;

$m_C$  – загальна кількість атомів вуглецю в молекулі;

$r$  – загальна кількість функціональних груп, циклів, локалізованих кратних зв'язків вуглець – вуглець у молекулі.

Потрійний зв'язок  $\text{C}\equiv\text{C}$  збільшує довжину ланцюга на  $6/m_C$  атомів вуглецю. Подвійний зв'язок  $\text{C}=\text{C}$  довжину ланцюга не змінює.

Якщо функціональна група, для котрій розраховується  $l_e$ , приєднана до ароматичного циклу з боковим вуглецевим ланцюгом або відокремлена від ароматичного циклу не менш чим одним атомом вуглецю, то за  $m_C$  замість реальної кількості атомів вуглецю в ароматичному циклі використовують його еквівалентну довжину:

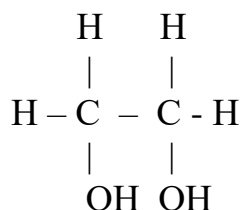
$$l_{e\text{ц}} = n_{\text{я}} - 0,5 + \sum l_{e\text{ф}},$$

де  $n_{\text{я}}$  – число ядер у циклі;

$\sum l_{e\text{ф}}$  – сума еквівалентних довжин функціональних груп, що входять до циклу.

Довжина ланцюга збільшується на 2, якщо в його склад входять 2 групи, приєднані до ароматичного циклу в орто-положенні одна до одної.

Наприклад, треба розрахувати температуру самозаймання етиленгліколю



Число кінцевих груп у молекулі  $m = 4$ . Кількість ланцюгів за наведеною формулою:  $n_l = 6$ . Для ланцюга, до якого не входять групи OH  $l_1 = 2$ .

Еквівалентна довжина функціональної групи OH  $l_e = 2$ . За наведеною формулою визначаємо:  $l_2 = 3$ ;  $l_3 = 4$ ;  $l_4 = 3$ ;  $l_5 = 4$ ;  $l_6 = 6$ .

Умовна середня довжина молекули сполуки за рівнянням  $l_c = 3,67$ . Використовуємо відповідну формулу, отримаємо

$$t_{cz} = 300 + 116\sqrt{5 - 3,67} = 434^\circ\text{C}$$

### 11.3 Вибух і детонація

Вибухове горіння – це горіння кінетичне. Воно розвивається у газо-, паро- і пилоповітряних сумішах за наявності джерела запалення, а також у вибухових речовинах і матеріалах при ініціюванні вибуху.

Так як у сумішах горюча речовина і окиснювач перемішані, розподілені більш-менш рівномірно, процес дифузії, його швидкість не впливає на поширення полум'я. Швидкість горіння визначається швидкістю хімічної реакції, яка значно більше швидкості дифузії. У результаті різкого термічного розширення продуктів горіння попереду фронту полум'я виникають хвилі стиснення, котрі приводять газ до руху. Подальша хвиля, що поширюється у більш густому середовищі, доганяє попередню. У результаті накладення хвиль утворюється стрибок ущільнення, що є характерним для ударної хвилі. Швидкість ударної хвилі для звичайного вибуху (не детонації) складає десятки і сотні м/с, часто вона перевищує швидкість звуку.

У твердих вибухових речовинах вибухове горіння пояснюється швидким хімічним перетворенням, що викликає ударну хвилю.

Розглянемо явище детонації на прикладі газоповітряної суміші. Припустимо, суміш знаходиться у трубі (рис. 11.4). Запалення відбувається з одного, закритого, боку труби. Полум'я починає поширюватися зі швидкістю, що визначається хімічною реакцією горіння.

Так як полум'я не може поширюватися в усіх напрямках, інтенсивність ударної хвилі і швидкість поширення полум'я росте. Прилеглі до стінки шари

газу гальмуються, фронт полум'я скривлюється, зростає поверхня горіння, збільшується швидкість згорання і швидкість руху фронту полум'я. Полум'я поширюється у все більш стиснутому газі.

Швидкість ударної хвилі залежить від густини середовища, вона зростає з ростом густини. Стиснення, що відбувається у трубі з точки зору термодинаміки близьке до адіабатичного, тобто відбувається так швидко, що теплообмін із навколишнім середовищем через стінки труби не має місця. При адіабатичному стисненні температура газу росте. При досить сильному стисненні температура стисненого газу досягне температури самозаймання і виникне детонація. Таким чином, детонація (франц. *détoner* — вибухати, від лат. *detono* — гримлю) – поширення полум'я шляхом займання ударною хвилею. При звичайному вибуху займання здійснюється хімічною ланцюговою реакцією, що поширюється у середовище.



Рисунок 11.4 – Виникнення детонації газоповітряної суміші в трубі

Якщо ударна хвиля поширюється у твердій чи рідкій вибуховій речовині, при певних умовах, які в основному визначаються тиском, також виникає детонація. При детонації сферичного заряду, що підривається зсередини, зовнішні шари заряду не встигають зрушитися з місця до закінчення перетворення. До моменту закінчення реакції горіння газу, що утворилися, займатимуть первісний об'єм вибухової речовини, їх середня густина буде дорівнювати початковій густині твердої речовини (рис. 11.5). Тиск буде вельми великим.

Детонація відбувається з певною для кожної речовини швидкістю. Для газових сумішей це 1000...4000 м/с, для вибухових речовин – 2,5...9 км/с (табл.11.4).

Таблиця 11.4 – Швидкість детонації газових сумішей і вибухових речовин

Речовина	Швидкість детонації, м/с	Речовина	Швидкість детонації, м/с
Водень і кисень	2820	Динаміт	6500
Метан і кисень	2320	Тротил	6900
Сірковуглець і кисень	1800	Нітрогліцерин	8200
Амоніт	2500	Гексоген	8400
Гримуча ртуть	4500	Астроліт	9500

Швидкість потоку продуктів реакції  $u$  за фронтом хвилі в 2-4 рази менша, ніж швидкість фронту детонації  $D$ . Тиск в детонаційній хвилі,  $P_a$  дорівнює добутку швидкості хвилі, м/с, на швидкість потоку, м/с, і на густину вихідної речовини  $\rho_0$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$p = \rho_0 u D$$

Тиск при детонації газів зазвичай складає 2-3 МПа, в разі твердих вибухових речовин може досягати 20-40 ГПа; температура продуктів детонації складає 2000-5000К.

Стійка стаціонарна детонація, що поширюється з швидкістю, постійною для даної речовини, відбувається за умови, якщо швидкість детонаційної хвилі відносно продуктів реакції дорівнює швидкості звуку в них  $D = c$ . Якщо збудити в середовищі детонацію з більшою швидкістю, хвиля розрідження, що виникає за її фронтом (у продуктах реакції), наздоганяє фронт детонації, знижує тиск і швидкість детонації доти, поки вони не набудуть значень, що відповідають умові  $D = c$ .

Насправді стаціонарна детонація в газах нестійка. Фронт ударної хвилі не плоский і не гладкий, він зборознений дрібними поперечними хвилями, процес як би пульсує: реакція за фронтом хвилі йде нерівномірно, виникає в окремих точках при зіткненні поперечних хвиль одна з одною або зі стінками труби, у яку поміщений реагуючий газ.

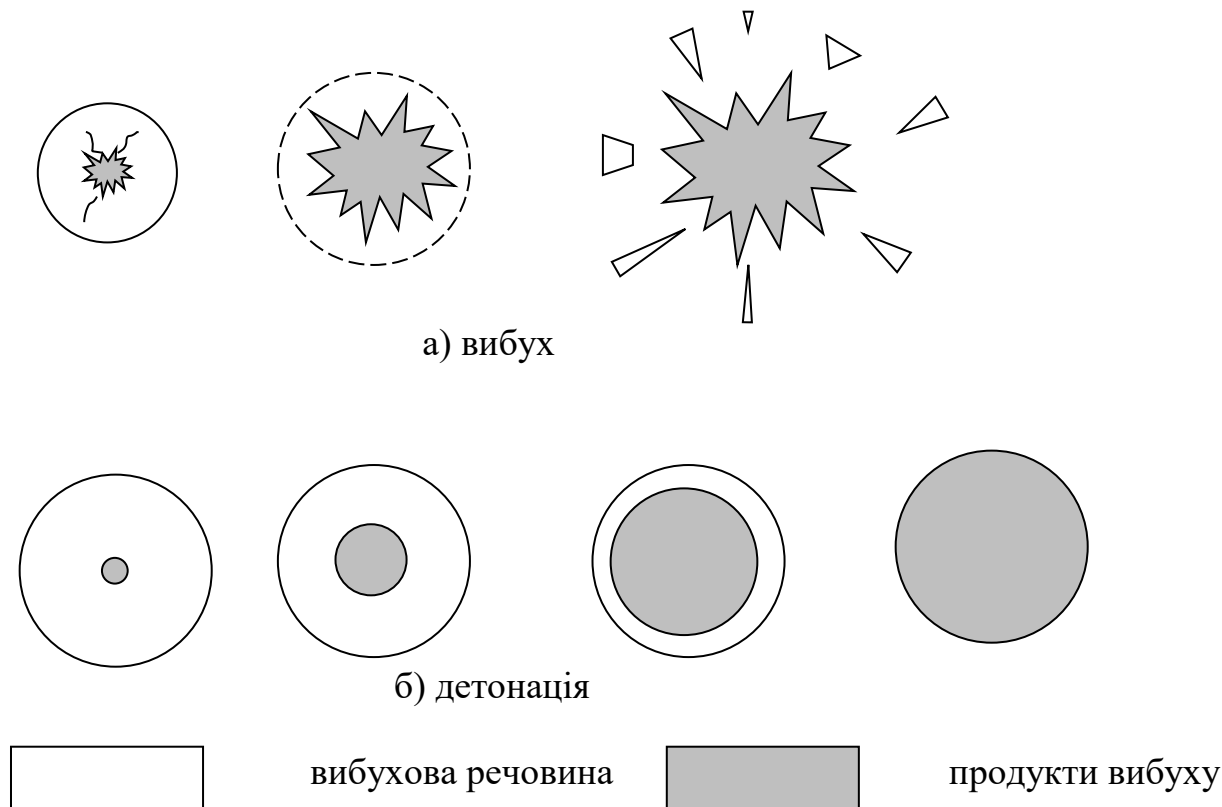


Рисунок 11.5 – Вибух і детонація

Відстань між центрами виникнення реакції збільшується, а число їх у фронті хвилі зменшується у міру зменшення швидкості і тиску детонації.

Поблизу меж детонації (нижньої і верхньої) не зрідка залишаються всього один-два центри. Вони рухаються уздовж стінок труби по спіралі, здійснюючи декілька десятків тисяч зворотів в секунду. Це – так звана спінова детонація в газах. У рідких і твердих речовинах детонація також може відбуватися нерівномірно, у тому числі і в режимі спінової детонації.

Тиск в ударній хвилі та її швидкість зменшуються у міру видалення від центру. Тиск зменшується приблизно обернено пропорційно квадрату відстані.

Однією з характеристик детонаційної здатності речовини є критичний діаметр – найменший діаметр циліндричного заряду вибухової речовини, при якому можливе поширення детонації.

При діаметрі заряду менше критичного детонація або не виникає, або затухає. Мінімальна швидкість детонації, відповідна критичного діаметру, називається критичною швидкістю. Зі збільшенням діаметра заряду швидкість детонації зростає до постійного значення, характерного для даного складу та стану ВР. Діаметр заряду, вище якого швидкість детонації не збільшується, називається граничним діаметром, а швидкість – граничною або оптимальною швидкістю детонації.

Для бризантних індивідуальних вибухових хімічних сполук критичний діаметр зазвичай становить кілька мм, для речовин, що ініціюють – соті частки мм, для гранульованих промислових ВР – до 150 мм. Використання ВР з великим критичним діаметром детонації не має практичного сенсу.

На величину критичного діаметра детонації впливають склад, ступінь подрібнення, фізичний стан ВР, вологість, температура, густина і інші параметри. Значно знизити критичний діаметр може міцна оболонка заряду.

Крім швидкості поширення ударної хвилі, тиску і температури вибуху, його характеристикою може служити енергія, що виділяється. Ця енергія вимірюється у МДж, або у тротиловому еквіваленті, тобто у масі тротилу, при вибуху якого виділиться така ж кількість енергії. Кількість виділеної енергії залежить від маси вибухової речовини і від питомої енергії її вибуху, МДж/кг.

Руйнівна дія вибуху залежить від маси заряду і відстані. Відстань, на якій дія вибуху здійснює певний руйнівний ефект, м:

$$r = k\sqrt[3]{m},$$

де  $k$  – коефіцієнт, що залежить від виду вибухової речовини,  $\text{м}\cdot\text{кг}^{-1/3}$ ;

$m$  – маса заряду, кг.

Максимальний тиск вибуху для індивідуальних речовин, що містять С, Н, О, N, галогени, можна розрахувати за рівнянням, Па:

$$P_{\max} = P_0 \frac{T_T M}{T_0 N},$$

де  $P_0$ ,  $T_0$  – початковий тиск, Па, і температура, К;

$T_T$  – теоретична (адиабатична) температура горіння, К;

$M$  – число молей продуктів реакції;

$N$  – число молей вихідної суміші.

Надлишковий тиск вибуху газу або парів у приміщенні з вільним об'ємом  $V$ , ( $m^3$ ), Па:

$$\Delta P = (P_{\max} - P_0) \frac{33,3mz}{V\rho_0 C_{ст}}$$

де  $m$  – маса газу чи пари;

$z$  – коефіцієнт участі, для газів  $z = 0,5$ , для парів  $z = 0,3$ ;

$\rho_0$  – густина газу чи пари,  $kg/m^3$ ;

$C_{ст}$  – стехіометричний коефіцієнт.

$$C_{ст} = \frac{100}{1+4,84\beta},$$

$$\beta = C + \frac{H-G}{4} - \frac{O}{2},$$

де  $C$ ,  $H$ ,  $G$ ,  $O$  – кількість у молекулі атомів відповідно вуглецю, водню, галогенів, кисню.

Надлишковий тиск вибуху для інших індивідуальних речовин і сумішей розраховується за рівнянням, Па:

$$\Delta P = \frac{mQ_H^P P_0 z}{3V\rho_n C_p T_0}$$

де  $Q_H^P$  – нижча робоча теплота згорання речовини (суміші), кДж/кг;

$\rho_n$  – густина повітря за робочих умов,  $kg/m^3$ ;

$C_p$  – масова теплоємність повітря за постійним тиском, у розрахунках можна прийняти  $C_p = 1,01$  кДж/кг К.

#### 11.4 Визначення витрат повітря та кількості продуктів згорання

**Теплоту згорання** газоподібного палива визначають за об'ємним складом, % і теплою згорання компонентів, МДж /  $m^3$ :

$$Q_H^P = 0,358CH_4 + 0,64C_2H_6 + 0,915C_3H_8 + 1,19C_4H_{10} + 1,465C_5H_{12} + 0,591C_2H_4 + 0,866C_3H_6 + 0,1265CO + 0,1075H_2 + 0,234H_2S,$$

де хімічні формули компонентів позначають їх вміст у газі, об. %

У таблиці 11.5 наведена нижча теплота згорання для деяких палив.

Таблиця 11.5 – Теплота згорання газів

Газоподібне паливо	$Q_H^p$ , МДж/ м <sup>3</sup>
Бутан	118
Водень	10,8
Доменний газ	3...4,5
Етан	63,75
Коксовий газ	16
Метан	35,82
Природний газ	32...36
Пропан	91,1
Оксид вуглецю	12,64
Сірководень	23,4

**Витрати повітря.** Для нормальної роботи теплотехнічних установок, необхідно знати, скільки необхідно повітря для спалювання даного палива, скільки при цьому утворюється продуктів згорання та їх склад. Ці значення розраховують на 1 кг твердого або рідкого і на 1 м<sup>3</sup> газоподібного палива.

Теоретичні витрати повітря при спалюванні газоподібного палива, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>:

$$V^0 = 0,0476 \left[ 0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \sum \left( m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2 \right],$$

де хімічні формули компонентів позначають їх вміст у газі, об. %

Величина  $V^0$  являє собою мінімально необхідну кількість повітря для забезпечення повного згорання 1 кг (м<sup>3</sup>) палива за умови, що весь кисень повітря і кисень, що міститься у паливі, будуть використані при горінні.

Реально таких умов досягти важко, тому повітря для горіння подається у більшій кількості порівняно з теоретичною. Відношення дійсної кількості повітря, що подається до топки, до теоретично необхідного називається **коефіцієнтом надлишку повітря**:

$$\alpha = \frac{V_d}{V^0}$$

Значення  $\alpha$  залежить від виду палива, способу спалювання і конструкції топки, воно, як правило, коливається у межах 1,02...1,05.

**Склад і кількість продуктів згорання.** Продукти повного згорання палива при  $\alpha=1$  містять CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, N<sub>2</sub>. Водяна пара у продуктах згорання утворюється при спалюванні водню або компонентів палива, що містять водень, при випаровуванні вологи палива та вноситься вологим повітрям. Азот

потрапляє у продукти згорання з повітря і палива (якщо він там є). У продуктах згорання також присутні інші компоненти повітря – аргон, криптон, ксенон тощо, але їх вміст незначний і їм нехтують.

Якщо  $\alpha > 1$ , у продуктах згорання буде присутнє надлишкове повітря, тобто додаткова кількість азоту і кисню.

Знайдемо теоретичні об'єми продуктів згорання твердого палива, м<sup>3</sup>/кг.

Теоретичний об'єм азоту:

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,008N^p$$

де  $N^p$  – вміст азоту в паливі.

Теоретичний об'єм трьохатомних газів:

$$V_{RO_2} = 0,01(CO_2^n + CO + H_2S + \sum mC_mH_n),$$

де  $CO_2^n$  – вміст двооксиду вуглецю в паливі.

Теоретичний об'єм водяної пари:

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \left[ H_2S + H_2 + \sum \left( \frac{n}{2} C_mH_n \right) + 0,124d \right]$$

Якщо  $\alpha > 1$ , дійсні об'єми компонентів продуктів згорання складуть:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161V^0(\alpha - 1)$$

$$V_{N_2} = V_{N_2}^0 + 0,79V^0(\alpha - 1)$$

$$V_{O_2} = 0,21(\alpha - 1)$$

Об'єм трьохатомних газів не залежить від коефіцієнту  $\alpha$ .

Сумарний об'єм продуктів повного згорання:

$$V_{зг} = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 + 1,061V^0(\alpha - 1)$$

### ? Питання для самоконтролю

1. Наведіть основні принципи ланцюгової теорії горіння.
2. Що таке гомогенне і гетерогенне горіння.
3. Назвіть особливості дифузійного і кінетичного горіння газів.
4. Що таке теоретична температура горіння?
5. Наведіть категорії вибухонебезпечних сумішей газів і парів з повітрям.
6. Як знайти концентраційні межі поширення полум'я?
7. Назвіть чим відрізняється детонація від вибуху?



## 12 ГАЗОПРОВОДИ І ГАЗОВІ ЄМНОСТІ

### 12.1 Газотранспортна система України

Газова промисловість України – це провідна галузь паливноенергетичного комплексу (а газотранспортна система її стрижень), що вирішує два завдання: забезпечення природним газом промислових і комунально-побутових споживачів, населення України і забезпечення транзиту газу в країни Європи.

Газотранспортна система України – великий і складний виробничий комплекс. Це 38,2 тис. км газопроводів, з яких 14 тис. км (37%) газопроводи великого діаметру; 73 компресорні станції з 112 компресорними цехами; 710 різнотипних газоперекачуючих агрегатів; 13 підземних сховищ газу (ПСГ) із загальним активним обсягом більше 30 млрд. куб. м.; 1480 газорозподільних станцій, ремонтні бази і інші допоміжні об'єкти.

Підприємства газопостачання і газифікації експлуатують більше 350 тис. км розподільних мереж і більше 61 тис. ГРП і ШРП, 400 газонаповнювальних станцій і пунктів зрідженого газу. Ці підприємства забезпечують газом близько 16 млн. квартир і понад 147 тисяч промислових підприємств різних форм власності і КПО. Сьогодні ГТС України по потужності посідає друге місце в Європі, маючи пропускну здатність на вході 287,7 млрд. м<sup>3</sup> і на виході - 176,2 млрд. м<sup>3</sup>, у тому числі в європейські країни транспортується близько 140,2 млрд. м<sup>3</sup>.

ГТС виконує транспортну роботу з постачання газу споживачам України (приблизно 40% протранспортованого газу), забезпечує близько 80% російського експорту газу; при цьому в процесі виконання цієї роботи в країну надходить від 26 (2002 рік) до 30 (попередні роки) млрд. м<sup>3</sup> газу, що значно перевищує його власний видобуток. ГТС дає найбільші в нафтогазовому комплексі (НГК) прямі надходження в бюджет; тільки транспортна рента перевищує 2 млрд. грн. к відзначалося, ГТС поруч із нафтотранспортною системою (НТС) є основним важелем інтеграції України в загальноєвропейську мережу нафто- і газопроводів, у між народне співтовариство, заставою енергетичної безпеки держави. В Україні з'явився власний "план ГОЕЛРО" - глобальна енергостратегія на період до 2030р.

Стратегія ставить завдання: зменшити споживання природного газу протягом найближчих 25 років приблизно на третину. Україна не може задовольнити повністю свої запаси нафти і газу, і залежить в імпорті палива від Росії. Здійснювати стратегію передбачено в 3 етапи: 2006-2010 роки, 2011-2020 роки і 2021-2030 роки. Найбільше засобів, по розрахункам, зажадає геологорозвідка і видобуток нафти та газу – 103,5 мільярди гривень.

Низький технологічний рівень вітчизняних нафтопереробних заводів (НПЗ) не дозволяє їм не вийти на високі глибини переробки сировини, не одержати якісні нафтопродукти. На першому етапі необхідно створити сучасний цикл глибокої переробки нафти переважно шляхом будівництва установок каталітичного крекінгу, гідрокрекінгу і висбрекінгу, а також

коксування й виробництва бітуму. А вже після 2025 року плануються основні зусилля направити на заміну морально і фізично зношених установок новими такого ж призначення.

Поряд з реконструкцією наявних НПЗ уряд зацікавлений і в будівництві зовсім нових високотехнологічних потужностей із глибиною переробки до 95%. У стратегії не піддається сумніву можливість виводу трубопроводу "Одеса-Броди" на повну потужність (40 мільйонів тонн на рік). Також енергостратегія пропонує наступні способи зменшення втрат газу в транспортних мережах:

1. Вдосконалення нормативів обліку виробничо-технологічних витрат природного газу.
2. Укомплектування всього житлового фонду газовими лічильниками.
3. Перехід на обчислення газу при розрахунках в енергетичних одиницях – кДж або ГВ/годину.
4. Будівництво на границі з Росією і Білоруссю пунктів виміру газу для дублювання російських і білоруських, а також установку високоточних дублюючих приладів на виході із ГТС України.

Сьогодні 25% видобутку природного газу в Україні забезпечують 4 родовища: Яблуновське, Єфремовське, Західно-Хрестищинське і Шебелинське. Однак сьогодні основні надії газовидобутку пов'язані не із цим регіоном, а із Чорноморсько-Азовським шельфом. Вагомим доповненням до шельфового ресурсу повинні стати і газ та нафта, добуті Україною за межами країни: у Саудівській Аравії, ОАЕ, Алжирі, Кувейті, Лівії, Росії, Казахстані, Ірані та ін. На рис. 12.1 показаний прогноз добичі нафти українськими компаніями за межами нашої країни.

У стратегії також передбачається в майбутні 25 років заміщення традиційного моторного палива зрідженим або стисненим газом з підвищенням вимог до якості моторного палива відносно вмісту шкідливих речовин; підсилити контроль за дотриманням екологічних норм автомобільних викидів. Значно поліпшує якість транзитних послуг використання підземних сховищ газу, проектна потужність яких з активним газом становить 34,5-36,3 млрд. м<sup>3</sup>.

Найбільші українські сховища, розташовані біля західних кордонів України (їхня сукупна ємність представляє понад 80 % ємності всіх сховищ). Українська газотранспортна система забезпечує 90% загальних обсягів постачання російського природного газу в країни Європи. Нині спостерігається збільшення попиту на природний газ. Очікується, що в енергопостачанні Європи до 2020р., частка імпорту газу в країнах ЄС, у порівнянні з 2000р, збільшиться з 40% до 67%.

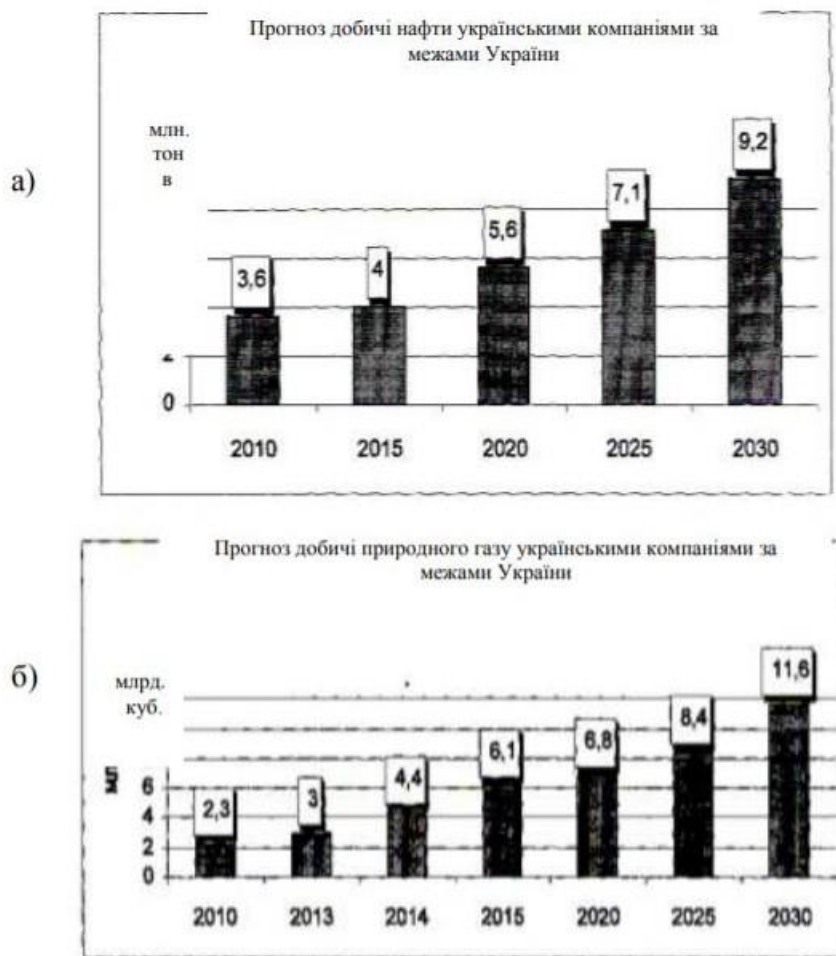


Рисунок 12.1 – Прогноз добичі нафти українськими компаніями за межами України

Найбільшим зовнішнім постачальником природного газу в країні Європи є Російська Федерація, що забезпечує близько 42% газового імпорту ЄС. Україна зацікавлена в створенні міжнародного консорціуму для будівництва в Росії ділянки газопроводу Олександрів Гай - Новопсковськ, що дозволить збільшити надходження в Україну туркменського газу до 50 млрд. куб. м на рік. ЄС повинна зацікавити ідея створення міжнародного консорціуму для реконструкції і капітального ремонту системи газопроводів Середня Азія-Центр (САЦ-1, САЦ-2, САЦ-3), що дозволить збільшити надходження газу в Європу через територію України з Росії, Туркменістану, Узбекистану, Казахстану, а також Азербайджану.

Газотранспортна система пов'язана із системами сусідніх країн і через них інтегрована в загальноєвропейську газову систему. Без перебільшення можна сказати, що магістралі України є своєрідним мостом між експортером газу - Росією і промислово розвиненою Європою. Обсяг транзиту російського газу через територію України в європейські країни постійно збільшувався і в 1999 році досяг майже 118 млрд. куб. м, що становило біля чверті споживання газу в цьому регіоні.

У зв'язку з агресією Росії обсяг транзиту газу через Україну зменшився і

у 2019 році склав близько 90 млрд кубометрів.

Укладений у 2009 році транзитний контракт між "Нафтогазом України" та російським "Газпромом" закінчився 1 січня 2020 року. Новий договір між на організацію транспортування, транспортну угоду між НАК і новим оператором ОГТСУ, а також міжоператорську угоду між ОГТСУ і "Газпромом" було підписано пізно ввечері 30 грудня 2019 року за підсумками тристоронніх газових переговорів Україна-Росія-Єврокомісія.

Контракт передбачає транзит до 2020 року щонайменше 65 млрд кубометрів російського газу, що в добовому обчисленні становить 178 млн кубометрів. У 2021-2024 роках транзит становитиме по 40 млрд кубометрів.

## **12.2 Загальні вимоги щодо горючих газів, розміщення та улаштування газопроводів і газових установок**

Горючі гази (доменний, коксовий, збагачений коксовий, конверторний і феросплавний), що використовуються у печах, котлах та інших газоспоживаючих агрегатах, повинні відповідати вимогам ТУ.

Зріджений пропан-бутан повинен відповідати вимогам ДСТУ 4047-2001 "Гази вуглеводневі скраплені паливні для комунально-побутового споживання. Технічні умови". Запах газу повинен відчуватися за його вмісту в повітрі не більше ніж 20% нижньої концентраційної межі спалахування.

Вимоги безпеки до систем газопостачання для забезпечення споживачів природним газом з надлишковим тиском не більше 1,2 МПа, а також зрідженим вуглеводневим газом з надлишковим тиском не більше 1,6 МПа надані у «Правилах безпеки систем газопостачання» (Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 08 червня 2015 р. за № 674/27119).

На підприємствах чорної металургії діють «Правила охорони праці у газовому господарстві підприємств чорної металургії» (Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 29 січня 20105 р. за № 104/17399).

Газопроводи та газові установки залежно від розрахункового тиску газу в них розподіляються таким чином:

- низького тиску – з тиском газу до 0,1 МПа; тиск газу, що зазначається тут і далі у тексті, є надлишковим;
- середнього тиску – з тиском газу понад 0,1 МПа до 0,3 МПа;
- високого тиску – з тиском газу понад 0,3 МПа до 1,2МПа, а для пропан-бутану – до 1,6 МПа.

Під розрахунковим тиском газу необхідно розуміти максимальний робочий тиск, який може бути в газопроводах та газових установках.

Розрахунковий тиск газу повинен бути:

- для газопроводів і апаратів газоочистки доменного газу від колошника доменної печі до дросельної групи чи до газової утилізаційної безкомпресорної турбіни (якщо піч розрахована на роботу з підвищеним

тиском газу під колошником) і від колошника до засувки після установки газоочистки (якщо піч постійно працює при низькому тиску газу під колошником) - рівним розрахунковому тиску газу під колошником печі;

- для газопроводів феросплавного газу від склепіння печі до газодувок газовідсмоктувальної станції – рівним розрахунковому розрідженню газу, що створюється газодувками;

- для газопроводів коксового газу від коксових печей до нагнітача – рівним розрахунковому розрідженню газу, що створюється нагнітачами;

- для газопроводів і апаратів чистого доменного газу після дросельної групи газоочистки, для газопроводів чистого коксового газу, збагаченого коксового газу, чистого конверторного та феросплавного газів – рівним максимальному тиску, на який розраховані спеціальні автоматичні пристрої, що призначені для скидання можливих надлишків цих газів; для ділянки газопроводу після ГУБТ до засувки в міжцеховому газопроводі доменного газу – рівним зазначеному у ТУ на постачання ГУБТ;

- для газопроводів природного, попутного нафтового та парової фази зрідженого газів – рівним розрахунковому тиску газу в газопроводі на виході з ГВС, ГРП та ГРУ;

- для підвідних газопроводів у разі з'єднання газопроводів різних газів (наприклад через газозмішувальні станції) – рівним розрахунковому тиску в цих газопроводах, а для газопроводу змішаного газу – більшій величині тиску газу в газопроводі;

- для газопроводів за газопідвищувальними агрегатами – рівним розрахунковому тиску до агрегатів плюс тиск, що створюється газопідвищувальними агрегатами у разі припинення витрат газу всіма споживачами, які підключені до газопроводу після агрегатів;

- для газопроводів змішаного газу за газопідвищувальними агрегатами – рівним більшому розрахунковому тиску до агрегатів плюс тиск, що створюється агрегатами на газіві з більшою густиною під час припинення витрат змішаного газу всіма споживачами.

Робота газопроводів і газових установок повинна проводитися при надлишковому тиску газу в них, за винятком газопроводів і установок від:

- коксових та пекококових печей до нагнітачів у коксохімічному виробництві;

- закритих феросплавних печей до газодувок у феросплавному виробництві.

Газопроводи та газові установки повинні бути розміщені на відкритих площадках і мати вільну їх вентиляцію.

Газопроводи та установки можуть бути розміщені у закритих приміщеннях лише у тих випадках, коли це обумовлено технологічним процесом або їх обслуговуванням.

Газопроводи на території підприємства повинні споруджуватися тільки надземними відповідно до вимог чинних нормативно-правових актів. У цехах, на дільницях підведення газу до окремих печей, установок і агрегатів дозволяється прокладати газопроводи в каналах з дотриманням вимог

пункту 5.18 глави 5 розділу VI ДСТУ 4047-2001.

З'єднання деталей газопроводу та газових апаратів між собою повинно проводитися зварюванням. Фланцеві з'єднання дозволяються тільки в місцях встановлення заглушок, приєднання газопроводів до фланцевого обладнання, арматури чи апаратів та на окремих ділянках газопроводів у випадках, коли це необхідно за умовами монтажу або експлуатації.

Монтажні стики труб для газопроводів діаметром 1000 мм і більше повинні зварюватися за допомогою бандажів.

Використання нарізних з'єднань допускається для приєднання контрольно-вимірювальних приладів, а також арматури та обладнання, що виготовляються тільки з нарізним з'єднанням.

Газові апарати в місцях, де потрібно забезпечити доступ усередину, і в нижній їх частині для провітрювання повинні бути обладнані люками.

Газопроводи низького і середнього тиску діаметром 300 мм і більше (в тому числі газопроводи природного газу діаметром 600 мм і більше, за винятком газопроводів зрідженого газу) повинні бути обладнані люками безпосередньо за засувками в напрямку руху газу, а на закільцьованих газопроводах люки необхідно улаштувати з обох боків засувки.

Замкнена ділянка газопроводу діаметром 1200 мм і більше та довжиною понад 25 м повинна мати не менше двох люків (на початку і в кінці ділянки).

Діаметр люка у просвіті повинен дорівнювати діаметру газопроводу при діаметрі до 600 мм і 600 мм – при діаметрі газопроводу 600 мм і більше.

На ізольованих газопроводах патрубков люка повинен бути заглиблений на товщину ізоляції.

Не дозволяється встановлювати вибухові клапани на газових апаратах та газопроводах.

Зовнішні поверхні корпусів газових апаратів та газопроводів, у тому числі газопроводів, що підлягають теплоізоляції, після закінчення монтажу та випробування повинні бути двічі пофарбовані масляною фарбою, лаками чи іншим покриттям, яке витримувало б температурні коливання і дію атмосферних опадів.

Фарбування газопроводів повинно виконуватися відповідно до ГОСТ 14202-69 "Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки".

Окремі елементи (опорні поверхні, підп'ятники, сидла, хомути тощо), фарбування яких після монтажу не може бути виконано, повинні бути пофарбовані до монтажу.

Розпізнавальне забарвлення і цифрове позначення трубопроводів

*Вода – зелений – 1*

*Кислоти –помаранчевий – 6*

*Пара – червоний – 2*

*Луги – фіолетовий – 7*

*Повітря, кисень – синій – 3*

*Рідина горюча – коричневий – 8*

Газ горючий – жовтий – 4

Рідина негорюча – коричневий – 9

Газ негорючий – жовтий – 5

Інші – сірий – 0

Трубопровід забарвлюється по всій довжині (якщо короткий) або по ділянках. Пожежний трубопровід – червоний, обов'язково по всій довжині.

Ділянки розпізнавального кольору слід наносити в найбільш складних та небезпечних пунктах комунікацій (на відгалуженнях, біля місць з'єднань, фланців, біля місць відбирання проб і установа КВП, біля місць проходження трубопроводів крізь стіни, перегородки, перекриття, на вводах і виводах із будівель тощо) не рідше ніж через 10м усередині виробничих приміщень і на зовнішніх установках і через 30 - 60 м на зовнішніх магістральних трасах.

Ширину ділянок розпізнавального кольору необхідно приймати залежно від зовнішнього діаметра трубопроводів (з урахуванням ізоляції):

- для труб діаметром до 300 мм – до чотирьох діаметрів;
- для труб діаметром понад 300 мм – до двох діаметрів.

Дозволяється наносити ділянки розпізнавального кольору на трубопроводи діаметром понад 300 мм у вигляді смуг заввишки не менше 1/4 кола трубопроводу, ширина смуг повинна відповідати зазначеним розмірам.

Для позначення найбільш небезпечних за властивостями речовин, що транспортуються, на трубопроводи слід наносити застережні кольорові кільця.

Червоний – легкозаймистість, вогнебезпечність та вибухонебезпечність.

Жовтий – небезпека і шкідливість (отруйність, токсичність, здатність викликати задушливість, термічні або хімічні опіки, радіоактивність, високий тиск або глибокий вакуум та ін.)

Газопроводи і газові установки, включаючи опори та опорні конструкції, площадки і ходи, розташовані в місцях з можливим забрудненням корозійно активними газами чи парами, повинні бути захищені спеціальним антикорозійним покриттям або виготовлені з корозійнотривких матеріалів.

Будівлі з газопроводами та газові установки повинні бути обладнані блискавкозахистом відповідно до ДСТУ БВ.2.5-38:2008 "Інженерне обладнання будинків і споруд. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (ІЕС 62305:2006, NEQ)".

Усі газові машини та апарати повинні бути заземлені незалежно від місць їх розташування. Газопроводи повинні бути заземлені при ввіді в будівлі цехів і при виході з них на контури заземлення цехових електроустановок.

Зовнішні газопроводи повинні заземлятися через кожні 250 м. Опір заземлювача розтіканню струму повинен бути не більше ніж 10 Ом.

У місцях розміщення фланцевих з'єднань повинні бути влаштовані постійні струмопровідні перемички.

На підземному газопроводі, що подає газ підприємству, на виході із землі повинні бути встановлені ізолюючі фланці і футляр, залитий бітумом.

Продувальні свічки повинні встановлюватися в кінці газопроводу,

поблизу заглушки і безпосередньо перед засувками в напрямку руху газу, за винятком засувок на підведеннях газу. Якщо довжина відводу до засувки менше ніж 3 м, а також у верхніх точках газопроводів і газових установок, при кільцевій системі газопроводів, свічки повинні встановлюватися з обох боків засувки.

Продувальні свічки можуть не встановлюватися у верхніх точках по трасі газопроводів, якщо передбачено їх продування на кінцеву свічку інертним газом, стисненим повітрям або паром.

Відводи до постів газополуменевої обробки металів та інших невеликих споживачів з геометричним об'ємом газопроводу до  $0,05 \text{ м}^3$  під час роботи на нетоксичних газах, крім пропан-бутану, допускається продувати в простір цеху після продування цехового колектора на кінцеву свічку:

- пости газополуменевої обробки – через розбірний штуцер поста;
- невеликі споживачі – через свічку висотою не менше ніж 3 м від устя свічки до підлоги цеху чи площадки.

Поперечний переріз продувальної свічки повинен забезпечувати п'ятикратний обмін об'єму за час не більше 30 хвилин, за винятком колекторів діаметром більше ніж 1,5 м і довжиною більше ніж 500 м, для яких тривалість продування повинна бути збільшена до однієї години.

Діаметр продувальних свічок, що реконструюються, повинен бути не менше ніж 20 мм.

Продувальні свічки повинні бути виведені вище рівня гребеня даху в місці виходу свічки або вище площадки газопроводу, що обслуговується, для нетоксичних газів не менше ніж на 2,5 м, а для токсичних газів – не менше ніж на 4 м. При цьому, якщо відстань від гребеня даху чи ліхтарів до свічки менше ніж 20 м, то свічка газопроводу для токсичних газів з відносною густиною по відношенню до повітря 0,8 і більше по відношенню до повітря повинна бути виведена на 4 м вище гребеня даху чи ліхтаря.

Для газопроводів нетоксичних газів і газів з відносною густиною по відношенню до повітря менше ніж 0,8 свічки повинні бути розміщені не ближче ніж 10 м від ліхтаря.

Вихідний отвір продувальних свічок на газопроводах для токсичних газів повинен бути на висоті не менше ніж 7 м від рівня землі.

Не дозволяється об'єднувати продувальні свічки різних газів, а також окремих ділянок газопроводів, роз'єднаних будь-яким затвором. На газопроводах агрегатів тепловою потужністю до  $12,6 \cdot 10^6$  кДж/год., що працюють тільки на природному або попутному газах, і за умов, які виключають можливість подачі до них інших газів, допускається об'єднання свічок від ділянок газопроводів з однаковим тиском.

Конструкція верхньої частини свічок повинна виключати можливість потрапляння в неї атмосферних опадів та забезпечувати напрямок струменів газу в бік від найближчих робочих місць і ліхтарів будівель.

У місцях проходів свічок через дах повинні бути влаштовані футляри та захисні козирки. На свічці за засувкою (в напрямку руху газу) повинен бути встановлений штуцер з краном або заглушкою, який призначений для



відбору проб повітря або газу, відповідно, при вентиляції чи продувці газопроводу, а також під час перевірки щільності перекриття свічки.

Устя продувальних свічок повинні бути розташовані не ближче ніж 30 м по горизонталі від повітрязаборів систем вентиляції будівель і споруд. Якщо відстань менше ніж 30 м – устя свічок повинні бути вище повітрязабору не менше ніж на 8 м, за винятком зріджених газів, для яких розташування повітрязабору під продувальною свічкою не дозволяється.

На газопроводах і газових апаратах повинна використовуватися вимикальна арматура 1-го класу герметичності для газового середовища відповідно до вимог нормативних документів.

Дозволяється використовувати арматуру загального призначення за умови дотримання вимог ГОСТ 9544-93 "Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов".

Встановлювати бронзові крани чи засувки з бронзовими кільцями на газопроводах за вмісту сірчаного водню в газі більше ніж  $20 \text{ мг/м}^3(\text{н})$  забороняється.

На газопроводах і апаратах повинні встановлюватися засувки з висувним шпинделем або засувки поворотні з першим класом щільності та покажчиком положення засувки.

Пробки кранів повинні мати риску, яка визначає положення пробки крана, а рукоятки кранів – обмежувачі повороту. Крани, що самозмащуються, повинні мати стрілку, яка показує, відкрито чи закрито кран.

Під час вибору матеріалу для запірної арматури необхідно брати до уваги умови її експлуатації за тиском газу та температурою.

Засувки з електроприводом повинні встановлюватися, якщо їх діаметр 600 мм і більше. Електропривод також повинен встановлюватися на засувках меншого діаметра ввходів газопроводів на підприємства у разі розташування їх на висоті більше ніж 10 м або в незручних для обслуговування місцях. Усі засувки повинні мати ручне керування, крім того місцеве керування із землі або площадки (незалежно від наявності дистанційного керування).

Гідравлічні затвори на газопроводах і апаратах не можуть використовуватися як вимикальні пристрої. Зазначена вимога не поширюється на постійно діючі гідрозатвори скрубєрів, електрофільтрів, конденсатовідвідників та подібних апаратів, а також на відводи газу від феросплавних печей.

Для повного відключення окремих ділянок газопроводів, газоспоживаючих агрегатів і газових апаратів від діючих газопроводів після дискових засувок (у напрямку руху газу) повинні встановлюватися листові засувки чи заглушки.

Всередині будівель цехів на газопроводах листові засувки будь-яких типів встановлюються тільки після дискових засувок.

Листові засувки на газопроводах діаметром більше ніж 300 мм повинні бути механізовані. Заглушки необхідно використовувати під час ремонту, довготривалих зупинок, ревізій та в аварійних випадках, якщо не встановлено

листові засувки.

Заглушка повинна встановлюватися між фланцями засувки за нею в напрямку руху газу або в спеціальне фланцеве з'єднання з розтискним пристроєм, який встановлюється на газопроводі безпосередньо за засувкою.

Перекривні листи листових засувок та заглушок діаметром до 2,0 м повинні виготовлятися з цілого листа. При більших діаметрах дозволяється використовувати зварні листи з двох частин з відповідними обробкою та випробуванням на щільність швів.

Перекривні листи заглушок і листових засувок повинні бути розраховані на відповідний тиск газу з урахуванням діаметра газопроводу, при цьому їх товщина повинна бути не менше ніж 4 мм.

Заглушки повинні мати хвостовики, які виступають за межі фланців. На хвостовиках повинно бути вибите клеймо з буквою "З" та зазначено номер заглушки, величину тиску газу та діаметр газопроводу.

Вимикальні пристрої повинні бути доступні для керування, огляду та ремонту.

До місць встановлення вимикальної і регулюючої арматури, яка знаходиться на відкритих площадках або в неопалювальних приміщеннях, на газопроводах вологого газу, повинно бути передбачено підведення пари.

Для обслуговування засувок, дросельних пристроїв, вимірвальних діафрагм, хвильових і сальникових компенсаторів та іншої арматури і обладнання, що розміщується на висоті 2,2 м і більше, повинні бути влаштовані стаціонарні площадки та сходи до них. Зазначена висота вимірюється від рівня землі, настилів, перекриттів тощо до верхнього положення деталі, що обслуговується.

Площадки для обслуговування арматури, що встановлена на газопроводі діаметром 300 мм і більше, повинні бути з обох боків газопроводу, а при діаметрі газопроводу менше ніж 300 мм площадки можна розміщувати з одного боку.

Улаштування площадок та їх огорож для обслуговування газопроводів повинно відповідати ДСТУ Б В.2.6-52:2008 "Конструкції будинків і споруд. Сходи маршеві, площадки та огороження сталеві. Технічні умови", затвердженому наказом Міністерства регіонального розвитку і будівництва України від 26.12.2008 № 670 При цьому ширина площадок повинна бути не менше ніж 1 м від частин обладнання, щовиступає, а висота огорожі – 1,2 м.

Для об'єктів газового господарства, що заново будуються чи реконструюються, сходи до площадок з постійним обслуговуванням обладнання повинні мати нахил 45 °, а до площадок з періодичним обслуговуванням обладнання – 60°.

Улаштування сходів площадок обслуговування повинно відповідати ДСТУ Б В.2.6-52:2008.

Для доступу до площадок довжиною 6-12 м з метою постійного обслуговування обладнання повинно бути передбачено двоє сходів, що розміщені в протилежних кінцях площадки, з яких одні сходи повинні бути маршовими.

Для доступу до площадок періодичного обслуговування обладнання, що розташовані в будівлях цехів, допускається улаштування сходів висотою не більше ніж 3 м.

На міжцехових газопроводах і відводах до цехів у разі спорудження багаторусних площадок допускається улаштування вертикальних сходів між площадками, при цьому висота сходів повинна бути не більше ніж 3 м.

Якщо неможливо компенсувати температурні деформації газопроводів за рахунок їх самокомпенсації, необхідно встановлювати П-подібні чи хвильові компенсатори.

Встановлювати сальникові компенсатори допускається тільки на міжцехових газопроводах коксового газу низького тиску до 0,04 МПа.

У лінзових та дискових компенсаторах на горизонтальних ділянках газопроводів просушеного газу в кожену секцію (хвилю компенсатора) повинен бути врізаний короткий штуцер з пробкою, а на газопроводах вологого газу кожна хвиля повинна бути забезпечена двома штуцерами, які призначені для заливання і випускання антраценового масла.

П-подібні компенсатори повинні виготовлятися гнутими з безшовних труб діаметром до 500 мм або звареними з труб заводського виготовлення та зі звареними швами, перевіреними методами фізичного контролю, або з використанням круто загнутих відводів. На газопроводах, що будуються, компенсатори повинні встановлюватися без фланців (приварюватися).

На кресленнях компенсатора повинні бути зазначені дані про величину попередньої деформації компенсатора.

Попередня розтяжка (чи стискання) компенсаторів повинна проводитися безпосередньо перед їх монтажем з урахуванням температури навколишнього середовища, що повинно бути зафіксовано в акті приймальних випробувань при будівництві об'єкта.

Міжцехові газопроводи доменного, коксового, феросплавного, конверторного та змішаних газів по всій довжині, через кожні 150-200 м, а також у місцях улаштування конденсатівідвідників повинні бути обладнані вводами пари.

Розрахунковий тиск пари, що подається в газопровід, не повинен перевищувати 1,2 МПа.

Ввід пари для періодичної подачі в газопроводи повинен здійснюватися через короткі штуцери на газопроводі та із запірною арматурою на паропроводі. Не дозволяється ставити вентилі на цих штуцерах. Під час пропарювання штуцери необхідно з'єднувати гнучким шлангом або металевою трубою. Після закінчення пропарювання шланг чи трубу необхідно від'єднати, а на штуцері газопроводу встановити заглушку.

Стаціонарні (незнімні) паропроводи для введення пари в газопроводи повинні бути обладнані зворотними клапанами та сигналізацією падіння тиску пари, яку виведено в диспетчерський пункт газового господарства.

Місця розташування арматури та приладів, що потребують постійного нагляду, повинні бути освітлені.

Не можна розміщувати під міжцеховими газопроводами будь-які

приміщення і установки, які не належать до газопроводів.

З метою обмеження аеродинамічного шуму, допустима швидкість газу у газопроводах низького тиску – 7 м/с; середнього – 15 м/с; високого – 25 м/с.

### 12.3 Прокладання міжцехових газопроводів

Газопроводи підприємств розподіляються на міжцехові та цехові.

До міжцехових належать газопроводи, по яких газ подається до двох і більше цехів.

До цехових газопроводів належать відводи газу від міжцехових газопроводів, цеховий колектор, відводи від нього до газоспоживаючих агрегатів і розгалуження газу біля них.

Надземні газопроводи, що прокладаються по території промислових підприємств, повинні проектуватися відповідно до вимог СНиП II-89-80 "Генеральные планы промышленных предприятий" (далі – СНИП II-89-80).

При цьому прокладання газопроводів високого тиску допускається передбачати над вікнами верхніх поверхів виробничих будівель. Прокладати газопроводи низького та середнього тиску допустимо вздовж імпоста глухих (що не відчиняються) коробок віконних прорізів будівель опалювальних котелень та виробничих будівель.

Фланцеві та нарізні з'єднання не можуть використовуватися на газопроводах, що прокладаються під віконними прорізами будівель.

Дозволяється прокладання газопроводів по дахах виробничих будівель I, II і III ступенів вогнетривкості категорій Г і Д. При тиску газу більше ніж 0,6 МПа дозволяється прокладання газопроводів по стінах та дахах будівель тільки тих цехів, у яких розміщено газоспоживаючі агрегати, що працюють при тиску газу більше ніж 0,6 МПа.

По стінах і дахах будівель категорії А дозволяється прокладання тільки тих газопроводів, які належать до виробництв, що розміщені в цих будівлях.

Під час прокладання газопроводів по стінах споруд, щобудуються заново чи реконструюються, відстань у просвіті між твірною газопроводу і стінкою повинна відповідати таким значенням:

- при діаметрі труби 500 мм і більше – не менше 500 мм;
- при діаметрі труби від 200 до 500 мм – не менше 300 мм;
- при діаметрі труби менше ніж 200 мм – не менше 150 мм.

Під час встановлення на газопроводах хвильових компенсаторів відстань у просвіті між хвилею компенсатора і стіною повинна бути не менше ніж 300 мм.

Газопроводи, які прокладено по зовнішніх стінах будівель для запобігання обмерзанню, повинні бути захищені від води, що стікає з даху.

Газопроводи, що прокладаються по стінах будівель, не повинні перетинати прорізи вікон і дверей.

Опорні конструкції газопроводів повинні бути виконані з металу чи

залізобетону.

Зварювання всіх елементів металевих опор, а також деталей, які приварюються до стінок газопроводів (наприклад ребра жорсткості), повинно виконуватися суцільними зварювальними швами.

Газопроводи повинні щільно вкладатися в сідла. Зварені стики газопроводів за умовного діаметра до 200 мм при надземному прокладанні повинні знаходитися від краю опори на відстані не менше ніж 200 мм, а стики газопроводів за умовного діаметра понад 200 мм - не менше ніж 300 мм.

У разі якщо зазначену відстань від поперечних зварних стиків до опор витримати неможливо, дозволяється використовувати підкладні царги, що приварюються по всьому периметру. Повздовжні шви повинні бути розміщені вище опори і з видимого боку. Відстань від фланця засувки або компенсатора до опори газопроводу повинна бути не менше ніж 400 мм. Під час прокладання газопроводу через стіну відстань від зварного шва до футляра повинна бути не менше ніж 50 мм. Зазначені відстані приймаються у випадках, якщо інші відстані не передбачені проектом.

Приварювання кронштейнів для кріплення опор супровідних трубопроводів та площадок для їх обслуговування дозволяється проводити до газопроводів низького і середнього тиску.

При цьому приварювання повинно проводитися або до кільцевих ребер жорсткості або до попередньо приварених до трубопроводу накладок товщиною не менше ніж 6 мм.

До газопроводів високого тиску під час їх будівництва дозволяється приварювати сідла опор, елементи заземлення та розтискних кронштейнів, які є деталями цих газопроводів, а також кронштейнів для кріплення кабелів та імпульсних проводок, призначених для газопроводів.

Дозволяється спільно прокладати на одних опорах або естакадах газопроводи горючих газів з трубопроводами інших газів, води, пари, конденсату, мазуту, смоли, масел, а також кисню у разі дотримання вимог пунктів 1.11-1.13 глави 1 розділу VI Правил охорони праці у газовому господарстві підприємств чорної металургії.

Газопроводи необхідно розташовувати окремо від трубопроводів з рідинами, що легко займаються, та паропроводів першої категорії.

Під час прокладання газопроводів спільно з трубопроводами корозійноактивних рідин останні повинні розміщуватися нижче або з боків газопроводів на відстані не менше ніж 500 мм від них.

Для міжцехових газопроводів, що споруджуються, з тиском газу до 1,2 МПа мінімальна відстань у просвіті між газопроводами та іншими трубопроводами (включаючи ізоляцію) у разі їх спільного прокладання та перехресування повинна бути не менше величин, зазначених у табл. 12.1.

Таблиця 12.1 – Мінімальна відстань у просвіті між газопроводами та іншими трубопроводами (включаючи ізоляцію) у разі їх спільного прокладання та перехреснування

Характеристика супутнього трубопроводу	Мінімальна відстань, мм, від газопроводу при діаметрі	
	до 500 мм включно	більше ніж 500 мм
Газопроводи горючих газів:		
діаметр до 500 мм включно	300	600
діаметр більше ніж 500 мм	600	600
Киснепроводи:		
Тиск до 0,01 МПа, діаметр 500 мм і менше	300	600
тиск до 0,01 МПа, діаметр більше ніж 500 мм	600	800
тиск більше ніж 0,01 МПа до 1,6 МПа, діаметр 200 мм і менше	600	600
тиск більше ніж 0,001 МПа до 1,6 МПа, діаметр більше ніж 200 мм	800	800
тиск більше ніж 1,6 МПа до 4,0 МПа, діаметр 200 мм і менше	1000	1000
Інші трубопроводи:		
діаметр 50 мм і менше	чотири зовнішні діаметри трубопроводів	
діаметр більше ніж 50 мм до 300 мм	200	200
діаметр більше ніж 300 мм	300	500

У разі перетинання або місцевого зближення газопроводів з іншими трубопроводами (крім киснепроводів) відстань між ними дозволяється скорочувати, але не більше ніж у два рази.

У разі спільного прокладання газопроводів з іншими трубопроводами необхідно дотримуватись вимог пунктів 1.10, 1.11 глави 1 розділу VI Правил охорони праці у газовому господарстві підприємств чорної металургії, а також таких вимог:

- додаткові трубопроводи на діючих газопроводах допускається прокладати лише за погодженням з проектною організацією та керівництвом підприємства;

- у кожному окремому випадку під час прокладання супутнього трубопроводу по існуючих газопроводах повинні бути проведені перевірочні розрахунки міцності та стійкості газопроводу і його опорних конструкцій з урахуванням додаткового навантаження і фактичного стану металоконструкцій газопроводу;

- під час прокладання газопроводів спільно з трубопроводами корозійноактивних рідин останні повинні розміщуватися нижче або з боків газопроводів на відстані не менше ніж 500 мм від них.

- під час прокладання киснепроводів спільно з газопроводами необхідно дотримуватись вимог пункту 1.12 глави 1 розділу VI Правил охорони праці у газовому господарстві підприємств чорної металургії, а також таких вимог:

- не дозволяється прокладати на естакадах міжцехових газопроводів (крім відводів до окремих цехів) більше двох киснепроводів за тиску кисню більше ніж 0,01 до 1,6 МПа незалежно від їх діаметра;

- в обмежених умовах дозволяється на естакадах міжцехових газопроводів спільне прокладання третього киснепроводу діаметром до 200 мм при тиску до 0,3 МПа або діаметром до 100 мм при тиску до 1,6 МПа за умови збільшення відстані у просвіті від нього до газопроводу не менше ніж в два рази порівняно з даними табл. 12.1;

- якщо необхідно прокласти більшу кількість киснепроводів, то вони повинні прокладатися по окремій трасі;

- при паралельному напрямку трас відстань у просвіті між крайнім газопроводом, розташованим на окремій трасі, та крайнім киснепроводом на нижній трасі повинна бути не менше ніж 3 м;

- у разі перетинання киснепроводів з міжцеховими газопроводами або при місцевому їх зближенні відстані, зазначені в табл. 12.1, у разі необхідності, можна скорочувати не більше ніж у два рази. При цьому мінімальна відстань в усіх випадках повинна бути не менше ніж 300 мм;

- у разі спільного прокладання газопроводів та киснепроводів арматура та фланцеві з'єднання газопроводів і киснепроводів повинні бути зміщені в плані відносно один одного на відстань не менше ніж 1 м;

- спільне прокладання міжцехових газопроводів з киснепроводами за тиску кисню вище ніж 1,6 МПа допускається при діаметрі киснепроводу не більше ніж 200 мм, а за тиску кисню вище ніж 4,0 МПа спільне прокладання не допускається.

Дозволяється прокладання по газопроводу електроліній напругою до 380 В, призначених для обслуговування газового господарства (кабелі диспетчеризації, сигналізації, освітлення та живлення електроприводів засувок газопроводів), за умови, що електропроводка буде виконана броньованим кабелем або в сталевих трубах.

Дозволяється спільне прокладання трубопроводів горючих газів з кабельними галереями (естакадами) на сумісних будівельних конструкціях за умови виконання таких вимог:

- прокладання не більше ніж 30 кабелів як броньованих, так і неброньованих напругою до 10 кВ;

- розміщення кабельної галереї (естакади) нижче газопроводів;

- відстань між твірними газопроводів, конструкцією галереї або крайнім кабелем естакади повинна бути не менше ніж 1 м;

- повинні бути влаштовані окремі сходи та площадки для обслуговування кабелів і засоби пожежогасіння відповідно до Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів, затверджених наказом Комітету по нагляду за охороною праці Міністерства праці та соціальної політики України від 09.01.98 № 4, зареєстрованих у Міністерстві юстиції

України 10.02.98 за № 93/2533;

- кабельні муфти повинні бути розташовані на відстані не менше ніж 3 м від трубопровідної арматури та сальникових компенсаторів;

- основні несучі будівельні конструкції кабельної галереї та газопроводів повинні бути із залізобетону з межею вогнестійкості не менше ніж 0,75 год. або зі сталі з межею вогнестійкості не менше ніж 0,25 год.

Кабельні галереї (естакади) можуть перетинати естакади трубопроводів горючих газів як зверху, так і знизу незалежно від відносної густини горючих газів, що транспортуються, по відношенню до повітря у разі виконання таких вимог:

- відстань між твірними газопроводів та огорожувальними конструкціями галереї (естакади) повинна бути не менше ніж 0,5 м у разі розташування галереї (естакади) під газопроводами і не менше ніж 2 м у разі розташування галереї (естакади) над газопроводами;

- на ділянці перетину естакад газопроводів і кабельних галерей (естакад) кабельні муфти на кабелях повинні бути не ближче ніж 3 м від твірної газопроводу;

- для кабельної галереї (естакади) і газопроводів у місці їх перетину необхідно споруджувати окремі опори.

У разі паралельного прокладання кабельних галерей (естакад) і газопроводів по окремих трасах відстань від зовнішніх огорожувальних конструкцій кабельних галерей (естакад) до твірних газопроводів повинна бути не менше ніж 3 м.

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

- 0,005 – для насичених вологою доменного, коксового, конверторного і феросплавного газів;

- 0,003 – для вологих природного і супутнього газів; 0,001 - для осушених газів.

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

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

## **12.4 Прокладання міжцехових газопроводів**

Міжцехові газопроводи повинні прокладатися на висоті відповідно до СНиП II-89-80.

Відстань від землі до низу труб (або поверхні їх ізоляції), що прокладаються на низьких опорах на вільній від проїзду транспортних



засобів і проходу працівників території, повинна бути мінімальною, але не менше: при ширині групи труб менше ніж 1,5 м – 0,35 м, при ширині групи труб від 1,5 м і більше – 0,5 м.

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

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

- в непроїжджій частині площадки (території) та місцях проходу працівників – 2,2 м;

- в місцях перетину (перехрещення) з автошляхами (від верху покриття проїжджої частини) – 5 м;

- у місцях перетинання з внутрішніми залізницями та зі шляхами загальної мережі - відповідно до вимог ГОСТ 9238-83 "Габариты приближения строений и подвижного состава железных дорог колеи 1520 (1534) мм";

- в місцях перетинання з трамвайною колією – 7,1 м від головки рейки;

- в місцях перетинання з контактною мережею троллейбуса (від верхнього покриття проїжджої частини шляху) – 7,3 м;

- в місцях перетинання трубопроводів з легкозаймистими та горючими рідинами і газами з внутрішніми залізничними під'їзними коліями для перевезення розплавленого чавуну або гарячого шлаку (до головки рейки) – 10 м; при улаштуванні теплового захисту цих трубопроводів – 6 м.

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

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

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

Під час прокладання на низьких опорах відстань від планувальної позначки землі до низу трубопроводів (або поверхні їх ізоляції) повинна бути мінімальною, але не менше ніж:

- 0,35 м – при ширині групи трубопроводів менше ніж 1,5 м;

- 0,5 м – при ширині групи трубопроводів 1,5 м і більше.

Окремі ділянки траси через рельєф місцевості та необхідність забезпечення раціонального уклону трубопроводів можна прокладати і на більшій висоті.

Під час прокладання трубопроводів на низьких опорах в ділянках з високим рівнем снігового покриву мінімальна відстань від планувальної позначки землі до низу труб або їх ізоляції повинна дорівнювати середній з урахуванням найбільших висот снігового покриву відповідно до СНиП 2.01.01-82 "Строительная климатология и геофизика" (далі - СНиП 2.01.01-

82).

Трубопроводи на низьких опорах повинні прокладатися:

- територіями, що не підлягають забудові;
- поза територією підприємств, якщо немає факторів, що потребують прокладання на високих опорах;
- у спеціально відведених для цього комунікаційних коридорах (технічних смугах) площадок підприємств;
- вздовж огорожі підприємства з урахуванням охоронної зони та автопід'їздів до цієї зони;
- на території складів рідких продуктів і зріджених газів;
- на території резервуарних парків;
- біля основи і по краях відкосів доріг;
- вздовж річок та каналів.

Трубопроводи діаметром 300 мм і менше на низьких опорах повинні бути розташовані в два та більше рядів у висоту для обмеження ширини траси та забезпечення зручності для обслуговування трубопроводів.

На ґрунтах, що не здимаються, опори висотою 1,2 м та нижче, що стоять окремо, допускається проектувати у вигляді залізобетонних траверс, які кладуться на піщану подушку, захищену від видування і вимивання.

Під час опрацювання проектних матеріалів подальшого розвитку підприємства з урахуванням освоєння нових площадок повинні бути передбачені комунікаційні коридори (технічні смуги) для прокладання естакад трубопроводів та комунікацій на низьких опорах.

У межах комунікаційних коридорів не дозволяється розміщувати заводські автомобільні шляхи, залізничні колії та пішохідні стежки.

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

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

На території площадок і підприємства через кожні 1000-1200 м повинні бути місцеві підйоми естакади до 5 м від планувальної позначки землі до нижньої точки конструкцій естакади або труб для проїзду автотранспорту до запланованої території, якщо в цьому районі не передбачений перетин із запроектованими автошляхами. За межами території промислової площадки такі підйоми повинні бути через кожні 2-2,5 км. Зазначені підйоми траси необхідно виконувати у вигляді вертикальних П-подібних компенсаторів.

Не дозволяється спорудження трубопроводів на низьких опорах:

- над підземними комунікаціями у разі їх розташування в одній вертикальній площині;
- у разі перетинання підземних комунікацій та споруд, доступ до яких під час ремонтів можливий тільки через риття котловану (в цьому випадку на наземній трасі трубопроводів повинні бути місцеві підйоми); вздовж

залізничних колій ближче ніж 3 м від крайньої рейки і ближче ніж 5 м від бордюрного каменя до твірної крайнього трубопроводу, а від споруд з відкритими джерелами вогню, шляхів для гарячих вантажів і місць випуску розплавлених продуктів – ближче ніж 10 м.

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

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

На поворотах автомобільних шляхів, вздовж яких прокладено трубопроводи на низьких опорах, повинні бути встановлені захисні стовпчики, які мають бути пофарбовані відповідно до ГОСТ 12.4.026-76\* "ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности" (далі – ГОСТ 12.4.026-76\*).

Газопроводи не повинні розташовуватися на пішохідних галереях.

Прокладати газопроводи по конвеєрних галереях допускається за таких умов:

- якщо галерея виконана з неспалимих матеріалів і призначена для транспортування негорючих матеріалів;
- у разі розташування газопроводу над галереєю на відстані не менше ніж 0,5 м від нижньої твірної газопроводу та забезпечення доступу до газопроводу по всій його довжині.

На конвеєрних галереях не дозволяється прокладати газопроводи зрідженого газу незалежно від тиску.

Забороняється прокладати газопроводи по залізничних мостах і естакадах.

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

Не дозволяється прокладати газопроводи в каналах мостів. Газопроводи, що прокладені по металевих та залізобетонних мостах, повинні бути заземлені.

Усі зварні шви газопроводів повинні перевірятися фізичними методами контролю.

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

Вимоги до спільного прокладання міжцевих газопроводів з іншими трубопроводами та комунікаціями зазначено у пунктах 1.11-1.17 глави 1 розділу VI Правил охорони праці у газовому господарстві підприємств чорної

металургії.

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

- від твірної газопроводу до будівель категорій А, Б, В для газопроводів з тиском до 0,6 МПа – 5 м;
- те ж саме для газопроводів з тиском вище ніж 0,6 до 1,2 МПа – 10 м;
- від твірної газопроводу до будівель категорій Г і Д для газопроводів з тиском до 0,6 МПа – 2 м;
- те ж саме для газопроводів з тиском від 0,6 до 1,2 МПа – 5 м;
- ввід твірної газопроводів з тиском до 0,3 МПа – для відкритих складів легкозаймистих рідин і складів горючих матеріалів – 10 м;
- те ж саме для газопроводів з тиском від 0,3 до 1,2 МПа – 20 м;
- ввід зовнішнього краю конструкції опори або газопроводу з тиском до 1,2 МПа до найближчої рейки залізниці або трамвайної колії (при паралельному прокладанні) – 3 м;
- те ж саме в обмежених умовах, а також при місцевому наближенні до залізничної колії – 2 м;
- від краю конструкції опори газопроводу з тиском до 1,2 МПа до автомобільного шляху (бордюрного каменя, зовнішньої бровки кювету або підосви насипу шляху) при паралельному прокладанні – 1,5 м;
- від краю фундаменту опори газопроводу з тиском до 1,2 МПа до підземних напірних водопроводів і труб теплофікації – 5 м;
- при розміщенні напірних трубопроводів у футлярах, які виступають на 2,5 м в обидва боки від країв фундаменту, чи під час закладання фундаменту на 1,0 м нижче площини трубопроводів, або при пальовій основі фундаменту опор газопроводу з тиском до 1,2 МПа, або при огороженні фундаменту шпунтом – 1 м;
- від краю фундаменту опор газопроводу з тиском до 1,2 МПа до підземних каналізаційних труб, телефонної каналізації, електричних кабельних блоків – 1 м;
- від твірної газопроводу з тиском до 1,2 МПа до огорожі відкритої електропідстанції – 10 м;
- від твірної газопроводу з тиском до 1,2 МПа до місця випуску розплавленого металу та шлаку і джерел відкритого вогню – 10 м;
- те ж саме при захисті газопроводу з тиском до 1,2 МПа неспалимими покриттями на ділянці можливого нагрівання – 5 м;
- до проводів повітряних ЛЕП при найбільшому їх відхиленні – не менше висоти опори ЛЕП;
- до проводів повітряних ЛЕП в стиснених умовах – не менше величин, зазначених у пункті 2.27 глави 2 розділу VI цих Правил, за наявності захисного заземлення газопроводу.

Якщо висота опори газопроводу перевищує висоту опори ЛЕП, відстань між газопроводом і ЛЕП повинна бути не менше висоти опори газопроводу.

Відстань від проводів повітряних ЛЕП до газопроводу і його конструкцій, що виступають, повинна прийматися по горизонталі при найбільшому відхиленні проводів.

Зазначені відстані стосуються газопроводів з тиском газу до 1,2 МПа включно.

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

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

У разі перетину надземних газопроводів з повітряними ЛЕП газопроводи повинні проходити нижче цих ліній.

Допускається прохід (перетин) електричних ліній напругою до 1000 В під газопроводами. При цьому відстань у просвіті між газопроводом і незахищеним електропроводом повинна складати не менше ніж 1,0 м, а між газопроводом і кабелем – не менше ніж 0,25 м.

Мінімальна відстань в метрах по вертикалі у просвіті від надземних газопроводів (враховуючи теплоізоляцію) до проводів повітряних ЛЕП за найбільшого провисання при їх перетині залежно від напруги повинна бути: при нарузі менше 1 кВ – мінімальна відстань 1,0 м; при 20 кВ – 3,0 м; при 35-110 кВ – 4,0 м; при 150 кВ – 4,5 м; при 220 кВ – 5,0 м; при 330 кВ – 6,0 м і при 500 кВ – 6,5 м.

При визначенні відстані між проводами повітряних ЛЕП і газопроводами огорожа, що улаштовується над ними (у вигляді ґрат, площадок тощо), вважається частиною газопроводу, від якої відлічують ці відстані.

Над газопроводом у місцях перетину з повітряними ЛЕП повинна улаштовуватися суцільна або сітчаста огорожа для захисту від падіння на нього електропроводів. Огорожа повинна виступати з обох боків перетину за крайні проводи повітряних ЛЕП на відстань, що зазначена в пункті 2.27 глави 2 розділу VI Правил охорони праці у газовому господарстві підприємств чорної металургії.

Огорожа над газопроводами, що мають огорожений прохід, повинна улаштовуватися на висоті не менше ніж 2,2 м від рівня проходу.

Огорожа не повинна спиратися безпосередньо на газопроводи і повинна бути заземлена. Величина перехідного опору заземлення не повинна перевищувати 10 Ом.

Вимикальні пристрої на газопроводах, а також конденсатовідвідники газопроводів повинні встановлюватися на відстані не ближче ніж 10 м у просвіті від крайніх проводів повітряних ЛЕП.

При перетині мінімальні відстані у просвіті по вертикалі від міжцехових газопроводів повинні бути:

- до нижньої частини вагонетки підвісної дороги (з урахуванням провисання троса) – не менше ніж 3 м;

- до верхнього проводу мережі живлення електрифікованої залізниці, трамвайного або тролейбусного шляху – не менше ніж 1,5 м.

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

Під час влаштування газопроводу під естакадою повинні бути встановлені пристрої, які б унеможливили падіння вантажів з естакади на газопровід.

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

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

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

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

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

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

Газопроводи доменного, коксового, феросплавного, конверторного та природного газів низького тиску (до 0,015 МПа) повинні бути з'єднані короткими перемичками із засувками, що забезпечують подачу газу з одного газопроводу в інший у разі аварійного падіння тиску в одному з них. Засувки повинні мати електропривод з дистанційним керуванням з диспетчерського пункту газового господарства.

Місця улаштування перемичок визначаються робочим проектом.

Допускається використання замість перемичок дротів азозмішувальних станцій.

## 12.5 Прокладання цехових газопроводів

Газозабезпечення споживачів, що знаходяться в одній будівлі, повинно здійснюватися через цеховий колектор.

Допускається приєднання до міжцехових газопроводів колекторів окремих потужних споживачів (доменних печей, груп повітрянагрівальних апаратів тощо).

Не дозволяється здійснювати газозабезпечення споживачів, що знаходяться в одній будівлі, від цехового колектора, який розташовано в іншій будівлі, крім випадків, передбачених проектом.

Цехові газові колектори необхідно прокладати зовні будівель по дахах і стінах або на окремих опорах. Якщо діаметр колекторів 500 мм і менше, допускається прокладання їх всередині будівлі.

Якщо газовий колектор прокладено по даху будівлі, відстань від нижньої твірної колектора до покрівлі повинна бути не менше ніж 0,5 м і не менше ніж 0,3 м від нижньої твірної хвилі компенсатора. Вздовж колектора за необхідності повинні бути улаштовані містки з неспалимих матеріалів для проходження працівників, а в місцях обслуговування арматури – площадки та сходи.

Для доступу до колектора одні сходи, що ведуть на дах, повинні бути маршовими.

Під час прокладання колекторів по дахах будівель мінімальна відстань по горизонталі у провітрі між колектором і ліхтарем повинна бути не менше ніж 1,5 м. Колектори не повинні погіршувати аерацію будівлі та її освітлення.

Перетинання газопроводами ліхтарів допустимо лише у виключних випадках. У разі розриву ліхтаря відстань з обох боків від газопроводів до торцевих частин ліхтаря повинна бути не менше ніж 0,8 м у провітрі.

Під час прокладання цехових колекторів по стінах будівель відстань від нижньої твірної газопроводу до рівня землі (підлоги) повинна бути не менше ніж 3 м.

За необхідності цеховий колектор можна прокладати нижче ніж 3 м, якщо це передбачено технологічними вимогами.

Під час прокладання цехового колектора на окремо стоячих опорах зовні будівлі відстань у провітрі по горизонталі між колектором та стіною цеху повинна прийматися рівною половині відстані, вказаній у пункті 2.25 глави 2 розділу VI Правил охорони праці у газовому господарстві підприємств чорної металургії, але не менше ніж 2 м.

Під час проходження газопроводів через стінки будівель вони виконуються у футлярах. Провітр між газопроводом і футляром в торцях ущільнюється.

Під час прокладання відводу газу через дах між газопроводом і дахом

виконується кільцевий просвіт, при цьому на покрівлі робиться кільцевий виступ, а на газопроводі – конічний зонт.

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

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

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

Не дозволяється прокладати газопроводи доменного, коксового, збагаченого коксового, зрідженого, феросплавного і конверторного газів через приміщення, в яких ці гази не використовуються.

Через приміщення, в яких не використовуються гази, допустимо прокладати газопроводи тільки природного та супутніх газів низького і середнього тиску за умови безперешкодного цілодобового доступу до газопроводу працівників, що його обслуговують.

Газопроводи в приміщеннях повинні прокладатися у місцях, зручних для обслуговування, огляду та ремонту. Не дозволяється прокладати газопроводи в місцях, де вони можуть бути пошкоджені цеховим транспортом.

Не допускається газопроводами перетинати вентиляційні шахти, повітроводи та димоходи, а також розташовувати газопроводи в замкнених, підвальних приміщеннях та які погано провітрюються.

Допустимо прокладати цехові газопроводи (крім зріджених газів) зовні по дахах і стінах вбудованих всередині цеху приміщень електророзподільних пристроїв і підстанцій, приміщень, де немає обслуговуючих працівників. При цьому на газопроводах не повинно бути фланцевих з'єднань і арматури, а шви газопроводів повинні бути перевірені фізичними методами контролю.

Цехові колектори всіх горючих газів не дозволяється прокладати під основними робочими площадками цехів, крім колекторів коксового та доменного газів для зігрівання коксових батарей.

До окремих агрегатів допускається прокладання підводів газу під основними робочими площадками, до яких за технологічними умовами неможливе підведення газу іншим способом. При цьому необхідно дотримуватися таких вимог:

- на газопроводі не повинно бути фланцевих з'єднань, арматури та інших можливих джерел витікання газу;
- газопровід повинен бути розміщений так, щоб в аварійних умовах були унеможливлені небезпечний перегрів газопроводу та потрапляння на нього рідкого металу і шлаку;
- всі зварювальні шви газопроводу повинні бути перевірені фізичними



методами контролю.

Допустимо кріпити газопроводи до каркасів печей, котлів та інших агрегатів, якщо міцність каркасів перевірена розрахунком. Газопроводи не дозволяється прокладати в місцях, де на них можлива дія гарячих продуктів згоряння чи корозійноактивних рідин або можливий контакт з розжареним чи рідким металом.

Для цехових газопроводів, що споруджуються, з тиском газу до 1,2 МПа мінімальна відстань у просвіті між газопроводами та іншими трубопроводами (включаючи ізоляцію) у разі їх спільного прокладання та перехрещування повинна бути не менше величин, наведених у табл. 12.2.

Відстань від імпульсних газових проводок до газопроводів не регламентується.

У разі перетинання або зближення цехових газопроводів до кисневих трубопроводів та інших трубопроводів допустимо скорочувати розриви до 100 мм у просвіті.

Відстань між газопроводами та ізольованими електропроводами (захищеними і незахищеними) або кабелями при паралельному прокладанні повинна бути не менше ніж 250 мм, а в місцях перетину – не менше ніж 100 мм.

Відстань від місць обслуговування газопроводів до неізольованих проводів повинна бути не менше ніж 3,0 м.

Під час прокладання газопроводів у зоні прямого теплового випромінювання повинен бути передбачений тепловий захист, який запобігав би перегріванню газопроводів.

Таблиця 12.2 – Мінімальна відстань у просвіті між цеховими газопроводами, що споруджуються, та іншими трубопроводами (включаючи ізоляцію) у разі їх спільного прокладання та перехрещування

Характеристика супутнього трубопроводу	Мінімальна відстань, мм, від цехового газопроводу
Киснепроводи:	
при тиску до 1,6 МПа і діаметрі 50 мм та менше	чотири зовнішні діаметри кисневого трубопроводу
при тиску до 1,6 МПа і діаметрі більше ніж 50 мм до 250 мм включно	250
при тиску до 1,6 МПа і діаметрі більше ніж 250 мм	300
при тиску вище 1,6 МПа до 4,0 МПа незалежно від діаметра	350
Інші трубопроводи, у тому числі газопроводи горючих газів:	
:	
при діаметрі більше ніж 50 мм до 300 мм	діаметр меншого трубопроводу, але не менше ніж 100 мм
при діаметрі більше ніж 300 мм	300

Повороти газопроводів діаметром до 100 мм повинні виконуватися гнутими або штампованими. Повороти газопроводів діаметром більше ніж 100 мм можуть бути зварними або крутозігнутими.

У цехах, що будуються, розташування газоспоживаючих агрегатів повинно бути таким, щоб до них могли бути підведені наземні газопроводи.

Ця вимога не поширюється на агрегати, в яких відповідно до технологічних умов або конструктивних особливостей топки повинні бути розташовані нижче рівня підлоги, а також якщо неможливо забезпечити безпечну експлуатацію наземного газопроводу.

На ділянках підведення газу до печей та інших агрегатів газопроводи коксового та природного газів, а також їх сумішей з доменним газом дозволяється прокладати в каналах за умови дотримання таких вимог:

- канали повинні бути непрохідними, мінімальної довжини та перекриті знімним неспалимим настилом;

- просвіт до стінок і дна каналу для газопроводів діаметром більше ніж 300 мм повинен бути не менше ніж 400 мм, а для газопроводів діаметром 300 мм і менше – не менше діаметра газопроводу;

- газопроводи, які прокладено в каналах, не повинні мати запірної арматури (за винятком арматури для відведення конденсату з газопроводу), а також фланцевих і нарізних з'єднань; кількість зварних швів на таких газопроводах повинна бути мінімальною;

- у каналах спільно з газопроводами дозволяється прокладання повітропроводів до газоспоживаючих агрегатів і трубопроводів інертних газів за умови монтажу цих трубопроводів зварними та без арматури;

- канали з прокладеними в них газопроводами не повинні перетинати інші канали. У разі вимушеного перетину каналів повинні бути улаштовані герметичні перемички, а газопровід – вміщено у футляр. Кінці футляра повинні бути виведені за межі перемички на 300 мм в обидва боки;

- канали повинні мати природну вентиляцію;

- повинно бути унеможливлено потрапляння в канали корозійноактивних рідин.

#### ***Відведення конденсату з цехових газопроводів.***

Скидання конденсату з цехових газопроводів необхідно здійснювати через конденсатовідвідники. Скидання його через пальники печей та через інші споживачі газу забороняється.

Конструкція конденсатовідвідників, що встановлюються в будівлях цехів, повинна відповідати вимогам пунктів 3.6-3.8 глави 3 розділу VI Правил охорони праці у газовому господарстві підприємств чорної металургії, при цьому:

- діаметр посудини конденсатовідвідника повинен бути не менше ніж 200 мм, а труби, що відводить конденсат від газопроводу, – не менше ніж 40 мм;

- зливна лінія після конденсатовідвідника до приймальної горловини повинна бути виконана у вигляді U-подібного затвора висотою не менше ніж 1500 мм.

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

Від окремих ділянок газопроводів низького тиску, де періодично

накопичується конденсат, дозволяється відводити його з газопроводів через шлюзовий затвор (без водяного затвора), що вимикається засувками з боку газопроводу і з боку зливної труби. Спуск конденсату необхідно проводити періодично, вживаючи заходів, що запобігають викиданню газу з газопроводу в приміщення.

#### **Розміщення вимикальної арматури на цехових газопроводах.**

Арматура на цехових газопроводах повинна встановлюватися:

- на всіх вводах у цехи (відділення), крім випадків, якщо відстань від міжцехового газопроводу до цеху (відділення) не перевищує 100 м, засувка на вводі в цех може встановлюватися як всередині, так і зовні будівлі цеху;

- на відводах газу від цехового колектора до агрегатів. При цьому повинні встановлюватися послідовно дві дискові засувки зі свічкою між ними, причому, якщо одна із засувок розміщена на даху, а друга – всередині будівлі, то повинно бути встановлено дві свічки – одна безпосередньо за першою засувкою (в напрямку руху газу), а інша – перед другою засувкою. За другою засувкою повинно бути встановлено листову засувку або заглушку;

- на газопроводі безпосередньо біля газоспоживаючого агрегату, якщо підхід до другої засувки для оперативного вимикання цього агрегату має труднощі;

- на багатотонних печах - на газопроводі на кожну зону; на газопроводі перед кожним пальником.

Не дозволяється влаштовувати всередині будівель цехів на газопроводах листові засувки будь-якого типу без дискових засувок перед ними.

## **12.6 Газові балони**

Будь-який газовий балон є джерелом підвищеної небезпеки. Тому споживачам, яким доводиться мати справу з ними, необхідно бути уважними і дотримуватися правил безпеки при їх використанні.

Балон – це закрита металева посудина для зберігання і транспортування певного виду газу:

- стиснутого (повітря, кисень, азот, водень та ін.);
- зрідженого (аміак, бутан, пропан, хлор та ін.);
- розчинного (ацетилен).

Тиск у балоні з пропан-бутаном має бути не більше 1,6 МПа, у балоні з ацетиленом – 2,5 МПа, з вуглекислою або киснем – 14,7 або 19,6 МПа.

Загалом до основних причин вибухів балонів з газами належать: перегрів балонів, несправність запобіжних пристроїв, удари посудини під час неправильного транспортування або перенесення, наповнення балонів газом, для яких вони не призначені, заповнення понад встановленої норми; забруднення вентилів мастилами та інші.

Балони повинні мати вентиля, щільно вкручені в отвори горловини

Балони для стиснених, зріджених і розчинених газів місткістю більше 100 л повинні бути забезпечені паспортом

На балони місткістю понад 100 л повинні встановлюватися запобіжні клапани. При груповому встановленні балонів допускається встановлення запобіжного клапана на всю групу балонів.

Бокові штуцери вентилів для балонів, які наповнюються воднем та іншими горючими газами, повинні мати ліву різьбу, а для балонів, які наповнюються киснем та іншими негорючими газами, – праву різьбу.

Кожний ventиль балонів для вибухонебезпечних горючих речовин, шкідливих речовин 1 і 2-го класів небезпеки за ГОСТ 12.1.007 повинен бути забезпечений заглушкою, яка накручується на боковий штуцер.

Вентилі в балонах для кисню повинні вкручуватись із застосуванням ущільнювальних матеріалів, загоряння яких в середовищі кисню виключається.

На верхній сферичній частині кожного металевого балона повинні бути вибиті (чітко видні) такі дані:

1) товарний знак підприємства-виготовлювача:

2) номер балона;

3) фактична маса порожнього балона (кг):

4) дата (місяць, рік) виготовлення і наступного опосвідчення;

5) робочий тиск (Р), МПа (кгс/см<sup>2</sup>);

6) пробний гідравлічний тиск (П), МПа (кгс/см<sup>2</sup>);

7) місткість балонів, л:

8) клеймо ВТК підприємства-виготовлювача круглої форми діаметром 10 мм (за винятком стандартних балонів місткістю понад 55 л);

9) номер стандарту для балонів місткістю понад 55 л.

Балони для розчиненого ацетилену повинні бути заповнені відповідною кількістю пористої маси і розчинника за стандартом.

Зовнішня поверхня балонів повинна бути пофарбована відповідно до табл. 12.3.

При експлуатації балонів забороняється повністю виробляти газ, який в них знаходиться. Залишковий тиск газу в балоні повинен бути не менше 0,05 МПа (0,5 кгс/см<sup>2</sup>).

Балони, які знаходяться в експлуатації, підлягають технічному огляду. Правилами встановлені такі терміни періодичного техогляду балонів:

- балони, які наповнені газами, що не викликають корозію (кисень, азот, вуглекислота та ін.), перевіряються не рідше як раз на 5 років;

- балони з газами, які викликають корозію (хлор, фосген, сірководень та ін.), а також встановлені на автомобілях як витратні ємності для зріджених і стиснутих газів перевіряються не рідше як раз на 2 роки.

Балони з газами можуть зберігатись як у спеціальних приміщеннях, так і на відкритому повітрі, в останньому випадку вони повинні бути захищені від атмосферних опадів і сонячних променів.

Складське зберігання в одному приміщенні балонів з киснем і горючими газами забороняється.

Балони з газом, які встановлюються в приміщеннях, повинні знаходитись на відстані не менше 1 м від радіаторів опалення та інших опалювальних приладів і печей і не менше ніж на 5 м від джерел тепла з відкритим вогнем. Балони з отруйними газами повинні зберігатись в спеціальних закритих приміщеннях, будова яких регламентується відповідними нормами і положеннями.

Наповнені балони з насадженими на них башмаками мають зберігатися у вертикальному положенні. Для запобігання падінню балони треба встановлювати в спеціально обладнані гнізда, клітки або огорожувати бар'єром.

Таблиця 12.3 – Фарбування і нанесення написів на балони

Назва газу	Колір балонів	Текст напису	Колір напису	Колір смуги
Азот	Чорний	Азот	Жовтий	Коричневий
Аміак	Жовтий	Аміак	Чорний	-
Аргон сирий	Чорний	Аргон сирий	Білий	Білий
Аргон технічний	Чорний	Аргон технічний	Синій	Синій
Аргон чистий	Сірий	Аргон чистий	Зелений	Зелений
Ацетилен	Білий	Ацетилен	Червоний	-
Бутилен	Червоний	Бутилен	Жовтий	Чорний
Нафтогаз	Сірий	Нафтогаз	Червоний	-
Бутан	Червоний	Бутан	Білий	-
Водень	Темно-зелений	Водень	Червоний	-
Повітря	Чорний	Стиснуте повітря	Білий	-
Гелій	Коричневий	Гелій	Білий	-
Закис азоту	Сірий	Закис азоту	Чорний	-
Кисень	Голубий	Кисень	Чорний	-
Кисень медичний	Голубий	Кисень медичний	Чорний	-
Сірководень	Білий	Сірководень	Червоний	Червоний
Сірчистий ангідрид	Чорний	Сірчистий ангідрид	Білий	Жовтий
Вуглекислота	Чорний	Вуглекислота	Жовтий	-
Фосген	Захисний	-	-	Червоний
Фреон 11	Алюмінієвий	Фреон 11	Чорний	Синій
Фреон 12	Алюмінієвий	Фреон 12	Чорний	-
Фреон 13	Алюмінієвий	Фреон 13	Чорний	2 червоні
Фреон 22	Алюмінієвий	Фреон 22	Чорний	2 жовті
Хлор	Захисний	-	-	Зелений
Циклопропан	Оранжевий	Циклопропан	Чорний	-
Етилен	Фіолетовий	Етилен	Червоний	-
Всі інші горючі гази	Червоний	Назва газу	Білий	-
Всі інші негорючі гази	Чорний	Назва газу	Жовтий	-

Балони, які не мають башмаків, можуть зберігатись у горизонтальному положенні на дерев'яних рамах або стелажах. Під час зберігання на відкритих площадках дозволяється укладати балони з башмаками в штабелі з прокладками з вірьовки, дерев'яного брусця або гуми між горизонтальними рядами.

При укладанні балонів у штабелі висота останніх не повинна перевищувати 1,5 м. Вентилі балонів мають бути повернуті в один бік.

Склади для зберігання балонів, наповнених газами, повинні бути одноповерховими, з покриттями легкого типу і не мати горищних приміщень. Стінки, перегородки, покриття складів для зберігання газів мають бути із неспалимих матеріалів не нижче II ступеня вогнестійкості; вікна і двері повинні відчинятися назовні. Скло на вікнах і дверях повинно бути матовим або пофарбованим у білий колір. Висота складських приміщень для балонів повинна бути не менше 3,25 м від підлоги до нижчих виступаючих частин кровельного покриття.

Підлоги складів мають бути рівними з неслизькою поверхнею, а складів для балонів з горючими газами – з поверхнею із матеріалів, які виключають іскроутворення при ударі по них будь-яким предметом.

Склади для балонів з вибухо- і пожежонебезпечними газами повинні знаходитись у зоні блискавкозахисту.

Складське приміщення для зберігання балонів повинно бути розділене неспалимими стінками на відсіки, в кожному з яких допускається зберігання не більше 500 балонів (40 л) з горючими або отруйними газами і не більше 1000 балонів (40 л) з негорючими і неотруйними газами.

Відсіки для зберігання балонів з негорючими і неотруйними газами можуть бути відділені неспалимими перегородками висотою не менше 2,5 м з відкритими отворами для проходження людей та отворами для засобів механізації. Кожний відсік повинен мати самостійний вихід назовні.

Переміщення балонів у пунктах наповнення і споживання газів має здійснюватися на спеціально пристосованих для цього візках або за допомогою інших пристроїв.

Перевезення наповнених газами балонів має здійснюватися на ресорному транспорті або на автокарах у горизонтальному положенні, обов'язково з прокладками між балонами. Для прокладок можуть застосовуватись дерев'яні брусця з вирізаними гніздами для балонів, а також вірьовочні чи гумові кільця товщиною не менше 25 мм (по два кільця на балон) або інші прокладки, які захищають балони від ударів один об одного. Всі балони під час перевезення треба укладати вентилями в один бік.

Дозволяється перевезення балонів у спеціальних контейнерах, а також без контейнерів у вертикальному положенні обов'язково з прокладками між ними і загорожею від можливого падіння.

Транспортування і зберігання балонів мають здійснюватись з накрученими ковпаками.

### **?** Питання для самоконтролю

1. Назвіть загальні вимоги до розташування газопроводів і газових установок.
2. Назвіть яке буває забарвлення газопроводів.
3. Наведіть вимоги до прокладання міжцехових газопроводів.
4. Наведіть вимоги до прокладання цехових газопроводів.
5. Перелічіть основні вимоги до газових балонів.
6. Назвіть яке буває забарвлення і нанесення написів на балони.
7. Наведіть особливості транспортування і збереження газових балонів.

## 13 ГАЗОВІ УСТАНОВКИ

### 13.1 Газорозподільні станції

#### 13.1.1 Основні положення

Основним призначенням газорозподільних станцій (далі ГРС) є забезпечення подачі споживачам (підприємствам і населеним пунктам) природного газу обумовленої якості, необхідним тиском, ступенем очищення і одоризації.

Для цього на ГРС здійснюються основні технологічні процеси очищення газу від твердих і рідких забруднень, зниження (редукування) тиску, одоризація та облік кількості газу.

Надійність і безпечна експлуатація ГРС повинні забезпечуватись:

- Періодичним контролем технічного стану технологічного обладнання і систем;
- підтриманням технологічного обладнання і систем у справному стані за рахунок своєчасного виконання ремонтно-профілактичних робіт;
- своєчасною модернізацією і реновацією морально і фізично зношених обладнання і систем;
- дотриманням вимог "Правил охорони магістральних трубопроводів", "Правил безпеки при експлуатації магістральних газопроводів", цих Правил та інших нормативних документів;
- своєчасним попередженням і ліквідацією відмов у роботі обладнання ГРС;
- наявністю джерел резервного та автономного енергоживлення обладнання;
- використанням технічних рішень щодо захисту обладнання від блискавки.

Введення в експлуатацію ГРС після будівництва, реконструкції і модернізації без виконання комплексу пусконаладжувальних робіт забороняється.

ГРС повинні бути обладнані системами автоматичного керування у відповідності до Проекту на будівництво або реконструкцію ГРС, яка повинна забезпечувати:

- включення в роботу резервної нитки редукування під час виходу з ладу однієї з робочих;
- відключення нитки редукування, яка вийшла з ладу;
- сигналізацію про переключення ниток;
- управління вузлом переключення;
- управління вузлом запобіжної арматури;
- управління вузлом очищення;
- управління вузлом підігрівання газу;
- облік кількості газу;
- управління вузлом одоризації газу;



- управління допоміжним обладнанням (системи опалення, вентиляції, пожежної і охоронної сигналізації, зв'язку тощо).

Кожна ГРС повинна бути зупинена 1 раз на рік для виконання ремонтно-профілактичних робіт.

Порядок допуску на ГРС сторонніх осіб і в'їзд транспортних засобів на територію ГРС визначається виробничим підрозділом (ЛВУ МГ, ПСГ, ВУ ПЗГ тощо) газотранспортного підприємства. На в'їзді на територію ГРС повинна бути встановлена табличка з назвою ГРС, належність її виробничому підрозділу і газотранспортному підприємству (№ телефонів), посада і прізвище особи, відповідальної за експлуатацію ГРС.

Наявні на ГРС системи сигналізації (пожежні, охоронні, порушення режиму роботи тощо) повинні утримуватися у справному стані.

### **13.1.2 Організація експлуатації**

Обладнання, запірна, регулююча і запобіжна арматура повинні мати технологічну нумерацію, нанесену незмиваючою фарбою на видних місцях згідно із принципіальною технологічною схемою ГРС.

Запірна арматура повинна мати показник напрямку руху газу (рідини), а також показник напрямку повертання штурвалу при відкриванні і закриванні.

Зміна тиску на виході ГРС виконується оператором тільки за розпорядженням диспетчера виробничого підрозділу із відповідним записом у оперативний журнал ГРС.

ГРС повинна бути зупинена (прийняті заходи з закривання вхідних і вихідних кранів) самостійно оператором ГРС у випадках розриву технологічних газопроводів ГРС, газопроводу-відгалуження і вихідного газопроводу поблизу ГРС, аварії на обладнанні, пожежі на території ГРС, стихійного лиха, на вимогу споживача газу. Експлуатація ГРС під час відсутності електроживлення від зовнішньої електромережі (ЛЕП) забороняється.

ГРС повинна бути обладнана системами сигналізації і автоматичного захисту від перевищення і зниження тиску на виході на величину, що не перевищує допустимі значення згідно з договором із споживачем газу.

Порядок і періодичність перевірки систем сигналізації і захисту повинні передбачатись в інструкції з експлуатації ГРС.

Експлуатація ГРС без систем і засобів сигналізації і автоматичного захисту забороняється.

Кожна ГРС повинна мати два види зв'язку: технологічний з диспетчером підрозділу і по лінії Мінзв'язку із споживачем. Експлуатація ГРС у разі відсутності хоча б одного з видів зв'язку забороняється.

Засоби автоматики і сигналізації дозволяється відключати тільки за розпорядженням особи, відповідальної за експлуатацію ГРС, на період виконання ремонтних і налагоджувальних робіт з реєстрацією у журналі оператора ГРС.

Системи контролю загазованості на ГРС повинні підтримуватись у справному стані за рахунок періодичної їх перевірки і налаштування, що визначається інструкцією з експлуатації ГРС.

Запірна арматура на обвідній лінії ГРС повинна бути закрита і опломбована. Робота ГРС по обвідній лінії дозволяється тільки у виняткових випадках під час виконання ремонтних робіт і в аварійних ситуаціях.

Під час роботи по обвідній лінії обов'язковою є постійна присутність біля неї оператора ГРС і здійснення ним постійного регулювання, контролю та періодичної реєстрації вихідного тиску.

Переведення ГРС на роботу по обвідній лінії повинно реєструватися у журналі оператора ГРС.

Порядок і періодичність вилучення забруднення (рідини) із пристроїв очищення газу визначається підрозділом газотранспортного підприємства. При цьому необхідно дотримуватись вимог зако-нодавства щодо захисту оточуючого середовища, санітарної і пожежної безпеки, а також забезпечення виключення попадання забруд-нень у мережі споживачів.

Газ, що подається споживачам, повинен бути одоризованим згідно з вимогами ГОСТ 5542-87. В окремих випадках, які визначаються угодами на постачання газу споживачам, одоризація може не виконуватись.

Газ, що подається на власні потреби ГРС (опалення приміщення ГРС, будинку оператора тощо) повинен бути одоризованим. Системи опалення ГРС і будинків операторів повинні бути автоматизовані.

Порядок одоризації газу та обліку витрат одоранту на ГРС встановлюється відповідною інструкцією з експлуатації одоризаційної установки, затвердженою газотранспортним підприємством.

**Одоризація газу** (англ. gas odorization) – введення в потік газу одоранту, який сигналізував би різким специфічним неприємним запахом про його витікання із газопроводів або посудин.

Одоризаційне устаткування, (англ. Odorizer) – устаткування, призначене для введення одоранта в потік газу. Розрізняють одоризаційні установки крапельні, гнітові і барботажні, а також автоматичні (з насосами нагнітання).

Одорант вводиться в газ за допомогою одоризаційних установок двох видів – прямої дії і паралельно включеними. В установках прямої дії одорант подається в газопровід безпосередньо. В паралельно включених установках одорант вводиться в паралельну гілку газопроводу, по якій тече частина газового потоку.

Крапельний одоризатор подає в газопровід рідкий одорант краплями або тонким струменем. Там він випаровується, змішуючись з газом.

Гнітовий одоризатор забезпечений гнітами з фланелі, частково зануреними в рідкий одорант. Піднімаючись по гніту, одорант випаровується з зовнішньої його частини і у вигляді пари змішується в одоризаторі з газом.

У барботажних одоризаторах газ проходить крізь шар рідкого одоранту; в результаті одорант випаровується, і газ насичується його парами. У одоризаторах всіх трьох типів передбачається автоматичне регулювання подачі одоранту в газ для точного дозування суміші.

В одоризаторах усіх трьох типів передбачається автоматичне регулювання подачі одоранту в газ для точного дозування суміші.

В Україні для одоризації вуглеводневих газів використовують етилмеркаптан ( $C_2H_5SH$ ) – безбарвну прозору рідину, органічну сполуку сірки, яка має різкий неприємний запах

ГРС повинна бути обладнана системою обліку кількості газу, що подається споживачам. Технічне виконання системи повинно відповідати вимогам проекту і нормативної документації Держстандарту України.

До виконання робіт, пов'язаних з вимірюванням витрат газу, допускаються тільки фахівці групи вимірювань і обліку газу, визначені наказом керівника підрозділу (лінійного виробничого управління магістрального газопроводу - ЛВУ МГ, виробничого управління підземного зберігання газу - ВУ ПЗГ тощо).

На виході ГРС необхідно забезпечити подавання заданої кількості газу з підтриманням робочого тиску згідно з договором між постачальником (управління магістрального газопроводу – УМГ, ЛВУ МГ, ВУ ПЗГ тощо) і споживачем газу з точністю, що обумовлена технічними характеристиками регулюючого обладнання.

Усі ремонтні роботи, які пов'язані із необхідністю відключення ГРС, повинні плануватись на період найменшого споживання газу за погодженнями із споживачами.

Форми обслуговування і чисельність персоналу кожної окремої ГРС встановлюється газотранспортним підприємством залежно від ступеню її автоматизації, телемеханізації, продуктивності, категорії споживачів та місцевих особливостей.

### **13.1.3 Технічне обслуговування**

Усі несправності, виявлені під час технічного обслуговування, необхідно реєструвати в оперативний журнал ГРС. У випадку виявлення несправностей, які можуть призвести до порушення технологічних процесів, необхідно виконати заходи, передбачені інструкцією з експлуатації ГРС.

Технічне обслуговування і ремонти (поточний і капітальний) технологічного обладнання, електрообладнання, обладнання і систем КВПіА, телемеханіки і автоматики, опалення, вентиляції повинні виконуватись за графіками, затвердженими керівником виробничого підрозділу (ЛВУ МГ; ВУ ПЗГ).

Технологічні газопроводи ГРС в небезпечних місцях (відводи, трійники, дільниці з високими швидкостями потоку газу) проходять обстеження, дефектоскопію не рідше ніж :

- для ГРС після 10 років з початку експлуатації – 1 раз у 5 років;
- для нових ГРС - перша перевірка не пізніше 10-го року після введення в експлуатацію.

### **13.2 Вимоги безпечної експлуатації газорозподільних пунктів, газорегуляторних установок і комбінованих будинкових регуляторів тиску**

У кожному газорегуляторному пункті (ГРП), шафовому газорозподільному пункті) ШГРП, газорозподільній установці (ГРУ) на видному місці необхідно розміщувати схеми обладнання, режимні карти та інструкції з експлуатації обладнання.

Режими роботи ГРП, ШГРП, ГРУ встановлюються відповідно до проектної документації на їх будівництво і фіксуються у затверджених режимних картках.

Вихідний робочий тиск газу з ГРП, ШГРП, ГРУ необхідно регулювати відповідно до проектних розрахункових величин тиску в системах газопостачання споживачів.

Параметри настроювання обладнання ГРП, ШГРП, ГРУ промислових та сільськогосподарських підприємств, котелень та інших об'єктів, що споживають газ, регламентуються проектною документацією і уточнюються під час проведення пусканалагоджувальних робіт.

Максимальний робочий тиск газу після регулятора тиску, що подає газ побутовим газовим приладам, встановлюється залежно від номінального перед приладами, але не більше ніж 300 даПа для природного газу.

Не допускається коливання тиску газу після регуляторів, що перевищує 10% робочого тиску.

В системах газопостачання запобіжно-скидні клапани (далі – ЗСК) ГРП, ШГРП і ГРУ повинні спрацювати раніше, ніж спрацюють запобіжно-запірні клапани (далі - ЗЗК).

Запобіжно-скидні клапани настроюються на нижню межу спрацювання, що не перевищує 15% максимального робочого тиску, а запобіжно-запірні клапани повинні забезпечувати припинення подачі газу при перевищенні максимального робочого тиску на 25%.

Для систем газопостачання низького тиску до 300 даПа нижня межа спрацювання ЗЗК встановлюється газорозподільним підприємством, але не менше ніж 70 даПа у найбільш віддаленого споживача.

Перевірка і настроювання запобіжних пристроїв і регуляторів тиску повинні виконуватись із забезпеченням безпечного газопостачання.

Включення в роботу регуляторів тиску здійснюється після встановлення причин спрацювання ЗСК і ЗЗК та їх усунення.

Запірні пристрої на обвідній лінії (байпасі) повинні бути у закритому положенні (перед ЗСК - у відкритому) і опломбовані. Газ по обвідній лінії допускається подавати протягом періоду часу, потрібного для ремонту обладнання і арматури, а також у період зниження тиску газу перед ГРП або ГРУ до величини, яка не забезпечує надійної роботи регулятора тиску. Протягом усього періоду подавання газу по байпасу повинен бути забезпечений постійний контроль за вихідним тиском газу.

Температура повітря в приміщеннях ГРП, де розміщено обладнання і контрольно-вимірювальні прилади, повинна бути в межах, передбачених у

паспортах заводів- виробників технологічного обладнання.

Ззовні ГРП, ШГРП або на огорожі ГРУ на видному місці необхідно встановлювати попереджувальний напис - "Вогнебезпечно. Газ".

Під час експлуатації ГРП, ШГРП, ГРУ необхідно здійснювати технічний огляд, регулювання обладнання, технічне обслуговування та поточний ремонт.

**Технічний огляд здійснюється:**

у головних ГРП із регулюючими клапанами нормально відкрито "НВ" і нормально закрито "НЗ" – цілодобовим наглядом;

у інших ГРП, ШГРП, ГРУ – не рідше ніж один раз на місяць;

у ГРП із засобами телеметричного контролю або диспетчеризації - не рідше ніж один раз на 3 місяці.

Регулювання обладнання ГРП, ШГРП, ГРУ і перевірку параметрів спрацьовування ЗСК і ЗЗК проводять не рідше ніж один раз на 6 місяців (зокрема перед початком опалювального сезону), а також після ремонту обладнання.

Технічне обслуговування і поточний ремонт можуть суміщатися та здійснюються не рідше ніж один раз на 12 місяців кожний або з іншою періодичністю – у строки, встановлені згідно з вимогами заводу-виробника обладнання (регуляторів тиску, запобіжних клапанів, телемеханічних пристроїв).

Поточний ремонт обладнання, конструкція якого не ремонтпридатна (не підлягає розбиранню), не здійснюється.

Під час технічного огляду стану ГРП, ШГРП, ГРУ необхідно здійснювати:

- перевірку величин тиску газу перед і після регулятора, перепаду тиску на фільтрі, температури повітря в приміщенні за допомогою приладів;

- перевірку стану герметичності системи – за допомогою приладів і мильної емульсії; контроль за правильністю положення молоточка зчеплення важелів ЗЗК;

- зовнішній огляд наявності та стану засобів вимірювальної техніки і автоматизації(ЗВТіА);

- перевірку стану і роботи електроосвітлення і електрообладнання, вентиляції, системи опалення;

- візуальний огляд цілісності блискавкоприймачів і струмовідводів, надійності їх з'єднання і кріплення до щогл;

- візуальне виявлення тріщин і нещільностей стін, які відділяють основне і допоміжне приміщення;

- зовнішній і внутрішній огляд будівлі, за необхідності – очищення приміщення і обладнання від забруднення.

При виявленні порушень режимів газопостачання або наявності аварійних ситуацій необхідно негайно повідомити аварійно-диспетчерську службу (АДС).

При перевірці засмічення фільтрів максимальний перепад тиску газу в касеті фільтра не повинен перевищувати значень, встановлених заводом-

виробником, та становити не більше для: сітчастого та вісцинового – 500 даПа; волосяного – 1000 даПа.

Розбирання та очищення касет фільтра необхідно проводити поза приміщеннями ГРП, ГРУ у місцях, віддалених від легкозаймистих рідин, горючих матеріалів на відстань не менше ніж 5 м.

При зніманні для ремонту запобіжних пристроїв замість них необхідно встановлювати запобіжні пристрої, що випробувані.

Робота ГРП, ГРУ без запобіжних пристроїв забороняється.

Під час технічного обслуговування ГРП, ШГРП, ГРУ необхідно здійснювати:

- перевірку роботи запірної арматури і запобіжних клапанів;
- змащення тертьових частин і набивання сальників;
- визначення щільності і чутливості мембран регуляторів тиску і регулятора управління;
- продування імпульсних трубопроводів до регуляторів тиску, контрольно-вимірювальних приладів;
- перевірку параметрів настроювання ЗСК й ЗЗК;
- перевірку запобіжних клапанів із очищенням їх від корозії і забруднень; перевірку щільності прилягання клапанів до сідла, стану мембран;
- ремонт або заміну зношених деталей; перевірку надійності кріплень конструкційних вузлів, які не підлягають розбиранню;
- ремонт запірної арматури, яка не забезпечує герметичності закриття; чищення касети фільтра.

Запірні пристрої на лінії редукування під час розбирання обладнання повинні бути в закритому положенні. На межі відключених ділянок необхідно встановлювати інвентарні заглушки, що відповідають вхідному максимальному тиску газу.

За наявності в ГРП місцевого опалення з розташуванням індивідуальної опалювальної установки в допоміжному приміщенні необхідно контролювати газонепроникність стін (відсутність видимих тріщин, наскрізних отворів тощо), які відділяють основне приміщення ГРП від приміщення, де встановлено опалювальну установку.

При виявленні в стінах, що відокремлюють зазначені приміщення, нещільностей використовувати опалювальні установки забороняється.

Перевірку і прочищення димоходів необхідно виконувати щороку перед початком опалювального сезону з оформленням акта.

Результати чергового технічного обслуговування, ремонту обладнання ГРП, ШГРП, ГРУ, що пов'язані із заміною деталей і вузлів, необхідно заносити у паспорти ГРП, ШГРП, ГРУ.

У приміщеннях ГРП вогневі, в тому числі зварювальні, роботи необхідно виконувати за нарядами-допусками на виконання вогневих робіт відповідно до вимог Інструкції з організації безпечного ведення вогневих робіт на вибухопожежонебезпечних та вибухонебезпечних об'єктах, затвердженої наказом Міністерства праці та соціальної політики України від 05 червня 2001 року № 255, зареєстрованої в Міністерстві юстиції України 23 червня 2001 року

за № 541/5732.

Перевірку зовнішнього стану, герметичності з'єднань КБРТ необхідно проводити при кожному обході газопроводів-вводів за допомогою приладів або мильної емульсії.

Відповідальним за здійснення технічного обслуговування КБРТ з дотриманням періодичності згідно з вимогами заводу-виробника є власник (балансоутримувач та/або орендар (наймач)).

### **?** Питання для самоконтролю

1. Призначення газорозподільних станцій.
2. Призначення газорозподільних пунктів.
3. Для чого потрібна одоризація газу?
4. Опишіть типи одоризаційних установок.
5. Вимоги до обстеження і дефектоскопії трубопроводів ГРС.

## 14 СПОЖИВАЧІ ГАЗУ

### 14.1 Газове обладнання печей, котлів та інших агрегатів

Топки споживачів газу повинні улаштовуватися наземними. Розміщувати топки нижче рівня підлоги можливо тільки у випадках, передбачених технологічним регламентом або конструктивними особливостями печей. У цьому випадку прямки топок повинні бути відкритими, мати огорожу та природну вентиляцію.

Допускається улаштовувати прямки, перекриті ґратчастим настилом і обладнані примусовою вентиляцією. Вимоги до обладнання ґратчастого настилу не поширюються на прямки нагрівальних колодязів та печей з розташуванням газопальникових пристроїв під подом печі та вертикальних (шахтних) печей з розташуванням пальників в бокових стінах на одному або декількох рівнях (горизонтах).

На всіх агрегатах повинні бути встановлені газові пальники, що розроблені та виготовлені спеціалізованими організаціями. Перед введенням в експлуатацію повинні бути перевірені основні показники пальників (продуктивності, оптимального тиску газу та повітря, коефіцієнта ежекції, межі регулювання, повноти згоряння газу тощо).

На відводах газопроводів до постів газополуменевої обробки допустимо влаштувати один вимикальний пристрій перед постом.

Пальники повинні безперервно працювати без відриву полум'я і проскакування його всередину пальник в межах регулювання теплового навантаження агрегату.

Для розпалювання газових пальників та нагляду за їх роботою в топкових дверцятах, або у фронтальних плитах, або інших ділянках печі, що доступні для обслуговування, повинні бути отвори з кришками. Самочинне відчинення кришок повинно бути виключено.

Відстань від виступних частин газових пальників або їх арматури у відкритому стані до стін або інших частин будівлі, а також до споруд та обладнання повинна бути не менше ніж 1 м.

Рівень звукового тиску на постійних робочих місцях і у виробничих приміщеннях, де працюють газопальникові пристрої, з урахуванням інших джерел шуму, не повинен перевищувати значень, наведених у ГОСТ 12.1.003-83 "ССБТ. Шум. Общие требования безопасности" та в Державних санітарних нормах виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку, затверджених постановою Головного державного санітарного лікаря України від 01.12.99 N 37 ( va037282-99 ) (далі – ДСН 3.3.6.037-99).

Для контролю за тиском газу біля споживачів та в цеховому колекторі після вимикального і регулюючого пристрою повинні бути встановлені прилад для вимірювання тиску, а також сигналізатор падіння тиску. Крім того, прилади для вимірювання тиску із сигналізацією падіння тиску повинні ставитися біля окремих потужних споживачів або груп споживачів (при тепловій потужності більше ніж  $4,2 \cdot 10^5$  кДж/год).



Агрегати з температурою в робочому просторі нижче ніж  $800^{\circ}\text{C}$ , якщо запалювання палива відбувається безпосередньо в робочому просторі печей, повинні бути обладнані засобами контролю факела кожного пальника з винесенням світлозвучового сигналу у разі потухання пальників на щит теплотехнічного контролю.

Встановлення засобів контролю факела пальників не потрібне на агрегатах (печі, сушила тощо), що обладнані виносними топками (одиначними, що стоять окремо, підподовими, форкамерами), для високотемпературного спалювання палива з наступним зниженням температури в робочому просторі печей шляхом змішування продуктів горіння з рециркулюючими димовими газами, холодним повітрям, що пропускається через керамічні ґрати або іншими способами.

На печах, що стоять окремо, з кількістю пальників до десяти засоби контролю факела необхідно встановлювати на кожний пальник.

На печах з кількістю пальників більше десяти або у разі влаштування у відділенні більше трьох печей повнота згорання палива повинна контролюватися на кожній печі автоматичними газоаналізаторами із сигналізацією про наявність у димових газах оксиду вуглецю і кисню.

На трубопроводах підведення газу до кожного агрегату з дуттевими пальниками якнайближче до пальників, а на багатотонних агрегатах на кожній зоні повинні встановлюватися автоматичні швидкодіючі відсічні клапани, які б спрацювали під час падіння тиску газу або повітря нижче встановлених меж незалежно від наявності напруги в мережі газоспоживаючого агрегату.

Допускається встановлювати один клапан на загальному підводі газу до групи газоспоживаючих агрегатів (не більше трьох) при їх сумарній тепловій потужності до  $12,6 \cdot 10^6$  кДж/год.

Вибір типу швидкодіючого клапана здійснює організація, що проектує систему газопроводів печі.

Швидкодіючі відсічні клапани повинні бути пневмовантажними або вантажними з електромагнітною приставкою, що спрацює під час вимкнення струму в системі. Допускається мати інші подібні пристрої.

Використовувати електроприводні засувки, дроселі та інші пристрої як швидкодіючі відсічні клапани забороняється.

Швидкодіючі відсічні клапани повинні бути заблоковані з сигналізаторами падіння тиску газу та повітря, що встановлюються на підводах газу та повітря до агрегату, і мати ручне або дистанційне керування ними.

Газове обладнання котлів повинно бути оснащене спеціальними засобами автоматики безпеки відповідно до вимог СНиП 2.04.14-88 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов".

Для агрегатів, що обладнані інжекційними пальниками, улаштування швидкодіючих відсічних клапанів не вимагається, на них повинні встановлюватися сигналізатори падіння тиску. На багатозонних газоспоживаючих агрегатах сигналізатори встановлюються на кожній зоні.

Для агрегатів з тепловою потужністю до  $12,6 \cdot 10^6$  кДж/год допустимо ставити один сигналізатор. Сигналізатори повинні бути звукові та світлові.

Місце відбору імпульсу для сигналізатора падіння тиску визначається проектом. Газозабезпечення котельних установок, що працюють на природному газі, повинно виконуватися також відповідно до вимог Правил безпеки систем газопостачання України, затверджених наказом Державного комітету України по нагляду за охороною праці від 01.10.97 N 254 (з0318-98), зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 15.05.98 за N 318/2758 (НПАОП 0.00-1.20-98), та Правил вибухонебезпеки при використанні мазуту та природного газу в котельних установках, затверджених Міненерго СРСР 08.02.84(НПАОП 0.00-1.12-84).

Повітряний колектор газоспоживаючого агрегату повинен бути обладнаний:

- приладом для вимірювання тиску;
- сигналізатором падіння тиску повітря; тупиковою продувальною свічкою;
- вимикальними пристроями, які встановлюють перед кожним пальником або групою пальників.

Вимога щодо приладу для вимірювання тиску не розповсюджується на агрегати тепловою потужністю до  $12,6 \cdot 10^6$  кДж/год, які споживають тільки природний газ як паливо, за умови, що виключається подача до них доменного, коксового та інших газів.

Вентилятори, що подають повітря до пальників, повинні мати електродвигуни, що встановлювалися б на одному валу з вентиляторами або були з'єднані з ними через редуктор. За необхідності допускається використання клинопасової передачі.

Не дозволяється використовувати для приводу вентиляторів плоскопасові передачі.

Електрозабезпечення дуттєвих вентиляторів і димовідсмоктувачів печей, що мають більше шести пальників або декілька зон опалення загальною тепловою потужністю не менше ніж  $3 \cdot 10^6$  кДж/год, повинно здійснюватися від двох незалежних одне від одного джерел живлення з автоматичним повторним вмиканням дуттєвих вентиляторів та димовідсмоктувачів у разі зникнення напруги на одному з вводів і перемиканням на другий ввід.

Відведення продуктів спалювання газу від газоспоживаючих агрегатів (печей, котлів) необхідно проводити за спеціально спорудженою технологічною схемою (димопровід – димова труба).

Для невеликих агрегатів тепловою потужністю до  $0,42 \cdot 10^6$  кДж/год, що працюють на природному або коксовому газі, спалювати ці гази можна без організованого відведення продуктів спалення за умови, що це не призведе до підвищення в повітрі робочої зони приміщення концентрації шкідливих речовин вище граничнодопустимих концентрацій, визначених ГОСТ 12.1.005-88 "ССБТ. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны" (далі – ГОСТ 12.1.005-88).

Вся система, через яку відводяться продукти спалювання газу від агрегатів, не повинна мати отворів, тріщин та інших дефектів, що можуть призвести до підсмоктування повітря і порушення тяги в системі для їх

очищення.

На димоходах для їх очищення повинні бути люки з кришками, що щільно зачиняються.

Для регулювання тиску в топках або робочому просторі газоспоживаючих агрегатів на димоходах від кожного агрегату до загального димоходу повинні бути встановлені регулюючі клапани. Керування регулюючими клапанами повинно бути винесено на робоче місце працівника, що обслуговує агрегат.

Положення регулюючого клапана повинно фіксуватися покажчиками.

Розміри зонтів для відведення продуктів спалювання газу від печей або агрегатів повинні виключати можливість викиду продуктів спалювання в приміщення цеху.

Для агрегатів із штучною тягою (ежекторами або димовідсмоктувачами) залежно від конкретних умов необхідно передбачати на випадок аварійного вимкнення ежекторів чи димовідсмоктувачів такі заходи:

- улаштування швидкодіючого відсікаючого клапана та сигналізатора падіння тиску повітря, яке видаляється. Швидкодіючий відсікаючий клапан встановлюється на трубопроводах підведення газу до агрегату або на трубопроводах підведення газу до колектора групи агрегатів, що обслуговуються одним димовідсмоктувачем або ежектором. Клапан повинен автоматично закриватися під час зупинки димовідсмоктувача чи ежектора. Біля агрегатів з дуттєвими пальниками повинні використовуватися швидкодіючі відсікаючі клапани;

- автоматичне відкривання димового клапана обводу під час зупинки димовідсмоктувача за наявності обвідного лежача до димової труби;

- автоматичне вмикання резервного димовідсмоктувача за його наявності;

- встановлення сигналізатора відсутності тяги.

Для постійного контролю за тиском (розрідженням) у топці або робочому просторі на газоспоживаючих агрегатах встановлюються відповідні вимірювальні прилади.

Відведення продуктів спалювання газу від газоспоживаючих агрегатів, що працюють на різних видах палива, в загальний димопровід допускається тільки для діючих об'єктів, що переходять на газове паливо.

Топки та димопроводи газоспоживаючих агрегатів, що мають температуру в робочому просторі нижче ніж 800°C, повинні бути обладнані вибуховими клапанами.

Установлення вибухових клапанів не вимагається:

- на високотемпературних (800°C і більше) термічних та підігрівальних печах;

- на низькотемпературних печах, обладнаних підподовими або топками та форкамерами, що стоять окремо, і форкамерами, в яких здійснюється високотемпературне спалювання газу;

- на мартенівських печах і коксових батареях, на печах з відведенням продуктів спалювання під зонти безпосередньо в цех.

Вибухові клапани повинні встановлюватися в верхніх частинах топок або димоходів, а також в інших місцях, де можливе скупчення газу. Місце встановлення, кількість і розміри вибухових клапанів повинні визначатися проектом. Площа одного вибухового клапана повинна бути не менше ніж 0,05 м<sup>2</sup>. У разі спрацювання клапана повинна забезпечуватися безпека обслуговуючих працівників.

Якщо вибухові клапани неможливо встановити у місцях, безпечних для обслуговуючих працівників, повинні бути передбачені захисні пристрої на випадок спрацювання клапана.

Переобладнання агрегатів для роботи їх на газовому паливі повинно виконуватися відповідно до проекту.

#### **14.2 Вимоги безпечної експлуатації системи газопостачання теплових електростанцій, котелень**

Подавання газу від позаплощадкових газопроводів у розподільну мережу ТЕС і їх котелень необхідно здійснювати:

- для енергетичних, парових і водогрійних котлів - через газорегуляторні пункти або газорегуляторні установки;
- для ТЕС потужністю понад 1000 МВт, які використовують газ як основне або резервне паливо, із забезпеченням двох вводів і двох ГРП та організацією взаємного резервування;
- для газомазутних енергоблоків потужністю 800 МВт і вище - через блочний газорегуляторний пункт.

Конструкція котлоагрегату, в якому спалюється газове паливо, компонування газопальникових пристроїв та організація системи рециркуляції продуктів згоряння в топці повинні забезпечувати стійкий процес горіння і контроль за цим процесом, а також унеможливити утворення невентильованих зон.

Газоходи для відведення продуктів згоряння котельних установок і газоходи системи рециркуляції, а також закриті простори, в яких розміщуються колектори, не повинні мати невентильованих ділянок.

Конструкцію топки і газоходів необхідно розраховувати на внутрішній тиск, який перевищує атмосферний. Розмір перевищення визначає завод-виробник котла і зазначає в паспорті котла.

Кількість вибухозапобіжних клапанів і місця їх встановлення визначаються проектною документацією.

У топці котла необхідно встановлювати пристрої, що забезпечують можливість нагляду за горінням та унеможливають викид полум'я. Дверцята лазів, люків і пристроїв для нагляду за горінням повинні бути щільними і мати запори, що унеможливають самовільне відкриття.

На газові пальники, що застосовують, необхідно мати паспорти заводів-виробників.

Газові пальники повинні працювати без відриву і проскакування факела в діапазоні регулювання теплового навантаження котла.

Котельні установки необхідно обладнати технологічними захистами, що забезпечують безпеку всіх режимів експлуатації.

Блокування, захист від зупинення котла і переведення його на понижене навантаження слід здійснювати відповідно до технологічної документації котельної установки заводу-виробника.

Введення і виведення захистів і блокувань, які перешкоджають пуску та зупинці котла, необхідно здійснювати для:

- захистів із погасанням загального факела і факела розпалювального пальника - автоматично;
- інших захистів або автоматично, або існуючими в схемах захистів засобами виведення-введення;
- періодичної перевірки згідно з графіком.

Виведення з роботи пристроїв технологічного захисту, блокувань і сигналізації на діючому обладнанні допускається тільки в випадках необхідності їх відключення.

Проведення ремонтних і налагоджувальних робіт в колах увімкнених захистів забороняється.

Зняття заглушок на газопроводах необхідно виконувати за нарядом-допуском на виконання газонебезпечних робіт. Роботи виконуються після проведення контрольного опресовування газопроводів повітрям при тиску 0,01 МПа із забезпеченням швидкості падіння тиску за 1 годину не більше ніж 60 даПа.

Пуск газу в газопроводи агрегату, який виводять із режиму консервації, необхідно проводити після технічного обслуговування.

При пуску після простою тривалістю понад 3 доби необхідно перевіряти справність і готовність механізмів дуття і тяги агрегату, допоміжного обладнання, засобів контролю і управління механізмами і арматурою, а також працездатність захистів, блокувань і засобів оперативного зв'язку.

При подаванні на пальники енергетичних котлів газу та наявності резервного палива-мазуту і необхідності збереження циркуляції мазуту в мазутопроводах котла необхідно забезпечити можливість виключення дії блокувань на газу на вхідний запірний орган мазутопроводу і рециркуляції із збереженням блокувань на всі запірні органи на мазуті перед пальниками.

При пуску після простою тривалістю не більше 3 діб перевірці підлягають тільки обладнання, механізми, пристрої захисту, блокування, засоби контролю і управління, на яких здійснювали ремонт під час зазначеного простою.

Перед розпалюванням агрегату, який був у стані резерву, необхідно проводити передпускову перевірку герметичності затвору, запірних пристроїв перед пальниками і перевірку настроювання і спрацьовування ЗЗК.

Розпалювання котла при виявленні нещільності затворів забороняється.

Заповнення газопроводів котла газом здійснюють при увімкнених тягодуттьових пристроях у послідовності, зазначеній в інструкції з експлуатації

котельної установки.

Продування газопроводів котла через трубопроводи безпеки і пальникові пристрої забороняється.

Перед розпалюванням агрегату повинна бути виконана вентиляція топки, газоходів (у тому числі і рециркуляційних), "теплого ящика" (за його наявності), а також повітропроводів протягом не менше 10 хвилин при відкритих шиберах газоповітряного тракту і при витраті повітря не менше ніж 25% номінального.

Вентиляцію котлів, які працюють під наддувом, а також водогрійних котлів при відсутності димососів необхідно здійснювати дуттьовими вентиляторами і димососами рециркуляції (за її наявності).

Розпалювання котла з урівноваженою тягою здійснюють при увімкнених димососах і дуттьових вентиляторах, а розпалювання котлів, які працюють під наддувом, – при ввімкнених дуттьових вентиляторах.

Розпалювання котла, на якому відсутні ЗЗК у всіх пальників і визначена група запальних пальників, повинно розпочинатися з розпалювання цих пальників. При згасанні пальника необхідно негайно припинити подавання газу до нього, вимкнути його ЗЗП і провести вентиляцію пальникового пристрою при повному відкритті запірному органу на повітропроводі до нього.

Продовження розпалювання забезпечується розпалюванням наступних пальників. Повторне розпалювання відключеного пальника повинно бути проведене після усунення причин його згасання.

Розпалювання інших пальників повинно проводитися тільки при всіх працюючих запальних пальниках.

У разі не загоряння або згасання при розпалюванні будь-якого з пальників, що не входить у розпалювальну групу, необхідно припинити подачу газу на цей пальник і вимкнути його запальний пристрій.

Повторне розпалювання пальника можливе тільки після продування його повітрям, усунення причин незагоряння або згасання.

Розпалювання котла, всі пальники якого обладнані ЗЗК і ЗЗП, може починатися з розпалювання будь-якого пальника в послідовності, зазначеній в інструкції з експлуатації котельної установки.

При згасанні пальника необхідно припинити подачу газу до нього, вимкнути його ЗЗП і провести вентиляцію пальникового пристрою при повному відкритті запірному пристрою на повітропроводі до нього.

Продовження розпалювання забезпечується розпалюванням наступних пальників. Повторне розпалювання відключеного пальника повинно бути проведене після усунення причин його згасання.

Відключати запальний пристрій пальника допускається після встановлення стійкого горіння і стабілізації факела кожного конкретного пальника.

При переведенні котла з твердого або рідкого палива на газ при багатоярусному компонуванні пальників першими повинні переводитися на газ пальники нижніх ярусів.

Перед переведенням агрегату на спалювання газу необхідно проводити

перевірку спрацювання ЗЗК і працездатності технологічних захистів і блокувань із газопостачання на спрацювання виконавчих механізмів або на сигнал в обсязі, який не перешкоджає роботі агрегату.

У випадку повного відривання факела в топці (згасання топки) необхідно негайно припинити подавання газу до агрегату і відключити всі ЗП.

Повторне розпалювання вентиляції топки котла, газоходів, включаючи рециркуляційні, "теплого ящика", проводиться тільки після усунення причин згасання факела.

При зупиненні агрегату необхідно:

- припинити подавання газу у внутрішні газопроводи котла і допальників;
- відкрити запірні пристрої на продувних трубопроводах і трубопроводах безпеки;
- відключити ЗЗП і ЗП пальників;
- виконати вентиляцію топки, газоходів і "теплого ящика" (за його наявності) протягом 10 хвилин;
- відключити тягодуттьові механізми котла.

Подавання газу в газопроводи котла негайно припиняється персоналом у випадках:

- неспрацювання технологічних захистів, які передбачені на котельній установці;
- розриву газопроводів котла; вибуху в топці, вибуху або загоряння горючих відкладень у газоходах, неприпустимого розігрівання несучих балок каркаса котла;
- обвалення обмурування, а також інших пошкоджень конструкцій, які загрожують персоналу або небезпечні для обладнання;
- зникнення напруги на пристроях дистанційного або автоматичного управління;
- пожежі, яка загрожує персоналу або обладнанню, а також системам управління агрегату.

Аварійна зупинка агрегату здійснюється за допомогою систем захистів і блокувань, а за потреби – діями персоналу.

При аварійній зупинці необхідно:

- припинити подавання газу у внутрішні газопроводи і до пальників котла закриттям відповідних запірних органів;
- відкрити запірні пристрої на трубопроводах безпеки; відключити ЗЗП і ЗП пальників.

При виведенні агрегату або системи газопроводів у резерв необхідно перекривати:

- запірний пристрій (з електроприводом) на газопроводі до агрегату; запірні пристрої на газопроводі перед кожним пальником;
- ЗЗП на загальному внутрішньому газопроводі до агрегату і перед кожним пальником.

Після перекриття зазначених пристроїв необхідно відкрити запірний пристрій на продувних газопроводах і трубопроводах безпеки. Після закінчення операції заглушку за запірним пристроєм на відгалуженні газопроводу до котла

не встановлюють.

При виведенні газопроводів агрегату в режим консервації, а також перед виконанням робіт, пов'язаних із розбиранням газової арматури, приєднанням і ремонтом внутрішніх газопроводів агрегату, роботою всередині котла, перші за ходом газу запірні пристрої повинні бути перекриті і встановлені за ними заглушок.

Газопроводи необхідно вивільнити від газу і продути інертним газом, парою або повітрям.

Технічне обслуговування газопроводів, газового обладнання ТЕС і котелень повинно забезпечувати:

- огляд технічного стану;
- перевірку параметрів спрацювання ЗЗК та ЗСК, встановлених в ГРП; перевірку працездатності ЗП та ЗЗП, що включено до схеми захисту і
- блокування котлів;
- перевірку щільності фланцевих з'єднань, різьбових і зварних з'єднань газопроводів, сальникових набивок арматури за допомогою приладів або мильної емульсії;
- контроль загазованості повітря в приміщеннях ГРП і котельної зали;
- перевірку працездатності автоматичних сигналізаторів загазованості в приміщеннях ГРП і котельної зали;
- перевірку спрацювання обладнання технологічного захисту, блокування і дії сигналізаторів;
- включення і відключення газопроводів і газового обладнання в режимі резерву, ремонту та консервації;
- проведення режимно-налагоджувальних робіт на обладнанні, що використовує газ.

Огляд технічного стану необхідно проводити не рідше ніж один раз у зміну для ГРП, внутрішніх газопроводів котельної і котлів і один раз на місяць – для надземних і підземних газопроводів.

Огляд ГРП необхідно здійснювати двома працівниками.

Підтягування сальників на арматурі, відкачування конденсату із дренажних систем газопроводів з тиском більше ніж 0,6 МПа не допускаються.

Експлуатація газопроводів і газового обладнання з виявленими при огляді порушеннями забороняється.

Перевірку параметрів спрацювання ЗЗК та ЗСК здійснюють не рідше ніж один раз у 6 місяців, а також після ремонту газового обладнання.

ЗСК в ГРП повинні настроюватись на параметри, які забезпечують початок їх відкриття при перевищенні максимального робочого тиску на виході із ГРП не більше ніж на 15%, а ЗЗК, в тому числі вмонтовані в регулятори тиску, - при перевищенні робочого тиску не більше ніж на 25%.

При настроюванні і перевірці параметрів спрацювання ЗЗК та ЗСК робочий тиск газу після регуляторів тиску на виході із ГРП не повинен змінюватись.

Перевірку спрацювання ЗЗК котлів і пальників необхідно проводити перед



розпалюванням котла на газі після простою понад 3 доби, перед плановим переведенням котла на спалення газу, а також після ремонту газопроводів котла.

Очищення фільтра необхідно проводити при досягненні максимально допустимого значення перепаду тиску (якщо це передбачено його конструкцією) відповідно до вимог документації з експлуатації заводу-виробника.

Контроль загазованості в приміщенні ГРП та котельні необхідно проводити із верхньої зони приміщення стаціонарними сигналізаторами загазованості або переносним приладом не рідше ніж один раз за зміну.

При виявленні підвищеної концентрації газу необхідно організувати додаткову вентиляцію приміщення, з'ясувати причину і негайно усунути виток газу. Перевірку стаціонарних сигналізаторів загазованості на спрацювання необхідно здійснювати відповідно до вимог документації з експлуатації заводу-виробника.

Перевірка спрацювання пристроїв технологічного захисту і дій по максимальному і мінімальному тискам газу в газопроводах проводиться у строки відповідно до вимог документації з експлуатації заводу-виробника.

При перевірці робочий тиск газу в газопроводах не повинен змінюватись.

Технічне обслуговування газопроводів і газового обладнання необхідно проводити не рідше ніж один раз на 6 місяців.

Обслуговування здійснюється бригадою в складі не менше трьох працівників з оформленням наряду-допуску на проведення газонебезпечних робіт.

До початку виконання робіт з технічного обслуговування необхідно провести перевірку робочої зони приміщення (котельні, ГРП тощо) на загазованість.

Під час технічного обслуговування ГРП необхідно виконувати:

- перевірку ходу і щільності затвору вимикаючих пристроїв (запірної арматури, кранів, ЗЗК і ЗСК);
- перевірку щільності фланцевих і зварних з'єднань газопроводів, сальникових набивок арматури приладовим методом або мильною емульсією;
- перевірку щільності місць проходження з'єднань, приводних механізмів зрегулюючими клапанами;
- огляд та очищення фільтрів;
- перевірку з'єднань приводів із регулюючими клапанами, усунення люфту та інших несправностей в кінематичній передачі;
- продування імпульсних ліній приладів засобів вимірювання, запобіжних запірних і регулюючих клапанів;
- перевірку параметрів налаштувань ЗЗК та ЗСК;
- змащення тертьових частин, набивання (підтягання) сальників арматури, при необхідності очищення.

При технічному обслуговуванні внутрішніх газопроводів необхідно здійснювати:

- перевірку щільності фланцевих і зварних з'єднань газопроводів, сальникових набивок арматури приладами або мильною емульсією;
- набивання (підтягування) сальників арматури, при необхідності – очищення;
- продування імпульсних ліній засобів вимірювання.

Поточний ремонт газопроводів і газового обладнання необхідно проводити не рідше ніж один раз на 12 місяців на відключеному обладнанні і газопроводах зі встановленням заглушок на границях ділянки, що відключається.

До початку і в процесі виконання робіт необхідно здійснювати контроль повітря робочої зони. При концентрації газу в приміщенні понад 20% НКМЗ виконання робіт необхідно припинити.

Після закінчення робіт газопроводи необхідно випробувати на щільність, а після зварювальних робіт – на міцність і щільність.

Результати випробовувань заносять до паспорта газопроводу.

### **?** Питання для самоконтролю

1. Наведіть вимоги до топок газоспоживачів.
2. Назвіть основні вимоги до відсічних клапанів.
3. Назвіть вимоги до вибухових клапанів.
4. Назвіть коли агрегат обладнується засобами контролю факела?
5. Наведіть терміни технічного обслуговування газопроводів і газового обладнання.

## 15 ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ГАЗОПОЛУМЕНЕВОЇ ОБРОБКИ МЕТАЛІВ

Газорозбірні пости для газополуменевої обробки металів повинні бути стаціонарними. Під час роботи на зрідженому паливі або ацетилені вони можуть бути і пересувними.

Спорудження ацетиленопроводів і ацетиленових установок та їх експлуатація повинні здійснюватися відповідно до вимог ГОСТ 12.2.054-81\* "ССБТ. Установки ацетиленовые. Требования безопасности".

Газозабезпечення цехів, майстерень та дільниць для газополуменевої обробки металів з використанням природного та зрідженого газів повинно здійснюватися газопроводами. Допускається газозабезпечення зрідженим газом від балонних установок.

Безпосередньо біля газорозбірного поста може бути лише один балон зрідженого газу. За необхідності розміщення двох і більше балонів вони повинні бути об'єднані в групову газобалонну установку сумарною максимальною ємністю не більше ніж 1000 л при розташуванні балонів біля стіни зовні будівлі та не більше ніж 1500 л за умови розташування балонів на відстані від будівлі відповідно до вимог ДБН В.2.5-20-2001 "Інженерне обладнання будинків і споруд. Газопостачання".

Стаціонарні газорозбірні пости можуть бути розташовані в місцях споживання газу на стінах, колонах та інших конструкціях з дотриманням таких мінімальних відстаней:

- до ізольованих провідників та електрокабелю – 1 м;
- до оголених проводів – 2 м.

Забороняється:

- встановлювати газорозбірні пости зріджених газів на відстані ближче ніж 10 м від відкритих підвалів, колодязів та інших заглиблень;
- проводити газове зварювання, різання та інші види газополуменевої обробки металів з використанням зріджених газів у цокольних та підвальних приміщеннях, а також у колодязях, шахтах та інших підземних спорудах;
- ремонтувати пальники, різачки та іншу апаратуру на робочому місці;
- продувати рукав для горючих газів киснем і кисневий рукав горючим газом, а також взаємно міняти рукави під час роботи.

Підвали та приямки, розташовані на відстані менше ніж 25 м від газорозбірних постів зрідженого газу, повинні бути обладнані автоматичними газоаналізаторами з сигналізацією, що спрацьовує за вмісту зрідженого газу не більше ніж 20% нижньої концентраційної межі самозаймання. Колодязі повинні бути обладнані люками з двома кришками. Газорозбірні пости повинні бути надійно захищені від механічних пошкоджень.

Стаціонарні газорозбірні пости повинні бути розміщені в металевих шафах з отворами для вентиляції. Шафи повинні бути пофарбовані олійною фарбою в червоний колір і мати напис білою фарбою – "Горючий газ", "Небезпечно!". Під час роботи дверці шафи повинні бути відчинені, а за

відсутності працівника, який користується постом, – зачинені на замок. Газорозбірні пости повинні бути пронумеровані.

Відстань між шафами газорозбірних постів для кисню та горючого газу повинна бути не менше ніж 150 мм. Шафи повинні розміщуватися на висоті не менше ніж 0,6 м від підлоги до низу шафи.

Підходи до всіх газорозбірних постів повинні бути вільними.

Не дозволяється встановлювати балони у проходах і проїздах.

Стационарні газорозбірні пости для ацетилену та газів – замінників ацетилену повинні бути обладнані відповідною арматурою та рідинними затворами закритого типу або сухими затворами. Рідинні затвори повинні в зимовий період заповнюватися незамерзаючою рідиною.

Для природного і зрідженого газів замість запобіжних затворів допустимо встановлювати зворотний клапан.

Запобіжні затвори рідинного чи сухого типу, а також зворотні клапани повинні виготовлятися та використовуватися відповідно до прийнятих величин тиску та витрати газу.

Залежно від типу пальників та різаків для газополуменевої обробки тиск горючих газів перед ними повинен відповідати вимогам ГОСТ 8856-72\* "Аппаратура для газопламенной обработки. Давление горючих газов" (далі – ГОСТ 8856-72\*).

Нижня межа тиску для першого розряду газів – замінників ацетилену повинна відповідати зазначеній у характеристиці пальника чи різака, але бути не нижче ніж 3,0 кПа, через те що вона не регламентується ГОСТ 8856-72\*.

Під час забезпечення газорозбірних постів природним або зрідженим газом, що подається газопроводом, тиск газу в газопроводі не повинен перевищувати 0,15 МПа. Якщо тиск газу в газопроводі більше ніж 0,15 МПа, до запобіжного рідинного чи сухого затвора або зворотного клапана повинна бути передбачена газорегулююча установка.

У разі забезпечення газорозбірного поста газом від балона, на останньому повинен бути встановлений редуктор для зменшення тиску газу, який одночасно виконував би функції зворотного клапана.

До одного рідинного затвора, сухого затвора або зворотного клапана може бути приєднаний тільки один різак. Якщо газорозбірний пост живить машину, що обслуговується одним оператором, то кількість пальників чи різаків, що встановлені на машині, обмежується тільки пропускною здатністю затвора або клапана.

Якщо регулятори тиску газу встановлено в комплексі з обладнанням для газополуменевої обробки, в тому числі в пристроях для газового різання заготовок машин безперервного лиття заготовок, а також на газорозподільних щитах, вони повинні розглядатися як газорегулюючі установки і під час їх обладнання та експлуатації необхідно дотримуватися відповідних вимог.

Для діючих установок машин безперервного лиття заготовок (МБЛЗ), якщо неможливо винести газорозподільні щити вище рівня землі, працівником, на якого покладено виконання обов'язків головного інженера

підприємства, повинні бути розроблені та затверджені заходи, що забезпечували б безпечну експлуатацію ГРП.

**?** Питання для самоконтролю

1. Вимоги до розміщення балонів зрідженого газу.
2. Вимоги до розміщення стаціонарних газорозбірних постів.
3. Який тиск газу має бути перед газорозбірним постом? Які міри вживаються, якщо він перевищує норму?
4. Коли допустимо встановлювати зворотний клапан на газопроводі перед газорозбірним постом?

## 16 ПОВОДЖЕННЯ З КИСНЕМ

### 16.1 Основні небезпеки при роботі з киснем

Повітря з підвищеним обсягом кисню (більше 23%) і чистий кисень не токсичні і не здатні горіти і вибухати. Та, оскільки кисень є активним окислювачем, більшість речовин і матеріалів у його середовищі або в середовищі з високим вмістом кисню утворюють системи з підвищеною вибухо – пожежною небезпекою.

Ініціаторами загоряння багатьох матеріалів у середовищі кисню можуть бути куріння, розряд електрики, нагрів механічних частинок при терті тощо. Багато матеріалів, які не здатні до горіння на повітрі – як листова сталь, сталеві труби, горять у кисні. Здатність матеріалів до загоряння зростає при підвищенні тиску і температури кисню.

Робота з киснем зв'язана із небезпеками:

- спалах устаткування, трубопроводів і арматури, що задіяні в роботі з киснем або повітрям з підвищеним вмістом кисню;
- спалах одягу і волосся обслуговуючого персоналу, що знаходиться в середовищі газоподібного кисню або повітря з підвищеним вмістом кисню;
- вибух вуглеводнів і інших вибухонебезпечних домішок при перевищенні їх вмісту в рідкому кисні;
- вибух при просякненні рідким киснем пористих органічних матеріалів (асфальт, пінопласт, дерево і тому подібне);
- конструкційні і ущільнюючі неметалічні матеріали (фібра, капрон, полікарбонат, гума на основі натуральних каучуків і так далі) можуть легко запалати в кисні високого тиску при виникненні джерела запалення.

54 роки тому, 27 січня 1967 року під час випробувань на стартовому майданчику космічної капсули корабля «Аполлон-1» пожежа в командному відсіку забрав життя всіх трьох членів екіпажу (Вірджіл Гриссом, Едвард Уайт, Роджер Чаффі). Атмосфера в відсіку на 100% складалася з кисню при тиску в 1,15 атм. Найбільш імовірним джерелом спалаху була електропроводка.

Речовини, які насилу горять в повітрі, швидко спалахують в атмосфері з чистого кисню. Висока концентрація кисню часто приводила до промислових аварій. Ось кілька прикладів:

- Сталевар намагався полагодити машину, у якій засмітився паливопровід. Для цього він використовував кисень, і паливний бак вибухнув, вбивши одну людину

Після поточного ремонту трубопровід для постачання киснем був знежирений і просушений насухо. Але замість сухого азоту використовували стиснене повітря, який містив залишкову мастило з компресора. Частина масла осіла у вигляді тонкої плівки всередині труби. Після того, як трубопровід був встановлений на місце, суміш з масла і кисню спалахнула, і труба лопнула. Найбільш ймовірно займання сталося через компресії на закритому клапані.

- У газових балонах з киснем (які використовуються під час зварювальних робіт, в госпіталях і для дайвінгу) випадки загоряння на регуляторі відбувалися, коли кисень контактував із забруднювачами. Якщо

кисень проходить через розподільник регулятора, починає утворюватися тепло. Будь-горючий матеріал, наприклад, неправильно підібраний матеріал прокладки, бруд, масло, мастило (навіть комаха!) можуть горіти.

Для визначення пожежної небезпеки матеріалів у середовищі, що містить кисень, застосовують такий показник, як кисневий індекс.

**Кисневий індекс (КІ)** – мінімальний об'ємний процентний вміст кисню в киснево-азотній суміші, при якому можливе горіння матеріалу в дифузійному режимі в умовах спеціальних випробувань. Характеризує пожежонебезпеку полімерів, волокнистих матеріалів, тканин та ін. горючих матеріалів.

Визначення КІ проводиться за допомогою спеціальних вимірювальних приладів, в яких горіння випробуваного матеріалу здійснюється у контрольованому за складом киснево-азотному середовищі, зазвичай при атмосферному тиску і нормальній температурі. При визначенні кисневого індексу мається на увазі мінімальна концентрація кисню в потоці киснево-азотної суміші, при якій спостерігається самостійне горіння вертикально розташованого зразка, що запалюють зверху.

Концентрація кисню в повітрі близько 21 об.%, Тому матеріали, що горять в повітрі, мають КІ нижче 21.

Полімери, що мають КІ <27, вважаються легкозаймистими. У матеріалів з КІ = 20-27 горіння в повітрі протікає повільно, якщо КІ <20 – такі матеріали в повітрі горять швидко. Полімери вважаються важкогорючими матеріалами і є самозатухаючим при винесенні їх з вогню, якщо їх КІ > 27.

Значення кисневого індексу застосовується при розробці полімерних композицій зниженої горючості і контролі горючості полімерних матеріалів, тканин, целюлозно-паперових виробів та інших матеріалів.

У будівництві кисневий індекс використовується, в першу чергу, для визначення допустимості застосування в якості теплоізоляційного матеріалу. Через низький КІ в багатьох країнах заборонений в будівництві популярний в Україні пінополістирол, з огляду на його високу пожежонебезпеку.

Одними з кращих теплоізоляційних матеріалів з точки зору пожежонебезпеки є волокнисті поліефірні утеплювачі, особливо поліетилентерефталатні, що мають КІ близько 31.

З полімерних композиційних матеріалів високими значеннями кисневого індексу мають пластики, армовані негорючими волокнами: склопластики, базальтопластики. Кисневий індекс для епоксидного склопластику становить 40% і вище, для базальтопластика – вище 50%.

Можна надати таку класифікацію матеріалів за КІ.

- 1) Негорючі матеріали:  $KI \geq 75\%$
- 2) Важкогорючі матеріали:  $KI = 60-75\%$
- 3) Горючі важкозаймисті (самозагасаючі матеріали):  $KI = 40-60\%$
- 4) Горючі:  $KI = 20-40\%$
- 5) Горючі легкозаймисті:  $KI < 20\%$

У таблиці 16.1 наведені КІ деяких полімерів.

Таблиця 16.1 – Кисневі індекси полімерів

Полімер	КІ
Поліетиленоксид	15,0
Поліметилметакрилат	17,3
Поліетилен	17,4
Полістирол	17,4
Хлорований поліетилен	21,1
Полівініловий спирт	22,5
Полівінілфторид	22,6
Поліфеніленоксид	28,0
Полиамід	29,0
Епоксидний склопластик	40
Полівініліденфторид	43,7
Полівінілхлорид (ПВХ)	49,0
Базальтопластик	52
Полівініліденхлорид	60,0
Політетрафторетилен	95,0

Киснепроводи, в залежності від тиску кисню, діляться на категорії, зазначені в табл. 16.2. Категорія киснепроводу повинна бути вказана в проекті на кожен ділянку трубопроводу, який має на всьому своєму протязі постійні параметри газу, що транспортується.

Таблиця 16.2 – Категорії киснепроводів

Категорія киснепроводу	I	II	III	IV	V	VI
Робочий тиск, МПа	Вище 25,0	Вище 6,4	Вище 4,0	Вище 2,5	Вище 1,6	До 1,6
	до 42,0	до 25,0	до 6,4	до 4,0	до 2,5	

За ступенем агресивності по відношенню до вуглецевої сталі, що транспортується по трубопроводах кисень підрозділяється:

- на малоагресивний – при виключенні можливості випадання крапельної вологи в умовах експлуатації,
- на середньоагресивний – при можливості випадання крапельної вологи в умовах експлуатації.

Надалі малоагресивний кисень іменується "сухий", середньоагресивний – "вологий".



## 16.2 Траси і способи прокладки киснепроводів

Траси киснепроводах слід проектувати уздовж проїздів і доріг, як правило, з боку, протилежного до розташування тротуарів і пішохідних доріг. В середині виробничих кварталів траси киснепроводах слід проектувати паралельно лініям забудови.

При виборі геометричної схеми трас слід передбачати можливість самокомпенсації температурних деформацій киснепроводах за рахунок використання поворотів трас.

Трубопроводи для вологого кисню, як правило, повинні проектуватися з ухилом по ходу потоку не менше 0,003. В обґрунтованих випадках допускається прокладка киснепроводах з меншим ухилом, без ухилу або протиухилами. У всіх випадках повинні передбачатися заходи, що забезпечують видалення води з місць її можливого скупчення.

При надземному паралельному прокладанні цехових і міжцехових киснепроводах II-V категорій з внутрішнім діаметром більше 200 мм, а також киснепроводах I категорії (незалежно від діаметра), відстань у світлі між цими киснепроводами і трубопроводами для горючих газів, масла, горючих, легкозаймистих і корозійно активних рідин, а також паропроводами I категорії має бути не менше 2 м.

Надземні киснепроводи, що прокладаються на загальних опорах з трубопроводами масла, горючих, легкозаймистих і корозійно-активних рідин, повинні розташовуватися вище цих трубопроводів. Киснепроводи з тиском понад 1,6 МПа повинні прокладатися нижче трубопроводів з горючими газами.

При перетині киснепроводів між собою або з іншими трубопроводами відстань між ними в світлі повинна бути не менше 100 мм при діаметрах трубопроводів не більше 300 мм і не менше 150 мм при великих діаметрах трубопроводів.

Для міжцехових киснепроводів повинні застосовуватися такі способи прокладки:

а) надземна – на естакадах, високих і низьких опорах, по зовнішніх стінах і покрівель будівель з обмеженнями, що передбачені цією Інструкцією;

б) підземна – тільки для сухого кисню, якщо це не суперечить вимогам галузевих норм підприємств, по території яких прокладаються киснепроводи.

Кут перетину киснепроводів з залізничними і автомобільними дорогами повинен бути, як правило, 90 °, але не менше 60 °. В обґрунтованих випадках допускається зменшувати кут до 45 °.

Відстань від розташованих на території підприємств адміністративно-побутових будівель повинно бути не менше:

до киснепроводах I категорії – 20 м;

- " – II категорії – 15 м;

- " – III і IV категорій:

при діаметрі не більше 300 мм – 5 м;

при діаметрі більше 300 мм – 15 м;

до киснепроводах V і VI категорій – 5 м.

При підземному прокладанні відстані від адміністративно-побутових будівель, які не мають підвалів, до киснепроводів II-VI категорій з внутрішнім діаметром не більше 200 мм можуть бути зменшені в 2 рази.

### 16.3 Оперативний контроль стану киснепроводів

Оперативний контроль стану киснепроводів проводиться не рідше одного разу на місяць і включає:

- огляд зовнішніх поверхонь трубопроводів з визначенням стану з'єднань, опор і заземлювань;
- огляд арматури і проведення необхідних регламентних робіт;
- перевірку стану запобіжних пристроїв (зворотних клапанів тощо);
- перевірку роботи пристроїв відводу конденсату (за їх наявності), яка в зимовий час проводиться щодня.

Виявлені під час проведення оперативного контролю несправності і дефекти, а також терміни і методи їх усунення, повинні заноситись в журнал експлуатації трубопроводів газоподібного кисню за підписом осіб, що виявили і усунули їх, та відповідальних за справний стан і безпечну експлуатацію цього трубопроводу.

Терміни проведення контролю стану трубопроводів газоподібного кисню:

- випробовування на щільність – не рідше одного разу на 5 років;
- гідравлічні або пневматичні випробування на міцність - не рідше одного разу на 8 років;
- вибіркова ревізія запірної арматури на трубопроводах газоподібного кисню – не рідше одного разу на рік;
- ревізія регулюючої арматури – не рідше одного разу на рік.

Трубопроводи кисню підлягають гідравлічним або пневматичним випробуванням на міцність після ремонтів і переробок, пов'язаних із застосуванням зварювальних робіт (підключення інших відгалужень, заміна ділянок тощо) або розбирання трубопроводів, а також перед пуском в експлуатацію трубопроводів, що знаходились у законсервованому стані більше одного року.

Перед початком експлуатації, а також у випадку, якщо киснепровід не експлуатувався більше місяця, його необхідно продути повітрям або азотом із вмістом масла не більше  $10,0 \text{ мг/м}^3$ , зі швидкістю 40 м/с і тривалістю, що визначається відсутністю домішок у потоці, який виходить, але не менше 2 год.

Труби, для трубопроводів кисню, повинні мати сертифікат заводу – виробника.

До обслуговування посудин і систем трубопроводів кисню можуть бути допущені особи не молодше 18 років, які пройшли медичний огляд, інструктаж, навчання та перевірку знань з охорони праці і мають відповідне посвідчення.

Періодична перевірка теоретичних знань і практичних навичок обслуговуючого персоналу повинна проводитися не рідше одного разу

в 12 місяців. Особи, що не пройшли перевірку знань з охорони праці і не мають посвідчення, не можуть бути допущені до самостійної роботи.

Для запобігання спалаху при експлуатації балонів і систем подачі кисню, необхідно:

при ремонті і виконанні робіт з використанням кисню не застосовувати устаткування, прилади, арматури, матеріали і деталі (ущільнювачі, прокладки тощо – з фібри, капрону, полікарбонату, гуми на основі натуральних каучуків, інших горючих у кисні матеріалів), які не відповідають вимогам ГОСТ 12.2.052-81. Матеріал – гума визначених марок, фторопласт, дифлон, пароніт тощо.

Забороняється:

- використання кисневих балонів під інші гази і не за призначенням, а також наповнювати киснем балони з під інших газів;
- направляти для наповнення киснем балони, укомплектовані вентилями, не дозволеними до застосування (дозволені ВК-86 і ВК-74);
- отримувати і наповнювати балони без помітного спеціального блакитного забарвлення і напису чорною фарбою "КИСЕНЬ" або "КИСЕНЬ МЕДИЧНИЙ", а також експлуатувати трубопроводи кисню без блакитного забарвлення по всій його довжині;
- визначати місця витоків за допомогою вогню або тліючих предметів;
- наповнювати киснем балони із залишковим тиском нижче 0,05МПа (0,5кгс/см<sup>2</sup>);
- проводити будь які роботи у приміщенні при підвищенні в повітрі складової частки кисню більше 23%.

## **16.4 Експлуатація систем подачі кисню**

При експлуатації систем подачі кисню не допускається:

- проведення ремонтних робіт, зокрема зварювальних робіт, підтягування елементів ущільнень, заміни арматури і тому подібне при знаходженні системи під тиском і наявності в системі кисню;
- використання забрудненого (замасленого) ганчір'я та застосування інструменту, що викликає іскріння при ударах;
- появи слідів масла в радіусі 25 метрів від кисневих балонів чи кисневої установки (у випадку появ маслянистих плям необхідно негайно їх засипати піском)

При експлуатації систем подачі кисню необхідно:

- постійно стежити за тим, щоб не було витоків кисню в процесі експлуатації систем, особливо в місцях з'єднань, установки арматури;
- контроль витоків проводити тільки методом намазування мильним розчином.
- перед початком роботи переконатися в достатній кількості кисню на проведення запланованих заходів;

- кисень подавати в систему тільки після включення відповідного устаткування, вентиляції і освітлення;
- підтримувати тиск у системі не вище встановленої норми;
- припинити подачу кисню після закінчення експлуатації системи.

Кисневе обладнання повинно фарбуватися в блакитний колір або мати смугу блакитного цвета. На кисневому обладнанні повинен бути напис: "Кисень. Небезпечно!". Напис наносять чорною фарбою по блакитному фону або блакитною фарбою з будь-якого фону. Зазначена вимога не поширюється на засоби індивідуального захисту. Кисневе обладнання повинно встановлюватися у вибухо-пожежонебезпечних приміщеннях.

Матеріал для труб і деталей обладнання у залежності від тиску, діаметру і швидкості потоку – алюмінієві сплави, вуглецева або легована сталь, чавун, мідь, мідно-нікелеві сплави.

При тиску понад 25 МПа (250 кгс / см<sup>2</sup>) допускається застосування труб з корозійностійкої сталі внутрішнім діаметром не більше 6 мм без спеціальних заходів захисту людей. Труби більшого діаметру, а також труби з вуглецевої сталі при тиску понад 6,4 МПа (64 кгс / см<sup>2</sup>) слід застосовувати тільки при прокладці в землі або в захисному кожусі, що забезпечує захист людей від ураження при прогоранні трубопроводу.

Споживачеві забороняється:

- здійснювати ремонт балонів (закріплювати чи посилювати башмак, різьбове кільце);
- розбирати і ремонтувати вентилі балонів (замінювати прокладку сальника та інші деталі);
- викручувати вентиль;
- фарбувати балони і наносити на них надписи;
- передавати балони іншим організаціям і особам;
- витратити газ нижче залишковий тиску (в балоні має залишатись тиск не менше 0,05 МПа (0,5 кгс/см<sup>2</sup>));
- використовувати одяг з синтетичних і вовняних матеріалів;
- використовувати для протирання устаткування та інструменту замащене ганчір'я;
- палити та використовувати відкритий вогонь у приміщеннях, де зберігаються кисневі балони.

Споживачі, що мають балони, які потребують ремонту або повторного огляду, зобов'язані відправляти їх на підприємство-наповнювач або випробувальний пункт, які мають відповідний дозвіл (ліцензію) на виконання даних робіт.

Випуск газів з балонів в ємності з меншим робочим тиском повинен проводитися тільки через редуктор, призначений для даного газу і пофарбований у відповідний колір. Камера низького тиску редуктора повинна мати манометр і пружинний запобіжний клапан, відрегульований на відповідний дозволений тиск в ємності, в яку перепускається газ. Вентилі на кисневій рампі і балонах повинні закриватися і відкриватися поволі без ривків.

Інструмент слід утримувати в чистоті і справності та постійно перевіряти на відсутність мастила і інших забруднень жирового походження.

На наповнюючій рампі необхідно розмістити документацію з видами клейм, якими позначаються балони України. Перевіряючи балон необхідно порівняти клеймо на балоні з клеймом у документі (його ставить організація, яка опосвідчує балон. Опосвідчення повинне проводитись не рідше, ніж раз на 5 років).

Подача кисню у приміщення повинна проводитись через централізований пункт зберігання і розподілу кисню та систему трубопроводів газоподібного кисню. Балони з киснем слід встановлювати (не більше 10 штук ємкістю 40 літрів кожен) у спеціальних шафах, що не згоряють, поза будівлею у простінках на відстані не менше 4 м. від віконних і дверних отворів по горизонталі і вертикалі або в одноповерхових прибудовах з негорючих матеріалів. Центральний пункт зберігання і розподілу кисню слід розміщувати в окремих будівлях із стінами із негорючих матеріалів без віконних отворів з покриттям, що легко знімається, на відстані не менше 25 метрів від будівель і споруд, в яких можуть перебувати люди. Підлога має рівною з неслизькою поверхнею, із матеріалів, що виключають виникнення іскри. Балони з киснем слід встановлювати на відстані не менше ніж 1 м від опалювальних приладів.

При наповненні балонів необхідно використовувати газоаналізатори (один для контролю вмісту кисню в повітрі біля цистерни з рідким киснем, другий - для контролю газу в кисневому балоні)

Встановлені у приміщенні одинарні балони мають бути закріплені до стіни або стійки за допомогою хомутів або ланцюжків.

Трубопроводи газоподібного кисню мають відповідати вимогам «ВСН 10-83 Відомчі будівельні норми. Інструкція з проектування трубопроводів газоподібного кисню і НПАОП 0.00-1.65-88 Правила безпеки при виробництві та споживанні продуктів розділення повітря».

Прокладка трубопроводів здійснюється з урахуванням вимог ДБН В.1.1-7:2016 "Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги".

Забороняється:

- здійснювати подачу кисню за допомогою гумових трубок та по трубопроводах, що мають нещільні з'єднання;
- прокладка трубопроводів кисню у тунелях і підвальних приміщеннях, всередині несучих конструкцій і перегородок приміщень і будівель, через вентиляційні канали, технічні, побутові і господарські приміщення;
- розміщувати балони у місцях зберігання паливно – мастильних або матеріалів на основі жирів будь якого іншого походження, у місцях, освітлених прямими сонячними променями;
- паління і використання відкритого вогню в приміщеннях для зберігання і експлуатації балонів.

Трубопровід всередині будівлі повинен прокладатися відкрито по стінах на 0,3 - 0,5 м. нижче стелі. У місцях, де можливі механічні пошкодження, має бути передбачено захист труб.

Відстань між трубопроводом кисню і електричними проводами і кабелями має бути не менше 0,3 м., при зовнішній прокладці - не менше 1 м.

При проходженні через стіни і перекриття трубопроводи кисню повинні прокладатися у гільзах з труб більшого діаметру з подальшим заповненням отворів негорючим матеріалом.

Ділянки трубопроводів в місцях проходження через стіни і перекриття не повинні мати стиків. Трубопроводи закріплюються за допомогою скоб. Лінії трубопроводів мають бути пофарбовані в блакитний колір.

Перед здачею систем централізованої подачі кисню повинна проводитися перевірка на знежирення деталей і вузлів, а також випробування систем подачі кисню із складанням відповідних актів.

Прокладка трубопроводів через сходові клітки не допускається.

Використані балони слід зберігати окремо від наповнених. Зберігати балони необхідно з накрученими ковпаками.

Трубопроводи мають бути заземлені у місцях вводу в будівлю або у газових сховищ.

Заправку кисневих подушок слід здійснювати у відокремленому приміщенні. Заправлені подушки повинні зберігатися на стелажах, встановлених не ближче 1 м від опалювальних приладів.

Знежирення трубопроводів, що знаходяться у контакті з киснем, слід проводити у разі перевищення норм жирових забруднень на їх внутрішній поверхні під час монтажу і ремонту та при експлуатації за інструкціями, розробленими споживачем. Норми допуску жирових забруднень на поверхні устаткування і трубопроводів, що знаходяться у контакті з газоподібним киснем, встановлені згідно з ГОСТ12.2.052-81. Знежирення трубопроводів проводиться у випадках забруднення їх внутрішньої поверхні, але не рідше одного разу на рік, періодичність проведення аналізів - не рідше 1 разу на 6 місяців.

### **?** Питання для самоконтролю

1. Назвіть небезпечні властивості кисню.
2. Як визначається кисневий індекс?
3. Які існують категорії киснепроводів?
4. Наведіть вимоги до прокладки трас киснепроводів.
5. Як здійснюється контроль стану киснепроводів?

## ПРАКТИЧНІ ЗАВДАННЯ

### 1 Енергетичні ресурси світу та України

#### Завдання 1

Написати реферат за темою «Історія видобудку природного газу в Україні».

#### Завдання 2

Написати реферат за темою «Порівняльний аналіз родовищ природного газу в Україні».

#### Завдання 3

Видобуток природного газу в Україні у 2019 році становив 20,7 млрд. (н)м<sup>3</sup>. Знайти масу цього газу. Склад газу взяти у табл. 2.1 (Шебелинське родовище).

### 2 Характеристика промислових газів

#### Завдання 4

Розрахувати нижчу теплоту згорання газу наданного складу і класифікувати його.

Варіант	Вміст, об.%			
	CH <sub>4</sub>	CO	H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
1	70	10	5	5
2	50	20	2	7
3	25	25	20	6
4	15	10	10	4
5	10	16	12	3
6	80	5	7	8
7	33	24	7	15
8	55	4	5	6
9	90	3	2	5
10	32	11	50	3

#### Завдання 5

Перерахувати об'ємну теплоту згорання газу на масову. Використувати табл. 2.2.

Варіант	Газ
1	Сірководень
2	Метан
3	Етан
4	Пропан
5	Бутан
6	Пентан

7	Етилен
8	Пропілен
9	Оксид вуглецю (II)
10	Водень

### Завдання 6

Який об'єм газу (за н.у.) має потрапити у приміщення внутрішнім об'ємом  $V$ , щоб його концентрація дорівнювала ГДК? Вважати, що вентиляція не працює, витоків назовні нема.

Варіант	Газ	Об'єм приміщення, м <sup>3</sup>
1	Сірководень	300
2	Метан	500
3	Етан	1000
4	Аміак	250
5	Сірки діоксид	90
6	Хлор	150
7	Хлороводень	2000
8	Пропілен	3000
9	Оксид вуглецю (II)	8500
10	Сірковуглець	450

### Завдання 7

До приміщення виділяється газ. Визначити мінімально необхідні витрати вентиляційного повітря. Концентрація шкідливої речовини в зовнішньому повітрі –  $C_n$ .

Кількість повітря, яку необхідно видалити з приміщення протягом години (витрата вентиляційного повітря), визначається так, м<sup>3</sup>/год.:

$$Q = M / (C_p - C_n),$$

де  $C_p$  – концентрація речовини у приміщенні, яку необхідно підтримувати, мг/м<sup>3</sup>,  $C_p \leq \text{ГДК}$ ;

$C_n$  - концентрація речовини у зовнішньому повітрі, мг/м<sup>3</sup>;

$M$  – інтенсивність виділення речовини, мг/год.

Варіант	Газ	$C_n$ , мг/м <sup>3</sup>	$M$ , г/год.
1	Сірководень	4	2
2	Метан	50	20
3	Етан	20	5
4	Аміак	6	0,5



5	Сірки діоксид	2	1,5
6	Хлор	0,07	1,2
7	Хлороводень	1	3
8	Ацетилен	80	15
9	Оксид вуглецю (II)	5	25
10	Сірковуглець	0,6	4

### 3 Основні складові промислових газів

#### Завдання 8

Який об'єм газу (за н.у.) має потрапити у приміщення внутрішнім об'ємом  $V$ , щоб його концентрація дорівнювала нижній межі вибуховості (займання)? Вважати, що вентиляція не працює, витоків назовні нема.

Варіант	Газ	Об'єм приміщення, м <sup>3</sup>
1	Сірководень	300
2	Метан	500
3	Етан	1000
4	Аміак	250
5	Ацетилен	90
6	Пропан	150
7	Хлороводень	2000
8	Пропілен	3000
9	Оксид вуглецю (II)	8500
10	Ацетилен	450

#### Завдання 9

Скільки кубічних метрів хлору (за н.у.) можна отримати електролізом розчину хлориду натрію? Прийняти, що маса солі у тонах дорівнює номеру варіанту.

#### Завдання 10

Скільки кубічних метрів аміаку (за н.у.) можна отримати за допомогою реакції азоту з воднем? Прийняти, що об'єм азоту у м<sup>3</sup> дорівнює номеру варіанту.

## 4 Природний газ

### Завдання 11

Знайти число Воббе для різних родовищ природного газу. Використати табл. 2.1.

Варіант	Родовище
1,2	Шебелинське
3,4	Дашавське
5,6	Хрестищенське
7,8	Котелевське
9,10	Уренгойське

### Завдання 12

Як зміниться число Воббе у завданні 11, якщо з газу вилучити суміш  $N_2+CO_2$ ?

### Завдання 13

Згідно стандарта мінімально допустиме значення нижчої теплоти згоряння природного газу становить  $31,8 \text{ МДж/м}^3$ . Знайдіть склад газу, якщо припустити, що він містить лише метан і азот.

## 5 Супутній газ

### Завдання 14

Знайти нижчу теплоту згорання супутнього газу 1, 2 і 3 ступенів сепарації (табл. 5.1).

### Завдання 15

Знайдіть масу бензолу, що можна вилучити з  $1000 \text{ м}^3$  супутнього газу 1, 2 і 3 ступенів сепарації (табл. 5.1).

### Завдання 16

Перерахуйте склад супутнього газу 1 ступеню (табл. 5.1), якщо з нього видалити весь метан.

## 6 Сланцевий газ

### Завдання 17

Підрахуйте мінімальні і максимальні запаси сланцевого газу на площі родовища  $100n \text{ км}^2$  ( $n$  – номер варіанту). Використати дані розділу 6.

### Завдання 18

Знайдіть густину сланцевого газу за наданих умов.

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH <sub>4</sub> , об. %	95	96	94	95,5	93	94,5	95	96,5	96	97
N <sub>2</sub> , об. %	решта									
t, °C	20	25	18	15	12	14	8	28	30	-10
P, МПа	1	2	3	0,5	0,7	1,5	2,5	4	5	3,5

### 7 Доменний газ

### Завдання 19

Перерахувати склад доменного газу ПАТ «Комбінат Запоріжсталь» (розділ 7) на вологу масу, якщо вологовміст складає 20 г/кг.

### Завдання 20

Скільки природного газу (у об. %) з нижчою теплотою згорання 34 МДж/³ треба додати до доменного газу з нижчою теплотою згорання 4 МДж/³, щоб суміш мала необхідну теплоту згорання, що вказана у таблиці?

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q <sub>н</sub> <sup>p</sup> , МДж/м <sup>3</sup>	8	10	9	12	7	14	11	13	15	6

### Завдання 21

Нижча теплота згорання природного газу 33 МДж/³, доменного – 3,5 МДж/³. Теплота згорання суміші надана у табл. до завдання 20. Знайти частку природного газу у суміші.

### 8 Коксовий газ

### Завдання 22

Коксовий газ містить 52% водню. Скільки тонн аміаку можна отримати з мільйону м<sup>3</sup> газу?

### Завдання 23

Скільки природного газу (у об. %) з нижчою теплотою згорання 35 МДж/³ треба додати до суміші доменного газу з нижчою теплотою згорання 4 МДж/³ і коксового газу з нижчою теплотою згорання 16 МДж/³, щоб вихідна суміш мала необхідну теплоту згорання, що вказана у таблиці? У первісній суміші доменного і коксового газі порівну.

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$Q_n^p$ , МДж/м <sup>3</sup>	18	20	19	22	27	24	21	23	25	26

### Завдання 24

Розрахувати склад газу після того, як 95% водню пішло на синтез аміаку. Склад первісного коксового газу надається.

- водень  $H_2$  - 56%;
- метан  $CH_4$  - 28%;
- оксид вуглецю  $CO$  - 7%;
- діоксид вуглецю  $CO_2$  - 4%;
- азот  $N_2$  – решта .

## 9 Феросплавний газ

### Завдання 25

Скільки сірчаної кислоти можна отримати з  $1000n$  м<sup>3</sup> ( $n$  – номер варіанту) феросплавного газу, якщо він містить  $0,4$  мг/м<sup>3</sup>  $SO_2$ ?

### Завдання 26

У яких межах лежить нижча теплота згорання феросплавного газу вказаного складу?

70-90 об.%  $CO$ ; 2-10 об.%  $H_2$ ; 2-20 об.%  $CO_2$ ; 0,5-5 об.%  $CH_4$

### Завдання 27

Для того, щоб знизити температуру феросплавного газу з  $1600^\circ C$  до  $300^\circ$ , його розбавляють повітрям з температурою  $20^\circ C$ . Який об'єм повітря на одиницю об'єму газу треба додати? Початкова теплоємність газу  $1,3$  МДж/кг, кінцева –  $1,1$  МДж/кг. Теплоємність повітря –  $1$  МДж/кг. Густина газу за н.у.  $1,28$  кг/м<sup>3</sup>.

## 10 Конвертерний газ

### Завдання 28

Вихід конвертерного газу –  $55$  м<sup>3</sup>/т сталі. Скільки теплової енергії можна отримати з однієї плавки, якщо у конвертері –  $200$  т сталі? Горючий компонент –  $CO$ . Його вміст –  $74 + n$  об. % ( $n$  – номер варіанту).

### Завдання 29

Скільки сірчаної кислоти можна отримати з однієї плавки, якщо газ містить  $160 \text{ мг/м}^3 \text{ SO}_2$ ? Дані взяти із завдання 28.

## 11 Основи теорії горіння газів

### Завдання 30

Визначити теоретичну температуру горіння газоподібного палива за наведеними даними.

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$Q_H^p$ , МДж/м <sup>3</sup>	8	16	24	32	24	25	33	34	36	38
$V_c$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	7	6,5	8,8	9,2	8,4	9,3	9,5	10	11	11,2
N <sub>2</sub> , об. %	78	73	77	72	80	71	70	67	65	64
CO <sub>2</sub> , %	15	12	10	18	14	12	14	15	16	16
H <sub>2</sub> O, %	5	10	10	5	4	14	12	16	16	17
O <sub>2</sub> , %	2	5	3	5	2	3	4	2	3	3

Застосувати формулу (с. 79):

$$t_T = \frac{Q_H^p}{V_c C_c}$$

### Завдання 31

Знайти концентраційні межі поширення полум'я для наданих вуглеводнів.

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вуглеводень	бутан	етилен	гексан	пропилен	пропан	гептан	бутілен	бутадиєн	пентадиєн	пропин

### Завдання 32

Знайти концентраційні межі поширення полум'я для суміші горючих газів (парів) з однаковою об'ємною концентрацією компонентів (50%/50%).

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-й компонент	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	NH <sub>3</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> Cl <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> S	SiH <sub>4</sub>
2-й компонент	CO	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	H <sub>2</sub> S	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> OH	SiH <sub>4</sub>	NH <sub>3</sub>	CO	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>

### Завдання 33

Знайти максимальний тиск вибуху для заданих газів.

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Газ	ацетилен	метан	етан	пропан	бутан	етилен	пропилен	СО	СН <sub>2</sub> О	СН <sub>3</sub> СІ

### Завдання 34

Знайти надлишковий тиск вибуху для газів за варіантами завдання 33. Початковий тиск 100 кПа, температура 20°C.

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>m</i> , кг	1	3	4	5	8	10	15	20	25	30
<i>V</i> , м <sup>3</sup>	20	40	50	60	100	150	200	400	500	600

## 12 Газопроводи і газові ємності

### Завдання 35

По газопроводу діаметром *D* транспортується природний газ. Тиск 1 МПа, температура 20°C, густина за н.у. 0,78 кг/м<sup>3</sup>. Витрати газу – *V*. Знайти масові витрати і середню швидкість.

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>D</i> , м	1,5	2	1	1	1,25	1,2	1,25	0,5	0,75	0,8
<i>V</i> , тис. м <sup>3</sup> /год.	100	200	50	40	80	120	90	10	20	30

### Завдання 36

По газопроводу діаметром *D* транспортується природний газ. Тиск 1,2 МПа, температура 20°C, густина за н.у. 0,77 кг/м<sup>3</sup>. Швидкість газу – *v*. Знайти масові і об'ємні витрати.

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>D</i> , м	1,5	2	1	1	1,25	1,2	1,25	0,5	0,75	0,8
<i>v</i> , м/с	10	20	15	14	8	12	9	17	22	23

### Завдання 37

По газопроводу транспортується природний газ. Тиск 1,1 МПа, температура 18°C, густина за н.у. 0,708 кг/м<sup>3</sup>. Швидкість газу *v*. Знайти діаметр, що забезпечить необхідні витрати *V*.

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
V, тис. м <sup>3</sup> /год	100	200	50	40	80	120	90	10	20	30
v, м/с	22	20	15	24	18	17	19	21	22	23

### 13 Газові установки

#### Завдання 38

За умов завдання 37 знайти добову витрату одоранту, якщо питомі витрати складають 16 г/1000 (н)м<sup>3</sup>.

#### Завдання 39

До редукування газ має тиск 1,2 МПа і температуру 25°С, після редукування – 0,2 МПа і 17°С. Знайти об'ємні витрати газу після редукування, якщо до редукування вони відповідають умовам завдання 37.

### 14 Споживачі газу

#### Завдання 40

Теплова потужність металургійної печі – 10 000 МДж/год. Скільки при цьому потрібно спалювати природного газу з теплотою згорання 34 МДж/м<sup>3</sup>?

#### Завдання 41

Піч споживає V природного газу з теплотою згорання 36 МДж/м<sup>3</sup>. Як зміняться витрати палива, якщо її перевести на природно-доменну суміш? Частка доменного газу з теплотою згорання 3,8 МДж/м<sup>3</sup> в суміші – p.

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
V, тис. м <sup>3</sup> /год	10	20	5	4	8	12	9	1	2	3
p, %	82	80	85	84	88	87	89	81	92	93

### 15 Обладнання для газополуменевої обробки металів

#### Завдання 42

Дайте порівняльну характеристику різання металу за допомогою ацетилену і пропан-бутану.

### Завдання 43

Яка маса пропану має потрапити у приміщення підвалу, щоб спрацювала сигналізація? Об'єм підвалу –  $V$ .

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$V, \text{ м}^3$	100	250	150	240	80	120	600	400	320	300

### 16 Поводження з киснем

#### Завдання 44

Об'єм балону з киснем – 50 л, тиск – 16 МПа, температура 20°C. Знайдіть тиск у балоні після витрати  $m$  кг кисню.

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$m, \text{ кг}$	1	2	3	4	5	1,5	2,5	3,5	3,2	6

#### Завдання 45

Початковий тиск у балоні з киснем – 19,6 МПа, температура 230°C. Кінцевий тиск –  $P_k$ . Скільки кг кисню витрачено?

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P_k, \text{ кПа}$	100	200	300	400	500	150	250	350	1000	2000



## РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА

### Основна:

1. ДНАОП 0.00-1.20-98 Правила безпеки систем газопостачання України. [Чинний від 2015-07-07]. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2015 р.
2. НПАОП 27.1-1.09-09. Правила охорони праці у газовому господарстві підприємств чорної металургії. [Чинний від 2010-02-19]. Київ : Державний комітет України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду, 2010. 156 с.
3. Основи охорони праці : підручник для ВНЗ. / Гандзюк М. П. та ін. Київ : Каравела, 2004. 380с.
4. Грибан В.Г. Охорона праці : навч. посібник для внз. Київ : Центр навч. літ., 2009. 267 с.

### Допоміжна:

1. Сідак В.С., Слатова О.М. Спецкурс з організації на підприємствах газопостачання : курс лекцій. Харків : ХНАМГ, 2010. 344 с.
2. Сідак В.С. Інноваційні технології в діагностиці та експлуатації систем газопостачання : навч.посібник. Харків : ХНАМГ, 2005. 227 с.
3. Сідак В.С., Дудолад О.С. Комплексні підходи до керування надійністю систем газопостачання : навч.посібник. Харків : ХНАМГ, 2006. 248 с.
4. Експлуатаційникові газонафтового комплексу : довідник / Розгонюк В.В. та ін. Київ : Росток, 1998. 431 с.

### Інформаційні джерела:

1. Інформаційно-пошукова правова система «Нормативні акти України (НАУ)» URL : <http://www.nau.ua> (дата звернення: 30.08.2020).
2. Державна служба України з питань праці. URL : <http://dsp.gov.ua/> (дата звернення: 30.08.2020).

## ВИКОРИСТАНА ЛІТЕРАТУРА

1. Родовища газу на Україні. URL: <https://kosatka.media/uk/category/gaz/analytics/krupneyshie-mestorozhdeniya-gazodobyvayushchih-kompaniy>
2. ДНАОП 0.00-1.20-98 Правила безпеки систем газопостачання України. [Чинний від 2015-07-07]. Київ : Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2015 р.
3. НПАОП 27.1-1.09-09. Правила охорони праці у газовому господарстві підприємств чорної металургії. [Чинний від 2010-02-19]. Київ : Державний комітет України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду, 2010. 156 с.
4. Енін П.М., Шишко Г.Г., Предун К.М. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом. Київ : 2002. 250 с.

Навчально-методичне видання  
(українською мовою)

Рижков Вадим Генієвич  
Манідіна Євгенія Анатоліївна  
Троїцька Олена Олександрівна  
Куріс Юрій Володимирович

## БЕЗПЕКА ГАЗОВОГО ГОСПОДАРСТВА

Навчально-методичний посібник

для здобувачів ступеня вищої освіти магістра  
спеціальності 263 «Цивільна безпека» освітньо-професійної програми  
«Охорона праці»

Рецензенти : В.С. Манідін, О.Г Добровольська  
Відповідальний за випуск Г. Б. Кожемякін  
Коректор В.Г. Рижков