

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

О. М. Сусак, В. К. Касперович, М. П. Андріішин

ТРУБОПРОВІДНИЙ ТРАНСПОРТ ГАЗУ

ПІДРУЧНИК

Івано-Франківськ

2013

3

УДК 622.691: 622.692

ББК

С 90

МВ 02070855-7086-2013

Рецензенти:

Грудз В. Я. - д.т.н., професор, зав. кафедри спорудження та ремонту газонафтопроводів та газонафтосховищ ІФНТУНГ;

Банахевич Ю.В. - д.т.н., начальник відділу магістральних газопроводів та газорозподільних станцій ПАТ «Укртрансгаз», м. Київ;

Костів В. В. – к.т.н., заступник директора УМГ «Прикарпаттрасгаз», м. Івано-Франківськ

Сусак О.М

С 90 **Трубопровідний транспорт газу:** підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / Сусак О. М., Касперович В. К., Андріішин М. П. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2013. – 345 с.: іл., табл.

ISBN

У підручнику подано основи теорії, розрахунків, проектування і експлуатації магістральних газопроводів.

Приведено загальні відомості про транспорт газу, методи розрахунків фізичних властивостей природних газів. Описана технологія підготовки газу до транспорту, алгоритм розрахунків основних процесів і апаратів. Розглянуто загальний випадок теплогідравлічного розрахунку газопроводів, особливості розрахунку складних газопроводів. Газодинамічні характеристики нагнітачів розглядаються в графічних і аналітичних варіантах.

Підручник розраховано на студентів напрямку підготовки 6.050304 - «Нафтогазова справа», спеціальності «Газонафтопроводи та газонафтосховища» освітньо-кваліфікаційних рівнів 7.05030402 – спеціаліст, 8.05030402 – магістр.

УДК 622.691: 622.692

ББК

ISBN

© Сусак О. М., 2013

© Касперович В. К., 2013

© Андріішин М. П. 2013

© ІФНТУНГ, 2013

ВСТУП

Природний газ є найбільш прогресивним й економічним видом палива, і його частина у паливному балансі країни свідчить про рівень її технічного розвитку. Застосування газу як палива та сировини для хімічних виробництв сприяє підвищенню продуктивності та поліпшенню умов праці, значно покращує побутові умови населення.

Природний газ має високу теплотворність, не потребує складного устаткування для його спалювання. У порівнянні з транспортом і розподілом інших видів палива система трубопровідного транспорту та розподілу газу відрізняється простою і високою економічністю. Продукти згоряння природного газу практично не забруднюють навколишнє середовище.

На території України природний газ вперше був виявлений у районі Мелітополя (біля с. Тюшки) у 1887 р. У 1895 р. газові фонтани були відомі на Дзвиняцькому газонафтовому родовищі в Західній Україні. У 1916 р. розпочався видобуток газу у Бориславському районі.

Промисловий видобуток природного газу в Україні в порівнянні великих об'ємах розпочався з 1924 р. у зв'язку з введенням в експлуатацію Дашавського газового родовища, загальні запаси якого визначалися в 14 млрд.м³. Для транспортування газу були збудовані газопроводи Дашава-Стрий, Дашава-Дрогобич (1924 р.), Дашава-Львів (1929 р.). Останній мав довжину 75 км і діаметр шість дюймів. У тридцяті роки було розвідане газове родовище в районі с. Опари, запаси газу якого обчислювали в 10 млрд.м³. В експлуатації у цей період перебували Дашавське і Калуське газові родовища. У 1940 р. розпочалась експлуатація Опарського газового родовища, і протягом 1940-1941 рр. був збудований другий газопровід Дашава-Львів, довжина якого становила біля 70 км, діаметр - 300 мм.

У післявоєнні роки (1946-1950) були відкриті Більче-Волицьке, Радченківське і найбільше в Україні Шебелинське родовища. У 1948 р. вводиться в експлуатацію Угерське газове родовище, яке було в той час найбільшим діючим в Європі і колишньому СРСР. У 1950 р. в Україні видобули

1536 млн.м³ газу, що становило 27 % від загальносоюзного видобутку.

Перший великий український газопровід Дашава-Київ був збудований у 1946-1948 рр. Довжина газопроводу складала 500 км, діаметр 20 дюймів, пропускна здатність - 5 млн.м³ за добу. На трасі газопроводу були споруджені чотири компресорні станції. Для перекачування газу використовувались 35 газомотокомпресорів потужністю 1000 кінських сил кожний. Із будівництвом цього газопроводу було покладено початок розвитку нової галузі народного господарства України - трубопровідного транспорту. Трубопровід Дашава-Київ створив міцну базу для газифікації областей Правобережної України.

З 1951 р., коли газопровід Дашава-Київ було продовжено через Брянськ до Москви, почалися великі поставки українського природного газу в Росію.

Важливе значення для розвитку газової промисловості України мало введення в експлуатацію в 1956 р. Шебелинського газового родовища. Високі пластові тиски дозволяли транспортувати шебелинський газ без будівництва компресорних станцій до Харкова, Дніпропетровська і в Росію до Белгорода. Із введенням в експлуатацію Шебелинського, Радченківського і деяких інших газових родовищ Дніпровсько-Донецької нафтогазопромислової провінції почався інтенсивний процес газифікації областей Лівобережжя України.

До середини 60-х років видобуток газу в Україні (1965 р.) досягнув 39,4 млрд.м³ за рік, що складало 30,8 % союзного видобутку, розвідані запаси газу в республіці зросли до 450 млрд.м³. Були збудовані системи газопроводів для транспортування газу в сусідні республіки: Шебелинка-Белгород-Курськ-Брянськ (діаметр 700 мм), Дашава-Мінськ-Рига, Шебелинка-Острогорськ. Біля половини видобутого в Україні в кінці 60-х років природного газу транспортувалось за її межі — в Росію, Білорусію, Молдавію, Латвію, Литву, Польщу. Для газопостачання східних і південних областей України в цей період були збудовані газопроводи Шебелинка-Полтава-Київ, Шебелинка-Дніпропетровськ-Одеса. У 1965 р. загальна довжина газопроводів України становила 8170 км. У паливному балансі республіки частка природного газу досягла 22 %.

У 70-ті роки в зв'язку з вичерпанням запасів основних газових родовищ Західної України почалося транспортування

газу по газопроводу Дашава-Київ у зворотному напрямі - зі сходу на захід. Будується потужний паралельний газопровід Київ-Захід України (КЗУ-II), основним призначенням якого було транспортування газу з південно-східних районів України і північних областей Росії за межі республіки.

У першій половині 70-х років сповільнюється зростання видобутку українського газу, в той час як споживання (особливо у промисловості) продовжує стрімко зростати. У другій половині 70-х років споживання газу в Україні перевищує його видобуток, який в цей час починає поступово знижуватись у зв'язку із зменшенням продуктивності основних українських родовищ — Шебелинського та Єфремівського. Розрив між можливостями газовидобувної галузі і зростаючим споживанням природного газу продовжував зростати і у вісімдесяті роки. Не в останню чергу це було пов'язано з розташуванням в Україні згідно з союзними планами великої кількості енергоємних підприємств важкої промисловості, що переходили на більш економічне газове паливо. Слабо впроваджувались енергозберігаючі технології.

Протягом 70-80-х років на землях України було збудовано кілька потужних магістральних газопроводів (діаметром 1400 мм), призначених в основному для експорту російського газу за кордон. Частково ці магістралі використовуються для постачання природного газу українським споживачам.

Станом на 1 січня 1992 року до складу газотранспортної системи України входило 34817,7 км магістральних газопроводів (з відводами), з них 5742,2 км мали діаметр 1420 мм. В експлуатації знаходилось 129 компресорних цехів, де було встановлено 844 газоперекачувальних агрегати загальною потужністю 5607 МВт (з них газотурбінних — 444). Довжина експортних магістралей (в однитковому обчисленні) складала 10047,1 км.

Споживання газу в Україні на кінець 1991 р. досягло 113 млрд.м³ за рік при власному видобутку 22 млрд.м³. Частка природного газу у паливному балансі країни складала 46,4 %. Існуюча база видобутку газу в Україні (введені у розробку до 1970 року основні крупні родовища — Шебелинське, Єфремівське, Західно-Хрестищинське вироблені на 75-85 %) не дає можливості значно нарощувати видобуток газу у найближчі роки. Певним резервом підтримання (а можливо і підвищен-

ня) видобутку газу в Україні є більш інтенсивна розробка шельфових газових родовищ. Основну масу газу у наступні роки Україна змушена буде імпортувати з країн СНД (Росія, Туркменія). Для зменшення енергетичної залежності від окремих постачальників спеціалістами опрацьовується питання імпорту зрідженого природного газу, що не вимагає будівництва газопроводів, з країн-експортерів.

Деяким додатковим джерелом одержання природного газу на найближчий період залишаються експортні газопроводи, за обслуговування яких Україна одержує певну частину газу.

Враховуючи ціни на природний газ, які постійно зростають, а також з метою економії енергоресурсів у першу чергу промисловістю України, можна визначити проблеми галузі, що вимагають найшвидкого вирішення:

- зменшення витрат газу в процесі його транспортування; повна утилізація тепла на компресорних станціях магістральних газопроводів;
- впровадження енергозберігаючих технологій і обладнання;
- використання в окремих галузях промисловості альтернативних видів палива;
- скорочення виробництва продукції на енергоємких підприємствах до рівня, що задовольнить потреби України (із врахуванням експортних можливостей);
- організація надійного обліку газу, що споживається; приладне забезпечення цього обліку;
- введення диференційованих цін залежно від ефективності використання газу, типу виробництва і об'єму споживання.

РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ТРАНСПОРТ ГАЗУ

1.1 Основні об'єкти газотранспортних систем та їх призначення

Природний газ газових і газоконденсатних родовищ транспортується в основному в газоподібному стані по магістральних газопроводах переважно великої довжини (сотні і тисячі кілометрів). Основними елементами магістрального газопроводу є лінійна частина — трубопровід великого діаметра (0,5 - 1,4 м) і компресорні станції, які будуються на трасі трубопроводу з інтервалом 100-150 км. Відповідно до діючого нормативного документу [1], до складу магістрального газопроводу входять ряд об'єктів та споруд. Принципова схема споруд магістрального газопроводу представлена на рисунку 1.1.

Газ, що видобувається на газових або газоконденсатних родовищах, до подачі його в магістральний газопровід піддається спеціальній підготовці на головних спорудах – установках комплексної підготовки газу (УКПГ). На УКПГ від газу відділяється конденсат і волога, газ очищується від механічних часток породи, що виносяться із пласта, а також від інших шкідливих домішок, які можуть міститися у пластовому газі. Очищений газ із високим тиском надходить безпосередньо в трубопровід. Коли з часом пластовий тиск падає і на виході із УКПГ тиск газу стає меншим, ніж робочий, будується головна компресорна станція (3), яка підтримує максимальний робочий тиск на початку газопроводу.

Головна і проміжні (лінійні) (7) компресорні станції (КС) обладнують в основному відцентровими компресорами (нагнітачами) продуктивністю від 10 до 50 млн. м³ на добу і робочим тиском на виході 7,45 або 5,5 МПа. Зазвичай нагнітачі (так званні повнонапірні) працюють паралельно. Продуктивність станції у цьому випадку пропорційна кількості машин, що працюють. Неповнонапірні нагнітачі працюють групами по два або три послідовно, замінюючи таким чином один пов-

нонапірний нагнітач. Такі групи, як і повнонапірні нагнітачі, працюють паралельно.

Деякі старі малопотужні КС обладнані поршневыми компресорами з приводом від газових поршневих двигунів внутрішнього згорання (це так звані газомотокомпресори).

Для відцентрових нагнітачів застосовують два види приводу — газові турбіни і електродвигуни. Одинична потужність газових турбін, що використовуються на КС, досягає 25 МВт. Сумарна потужність агрегатів на великих компресорних станціях нерідко досягає 80-100 МВт. Електродвигуни мають, як правило, меншу потужність, ніж газові турбіни і застосовуються в районах з відносно дешевою електроенергією.

Крім основного процесу стиснення і перекачування газу (“компримування” газу), на всіх компресорних станціях передбачається очищення газу від механічних домішок у пиловловлювачах і фільтрах, охолодження газу після компримування.

Газоперекачувальні агрегати (нагнітачі з приводом), блоки очищення і охолодження газу належать до основного обладнання КС. Допоміжне обладнання і системи забезпечують роботу основного обладнання. До них належать система електропостачання з трансформаторною підстанцією або електростанцією для власних потреб, система тепlopостачання (котельня, паропроводи, водопроводи гарячої води), система водопостачання (водонасосні, артезвердловини), система каналізації і очисних споруд. На кожній КС споруджуються склади обладнання трубопроводів, запасних частин і реагентів, паливно-мастильних матеріалів. Важливе значення для експлуатації КС і газопроводу в цілому мають системи зв'язку і телемеханізації.

Головним елементом лінійної частини газопроводу є власне трубопровід, що складається з труб, зварених у неперервну нитку. Найчастіше труби вкладають у траншею на глибину не меншу 0,8 м від поверхні землі. Виготовляють труби для магістральних газопроводів з низьколегованих сталей зварними або суцільнотягнутими.

Для захисту трубопроводу від корозії на нього наносять спеціальні ізоляційні покриття. Крім того застосовують електрохімічні методи захисту за допомогою станцій катодного (11) і дренажного захисту, установлених уздовж траси трубо-

проводу. На відстані 20-30 км на трубопроводі встановлюють лінійні крани, за допомогою яких перекривають аварійну ділянку газопроводу. Для випуску газу в атмосферу при проведенні ремонтів на окремих ділянках газопроводу біля лінійних кранів встановлені вертикальні труби — свічки. Вздовж траси газопроводу проходять лінії зв'язку, кабелі системи телемеханізації.

На перехрещеннях залізниць (5) і шосейних доріг (6) трубопровід прокладають під дорогою в захисних кожухах з труб великого діаметра. На пересіченнях газопроводом ярів із річок будують переходи. Переходи через великі річки переважно підводні (8). Труби в цьому випадку, обтяжені спеціальними бетонними вантажами, вкладають у траншеї по дну ріки. Для підвищення надійності переходу паралельно до основного трубопроводу прокладають резервну нитку. Через яри, вузькі гірські річки будують повітряні переходи — балочні (9), висячі, аркові та ін.

Перед подачею споживачам газ надходить на газорозподільні станції (ГРС) (12), де додатково очищується від механічних часток, до газу додається одорант (невелика кількість речовини з неприємним запахом, за допомогою якого виявляється витік газу). На ГРС понижують тиск газу до рівня, необхідного споживачу, проводять заміри витрат газу.

Для подачі газу окремим містам, населеним пунктам, промисловим споживачам від магістрального газопроводу будують газопроводи-відводи з газорозподільними станціями (4). Деякі магістральні газопроводи з'єднані з підземними сховищами газу (ПСГ) (10), які забезпечують надійне постачання газу споживачам на випадок аварії трубопроводу і при збільшенні споживання газу в зимовий період. Накопичення газу в ПСГ відбувається в теплий період року, коли споживання газу зменшується, а надлишок його направляється у підземне сховище.

1.2 Класифікація газопроводів

Залежно від призначення у системі газопостачання магістральні газопроводи поділяються на:

- базові (магістральні) , призначені для транспортування газу з місць видобування в райони споживання або для передачі в інші газопроводи;

- розподільні, призначені для подачі газу у газопроводи-відводи або крупним споживачам;

- газопроводи-перемички, призначені для передачі газу із однієї системи в іншу;

- газопроводи-відводи, призначені для подачі газу окремим містам, селищам, промисловим підприємствам.

Згідно з діючим нормативним документом [2] залежно від робочого тиску газопроводи поділяються на два класи:

- I клас - при робочому тиску, більшому від 2,5 до 10 МПа включно;

- II клас - при робочому тиску, більшому від 1,2 до 2,5 МПа включно.

Магістральні газопроводи і окремі їх ділянки підрозділяють на 5 категорій: V (вища), I, II, III і IV. Визначають категорію трубопроводу за таблицями [1]. Категорія газопроводу або його ділянки залежить від умов прокладання трубопроводу, об'єктів, які перетинає газопровід або які знаходяться поблизу газопроводу. До категорії V, наприклад, відносяться газопроводи, розташовані в межах території КС, ГРС, ПГС. Лінійна частина газопроводів діаметром, меншим 1,2 м при підземному прокладанні, відносяться до IV категорії, трубопроводи діаметром 1,2 м і понад за тих самих умов відносяться до III категорії. Категорія трубопроводу визначає умови його механічного розрахунку.

Категорії магістральних газопроводів представлені в таблиці А.1 додатка А. В таблиці А.2, додатка А, представлені категорії ділянок магістральних газопроводів (*збережена мова оригіналу нормативного документу*).

За конструкцією лінійної частини розрізняють такі магістральні газопроводи:

1) прості, з постійним діаметром труб від головних споруд до кінцевої ГРС, без відводів до попутних споживачів (без відборів газу) і без проміжного приймання газу (без підкачування). Прості газопроводи, як правило, мають невелику довжину і працюють за допомогою енергії пластового тиску або однієї компресорної станції;

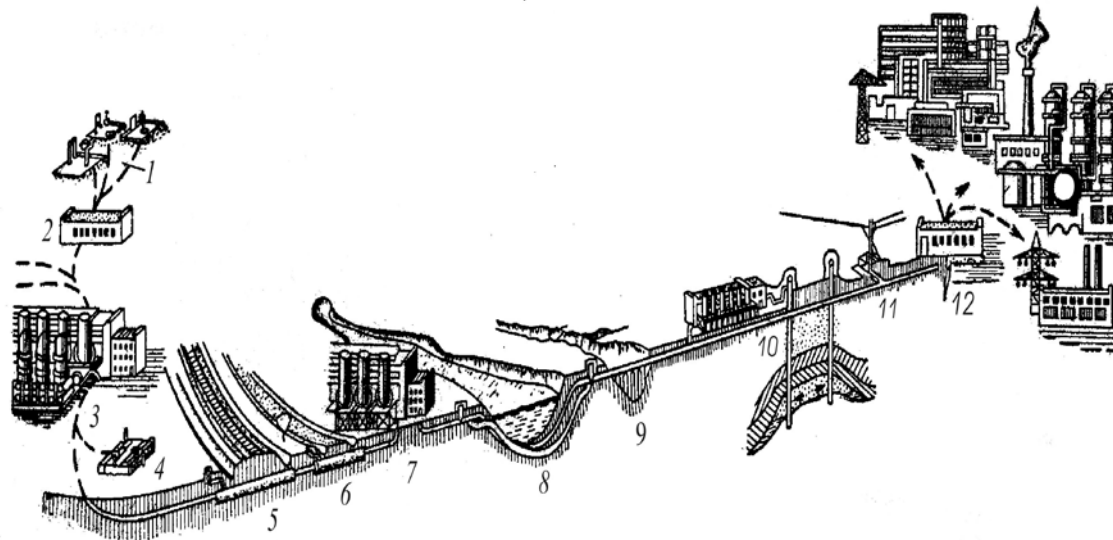
2) телескопічні, що мають різні діаметри окремих ділянок. Для перекачування газу в таких газопроводах використовують енергію пластового тиску або компресорної станції;

3) багатониткові, коли паралельно до основної магістралі прокладені додатково одна або більше ниток газопроводу такого ж або іншого діаметра. Паралельні нитки зазвичай з'єднуються через визначені інтервали перемичками. Паралельні нитки, що споруджуються на окремих ділянках газопроводу, називають лупінгами (або обводами);

4) кільцеві, що споруджуються навколо великих міст для збільшення надійності газопостачання. Кільцеві газопроводи об'єднують також лінійні магістральні газопроводи в єдину газотранспортну систему.

1.3 Контрольні запитання

1. Назвіть основні елементи магістрально газопроводу.
2. Яке призначення установки комплексної підготовки газу до транспорту?
3. Яке призначення компресорних станцій магістрального газопроводу?
4. Які технологічні процеси, крім компримування природного газу, передбачені на компресорних станціях магістральних газопроводів?
5. Наведіть класифікацію магістральних газопроводів залежно від призначення.
6. Наведіть класифікацію магістральних газопроводів залежно від робочого тиску.
7. Наведіть класифікацію магістральних газопроводів залежно від категорії.
8. Наведіть класифікацію магістральних газопроводів залежно від конструкції.
9. Що таке багатониткові магістральні газопроводи?
10. Що таке телескопічні магістральні газопроводи?



1 — газові промисли; 2 — УКПГ; 3 — головна КС з очисними спорудами; 4 — відвід до ГРС; 5 і 6 — переходи через залізницю і шосейну дорогу; 7 — проміжна КС; 8 і 9 — переходи через ріку і яр; 10 — підземне газосховище; 11 — станція катодного захисту; 12 — кінцева газорозподільна станція

Рисунок 1.1 — Схема споруд магістрального газопроводу

РОЗДІЛ 2 ФІЗИЧНІ І ТЕРМОДИНАМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ

Природний газ є сумішшю реальних газів, яка в основному складається з метану, етану, пропану і бутану. Гази багатьох родовищ містять в собі деяку кількість вуглекислого газу (як правило, менше 1 % за об'ємом) і азоту (до кількох відсотків). До складу деяких природних газів входить сірководень. При підготованні до транспорту на головних спорудах промислів газ проходить осушення, очищення від механічних часток і сірчаних сполучень, від газу відділяються важкі вуглеводні. У результаті у складі транспортованого газу залишається метан, етан, пропан, ізобутан, бутан, вуглекислий газ, азот і невелика кількість вологи. Характеристику основних компонентів газу наведено у таблиці 2.1. Розглянемо коротко фізичні і термодинамічні властивості газів, необхідні при технологічних розрахунках газопроводів.

Густина визначається як маса одиниці об'єму газу і в системі СІ вимірюється в кг/м^3 . Для заданих умов (температури і тиску) густину визначають із рівняння стану для реальних газів

$$\rho_z = \frac{P}{z \cdot R \cdot T}, \quad (2.1)$$

де P — абсолютний тиск, Па; R — газова стала, Дж/кгК; T — абсолютна температура, К; z — коефіцієнт стисливості, що характеризує відхилення стисливості реального газу від ідеального, безрозмірний.

На практиці користуються густиною газу за *нормальних фізичних* (0,1013 МПа, 273,15 К), *стандартних* (0,1013 МПа, 293,15 К) і *робочих* умов, відповідно ρ_n , $\rho_{ст}$, ρ_z . У перших двох випадках $z=1$, і відповідна густина визначається з рівняння стану для ідеальних газів.

На практиці застосовують таку характеристику природного газу будь-якого складу як *відносна густина газу*, що дорівнює відношенню густини газу за нормальних фізичних або стандартних умов до густини сухого повітря за тих самих умов:

Таблиця 2.1 — Фізико-хімічні властивості компонентів природного газу

Показники	Метан	Етан	Пропан	І-бутан	Н-бутан	Вугл. газ	Азот
Хімічна формула	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_4H_{10}	CO_2	N_2
Молярна маса, кг/моль	16,043	30,070	44,097	58,124	58,124	44,01	28,016
Температура кипіння при 0,1013 МПа, 0 °С	-161,3	-88,6	-42,2	-10,1	-0,5	-78,5	-195,8
Критичні параметри: Температура К Абсолютний тиск, МПа	190,65 4,491	306,15 4,766	369,75 4,256	407,15 3,648	425,15 3,501	304,15 7,351	126,05 3,393
Питома теплоємність при постійному тиску (при 0,1013 МПа, 0°С), Дж/(кгК)	2219	1729	1574	1495	1495	846	1043
Нижча теплота згоряння при 0,1013 МПа, 0°С, кДж/м ³	35880	64430	92930	121750	123680	—	—

$$\Delta = \frac{\rho_z}{\rho_n}. \quad (2.2)$$

За нормальних фізичних умов густина сухого повітря $\rho_n = 1,293 \text{ кг/м}^3$, за стандартних умов $\rho_n = 1,205 \text{ кг/м}^3$.

Значення густини природного газу за нормальних фізичних умов слід визначати за залежністю

$$\rho_{н.у} = \frac{\mu_z}{22,4} \quad (2.3)$$

Враховуючи, що густина газу за нормальних фізичних або стандартних умов пропорційна молярній масі газу, можна визначати відносну густину газу за залежністю

$$\Delta = \frac{\mu_z}{\mu_n}, \quad (2.4)$$

де μ_n — молярна маса сухого повітря, $\mu_n = 28,96 \text{ кг/моль}$, μ_z — молярна маса газу.

Застосовуючи залежність (2.2) і значення густини повітря для стандартних умов, зручно визначати густину газу для відповідних умов, коли відома відносна густина газу за формулою

$$\rho_{ст} = 1,205 \cdot \Delta. \quad (2.5)$$

Газова стала газу R_z визначається як робота розширення 1 кг газу при його нагріванні на 1К за сталого тиску. Цю величину називають *питомою газовою сталою*. Роботу розширення 1 моля газу називають *молярною газовою сталою* і позначають R_μ . Значення останньої не залежить від природи газу і дорівнює $8314,3 \text{ Дж/кмольК}$.

Очевидно, що

$$R_z = \frac{8314,3}{\mu_z}. \quad (2.6)$$

Оскільки питома газова стала зворотно пропорційна молярній масі газу із залежності (2.3) впливає, що величину питомої газової сталої можна визначити з виразу

$$R_z = \frac{R_n}{\Delta}, \quad (2.7)$$

де $R_n = 287,1 \text{ Дж/кгК}$, газова стала сухого повітря.

Коефіцієнт стисливості газу z залежить від тиску, температури і складу газу. Цю залежність визначають експериментально і подають у формі таблиць і графіків. За допомогою графіків, побудованих у координатах зведених тисків і температур із достатньою для практики точністю можна визначити величину коефіцієнта стисливості для робочих умов для природних газів будь-якого складу. На рисунку 2.1 представлена залежність коефіцієнта стисливості природного газу від зведеного тиску та температури. Зведені параметри визначаються як відношення робочих параметрів до критичних: зведена температура $T_{зв} = T/T_{кр}$, зведений тиск $P_{зв} = P/P_{кр}$. Про розрахунок критичних параметрів природного газу буде сказано трохи нижче.

Більш зручний для практичного використання графік, за допомогою якого коефіцієнт стисливості z визначається залежно від робочих параметрів (тиску і температури) і відносної густини газу Δ , така залежність представлена на рисунку 2.2.

Графіки для визначення коефіцієнта z застосовують в основному для одноразових наближених розрахунків. Недоліком графіків є необхідність інтерполяції на око, що нерідко призводить до помилок. Графіки уповільнюють розрахунки, не дають можливості використати ЕОМ.

У діючих нормах технологічного проектування магістральних газопроводів [1] рекомендована формула

$$z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{зв}}{\tau}, \quad (2.8)$$

$$\text{де } \tau = 1 - 1,68 \cdot T_{зв} + 0,78 \cdot T_{зв}^2 + 0,0107 \cdot T_{зв}^3.$$

Межі застосування формули $T_{зб} = 1,3 \div 1,9$; $P_{зб}$ до $1,5 \div 1,7$.

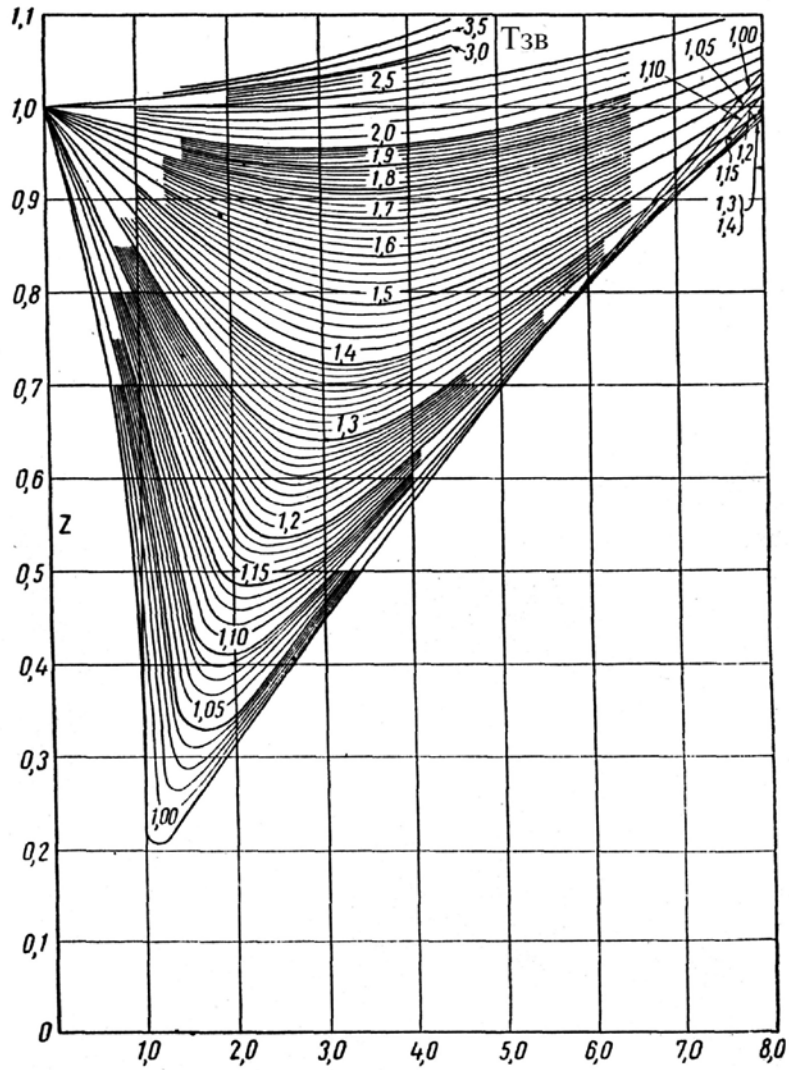


Рисунок 2.1 — Графічна залежність коефіцієнта стисливості z від зведеного тиску і зведеної температури газу

Для більш точних розрахунків коефіцієнта z , особливо з використанням ЕОМ, застосовують формули, одержані шляхом обробки експериментальних даних.

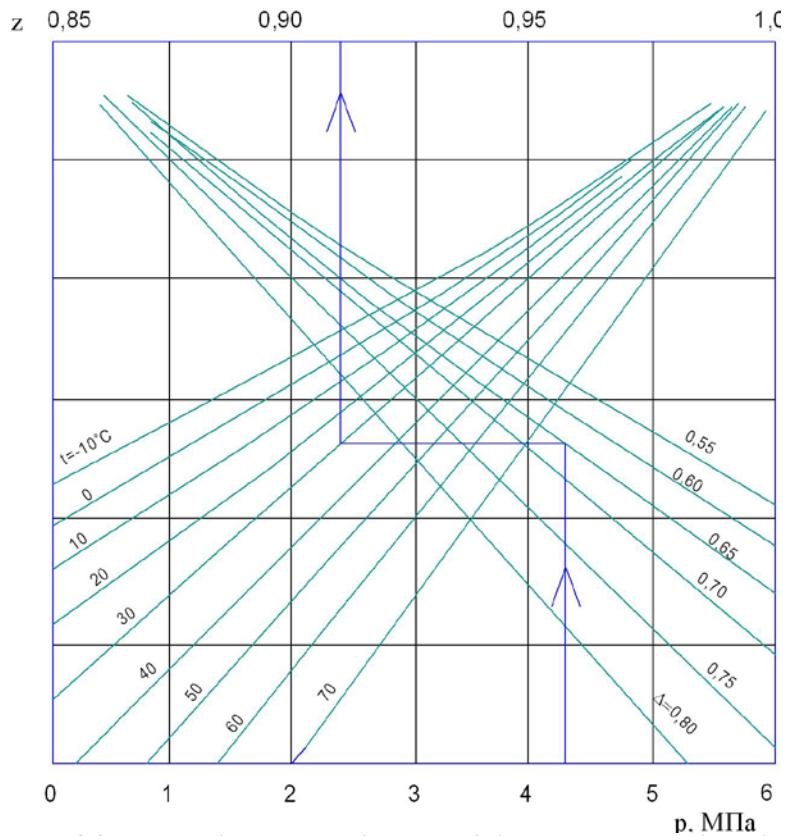


Рисунок 2.2. — Графічна залежність коефіцієнта стисливості z від абсолютного тиску, температури і відносної густини газу

У більш широких межах зведених тисків (від 0,5 до 3,0) може бути використана формула

$$z = 2 \left(\frac{1,21}{P_{36} + 1} \right)^{\frac{0,529}{T_{36}^{4,4}}} - 1. \quad (2.9)$$

Для інтервалу зведених тисків $0 \div 0,5$ достатньо точні для практики результати дає формула

$$z = 2 \cdot (P_{36} + 1)^{\frac{-0,1876}{T^{3,5}}} - 1. \quad (2.10)$$

Для практичного використання більш зручною є формула, одержана шляхом обробки даних графіка, зображеного на рис. 2.2;

$$z = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{P \cdot \Delta^{1,3}}{T^{3,3}}, \quad (2.11)$$

де P — абсолютний тиск, МПа; T — абсолютна температура, К.

Формула (2.11) застосовується для тисків до 8 МПа, інтервалу температур $0 \div 50$ °С при відносній густині газу до 0,7.

Для швидких наближених обчислень z в інтервалі температур $12 \div 25$ °С і за умови, що вміст метану не є меншим 97 % за об'ємом, використовують формулу

$$z = 1 - \frac{P}{50}, \quad (2.12)$$

де P — абсолютний робочий тиск, МПа.

При практичних розрахунках, коли абсолютний тиск підставляють у кгс/см², залежність (2.11) має вигляд

$$z = 1 - 5,39 \cdot 10^5 \cdot \frac{P \cdot \Delta^{1,3}}{T^{3,3}}. \quad (2.13)$$

У світовій практиці існує ще декілька методів визначення коефіцієнта стисливості, однак слід відмітити, що всі вони значно складніші щодо застосування. Розглянемо деякі з них.

Метод визначення коефіцієнта стисливості, що базується на рівнянні стану Бенедикта-Вебба-Рубіна [3]. Коефіцієнт визначається методом послідовних наближень з таких залежностей:

$$z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{3\theta}} + \frac{A_3}{T_{3\theta}^3} \right) \cdot \rho_{3\theta} + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{3\theta}} \right) \cdot \rho_{3\theta}^2 +$$

$$+ \frac{A_5 \cdot A_6 \cdot \rho_{3\theta}^5}{T_{3\theta}} + \frac{A_7 \cdot \rho_{3\theta}^3}{T_{3\theta}^3 \cdot (1 + A_8 \cdot \rho_{3\theta}^2) \cdot e^{(-A_8 \cdot \rho_{3\theta}^2)}} \quad (2.14)$$

де $A_1, A_2, A_3, A_4, A_5, A_6, A_7, A_8$ – сталі коефіцієнти рівняння стану Бенедикта-Вебба-Рубіна для природного газу,

$\rho_{3\theta}$ – зведена густина, яка визначається за залежністю:

$$\rho_{3\theta} = \frac{0,27 \cdot P_{3\theta}}{z \cdot T_{3\theta}} \quad (2.15)$$

Наведемо коефіцієнти рівняння Бенедикта-Вебба-Рубіна

$$A_1 = 0,31506237, A_2 = -1,04670990;$$

$$A_3 = -0,57832729, A_4 = 0,53530771;$$

$$A_5 = -0,61232032, A_6 = -0,10488813;$$

$$A_7 = 0,68157001, A_8 = 0,68446549.$$

Метод розрахунку коефіцієнта стисливості Каліфорнійської асоціації природного газу (California Natural Gas Association) [4]. Використовуючи дану методику, коефіцієнт стисливості можна визначити за такою залежністю (збережено вигляд та позначення першоджерел):

$$Z = \frac{1}{\left[1 + \left(\frac{P_{avg} \cdot 344,400 \cdot (10)^{1,785 \cdot G}}{T_f^{3,825}} \right) \right]}, \quad (2.16)$$

де P_{avg} – середній манометричний тиск газу в газопроводі, psig;

G – відносна густина газу по повітрю;

T_f – температура газу, $^{\circ}F$.

Склад природного газу як суміш декількох компонентів може бути заданий у масових, об'ємних або мольних частках.

Масова частка i -го компонента g_i є відношенням маси

компонента m_i до маси всієї суміші M . Очевидно, що $\sum_{i=1}^n m_i = M$ (суміш складається з n компонентів), звідси виходить

$$\sum_{i=1}^n g_i = 1. \quad (2.17)$$

Об'ємна частка r_i дорівнює відношенню парціального об'єму i -го компонента v_i до об'єму суміші за нормальних фізичних або стандартних умов. Сума парціальних об'ємів дорівнює об'єму суміші $\sum_{i=1}^n v_i = V$. З цієї рівності одержуємо

$$\sum_{i=1}^n r_i = 1. \quad (2.18)$$

Покажемо зв'язок між масовими і об'ємними частками

$$g_i = \frac{m_i}{M} = \frac{\rho_i v_i}{\rho_{\text{сум}} V} = \frac{\rho_i}{\rho_{\text{сум}}} r_i, \quad (2.19)$$

де ρ_i , $\rho_{\text{сум}}$ – відповідно густина компонента і густина суміші за нормальних фізичних або стандартних умов.

Відношення густин $\rho_i / \rho_{\text{сум}}$ заміняємо пропорційним відношенням молярних мас $\mu_i / \mu_{\text{сум}}$

$$g_i = \frac{\mu_i}{\mu_{\text{сум}}} r_i. \quad (2.20)$$

Запишемо суму виразів масових часток з (2.20), враховуючи (2.17),

$$\sum_{i=1}^n g_i = \frac{1}{\mu_{\text{сум}}} \sum_{i=1}^n \mu_i r_i = 1. \quad (2.21)$$

Звідси середня молярна маса суміші

$$\mu_{\text{сум}} = \sum_{i=1}^n \mu_i r_i. \quad (2.22)$$

Згідно з (2.20)

$$r_i = g_i \cdot \frac{\mu_{\text{сум}}}{\mu_i}. \quad (2.23)$$

Підсумовуючи (2.23) для n компонентів, отримуємо

$$\sum_{i=1}^n r_i = \mu_{\text{сум}} \sum_{i=1}^n \frac{g_i}{\mu_i}. \quad (2.24)$$

Ураховуючи (2.18), з (2.24) отримуємо

$$\mu_{\text{сум}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{g_i}{\mu_i}}. \quad (2.25)$$

Рівняння стану для суміші газів використовують у формулі (2.1)

$$\rho_{\text{сум}} = \frac{P_{\text{сум}}}{z_{\text{сум}} \cdot R_{\text{сум}} \cdot T_{\text{сум}}}, \quad (2.26)$$

де газова стала суміші $R_{\text{сум}}$ визначають за формулами (2.6), (2.7) або , коли заданий масовий або об'ємний склад газу, з наведених нижче залежностей

$$R_{\text{сум}} = \sum_{i=1}^n g_i R_i, \quad (2.27)$$

$$R = \frac{1}{\mu_r} \sum_{i=1}^n r_i \mu_i R_i, \quad (2.28)$$

де R_i — газова стала i -го компонента, Дж/кгК.

Коефіцієнт стисливості суміші визначається за формулами (2.8-2.13).

Зазвичай склад природного газу, який визначають в лабораторних умовах або наводять в довідниках, характеризується об'ємними частками. Тому для розрахунків основних показників газу раціонально користуватись такою послідовністю: визначення середньої молекулярної маси (2.22); визначення відносної густини газу (2.3); визначення густини газу за стандартних (або нормальних) фізичних умов (2.4); визначення газової сталої (2.7). Якщо передбачається користування формулами (2.8-2.10) для розрахунків коефіцієнта стисливості, необхідно визначити середні критичні (так звані псевдокритичні) тиск $P_{кр}$ і температуру $T_{кр}$ суміші за формулами

$$P_{кр} = \sum_{i=1}^n P_{кр_i} r_i, \quad (2.29)$$

$$T_{кр} = \sum_{i=1}^n T_{кр_i} r_i, \quad (2.30)$$

де $P_{кр_i}$ і $T_{кр_i}$ — відповідно критична температура і тиск i -го компонента (див. табл. 2.1).

Під час руху природного газу по трубопроводах через будь-які звуження (регулюючі клапани, замірні пристрої, фільтри) відбувається зниження тиску - дроселювання. У процесі дроселювання реального газу температура його може знижуватися або підвищуватися. Цей ефект, що має назву ефекту *Джоуля-Томсона*, пов'язаний із роботою міжмолекулярних сил реального газу із зміною відстані між молекулами.

Для умов експлуатації магістральних газопроводів дроселювання супроводжується зниженням температури газу. Різке падіння тиску і, як наслідок, температури газу в регулювальних та замірних пристроях спричинює обмерзання трубопроводів і пристроїв і сприяє утворенню гідратів. У деяких випадках завдяки ефекту Джоуля-Томсона температура газу в трубопроводі опускається нижче від температури оточуючого ґрунту.

Ефект дроселювання характеризується коефіцієнтом Джоуля-Томсона

$$D_j = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_h, \quad (2.31)$$

де h — ентальпія.

У практичних розрахунках користуються середніми значеннями коефіцієнта D_j у певних інтервалах тиску, і зниження температури визначають залежністю

$$\Delta T = D_j \cdot \Delta P. \quad (2.32)$$

Величина коефіцієнта D_j є функцією тиску, температури і складу газу.

При теплових розрахунках процесів транспорту газу переважно користуються значеннями коефіцієнта D_j для метану за умови, що вміст метану в суміші перевищує 85 % (в об'ємних частках).

Для визначення коефіцієнта D_j для певних умов температури і тиску користуються таблицями, графіками або емпіричними формулами. В останньому випадку для розрахунків, пов'язаних із дроселюванням, можливе використання ЕОМ. В додатку В представлена графічна характеристика коефіцієнта D_j залежності від тиску та температури для метану.

Для практичних розрахунків може бути рекомендована формула

$$D_j = \frac{2316 \cdot 10^2 \cdot \sqrt{25 - P}}{T^{2,19}}, \text{ К/МПа}, \quad (2.33)$$

де P - абсолютний тиск, МПа; T - абсолютна температура, К.

У межах температури від 270 до 340 К та абсолютного тиску від 2 до 8 МПа відносна помилка результату розрахунків за формулою (2.33) порівняно з табличними даними не перевищує 1 %.

Розрахунки температурного режиму газопроводу, процесів охолодження газу на компресорних станціях неможливі без знання теплоємності газу. В основному для розрахунків користуються питомою теплоємністю (масовою, об'ємною

або мольною) при сталому тиску, яка визначається таким рівнянням:

$$C_p = \left(\frac{\partial q}{\partial T} \right)_p = \frac{d h}{d T}. \quad (2.34)$$

За нормальних фізичних умов питому теплоємність природного газу можна визначити маючи значення теплоємностей окремих компонентів та, відповідно, дані щодо складу природного газу за такою залежністю:

$$C_p = \sum_{i=1}^n C_{p_i} \cdot g_i \quad (2.35)$$

де C_{p_i} — питома масова (мольна, об'ємна) теплоємність (за сталого тиску або сталого об'єму) компонента (див. табл. 2.1).

Для реальних газів C_p залежить від температури, тиску і складу газу. Залежність C_p від температури і тиску для окремих компонентів реальних газів вивчена досить детально, але розрахунки залежності ізобарної теплоємності від температури і тиску для суміші дуже складні і у виробничій практиці застосовуються рідко. Згідно з діючими нормами проектування газопроводів для природних газів, які містять у собі 85 % (в об'ємних частках) і понад метану, використовують залежності для чистого метану, що дають цілком прийнятні для практики результати.

Залежності ізобарної теплоємності C_p для метану від температури і тиску подаються у формі таблиць або графіків. У додатку Д представлено графічну залежність питомої масової теплоємності метану від абсолютного тиску та температури.

Під час розрахунків за допомогою ЕОМ користуються емпіричними формулами, одна з яких наведена нижче

$$C_p = 70,46 \cdot T^{0,6} + \frac{4,7 \cdot 10^{12} \cdot P}{T^{4,335}}, \text{ Дж/кгК} \quad (2.36)$$

де P - абсолютний тиск, МПа; T - абсолютна температура, К.

Формула застосовується в межах температур і тисків 270÷340 К; 2÷8 МПа.

У гідравлічних розрахунках використовується така властивість газу, як в'язкість. На відміну від краплинних рідин для гідравлічних розрахунків газопроводів зручніше застосовувати не кінематичну, а динамічну в'язкість. Динамічна в'язкість формально не залежить від густини газу і відносно слабо змінюється зі зміною температури і тиску газу. Так, для умов далекого транспорту газу в інтервалі тисків 3÷8 МПа і температур 270-340 К відношення максимального і мінімального значень динамічної в'язкості метану не перевищує 1,3.

Для природних газів із вмістом метану 85 % і понад користуються в'язкісними властивостями метану. Динамічну в'язкість метану як функцію температури і тиску зазвичай подають у формі таблиць або графіків. Для практичних технологічних розрахунків достатньо точні результати дає формула

$$\eta = 10^{-6} \cdot (0,0316 \cdot T + 0,175 \cdot p + 1,628), \text{ Па}\cdot\text{с}. \quad (2.37)$$

Для розрахунків теплообмінних процесів важливе значення має коефіцієнт теплопровідності природного газу. Коефіцієнт теплопровідності як функція температури і тиску визначається експериментально для кожного компонента і подається в довідниках у формі таблиць або графіків. Розрахунки коефіцієнта теплопровідності для суміші газів досить складні і малоприматні для практичного використання, тому, як це робиться для більшості властивостей природного газу, застосовують відповідні залежності для метану за умови, що вміст метану в суміші не є меншим 85 %.

Для визначення коефіцієнта теплопровідності метану залежно від температури і тиску аналітичним шляхом можна застосовувати таку емпіричну формулу:

$$\lambda = 10^{-3} \cdot (2 \cdot P + 0,13 \cdot T - 9,2), \text{ Вт}/\text{м}\cdot\text{К} \quad (2.38)$$

де P — абсолютний тиск, МПа; T — абсолютна температура, К.

2.1 Приклади типових задач

2.1.1 Розрахунок фізичних властивостей природного газу

Визначити фізичні властивості природного газу, що транспортується магістральним газопроводом. До складу природного газу входять такі компоненти: метан, етан, пропан, бутан, пентан, вуглекислий газ та азот. Відповідно до даних лабораторного аналізу природний газ характеризується такими об'ємними долями компонентів (у відсотках):

- метан (CH_4) - 98,11 %;
- етан (C_2H_6) - 0,75 %;
- пропан (C_3H_8) - 0,24 %;
- бутан (C_4H_{10}) - 0,08 %;
- пентан (C_5H_{12}) - 0,02 %;
- вуглекислий газ (CO_2) - 0,06 %;
- азот (N_2) - 0,74 %.

Визначаємо молярну масу природного газу за формулою (2.22):

$$\begin{aligned} \mu_{\text{сум.}} &= 16,04 \cdot 0,9811 + 30,07 \cdot 0,0075 + 44,09 \cdot 0,0024 + \\ &+ 58,12 \cdot 0,0008 + 72,15 \cdot 0,0002 + 44,01 \cdot 0,0006 + \\ &+ 28,02 \cdot 0,0074 = 16,365 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}. \end{aligned}$$

Густину природного газу за нормальних умов визначаємо за залежністю (2.3)

$$\rho_{\text{н.у.}} = \frac{16,365}{22,4} = 0,731 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Відносну густину природного газу по повітрю визначають за формулою (2.2)

$$\Delta = \frac{0,731}{1,293} = 0,565.$$

Визначаємо густину природного газу за стандартних

умов за формулою (2.4):

$$\rho_{c,y} = 1,205 \cdot 0,565 = 0,681 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$$

Для визначення питомої масової теплоємності за нормальних умов природного газу слід, в першу чергу, визначити масові частки компонентів, які визначають за формулою (2.20):

$$g_{CH_4} = \frac{16,04 \cdot 0,9811}{16,365} = 0,9618;$$

$$g_{C_2H_6} = \frac{30,07 \cdot 0,0075}{16,365} = 0,0138;$$

$$g_{C_3H_8} = \frac{44,09 \cdot 0,0024}{16,365} = 0,0138;$$

$$g_{C_4H_{10}} = \frac{58,12 \cdot 0,0008}{16,365} = 0,0028;$$

$$g_{C_5H_{12}} = \frac{72,15 \cdot 0,0002}{16,365} = 0,0009;$$

$$g_{CO_2} = \frac{44,01 \cdot 0,0006}{16,365} = 0,0016;$$

$$g_{N_2} = \frac{28,02 \cdot 0,0074}{16,365} = 0,0127.$$

Питому масову теплоємність природного газу за нормальних умов визначають за формулою (2.35)

$$C_p = 2,17 \cdot 0,9618 + 1,65 \cdot 0,0138 + 1,55 \cdot 0,0065 + 1,59 \cdot 0,0028 + \\ + 1,59 \cdot 0,0009 + 0,81 \cdot 0,0016 + 1,04 \cdot 0,0127 = 2,1375 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}},$$

Критична температура природного газу визначається за формулою (2.30)

$$T_{\text{кр}} = 190,55 \cdot 0,9811 + 305,43 \cdot 0,0075 + 369,82 \cdot 0,0024 + \\ + 425,16 \cdot 0,0008 + 469,65 \cdot 0,0002 + 304,2 \cdot 0,0006 + \\ + 126,26 \cdot 0,0074 = 191,68\text{К}.$$

Критичний тиск природного газу визначається за формулою (2.29)

$$P_{\text{кр}} = 4,6 \cdot 0,9811 + 4,88 \cdot 0,0075 + 4,25 \cdot 0,0024 + 3,8 \cdot 0,0008 + \\ + 3,37 \cdot 0,0002 + 7,38 \cdot 0,0006 + 3,4 \cdot 0,0074 = 4,59\text{МПа},$$

Визначаємо газову сталу природного газу за формулою (2.6)

$$R = \frac{8314,3}{16,365} = 508,1 \frac{\text{Дж}}{\text{кгК}}$$

2.1.2 Розрахунок параметрів реального природного газу

За результатами попередньої задачі визначити густину природного газу за таких вихідних даних: абсолютний тиск природного газу 4,5 МПа, температура природного газу 23 °С та за умови коли абсолютний тиск природного газу становить 10 МПа.

Для визначення густини природного газу скористаємося рівнянням Менделєєва-Клапейрона у вигляді залежності (2.1). Однак для визначення густини природного газу слід, в першу чергу, визначити коефіцієнт стисливості природного газу.

За умови коли абсолютний тиск менше 7,5 МПа можна скористатися залежністю (2.11) або графічною залежністю,

що представлена на рисунку 2.1 .

Визначаємо коефіцієнт стисливості природного газу за формулою (2.11)

$$z = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{4,5 \cdot 0,565^{1,3}}{293^{3,3}} = 0,918.$$

Визначаємо густину природного газу за формулою (2.1)

$$\rho_2 = \frac{4,5 \cdot 10^6}{0,918 \cdot 508,1 \cdot 296} = 33,02 \text{ кг/м}^3.$$

Визначимо значення густини природного газу та коефіцієнта стисливості за умов абсолютного тиску в 10 МПа.

Якщо тиск природного газу більше 7,5 МПа, коефіцієнт стисливості можна визначити з використанням залежності (2.9). Однак, в першу чергу, слід розрахувати значення зведеного тиску та температури природного газу

$$T_{36} = \frac{296}{191,68} = 1,544,$$

$$P_{36} = \frac{10}{4,59} = 2,179.$$

Тоді визначаємо значення коефіцієнта стисливості за формулою (2.9)

$$z = 2 \left(\frac{1,21}{2,179 + 1} \right)^{\frac{0,529}{1,544^{4,4}}} - 1 = 0,854.$$

Визначаємо густину природного газу за формулою (2.1)

$$\rho_2 = \frac{10 \cdot 10^6}{0,854 \cdot 508,1 \cdot 296} = 78,83 \text{ кг/м}^3.$$

2.2 Контрольні запитання

1. Що таке природний газ?
2. Способи завдання складу природного газу.
3. Що таке масова частка i -го компонента?
4. Що таке об'ємна частка i -го компонента?
5. Що таке мольна частка i -го компонента?
6. Що таке ефект Джоуля-Томсона?
7. Запишіть взаємозв'язок між масовою та об'ємною частками.
8. Запишіть залежності для визначення молярної маси газу, густини за нормальних та стандартних умов.
9. За яким залежностями визначають критичний тиск та температуру природного газу?
10. Запишіть основні залежності для визначення коефіцієнта стисливості природного газу за умов магістрального транспорту газу.

РОЗДІЛ 3

ПІДГОТОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУ

3.1 Склад газу та його вплив на процеси транспорту

Склад газів газових і газоконденсатних родовищ відзначається великою різноманітністю. Крім легких компонентів метанового ряду, які складають основну масу газу, що транспортується (метан, етан, пропан, бутан), пластовий газ може містити в собі конденсат, вологу, азот, вуглекислий газ, сірководень, рідкі гази і деякі інші компоненти [5]. У процесі видобутку разом із потоком газу із свердловин виносяться частинки породи пласта різного складу і розмірів. Джерелом забруднення газу є також продукти внутрішньої корозії та ерозії трубопроводу і обладнання компресорних станцій, будівельне сміття та опресувальна вода, які не були повністю вилучені з трубопроводу під час його очищення після закінчення будівництва (або ремонту).

Вказані вище домішки знижують продуктивність газопроводу, викликають ерозію і корозію обладнання і труб, часто є шкідливими для людини. У деяких випадках вони можуть бути причиною важких аварій.

Механічні частки в газовому потоці сприяють зносу перекачувального обладнання і приладів, скупчуються в трубопроводах і тим самим збільшують гідравлічні втрати і зменшують продуктивність газопроводу. Залежно від хімічного складу механічні частки можуть бути додатковою причиною внутрішньої корозії трубопроводу і обладнання.

Волога в газовому потоці, а також пара важких вуглеводнів за певних умов конденсуються в трубопроводі, створюють скупчення рідини у знижених місцях газопроводу, збільшуючи цим гідравлічні втрати. Волога і важкі вуглеводні сприяють внутрішній корозії газопроводу. Волога створює також умови для формування газових гідратів у трубопроводі, що істотно порушує процес транспорту газу.

У газі деяких родовищ міститься сірководень – найбільш небезпечна і шкідлива домішка. Сірководень викликає інтен-

сивну корозію труб, приладів і обладнання. Продукти згоряння сірководню завдають значної шкоди навколишньому середовищу.

Вуглекислий газ і азот розглядаються як баластні домішки природного газу, наявність яких збільшує витрати енергії на перекачування газу і зменшує його теплотворність. Однак слід зазначити, що за присутності вологи вуглекислий газ може бути помітним корозійним фактором.

3.2 Допустимі норми вмісту шкідливих домішок у газі

Існують ряд технічних умов і стандартів, що визначають вимоги до якості газу, в залежності від призначення природного газу. Зокрема, діючим нормативним документом [6] нормується вміст сірководню (не більше $0,02 \text{ г/м}^3$), меркаптанової сірки (не більше $0,036 \text{ г/м}^3$), об'ємна частина кисню (не більше 1%). Допустимий вміст механічних домішок згідно з цим стандартом становить $0,003 \text{ г/м}^3$. Кількість вологи і важких вуглеводнів у газі визначається точкою роси — найвищою температурою, при якій у газовій суміші утворюється рідка фаза, тобто починається процес конденсації. Для помірного клімату максимальна точка роси згідно з цим стандартом дорівнює $0 \text{ }^\circ\text{C}$ для теплого періоду року (з 01.05 до 30.09) і мінус $5 \text{ }^\circ\text{C}$ для холодного періоду року (дане значення регламентовано для абсолютного тиску природного газу в $4,0 \text{ МПа}$). Крім того в даному нормативному документі регламентовано точку роси природного газу по вуглеводам (не вище $0 \text{ }^\circ\text{C}$). Також даний нормативний документ регламентує калорійні властивості природного газу. Так, за температури $20 \text{ }^\circ\text{C}$ та тиску $101,325 \text{ кПа}$, нижча об'ємна теплота згоряння природного газу не повина бути менша ніж $32,5 \text{ МДж/м}^3$. В додатку Б представлено вимовги до природного газу згідно з [6].

Підготовка газу до транспорту відповідно до зазначеного вище стандарту відбувається на головних спорудах газових промислів.

Другим важливим стандартом є стандарт [7], що містить технічні вимоги до якості природного газу, який подається комунально-побутовим споживачам. У цьому стандарті наве-

дені такі ж самі допустимі норми, як і в попередньому стандарті, щодо вмісту сірководню, меркаптанової сірки, об'ємної частки кисню, більш жорсткі норми для вмісту механічних часток — не більше 1 мг/м^3 . Стандарт нормує також межі теплотворності газу.

Якість газу відповідно до вказаних стандартів забезпечується підприємствами дальнього транспорту газу, підземних сховищ або підприємствами-виробниками газу. В умовах міських газових господарств можливе тільки додаткове очищення газу від механічних часток на газорегуляторних пунктах та установках. Крім основних стандартів, що нормують допустимий вміст сторонніх домішок у природному газі, існують численні технічні умови з експлуатації обладнання і приладів компресорних станцій, де ставляться окремі спеціальні вимоги до якості газу, більш жорстко нормується вміст деяких шкідливих компонентів. У таких випадках передбачається додаткове очищення, осушення газу в умовах компресорної станції.

3.3 Очищення газу від механічних домішок

3.3.1 Принципи очищення газу від механічних домішок

Очищення природного газу від механічних домішок (твердих механічних часток та крапель рідини) проводиться в умовах промислів до надходження газу в магістральний газопровід, на кожній проміжній компресорній станції і на газорозподільних пунктах перед подачею газу споживачам.

У процесі очищення газу від механічних домішок застосовують три основні принципи: принцип осадження часток під дією сили ваги, під дією інерційних сил і принцип фільтрації крізь волокнисті та пористі матеріали. Відповідно апарати для очищення газу залежно від принципу їх дії поділяють на гравітаційні, інерційні, фільтруючі та апарати комбінованої дії. Процес сепарації механічних часток в апаратах очищення може бути “сухим” або “мокрим”. В останньому застосовують спеціальну рідину (здебільшого масло), яка захоплює тверді і рідкі частки з газового потоку.

За формою корпусу апарати очищення поділяють на циліндричні (вертикальні або горизонтальні), сферичні і комбіновані.

Ступінь очищення газу в апараті визначається величиною коефіцієнта очищення

$$\gamma = \left(1 - \frac{m_2}{m_1}\right) 100\% , \quad (3.1)$$

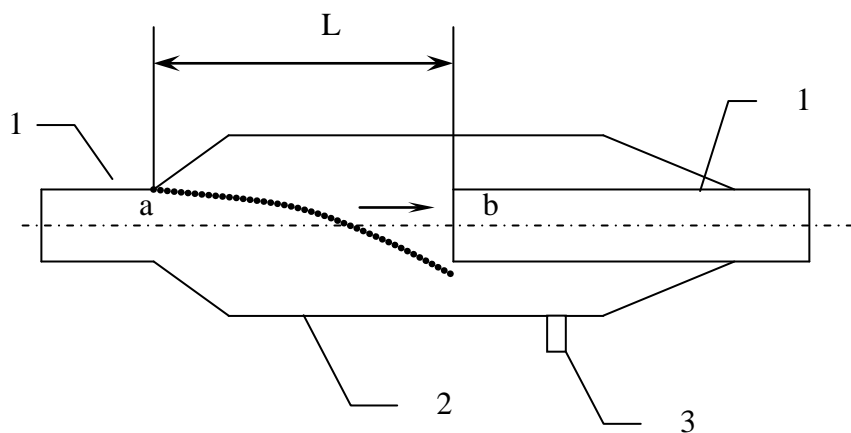
де m_1, m_2 — відповідно масовий вміст механічних часток на вході і виході апарата очистки.

3.3.2 Апарати для очищення природного газу

Найпростішим є спосіб осадження часток під дією сили ваги, який застосовують у вертикальних або горизонтальних апаратах. Вертикальні гравітаційні апарати без додаткового внутрішнього обладнання застосовують в основному на нафтових промислах і лише в окремих випадках на газових. Використання вхідних патрубків тангенціального або радіально-щілинного типу, що закручують потік газу на вході в апарат, сприяє випадінню механічних часток і крапель рідини. Але основним процесом у такому апараті є процес випадіння твердих часток і крапель під дією гравітації у висхідному потоці газу. Основні недоліки вертикальних гравітаційних апаратів — відносно невелика продуктивність і спроможність відділяти з газового потоку лише відносно великі частки, розміром понад 30- 40 мкм. Коефіцієнт очищення в таких апаратах не перевищує 70-85 %.

У багатьох випадках газ, що транспортується, містить в собі деяку кількість рідкої фази (вода, конденсат, метанол, солярове масло, яке виноситься із масляних пиловловлювачів), яка скупчується в знижених місцях трубопроводу і звужує поперечний переріз потоку газу. Для вловлювання і збирання цієї рідини в місцях її ймовірного скупчення на магістралі 1 (рис. 3.1) установлюють горизонтальні гравітаційні апарати — так звані конденсатозбірники типу “розширювальна камера”. Завдяки збільшенню поперечного перерізу потоку швидкість газу в камері 2 зменшується, і краплини рідини під дією сили

ваги випадають у нижню частину камери, звідки рідина під тиском газу через патрубок 3 періодично витискається в спеціальну ємність. Для безперешкодного проходження очисних пристроїв у розширювальних камерах передбачаються спеціальні направляючі.



*1 — магістральний трубопровід; 2 — камера; 3 — патрубок;
L — робоча довжина апарата*

Рисунок 3.1 — Горизонтальний гравітаційний апарат типу “розширювальна камера”

Крім описаних вище розширювальних камер горизонтальні гравітаційні апарати без додаткового внутрішнього обладнання (перегородки, насадки і т.п.) для очищення газу практично не застосовують через їх дуже низьку ефективність. У той же час у багатьох конструкціях складних апаратів для очищення газу передбачено гравітаційні секції, які діють за принципом вертикальних або горизонтальних гравітаційних апаратів.

До інерційних апаратів належать відцентрові або циклонні сепаратори, які широко використовуються як в умовах газових промислів, так і на компресорних станціях. У цих апаратах вимушено створюється закручений потік газу (рис. 3.2). Відцентрові сили відкидають механічні частки до стінок, які далі під дією сили ваги падають у збірник у нижній частині апарата.

На рис. 3.3. наведено схему циклонного сепаратора з розривом струменя. Газ разом із механічними частками і краплями рідини надходить у корпус циклона 3 через тангенційний патрубок 6, де закручується за допомогою гвинтових направляючих лопатей 4. Механічні частки разом із плівкою рідини спускаються вздовж стінок циклона в нижню частину

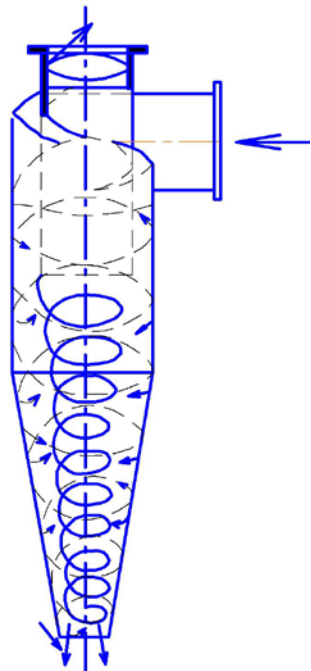


Рисунок 3.2 – Схема руху газу в циклонному сепараторі

апарата (у збірник), газ через вертикальний вихідний патрубок надходить у камеру розриву 5, де швидкість його різко зменшується, і краплини рідини разом із механічними частками додатково випадають із газового потоку під дією сили ваги і через зливну трубку 2 стікають у збірник.

Швидкість осаджування частки може бути збільшена шляхом підвищення швидкості потоку газу в циклоні або зменшення радіуса обертання газу. З цією метою створено мультициклонні апарати, які складаються з паралельно встановлених циклонів малого діаметра (рис. 3.4).

Газ із домішками рідких і твердих часток через вхідний патрубок 4 надходить у простір між верхньою 2 і нижньою 3 перегородками (решітками), де розподіляються між окремими елементами батарейного циклона. Механічні

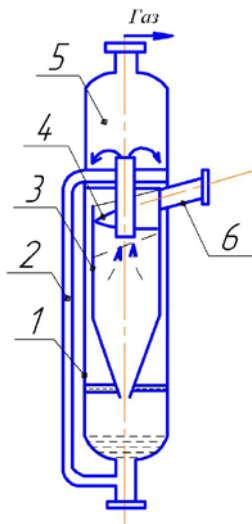
частки під дією відцентрових сил осідають на стінках циклонів і опускаються у збірник 7. Очищений газ через трубки 5 надходить у верхню секцію апарата над верхньою решіткою 2 і відводиться через вихідний патрубок 6. На рис. 3.5 наведено схему робочого елемента мультициклонного апарата.

У порівнянні з гравітаційними циклонні апарати мають багато переваг. Завдяки великим швидкостям газу в циклонах вони мають значно менші розміри, більшу продуктивність. У

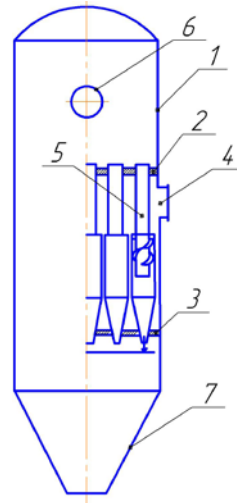
циклонних апаратах газ очищується від часток розміром від 10 до 20 мкм, коефіцієнт очистки досягає 95-97 %.

Крім циклонних сепараторів інерційні сили використовують також в окремих елементах різного типу сепараторів, таких як жалюзійні насадки, різні скрубєрні насадки, зигзагоподібні віддільники, перегородки тощо.

Для очищення газу від механічних часток на КС магістральних газопроводів поряд із циклонними сепараторами використовують масляні пиловловлювачі (рис. 3.6).



1 – корпус сепаратора; 2 – зливна труба; 3 – корпус циклона; 4 – направляючі лопаті; 5 – камера розриву; 6 – вхідний тангенційний патрубок
Рисунок 3.3 – Схема циклонного апарата з розривом струменя

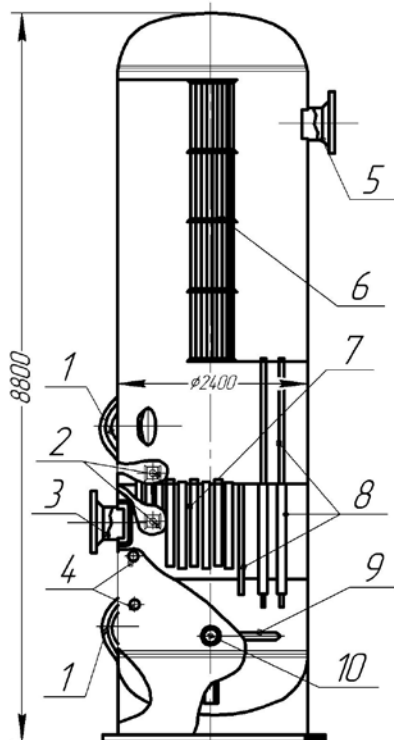


1 – корпус; 2 – верхня решітка; 3 – нижня решітка; 4 – вхідний патрубок; 5 – робочі елементи мультициклона; 6 – вихідний патрубок; 7 – збірник.
Рисунок 3.4 – Схема мультициклонного апарата

Нижня частина апарата заповнена промивальною рідиною (соляровим маслом, конденсатом), рівень якої майже досягає низу контактних трубок 7. Газ надходить у пиловловлювач через вхідний патрубок 3 у так звану промивну секцію.

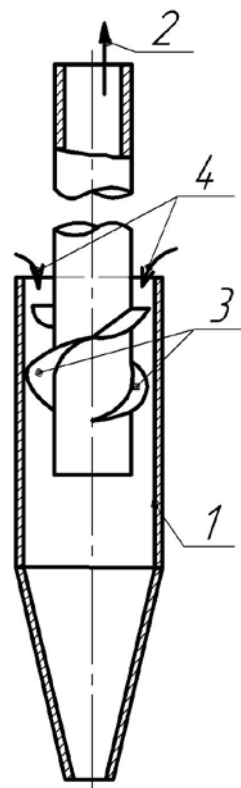
Під впливом усталеного на вході направляючого козирка газ рухається вниз до поверхні рідини. Під час зміни на-

пряму потоку догори під дією інерційних сил великі частки відразу потрапляють у рідину і осідають на дно. Газовий потік, що надходить у контактні трубки 7, частково захоплює промивальну рідину. У трубках газ очищується від твердих часток, що захоплюються краплями рідини, і виходить у середню осаджувальну секцію.



1 – люк-лаз; 2 – штуцер для дифманометра; 3 – вхідний патрубок газу; 4 – штуцер для рівнеміра; 5 – вихідний патрубок газу; 6 – скруберна секція (насадка); 7 – контактні трубки; 8 – дренажні трубки; 9 – трубки для зливу і наливу промивальної рідини; 10 – дренаж

Рисунок 3.6 – Вертикальний масляний пиловловлювач із жалюзійною скруберною насадкою



1 – корпус циклона; 2 – вихідний патрубок; 3 – гвинтові направляючі (лопаті); 4 – кільцевий простір для входу газу

Рисунок 3.5 – Схема робочого елемента (циклона) мультициклонного апарата

В осаджувальній секції більша частина крапель рідини випадає під дією гравітаційних сил і стікає по дренажних трубках 8 у нижню (промивну) секцію, де механічні частки поступово осідають на дно і час від часу разом із забрудненим маслом виводяться через дренажну трубку 10. Із осаджувальної секції газ проходить через скрубєрну секцію 6, де остаточно очищається від дрібних крапель і масляного туману і виходить через патрубок 5. Відсепарована в скрубєрній секції рідина стікає по дренажних трубках у промивну секцію.

Три-чотири рази на рік проводиться повне очищення пиловловлювача з повною заміною промивної рідини, для чого передбачена трубка зливу-наливу масла 9. Конструкцією апарата передбачені штуцери 2 і 3 відповідно для встановлення дифманометра і рівнеміра.

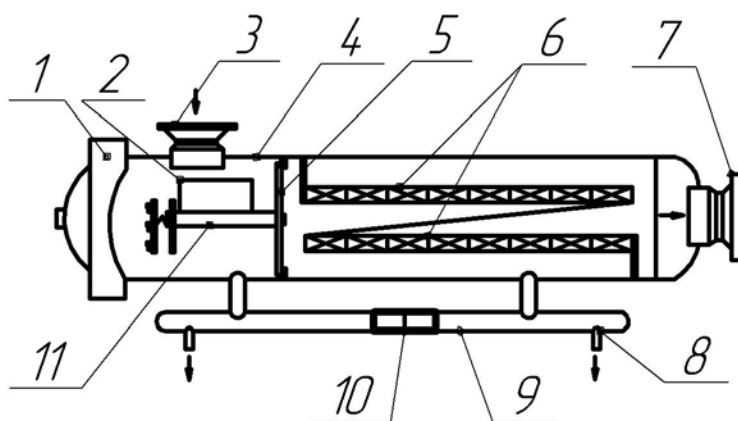
Масляні пиловловлювачі забезпечують досить високий коефіцієнт очищення — до 97-98 %. Серед недоліків цього апарата слід відзначити досить значні втрати масла (за нормами до 25 г на 1000 м³ газу) і велику металомісткість. Залежно від конструкції скрубєрної секції розрізняють два типи пиловловлювачів — тип I обладнується швелерною скрубєрною секцією, тип II — жалюзійною. Остання забезпечує більшу продуктивність пиловловлювача.

На компресорних станціях у деяких випадках передбачається двоступінчате очищення газу. Перший ступінь очищення відбувається у пиловловлювачах або циклонних сепараторах, другий - як правило, у фільтрах-сепараторах.

Фільтр-сепаратор (рис. 3.7) складається з корпусу 4, поділеного вертикальною перегородкою 5 на дві секції: секцію очищення газу від механічних домішок (фільтрувальну) і секцію вловлювання рідини (скрубєрну). Корпус має торцеву кришку з швидкокороз'ємним затвором I і патрубки 3, 7 відповідно для входу і виходу газу. У першій секції встановлені фільтрувальні елементи 11, що являють собою перфоровані трубки, покриті спеціально обробленим матеріалом із скловолокна. Фільтрувальні елементи уловлюють механічні частки розміром 1 мкм і понад. Для гасіння швидкості потоку і захисту фільтрувальних елементів від прямої дії газового струменя передбачений відбійний щиток 2.

У другій секції розташований пакет тумановловлювача 6. У цій секції волога, що є в газі у формі найдрібніших крапель (туману), вловлюється сітчастими пакетами, коагулюється, стікає у дренажний колектор 9 і через дренажний патрубок 8 відводиться у технологічну каналізацію.

Для відведення рідини і механічних домішок з фільтрувальної секції використовується відповідна ліва частина дренажного колектора 9, відділена від правої частини перегородкою 10.



1 — кришка; 2 — відбійний щиток; 3 — вхідний патрубок; 4 — корпус; 5 — перегородка; 6 — скруберні секції (тумановловлювач); 7 — вихідний патрубок; 8 — дренажний патрубок; 9 — дренажний колектор; 10 — перегородка колектора; 11 — фільтрувальний елемент

Рисунок 3.7 — Схема фільтра-сепаратора

Контроль за роботою фільтра проводиться за перепадом тиску між секціями. У міру забруднення фільтрувальних елементів перепад тиску зростає. Забруднені фільтрувальні елементи замінюють, коли перепад тиску досягає максимально допустимого значення.

3.3.3 Технологічні розрахунки апаратів для очищення газу

3.3.3.1 Розрахунок вертикальних гравітаційних секцій

Під час падіння частки у висхідному потоці газу на неї діють сила опору середовища, напрямлена вгору, і сила ваги.

Сила опору за законом Ньютона

$$F_0 = \xi \cdot f \cdot \rho_2 \cdot \frac{W^2}{2}, \quad (3.2)$$

де ξ — коефіцієнт опору середовища; f — площа поперечного перерізу частки (для частки сферичної форми $f = \frac{\pi d_q^2}{4}$, де d_q — діаметр частки); ρ_2 — густина газу за робочих умов; W — відносна швидкість частки.

Сила ваги для частки сферичної форми з врахуванням сил Архімеда

$$F_g = \frac{\pi \cdot d_q^3}{6} \cdot (\rho_q - \rho_2) \cdot g, \quad (3.3)$$

де ρ_q — густина механічної частки; g — прискорення сили ваги.

Частка буде перебувати у рівновазі, коли швидкість висхідного потоку дорівнює швидкості осадження частки. З умови рівноваги сил $F_0 = F_g$ одержуємо для частки сферичної форми

$$\xi \cdot \frac{\pi \cdot d_q^2}{4} \cdot \rho_2 \cdot \frac{W^2}{2} = \frac{\pi \cdot d_q^3}{6} \cdot (\rho_q - \rho_2) \cdot g. \quad (3.4)$$

Звідси рівноважна швидкість

$$W_p = \left(\frac{4}{3} \cdot \frac{d_q \cdot (\rho_q - \rho_2)}{\xi \cdot \rho_2} \cdot g \right)^{1/2}. \quad (3.5)$$

Для малих чисел Рейнольдса коефіцієнт опору визначають за формулою Стокса

$$\xi = \frac{24}{\text{Re}} = \frac{24 \cdot \eta}{W_p \cdot d_u \cdot \rho_z}, \quad (3.6)$$

де η — динамічна в'язкість для робочих умов.

Після підставлення (3.6) у (3.5) одержимо вираз рівноважної швидкості для малих чисел Рейнольдса

$$W_p = \frac{d_u^2 \cdot (\rho_u - \rho_z)}{18 \cdot \eta} \cdot g. \quad (3.7)$$

Для чисел Рейнольдса 50 і понад значення коефіцієнта опору ξ практично залишається постійним і наближено дорівнює 0,44.

Практичну формулу рівноважної швидкості за умови сепарації відносно великих часток (без урахування архімедової сили) одержимо з (3.5) після підставлення $\xi = 0,44$, $g = 9,81$ м/с²

$$W_p = 5,45 \cdot \left(\frac{d_u \cdot \rho_u}{\rho_z} \right)^{1/2}. \quad (3.8)$$

Враховуючи, що за робочих умов об'ємна рівноважна продуктивність газу

$$Q_p = W_p \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4},$$

де D — діаметр вертикального апарата,
Відповідна продуктивність за стандартних умов

$$Q_{cm} = Q_p \frac{\rho_z}{\rho_{cm}},$$

де ρ_{cm} — густина газу за стандартних умов.

Із (3.8) одержимо залежність для визначення рівноважної витрати газу

$$Q_{cm} = 4,28 \cdot D^2 \cdot \frac{\sqrt{d_u \cdot \rho_u \cdot \rho_z}}{\rho_{cm}}. \quad (3.9)$$

Враховуючи, що за стандартних умов $\rho_{cm} = 1,205 \cdot \Delta$ (див. формулу (2.3)), визначаючи густину газу за робочих умов із формули (2.1) і газову сталу з (2.5), після підстановки виразів ρ_z і ρ_u у (3.9)

$$Q_{cm} = 0,21 \cdot D^2 \cdot \left(\frac{P \cdot d_u \cdot \rho_u}{z \cdot \Delta \cdot T} \right)^{1/2}, \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.10)$$

Рівноважна продуктивність за годину

$$Q_{cm} = 755 \cdot D^2 \cdot \left(\frac{P \cdot d_u \cdot \rho_u}{z \cdot \Delta \cdot T} \right)^{1/2}, \text{ м}^3/\text{год}. \quad (3.11)$$

Для часток діаметром до 160 мкм ($160 \cdot 10^{-6}$ м) отримуємо (робочий тиск вимірюється в МПа)

$$Q_{cm} = 9550 \cdot D^2 \cdot \left(\frac{P \cdot \rho_u}{z \cdot \Delta \cdot T} \right)^{1/2}, \text{ м}^3/\text{год}. \quad (3.12)$$

Формула добре відповідає графіку пропускної здатності вертикальних пиловловлювачів (рис. 3.8) для робочих тисків 3-6 МПа.

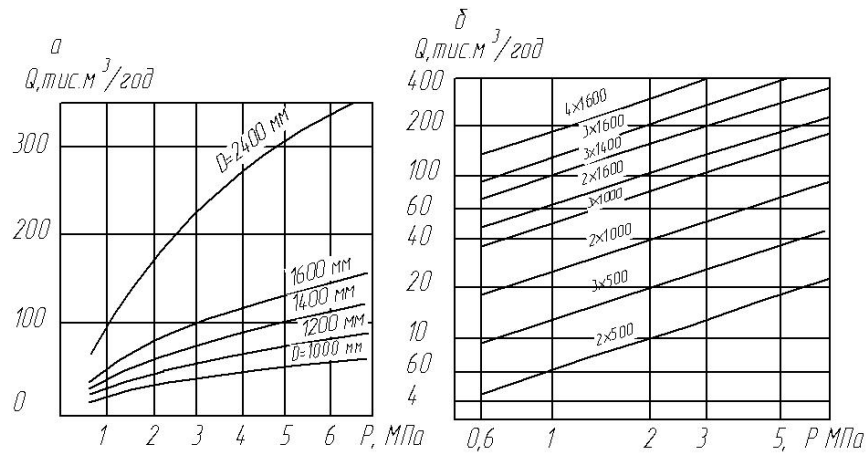
3.3.3.2 Розрахунок горизонтальних гравітаційних секцій

У горизонтальних гравітаційних секціях механічна частка або крапля рідини переноситься потоком газу в горизонтальному напрямі, а під дією сили ваги рухається вертикально вниз (рис. 3.1). Швидкість частки в горизонтальному напрямі практично дорівнює швидкості газу в апараті. Швидкість осаджування частки по вертикалі ($W_{\text{вер}}$) виражається формулами

(3.5), (3.7) або (3.8). Час проходження частки від перетину а-а до перетину в-в

$$\tau_{гор} = \frac{L}{W_2}, \quad (3.13)$$

де W_2 — середня швидкість газу в горизонтальній секції, м/с;
 L — робоча довжина секції, м.



а — для одного піловловлювача; б — для групи піловловлювачів.

Позначення на характеристиках груп піловловлювачів:

перша цифра - кількість, друга - діаметр піловловлювача в мм

Рисунок 3.8 — Залежність пропускної здатності Q масляних піловловлювачів від діаметра D і робочого тиску P

Умовою сепарації частки, яка входить у секцію з найвищої точки перетину а-а, є її досягнення найнижчої точки перетину в-в за час $\tau_{гор}$. Період осідання частки на висоту діаметра магістралі D

$$\tau_{вер} = \frac{D}{W_{вер}}. \quad (3.14)$$

Очевидно умовою сепарації частки буде

$$\tau_{гор} \geq \tau_{вер}. \quad (3.15)$$

Швидкість газу в секції

$$W_z = \frac{4 \cdot Q_p}{\pi \cdot D_c^2} = Q_{cm} \cdot \frac{\rho_{cm}}{\rho_z} \cdot \frac{4}{\pi \cdot D_c^2}, \quad (3.16)$$

де Q_p — об'ємна витрата за робочих умов; D_c — внутрішній діаметр секції.

Час горизонтального руху частки

$$\tau_{zop} = \frac{L}{W_z} = L \cdot \pi \cdot D_c^2 \cdot \frac{\rho_z}{4 \cdot Q_{cm} \cdot \rho_{cm}}. \quad (3.17)$$

Час вертикального осідання частки (з формул (3.14), (3.8))

$$\tau_{вер} = \frac{D \cdot \sqrt{\rho_z}}{5,45 \sqrt{d_u \cdot \rho_u}}. \quad (3.18)$$

За умови $\tau_{zop} = \tau_{вер}$ одержуємо мінімальну робочу довжину секції

$$L = \frac{0,234 Q_{cm} \rho_{cm} D}{D_c^2 \sqrt{d_u \rho_u \rho_z}}. \quad (3.19)$$

Після перетворень, аналогічних зробленим вище (див. (3.9), (3.10)),

$$L = \frac{4,77 \cdot 10^{-3} \cdot Q_{cm} \cdot D \cdot \sqrt{z \cdot \Delta \cdot T}}{D_c^2 \cdot \sqrt{P \cdot d_u \cdot \rho_u}}. \quad (3.20)$$

У формулі тиск P вимірюється в МПа. Для умов осадження крапель масла ($\rho_c = 890 \text{ кг/м}^3$) розміром $d_u = 100 \text{ мкм}$ і понад

$$L = 0,016 \cdot \frac{Q_{cm}}{D_c^2} \cdot D \cdot \left(\frac{z \cdot \Delta \cdot T}{P} \right)^{1/2}. \quad (3.21)$$

3.3.3.3 Розрахунок циклонних апаратів

Тверда частка або крапля рідини затримується в циклоні, якщо за час проходження газу в апараті вона під дією відцентрової сили досягне стінки корпусу. У найбільш несприятливих умовах для сепарації перебувають частки, які входять з потоком газу в циклон біля стінки вихідного патрубка 2 (рис. 3.5), оскільки вони проходять найдовший шлях у радіальному напрямі. Умову сепарації частки можна виразити такою нерівністю:

$$\tau_{гор} \leq \tau_{вер}, \quad (3.22)$$

де $\tau_{гор}$ — максимальний час руху частки в горизонтальному напрямі під дією відцентрових сил (від стінки вихідної трубки до стінки корпусу); $\tau_{вер}$ — час руху частки в корпусі циклона у вертикальному напрямі разом із потоком газу.

Рівноважна швидкість W_p , що відповідає умові рівності рушійної (відцентрової) сили і сили опору, визначається залежністю (3.5) після заміни прискорення сили ваги g на прискорення a в полі дії відцентрової сили

$$a = \omega^2 r, \quad (3.23)$$

де ω — кутова швидкість; r — радіус обертання механічної частки.

Кутова швидкість визначається відношенням середньої швидкості газу в каналі між напрямними лопатками циклона до середнього радіуса потоку, що обертається в циклоні,

$$\omega = W / r_{сер}, \quad (3.24)$$

де $r_{сер} = (r + R) / 2$,

r — радіус вихідної трубки; R — радіус корпусу циклона.

Середня швидкість у каналах між напрямними лопатками циклона

$$W = \frac{Q}{m \cdot b \cdot \cos \alpha}, \quad (3.25)$$

де Q — об'ємна витрата газу в циклоні за робочих умов; m — крок гвинтової направляючої; b — ширина потоку в каналі ($b = R - r$); α — кут нахилу гвинтової направляючої.

Вертикальна складова швидкості потоку газу в кільцевому просторі між корпусом і вихідною трубкою

$$W_{\text{вер}} = \frac{\omega \cdot m}{2\pi}. \quad (3.26)$$

Час руху потоку у корпусі циклона до нижньої частини вихідної трубки

$$\tau_{\text{вер}} = h_e / W_{\text{вер}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot h_e}{\omega \cdot m}, \quad (3.27)$$

де h_e — висота вихідної трубки в межах корпусу циклона.

Горизонтальна складова швидкості частки є величина змінна, оскільки залежить від радіуса r . У загальній формі

$$W_p = \frac{dr}{d\tau_{\text{зоп}}}, \quad (3.28)$$

звідки

$$d\tau_{\text{зоп}} = \frac{dr}{W_p}. \quad (3.29)$$

Рівноважна швидкість W_p може бути визначена з виразу (3.5) (без урахування архімедових сил), після заміни прискорення сили ваги на $a = \omega^2 r$

$$W_p = \omega \sqrt{\frac{4 \cdot d_u \cdot \rho_u}{3 \cdot \xi \cdot \rho_z}} \cdot \sqrt{r}. \quad (3.30)$$

Звідси вираз (3.30) набуває форми

$$d \tau_{\text{зоп}} = \frac{1}{\omega} \sqrt{\frac{3 \cdot \xi \cdot \rho_{\text{з-}}}{4 \cdot d_{\text{ч}} \cdot \rho_{\text{ч}}}} \cdot \frac{dr}{\sqrt{r}}. \quad (3.31)$$

Після інтегрування (3.32) (у межах r, R)

$$\tau_{\text{зоп}} = \frac{1}{\omega} \sqrt{\frac{3 \cdot \xi \cdot \rho_{\text{з-}}}{d_{\text{ч}} \cdot \rho_{\text{ч}}}} \cdot (\sqrt{R} - \sqrt{r}). \quad (3.32)$$

За умови $\tau_{\text{зоп}} = \tau_{\text{вер}}$ із (3.28), (3.29) одержуємо

$$\frac{2 \cdot h_{\text{г}} \cdot \pi}{\omega \cdot m} = \frac{1}{\omega} \sqrt{\frac{3 \cdot \xi \cdot \rho_{\text{з-}}}{d_{\text{ч}} \cdot \rho_{\text{ч}}}} \cdot (\sqrt{R} - \sqrt{r}). \quad (3.33)$$

Звідси визначаємо висоту вихідної трубки в межах корпусу циклона $h_{\text{в}}$

$$h_{\text{г}} = \frac{m}{2 \cdot \pi} \sqrt{\frac{3 \cdot \xi \cdot \rho_{\text{з-}}}{d_{\text{ч}} \cdot \rho_{\text{ч}}}} \cdot (\sqrt{R} - \sqrt{r}). \quad (3.34)$$

3.4 Осушення природного газу

3.4.1 Вологість газу

Суміш, що складається з сухого газу і перегрітої пари, називають ненасиченим вологим газом. Суміш сухого газу і насиченої пари — насиченим вологим газом. Під час охолодження ненасиченого вологого газу до певної температури пара стає насиченою і починає конденсуватися.

Найвища температура, за якої у процесі охолодження у газовій суміші починається утворення рідкої фази, називають *точкою роси*.

Для оцінювання вологості газу вживають такі показники: вологовміст, абсолютна вологість і відносна вологість.

Вологовміст d визначається масою водяної пари, яка міститься в одиниці маси сухого газу. *Абсолютна вологість α* являє собою масу водяної пари, що міститься в одному м³ суміші її з газом, і є фактично густиною $\rho_{\text{п}}$ водяної пари.

Вологовміст і абсолютна вологість пов'язані між собою рівнянням

$$d = \frac{\alpha}{\rho_2} = \frac{\rho_n}{\rho_2}, \quad (3.35)$$

де ρ_2 — густина сухого газу за стандартних, нормальних або робочих умов.

Відносна вологість φ є відношенням абсолютної вологості до густини сухої насиченої пари за тією ж самої температури

$$\varphi = \frac{\alpha}{\rho_{nn}} = \frac{\rho_n}{\rho_{nn}}, \quad (3.36)$$

де ρ_{nn} — густина насиченої пари для певних температури і тиску суміші пари і газу.

Визначаючи густину пари з рівняння стану (2.1), отримуємо

$$\varphi = \frac{p_n}{p_{nn}}, \quad (3.37)$$

де p_n, p_{nn} — парціальний тиск водяної пари у парогазовій суміші і пружність насиченої пари при тій же температурі.

Рівняння (3.35) можна подати в зручній для розрахунків формі, якщо виразити густину пари і газу з рівнянь стану і врахувати (3.36), (3.37)

$$d = \frac{z_2 \cdot R_2 \cdot p_{nn} \cdot \varphi}{R_n \cdot (P - p_{nn} \cdot \varphi)}, \quad (3.38)$$

де z_2 — коефіцієнт стисливості газу; P — абсолютний тиск парогазової суміші; R_2, R_n — газові сталі відповідно газу і пари.

Масова кількість вологи в 1 м^3 газу за нормальних фізичних умов визначається залежністю

$$\alpha_n = d \cdot \rho_n = \frac{z_c \cdot R_c \cdot \varphi \cdot p_{nn} \cdot \rho_n}{R_n \cdot (P - p_{nn} \cdot \varphi)}, \quad (3.39)$$

де ρ_n — густина газу за нормальних фізичних умов.

Слід зазначити, що розрахунки за формулами (3.38), (3.39) дають реальні результати лише за умови низьких тисків.

Пружність насиченої пари і відповідно її густина ρ_{nn} залежать насамперед від температури. Із зменшенням температури пружність насиченої пари і її густина зменшуються, із збільшенням температури, навпаки, зростають. При сталій абсолютній вологості густина ненасиченої пари ρ_n не залежить від температури (за умови відсутності контакту газу з рідиною), але прямо залежить від тиску. Із стисненням газу при сталій температурі густина газу і ненасиченої пари зростають, збільшується абсолютна і відносна вологість (за сталої температури $\rho_{nn} = idem!$), і за певного тиску, коли φ досягає одиниці, почнеться процес конденсації.

Зменшення температури парогазової суміші при сталому тиску не впливає на густину ненасиченої пари, але при цьому зменшується густина насиченої пари ρ_{nn} , і відносна вологість (див. формулу (3.36)) зростає. Якщо при цьому буде досягнута точка роси, почнеться конденсація вологи.

Кількісні співвідношення між максимальною абсолютною вологістю за умови повного насичення, температурою й тиском вологого газу визначають експериментально і подають у формі таблиць або графіків (рис. 3.9). Серед багатьох запропонованих формул для визначення вологості в стані насичення найбільш придатною і порівняно точною є напівемпірична формула Бюкачека

$$\alpha_m = A + B, \quad (3.40)$$

де A — абсолютна вологість ідеального газу з відносною густиною $\Delta = 0,6$ в умовах насичення, кг/м^3 ; B — емпіричний коефіцієнт, який є функцією температури і визначається з таблиць або за формулою

$$B = -2,652 \cdot 10^{-5} + 6,832 \cdot 10^{-5} \cdot e^{0,0359t}. \quad (3.41)$$

Абсолютна вологість A визначається на основі формули (3.39). Формула спрощується, якщо прийняти до уваги: $\rho_{cm} = 1,205 \Delta$; $\Delta = 0,6$; газова стала водяної пари $R_n = 461,4$ Дж/кгК; газова стала газу $R_z = \frac{287,1}{0,6} = 478,5$ Дж/кгК; коефіцієнт стисливості газу $Z_r = 1$; за умови повного насичення $\varphi = 1$. Враховуючи, що $P \gg \varphi p_{nn}$, нехтуємо другим членом різниці в дужках.

Після простих перетворень отримаємо

$$A = 0,749 \frac{p_{nn}}{P}. \quad (3.42)$$

Пружність насиченої пари як функції температури визначається за таблицями або за формулою, що базуються на експериментальних даних,

$$p_{nn} = -5,076 \cdot 10^{-4} + 1,11 \cdot 10^{-3} e^{4,8456 \cdot 10^{-2} \cdot t}. \quad (3.43)$$

Формули (3.41) - (3.43) справедливі для умов: відносна густина газу $\Delta = 0,6$, і газ контактує з прісною водою. Для визначення абсолютної вологості газу іншої густини або при контакті з мінералізованою водою вводяться поправки на густину C_ρ і мінералізацію C_s , і формула (3.40) набуває вигляду

$$\alpha_m = (A + B) C_\rho C_s. \quad (3.44)$$

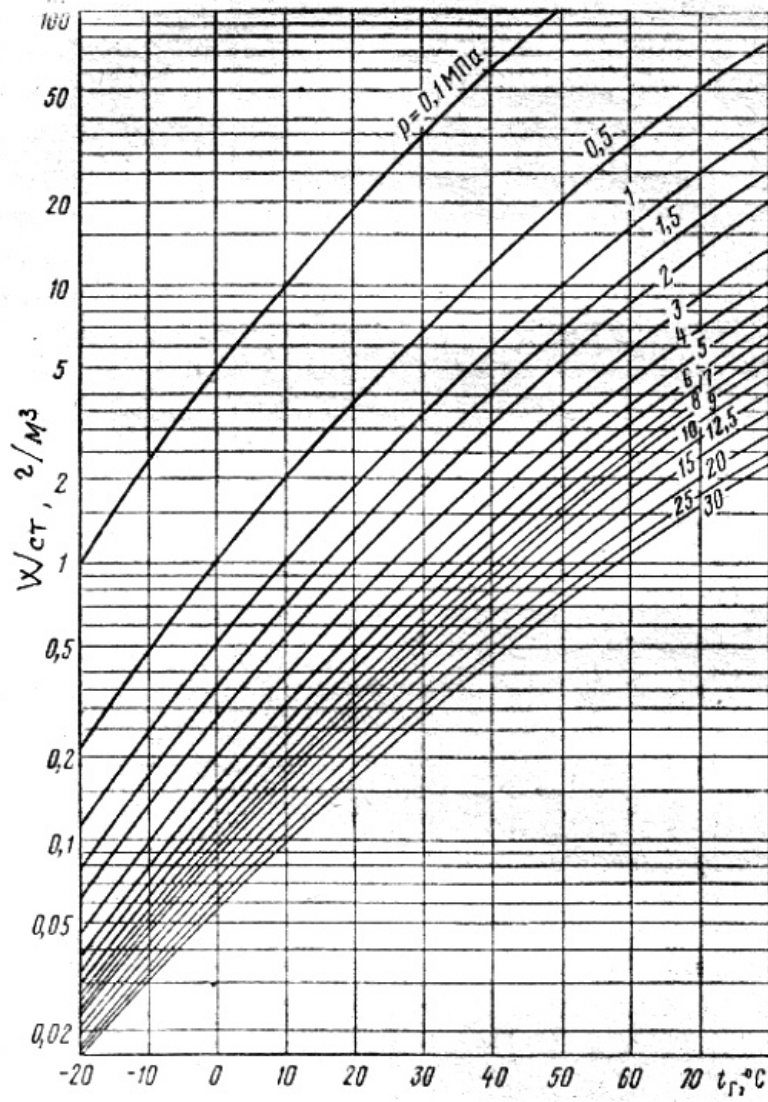


Рисунок 3.9 — Залежність максимального вмісту води α_n в газі (при повному насиченні) від тиску і температури газу

Поправки C_ρ, C_s визначаються формулами

$$C_\rho = 1 - 1,2 \cdot 10^{-3} (T - 273,15)(\Delta - 0,6). \quad (3.45)$$

$$C_s = 1 - 0,01S. \quad (3.46)$$

У цих формулах T — абсолютна температура газу, К;
 S — вміст солей у процентах.

3.4.2 Гідрати природних газів

Гідрати вуглеводневих газів є кристалічними речовинами, створеними асоційованими молекулами вуглеводнів і води. Наприклад, метан із вологою створює гідрат $CH_4 \cdot 6H_2O$, етан - $C_2H_6 \cdot 8H_2O$, пропан - $C_3H_8 \cdot 17H_2O$ і т.п. Зовнішньо гідрати нагадують сніг або крихкий лід. Однією з основних

умов утворення гідратів є повне насичення газу парами води, що відповідає температурі газу, рівній або нижчій від точки роси. Таким чином, якщо на будь-якій ділянці газопроводу температура газу буде вищою, ніж точка роси, створення гідратів стане неможливим.

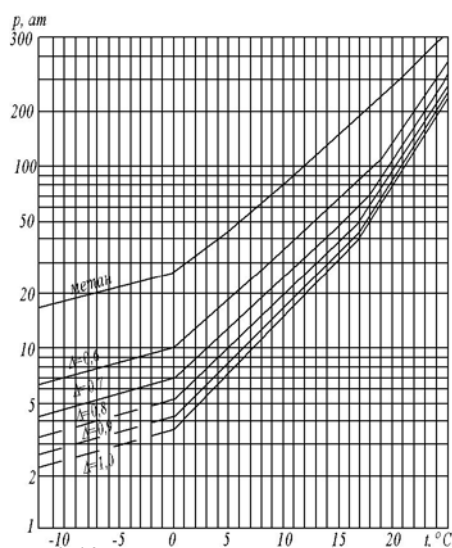


Рисунок 3.10 — Граничні криві гідратоутворення для природних газів різної відносної густини Δ_g

Крім наявності вільної вологи, умовою утворення гідратів є певне співвідношення температури і тиску, яке визначають експериментально і наводять у формі таблиць або графіків (див. рис. 3.10). Лінії на графіку поділяють поле "температура-тиск" на дві зони. Зона можливого утворення гідратів (за наявності вільної вологи), розташована над лініями, які відповідають тій чи іншій відносній густині газу. Із зростанням густини газу зона можливого формування гідратів розширюється, і в потоці важких газів гідрати за наявності вологи утворюються за більш високих температура і низьких тисків порівняно з легкими газами.

Для технологічних розрахунків зручніше користуватися аналітичними залежностями між тисками і відповідними температурами утворення гідратів. Рівняння граничних ліній на графіку можна представити в такій формі (для $T \geq 273,15 \text{ K}$):

$$T = -82,37 + 1077 \Delta - 807,5 \Delta^2 + 8,06 \ln P, \quad (3.47)$$

де T — рівноважна температура утворення гідратів, К; P — тиск газу, МПа.

За умови $T \leq 273,15 \text{ K}$ рівноважна температура визначається залежністю

$$T = -1060 + 4045 \Delta - 3037 \Delta^2 + 27,12 \ln P. \quad (3.48)$$

Формули (3.47), (3.48) відповідають графіку (рис. 3.10) в межах $\Delta = 0,0555 \div 0,7$ і для тисків — до 7,45 МПа.

На умови формування гідратів істотно впливають такі домішки, як сірководень, вуглекислий газ і азот. Сірководень і вуглекислий газ суттєво розширюють можливу зону утворення гідратів, азот, навпаки, звужує цю зону, підвищує температуру гідратуутворення.

Серед методів запобігання утворенню гідратів основним є осушення газу, яке здійснюється на головних спорудах газових промислів. Якщо точка роси осушеного газу буде нижчою від мінімальної температури газу в трубопроводі, що виключає можливість конденсації вологи у газопроводі, формування гідратів стає неможливим за будь-яких тисків і температур.

3.4.3 Осушення газу методом абсорбції

3.4.3.1 Характеристика абсорбентів. Принцип дії абсорбції

Осушення газу проводять методами поглинання вологи рідкими і твердими сорбентами або методом глибокого охолодження.

Найширшого застосування набули методи абсорбції — поглинання вологи рідкими сорбентами — гліколями, до яких відноситься діетиленгліколь (ДЕГ), триетиленгліколь (ТЕГ) і етиленгліколь (ЕГ). Останній має порівняно невисоку гігроскопічність. Висока пружність насичених парів ЕГ обумовлює його великі втрати в процесі регенерації (випарювання). Все це обмежує використання ЕГ в процесах осушення газу. У практиці осушення газу переважно застосовуються ДЕГ і в окремих випадках (осушення газу родовищ з високою пластовою температурою) — ТЕГ.

Діетиленгліколь являє собою неповний ефір етиленгліколю, його хімічна формула $C_4H_{10}O_3$ і відповідно молярна маса 106,12 кг/кмоль. Це безбарвна рідина густиною 1117 кг/м³ і температурою кипіння при 0,1013 МПа біля 518 К. ДЕГ змішується з водою в будь-яких співвідношеннях. Робоча концентрація ДЕГ 90-99 %.

Триетиленгліколь більш ефективний порівняно з ДЕГ, особливо в контакт з теплим газом, має меншу пружність парів і, як наслідок, менші втрати в процесі регенерації. Розкладається ТЕГ під час нагрівання за більш високої температури (478 К) порівняно з температурою розкладання ДЕГ - 438 К. Молекулярна маса ТЕГ 150,17 кг/кмоль, густина 1254 кг/м³, температура кипіння при атмосферному тиску 560,5К. До недоліків ТЕГ можна віднести схильність до піноутворення і більшу вартість порівняно з ДЕГ.

На рис. 3.11 показано принципову схему установки осушення газу із застосуванням діетиленгліколю.

Безпосередній процес осушення газу діетиленгліколем відбувається в контакторі (абсорбері) 1. Після очищення від механічних домішок і краплинної рідини вологий газ (ГВ) надходить у нижню частину контактора і рухається вгору назустріч регенованому розчину ДЕГ (РР), який подається у верхню частину контактора і стікає вниз. У зустрічному русі

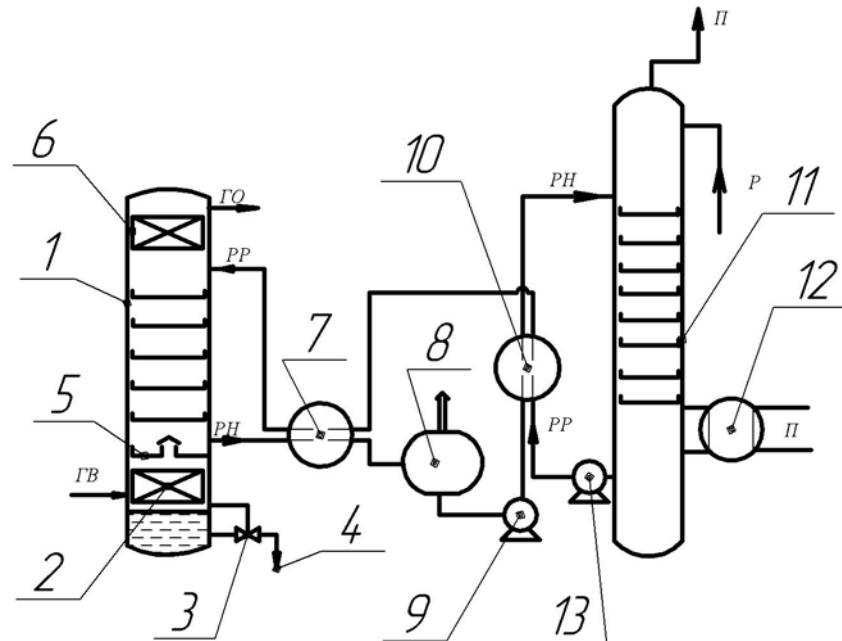
волога передається від газу до розчину ДЕГ, при цьому вологість і відповідно точка роси газу поступово зменшуються і досягають мінімуму на виході у верхній частині контактора (ГО — газ осушений). ДЕГ, навпаки, поступово насичується вологою і досягає максимуму насичення у нижній частині контактора. Вміст води в осушеному газі залежить насамперед від концентрації розчину ДЕГ на вході і від температури процесу в контакторі.

Висококонцентрований розчин ДЕГ (99-99,5 %) дозволяє знизити точку роси до мінус 18-25 °С, що у більшості випадків цілком прийнятне для практики транспорту газу. Із зниженням температури контакту "газ – ДЕГ" зростає ефективність поглинання води і відповідно пониження точки роси газу. Проте, із пониженням температури у контакторі зростає в'язкість розчину ДЕГ і, як наслідок, погіршуються умови контакту газу з рідиною, збільшуються енергетичні витрати на перекачування ДЕГ. Максимальна ефективність процесу у контакторі досягається при оптимальній температурі, яка дорівнює 27-32 °С.

Для забезпечення досконалого контакту між газом і розчином ДЕГ, а також для зменшення втрат абсорбенту контактор обладнано спеціальним устаткуванням і рядом пристроїв.

У нижній частині контактора розташована скруберна секція 2 (від англ. *scrubber* — газопромивач), де вологий газ очищується від дрібних крапель води, що стікають у розташований нижче збірник. Регулятор рівня 3 періодично спорожняє збірник, залишаючи шар рідини як гідравлічний затвор, який перешкоджає проникненню газу у відводну трубу 4.

Із скруберної секції газ піднімається вгору і проходить крізь 4-8 ковпачкових тарілок (рис. 3.12). Кожна тарілка закріплена в корпусі контактора 1 і заповнена розчином ДЕГ, рівень якого визначається висотою кромки зливної трубки 2. Концентрований розчин ДЕГ надходить безперервно на верхню тарілку. Через ковпачки 3, барботуючи крізь шар рідини, проходить газ. Насичений частково вологою, відібраною від газу, розчин ДЕГ протікає крізь зливні трубки на нижню тарілку, де процес повторюється.



1 – контактор; 2 – нижня скруберна секція; 3 – регулятор рівня; 5 – глуха тарілка; 6 – верхня скруберна секція; 7 – теплообмінник; 8 – ємність вивітрювання; 9 – насос насиченого сорбенту; 10 – теплообмінник; 11 – випарна колона; 12 – кип'ятильник-випарник; 13 – насос регенованого сорбенту.
 ГВ – газ вологий; ГО – газ осушений; РР – розчин сорбенту регенований; РН – розчин сорбенту насичений; II – пара; Р – рефлекс.

Рисунок 3.11. – Принципова схема установки осушення газу рідкими компонентами.

Після проходження всіх робочих (ковпачкових) тарілок насичений вологою ДЕГ збирається на глухій тарілці 5 (рис. 3.11), звідки під тиском газу у контакторі подається на регенерацію. Осушений газ після виходу з верхньої тарілки містить краплини ДЕГу. Для очищення газу від краплин рідини і зменшення втрат ДЕГу у верхній частині контактора встановлено другий скруббер 6.



1 – корпус контактора; 2 – зливна трубка;
3 – кувачок

Рисунок 3.12 — Схема кувачкової тарілки

ДЕГ на виході із контактора має порівняно низьку температуру, в той час як концентрований ДЕГ після регенерації має температуру до 150-160 °С. Для зменшення втрат теплової енергії на установці викорис-

тують теплообмінники 7, 10, в яких концентрований ДЕГ охолоджується перед надходженням у контактор, а насичений ДЕГ нагрівається перед регенерацією.

Насичений розчин ДЕГу із нижньої частини контактора надходить у перший ступінь теплообмінника 7, далі — в ємність вивітрювання 8, де під атмосферним тиском (або під вакуумом) із рідини виділяється розчинений газ. Насосом 9 із ємності 8 розчин ДЕГу подається в другий ступінь теплообмінника 10 і далі у верхню частину тарілкової випарної колони 11, де підтримується атмосферний тиск або вакуум. Насичений розчин ДЕГ (РН) стікає вниз і випарюється зустрічним потоком гострої пари. З нижньою частиною колони з'єднаний кип'ятильник-випарник 12, в якому підтримується висока температура, верхня межа якої визначається температурою розкладання ДЕГу.

Ефективність випарювання ДЕГу зростає, коли колони і випарник працюють в умовах вакууму. Температура кипіння розчину ДЕГу при цьому зменшується, що сприяє зниженню його втрат під час регенерації.

Волога, що випаровується з розчину ДЕГу, виходить у верхній частині колони у пароподібному стані (П) і далі кон-

денсується у спеціальних конденсаторах — холодильниках. Частина конденсату (рефлюксу (P)) подається на зрошення верхньої частини колони з метою зменшення температури верху колони, запобігання спінювання розчину і, як наслідок, втрат ДЕГу.

Регенований (концентрований) ДЕГ насосом 13 подається у контактор. Теплообмінниками 10, 7 розчин концентрованого ДЕГу охолоджується зустрічним потоком холодного насиченого ДЕГу.

3.4.3.1 Технологічний розрахунок установки осушення газу

Кількість регенованого розчину сорбенту, необхідного для осушення газу до заданої точки роси, визначається рівнянням матеріального балансу сто відсоткового сорбенту і води

$$B_1(1-k_1) - B_2(1-k_2) = \delta B_1(1-k_1), \quad (3.49)$$

де B_1, B_2 — масовий розхід розчинів сорбенту на вході і виході з контактора; k_1, k_2 — відповідна масова частка води у розчині сорбенту; δ — відносні втрати сорбенту (винос сорбенту разом із потоком газу).

Масова кількість води, що поглинається сорбентом за одиницю часу,

$$\Delta \alpha = B_2 k_2 - B_1 k_1 (1 - \delta). \quad (3.50)$$

Враховуючи (3.49), одержуємо

$$\Delta \alpha = B_1 (1 - \delta) \frac{k_2 - k_1}{1 - k_2}. \quad (3.51)$$

Кількість вологи, що віддається газом,

$$\Delta \alpha = Q(\alpha_1 - \alpha_2), \quad (3.52)$$

де Q — об'ємна витрата газу за стандартних умов; α_1, α_2 — абсолютна вологість газу відповідно на вході і виході із контактора.

Виключаючи $\Delta\alpha$ з (3.51), (3.52), визначимо кількість регенованого розчину сорбенту, яку треба подавати у кон-тактор,

$$B_1 = Q(\alpha_1 - \alpha_2) \frac{1 - k_2}{(k_2 - k_1)(1 - \delta)}. \quad (3.53)$$

Для характеристики процесу абсорбції вологи з газу ва-жливе значення мають умови рівноваги системи “абсорбент - водяна пара”.

Відповідно до закону Дальтона парціальний тиск водя-ної пари в газовій фазі дорівнює добутку її молярної частки і загального тиску суміші системи “газ-водяна пара”

$$p_i = P y_i', \quad (3.54)$$

де p_i, y_i' — відповідно парціальний тиск і молярна частка водяної пари в газовій фазі; P — загальний тиск суміші.

За законом Рауля парціальний тиск водяної пари в газо-вій фазі визначається величиною добутку молярної частки во-ди в суміші “діетиленгліколь -вода” і пружності водяної пари при даній температурі у чистому вигляді

$$p_i = P_i x_i', \quad (3.55)$$

де P_i — пружність водяної пари, x_i' - молярна частка води в суміші “діетиленгліколь -вода”.

Із (3.54) і (3.55) одержуємо

$$\frac{P_i}{P} = \frac{y_i'}{x_i'} = K_i, \quad (3.56)$$

де K_i — константа рівноваги, яка визначається експеримента-льним шляхом, оскільки закони Дальтона-Рауля дають істотні відхилення при високих тисках.

Значення константи рівноваги для системи “діетиленглі-коль -вода” як функції температури і тиску наводяться у фор-мі таблиць або графіків. Для розрахунків із використанням

ЕОМ застосовують емпіричні формули.

Для практичних розрахунків константи рівноваги для системи "діетиленгліколь — вода" можна застосувати наближену формулу

$$K_i = \left(4,775 \cdot 10^{-4} + 2,856 \cdot 10^{-3} / e^{\frac{P}{1,755}} \right) \left(\frac{T}{300,15} \right)^{15,45}. \quad (3.57)$$

Вираз $y_i' = K_i x_i'$ визначає умову динамічної рівноваги системи "рідина — пара", коли молярна частка i -го компонента (у даному разі вологи) залишається незмінною у часі як у газовій, так і у рідкій фазах. При зміні однієї із молярних часток x_i' або y_i' рівновага порушується, і частина компонента переходить із однієї фази в другу, поки не настане нова рівновага.

Для розрахунків поряд із молярними частками (x_i', y_i') застосовують відношення кількості молей речовини до одного моля розчинника (відповідно x_i, y_i).

Очевидно,

$$x_i' = \frac{x_i}{x_i + 1}; \quad y_i' = \frac{y_i}{y_i + 1},$$

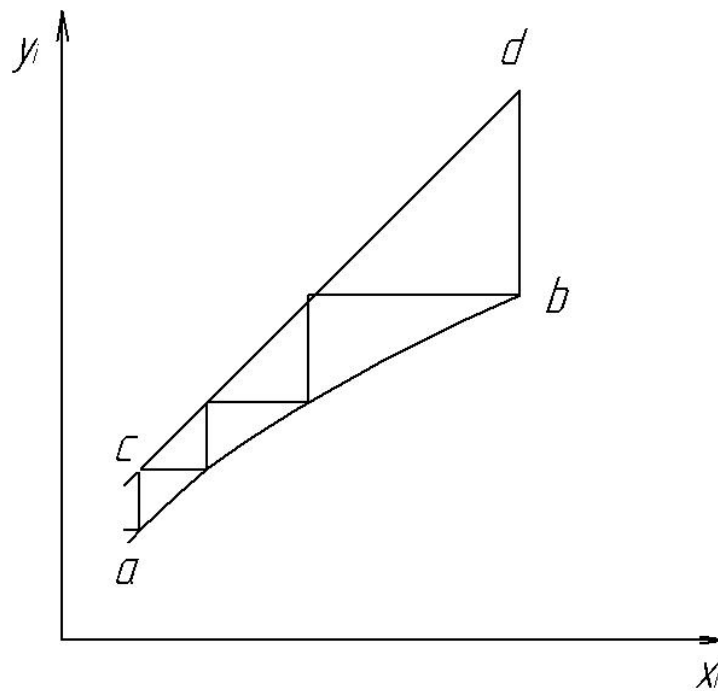
звідки

$$x_i = \frac{x_i'}{1 - x_i'}; \quad y_i = \frac{y_i'}{1 - y_i'}. \quad (3.58)$$

Умова рівноваги системи $y_i' = K_i x_i'$ у функції x_i, y_i набуває форми

$$y_i = \frac{K_i x_i}{1 + x_i(1 - K_i)}. \quad (3.59)$$

Використовуючи вираз (3.59), будують так звану криву рівноваги в координатах x_i, y_i (крива ab на рис. 3.13).



cd – оперативна лінія; ab – крива рівноваги

Рисунок 3.13 — Графік для визначення теоретичної кількості тарілок у контакторі (абсорбенті)

Зміни насичення газу вологою і концентрації ДЕГу по висоті контактора зображують у формі прямої, яку називають оперативною лінією (лінія cd на рис. 3.13). Координати крайніх точок оперативної лінії x_1, y_2 і x_2, y_1 відповідають концентраціям ДЕГу і вологості газу в верхній і нижній частинах контактора.

Для протікання процесу осушення газу в контакторі необхідно, щоб рівноважна масова частка водяної пари y_i в газовій фазі була меншою, ніж реальна масова частка вологи в газі. Це має місце тоді, коли оперативна лінія розташована

вище від кривої рівноваги. Ступінчаста лінія, побудована між оперативною лінією і кривою рівноваги, зображує процес переходу вологи від газу до діетиленгліколю на окремих (теоретичних) тарілках. Кількість горизонтальних ділянок відповідає кількості теоретичних тарілок. Робоча кількість тарілок дорівнює

$$n_{роб} = \frac{n_{теор}}{\eta_{тар}}, \quad (3.60)$$

де $\eta_{тар}$ — ККД тарілки (для ковпачкових тарілок $\eta_{тар} = 0,3 - 0,5$).

3.4.4 Інші методи осушення газу

Поряд з осушенням газу рідкими сорбентами використовують, хоч і в менших масштабах, інші методи осушення. Це зокрема осушення газу з використанням твердих сорбентів (адсорбентів), осушення методом охолодження газу.

Серед твердих поглиначів вологи (і деяких інших домішок) з природного газу найчастіше використовують селікагель, боксити, алюмогель (активований окисел алюмінію), а також синтетичні цеоліти.

Для збільшення поверхні контакту з газом, що очищується, і зменшення гідравлічного опору насипаного шару адсорбенти застосовують у вигляді гранул розміром від долей до кількох міліметрів. Питома поверхня адсорбентів досягає кількох сотень квадратних метрів на грам, що забезпечує їх високу поглинаючу здатність.

Повне насичення адсорбенту в статичних умовах називають статичною активністю, насичення в динамічних умовах — динамічною активністю. Динамічна активність є суттєво меншою, ніж статична, і на відміну від останньої відображає реальні промислові умови. Для адсорбентів, які практично використовуються для осушення газу, динамічна (робоча) активність знаходиться в межах 3-12 % (стосовно маси адсорбенту).

Адсорбційні способи осушення газу в порівнянні з абсорбційними мають певні переваги. Вони забезпечують більш низькі точки роси (до $-55 \div 60$ °C), мають просту схему реге-

нерації. Процес адсорбції порівняно мало залежить від тиску і температури в адсорбері. До недоліків цих способів осушення слід віднести значні перепади тиску в адсорберах, великі витрати тепла, низьку активність більшості адсорбентів при низькому парціальному тиску води в газі.

Серед названих вище адсорбентів відзначимо особливості цеолітів. Завдяки правильній структурі вони мають здатність розділяти молекули за їх розмірами, тому їх ще називають молекулярними ситами. Цеоліти на відміну від інших адсорбентів мають високу активність (вологоємність) при низькій відносній вологості газу, тому їх раціонально використовувати для глибокого доосушення газу.

Технологічний процес адсорбційного осушення відрізняється чіткою циклічністю. Основою установки є два (або більше) вертикальних апарати 2 (рис. 3.14) з сітчастими тарілками, на які насипають шар (50-60 см) адсорбенту. Кожний з двох апаратів може працювати як у режимі осушення, так і в режимі регенерації. При роботі в режимі осушення в апарат надходить вологий газ (ГВ), який проходить крізь кілька шарів активного адсорбенту. Температура і тиск в апараті в процесі осушення газу визначаються параметрами останнього. Осушений газ (ГО) надходить у газопровід для транспортування. Цикл осушення в апараті триває від 8 до 24 годин. За цей час адсорбент насичується вологою, і його маса зростає на 3-12 %.

Для відновлення активності адсорбенту апарат переводять у режим регенерації, при якому крізь шари адсорбенту продувають гарячий газ (ГН) температурою 180-350 °С (залежно від типу адсорбенту). Насичений вологою гарячий газ (ГНН) з адсорбера надходить послідовно в холодильник 5, сепаратор-краплевіддільник 3 і далі в загальний потік газу на осушення в паралельному апараті.

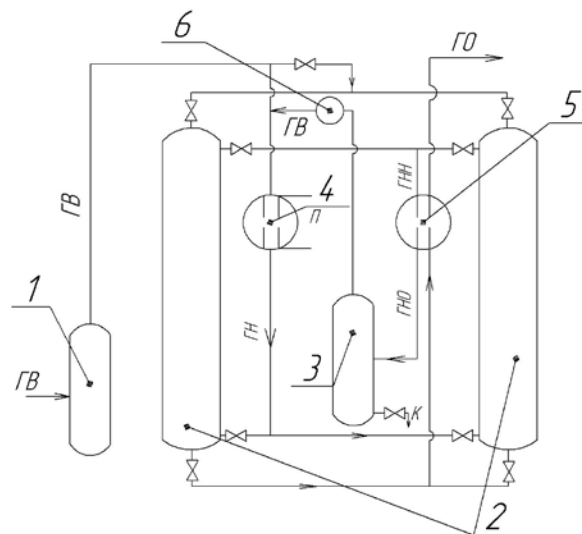
Поряд з осушенням газу аналогічні процеси адсорбції застосовуються для відбензинювання газу, очищення його від сірчаних і деяких інших з'єднань. Нерідко використовують процеси одночасного очищення газу від кількох компонентів.

На газових і газоконденсатних родовищах із високим початковим пластовим тиском найбільш економічним є осушення газу методом глибокого охолодження за рахунок використання енергії пластового тиску. Цей метод називають низько-

температурною сепарацією, скорочено НТС. Охолодження газу здійснюється шляхом дроселювання і при достатньому запасі тиску можна понизити температуру газу на 30-40 К і більше.

При охолодженні газу пари води і важких вуглеводнів конденсуються. Точка роси таким чином осушеного газу буде близькою до мінімальної температури охолодженого газу за умови досконалої сепарації рідини — конденсату.

Падіння пластового тиску зменшує можливість зниження температури газу за рахунок простого дроселювання. У такому випадку застосовують детандери, за допомогою яких одержують більш низькі температури при тих самих перепадах тиску. Для зниження кінцевої температури при НТС здійснюють також попереднє охолодження газу в повітряних холодильниках.

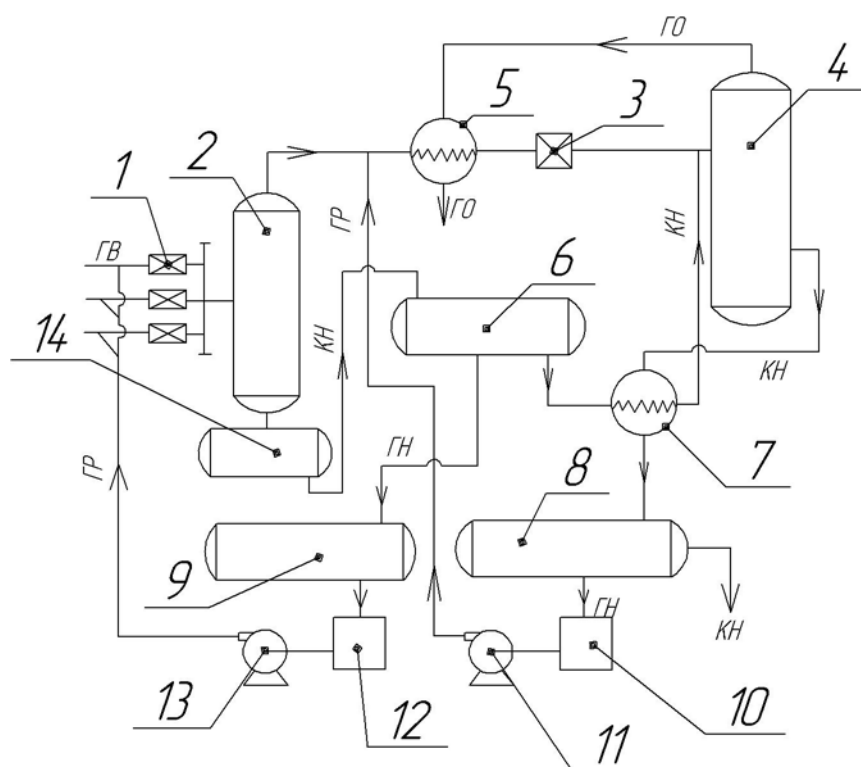


1 — скруббер; 2 — адсорбер (десорбер); 3 — сепаратор; 4 — підігрівач;
5 — теплообмінник; 6 — компресор для циркуляції газу; ГВ — газ вологий;
ГО — газ осушений; ГН — газ нагрітий; ГНН — газ насичений нагрітий;
НО — газ насичений охолоджений; П — пара; К — конденсат.
На схемі лівий апарат працює як адсорбер, правий — як десорбер.
3В — засувка відкрита; 3З — засувка закрита

Рисунок 3.14 — Технологічна схема осушення газу твердими сорбентами

У завершальний період розробки газових родовищ в установках НТС застосовують холодильні машини.

Принципова схема установки НТС, яка обслуговує групу газових свердловин, наведена на рис. 3.15.



ГВ — газ вологий; ГО — газ осушений; КН — конденсат нестабільний;
ГН — гліколь насичений; ГР — гліколь регенерований

Рисунок 3.15 — Технологічна схема установки низькотемпературної сепарації (НТС)

Продукція свердловин — вологий газ (ГВ) надходить по шлейфах після попереднього дроселювання в штуцерах 1 (або без цього) у сепаратор-краплевіддільник 2, у нижній частині якого розташований конденсатозбірник 14. Рідина, що відділилася в сепараторі (волога, нестабільний конденсат), надходить у розподільну ємність 6, де відбувається гравітаційне ро-

здільнення конденсату, вологи (або водного розчину гліколю) і сирого газу.

Основним елементом установки НТС є штуцер (або ежектор) 3 і низькотемпературний сепаратор 4. За рахунок зниження температури на штуцері (а також за рахунок попереднього охолодження в рекуперативному теплообміннику 5) в сепараторі конденсується рідина, яка через теплообмінник 7 надходить у розподільну ємність 8. Для попередження гідратуутворення після дроселювання зазвичай застосовують діетиленгліколь, втрати якого (при концентрації 70-85 %) складають 50-60 г на 1000 м³ газу. Осушений газ ГО проходить теплообмінник 5, де частково охолоджує сирий газ і подається споживачу. Нестабільний конденсат, що відділяється в ємності 8, направляється на стабілізацію, а водний розчин гліколю — на установку регенерації 10, звідки регенований гліколь ГР насосом 11 подається в потік сирого газу перед холодильником 5. Разом із рідиною через апарати 2, 14 гліколь надходить в ємність 6, в ємності 9 відбувається часткова очистка рідини, і знижується тиск. Насичений гліколь ГН регенерується в установці 12 і насосом 13 знову подається у шлейфи свердловини.

В устаткуванні НТС максимально утилізуються тепло і холод. Із цією метою застосовуються регенераційні теплообмінники 5, 7, апарати і трубопроводи мають теплову ізоляцію. Щоб запобігти замерзанню вологи, яка випадає з газового потоку, апарати НТС обладнані паровим або електричним підігрівом. Газ, що виділяється в апаратах 6, 8, 9, частково спрямовується в загальний потік газу, частково витрачається на власні потреби.

Порівнюючи НТС з іншими методами осушення, відзначимо такі її переваги як невеликі витрати енергії при високих пластових тисках, можливість досягнення низьких точок роси води і вуглеводнів. Низькі температури осушеного газу на установках НТС суттєво знижують гідравлічні втрати в газопроводі.

Недоліком НТС є високі втрати гліколей, що помітно збільшує собівартість осушування.

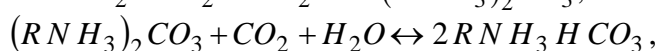
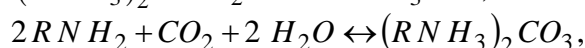
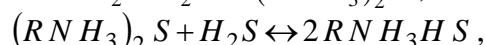
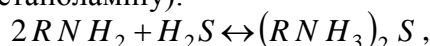
3.5 Очищення газу від сірководню і вуглекислого газу

Родовища природних газів у багатьох випадках містять такі домішки як вуглекислий газ, сірководень і інші сірчані сполуки. Вуглекислий газ міститься в природних газах від часток до кількох десятків процентів. В останньому випадку газ може бути джерелом одержання вуглекислоти. При невеликих концентраціях CO_2 майже не впливає на процес перекачування газу, якщо не враховувати додаткові витрати енергії на перекачування цього компонента. Наявність CO_2 у газі знижує теплопровідність останнього. Сірчані сполуки, що містяться в природних газах, викликають інтенсивну корозію обладнання і трубопроводів, прискорюють гідратуутворення. Наявність води і CO_2 сприяє цим процесам. Продукти згоряння сірчанних сполук (окисли сірки) небезпечні для людини і навколишнього середовища. Практично неможливе повне очищення газу від сірчанних сполук, що містяться в ньому, але існуючі допустимі норми кількості сірчанних сполук у газі, який транспортується по магістральних газопроводах, зводять до мінімуму їх шкідливу дію на людину, навколишнє середовище і технологічне обладнання.

Існує багато методів очищення газу від H_2O і CO_2 , до того ж можливе як одночасне вилучення цих компонентів з газу, так і очищення газу окремо від кожного компонента. Застосовуються абсорбційні і адсорбційні процеси. Для фізичної абсорбції застосовують воду і деякі органічні розчинники, для хімічної абсорбції найчастіше використовують етаноламіни (моноетаноламін, діетаноламін, триетаноламін). При адсорбційних методах очищення застосовують сухий гідроокис заліза, активоване вугілля. Проте швидкий вихід із ладу цих адсорбентів у процесі очищення газу обмежує використання цих методів.

Можливе селективне вилучення сірководню цеолітами, але тільки в невеликих кількостях у процесі доочищення газу. Значні кількості сірководню швидко зменшують поглинальну здатність цеолітів і у цьому випадку необхідний складний процес регенерації.

Найбільш розповсюджений етаноламіновий процес очищення газу ґрунтується на таких оборотних реакціях (на прикладі моноетаноламіну):



де R — група $OHCN_2CH_2$.

Схема процесу очищення природного газу від кислих газів аналогічна схемі осушення газу із застосуванням гліколей. На установках доводиться розв'язувати декілька аналогічних проблем: корозії, спінювання, втрат сорбенту, економії тепла.

3.6 Контрольні запитання

1. Вкажіть основні джерела забруднень природного газу в процесі його транспортування.
2. Які компоненти (окрім легких компонентів метанового ряду) може містити природний газ?
3. Як впливають механічні домішки на роботу обладнання магістральних газопроводів?
4. Як впливає волога на процеси транспорту природного газу?
5. Вкажіть основні вимоги до якості природного газу згідно з “ТУ У 320.00158764.007-95. Технічні вимоги на газу горючі природні”.
6. Який допустимий вміст механічних домішок в природному газі згідно з діючими нормативними документами?
7. Вкажіть допустиме значення точки роси природного газу при тиску 4,0 МПа для періоду з 01 травня до 30 вересня.
8. Вкажіть допустиме значення точки роси природного газу при тиску 4,0 МПа для періоду з 01 жовтня до 30 квітня.
9. Вкажіть максимально допустиму об'ємну частку кисню в природному газі згідно з “ТУ У 320.00158764.007-95. Технічні вимоги на газу горючі природні”.

10. Вкажіть мінімально допустиму нижчу об'ємну теплоту згоряння природного газу згідно з "ТУ У 320.00158764.007-95. Технічні вимоги на гази горючі природні".
11. Назвіть три основні принципи очищення газу від механічних домішок.
12. Наведіть класифікацію апаратів для очищення природного газу залежно від їх принципу дії.
13. Опишіть процес випадання твердих частинок та вологи у вертикальному гравітаційному апараті.
14. Які основні недоліки вертикальних гравітаційних апаратів?
15. Який принцип роботи горизонтального гравітаційного апарату типу "розширювальна камера"?
16. Який принцип роботи циклонного сепаратора?
17. Які переваги має циклонний сепаратор в порівнянні з гравітаційним?
18. Який принцип роботи масляного пиловловлювача?
19. Що таке ненасичений вологий газ?
20. Що таке насичений вологий газ?
21. Що таке точка роси природного газу?
22. Що таке вологовміст природного газу?
23. Що таке абсолютна вологість газу?
24. Що таке відносна вологість газу?
25. Назвіть способи визначення максимальної кількості вологи в природному газу в стані повного насичення.
26. Що таке гідрати природних газів?
27. Вкажіть умови виникнення гідратів природних газів.
28. Який основний спосіб боротьби з гідратоутворенням в магістральних газопроводах?
29. Які існують методи осушення природного газу?
30. Що таке абсорбція?
31. Що таке адсорбція?
32. Опишіть принцип роботи установки осушення на рідких поглиначах вологи.
33. Опишіть принцип роботи контактора в установки осушення.
34. Яке призначення теплообмінників в системі осушення рідкими поглиначами?
35. Яке призначення випарника в системі осушення рідкими поглиначами?

36. Опишіть принцип роботи установки осушення природних газів на твердих поглиначах вологи.
37. Які переваги та недоліки має метод адсорбції?
38. Опишіть принцип роботи адсорбційної установки в режимі осушення газу.
39. Опишіть принцип роботи адсорбційної установки в режимі регенерації адсорбенту.
40. Опишіть принцип роботи установки осушення природного газу методом низькотемпературної сепарації.
41. Які основні принципи очищення газу від сірководню та вуглекислого газу?

РОЗДІЛ 4 ГІДРАВЛІЧНИЙ ТА ТЕПЛОВИЙ РОЗРАХУНКИ ГАЗОПРОВОДІВ

При проектуванні і експлуатації газопроводів доводиться розв'язувати такі задачі: визначення відстані між компресорними станціями, визначення пропускної здатності газопроводу або його ділянки, розрахунок тиску і температури в будь-якій точці газопроводу. Ці задачі пов'язані з гідравлічними і тепловими розрахунками газопроводів, які проводяться разом, оскільки гідравлічні втрати і фізичні властивості газу залежать від його температури, а тепловий режим газопроводу змінюється із зміною гідравлічного режиму.

4.1 Гідравлічний розрахунок газопроводів

Усталений рух газу в трубопроводі, як відомо з курсу газової динаміки, описується узагальненим рівнянням Бернуллі (розрахункова схема наведена на рис. 4.1)

$$\frac{dp}{\rho} + gdh + \alpha d\left(\frac{w^2}{2}\right) + dl_r = 0, \quad (4.1)$$

де p, ρ, w – відповідно середні по перерізу труби тиск, густина і швидкість газу ; α - коефіцієнт Коріоліса (для турбулентного режиму $\alpha=1.1$); g – прискорення сили ваги , h – геодезична відмітка центру перерізу труби; l_r - питома робота тертя.

Диференціал останньої визначається формулою Дарсі-Вейсбаха

$$dl_r = \lambda \cdot \frac{dx \cdot w^2}{2 \cdot d}, \quad (4.2)$$

де λ - коефіцієнт гідравлічного опору ; d – діаметр трубопроводу ; x – координата в напрямі течії газу.

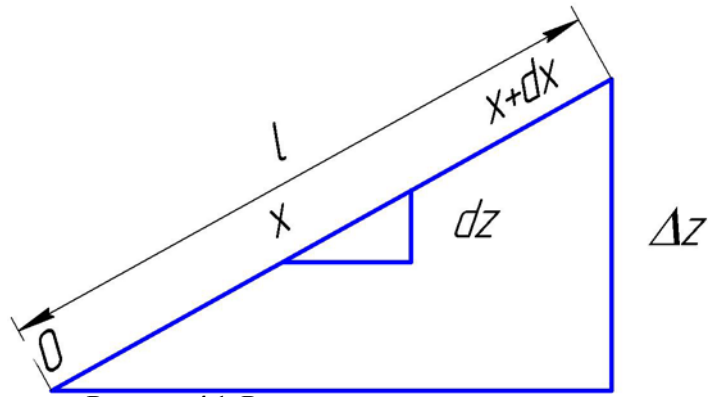


Рисунок 4.1. Розрахункова схема газопроводу

Представимо рівняння (4.1) як неявну функцію тиску від координати x .

Із рівняння нерозривності

$$w = \frac{M}{F \cdot \rho} \quad (4.3)$$

Враховуючи рівняння стану реального газу

$$\frac{p}{\rho} = z \cdot R \cdot T, \quad (4.4)$$

з виразу (4.3) одержимо

$$w = \frac{M \cdot z \cdot R \cdot T}{F \cdot p} \quad (4.5)$$

У рівняннях (4.3)-(4.5): M – масова витрата газу; F – площа перерізу труби; z – коефіцієнт стисливості газу; R – газова стала; T – середня температура газу.

Із подібних трикутників (дивись рис.4.1)

$$dh = \frac{\Delta h}{l} dx = i_r dx, \quad (4.6)$$

де $i_r = \frac{\Delta h}{l}$ геометричний нахил ділянки газопроводу.

Із урахуванням (4.2)-(4.6) одержимо з (4.1) рівняння, що являє собою неявну функцію тиску від координати x

$$\begin{aligned} \frac{dp}{p} \cdot z \cdot R \cdot T + g \cdot i_{\Gamma} \cdot dx - \alpha \cdot \frac{(M \cdot z \cdot R \cdot T)^2}{p^3 \cdot F^2} \cdot dp + \\ + \lambda \cdot \frac{(M \cdot z \cdot R \cdot T)^2}{2 \cdot d \cdot p^2 \cdot F^2} \cdot dx = 0. \end{aligned} \quad (4.7)$$

У цьому рівнянні крім тиску вздовж ділянки газопроводу змінюються також температура T і коефіцієнт стисливості z (останній змінюється незначно). При інтегруванні рівняння значення T і z приймаємо сталими.

Спростимо рівняння (4.7), поділивши його почленно на вираз $\frac{z \cdot R \cdot T}{p^2}$, і застосовуючи заміну змінної $p^2 = U$

$$du + \frac{2 \cdot g \cdot i_{\Gamma}}{z \cdot R \cdot T} \cdot u dx - \alpha \frac{M^2 \cdot zRT}{F^2} \frac{du}{u} + \frac{M^2 \cdot \lambda \cdot zRT}{F^2 \cdot d} dx = 0. \quad (4.8)$$

Уведемо наступні позначення: $\frac{2 \cdot g \cdot i_{\Gamma}}{z \cdot R \cdot T} = A$;

$$\frac{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T}{F^2 \cdot d} = B; \quad \frac{\alpha \cdot z \cdot R \cdot T}{F^2} = C.$$

Очевидно, коефіцієнт A враховує вплив нахилу ділянки газопроводу на втрати енергії на перекачування газу, коефіцієнт B враховує вплив втрат енергії на тертя, коефіцієнт C враховує вплив зміни кінетичної енергії потоку газу. Для ізотермічного режиму і сталих значень z коефіцієнти A, B, C розглядаються як сталі величини.

Із урахуванням цих позначень рівняння (4.8) набуває такого вигляду:

$$du + A \cdot u dx - M^2 \cdot C \cdot \frac{du}{u} + M^2 \cdot B \cdot dx = 0. \quad (4.9)$$

Розділимо змінні

$$\frac{du}{A \cdot u + M^2 \cdot B} - \frac{C \cdot du}{B \cdot u} + \frac{C \cdot A \cdot du}{B \cdot (A \cdot u + M^2 \cdot B)} + dx = 0. \quad (4.10)$$

Після інтегрування (4.10) в межах від $x = 0$ до $x = 1$ і від $u = u_n$ (початкове значення) до $u = u_k$ (кінцеве значення) і, враховуючи, що $u_n = p_n^2$ і $u_k = p_k^2$, одержимо

$$\frac{1}{A} \ln \frac{A \cdot p_k^2 + B \cdot M^2}{A \cdot p_n^2 + B \cdot M^2} - \frac{C}{B} \ln \frac{p_k^2}{p_n^2} + \frac{C}{B} \ln \frac{A \cdot p_k^2 + B \cdot M^2}{A \cdot p_n^2 + B \cdot M^2} + l = 0. \quad (4.11)$$

Позначимо алгебричну суму другого і третього членів, що залежать від кінетичної енергії газового потоку (див. вираз коефіцієнта C)

$$K = \frac{C}{B} \left(\frac{A + B \cdot M^2 / p_k^2}{A + B \cdot M^2 / p_n^2} \right), \quad (4.12)$$

Із урахуванням (4.12) рівняння (4.11) запишемо в формі

$$\ln \frac{A \cdot p_k^2 + B \cdot M^2}{A \cdot p_n^2 + B \cdot M^2} = -A \cdot l \cdot (1 + K), \quad (4.13)$$

звідки

$$p_k = \sqrt{p_n^2 \cdot e^{-(1+K) \cdot A \cdot l} - M^2 \cdot \frac{B \cdot (1 - e^{-(1+K) \cdot A \cdot l})}{A}}. \quad (4.14)$$

Із рівняння (4.14)

$$M = \sqrt{\frac{A \cdot (p_n^2 - p_k^2 e^{(1+K) \cdot A \cdot l})}{B \cdot (e^{(1+K) \cdot A \cdot l} - 1)}}. \quad (4.15)$$

Залежності (4.14) і (4.15) можна розглядати як універсальні, оскільки тут враховані нахил ділянки газопроводу і зміна кінетичної енергії потоку газу. Для випадку, коли не враховується зміна кінетичної енергії, приймаємо $K = 0$. Залежність (4.14) тоді набуває форми

$$p_k = \sqrt{p_n^2 \cdot e^{-A \cdot l} - M^2 \cdot \frac{B \cdot (1 - e^{-A \cdot l})}{A}}. \quad (4.16)$$

Профіль траси газопроводу, що прокладений у гірських умовах, розглядають як сукупність нахилених ділянок. Для визначення кінцевого тиску в газопроводі (тобто тиску на вході наступної компресорної станції) визначаються послідовно кінцеві тиски на кожній ділянці.

Для горизонтального (рівнинного) газопроводу коефіцієнт $A = 0$ і під коренем (4.16) маємо невизначеність типу $\frac{0}{0}$.

Розкриваючи цю невизначеність, одержимо

$$p_k = \sqrt{p_n^2 - M^2 \cdot B} = \sqrt{p_n^2 - \frac{M^2 \cdot \lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot l}{F^2 \cdot d}}, \quad (4.17)$$

звідки

$$M = \frac{\pi \cdot d^{2.5}}{4} \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot l}}. \quad (4.18)$$

Як універсальне рівняння для гідравлічного розрахунку газопроводу можна розглядати залежність у диференціальній формі (4.10), звідки легко одержати часткові випадки.

Зокрема для горизонтального газопроводу ($A = 0$) рівняння (4.10) має вигляд

$$\frac{du}{M^2 \cdot B} - \frac{C \cdot du}{B \cdot u} + dx = 0. \quad (4.19)$$

Після інтегрування (4.10) в межах від $x = 0$ до $x = 1$ і від $u = u_n$ (початкове значення) до $u = u_k$ (кінцеве значення) і, враховуючи, що $u_n = p_n^2$ і $u_k = p_k^2$, одержимо

$$p_n^2 - p_k^2 = M^2 \cdot B \left(l + \frac{C}{B} \ln \frac{p_n^2}{p_k^2} \right), \quad (4.20)$$

звідки

$$M = \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{B \cdot \left(l + \frac{C}{B} \ln \frac{p_n^2}{p_k^2} \right)}}. \quad (4.21)$$

За умови $C = 0$ із залежності (4.21) одержуємо формулу для визначення пропускної здатності горизонтального газопроводу без урахування зміни кінетичної енергії газового потоку (4.18).

Для нахилених ділянок газопроводів і свердловин із невеликими дебітами, коли нехтуємо впливом зміни кінетичної енергії, приймаємо в рівнянні (4.10) $C=0$:

$$\frac{du}{A \cdot u + M^2 \cdot B} + dx = 0. \quad (4.22)$$

У результаті інтегрування цього рівняння одержуємо залежності

$$p_k = \sqrt{p_n^2 \cdot e^{-A \cdot l} - M^2 \cdot \frac{B \cdot (1 - e^{-A \cdot l})}{A}}; \quad (4.23)$$

$$M = \sqrt{\frac{A \cdot (p_n^2 - p_k^2 \cdot e^{A \cdot l})}{B \cdot (e^{A \cdot l} - 1)}}. \quad (4.24)$$

Аналіз одержаних вище залежностей дозволяє зробити такі висновки:

- універсальні залежності (4.14), (4.15) раціонально застосовувати для гідравлічних розрахунків високодебітних газових свердловин;
- залежності (4.17), (4.18) справедливі для умов руху газу в рівнинних магістральних газопроводах;
- залежності (4.20), (4.21) відповідають умовам руху газу в високодебітних шлейфах із високими перепадами тисків;
- залежності (4.23), (4.24) застосовуються для нахилених ділянок газопроводів і малодебітних газових свердловин.

У практичній системі одиниць слід застосовувати залежності, які рекомендовані в діючих нормативних документах. Так, згідно з [1] гідравлічний розрахунок ділянки газопроводу

без урахування профілю траси слід виконувати тоді, коли різниця вертикальних відміток менше 100 метрів. Пропускна здатність газопроводу слід визначати за стандартних умов, а саме при тиску в 0,1013 МПа та температурі 20 °С.

Основна розрахункова формула має такий вигляд:

$$Q = 105,087 \cdot d^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\Delta \cdot \lambda \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}}, \quad (4.25)$$

де Q – пропускна здатність газопроводу в $\frac{\text{млн.м}^3}{\text{д}}$;

d – внутрішній діаметр газопроводу, м;

P_n та P_k – відповідно початковий та кінцевий абсолютні тиски в газопроводі, МПа;

Δ – відносна густина газу по повітрю;

z_{cp} – коефіцієнт стисливості за середніх умов;

T_{cp} – середня температура газу в газопроводі;

L – довжина ділянки, км;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу, що визначається з урахуванням гідравлічної ефективності ділянки газопроводу.

З урахуванням профілю траси залежність (4.25) набуває такого вигляду:

$$Q = 105,087 \cdot d^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2 \cdot (1 + a \cdot h_k)}{\Delta \cdot \lambda \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L \cdot \left(1 + \frac{a}{2 \cdot L} \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i-1}) \cdot l_i\right)}}, \quad (4.26)$$

де коефіцієнт a визначається за формулою:

$$a = \frac{\Delta}{14,64 \cdot T_{cp} \cdot z_{cp}}, \quad (4.27)$$

h_k – перевищення (пониження) кінцевої точки газопроводу, що розраховується, над початковою точкою, м. Згідно з вимогами нормативних документів відмітка початкової точки газопроводу приймається рівною нулю;

h_i – перевищення або пониження i – o ї точки газопроводу відносно початкової точки, м;

l_i – довжина i – o елементу ділянки газопроводу, км.

Слід наголосити, що відмітки характерних точок, що розташовані вище початкової слід приймати зі знаком плюс, а точок, що розташовані нижче початкової – зі знаком мінус.

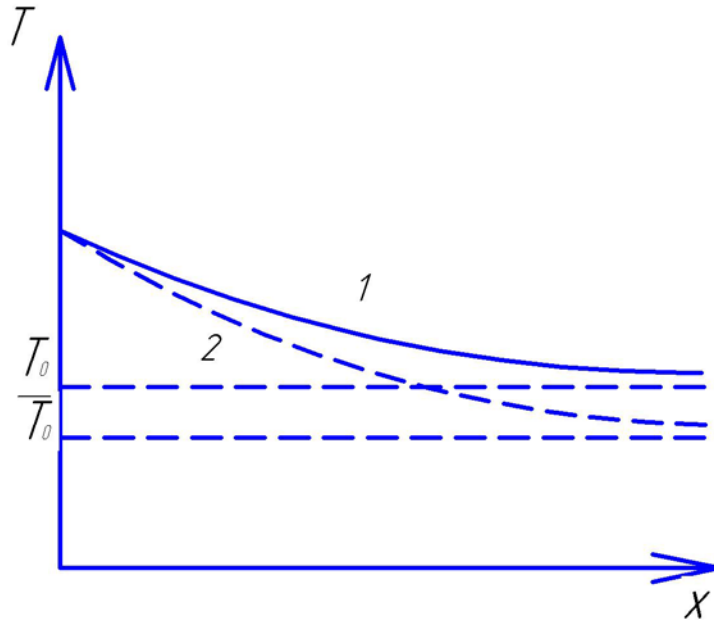
Розрахунок середніх параметрів у газопроводі та особливості визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності буде розглянуто в наступних параграфах даного підручника.

4.2 Тепловий розрахунок газопроводів

У процесі транспорту газу магістральними газопроводами його температура істотно змінюється. Після стиснення на компресорній станції температура газу може перевищувати 60-70 °С, і в цьому випадку для захисту бітумної ізоляції трубопроводів необхідне охолодження газу до 35-40 °С. У трубопроводі газ віддає теплоту в оточуюче середовище (грунт, повітря) і таким чином охолоджується [9]. У деяких випадках унаслідок дії ефекту Джоуля-Томсона можливе охолодження газу до температури, нижчої від температури оточуючого ґрунту. Характер кривої зміни температури у магістральному газопроводі показано на рис. 4.2.

Уміння визначити температуру газу в будь-якій точці магістрального трубопроводу має велике практичне значення, оскільки температура (поряд із тиском) визначає умови випадіння вологи, умови утворення гідратів у газопроводі. Від температури газу залежать втрати енергії на перекачування, цілісність і строк служби ізоляції, міцність і стійкість трубопроводу.

Основні залежності для розрахунків температури газу при сталому режимі одержимо на базі рівняння питомої енергії (ентальпії) потоку газу, яке у диференціальній формі має вигляд



1 – за формулою Шухова; 2 – з врахуванням ефекту Джоуля-Томсона;
 T_0 – температура ґрунту; \bar{T}_0 – зведена температура ґрунту
Рисунок 4.2 – Криві зміни температури газу по довжині газопроводу

$$d i + \alpha \cdot d \left(\frac{W^2}{2} \right) + g \cdot d h + d q_e = 0, \quad (4.28)$$

де i – питома ентальпія газу; q_e – питома теплота, що відводиться в оточуюче середовище (пояснення інших величин приведені до рівняння (4.1)).

Ентальпія реального газу є функцією температури і тиску, тому повний диференціал ентальпії

$$d i = \left(\frac{\partial i}{\partial p} \right)_T d p + \left(\frac{\partial i}{\partial T} \right)_p d T. \quad (4.29)$$

За умови $i = const$ диференціал $d i = 0$, звідки одержуємо

$$\left(\frac{\partial i}{\partial p}\right)_T = -\left(\frac{\partial i}{\partial T}\right)_p \left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_i. \quad (4.30)$$

Із курсу термодинаміки відомо, що теплоємність при сталому тиску $\left(\frac{\partial i}{\partial T}\right)_p = C_p$,

а коефіцієнт Джоуля-Томсона $\left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_i = D_j$.

Таким чином, диференціал ентальпії

$$di = -C_p \cdot D_j \cdot dp + C_p \cdot dT. \quad (4.31)$$

Виконуючи вже відомі перетворення (див. п. 4.1), одержимо

$$\alpha \left(\frac{W^2}{2}\right) = \alpha \frac{(M \cdot z \cdot R)}{(F \cdot p)^2} \cdot T \, dT \quad \text{і} \quad g \, dh = g \cdot i_r \, dx. \quad (4.32)$$

Питома теплота, що відводиться в оточуюче середовище, на відрізок dx (див. рис. 4.1)

$$d q_e = k \cdot \pi \cdot D \cdot (T - T_0) \cdot \frac{dx}{M}, \quad (4.33)$$

де k – коефіцієнт теплопередачі; T – поточна температура (на відрізок dx); T_0 – температура ґрунту; D – діаметр трубопроводу; M – масова витрата газу.

Добуток $\pi \cdot D \cdot dx$ дорівнює площі теплообміну на елементарному відрітку dx .

Після підстановки виразів (4.31)-(4.33) у рівняння (4.27) одержимо

$$C_p \cdot dT - C_p \cdot D_j \cdot dp + \alpha \left(\frac{M \cdot z \cdot R}{F \cdot p}\right)^2 \cdot T \cdot dT + g \cdot i_r \cdot dx + \frac{k \cdot \pi \cdot D}{M} \cdot (T - T_0) \cdot dx = 0. \quad (4.34)$$

Якщо прийняти лінійний закон розподілу тиску

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{p_1 - p_2}{l}, \text{ тоді } dp = -\frac{p_1 - p_2}{l} dx.$$

Величини C_p , D_j , z , p і k у загальному випадку змінюються по довжині ділянки газопроводу. Для інтегрування рівняння приймаємо їх постійними і рівними середнім значенням.

Поділимо почленно рівняння (4.17) на C_p і введемо позначення

$$a = \frac{k \cdot \pi \cdot D}{M \cdot C_p}, \quad C_3 = \alpha \left(\frac{M \cdot z \cdot R}{F \cdot p} \right)^2 \frac{1}{C_p},$$

$$C_4 = D_j \cdot \frac{p_1 - p_2}{l}, \quad C_5 = \frac{g \cdot i_r}{C_p}.$$

Після відокремлення змінних отримаємо

$$\frac{(1 + C_3 \cdot T) \cdot dT}{T - T_0 + \frac{C_4}{a} + \frac{C_5}{a}} = -a \cdot dx. \quad (4.35)$$

Уведемо поняття зведеної температури ґрунту

$$\bar{T}_0 = T_0 - \frac{C_4}{a} - \frac{C_5}{a}. \quad (4.36)$$

Тепер рівняння (4.18) набуває вигляду

$$\frac{(1 + C_3 \cdot T) \cdot dT}{T - \bar{T}_0} = -a \cdot dx. \quad (4.37)$$

Інтегруючи (4.37) на відрізку $0 - x$ (T_1 – початкова температура; \bar{T}_x – температура газу на відстані x від початкової точки ділянки газопроводу), отримуємо

$$(1 + C_3 \cdot \bar{T}_0) \cdot \ln \frac{T_x - \bar{T}_0}{T_1 - \bar{T}_0} + C_3 \cdot (T_x - T_1) = -ax. \quad (4.38)$$

Звідси

$$T_x = \bar{T}_0 + (T_n - \bar{T}_0) \cdot e^{\left(\frac{-ax + C_3 \cdot (T_1 - T_x)}{1 + C_3 \cdot \bar{T}_0} \right)}. \quad (4.39)$$

За умови $x=l$ одержуємо формулу кінцевої температури

$$T_2 = \bar{T}_0 + (T_1 - \bar{T}_0) \cdot e^{\left(\frac{al + C_3 \cdot (T_1 - T_2)}{1 + C_3 \cdot \bar{T}_0} \right)}. \quad (4.40)$$

Оскільки невідомі знаходяться в правих частинах рівнянь (4.39), (4.40), користуються методом послідовних наближень.

У магістральних газопроводах, як і при гідравлічних розрахунках, зміни кінетичної енергії практично не впливають на температуру газу. У цьому випадку $C_3 = 0$, і ми отримуємо з рівняння (4.40) узагальнену формулу Шухова

$$T_2 = \bar{T}_0 + (T_1 - \bar{T}_0) e^{-al}. \quad (4.41)$$

Для рівнинних ділянок газопроводу (коли різниця відміток Δh згідно з існуючими нормами не перевищує 100 м) приймаємо $C_5 = 0$, і тоді

$$\bar{T}_0 = T_0 - \frac{C_4}{a}. \quad (4.42)$$

Якщо не враховувати ефект Джоуля-Томсона, то $C_4 = 0$ і у формулі (4.41) замість зведеної температури \bar{T}_0 користуються реальним значенням температури ґрунту T_0 .

Температура газу в будь-якій точці одноступінчатого газопроводу, згідно з діючими нормативними документами [2], слід визначати за такими залежностями:

$$T_2 = T_0 + (T_1 - T_0) \cdot e^{-ax} - D_i \cdot \frac{P_n^2 - P_k^2}{2 \cdot aL \cdot P_{cp}} \cdot (1 - e^{-ax}), \quad (4.43)$$

де D_i – середнє значення коефіцієнта Джоуля-Томсона, $\frac{K}{MPa}$;

P_n, P_k, P_{cp} – відповідно початковий, кінцевий та середній абсолютні тиски, МПа.

Значення параметра ax визначається за залежністю:

$$ax = 0,225 \cdot \frac{K_{cp} \cdot D_3 \cdot x}{Q \cdot \Delta \cdot C_p}, \quad (4.44)$$

де K_{cp} – середній на ділянці загальний коефіцієнт теплопередачі від газу в навколишнє середовище;

D_3 – зовнішній діаметр газопроводу, м;

x – віддалі від початку газопроводу до точки, що розглядається, км;

C_p – середня ізобарна теплоємність газу, $\frac{\text{кДж}}{\text{кгК}}$.

4.3 Гідравлічні втрати в газопроводах

Основними факторами, що визначають гідравлічний опір в магістральних газопроводах, є шорсткість внутрішніх стінок трубопроводу, число Рейнольдса і ступінь забруднення внутрішньої порожнини газопроводу.

Гідравлічна шорсткість газопроводів залежить від умов будівництва і експлуатації трубопроводу і змінюється в широких межах. За даними інституту ВНДГаз шорсткість нових газопровідних труб, що не зазнали корозії, дорівнює в середньому 0,03 мм. Атмосферна корозія, яка має місце, коли труби довго лежать на відкритому повітрі під час будівництва, і внутрішня корозія в процесі експлуатації газопроводу збільшують шорсткість стінок трубопроводу до кількох десятих міліметра. У деяких випадках, коли транспортується сухий газ, що не містить корозійних домішок, можливе зменшення шорсткості. Це пов'язано з тим, що тверді частинки, які містяться в газі, шліфують стінки трубопроводу.

Для магістральних газопроводів звичайним є квадратичний режим руху газу. Режим змішаного тертя можливий при неповному завантаженні газопроводу. Межа між квадратичною зоною і зоною змішаного тертя визначається перехідним числом Рейнольдса

$$R_{nep} = 11 \left(\frac{d}{2k} \right)^{1,5}, \quad (4.45)$$

де k – абсолютна шорсткість, мм.

Число Рейнольдса газового потоку зручно представити як функцію об'ємної або масової витрати газопроводу

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho}{\pi \cdot d \cdot \eta} = \frac{4 \cdot M}{\pi \cdot d \cdot \eta}. \quad (4.46)$$

Для практичних розрахунків користуються також формулою

$$Re = 17,76 \cdot \frac{\Delta \cdot q}{d \cdot \eta}, \quad (4.47)$$

де q – об'ємна витрата за стандартних умов, млн.м³/д; d – внутрішній діаметр трубопроводу, м; η – динамічна в'язкість, Па·с.

Серед величин, від яких залежить число Re , змінною є тільки динамічна в'язкість η . За ходом руху газу із зменшенням температури і тиску в'язкість газу зменшується, і число Re зростає. Зазначимо, що різниця між початковим і кінцевим значеннями числа Re , як правило, не перевищує 15-17 %.

Для визначення коефіцієнта гідравлічного опору для газопроводів застосовують в основному степеневі залежності: функції діаметра трубопроводу, функції числа Рейнольдса, а також функції числа Рейнольдса і шорсткості. Прикладом формули, де λ визначається як функція діаметра, може бути формула, запропонована американським інженером Веймаутом у 1912 році

$$\lambda = \frac{0,0094}{d^{1/3}}, \quad (4.48)$$

де d – вимірюється в метрах.

Формула давала реальні результати для відносно невеликих діаметрів за умови повного завантаження трубопроводу. Із появою більш обґрунтованих формул та будівництва

трубопроводів великих діаметрів формула Веймаута не використовується для практичних розрахунків.

До тієї ж категорії належить сучасна формула ВНДІгазу, яка дає добрі результати для газопроводів великих діаметрів за умови їх повного завантаження

$$\lambda = \frac{0,03817}{d^{0,2}}, \quad (4.49)$$

де d – вимірюється в міліметрах.

До другої групи формул належить формула ВНДІгазу

$$\lambda = \frac{0,1844}{Re^{0,2}}, \quad (4.50)$$

Остання справедлива для режиму гладкого тертя і може застосовуватись для газопроводів малого діаметра. У зарубіжній практиці формули цієї групи широко використовують для практичних розрахунків газопроводів. Прикладом можуть бути формула Panhandle (США)

$$\lambda = \frac{0,016}{Re^{0,039}} \quad (4.51)$$

та формула Ренуара (Франція)

$$\lambda = 1,03 \cdot 10^{-2} + \frac{1,59}{Re^{0,44}}. \quad (4.52)$$

Формулу (4.51) застосовують для магістральних газопроводів, (4.52) – для газопроводів систем газопостачання.

У вітчизняній практиці проектування і експлуатації магістральних газопроводів в основному користуються універсальною нормативною формулою ВНДІгазу

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k}{d} \right)^{0,2}. \quad (4.53)$$

Для одержання порівняльних результатів у формулі (4.53) при проектних розрахунках приймають постійне значення шорсткості $k = 0,03$ мм.

Для магістральних газопроводів характерні великі значення чисел Re (кілька десятків мільйонів), тому вплив першого члена в дужках на величину λ порівняно невеликий, по відношенню до другого члена він не перевищує 10...15 %. Тому, визначаючи число Рейнольдса за формулами (4.46), (4.47), достатньо прийняти сталі значення в'язкості, яке відповідає середнім умовам у газопроводі $\eta = (1,2 \dots 1,25) 10^{-5}$ Па·с.

Якщо для квадратичної зони турбулентного режиму при великих числах Рейнольдса знехтувати першим членом у дужках формули (4.53) і прийняти $k = 0,03$ мм, одержимо залежність (4.49) як окремий випадок універсальної формули ВНДІ-газу. Залежність (4.50) являє собою другий окремий випадок цієї ж формули, якщо відкинути другий член у дужках (для чисел $Re < 250000$ за умови $k = 0,03$ мм другий член становить менше 10% для будь-якого діаметра газопроводу).

При гідравлічних розрахунках газопроводів систем газопостачання застосовують відому формулу А. Д. Альштуля

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{k_e}{d} \right)^{0,25}, \quad (4.54)$$

в якій еквівалентну шорсткість для сталевих труб k_e приймають рівною 0,1 мм.

Для проектних і експлуатаційних гідравлічних розрахунків в основному застосовують залежність (4.53), що є універсальною для всіх зон турбулентного режиму і таким чином не вимагає визначення перехідних чисел Рейнольдса. Недоліком цієї формули, як і інших формул для визначення коефіцієнта гідравлічного опору λ , що містять число Рейнольдса, є необхідність застосування методу послідовних наближень при визначенні масової або об'ємної продуктивності газопроводу, оскільки число Рейнольдса саме залежить від продуктивності.

Розрахунок коефіцієнта гідравлічного опору газопроводу з урахуванням усереднених місцевих опорів та гідравлічної ефективності, згідно із нормативними документами [2], слід проводити за такою залежністю:

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{\lambda_{mp}}{E^2}, \quad (4.55)$$

де E – коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу, що характеризує ступінь забруднення внутрішньої порожнини газопроводу.

Згідно із нормативною документацією коефіцієнт гідравлічної ефективності приймається 0,95, якщо на газопроводі є наявності системи для періодичного очищення внутрішньої порожнини. У разі відсутності таких систем коефіцієнт гідравлічної ефективності приймається 0,92.

У випадку не урахування місцевих опорів та із урахуванням коефіцієнт гідравлічної ефективності залежність (4.25) набуває вигляду

$$Q = 105,087 \cdot d^{2,5} \cdot E \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\Delta \cdot \lambda \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}}. \quad (4.56)$$

Залежність (4.56) являється основною розрахунковою формулою для визначення пропускної здатності горизонтального одноступінчастого газопроводу.

Ступінь забруднення внутрішньої порожнини газопроводу, а також зміни гідравлічного опору пов'язані зі зміною шорсткості в період експлуатації, враховуються величиною коефіцієнта ефективності E , який являє собою відношення фактичної витрати (об'ємної або масової) газу до її розрахункового значення при фактичних параметрах режиму перекачування. Таким чином, фактична витрата газопроводу визначається як добуток розрахункової (теоретичної) витрати і коефіцієнта ефективності E . Для оперативної оцінки реального гідравлічного опору ділянки газопроводу, ступеня забруднення ділянки коефіцієнт E періодично визначають на основі фактичних параметрів режиму, користуючись залежністю (на базі практичної формули 4.56)

$$E = \frac{Q_\phi}{105,087 \cdot d^{2,5} \sqrt{\left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{\lambda \cdot z_{cp} \cdot \Delta \cdot T_{cp} \cdot L} \right)}}, \quad (4.57)$$

де Q_ϕ, P_1, P_2 – фактичні (вимірювані) значення відповідно об'ємної витрати (млн.м³/д), початкового і кінцевого абсолютних тисків (МПа)

Величини λ, z розраховуються на основі реальних даних відповідно за формулами (4.53) і (2.9).

Користуючись звичайними методами визначення відносних похибок, із формули (4.38) отримаємо

$$\delta E = 0,5 \cdot \delta T + 0,5 \cdot \delta z + \delta q_\phi + \frac{\delta p_1 \cdot \varepsilon^2 + \delta p_2}{\varepsilon^2 - 1}, \quad (4.58)$$

де $\varepsilon = \frac{P_1}{P_2}$.

Величини $\delta q_\phi, \delta p_1, \delta p_2$ визначаються класом точності приладів для вимірювання витрати Q_ϕ , тисків P_1 і P_2 . Крім того, вплив похибок вимірювання тисків залежить від відношення ε . Враховуючи клас точності приладів, встановлених на трасі, визначають, за показами манометрів, довжину ділянки газопроводу, на якій відношення тисків ε забезпечує припустиме значення сукупної похибки вимірювання тисків.

4.4 Середні значення параметрів потоку газу в газопроводі.

Гідравлічні розрахунки вимагають знання середніх значень температури і тиску газу на розрахунковій ділянці. Крім того, ці середні значення використовуються для визначення кількості газу в газопроводі. При детальних розрахунках середні значення температури і тиску потрібні для визначення середньої теплоємності газу, середньої в'язкості, середніх значень коефіцієнтів Джоуля-Томсона і стисливості.

Залежно від способу гідравлічних розрахунків визначають середні арифметичні або середні інтегральні значення температури і тиску. Застосування ЕОМ дає змогу проводити розрахунки газопроводу послідовно короткими відрізками, визначаючи температуру і тиск із заданим кроком по довжині трубопроводу. Такий метод розрахунку зручний при визначенні місця можливого утворення гідратів, кількості газу у діючому газопроводі. Це єдино можливий метод, коли вико-

ристовують узагальнені формули (4.6)-(4.9). При покроковому розрахунку газопроводу на кожному відрізку визначають середні арифметичні значення температури і тиску, оскільки криві зміни температури і тиску на короткому відрізку близькі до прямої. Необхідні показники фізичних властивостей газу на кожному відрізку одержують як функцію цих середньоарифметичних значень.

При гідравлічних розрахунках великих ділянок газопроводу (десятки кілометрів і понад) визначають середні інтегральні температуру і тиск. У загальному вигляді середня інтегральна температура визначається залежністю

$$T = \frac{1}{l} \int_0^l T_x dx, \quad (4.59)$$

де T_x – поточна температура; l – довжина ділянки газопроводу.

Використовуючи формулу (4.39), після інтегрування отримаємо

$$T = \bar{T}_0 + \frac{(T_1 - \bar{T}_0) \cdot (1 + C_3 \cdot \bar{T}_0)}{al} \left[e^{\left(\frac{C_3 \cdot (T_1 - T_2)}{1 + C_3 \cdot \bar{T}_0} \right)} - e^{\left(\frac{al + C_3 \cdot (T_1 - T_2)}{1 + C_3 \cdot \bar{T}_0} \right)} \right]. \quad (4.60)$$

Якщо не враховувати вплив кінетичної енергії ($C_3 = 0$), вираз середньої інтегральної температури значно спрощується

$$T = \bar{T}_0 + \frac{T_1 - \bar{T}_0}{al} (1 - e^{-al}). \quad (4.61)$$

Із сумісного розв'язання рівнянь (4.61) і (4.41) можна одержати формулу середньої інтегральної температури як функції початкової і кінцевої температур.

$$T = T_0 + \frac{T_1 - T_2}{al} \quad (4.62)$$

Середній інтегральний тиск визначається загальною залежністю

$$P = \frac{1}{l} \int_0^l P_x dx. \quad (4.63)$$

Використаємо функцію $P_x = f(x)$ у формі

$$P_x = \sqrt{p_1^2 - f x}, \quad (4.64)$$

де $f = \frac{M^2 \cdot \lambda \cdot z \cdot R \cdot T}{d \cdot S^2}$; λ, z, T – середні значення на ділянці l відповідно коефіцієнтів гідравлічного опору, стисливості та температури.

Після інтегрування маємо

$$P = \frac{2}{3} \frac{1}{f \cdot l} \cdot \left[(p_1^2)^{3/2} - (p_1^2 - f l)^{3/2} \right]. \quad (4.65)$$

Враховуючи, що $f = \frac{p_1^2 - p_2^2}{l}$ і $p_1^2 - f \cdot l = p_2^2$, одержимо формулу середнього інтегрального тиску для рівнинних газопроводів

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2}. \quad (4.66)$$

Залежність (4.66) можна представити також у такому вигляді:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right). \quad (4.67)$$

Для обліку кількості газу, що транспортується, необхідно періодично визначати об'єм газу, що знаходиться в трубопроводі. Кількість газу в одиниці об'єму трубопроводу залежить від тиску і температури, які змінюються за ходом руху газу. Елементарний об'єм газу за стандартних умов визначається співвідношенням

$$dV_0 = S \frac{\rho}{\rho_0} dx, \quad (4.68)$$

де S – площа перерізу трубопроводу; ρ, ρ_0 – густина газу відповідно за робочих і стандартних умов.

Об'єм газу на ділянці довжиною l

$$V_0 = \frac{S}{\rho_0} \int_0^l \rho dx. \quad (4.69)$$

Із урахуванням рівняння стану (2.1)

$$V_0 = S \cdot \frac{T_0}{\rho_0} \int_0^l \frac{p_x \cdot dx}{z_x \cdot T_x}. \quad (4.70)$$

Найбільш точний результат матимемо при наближеному обчисленні інтеграла з використанням формул (4.10), (2.9), (4.39). Цей спосіб є аналогом покрокового розрахунку температури і тиску вздовж газопроводу.

Для умов рівнинних газопроводів поточні значення P_x , z_x і T_x замінюють на їх середньоінтегральні значення. У цьому випадку маємо

$$V_0 = \frac{S \cdot T_0 \cdot P_{cp} \cdot l}{z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot P_0}. \quad (4.71)$$

4.5 Огляд існуючих рівнянь для гідравлічних розрахунків газопроводів

У зв'язку зі значним розвитком систем транспортування газу у світі існують різні форми основного рівняння для розрахунку газопроводів [3], [4]. Розглянемо найбільш відомі залежності.

Серед існуючих рівнянь можна виділити найбільш відомі, а саме:

- загальне рівняння для розрахунку газопроводів;
- рівняння Колбрука-Уайта для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору;

- модифіковане рівняння Колбрука-Уайта для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору;
- рівняння американської газової асоціації (American Gas Association AGA) для розрахунку коефіцієнта продуктивності;
- рівняння Веймаута для визначення пропускної здатності газопроводу;
- рівняння Панхандля типу А для визначення пропускної здатності газопроводу;
- рівняння Панхандля типу В для визначення пропускної здатності газопроводу;
- рівняння інституту газових технологій (Institute of Gas Technology) для визначення пропускної здатності газопроводу;
- рівняння Спитзгласса для визначення пропускної здатності газопроводу;
- рівняння Муеллера для визначення пропускної здатності газопроводу.

У даному розділі підручника буде розглянуто перелічені рівняння та дано рекомендації по їх застосуванню. Вищепераховані рівняння застосовуються в англійськомовних країнах, а тому найчастіше в літературі приводяться в так званій американській практичній системі одиниць (U.S. Customary System USCS), однак у даному підручнику вони будуть представлені в міжнародній системі одиниць (SI).

4.5.1 Загальне рівняння для розрахунку газопроводів

Для розрахунку стаціонарних горизонтальних ізотермічних газопроводів найбільш поширена форма рівняння в міжнародній системі одиниць має вигляд такої залежності (*звертаємо увагу, що в даному та подальших рівняннях збережено позначення та індекси першоджерел*).

$$Q = 1,1494 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \cdot D^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{G \cdot T_f \cdot L \cdot Z \cdot f}}, \quad (4.72)$$

де Q – продуктивність газопроводу в $\frac{m^3}{\delta}$ за стандартних умов;

T_b – стандартна температура, К. Слід відміти, що стандартна температура в різних системах одиниць відрізняється. Так, згідно з AGA та IGT стандартна температура становить 15°C або 60 °F. Однак дане значення, так само як і тиск за стандартних умов, слід уточнити під час вирішення кожної задачі;

P_b – тиск за стандартних умов кПа;

D – внутрішній діаметр, мм;

P_1 та P_2 – відповідно початковий та кінцевий абсолютні тиски, кПа;

G – відносна густина газу;

T_f – середня температура газу, К;

Z – середній коефіцієнт стисливості;

L – довжина газопроводу, км;

f – коефіцієнт гідравлічного опору

Іноді рівняння для гідравлічного розрахунку газопроводів представляють у залежності не від коефіцієнта гідравлічного опору, а від так званого “коефіцієнта продуктивності” (“*transmission factor*”).

Взаємозв’язок цього коефіцієнта з коефіцієнтом гідравлічного опору буде наведений нижче однак слід відмітити, що найчастіше коефіцієнт продуктивності позначається F .

У випадку застосування коефіцієнта продуктивності рівняння (4.72) набуває такого вигляду:

$$Q = 5,747 \cdot 10^{-4} \cdot F \cdot \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \cdot D^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{G \cdot T_f \cdot L \cdot Z}} \quad (4.73)$$

У випадку необхідності врахування профілю траси найбільш поширене загальне рівняння для гідравлічних розрахунків має такий вигляд:

$$Q = 5,747 \cdot 10^{-4} \cdot F \cdot \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \cdot D^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{(P_1^2 - e^s \cdot P_2^2)}{G \cdot T_f \cdot L_e \cdot Z}} \quad (4.74)$$

де L_e – еквівалентна довжина ділянки газопроводу, км. Дане значення враховує різницю висот між кінцем та початком газопроводу та визначається за залежністю

$$L_e = \frac{L \cdot (e^s - 1)}{s}, \quad (4.75)$$

де параметр s визначається за залежністю

$$s = 0,0684 \cdot G \cdot \left(\frac{H_2 - H_1}{T_f \cdot Z} \right), \quad (4.76)$$

де H_2 та H_1 – відповідно відмітки кінця та початку газопроводу, м.

У випадку необхідності розрахунку газопроводу, який складається з послідовних ділянок із різними нахилами, слід визначати еквівалентну довжину газопроводу за такими залежностями:

$$L_e = j_1 L_1 + j_2 L_2 + j_3 L_3 + \dots + j_n L_n, \quad (4.77)$$

$$\text{де } j_i = \frac{e^{s_i} - 1}{s_i}. \quad (4.78)$$

Розрахунок числа Рейнольдса можливо проводити за такою залежністю:

$$\text{Re} = 0,5134 \cdot \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \cdot \left(\frac{G \cdot Q}{\mu \cdot D} \right), \quad (4.79)$$

де μ – динамічна в'язкість газу, Пуаз.

4.5.2 Рівняння Колбрука-Уайта для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору

Тривалий час для визначення коефіцієнта гідравлічного опору користувались номограмами, які були одержані на підставі експериментальних досліджень. Слід відмітити, що станом на сьогоднішній день номограми являються найбільш точним механізмом визначення значенням коефіцієнта гідравлічного опору. Номограма для визначення коефіцієнта гідравлічного опору для сталевих труб залежно від відносної шорст-

кості та числа Рейнольдса (так звана діаграма Moody) представлена в додатку Б.

Однак користування номограмою не дозволяє застосовувати ЕОМ під час розрахунків, а тому розроблено ряд залежностей, які рекомендовані для гідравлічних розрахунків газопроводів. Розглянемо деякі з таких залежностей.

Одне з найбільш прийнятих залежностей є рівняння Колбрука-Уайта за умов турбулентного руху в зоні змішанного тертя в такому вигляді:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log \left(\frac{e}{3,7 \cdot D} + \frac{2,51}{\text{Re} \cdot \sqrt{f}} \right), \quad (4.80)$$

де f – коефіцієнт гідравлічного опору;

e – абсолютна шорсткість, мм

D – внутрішній діаметр, мм;

Re – число Рейнольдса.

Для зони гідравлічно гладких труб вплив відносної шорсткості значно менший, а тому залежність (4.80) набуває такого вигляду:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log \left(\frac{2,51}{\text{Re} \cdot \sqrt{f}} \right). \quad (4.81)$$

Відповідно для зони квадратичного тертя вплив числа Рейнольдса суттєво зменшується, та залежність (4.79) набуває такого вигляду:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log \left(\frac{e}{3,7 \cdot D} \right). \quad (4.82)$$

Залежності (4.80) та (4.81) слід розв'язувати методом послідовних наближень.

Дуже часто поряд із коефіцієнтом гідравлічного опору в іноземній літературі ряд рівнянь застосовують так званий коефіцієнт продуктивності (“*transmission factor*”), який є фактично обернений до коефіцієнта гідравлічного опору та визначається за залежністю:

$$F = \frac{2}{\sqrt{f}}, \quad (4.83)$$

де F – коефіцієнт продуктивності

Із практичної точки зору застосування коефіцієнта продуктивності більш зручне в порівнянні з коефіцієнтом гідравлічного опору. Зростання коефіцієнта продуктивності на пряму свідчить про збільшення пропускної здатності газопроводу на відміну від коефіцієнта гідравлічного опору де залежність обернено пропорційна.

Рівняння Колбрука-Уайта (4.80), записане для визначення коефіцієнта продуктивності, має вигляд:

$$F = -4 \cdot \log \left(\frac{e}{3,7 \cdot D} + \frac{1,255 \cdot F}{\text{Re}} \right). \quad (4.84)$$

4.5.3 Модифіковане рівняння Колбрука-Уайта для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору

Модифіковане рівняння Колбрука-Уайта для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору було запропоновано у 1956 році відомою американською організацією Bureau of Mines. Значна кількість комерційних програм для гідравлічних розрахунків газопроводів використовують обидва рівняння Колбрука-Уайта.

Слід відмітити, що значення коефіцієнта гідравлічного опору в модифікованому рівнянні Колбрука-Уайта дещо більше від звичайного рівняння Колбрука-Уайта. Розробники даної залежності аргументували збільшення емпіричних коефіцієнтів рівняння тим, що внаслідок збільшення втрат тиску встановлюються більш усталені значення параметрів потоку газу.

Модифіковане рівняння Колбрука-Уайта для визначення коефіцієнта гідравлічного опору має вигляд

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log \left(\frac{e}{3,7 \cdot D} + \frac{2,825}{\text{Re} \cdot \sqrt{f}} \right). \quad (4.85)$$

Модифіковане рівняння для визначення коефіцієнта продуктивності має такий вигляд:

$$F = -4 \cdot \log\left(\frac{e}{3,7 \cdot D} + \frac{1,4125 \cdot F}{\text{Re}}\right). \quad (4.86)$$

4.5.4 Рівняння американської газової асоціації для розрахунку коефіцієнта продуктивності

Американська газова асоціація (AGA) у 1969 році запропонувала залежності для визначення коефіцієнта продуктивності з подальшим використанням загального рівняння для розрахунку газопроводів. У загальному було запропоновано методику гідравлічного розрахунку, яка носить назву AGA NB-13. Дана методика мала на увазі застосування двох різних залежностей для визначення коефіцієнта продуктивності.

У першу чергу визначалося значення коефіцієнта F для зони квадратичного опору за рекомендованою залежністю, надалі слід було визначити значення цього ж коефіцієнта за залежністю, яка рекомендована для зони гідравлічно гладких труб. У подальшому, для розрахунку за основним рівнянням (4.73) слід обрати менше з отриманих значень.

Залежність AGA для визначення коефіцієнта продуктивності для зони квадратичного опору має вигляд

$$F = 4 \cdot \log\left(\frac{3,7 \cdot D}{e}\right). \quad (4.87)$$

Залежність (4.87) іноді називають рівнянням Вон Кармана (Von Karman) для шорстких труб.

Для зони гідравлічно гладких труб аналогічна залежність має вигляд

$$F = 4 \cdot D_f \cdot \log\left(\frac{\text{Re}}{1,4125 \cdot F_f}\right), \quad (4.88)$$

де F_f – коефіцієнт Вон Кармана для гідравлічно гладких труб;

D_f – коефіцієнт гідродинамічного опору газопроводу, який залежить від коефіцієнта кривизни (Bend Index BI) трубопроводу.

Коефіцієнт Вон Кармана для гідравлічно гладких труб визначається за залежністю:

$$F_f = 4 \cdot \log\left(\frac{Re}{F_f}\right) - 0,6. \quad (4.89)$$

Коефіцієнт гідродинамічного опору газопроводу це параметр, який визначається в залежності від кількості місцевих опорів (повороти, фітінги та інші) газопроводу. Його значення коливається в межах від 0,90 до 0,99, та може бути визначено за таблицею 4.1.

Коефіцієнт кривизни (BI) визначається як відношення суми всіх кутів повороту ділянки газопроводу до загальної довжини ділянки газопроводу.

Таблиця 4.1 Коефіцієнт гідродинамічного опору (D_f) газопроводу за даними АГА

Матеріал	Коефіцієнт кривизни (Bend Index)		
	Надзвичайно малий від 5° до 10°	Середній від 60° до 80°	Надзвичайно великий від 200° до 300°
Сталь	0,975÷0,973	0,960÷0,956	0,930÷0,900
Пластик	0,979÷0,976	0,964÷0,960	0,936÷0,910
Сталь очищена металевими скребками	0,982÷0,980	0,968÷0,965	0,944÷0,920
Сталь очищена піскоструйним методом	0,985÷0,983	0,976÷0,970	0,951÷0,930

4.5.5 Рівняння Веймаута

Рівняння Веймаута для визначення пропускної здатності газопроводу використовується для газопроводів великого діаметру, що працюють при високому тиску та значній продуктивності. Рівняння Веймаута має вигляд

$$Q = 3,7435 \cdot 10^{-3} \cdot E \cdot \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \cdot D^{2,667} \cdot \sqrt{\frac{P_1^2 - e^s \cdot P_2^2}{G \cdot T_f \cdot L_e \cdot Z}}, \quad (4.90)$$

де Q – продуктивність за стандартних умов, $\text{м}^3/\text{д}$;

E – коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу.

Реша позначень аналогічні рівнянням (4.72), (4.75), (4.76), (4.77) та (4.78).

Якщо співставити рівняння (4.72) та рівняння (4.90), можна визначити коефіцієнт продуктивності

$$F = 6,521 \cdot (D)^{1/6}. \quad (4.91)$$

4.5.6 Рівняння Панхандля типу А

Рівняння Панхандля типу А для визначення пропускної здатності газопроводу слід застосовувати для тих газопроводів, в яких число Рейнольдса лежить у межах від 5 до 15 мільйонів. Дане рівняння має вигляд

$$Q = 4,5965 \cdot 10^{-3} \cdot E \cdot D^{2,6182} \cdot \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1,0788} \cdot \left(\frac{P_1^2 - e^s \cdot P_2^2}{G^{0,8539} \cdot T_f \cdot L_e \cdot Z} \right)^{0,5394}. \quad (4.92)$$

Всі позначення рівняння (4.92) аналогічні залежностям (4.72), (4.75), (4.76), (4.77), (4.78) та (4.90).

Коефіцієнт продуктивності, за даним рівнянням можна визначити за такою залежністю:

$$F = 11,85 \cdot E \cdot \left(\frac{Q \cdot G}{D} \right)^{0,07305}. \quad (4.93)$$

Іноді коефіцієнт продуктивності визначений за залежністю (4.93), використовується для порівняння результатів розрахунку за залежностями (4.72) та (4.92).

4.5.7 Рівняння Панхандля типу В

Рівняння Панхандля типу В для визначення пропускної здатності газопроводу слід застосовувати для розрахунку га-

зопроводів, які працюють в зоні квадратичного опору та в діапазоні чисел Рейнольдса в межах від 4 до 40 мільйонів.

Рівняння Панхандля типу В має вигляд

$$Q = 1,002 \cdot 10^{-2} \cdot E \cdot D^{2,53} \cdot \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1,02} \cdot \left(\frac{P_1^2 - e^s \cdot P_2^2}{G^{0,961} \cdot T_f \cdot L_e \cdot Z} \right)^{0,51} \quad (4.94)$$

Всі позначення рівняння (4.92) аналогічні залежностям (4.72), (4.75), (4.76), (4.77), (4.78) та (4.90).

Коефіцієнт продуктивності за рівнянням (4.94) можна визначити за такою залежністю:

$$F = 19,08 \cdot E \cdot \left(\frac{Q \cdot G}{D} \right)^{0,01961} \quad (4.95)$$

4.5.8 Рівняння Інституту газових технологій

Рівняння Інституту газових технологій (Institute of Gas Technology IGT) для визначення пропускної здатності газопроводу носить назву рівняння газопостачання. Відповідно до [] дане рівняння слід застосовувати для мереж високого та середнього тисків (мається на увазі класифікація газопроводів згідно із українськими діючими нормативними документами).

Рівняння IGT має такий вигляд:

$$Q = 1.2822 \cdot 10^{-3} \cdot E \cdot D^{2,667} \cdot \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \cdot \left(\frac{P_1^2 - e^s \cdot P_2^2}{G^{0,8} \cdot T_f \cdot L_e \cdot \mu^{0,2}} \right)^{0,555} \quad (4.95)$$

де μ – динамічна в'язкість газу, Пуаз.

Всі позначення рівняння (4.95) аналогічні залежностям (4.72), (4.75), (4.76), (4.77), (4.78) та (4.90).

4.5.9 Рівняння Спитзгласса

Одне з найстаріших рівнянь для визначення параметрів газопроводу є рівняння Спитзгласса (Spitzglass equation), яке було вперше запропоновано у 1912 році для розрахунку газопроводів для подачів паливного газу.

Однак останнім часом дане рівняння було модифіковане, в нього було включено коефіцієнти стисливості та ефективності. Таке рівняння може бути застосоване для розрахунку газових мереж низького та середнього тиску.

Рівняння Спитзгласса для умов, якщо надлишковий тиск менше 6,9 кПа (1 psig), має вигляд:

$$Q = 5,69 \cdot 10^{-2} E \cdot D^{2,5} \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \sqrt{\frac{P_1 - P_2}{GT_f L_e Z \left(1 + \frac{91,44}{D} + 0,0012D \right)}} \quad (4.96)$$

Для розрахунку газопроводів із надлишковим тиском понад 6,9 кПа (1 psig) пропонується рівняння Спитзгалсса такого вигляду:

$$Q = 1,0815 \cdot 10^{-2} E \cdot D^{2,5} \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \sqrt{\frac{P_1^2 - e^s \cdot P_2^2}{GT_f L_e Z \left(1 + \frac{91,44}{D} + 0,0012D \right)}} \quad (4.97)$$

Всі позначення в рівняннях (4.96) та (4.97) аналогічні залежностям (4.72), (4.75), (4.76), (4.77), (4.78) та (4.90).

4.5.10 Рівняння Муеллера

Як один із варіантів розрахунку параметрів роботи газопроводів можна запропонувати рівняння Муеллера (Mueller equation) для визначення пропускної здатності газопроводу в такому вигляді:

$$Q = 3.0398 \cdot 10^{-2} \cdot E \cdot D^{2,725} \cdot \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \cdot \left(\frac{P_1^2 - e^s \cdot P_2^2}{G^{0,7391} T_f L_e \mu^{0,2609}} \right)^{0,575} \quad (4.98)$$

де μ – динамічна в'язкість газу, сПуаз

Всі решта позначення у даному рівнянні аналогічні залежностям (4.72), (4.75), (4.76), (4.77), (4.78) та (4.90).

4.6 Розрахунок складних газопроводів

До складних газопроводів відносяться газопроводи з відводами, лупінгами, паралельні газопроводи з перемичками, газопроводи з різними діаметрами.

Застосовують два методи розрахунків складних газопроводів: спрощений, котрий проводять як попередній, орієнтовний і точний метод з урахуванням всіх параметрів режиму газопроводу, котрий здійснюють за допомогою ЕОМ.

При проведенні спрощених розрахунків складний газопровід замінюють еквівалентним простим, до якого застосовані звичайні формули гідравлічних розрахунків. Така заміна здійснюється методами еквівалентних діаметрів або еквівалентних довжин, відомими з курсу гідравліки. Зведення складного газопроводу до простого проводиться також за допомогою так званих коефіцієнтів витрат [8], [10]. Цей метод є варіантом методу еквівалентних діаметрів.

4.6.1 Метод еквівалентних діаметрів

Розглянемо найбільш придатний і зручний для практичних розрахунків метод еквівалентних діаметрів.

Суть методу полягає в тому, що складний газопровід замінюється однопітковим еквівалентним газопроводом. Довжина еквівалентного газопроводу дорівнює довжині складного газопроводу, однак його діаметр збільшується до еквівалентного. Втрати тиску між початком та кінцем складного та еквівалентного газопроводу однакові.

Для складних газопроводів вихідним рівнянням для визначення пропускної здатності та параметрів роботи є залежність (4.56). Однак у зв'язку з тим, що більшість магістральних газопроводів працюють при турбулентному режимі в зоні квадратичного опору, дану залежність можна спростити, застосувавши вираз (4.49) для визначення коефіцієнта гідравлічного опору. Таким чином, рівняння (4.56) набуде такого вигляду:

$$Q = 1073,218 \cdot d^{2,6} \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\Delta \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}} \quad (4.99)$$

Всі позначення даного рівняння аналогічні залежності (4.56).

Отже для паралельних ниток газопроводу, які мають з'єднання (перемички) на початку і в кінці (отже, початкові і кінцеві тиски в них однакові), можемо записати рівняння витрат згідно з формулою (4.99)

$$\begin{aligned} q_1 &= A \cdot d_1^{2,6} \cdot (p_1^2 - p_2^2)^{1/2}, \\ q_2 &= A \cdot d_2^{2,6} \cdot (p_1^2 - p_2^2)^{1/2}, \\ q_n &= A \cdot d_n^{2,6} \cdot (p_1^2 - p_2^2)^{1/2}, \end{aligned} \quad (4.100)$$

де $A = \frac{1073,218 \cdot E}{\sqrt{(z \cdot \Delta \cdot T \cdot L)}}$.

Підсумовуючи ліві і праві частини цих рівностей, одержимо вираз загальної витрати n ниток

$$q = A \sum_{i=1}^n d_i^{2,6} \cdot (p_1^2 - p_2^2)^{1/2}. \quad (4.101)$$

Замінімо паралельні нитки однією еквівалентною з діаметром d_e

$$q = A \cdot d_e^{2,6} \cdot (p_1^2 - p_2^2)^{1/2}. \quad (4.102)$$

Із порівняння (4.101) і (4.102) випливає, що еквівалентний діаметр n паралельних ниток визначається рівністю

$$d_e^{2,6} = \sum_{i=1}^n d_i^{2,6}. \quad (4.103)$$

Визначимо тепер еквівалентний діаметр газопроводу, який складається з n послідовних ділянок різної довжини і різних діаметрів. Користуючись формулою (4.99), можемо записати для i -тої ділянки

$$p_i^2 - p_{i+1}^2 = \frac{q^2 \cdot l_i}{A_1^2 \cdot d_i^{5,2}}, \quad (4.104)$$

$$\text{де } A_1 = \frac{(1073,218 \cdot E)^2}{z \cdot \Delta \cdot T}.$$

Підсумуємо ліві і праві частини n рівнянь, приймаючи до уваги, що початковий тиск позначено p_1 , кінцевий p_2 .

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{q^2}{A_1^2} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{d_i^{5,2}}. \quad (4.105)$$

Застосовуючи поняття еквівалентного діаметра для газопроводу, що розглядається, можемо записати

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{q^2 \cdot l}{A_1^2 \cdot d_e^{5,2}}, \quad (4.106)$$

$$\text{де } l = \sum_{i=1}^n l_i.$$

Із порівнянь (4.105) і (4.106) одержимо

$$\frac{l}{d_e^{5,2}} = \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{d_i^{5,2}}. \quad (4.107)$$

Формули (4.103), (4.107) дають змогу звести складний газопровід із паралельними нитками, лупінгами, ділянками із різними діаметрами до простого газопроводу тієї ж довжини, але з діаметром, еквівалентним складному газопроводу.

Як приклад, розглянемо схему газопроводу на рис. 4.3. Для визначення еквівалентного діаметра цього газопроводу поступово знаходимо еквівалентні діаметри окремих ділянок.

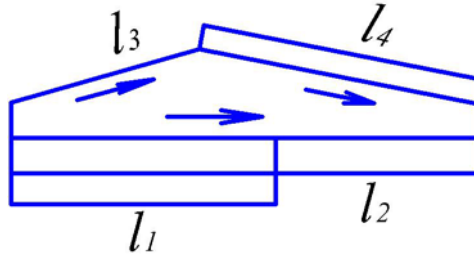


Рисунок 4.3 – Схема складного газопроводу, що складається з паралельних ниток і лупінгів

$$\text{На ділянці } l_1 \quad d_{e_1}^{2,6} = \sum_{i=1}^3 d_i^{2,6}.$$

$$\text{На ділянці } l_2 \quad d_{e_2}^{2,6} = \sum_{i=1}^2 d_i^{2,6}.$$

$$\text{На ділянці } l_4 \quad d_{e_4}^{2,6} = \sum_{i=1}^2 d_i^{2,6}.$$

Знаходимо еквівалентний діаметр для послідовно працюючих ділянок l_1 і l_2 , які відповідно складаються з трьох і двох паралельних ниток

$$\frac{l}{d_{e_1}^{5,2}} = \frac{l_1}{d_{e_1}^{5,2}} + \frac{l_2}{d_{e_2}^{5,2}}, \quad (4.108)$$

де l – загальна довжина газопроводу.

Аналогічно – для ділянок l_3 і l_4

$$\frac{l}{d_{e_3}^{5,2}} = \frac{l_3}{d_{e_3}^{5,2}} + \frac{l_4}{d_{e_4}^{5,2}}. \quad (4.109)$$

Остаточно, еквівалентний діаметр газопроводу за умови, що $l_1 + l_2 = l_3 + l_4$

$$d_e^{2,6} = d_{e_1}^{2,6} + d_{e_3}^{2,6}. \quad (4.110)$$

4.6.2 Метод еквівалентних довжин

Метод еквівалентних довжин набув більшого розповсюдження в зарубіжній практиці. Суть методу полягає в тому, що складний газопровід замінюється простим однопітковим газопроводом того ж діаметра, однак еквівалентної довжини. Перепад тиску в складному та еквівалентному газопроводах однаковий.

Розглянемо послідовне з'єднання труб різного діаметру. У цьому випадку приймаємо початковий діаметр системи, як базовий, а для решти ділянок будемо визначати еквівалентну довжину за залежністю

$$L_e = L_1 + L_{e1} + L_{e2} + \dots + L_{en} \quad (4.111)$$

Отже, загальна еквівалентна довжина складного газопроводу при послідовному з'єднанні, виходячи з рівняння (4.99) може бути визначена за такою залежністю:

$$L_e = L_1 + L_2 \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{5,2} + L_3 \left(\frac{d_1}{d_3} \right)^{5,2} + \dots + L_n \left(\frac{d_1}{d_n} \right)^{5,2} . \quad (4.112)$$

Слід нагадати, що за базову ділянку було прийнято ділянку на початку газопроводу, хоча слід відмітити, що принципової різниці у виборі базової ділянки не має.

Подальший розрахунок слід проводити за залежністю (4.99), де замість довжини слід використовувати отримане значення еквівалентної довжини.

Розрахунок паралельних ділянок газопроводів проводиться аналогічно попереднім залежностям, однак наголосимо на залежностях, які рекомендуються для розрахунку паралельних ділянок у разі різної довжини паралельних ділянок.

Розподіл витрат між паралельними нитками газопроводу виходячи з залежності (4.99), можна визначити за такою формулою:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{L_2}{L_1} \right)^{0,5} \cdot \left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{2,6} . \quad (4.113)$$

Залежність (4.113) використовується, виходячи з відсутності відборів та підкачок по довжині, тобто для таких ділянок справедлива залежність:

$$Q = Q_1 + Q_2. \quad (4.114)$$

Еквівалентний діаметр такої системи можна визначати за залежністю

$$d_e = d_1 \cdot \left[\frac{\left(1 + \sqrt{\left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{5,2} \cdot \left(\frac{L_2}{L_1} \right)} \right)^2}{\sqrt{\left(\frac{d_1}{d_2} \right)^{5,2} \cdot \left(\frac{L_2}{L_1} \right)}} \right]^{1/5,2}. \quad (4.115)$$

Якщо довжини ділянок однакові, залежність (4.115) перетворюється у залежність (4.103).

4.6.3 Лупінг на магістральному газопроводі

Лупінг на магістральному газопроводі будується з метою збільшення пропускної здатності газопроводу або з метою збільшення кінцевого тиску газу (на вході наступної компресорної станції).

На рис. 4.4 показана схема газопроводу з лупінгом довжиною x . Позначимо діаметр лупінга d_l і діаметр магістралі (газопроводу) – d_m .

Еквівалентний діаметр на ділянці лупінга

$$d_{el}^{2,6} = d_m^{2,6} + d_l^{2,6}. \quad (4.116)$$

Застосовуючи формулу (4.107) для послідовних ділянок магістралі довжиною $l-x$ і лупінга x , маємо для еквівалентного діаметра системи d_e

$$\frac{l}{d_e^{5,2}} = \frac{l-x}{d_m^{5,2}} + \frac{x}{(d_m^{2,6} + d_l^{2,6})^2}, \quad (4.117)$$

звідки визначимо довжину лупінга як функцію еквівалентного діаметра магістралі з лупінгом d_e

$$x = l \frac{1 - \left(\frac{d_m}{d_e}\right)^{5,2}}{1 - \left(\frac{d_m^{2,6}}{d_m^{2,6} + d_l^{2,6}}\right)^2}. \quad (4.118)$$

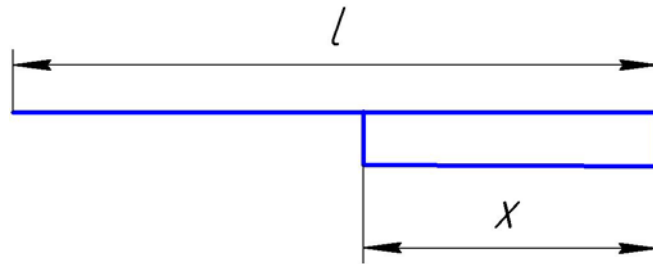


Рисунок 4. 4 – Схема одноступенчатого газопроводу з лупінгом довжиною x

Позначимо пропускну здатність газопроводу до прокладання - q_1 , після прокладки - q_2 . Згідно з формулою (4.99)

$$\frac{q_1}{q_2} = \frac{d_m^{2,6}}{d_e^{2,6}}. \quad (4.119)$$

Для заданого збільшення пропускну здатності q_2/q_1 при прокладанні лупінга з формули (4.119) визначаємо еквівалентний діаметр d_e , з формули (4.118) – необхідну для цього довжину лупінга x .

Замінивши відношення діаметрів d_m/d_e в (4.118) відношенням витрат з (4.119), одержимо залежність довжини лупінга від збільшення пропускної здатності

$$x = l \frac{1 - \left(\frac{q_1}{q_2}\right)^2}{1 - \left(\frac{d_m^{2,6}}{d_m^{2,6} + d_l^{2,6}}\right)^2}. \quad (4.120)$$

Для випадку $d_l = d_m$ формула (4.120) спрощується

$$x = \frac{4}{3} l \left[1 - \left(\frac{q_1}{q_2}\right)^2 \right]. \quad (4.121)$$

Необхідний еквівалентний діаметр магістралі з лупінгом для підвищення кінцевого тиску від p_1 до p_1 при збереженні пропускної здатності визначається із зіставлення двох рівнянь

$$q = A d_m^{2,6} (p_1^2 - p_{21}^2)^{1/2}, \quad (4.122)$$

$$q = A d_e^{2,6} (p_1^2 - p_{22}^2)^{1/2}, \quad (4.123)$$

звідки одержимо

$$d_e^{2,6} = d_m^{2,6} \frac{(p_1^2 - p_{21}^2)^{1/2}}{(p_1^2 - p_{22}^2)^{1/2}}. \quad (4.124)$$

Тепер необхідна довжина лупінга визначатиметься формулою (4.118), куди треба підставити результат розрахунку за формулою (4.124). Із отриманих формул видно, що лупінг може бути прокладений на будь-якій ділянці паралельно до основної магістралі, оскільки еквівалентний діаметр складного газопроводу залежить від довжини лупінга і не залежить

від місця його розташування за умови, що коефіцієнти A і A_1 відповідно у формулах (4.100) і (4.104) не змінюються з довжиною газопроводу. При точних розрахунках, коли беруть до уваги вплив температури газу, при перекачці “гарячого” газу (50-60 °С) прокладання лупінга відразу після КС, тобто на початку ділянки газопроводу, сприяє швидкому охолодженню газу і зменшенню таким чином гідравлічних втрат. Проте таке розташування лупінга зменшує швидкість газу на ділянці після КС, що погіршує винесення рідких скупчень, і в результаті знижує ефективність на початковій ділянці газопроводу.

При розташуванні лупінга в кінці газопроводу збільшується акумулююча здатність останнього. Лупінг вигідніше прокладати в кінці ділянки, виходячи з умов міцності.

За умовами будівництва лупінг дешевше прокладати на ділянках, де менше природних та інших перешкод. Зазвичай при проектуванні лупінга цей фактор у першу чергу беруть до уваги.

4.6.3 Крани і перемички на магістральному газопроводі

Відповідно до існуючих норм на лінії газопроводу встановлюють лінійні крани на відстані не більше 30 км.

Крім того, крани встановлюють на початку відгалужень від газопроводів, по берегах водних перешкод і в деяких інших місцях.

Лінійні крани оснащують автоматами аварійного закриття або телекеруванням і закривають при падінні тиску в газопроводі, що має місце при розриві труби, ізолюючи таким чином сусідні ділянки газопроводу і запобігаючи великим втратам газу.

Оптимальну кількість лінійних кранів можна визначити техніко-економічним розрахунком, виходячи з вартості кранів і газу, що транспортується. Із зменшенням кількості кранів на газопроводі зменшується їх загальна вартість, але при цьому зростають втрати газу при розриві труби на одній з ділянок.

Зазвичай оптимальну кількість лінійних кранів визначають, виходячи з мінімуму зведених витрат $S = K \cdot E\Phi + E$, де K – капітальні вкладення, грн.; $E\Phi$ – нормативний коефіцієнт

ефективності капітальних вкладень, 1/рік; E – експлуатаційні витрати, грн./рік.

Капітальні вкладення в такому випадку

$$K = n \cdot S_{кр}, \quad (4.124)$$

де n – кількість кранів на ділянці довжиною l ; $S_{кр}$ – вартість крана (з урахуванням доставки і монтажу).

Експлуатаційні витрати

$$E = \alpha \cdot n \cdot S_{кр} + \lambda \cdot l \cdot S_z \cdot \frac{V_{zn} \cdot p \cdot T_0}{(n-1) \cdot p_0 \cdot z \cdot T}, \quad (4.125)$$

де α – норми амортизації; λ – інтенсивність відказів (ушкоджень труби) в 1/м рік; S_z – вартість 1м^3 газу; V_{zn} – геометричний об'єм ділянки газопроводу довжиною l ; n – кількість лінійних кранів ($n-1$ – кількість ділянок між кранами); p, T, z – середні значення відповідно тиску, температури і коефіцієнта стисливості у газопроводі; $p_0 = 0,1013$ МПа; $T_0 = 293\text{К}$.

Зведені витрати

$$S = K \cdot E\Phi + E = (\alpha + E\Phi) \cdot n \cdot S_{кр} + \lambda \cdot l \cdot S_z \cdot \frac{V_{zn} \cdot p \cdot T_0}{(n-1) \cdot p_0 \cdot z \cdot T}. \quad (4.126)$$

Знайдемо мінімум функції S з умови $\frac{\partial S}{\partial n} = 0$

$$S_{кр} (\alpha + E\Phi) - \lambda \cdot l \cdot S_z \cdot \frac{V_{zn} \cdot p \cdot T_0}{(n-1)^2 \cdot p_0 \cdot z \cdot T} = 0. \quad (4.127)$$

Звідси, враховуючи, що $V_{zn} = \frac{\pi d^2}{4} \cdot l$, одержимо вираз оптимальної кількості лінійних кранів

$$n_{opt} = L \cdot d \left(\frac{\pi \cdot \lambda \cdot p \cdot T_0 \cdot S_z}{(\alpha + E\Phi) \cdot p_0 \cdot z \cdot T \cdot S_{кр}} \right)^{1/2}. \quad (4.128)$$

Із одержаної залежності випливає, що оптимальна кількість лінійних кранів пропорційна діаметру трубопроводу, збільшується із зростанням середнього тиску і вартості газу. Із збільшенням вартості кранів їх оптимальна кількість зменшується.

У зв'язку з корозією трубопроводів під час експлуатації зростає інтенсивність відказів λ , а для старих газопроводів n_{omn} зростає. Це приводить до висновку, що на таких газопроводах доцільно встановлювати додаткові проміжні лінійні крани.

У формулі (4.125) прийнято, що об'єм газу на ділянці між будь-якими сусідніми кранами є однаковий, і, таким чином об'єм газу, що втрачається при розриві трубопроводу, не залежить від місця аварії. Для виконання цієї умови крани розміщують на більш близьких відстанях на початку газопроводу, де тиск більш високий, і на більших відстанях - ближче до кінця газопроводу.

Визначимо відстань x_i між i -тим і $(i+1)$ -м кранами.

Середній (арифметичний) тиск на i -тій ділянці (див. формулу (4.64)

$$p_i = \left(p_1^2 - f \left(l_i + \frac{x_i}{2} \right) \right)^{1/2}, \quad (4.129)$$

де l_i – відстань від початку ділянки газопроводу до i -го крана.

Кількість газу на i -тій ділянці

$$V_{z_i} = x_i \cdot \frac{\pi \cdot d^2 \cdot p \cdot \rho_i}{4 \cdot \rho_0} = x_i \cdot \frac{\pi \cdot d^2 \cdot p_i \cdot T_0}{4 \cdot p_0 \cdot z_i \cdot T_i}. \quad (4.130)$$

Із урахуванням (4.129)

$$V_{z_i} = x_i \cdot \frac{\pi \cdot d^2 \cdot T_0}{4 \cdot z_i \cdot p_0 \cdot T_i} \cdot \left(p_1^2 - f \cdot \left(l_i + \frac{x_i}{2} \right) \right)^{1/2}. \quad (4.131)$$

Середня кількість газу на ділянці між двома сусідніми кранами визначається залежністю

$$V_z = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot L}{4 \cdot (n-1)} \cdot \frac{p \cdot T_0}{p_0 \cdot z \cdot T} \quad (4.132)$$

Зрівнюючи праві частини (4.131) і (4.132) після деяких скорочень, маємо

$$\frac{x_i}{z_i \cdot T_i} \cdot \left(p_1^2 - f \cdot \left(l_i + \frac{x_i}{2} \right) \right)^{1/2} = \frac{l \cdot p}{(n-1) \cdot z \cdot T} \quad (4.133)$$

Відстань x_i знаходять методом послідовних наближень (або розв'язуючи кубічне рівняння відносно x_i)

При паралельному прокладанні двох і більше ниток магістрального газопроводу передбачається обладнання перемичок, що з'єднують між собою паралельні лінії. Перемички будуються на відстанях 40-60 км біля лінійних кранів, а також на вході і виході компресорних станцій (біля так званих охоронних кранів). Основним призначенням перемичок є забезпечення мінімального зниження пропускної здатності багатониткового газопроводу при аварії на одній із ниток. У цьому випадку ізолюється тільки ділянка, що ремонтується, між двома сусідніми перемичками. Решта ділянок, з'єднаних перемичками з паралельними лініями, продовжують функціонувати (див. схему на рис. 4.5, де крани *A* і *B* закриваються під час аварії на ділянці між цими лініями). Таким чином, перемички підвищують надійність багатониткового газопроводу.



Рисунок 4.5 – Схема складної ділянки газопроводу між двома компресорними станціями

Перемички можуть суттєво впливати на пропускну здатність багатониткового газопроводу, якщо вони розташовані в місцях підключення лупінга або в місцях, де змінюється діаметр трубопроводу. Перерозподіл потоків газу між паралельними нитками в цьому випадку, як правило, збільшує пропускну здатність газопровідної системи.

Оптимальну кількість перемичок визначають з урахуванням витрат на їх спорудження і того позитивного ефекту, який вони дають (зменшення енергетичних втрат, підвищення пропускної здатності як під час ремонтних робіт, так і при нормальній експлуатації).

Розглянемо задачу визначення кількості перемичок, якщо задано допустиме зменшення пропускної здатності газопровідної системи в період ремонту однієї з ділянок (рис. 4.5). Газопровідна система має m паралельних ниток різних діаметрів. При роботі всіх m ниток еквівалентний діаметр системи визначається рівністю

$$d_e^{2,6} = \sum_{i=1}^m d_i^{2,6}.$$

Зупинка однієї з ниток на ремонт зменшує еквівалентний діаметр системи

$$d_{e_1}^{2,6} = \sum_{i=1}^{m-1} d_i^{2,6}. \quad (4.134)$$

Зменшення пропускної здатності у цьому випадку можна оцінити величиною коефіцієнта зміни розходу $\psi = \left(\frac{d_{e_1}}{d_e}\right)^{2,6}$.

Позначимо кількість ділянок, поділених перемичками, через n . Відстані між сусідніми перемичками приймемо однаковими. При відключенні на ремонт однієї з ділянок будуть працювати $n-1$ ділянок з m паралельними нитками і одна ділянка з $m-1$ паралельними нитками. Еквівалентний діаметр системи d_{e_2} при відключенні однієї ділянки (ділянки $a-v$ на рис.4.5) визначається залежністю

$$\frac{l}{d_{e_2}^{5,2}} = \frac{l}{n \cdot d_{e_1}^{5,2}} + \frac{l \cdot (n-1)}{n \cdot d_e^{5,2}}, \quad (4.135)$$

звідки кількість ділянок

$$n = \frac{1/d_{e_1}^{5,2} - 1/d_e^{5,2}}{1/d_{e_2}^{5,2} - 1/d_e^{5,2}}. \quad (4.136)$$

Позначивши коефіцієнт зміни витрати при відключенні однієї з ділянок між сусідніми перемичками $\varphi = \left(\frac{d_{e_2}}{d_e} \right)^{2,6}$, можемо виразити (4.136) у формі залежності кількості ділянок від коефіцієнтів зміни витрати φ і ψ

$$n = \frac{\varphi^2(1-\psi^2)}{\psi^2(1-\varphi^2)}. \quad (4.137)$$

Кількість перемичок (включаючи перемички на початку і в кінці газопроводу) дорівнює $n+1$, відстані між сусідніми перемичками – l/n .

Якщо на одній з ділянок між перемичками є лупінг, то рівність (4.135) набуває форми

$$\frac{l}{d_{e_2}^{5,2}} = \frac{l}{n \cdot d_{e_1}^{5,2}} + \frac{l}{n \cdot d_{e_{in}}^{5,2}} + \frac{l \cdot (n-2)}{n \cdot d_e^{5,2}}, \quad (4.138)$$

де d_{e_n} – еквівалентний діаметр на ділянці з лупінгом.

Після аналітичних перетворень одержимо

$$n = \frac{\varphi^2(1+\psi^2/\chi^2-2)}{\psi^2(1-\varphi^2)}, \quad (4.139)$$

$$\text{де } \chi = \left(\frac{d_{e_{in}}}{d_e} \right).$$

4.6.4 Газопроводи із відборами і підкачками

Відбори газу можна умовно поділити на малі і великі. Малі відбори складають невелику частку загальної витрати (до кількох відсотків), і газопровід у цьому випадку проектується постійного діаметра. До малих відборів відносять насамперед відбір газу на власні потреби КС (включаючи паливний газ), а також відбори газу для потреб невеликих населених пунктів. Розглянемо особливості розрахунку газопроводу з урахуванням витрат газу на власні потреби. Ці витрати складають зазвичай на кожній КС 0,5-0,7 % від загальної кількості газу, що перекачується. Позначимо частку газу, що споживається на КС, через

$$a = q_{кс} / q,$$

де $q_{кс}$ – кількість газу, що споживається на КС за одиницю часу; q – кількість газу, що транспортується. На вході КС-1 $q = q_n$.

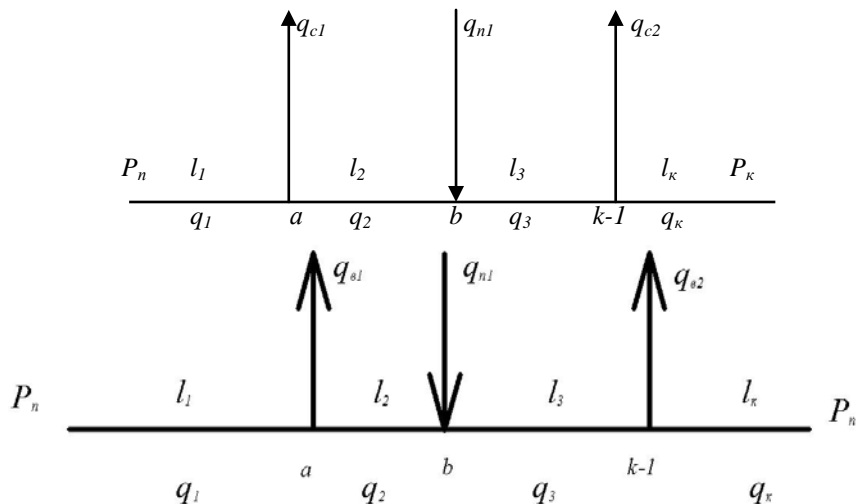
Витрата газу на першому перегоні (від КС-1 до КС-2) дорівнює $q_1 = q_n(1-a)$, на другому перегоні $q_2 = q_1 \cdot (1-a) = q_n \cdot (1-a)^2$, на i -тому перегоні $q_i = q_n \cdot (1-a)^i$. Таким чином, кількість газу, що транспортується, буде тим менша, чим більший номер перегону між КС. Відповідно відстань між компресорними станціями зростає із зростанням номера перегону. Якщо проектна подача газопроводу дорівнює q_k , продуктивність головної компресорної станції складає

$$q_n = \frac{q_k}{(1-a)^n}, \quad (4.140)$$

де n – загальна кількість КС.

Основним завданням при розрахунку газопроводів із малими відборами (або підкачками) для заданого постійного діаметра є визначення відстані між компресорними станціями при проектуванні і визначення кінцевих тиску і температури при експлуатації.

Користуючись формулою (4.104), запишемо різницю квадратів тисків для ділянок, що обмежуються точками відбо-
рів (або підкачок) (див. рис.4.6)



P_n, P_k – відповідно початковий і кінцевий тиски; l_i, q_i – довжина i -тої ділянки газопроводу, витрата в i -тій ділянці

Рисунок 4. 6 – Схема одноступінчатого газопроводу зі скидами (q_{e_1}, q_{e_2}) і підкачками q_{n_1}

$$\text{Для першої ділянки } p_n^2 - p_a^2 = \frac{q_1^2 \cdot l_1}{A_1^2 \cdot d^{5,2}}. \quad (4.141)$$

$$\text{Для другої ділянки } p_a^2 - p_b^2 = \frac{q_2^2 \cdot l_2}{A_1^2 \cdot d^{5,2}}. \quad (4.142)$$

$$\text{Для кінцевої ділянки } p_{k-1}^2 - p_k^2 = \frac{q_k^2 \cdot l_k}{A_1^2 \cdot d^{5,2}}. \quad (4.143)$$

При почленному підсумуванні цих рівнянь проміжні тиски скорочуються і в результаті одержуємо

$$p_n^2 - p_k^2 = \frac{1}{A_1^2 \cdot d^{5,2}} \left(\sum_{i=1}^{k-1} q_i^2 \cdot l_i + q_k^2 \cdot l_k \right). \quad (4.144)$$

Із рівняння (4.144) визначаємо довжину кінцевої ділянки l_k (від останнього скида до наступної КС)

$$l_k = \frac{(p_n^2 - p_k^2) \cdot A_1^2 \cdot d^{5,2} - \sum_{i=1}^{k-1} q_i^2 \cdot l_i}{q_k^2}. \quad (4.145)$$

Відстань між КС $l = \sum_{i=1}^k l_i$.

Сума $l = \sum_{i=1}^{k-1} q_i^2 l_i$, що фігурує у формулі (4.145), приймається спочатку для довільної кількості скидів (підкачок) і потім уточнюється. Якщо одержане $l_k < 0$, треба відкинути останню ділянку в сумі і знову перевірити l_k . Якщо на ділянці l_k є скид (підкачка), треба додати ще один член до суми і знову визначити l_k .

Кінцевий тиск наближено ($A_1 = idem!$) визначається формулою (4.144), де вираз у дужках дорівнює $\sum_{i=1}^{k-1} q_i^2 l_i$.

Великі скиди обумовлені подачею великих кількостей газу окремим енергоємним підприємствам і великим населеним пунктам. Газопроводи з великими скидами раціонально будувати з ділянок різних діаметрів. При цьому вузлові тиски (p_a, p_b на рис. 4.7) переважно розміщують по прямій лінії.

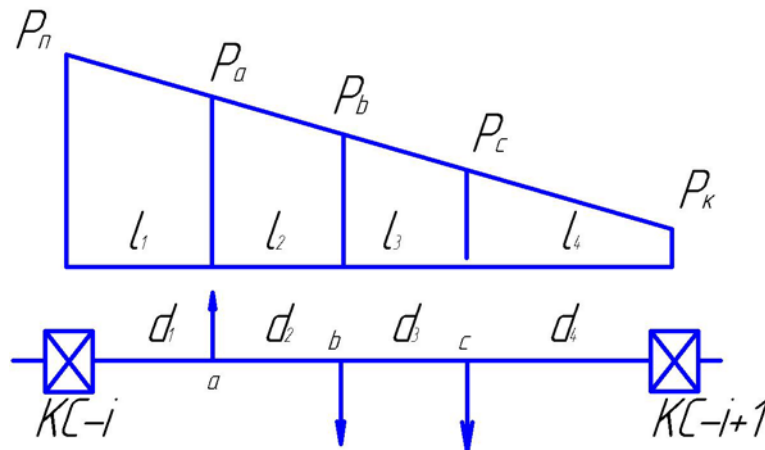


Рисунок 4.7 – Схема ділянки газопроводу з різними діаметрами: p_a , p_b , p_c – тиски у вузлових точках (на стижах ділянок різних діаметрів)

Для відомих (заданих) значень p_n , p_k і l визначаємо нахил лінії тисків $i_p = \frac{p_n - p_k}{l}$ і знаходимо вузлові тиски в точках скидів a і b

$$p_a = p_n - i_p \cdot l_1; \quad p_b = p_a - i_p \cdot l_2. \quad (4.146)$$

Далі, користуючись формулою (4.99), визначаємо діаметри окремих ділянок

$$d_1 = \left(\frac{q_1 \sqrt{l_1}}{A_1 \cdot (p_n^2 - p_a^2)^{1/2}} \right)^{1/2.6}. \quad (4.147)$$

Приймаємо найближче стандартне значення діаметра і уточнюємо, користуючись формулою (4.99), тиск у точці a . Визначивши тиск у точці b (4.146), аналогічно знаходимо діаметр другої і далі третьої ділянок.

4.6.5 Особливості точних розрахунків складних газопроводів

Формули, що використовувались вище для розрахунку складних газопроводів, були доведені для таких умов:

- режим течії газу – квадратичний, оскільки була використана формула (4.99), в якій коефіцієнт гідравлічного опору визначається за формулою (4.49);
- коефіцієнти A і A_1 , що залежать від змінних по довжині газопроводу величин z, T, E , прийняті як постійні.

Квадратичний режим, характерний для відносно високого завантаження газопроводів великого діаметра (для газопроводів діаметром 1420 мм це відповідає завантаженню не менше ніж 60 %, для газопроводів діаметром 820 мм – понад 90 %). Таким чином, формули цілком придатні для проектних розрахунків і незавжди – для експлуатаційних, коли завантаження газопроводів може бути досить низьким.

Для розрахунків простих однопіткових газопроводів користуються постійними значеннями z, T, E , що дорівнюють їх середнім значенням.

Розрахунок середніх значень цих величин для складних газопроводів досить складний і тому для практичних обчислень не використовується. Лише в окремих випадках, коли паралельні нитки і лупінги мають однакові діаметри і потоки газу рівномірно розподіляються між ними, можливо, користуючись формулами для простих газопроводів, визначити середнє значення тиску, температури і коефіцієнта стисливості. В інших випадках середнє значення температури і коефіцієнта z визначають приблизно, спираючись на досвід розрахунків простих газопроводів.

Коефіцієнти ефективності для проектних обчислень приймають згідно з нормами проектування. Для експлуатаційних розрахунків використовують реальні значення коефіцієнтів ефективності.

Розглянемо особливості і послідовність точних гідравлічних і теплових розрахунків, що враховують зміни температури і коефіцієнтів λ і z по довжині трубопроводу.

Для експлуатаційних і часом проектних розрахунків характерним є визначення кінцевого тиску (тиску на вході наступної КС). Залежно від характеру траси газопроводу корис-

туються формулами для рівнинних газопроводів або для газопроводів з пересіченим профілем траси.

Для розрахунків складний газопровід поділяють на прості ділянки, межами яких є перемички, точки скидів і підкачок. Починають розрахунок від початку газопроводу, поступово визначаючи тиск і температуру у вузлових точках системи. Першим кроком розрахунку є визначення витрат у кожній паралельній нитці, користуючись тим, що витрата у кожній з них пропорційна виразу $E \cdot d^{2.5} / \sqrt{\lambda \cdot z \cdot T}$ (див. формулу 4.57). В першому наближенні приймають витрати пропорційними діаметру у степені 2,6 ($\approx d^{2.6}$) і в наступних наближеннях витрати уточнюють. Другим кроком розрахунку є визначення температур – вузлової (кінцевої на ділянці) і середньої. Далі послідовно визначають коефіцієнт λ , кінцевий і середній тиски на ділянці (для значення $z=0,9$), уточнюють коефіцієнт стисливості z , який є функцією середніх значень тиску і температури.

Далі уточнюють розподіл витрат по окремих нитках і знову послідовно повторюють всі обчислення. Цикл обчислень повторюється до досягнення необхідної точності.

Зазначимо, що у випадку однакових діаметрів паралельних ниток достатньо зробити гідравлічний і тепловий розрахунки для однієї з них. Якщо діаметри різні, то теплові розрахунки треба провести для кожного з них, гідравлічний розрахунок проводиться тільки для однієї нитки.

Визначивши тиск і температуру у першому вузлі, переходять до наступної ділянки.

Для точного визначення пропускної здатності складного газопроводу на першому етапі визначають його еквівалентний діаметр i , користуючись формулою (4.104), – перше наближення q . Далі згідно з наведеною вище послідовністю розраховують кінцевий тиск і порівнюють його із заданим.

Корегуючи величину q , знову повторюють розрахунки поки не співпадуть одержане і задане значення кінцевого тиску.

Аналогічно метод використовують для визначення відстані між сусідніми компресорними станціями при проектуванні складних газопроводів.

4.7 Приклади типових задач

4.7.1 Розрахунок пропускної здатності простого газопроводу

Мета розрахунку визначити значення пропускної здатності газопроводу за умов заданого тиску на початку в кінці системи. Виходячи з діючих норма розрахунок проводиться з урахування коефіцієнту ефективності системи.

Вихідні дані до розрахунку пропускної здатності газопроводу такі:

- відносна густина газу – $\Delta = 0,586$;
- наближене значення питомої масової теплоємності газу за сталого тиску – $C_p = 2600 \frac{Дж}{кгК}$;
- наближене значення коефіцієнту динамічної в'язкості природного газу – $\eta = 1,25 \cdot 10^{-5} Па \cdot с$;
- початковий надлишковий тиск – $P_{поч} = 7,23 МПа$;
- кінцевий надлишковий тиск – $P_{кін} = 5,21 МПа$;
- початкова температура газу – $t_1 = 44 \text{ } ^\circ C$;
- температура ґрунту – $t_{zp} = 5 \text{ } ^\circ C$;
- зовнішній діаметр газопроводу – $D_{зовн} = 1420 \text{ мм}$;
- товщина стінки труби – $\delta = 19 \text{ мм}$;
- повний коефіцієнт теплопередачі від потоку газу до стінки труби – $k = 1,8 \frac{Вт}{м^2К}$;
- коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу – $E = 0,95$;
- загальна довжина газопроводу становить – $L = 125,3 \text{ км}$.

Розрахунок режиму роботи газопроводу проводимо відповідно до викладених вище залежностей, за нормативними формулами. Розрахунок проводимо методом послідовних наближень.

Приймаємо в першому наближенні значення коефіцієнта гідравлічного опору $\lambda = 0,009$, середнього коефіцієнта стисливості $z_{cp} = 0,9$ та середньої температури потоку газу $T_{cp} = 310 \text{ K}$.

Визначаємо внутрішній діаметр газопроводу:

$$d = D_{зовн} - 2 \cdot \delta, \quad (4.148)$$

$$d = 1420 - 2 \cdot 19 = 1382 \text{ мм}.$$

Визначаємо пропускну здатність газопроводу в першому наближенні за залежністю (4.56)

$$Q = 105,087 \cdot 1,382^{2,5} \cdot 0,95 \cdot \sqrt{\frac{7,331^2 - 5,311^2}{0,586 \cdot 0,009 \cdot 0,9 \cdot 310 \cdot 125,3}} =$$

$$= 83,41 \text{ млн.м}^3/\text{д}$$

Слід зауважити, що в даній залежності, слід використовувати значення абсолютного тиску газу на початку та в кінці газопроводу. Визначаємо число Рейнольда за формулою (4.47).

$$Re = 17,76 \cdot \frac{83,41 \cdot 0,586}{1,382 \cdot 1,25 \cdot 10^{-5}} = 50239731.$$

Коефіцієнт гідравлічного опору визначаємо за нормативною формулою (4.53)

$$\lambda_{cp} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{50239731} + \frac{2 \cdot 0,03}{1382} \right)^{0,2} = 0,00911.$$

Для визначення середньої температури газу в газопроводі, визначимо параметр Шухова за формулою (4.44)

$$al = 0,225 \cdot \frac{1,8 \cdot 1420 \cdot 125,3}{83,41 \cdot 0,586 \cdot 2600} = 0,5668.$$

Визначаємо середній тиск в газопроводі за формулою (4.67)

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left(7,331 + \frac{5,311^2}{7,331 + 5,311} \right) = 6,38 \text{ МПа} .$$

Визначаємо середню температуру на ділянці за формулою (4.61).

$$T_{cp} = 278,15 + \frac{317,15 - 278,15}{0,5668} \cdot (1 - e^{-0,5668}) = 307,9 \text{ К} .$$

Знаходимо кінцеву температуру газу в газопроводі за формулою (4.41)

$$T_{кін} = 278,15 + (317,15 - 278,15) \cdot e^{-0,5668} = 300,3 \text{ К} .$$

Визначаємо середнє значення коефіцієнта стисливості газу за формулою (2.11).

$$z_{cp} = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{6,38 \cdot 0,586^{1,3}}{307,9^{3,3}} = 0,893 .$$

Уточнюємо значення пропускної здатності за залежністю (4.56):

$$Q = 105,087 \cdot 1,382^{2,5} \cdot 0,95 \cdot \sqrt{\frac{7,331^2 - 5,311^2}{0,586 \cdot 0,00911 \cdot 0,893 \cdot 307,9 \cdot 125,3}} =$$

$$= 83,52 \text{ млн.м}^3 / \text{д}$$

Розрахунок пропускної здатності завершено.

4.7.2 Розрахунок параметрів газового потоку

Метою розрахунку є визначення тиску, температури та швидкості потоку газу в заданих точках. Як вихідними скористаємося даними та отриманими результатами попередньої

задачі. Визначимо вказані величин на віддалі 43,9 км від початку газопроводу.

Визначаємо абсолютний тиск на віддаль x км від початку газопроводу за формулою:

$$P_x = \sqrt{P_{поч}^2 - (P_{поч}^2 - P_{кін}^2) \cdot \frac{x}{L}}, \quad (4.149)$$

де x – поточна координата точки, км;
 L – загальна довжина газопроводу, км.

$$P_x = \sqrt{7,331 - (7,331 - 5,311) \cdot \frac{43,9}{125,3}} = 6,69 \text{ МПа}.$$

Визначаємо параметр Шухова на віддалі x км за формулою (4.44)

$$ax = 0,225 \cdot \frac{1,8 \cdot 1420 \cdot 43,9}{83,52 \cdot 0,586 \cdot 2600} = 0,1928.$$

Знаходимо температуру газу в газопроводі на віддалі x км за формулою (4.41):

$$T_x = 278,15 + (317,15 - 278,15) \cdot e^{-0,1928} = 310,3 \text{ К}.$$

Визначаємо коефіцієнт стисливості для умов на віддалі x км від початку газопроводу за формулою (2.11)

$$z_x = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{6,69 \cdot 0,586^{1,3}}{310,3^{3,3}} = 0,889.$$

Визначаємо густину газу на віддалі x км за рівнянням Менделєєва-Клапейрона (2.1)

$$\rho_x = \frac{6,69 \cdot 10^6}{0,889 \cdot 489,8 \cdot 310,3} = 49,49 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Визначаємо масову витрату газу в газопроводі за формулою

$$M = 13,95 \cdot Q \cdot \Delta \quad (4.150)$$

$$M = 13,95 \cdot 83,52 \cdot 0,586 = 682,8 \text{ кг/с}.$$

Тоді, швидкість на віддалі 43,9 км, визначаємо за рівнянням нерозривності газового потоку (4.3)

$$w_x = \frac{4 \cdot 682,8}{3,1415 \cdot 1,382^2 \cdot 49,49} = 9,20 \text{ м/с}.$$

4.7.3 Визначення необхідної довжини лупінга

Виходячи з загальної мети побудови лупінгів на магістральному газопроводі така задача може мати дві різних мети розрахунку. Перша мета визначити необхідну довжину лупінга з метою збільшення продуктивності, друга – з метою збільшення кінцевого тиску. Зоглянемо обидві задачі.

Отже, слід визначити, якої довжини необхідно побудувати лупінг на магістральному газопроводі для збільшення продуктивності на 13 %. Як вихідними даними скористаємося даними задачі з пункту 4.7.1. Приймаємо, що внутрішній діаметр лупінга дорівнює 1182 мм, що відповідає зовнішньому діаметру труби в 1220 мм. Необхідна довжина лупінга визначається за залежністю (4.120):

$$x = 125,3 \cdot \frac{\left(1 - \left(\frac{1}{1 + 0,13}\right)^2\right)}{\left(1 - \left(\frac{1382^{2,6}}{1382^{2,6} + 1182^{2,6}}\right)^2\right)} = 42,47 \text{ км}.$$

Визначимо необхідну довжину лупінга з метою збільшення кінцевого тиску на 0,15 МПа

Визначаємо необхідний еквівалентний діаметр за формулою (4.124)

$$d_e = \left(1382^{2,6} \cdot \frac{(7,331^2 - 5,311^2)^{0,5}}{(7,331^2 - 5,461^2)^{0,5}} \right)^{\frac{1}{2,6}} = 1399,5 \text{ мм} .$$

Визначаємо необхідну довжину лупінга за формулою (4.118)

$$x = 125,3 \cdot \frac{\left(1 - \left(\frac{1382^{2,6}}{1399,5^{2,6}} \right)^2 \right)}{\left(1 - \left(\frac{1382^{2,6}}{1382^{2,6} + 1182^{2,6}} \right)^2 \right)} = 12,39 \text{ км} .$$

4.7.4 Розрахунок пропускної здатності газопроводу з лупінгом

Мета розрахунку визначити в першому наближенні пропускну здатність газопроводу з лупінгом, що розташований в кінці газопроводу. Розрахункова схема представлена на рисунку (4.8).

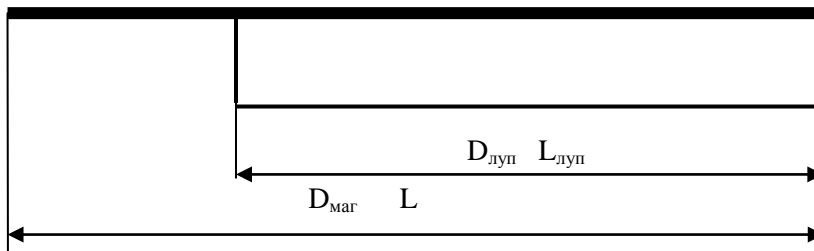


Рисунок 4.8 – Розрахункова схема газопроводу з лупінгом

Вихідні дані до задачі такі:

- Зовнішній діаметр газопроводу – $D_{маг} = 1420 \text{ мм}$;
- Товщина стінки труби – $\delta_{маг} = 19 \text{ мм}$;
- Діаметр лупінга – $D_{лун} = 1220 \text{ мм}$;
- товщина стінки лупінга – $\delta_{лун} = 19 \text{ мм}$;
- Довжина лупінга – $L_{лун} = 27,43 \text{ км}$;
- Загальна довжина газопроводу становить – $L = 125,3 \text{ км}$;
- Коефіцієнт гідравлічної ефективності системи становить – $E = 0,95$.

Визначаємо еквівалентний діаметр паралельних ділянок газопроводу за формулою (4.103)

$$d_{e1} = \left(1382^{2,6} + 1182^{2,6} \right)^{\frac{1}{2,6}} = 1681,8 \text{ мм} .$$

Визначаємо загальний еквівалентний діаметр газопроводу за формулою (4.107)

$$d_e = \left(\frac{\frac{125,3}{\frac{125,3 - 27,43}{1382^{5,2}} + \frac{27,43}{1681,8^{5,2}}}}{\frac{125,3}{\frac{125,3 - 27,43}{1382^{5,2}} + \frac{27,43}{1681,8^{5,2}}}} \right)^{\frac{1}{5,2}} = 1422,7 \text{ мм} .$$

Пропускна здатність системи в першому наближенні визначаємо за формулою (4.99)

Приймаємо в першому наближенні значення коефіцієнта гідравлічного опору $\lambda = 0,009$, середнього коефіцієнта стисливості $z_{cp} = 0,9$ та середньої температури потоку газу $T_{cp} = 310 \text{ К}$.

$$Q = 1073,218 \cdot 1422,7^{2,6} \cdot 0,95 \cdot \sqrt{\frac{7,331^2 - 5,311^2}{0,586 \cdot 0,9 \cdot 310 \cdot 125,3}} = 94,75 \text{ млн.м}^3/\text{д} .$$

РОЗДІЛ 5 КОМПРЕСОРНІ СТАНЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Компресорні станції на магістральних газопроводах виконують такі основні функції:

- компримування газу (стиснення газу до необхідного тиску);
- очистку газу до надходження його у комунікації КС;
- охолодження газу після компримування.

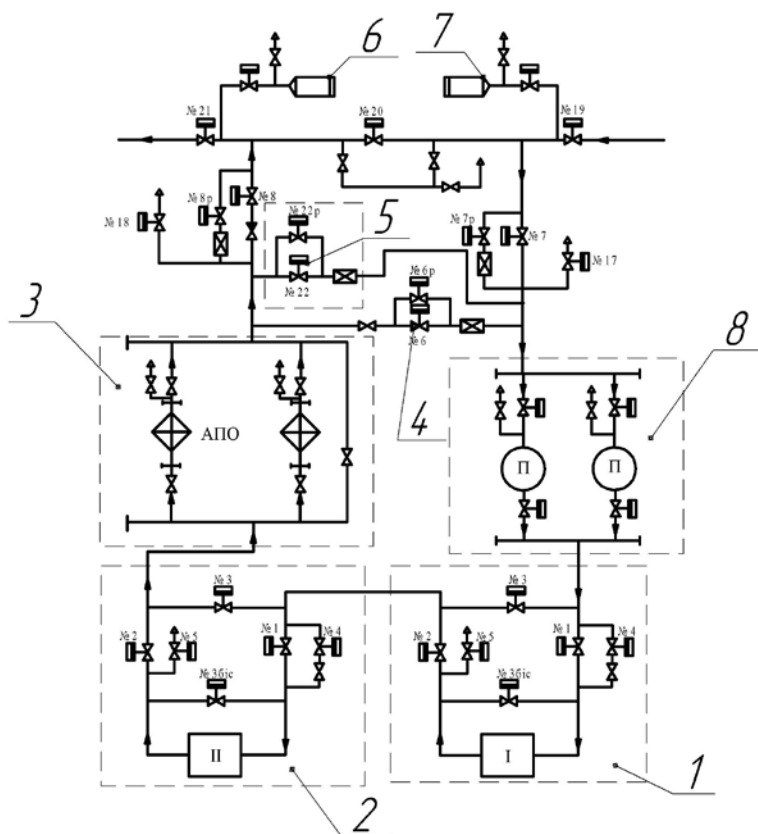
Для забезпечення нормальної роботи основного обладнання (компресорів і привода) на КС передбачається:

- охолодження масла і води газоперекачувальних агрегатів;
- підготовка паливного, пускового й імпульсного газу;
- підготовка газу для власних потреб;
- повітропостачання.
- Енергетичне забезпечення роботи компресорної станції включає в себе такі системи: електропостачання, теплопостачання, опалення і вентиляції; утилізації тепла.

5.1 Газоперекачувальні агрегати компресорних станцій

Для компримування газу на компресорних станціях застосовують відцентрові і поршневі компресори.

Відцентрові компресори на КС (нагнітачі) розраховані на велику продуктивність (від 10 до 50 млн.м³/д) і порівняно малий ступінь підвищення тиску (або ступінь стиску). Номінальний ступінь стиску для одноступеневих (неповнонапірних) нагнітачів дорівнює 1,23...1,27, для двоступеневих (повнонапірних) — 1,44...1,45. Звичайний номінальний ступінь стиску на КС близький до 1,5, тому неповнонапірні нагнітачі працюють в умовах КС послідовно-паралельно, що вимагає більш складної і дорогої газової обв'язки (див. рис. 5.1). Повнонапірні нагнітачі забезпечують повний напір КС і працюють паралельно. Обв'язка таких нагнітачів більш проста і дешевша рис. (5.2).

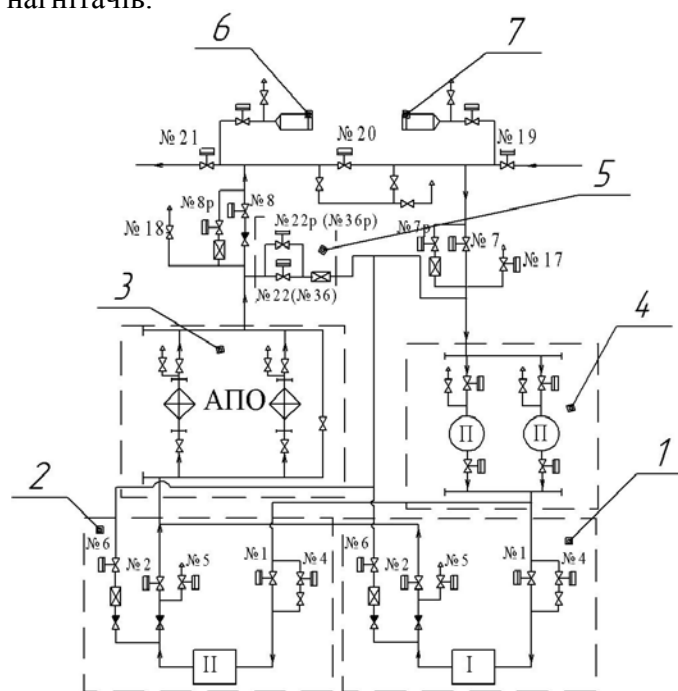


1,2 — нагнітачі з обв'язкою; 3 — блок охолодження газу;
 4 — вузол шостих кранів; 5 — вузол режимних кранів цеху;
 6, 7 — камери запуску і прийому поршня; 8 — блок очистки газу
**Рисунок 5.1 — Технологічна схема групи ГПА
 з неповнонапірними нагнітачами**

Порівняно з відцентровими нагнітачами, поршневі компресори мають невелику продуктивність, більш складну конструкцію, велику масу на одиницю продуктивності.

Поршневі компресори дорогі в експлуатації, чутливі до присутності краплинної вологи і механічних часток у газі. До переваг поршневих компресорів можна віднести можливість регулювання продуктивності і тиску в широких межах при збереженні високих економічних показників процесу комп-

римування. Ці переваги зумовили досить широке використання поршневих компресорів на станціях підземного зберігання газу. На магістральних газопроводах поршневі машини з приводом від газових двигунів (газотокомпресори) застосовувались у 50-60-ті роки, коли будувались газопроводи відносно малої продуктивності (до 5-6 млн.м³/д). У наступні роки у зв'язку з будівництвом газопроводів переважно великих діаметрів поршневі компресори були практично витіснені відцентровими нагнітачами. У теперішній час компресорний парк газопроводів України майже повністю складається з відцентрових нагнітачів.



1,2 — нагнітачі з обв'язкою; 3 — блок охолодження газу;
4 — блок очистки газу; 5 — вузол режимних кранів цеху;
6, 7 — камери запуску і прийому поршня

Рисунок 5.2 — Технологічна схема групи ГПА з повнонапірними нагнітачами

Як було вказано вище, на КС магістральних газопроводів застосовують одно- і двоступеневі нагнітачі. Більша час-

тина нагнітачів, які постачає промисловість в останні роки, мають два ступеня.

Одноступеневі нагнітачі розраховані на робочий тиск на виході 5,5 або 7,5 МПа. Ці тиски є стандартними для вітчизняних газопроводів. Двоступеневі повнонапірні нагнітачі розраховані на робочий тиск 7,5 МПа. В експлуатації є три і чотириступеневі нагнітачі. Але їх використовують при ступенях підвищення тиску більших 1,7-2 на КС підземних сховищ газу, на дотискувальних КС газових промислів.

Для привода відцентрових нагнітачів на КС застосовують переважно газотурбінні установки (ГТУ) і рідше електродвигуни. ГТУ конструктивно більш складні і дорожчі порівняно з електродвигунами, потребують більше витрат на експлуатацію і ремонт. Проте як паливо в ГТУ використовується газ, що транспортується. До недоліків останніх слід віднести також труднощі регулювання числа обертів робочих коліс нагнітачів.

Поряд із газотурбінними установками, що виготовляються спеціально як привод нагнітачів на компресорних станціях, із середини 70-х років почали масово застосовувати авіаційні і суднові турбіни. Це було пов'язано насамперед з нестачею стаціонарних ГТУ в період інтенсивного будівництва магістральних газопроводів.

Авіаційні газотурбінні двигуни (АГТД) відзначаються високими параметрами циклу, надійні в експлуатації, компактні і мобільні. Потужності АГТД великих літаків відповідають потужностям нагнітачів на компресорних станціях. Завдяки невеликій масі АГТД транспортуються блоками, зібраними в заводських умовах, установлюються на відкритих майданчиках у блок-контейнерах, не вимагають, таким чином, будівництва фундаментального компресорного цеху, що суттєво прискорює будівництво компресорної станції в цілому. Блочна конструкція АГТД значно прискорює ремонт основного обладнання, оскільки окремі несправні блоки в разі необхідності можуть бути швидко замінені повністю. Невелика маса АГТД дає змогу скоротити тривалість їх запуску в 3-4 рази порівняно з важкими стаціонарними установками і суттєво скоротити таким чином витрати пускового газу. АГТД успішно працює при низьких атмосферних температурах і тисках (наприклад, у високогірних районах). Накінець, використання АГТД

не вимагає великих капітальних вкладень, тому що на компресорних станціях можна використовувати двигуни, що вже відпрацювали свій ресурс.

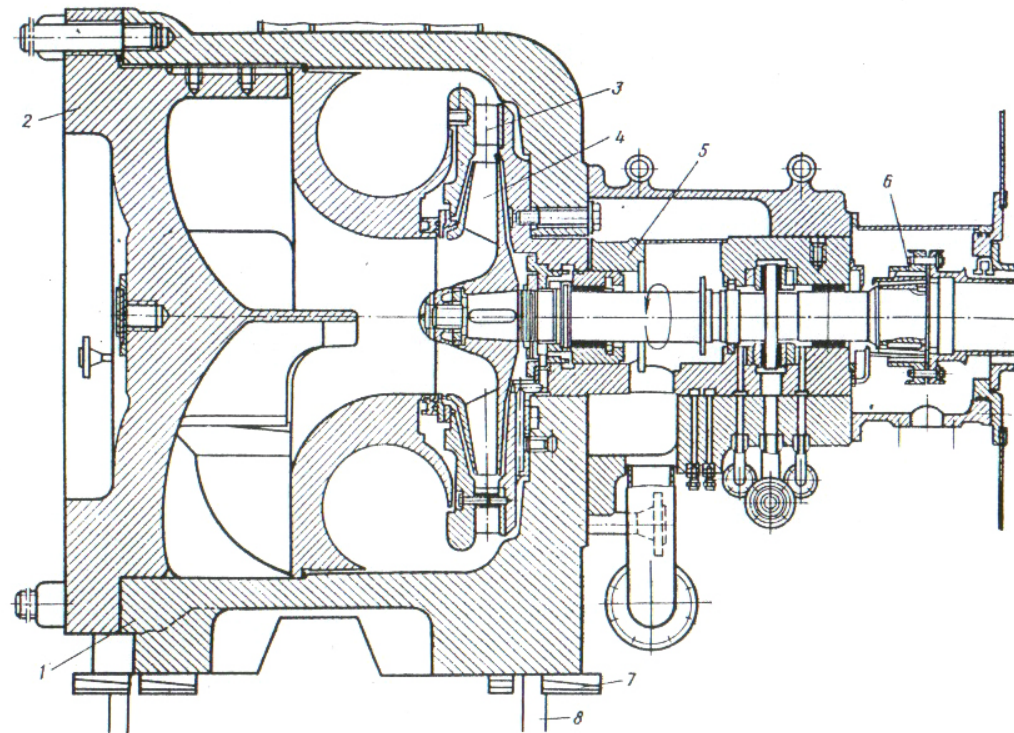
Слід зауважити, що конвертування АГТД для умов роботи на компресорних станціях нерідко вимагає суттєвих змін в їх конструкції — заміни паливної системи, зміни кріплення двигуна, вилучення окремих вузлів, перестановки навісних агрегатів, заміни систем регулювання тощо.

Суднові турбіни за своїми характеристиками — потужності, швидкохідності, здатності працювати при змінній частоті обертання відповідають умовам їх використання для привода нагнітачів. Порівняно з АГТД вони мають більшу масу на одиницю потужності, але більш пристосовані для роботи в нормальних атмосферних умовах, мають більш високий ресурс і техніко-економічні показники.

Перед установленням на компресорній станції для привода нагнітача судновий газотурбінний двигун подібно до АГТД вимагає проведення аналогічної реконструкції (заміни паливної системи, системи кріплення, перестановки допоміжних механізмів, заміни вхідних і вихідних патрубків тощо). На компресорних станціях газотурбінні двигуни суднового типу встановлюються в індивідуальних укриттях, що створює кращі умови для обслуговування агрегатів порівняно з умовами, коли застосовують блок-контейнери.

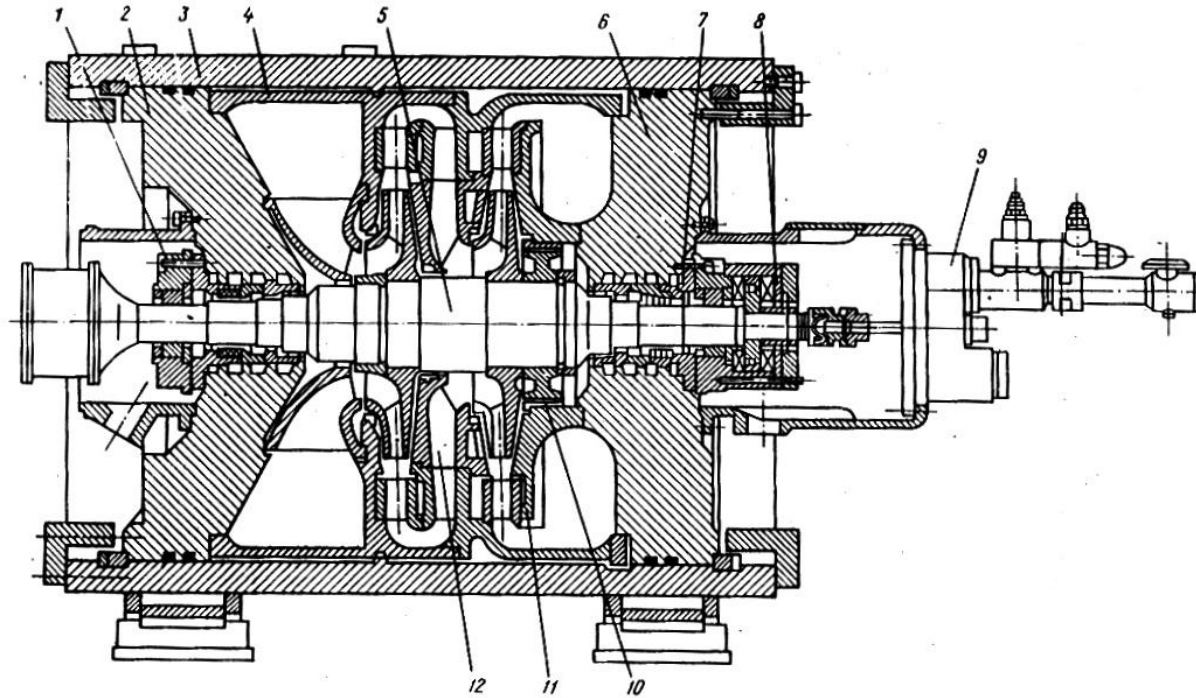
Розглянемо особливості відцентрових нагнітачів, що застосовуються на компресорних станціях.

Основним елементом відцентрового нагнітача є ротор, що складається з одного або двох робочих коліс, закріплених на валу. Ротор розташований у бочкоподібному корпусі, що, як правило, не має горизонтального роз'єму. В одноступінчастих нагнітачах (рис. 5.3) використовується ротор з консольним розташуванням робочого колеса. Корпус має глуху торцеву кришку. У двоступінчастих нагнітачах (рис. 5.4) застосовується двоопорний ротор, передбачається один або два вертикальних роз'єму, на торцях розташовані корпуси підшипників та ущільнень.



1— корпус; 2— кришка; 3— лопатковий дифузор; 4— робоче колесо; 5— гільза; 6— зубчаста муфта;
7— клинові прокладки; 8— анкерні болти

Рисунок 5.3—Одноступеневий нагнітач типу 370-18-1



1—опорний підшипник; 2,6—кришки; 4—внутрішній корпус; 5—ротор; 7—ущільнення; 8—опорно-упорний підшипник; 9—блок масляних насосів; 10—думміс; 11—улітка; 12—зворотний направляючий апарат

Рисунок 5.4— Двоступеневий нагнітач типу НЦ-16/76

Корпуси нагнітачів виконують литими, зварно-литими або зварно-кованими. Останні є дорожчими, але більш надійними. Всередині корпусу розташовують статорні деталі, які забезпечують потрібну форму і розміри внутрішніх порожнин. Всмоктувальний і напірний патрубків кріпляться до корпусу за допомогою зварювання, фланцевих з'єднань або відливаються разом з корпусом. Для виготовлення корпусів і кришок нагнітачів зазвичай застосовують низьколеговані холодностійкі сталі.

Вали відцентрованих нагнітачів виготовляють із поковок вуглецевої або низьколегованої сталі. Ротори з консоллю переважно виконують жорсткими, оскільки до них ставляться підвищені вимоги щодо забезпечення динамічної стійкості. Двоопорні ротори частіше виконують гнучкими, що забезпечує більш надійну роботу підшипників і менші втрати на нагрівання масла.

Ротор нагнітача з'єднується з ротором силової турбіни за допомогою проміжного вала і двох муфт, - зубчастих або діафрагмових (напівлінзових).

Надійність роботи нагнітачів істотно залежить від конструкції і стану підшипників, які нерідко пошкоджуються в процесі експлуатації.

Упорні і опорні підшипники нагнітачів сприймають знакозмінні відповідно осьові і радіальні навантаження, обмежують переміщення ротора у всіх напрямках, гасять коливання при невеликій незрівноваженості ротора.

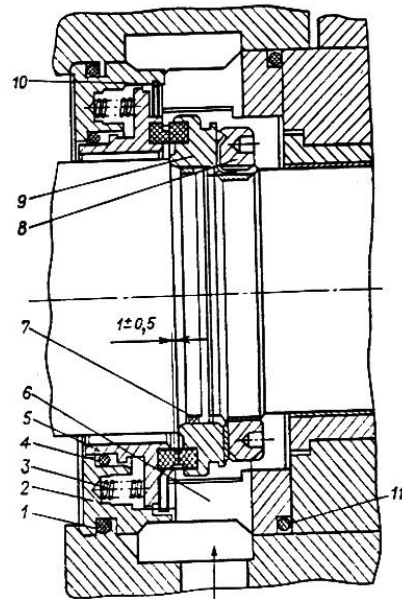
Упорні підшипники застосовуються виключно сегментного типу з окремими упорними самовстановлювальними колодками, поверхня тертя яких заливається тонким шаром бабіту. Матеріал колодок повинен мати високий коефіцієнт теплопровідності (бронза, червона мідь, рідше - сталь).

Як опорні застосовують підшипники ковзання також із бабітовою заливкою. У підшипниках, віддалених від робочого колеса, передбачають багатоклинові вкладиші, які сприяють гасінню коливань ротора. У багатьох конструкціях нагнітачів упорні і опорні підшипники об'єднують в один упорно-опорний підшипник. Змащування підшипників проводиться під підвищеним тиском з метою запобігання кавітаційного закипання масла. Для зменшення протікання масла в торцевих частинах підшипників застосовують лабіринтові ущільнення з

гострими гребенями.

Надійність і несуча здатність підшипників значною мірою залежать від шорсткості поверхонь тертя (поверхня гребеня, ротора), ретельної очистки масла від механічних домішок. Слід мати на увазі, що найбільший знос поверхонь тертя підшипників має місце при запусках газоперекачувальних агрегатів, коли колодки працюють в умовах напівсухого тертя. Тому зменшення частоти запусків і зупинок не тільки свідчить про надійність агрегатів, але й сприяє її підвищенню.

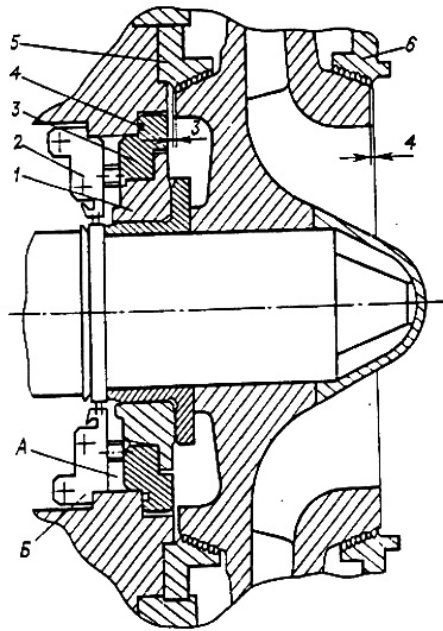
У місцях виходу вала нагнітача із корпусу передбачаються ущільнення, що цілком виключають проникнення газу в приміщення компресорного цеху. Ці ущільнення називають кінцевими або зовнішніми. Для зменшення перетікання газу із зон високого у зони низького тиску всередині нагнітача встановлюють проміжні або внутрішні ущільнення.



1, 4, 7, 11 — ущільнювальні шумові кільця;
2 — корпус; 3 — пружина; 5 — втулка;
6 — проставочне кільце; 8 — гайка;
9 — упорне кільце; 10 — стопорне кільце

Рисунок 5.5 — Торцьове ущільнення нагнітача 235

Зовнішні ущільнення застосовують двох типів: торцеві і втулкові. В торцевих ущільненнях ущільнювальні елементи, закріплені на роторі і статорі, щільно притиснуті своїми торцевими поверхнями. Виготовляються ущільнювальні елементи (кільця) із антифрикційних матеріалів (боросиліцований графіт, графіткарбід вольфраму, бабітографітсталь тощо). Поверхні тертя деталей пари оброблені з високою точністю і мають шорсткість з



1 — ущільнювальна втулка; 2 — ущільнення з латунними вусиками; 3 — фланець;
4 — гумове кільце;

5, 6 — ущільнення лабіринтового типу
Рисунок 5.6 — Ущільнення нагнітача
Н-16-76-1,45

порядком десятих долей мікрона. Приклад торцьового ущільнення нагнітача наведений на рис. 5.5.

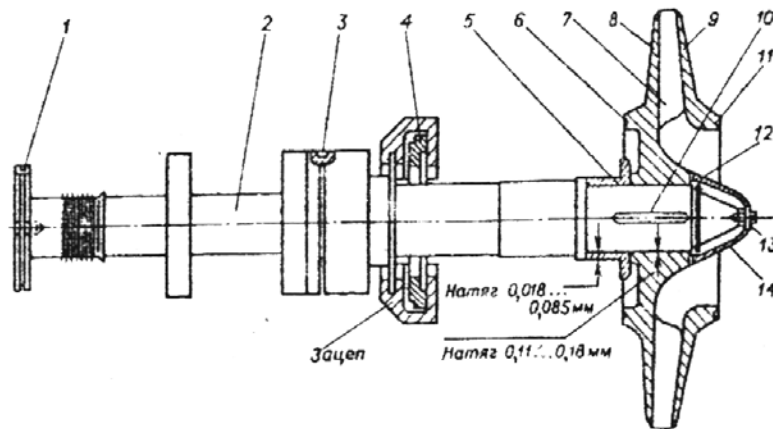
Широко застосовуються втулкові ущільнення з плаваючими кільцями (рис. 5.6). Плаваючі кільця не з'єднані ні з ротором, ні зі статором, утримуються вони в кільцевих виступках ущільнювальної втулки і ущільнювального підшипника. Мінімальні зазори між внутрішньою поверхнею кільця і поверхнею вала забезпечують високий ступінь ущільнення. Як у торцьових, так і втулкових ущільненнях передбачена подача масла зі сторони ущільнення, протилежної га-

зовим порожнинам. Тиск масла перевищує тиск газу з протилежної сторони ущільнення на 0,1-0,2 МПа, що запобігає перетіканню газу крізь ущільнення.

Як внутрішнє ущільнення між рухомими деталями застосовують лабіринтові ущільнення. Щоб запобігти перетіканню масла або газу крізь зазори між нерухомими і роторними деталями ущільнень, застосовують гумові кільця і шнури.

Головним елементом відцентрового нагнітача є робоче колесо. Використовуються в нагнітачах переважно радіальні робочі колеса закритого типу із загнутими назад лопатками

(рис. 5.7). Головні елементи робочого колеса - основний диск, покриваючий диск та лопатки, що їх з'єднують. Лопатки вифрезеровуються в тілі основного диска або виготовляються окремо. У першому випадку покриваючий диск кріпиться до лопаток за допомогою заклепок, пайки або зварювання. У другому — лопатки приварюються до основного і покриваючого диска. Перевагою другого варіанта конструкції є можливість формування аеродинамічно досконалих міжлопаткових каналів і таким чином підвищення економічності робочого колеса і нагнітача в цілому.



1, 3, 6, 11 — балансувальні вантажі; 2 — вал; 4 — ущільнення;
 5 — втулка лабіринтового ущільнення; 7 — робоче колесо; 8 — основний
 диск; 9 — покриваючий диск; 10 — шпонка призматична;
 12 — упорне кільце; 13 — кріплення обтічника; 14 — обтічник
Рисунок 5.7 — Ротор з робчим колесом нагнітача Н-16-76-1,45

Клепані робочі колеса виготовляють із високотривких хромо-молібденових, хромонікельмолібденових або хромо-молібденванадієвих сталей у нормалізованому або загартованому стані. Для зварних коліс використовують низько- і середньолеговані сталі, що добре зварюються.

На вал робочі колеса насаджують здебільшого на гарячій

насадці.

Статичні напруження в елементах робочого колеса при його роботі можуть досягати межі текучості, але при цьому їх несуча спроможність зберігається. Це підтверджують розгонні випробування коліс, які проводяться при частотах обертання, що перевищують розрахункові.

Робочі колеса зазнають значних динамічних напружень у нерівномірному полі тисків, при явищах зриву потоку при нерозрахункових режимах роботи. Збурювальні сили і динамічні напруження зростають за наявності лопаткового дифузора, при збільшенні густини середовища, при резонансних явищах. Для виключення останніх потовщують периферійні частини дисків, виконують диски у вигляді "ромашки", збільшують кількість лопаток на периферії, віддаляють вхід у дифузор від виходу з робочого колеса. Спостерігається характерний зв'язок між втратами енергії у нагнітачі і динамічною міцністю: із зростанням втрат при зривних явищах зростає ймовірність поломок.

Недостатня очистка газу від механічних часток і крапель рідини спричинює ерозійний знос робочого колеса. Для підвищення ерозійної стійкості робочого колеса застосовують плазменне напилення або нанесення інших зностостійких покриттів.

Економічність номінального і особливо часткових режимів роботи нагнітача значною мірою залежить від конструкції вхідних і вихідних пристроїв. Втрати енергії у нерухомих елементах проточної частини нагнітача досягають 10-12 % і понад, їх зниження за рахунок удосконалення вхідних і вихідних пристроїв може істотно підвищити ККД нагнітача.

Гідравлічні втрати у вхідних пристроях нагнітачів порівняно малі. Так, при бічному підводі газу у двоступінчастих нагнітачах вони становлять близько 2-3 %, в одноступінчастих - менше ніж один відсоток. У нагнітачах з осьовим входом ці втрати дорівнюють долям відсотка.

Конструкція вхідних пристроїв істотно впливає на характеристики нагнітача. Відомо, що при великих витратах нерівномірність швидкості на вході в робоче колесо знижує ККД і напір ступеня, при малих витратах зростає зона нестійкої роботи нагнітача. Для підвищення однорідності потоку на вході у двоступінчастих (а інколи і в одноступінчастих) нагнітачах

застосовують направляючі апарати, що являють собою кільцевий ряд лопаток або ребер. Із направляючого апарата потік газу надходить у конфузор, який розмиває аеродинамічні сліди лопаток на вході в робоче колесо, збільшуючи таким чином однорідність потоку.

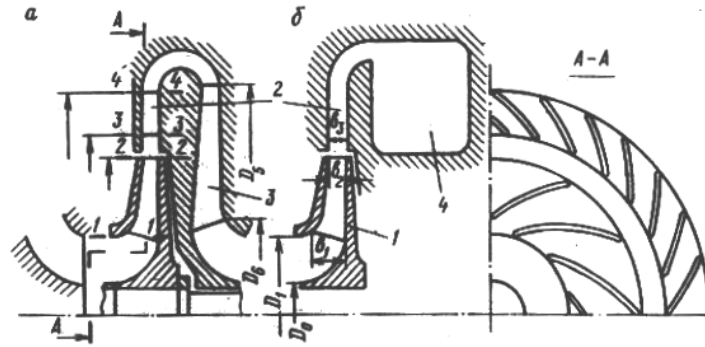
У випадку, коли нагнітач має привод з нерегульованим числом обертів, направляючі апарати застосовують для регулювання напору нагнітача. Таке регулювання може бути здійснене шляхом попередньої закрутки потоку газу на вході у робоче колесо. Причому, якщо закрутка співпадає з направленням обертання колеса, напір і витрата падають, у протилежному разі — збільшуються. Закрутку потоку здійснюють у змінних апаратах з нерухомими направляючими лопатками або у поворотних (регульованих) апаратах.

На виході з робочого колеса розташований кільцевий дифузор (рис. 5.8). Призначенням дифузора є перетворення кінетичної енергії газу, що виходить з каналів робочого колеса, у потенціальну і зменшення закрутки потоку в напрямі обертання колеса.

У нагнітачах застосовують безлопаткові і лопаткові дифузори. Безлопатковий дифузор являє собою кільцеву щілину здебільшого з паралельними стінками. Газовий потік, що виходить з робочого колеса, вільно розкручується у такому дифузори за траєкторією, близькою до логарифмічної спіралі.

Безлопаткові дифузори стійко працюють у широкому діапазоні режимів, мають незначний динамічний вплив на робоче колесо, майже не зазнають ерозійного зносу механічними частками, прості в будові і виготовленні, проте застосування дифузорів цього типу значно збільшує розмір нагнітача, оскільки відношення вихідних діаметрів безлопаткового дифузора і робочого колеса становить $1,6 \div 1,8$.

Лопатковий дифузор (рис. 5.8, 2) являє собою вінець профільних лопаток, закручених у напрямі обертів робочого колеса з кутом входу потоку $13-30^\circ$. Між лопатковим дифузором і робочим колесом є кільцевий простір, призначення якого - зменшити динамічний вплив лопаток дифузора на робоче колесо.



D_0 — діаметр маточини; D_1, D_2 — вхідний і вихідний діаметри робочого колеса; D_3, D_4 — вхідний і вихідний діаметри дифузора; D_5, D_6 — вхідний і вихідний діаметри зворотного направляючого апарата; b_1, b_2 — ширина робочого колеса на вході і виході робочого колеса; b_3 — ширина дифузора а — проміжний ступінь; б — кінцевий ступінь
1 — робоче колесо; 2 — дифузор; 3 — зворотний направляючий апарат;
4 — збірна камера;

Рисунок 5.8 — Схема ступеня нагнітача

На відміну від безлопаткового лопатковий дифузор має менші розміри, відношення вихідного діаметра дифузора до вихідного діаметра робочого колеса дорівнює $1,1 \dots 1,2$. Лопатковий дифузор відзначається меншими втратами на тертя і більш високим напором. Останні переваги мають місце у порівняно вузькому колі режимів, тому для широкого діапазону регулювання краще застосовувати безлопаткові дифузори, які мають більш пологою характеристику. Крім того, лопаткові дифузори піддаються ерозійному зносу за наявності в потоці газу механічних часток.

У двоступінчастих нагнітачах між першим і другим ступенями розташований зворотний направляючий апарат (ЗНА), (рис. 5.4, 12), призначений для підведення газу з виходу дифузора першого ступеня до входу робочого колеса другого ступеня. На вході ЗНА розташоване поворотне коліно, де потік розвертається на 180° і набуває радіального напрямку від периферії до вала нагнітача і рухається по міжлопаткових каналах, які можуть бути як дифузорні, так і конфузорні. Основна

умова при проектуванні ЗНА — мінімум втрат у можливому полі режимів нагнітача.

На вході одноступінчастого та другого ступеня двоступінчастого нагнітачів розташована збірна камера. Виконується збірна камера у формі равлика (змінного перерізу) або осесиметричною (постійного кільцевого перерізу — круглої або прямокутної форми). У вітчизняних нагнітачах частіше застосовують осесиметричні збірні камери.

Енергетичні втрати у равликових і осесиметричних камерах приблизно однакові. Сумарні втрати у збірних камерах і дифузорах, що з'єднують камери з напірним патрубком нагнітача, становлять 5-7 %.

5.2 Технологічні схеми компресорних станцій

Технологічною схемою компресорних станцій називають схему основних комунікацій КС по основному (технологічному) газу, де вказані всі технологічні установки, запірні, регульовальні та інші елементи, крізь які проходить газ під час технологічних процесів очистки, виміру, компримування, охолодження на КС. Принцип побудови технологічної схеми КС для різних типів нагнітачів, що встановлюються на КС, показані на рис. 5.1, 5.2. Схема поділена на кілька блоків. Перший блок — вузол підключення — розташований зазвичай на відстані декількох сотень метрів від території КС, на якій знаходяться всі інші блоки.

Газ надходить крізь охоронний вхідний кран № 19 (рис. 5.1) і далі через вхідний кран КС № 7 - на блок очистки 8. Після одно- або двоступеневого очищення від механічних часток і краплинної рідини газ надходить у компресорний цех (блоки 1, 2), де стискається до необхідного тиску. Із компресорного цеху стиснений газ проходить через блок холодильників 3 і далі крізь зворотний клапан і вихідний кран КС № 8 надходить у магістральний газопровід. Січний кран № 20 перебуває в положенні "Закрито", коли КС працює. Під час зупинки КС крани № 7 і № 8 закриваються, а № 20 відкривається. Охоронні крани № 19 і № 21, розміщені на лінійній частині відповідно перед і за вузлом підключення, закриваються під час серйозних аварійних ситуацій на КС або вузлі підключення.

Крани № 22 і № 22р установлені на обвідній лінії станції, що створює великий (пусковий) контур КС, призначений для роботи нагнітачів на кільце перед завантаженням або розвантаженням агрегатів. Змінюючи ступінь відкриття крана № 22р, можна регулювати продуктивність станції перепуском частини газу зі сторони нагнітання у вхідну лінію. Зазначимо, що запірні устрої кранів, позначених на схемі індексом "р" (№ 7р, № 8р, № 22р), можуть займати будь-яке проміжне положення (частково відкриті або частково закриті). Всі інші крани мають тільки два положення: "Закрито" або "Відкрито".

Обвідні лінії, на яких установлені крани № 7р і № 8р, призначені для заповнення вхідних і вихідних газопроводів компресорної станції. На цих же лініях послідовно з кранами розташовані дросельні пристрої, які обмежують швидкості газу при заповненні контура станції. Аналогічний дросельний пристрій установлено послідовно з краном № 22 на пусковому контурі компресорної станції. Свічні крани № 17 і № 18 відкриваються при спорожненні вхідних і вихідних газопроводів в атмосферу (наприклад, під час аварійної зупинки КС).

У блоці очистки газу пиловловлювачі, сепаратори або фільтри обв'язані паралельно, і є можливість відключення будь-якого апарата, його спорожнення крізь свічку в атмосферу і проведення огляду або ремонту. Аналогічну систему обв'язки мають апарати повітряного охолодження блока охолодження. Крім цього, у блоці охолодження передбачена обвідна лінія, по якій газ може надходити у газопровід, обминаючи холодильники.

Обв'язка компресорного цеху залежить від типу нагнітачів, установлених на КС. Більш просту обв'язку мають КС, обладнані повнонапірними нагнітачами, що працюють тільки паралельно (рис. 5.2). Із блока очищення 4 газ надходить у вхідний колектор і далі крізь відкриті вхідні крани № 1 — у нагнітачі. Стиснений газ крізь нагнітальні крани № 2 надходить у вихідний колектор і далі крізь блок холодильника 3 у вихідний газопровід цеху або компресорної станції. Кран № 6 розташований на пусковому контурі агрегату, який замикається на пусковий контур КС. На нагнітальній лінії нагнітача перед краном № 2 і пусковому контурі агрегату перед краном № 6 встановлені зворотні клапани. Випускання газу з нагнітача під час його зупинки відбувається крізь свічний кран № 5. Запов-

нення нагнітача газом здійснюється через обвідну лінію крана № 1 при відкритті наповнювального крана № 4.

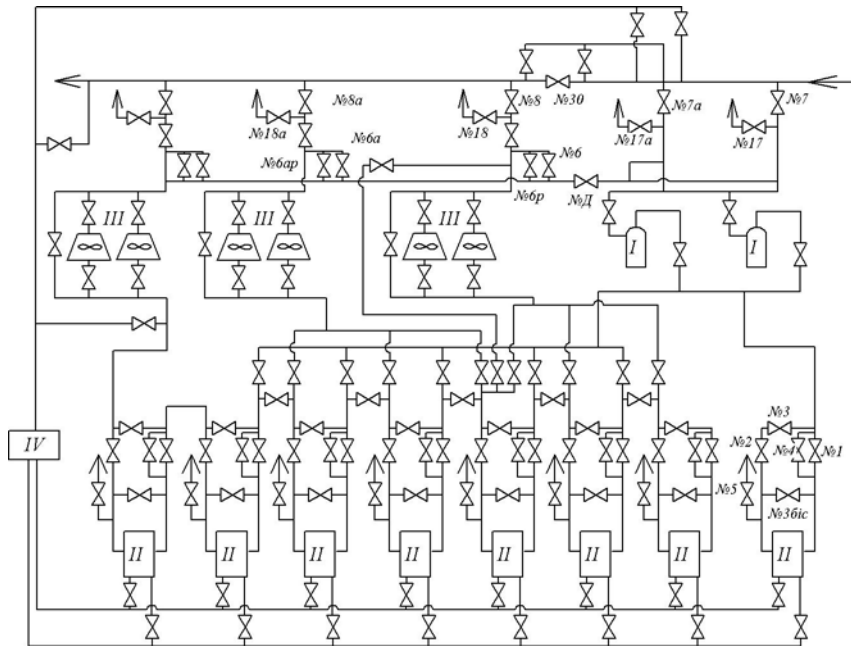
Обв'язка неповнонапірного нагнітача для послідовно-паралельної роботи приведена на рис. 5.1. Під час роботи нагнітача вхідний (№ 1) і нагнітальний (№ 2) крани відкриті, під час зупинки нагнітача ці крани закриваються і від'єднують нагнітач від системи трубопроводів обв'язки компресорної станції. Обвідний кран № 3 великого діаметра знаходиться у закритому положенні, коли нагнітач працює і відкривається для пропуску газу при його зупинці. Обвідна лінія крана № 1 із розташованим на ній краном малого діаметра № 4 служить для продувки і заповнення порожнини нагнітача під час його пуску. Продування в атмосферу проводиться крізь випускний (свічний) кран № 5. Обвідний кран малого діаметра № 3-біс призначений для перепускання газу з виходу на вхід нагнітача (малий контур) під час запуску і зупинки нагнітача. Під час роботи агрегату кран №-3-біс закритий.

Схема обв'язки нагнітачів для послідовно-паралельної роботи приведена на рис. 5.9. Схема (її називають універсальною) допускає роботу в один ступінь від одного до шести нагнітачів, у два ступеня — чотири групи нагнітачів і послідовно — будь-яку кількість нагнітачів.

Керування кранами компресорної станції (це так звані загальностанційні крани), а також кранами обв'язки нагнітачів здійснюється дистанційно або безпосередньо з місцевого щита керування.

Автоматичне керування кранами відбувається під час аварійних запинок, а також при автоматичному запуску і зупинці окремих агрегатів або компресорної станції в цілому.

Дистанційне керування кранами здійснюється з головного щита керування компресорного цеху. Для аварійної зупинки компресорного цеху (або компресорної станції) передбачається можливість подачі аварійної команди з приміщення диспетчерського пункту станції, головного щита керування цеху і вузла зв'язку. Застосовуючи існуючу систему аварійного дублюючого керування кранами, можна керувати охоронними кранами і кранами вузла підключення за допомогою УКХ — радіостанції з будь-якого місця перебування оператора.



I — пилловловувач; II — газоперекачувальні агрегати; III — холодильники газу; IV — газорозподільна станція; V — паливний газ; VI — пусковий газ №№ 1, 2, 3-біс, 4, 5 — технологічні крани об'язки агрегатів; №№ 7, 17, 8, 18, 30, 6, бр, Д — загальностанційні крани

Рисунок 5.9 — Технологічна схема КС, обладнана неповно-напірними нагнітачами

5.3 Генеральні плани компресорних станцій

Генеральний план компресорної станції це комплексний план території станції, включаючи розміщення будівель і споруд, транспортних комунікацій, інженерних мереж, а також планування і благоустрій площадки. Місцезположення площадки КС на трасі визначається гідравлічними розрахунками. Зазвичай їх розташовують поблизу промислових центрів, населених пунктів, що полегшує розв'язання таких проблем будівництва і експлуатації станції як транспортні, водопостачання, енергопостачання, набору персоналу та житла.

Відповідно до діючих норм довкола території КС передбачаються санітарні і протипожежні зони, ширина яких ви-

значається допустимими відстанями від меж площадки КС до найближчих промислових і житлових об'єктів, доріг тощо. Озеленення зон навколо території КС істотно знижує шкідливий вплив КС і, зокрема, сприяє зниженню дії шуму на оточуючі об'єкти, знижує пожежну небезпеку станції.

Площадка станції повинна бути спланована з невеликим нахилом, що забезпечує обладнання самопливної каналізації, самопливних технологічних операцій, полегшує відвід зливних вод. Планувальні відмітки площадки повинні бути при цьому вищими розрахункового найвищого горизонту ґрунтових вод не менше, ніж на 0,5 м.

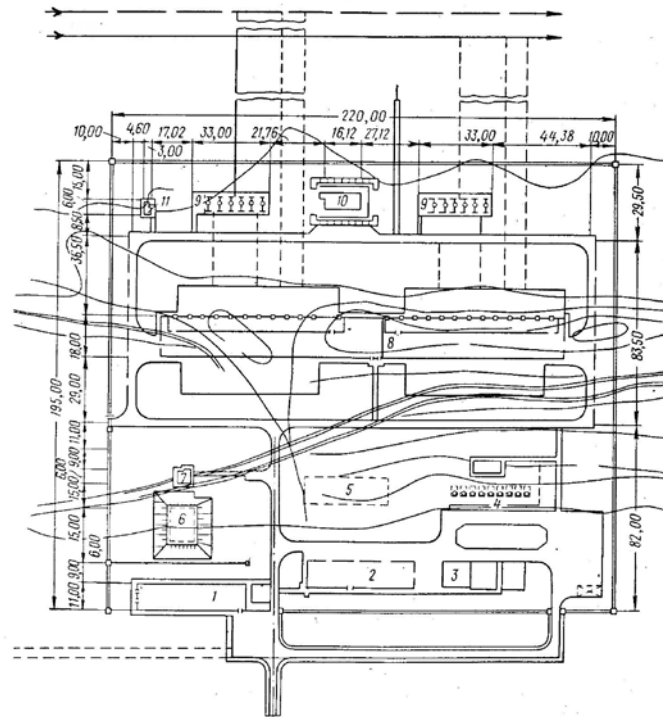
Будівлі і споруди на території КС компонуються у двох зонах: виробничій, де розташоване основне і допоміжне обладнання, пов'язане з основними технологічними процесами на КС та зоні службово-виробничого комплексу, де розміщені споруди і установки, що обслуговують основне технологічне обладнання.

Виробнича зона розташована зі сторони магістрального газопроводу. До неї відносяться (див. рис. 5.10) компресорний цех, вузли підключення, установки очищення і охолодження газу, установки підготовки паливного, пускового та імпульсного газу, вузли об'язки нагнітачів, блоки утилізації тепла, маслогосподарство, виробничо-енергетичний блок, компресорна стисненого повітря, резервна електростанція, установка пожежогасіння.

У зоні службово-виробничого комплексу розташовані: вузол зв'язку, блоки водопостачання, каналізації, очисні споруди, ремонтний блок, складські приміщення, стоянки механізмів, службово-допоміжний блок, трансформаторна підстанція, установка пожежогасіння для службово-виробничого комплексу.

Всі споруди і установки, що виділяють в атмосферу шкідливі викиди, а також вибухо- і пожежонебезпечні об'єкти, розміщують по відношенню до інших будівель і споруд з підвітряної сторони.

Об'єкти основного і допоміжного призначення розташовують на території КС максимально компактно, забезпечуючи високий ступінь використання території КС і мінімальну довжину технологічних трубопроводів та інженерних мереж.



1 — експлуатаційний блок; 2 — ремонтний блок; 3 — матеріальний склад; 4 — склад ГЗМ; 5 — місце для складу обладнання; 6 — резервуар для води; 7 — насосна; 8 — компресорний цех; 9 — блок очистки газу; 10 — блок охолодження газу; 11 — контрольно-регуляторний пункт

Рисунок 5.10 — Генеральний план компресорної станції

Стосовно сторін горизонту і пануючого напрямку вітрів будівлі і споруди розташовують із урахуванням найбільш сприятливих умов природного освітлення і природного провітрювання приміщень і площадок компресорної станції. Між будівлями і спорудами, що розташовані на площадці КС, відповідно до діючих норм витримуються допустимі розриви від 9 до 80 м залежно від категорії пожежної небезпеки сусідніх об'єктів.

В останні роки широко застосовують типові (уніфіковані) схеми генпланів для компресорних станцій у блочному виконанні. Основне і допоміжне обладнання для таких КС виготовляється в заводських умовах у формі великих транспортбельних блоків.

Великий блок являє собою систему обладнання, змонтовану на спільній основі і пристосовану для транспортування без демонтажу на далекій відстані залізницею, морським, річковим, авіаційним, а також автомобільним транспортом.

Залежно від типу обладнання і частоти обслуговування виготовляють блоки для роботи на відкритих площадках (блоки очистки газу, блоки охолодження газу, блоки очистки і осушки пускового та імпульсного газу тощо), блоки з укриттям і блоки-контейнери. В останньому випадку блок обладнання і апаратури, виготовлений у заводських умовах, являє собою єдине ціле з укриттям, всередині якого забезпечується мікроклімат, що створює необхідні умови для роботи обладнання і апаратури.

Комплект блоків основного і допоміжного обладнання, блоків укриття, блок-боксів дає змогу в короткий час і з високою якістю змонтувати готовий об'єкт і запустити його в експлуатацію. Якісне складання блоків у заводських умовах забезпечує більш високу надійність обладнання. Блочно-комплектна будова істотно полегшує і прискорює ремонтні роботи на КС, дозволяючи замінити цілі несправні вузли і блоки справними, а якісний ремонт несправних вузлів проводити на спеціальних ремонтних базах або заводах. Блочно-комплектні компресорні станції відрізняються більш щільною забудовою, меншою довжиною всіх видів комунікацій. Для багатьох блоків і блок-боксів немає необхідності споруджувати фундаменти - вони встановлюються безпосередньо на піщано-гравійну підсипку.

5.4 Характеристика відцентрових нагнітачів

Залежності між параметрами турбомашин при змінному режимі називають характеристиками турбомашин. Характеристиками турбомашин одержують експериментальним шляхом і первісно виражають у формі кривих. Обробкою первісних кривих одержують універсальні безрозмірні характеристики, виражають характеристики в аналітичній формі. При випробуванні нагнітачів зазвичай вимірюють витрати газу, тиски і температури на вході і виході, число обертів, споживану потужність і далі будують графічні залежності ступеня стиснення (ε), питомої роботи (h), потужності, ККД від витрати газу і числа обертів робочого колеса. Одержані таким чином залежності між розмірними параметрами неможливо застосовувати для умов, відмінних від умов випробування нагнітача, тому характеристики часто подають у формі залежності між критеріями подібності, які не залежать від початкових параметрів газу. Користуючись безрозмірними характеристиками, можна розрахувати параметри режиму для будь-яких умов роботи. Проте для практики розрахунків більш зручно зображати характеристики нагнітачів у зведених координатах. Зведені характеристики пропорційні відповідним безрозмірним, подібно останнім не залежать від початкових параметрів газу, але більш зручні для інженерних розрахунків, оскільки є розмірними величинами, порядком яких відповідає реальним величинам. Поряд із розмірними величинами, такими як об'ємна (або масова) витрата, число обертів, питома робота, потужність у зведених характеристиках застосовують також відносні безрозмірні величини (наприклад, відносні числа обертів, відношення тисків, ККД).

Визначальними для турбомашин незалежними параметрами є:

$$\text{коефіцієнт подачі } \varphi = \frac{C_{ir}}{U_i},$$

де C_{ir} — радіальна складова абсолютної швидкості на вході або виході робочого колеса; U_i — відповідна колова швидкість; число Маха M ; число Рейнольдса Re ; показник ізоентропи K .

Два останніх параметри на характеристики нагнітачів практично не впливають. Зокрема, як виявляють дослідження, впливом числа Re на характеристики можна нехтувати, якщо $Re > 2 \cdot 10^5$, і таким чином для великих машин, до яких належать нагнітачі, вплив числа Re не враховують.

Зміна показника ізоентропи позначається на величині адіабатичної роботи. Простий розрахунок свідчить, що для ступеня стиску $\varepsilon = 1,5$, характерного для компресорної станції, у діапазоні зміни K від 1,25 до 1,34 адіабатична робота змінюється не більше, ніж на 1%. Для менших ступенів стиску ці зміни будуть ще меншими.

Таким чином, для реальних режимів роботи нагнітачів на компресорних станціях вплив змін показника ізоентропи на характеристику нагнітача можна також не враховувати.

Число M виразимо відношенням U_i / a , де U_i — колова швидкість у будь-якому перерізі, a — швидкість звуку. Для реального газу, приймаючи до уваги, що в нашому випадку показник ізоентропи K приймається постійним, відношення U_i / a буде пропорційним виразу n / \sqrt{ZRT} . Для подібних режимів число $M = idem$, звідки випливає

$$\frac{n_{зв}}{\sqrt{Z_{зв} R_{зв} T_{зв}}} = \frac{n}{\sqrt{Z_{вх} R T_{вх}}}, \quad (5.1)$$

де індексом "зв" вказані зведені параметри режиму, що відповідають умовам гідравлічних випробувань нагнітачів (або приймають довільно в межах реальних значень), реальні параметри режиму для умов на вході в нагнітач приведені з індексом "вх".

Другим найважливішим параметром, що однозначно визначає стан трикутників швидкостей робочого колеса, є коефіцієнт подачі φ . Рівність коефіцієнтів подачі в геометрично подібних машинах (або для тієї ж самої машини) означає подібність трикутників швидкостей, подібність режимів, рівність гідравлічних ККД для цих режимів. Вираз коефіцієнта подачі $\varphi = C_{ir} / U_i$ не зовсім зручний для практичного використання. Враховуючи, що радіальна складова абсолютної шви-

дкості C_{ir} пропорційна об'ємній витраті Q_i , а колова швидкість пропорційна відносному числу обертів n (відношення числа реальних обертів до значення номінальних обертів), одержимо відношення Q_i/n пропорційне коефіцієнту подачі. Для подібних режимів φ не змінюється, звідки одержуємо

$$\frac{Q_{36}}{n_{36}} = \frac{Q_{6x}}{n}, \text{ або } Q_{36} = Q_{6x} \frac{n_{36}}{n}. \quad (5.2)$$

Враховуючи (5.1),

$$Q_{36} = Q_{6x} \sqrt{\frac{Z_{36} R_{36} T_{36}}{Z_{6x} R T_{6x}}}. \quad (5.3)$$

Для відцентрових нагнітачів важливе значення має безрозмірний комплекс, що визначає адіабатичний напір компресора $H_a / (Z_{6x}, R, T_{6x})$ і є одним із критеріїв подібності. Зведений адіабатичний напір, одержаний із цього комплексу, має вигляд

$$H_{a_{36}} = H_a \frac{Z_{36} R_{36} T_{36}}{Z_{6x} R T_{6x}}. \quad (5.4)$$

Масова витрата газу визначається добутком ρQ , звідки

$$M_{36} = \rho_{36} Q_{36}. \quad (5.5)$$

Густина

$$\rho_{36} = \frac{P_{36}}{Z_{36} R_{36} T_{36}}. \quad (5.6)$$

Із урахуванням (5.3) одержуємо

$$M_{36} = M \frac{P_{36}}{P_{6x}} \sqrt{\frac{Z_{36} R T_{6x}}{Z_{36} R_{36} T_{36}}}. \quad (5.7)$$

Потужність нагнітача

$$N = \frac{M H_{ad}}{\eta_a}, \quad (5.8)$$

де η_a — адіабатичний ККД.

Очевидно $\frac{N_{зв}}{N} = \frac{M_{зв}}{M} \frac{H_{a_{зв}}}{H}$ (для подібних режимів η_a постійний), звідки з урахуванням (5.4) і (5.7)

$$N_{зв} = N \frac{P_{зв}}{P_{вх}} \sqrt{\frac{Z_{зв} R_{зв} T_{зв}}{Z_{вх} R T_{вх}}}. \quad (5.9)$$

Рівняння (5.1) - (5.9) записані для умов на вході в нагнітач для зручності використання цих формул при практичних розрахунках. Проте рівняння будуть справедливими, якщо їх записати для умов виходу із нагнітача або для умов будь-якого проміжного перерізу каналу робочого колеса.

Зазначимо, що за умов $Z_{зв} = Z_{вх}$, $R_{зв} = R$, $T_{зв} = T_{вх}$ зведені характеристики нагнітача співпадають зі звичайними розмірними. Параметри, що визначаються формулами (5.1)-(5.9), можуть бути виражені як абсолютними величинами, так і в долях одиниці.

Розглянемо графічні характеристики нагнітачів, що в основному застосовуються на практиці.

Найбільше у вітчизняній практиці використовують характеристики ВНДгазу (рис. 5.11). По осі абсцис цих характеристик відкладається зведена об'ємна витрата за умов всмоктування. Реальна і зведена витрати пов'язані залежністю (5.2). На графіку характеристики приведені три основні параметри режиму залежно від об'ємної витрати і відносного числа обертів: ступінь стиску, політропічний ККД і відносна внутрішня потужність $N_i / \rho_{вх}$. Ступінь підвищення тиску для одноступінчастих нагнітачів зазвичай у межах 1,1...1.35, для двоступінчастих — у межах 1,2...1,7.

Розглянемо порядок розрахунку режиму роботи нагнітача з використанням вказаної характеристики.

До складу вихідних даних входять: об'ємна витрата газу за стандартних умов, умови на вході в нагнітач ($T_{вх}, P_{вх}$), чис-

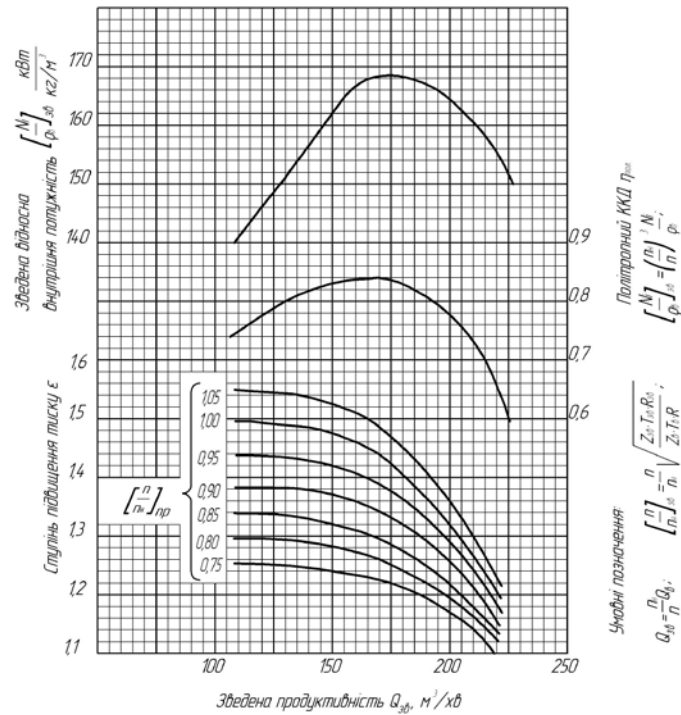
до обертів робочого колеса (як правило, відносно), склад газу. Спочатку визначається реальна об'ємна витрата за умов всмоктування і далі за формулою (5.2) зведена витрата. Для запобігання можливого помпажу зведена витрата повинна бути більшою щонайменше на 10 % порівняно з мінімальною витратою на характеристиці, у противному разі треба зменшити (якщо це можливо) задані спочатку відносні оберти. Ліва межа витрат зазвичай приймається, виходячи з можливого мінімального значення політропічного ККД ($\eta_{пол}$). Далі за формулою (5.1) визначають відносне зведене число обертів $n_{зв}$ і за графіком знаходять ступінь підвищення тиску ε . За формулою $P_{вих} = \varepsilon P_{вх}$ визначають тиск на виході нагнітача і порівнюють його з максимально допустимим тиском на виході.

Якщо $P_{вих} > P_{max}$, понижуємо оберти (якщо це можливо) і знову виконуємо всі операції розрахунків спочатку. Якщо виконується умова $P_{вих} \leq P_{max}$, визначаємо за графіком політропічний ККД і відносну внутрішню потужність $[N_i / \rho_{вх}]_{зв}$ як функції зведеної витрати за умов всмоктування. Внутрішню потужність нагнітача вираховуємо за формулою

$$N_i = \rho_{вх} \left[\frac{N_i}{\rho_{вх}} \right]_{вх} \left(\frac{n}{n_H} \right)^3, \quad (5.10)$$

де n — реальне число обертів; n_H — номінальне число обертів.

Потужність на валу привода одержуємо як суму внутрішньої потужності і потужності механічних втрат. Остання залежить від типу і потужності привода і знаходиться в межах 100-600 кВт. Потужність нагнітача на валу порівнюють із реальною потужністю привода (ГТУ), яка залежить від його технічного стану і погодних умов.



Зведені параметри: $[T_{вх}]_{зв} = 293 \text{ K}$; $R = 508 \text{ Дж/кгК}$; $Z_{зв} = 0,90$,
 $n = 8200 \text{ об/хв}$

Рисунок 5.11 — Зведені характеристики нагнітача ГПА-Ц-6,3/76-1,45

Якщо потужність привода не є меншою, ніж потужність нагнітача на валу, розрахунок режиму закінчується визначенням температури газу на виході нагнітача за формулою

$$T_{вих} = T_{вх} \varepsilon^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{пол}}} \quad (5.11)$$

Поряд із характеристикою, що була розглянута вище, інститутом ВНДІгазу розроблена характеристика другого типу (за комерційною продуктивністю) (див. рис. 5.12).

На полі характеристики штриховою лінією показано ключ, що пояснює принцип розв'язання задачі розрахунку ре-

жиму. При цьому послідовно застосовуються залежності (5.3), (5.1), (5.9) для розрахунку зведених або реальних параметрів.

У характеристиці другого типу застосовують параметри режиму, близькі до реальних (наприклад, витрата вимірюється у млн.м³/д). Крім того такі характеристики будують для двох або трьох нагнітачів, що працюють послідовно. Це значно прискорює наближені розрахунки режимів, коли нагнітачі працюють послідовно-паралельно.

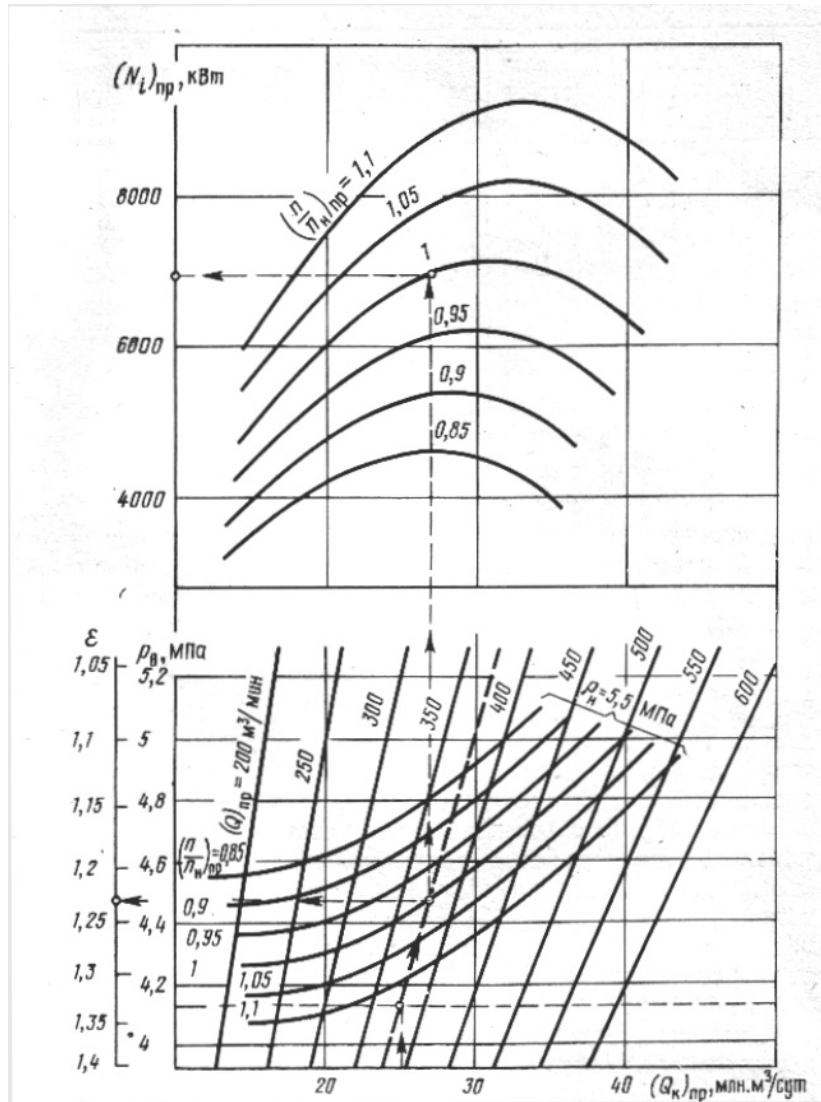
У зарубіжній практиці застосовують графічну характеристику нагнітача, збудовану в координатах “об’ємна витрата за умови всмоктування” Q_{ex} і “адіабатичний напір” H_{ad} . На поле характеристики наносять сім’ю кривих адіабатичних ККД (рис. 5.13) і криві чисел обертів (абсолютних або відносних). Особливістю цієї характеристики є те, що нею користуються аналогічно характеристикам насосів, безпосередньо застосовуючи реальні параметри режиму: при заданих об’ємній витраті за умов всмоктування і обертах за графіком визначаємо адіабатичний напір (питому роботу) і адіабатичний ККД.

Користуючись відомими з термодинаміки залежностями

$$H_{ad} = z_{ex} \cdot R \cdot T_{ex} \cdot \frac{k}{k-1} \left(\varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right), \quad (5.12)$$

$$N_i = \frac{H_{ad} M}{\eta_{ad}}, \quad (5.13)$$

Визначаємо ступінь підвищення тиску і внутрішню потужність нагнітача. При відомому значенні ε визначаємо тиск і температуру на виході нагнітача.



Зведені параметри: $T_{36} = 288$ К; $R_{36} = 499,5$ Дж/кгК; $Z_{36} = 0,91$
 Рисунок 5.12 — Зведена характеристика другого типу нагнітача Н-300-1,23

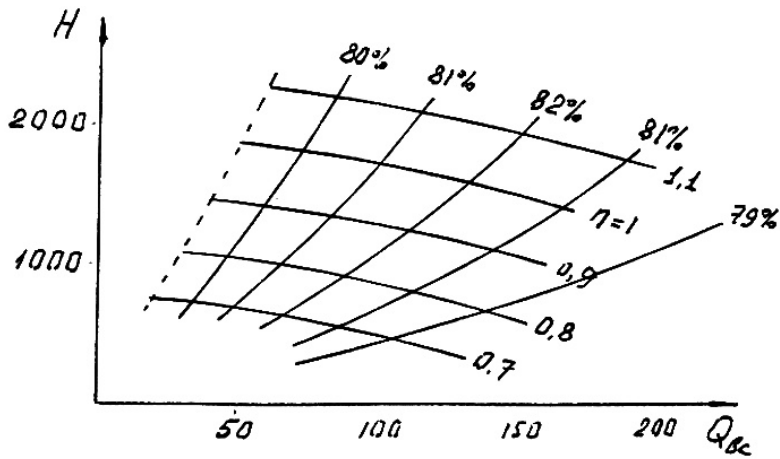


Рисунок 5.13 — $Q - H$ характеристика нагнітача

5.4.1 Аналітичні форми характеристик нагнітачів

Графічна форма характеристик нагнітачів має ряд недоліків. Насамперед, неможливість використання сучасної обчислювальної техніки для розрахунків режимів роботи нагнітачів і компресорних станцій. Використання графічних характеристик для розрахунку режимів вимагає великих витрат часу, багато рутинної роботи, інтерполяції "на око", що може бути причиною грубих помилок. Точність розрахунків на графіках залежить від їх масштабу.

Аналітичні форми характеристик нагнітачів позбавлені цих недоліків. Головне, щоб аналітичний вираз характеристики найбільш точно відображав реальну характеристику нагнітача і не був дуже складним за формою.

Для характеристики ВНДІгазу першого типу А. Г. Немудровим була запропонована двочленна формула, що описує зведену характеристику нагнітача для будь-якого числа обертів

$$\varepsilon = a - b_0 Q_{вс}^2, \quad (5.14)$$

де a, b_0 — функції числа обертів.

Завдяки простоті, зручності використання формула А. Г. Немудрова здобула широке розповсюдження.

Криві залежності

$$\eta_{\text{пол}} = f_1(Q_{\text{вх}_{3\phi}}) \quad \text{і}$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{\text{вх}}} \right]_{\text{вх}} = f_2(Q_{3\phi})$$

зображають зазвичай у формі квадратного тричлена

$$\eta_{\text{пол}} = k_1 + k_2 Q_{\text{вх}_{3\phi}} + k_3 Q_{\text{вх}_{3\phi}}^2. \quad (5.15)$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho_{\text{вх}}} \right]_{3\phi} = A + B Q_{\text{вх}_{3\phi}} + C Q_{\text{вх}_{3\phi}}^2. \quad (5.16)$$

Із співвідношень подібності одержані залежності

$$a = a_{3\phi} \omega. \quad (5.17)$$

$$b = b_{3\phi} \frac{a-1}{a_{3\phi}-1} \left(\frac{n_H}{n} \right)^2. \quad (5.18)$$

де $\omega = \left[\left(\frac{n}{n_H} \right)_{3\phi}^2 \left(1 - \frac{1}{a_{3\phi}^r} \right) + \frac{1}{a_{3\phi}^r} \right]^{1/r}$, $r = \frac{m-1}{2m}$, m — показник політропного стиску ($m=1,25 \div 29$).

Постійні коефіцієнти $a_{3\phi}, b_{3\phi}$ отримують обробкою кривої залежності шляхом реальних вимірювань у формі $\varepsilon_{\text{н}}^2 = a - b Q_{\text{вх}_{3\phi}}^2$ за умови, що відносне зведене число обертів

$$\left(\frac{n}{n_H} \right)_{3\phi} = 1.$$

Для аналітичних розрахунків режиму нагнітача повинні бути відомі коефіцієнти характеристики $a, b, c, k_1, k_2, k_3, A, B, C$. За формулами (5.17), (5.18) визначають кое-

фіцієнти a , b , c і за формулою (5.14) — ступінь підвищення тиску ε . Політропічний ККД і внутрішню зведену потужність визначають за формулами (5.15), (5.16). В іншому розрахунки і перевірки меж режимів не відрізняються від тих, що були розглянуті вище стосовно до графоаналітичного методу розрахунку з використанням характеристик 1-го типу.

При розрахунках сумісної роботи компресорних станцій та лінійної частини газопроводу користуються наближеними характеристиками компресорних станцій, що будуються на основі моделі Немудрова, Якщо відомі значення коефіцієнтів a_1 і b_1 у рівнянні характеристики одного нагнітача, то загальний ступінь стиску двох послідовно працюючих нагнітачів визначається рівнянням

$$\varepsilon_2^2 = a_1^2 \omega_2 - b_1 \left[a_1 \omega_2 + \frac{a_1 \omega_2 - 1}{a_1 \omega - 1} \varepsilon_{cp}^{4r} \right] Q_1^2, \quad (5.19)$$

де ε_{cp} — середній для робочої зони характеристики ступінь стиску одного нагнітача; ω_2 — коефіцієнт, що враховує нагрівання газу у першому нагнітачі.

$$\omega_2 = \left(\frac{2}{a_1^r} - \frac{1}{a_1^{2r}} \right)^{1/r}. \quad (5.20)$$

Для наближених розрахунків приймають $\varepsilon_{cp}^{4r} \approx 1$, тоді

$$\varepsilon_2^2 = a_1^2 \cdot \omega_2 - b_1 \cdot \frac{a_1^2 \cdot \omega_2 - 1}{a_1 \cdot \omega - 1} \cdot Q_1^2. \quad (5.21)$$

При паралельній роботі кількох нагнітачів (або груп нагнітачів) замість Q_1^2 у рівняння вводиться $\left(\frac{Q_1}{S} \right)^2$, де S — кількість паралельних груп.

До недоліків моделі А. Г. Немудрова відноситься неможливість достатньо точно представити двочленною формулою

характеристики деяких нагнітачів, оскільки коефіцієнти a і b визначаються двома точками, що довільно вибираються на кривій, і для ділянок кривої, віддалених від цих точок, модель дає істотні помилки при визначенні ступеня підвищення тиску ε . Більш точні значення a , b можна одержати, застосовуючи метод найменших квадратів. Крім того, при використанні двочленної моделі як і графічно-аналітичного методу, важче визначати число обертів, якщо відоме значення ε .

Точніше характеристики $\varepsilon = f(Q_{вх})$ можна представити три- або чотиричленими формулами

$$\varepsilon_n = a + b Q_{вх_{3\theta}} + c Q_{вх_{3\theta}}^2, \quad (5.22)$$

$$\varepsilon_n = a + b Q_{вх_{3\theta}} + c Q_{вх_{3\theta}}^2 + f Q_{вх_{3\theta}}^3. \quad (5.23)$$

Коефіцієнти цих залежностей визначаються координатами трьох або чотирьох точок на кривій характеристики, що відповідає номінальному зведеному числу обертів. Вибір формули з двох наведених залежить від точності вихідної характеристики. Досвід виявляє, що нерідко нагнітачі не мають точної реальної характеристики, і експлуатаційники користуються характеристиками, що приводяться у довідниках або альбомах, хоч вони в багатьох випадках істотно відрізняються від реальних характеристик. Крім цього, самі реальні характеристики нагнітачів суттєво змінюються в процесі експлуатації. Тому для практичного використання достатньою буде точність, яку дають формули (5.14) або (5.21).

Коефіцієнти тричленної моделі a , b , c , які визначаються для кривої характеристики, що відповідає відносним номі-

нальним зведеним обертам $\left(\frac{n}{n_n}\right)_{3\theta} = 1$, цілком описують характеристику $\varepsilon = f(Q, n)$.

Розрахунок режиму роботи нагнітача з використанням залежності (5.22) проводиться в такій послідовності. Для відомого значення зведеної витрати на вході нагнітача $Q_{вх_{3\theta}}$ визначається номінальний ступінь стиснення ε_n за формулою

(5.22). Далі, користуючись формулою подібності, визначаємо шукану величину ε

$$\frac{\varepsilon^{\frac{k-1}{k}} - 1}{\varepsilon_n^{\frac{k-1}{k}} - 1} = \left(\frac{n}{n_n} \right)_{3\theta}^2. \quad (5.24)$$

Політропічний ККД, внутрішню відносну потужність визначаємо за формулами (5.15), (5.16).

Значимо, що у рівнянні (5.24) може бути використана будь-яка залежність для визначення ε_n (5.22), (5.23), залежність Немудрова та ін. Для залежності Немудрова застосування формули (5.24) значно спрощує розрахунки.

Поряд з аналітичною формою характеристик нагнітачів, одержаних на основі теорії подібності, застосовують емпіричні формули, часто зручніші для розрахунків. Наведемо одну з таких формул

$$\varepsilon = a + b \left(\frac{n}{n_n} \right)_{3\theta} + f \left(\frac{n}{n_n} \right)_{3\theta}^2 - c (Q_{\theta x_{3\theta}} - e) \left(\frac{n}{n_n} \right)_{3\theta}^2, \quad (5.25)$$

де a, b, f, c, e — постійні коефіцієнти, що визначаються в такому порядку.

Коефіцієнт e приймають рівним мінімальному значенню $Q_{\theta x_{3\theta}}$ (згідно з графічною характеристикою). Для умови $Q_{\theta x_{3\theta}} = e$ визначаються коефіцієнти a, b, f (залежність ε від зведених обертів на межі помпажу). Останнім визначають ко-

ефіцієнт c для умови $\left(\frac{n}{n_n} \right)_{3\theta} = 1$.

Формула (5.25) більш зручна для практичних розрахунків режиму, оскільки в попередніх випадках застосовуються для тих самих розрахунків дві або більше формул. Для визначення числа обертів при відомих значеннях ε і $Q_{\theta x}$ в попередніх випадках застосовують метод послідовних наближень. Формула (5.25) дає змогу визначити число обертів, безпосере-

дньо розв'язуючи квадратне рівняння відносно $\left(\frac{n}{n_H}\right)_{3\phi}$.

Практичний інтерес викликає аналітичний опис характеристики нагнітача у формі залежності питомої адиабатичної роботи (адиабатичного напору) H_{ad} від об'ємної витрати за умов всмоктування Q_{ex} і числа обертів n . Як і в попередніх випадках, ця характеристика будується для визначених зведених умов.

Представимо криву залежності H_{ad} від об'ємної витрати для номінальних обертів у формі квадратного тричлена

$$H_{ad_n} = a_n + b_n Q_{ex_n} + c_n Q_{ex_n}^2. \quad (5.26)$$

Використовуючи відомі відношення подібності

$$\frac{H_{ad_n}}{H_{ad}} = \left(\frac{n_n}{n}\right)^2 \quad \text{і} \quad \frac{Q_{ex_n}}{Q_{ex}} = \frac{n_n}{n}, \quad (5.27)$$

одержимо зв'язок між зведеними параметрами режимів

$$H_{ad_{3\phi}} = a_n \left(\frac{n}{n_n}\right)_{3\phi}^2 + b_n Q_{ex} \left(\frac{n}{n_n}\right)_{3\phi} + c_n Q_{ex_{3\phi}}^2. \quad (5.28)$$

Застосовуючи формули (5.1), (5.3), (5.4) і позначивши $\left(\frac{Z_{3\phi} R_{3\phi} T_{3\phi}}{Z_{ex} R_{ex} T_{ex}}\right) = B$, одержуємо

$$H_{ad} B^2 = a_n \left(\frac{n}{n_n}\right) B^2 + b_n Q_{ex} \frac{n}{n_n} B^2 + c_n Q_{ex_{3\phi}}^2 B^2. \quad (5.29)$$

Скорочуючи постійний для конкретних умов коефіцієнт B_2 , одержуємо рівняння, що містить тільки реальні значення параметрів режиму $Q_{ex}, \frac{n}{n_n}, H_{ad}$

$$H_{ad} = a_n \left(\frac{n}{n_n} \right)^2 + b_n Q_{ex} \frac{n}{n_n} + c_n Q_{ex}^2 . \quad (5.30)$$

Таким чином, визначивши коефіцієнти a_n , b_n , c_n , одержуємо аналітичний вираз характеристики нагнітача, що зв'язує реальні параметри режиму. Після визначення реального значення адіабатичного напору, використовуючи фактичні параметри на вході (Z_{ex}, R, T_{ex}), знаходимо ступінь підвищення тиску ε із формули (5.12).

При відомому значенні ε (а отже, H_{ad}) із рівняння (5.29) легко визначити число обертів.

Щоб одержати аналітичний вираз адіабатичного ККД (наприклад, у формі квадратного тричлена) достатньо визначити коефіцієнти залежності $\eta_{ad} = f(Q_{ex})$ для номінального числа обертів і врахувати, що лінії постійного ККД відповідають лініям подібних режимів (тобто співвідношенням (5.27)). У результаті для варіанта тричленної формули одержимо

$$\eta_{ad} = k_1 + k_2 Q_{ex} \frac{n_n}{n} + k_3 Q_{ex} \left(\frac{n_n}{n} \right)^2 . \quad (5.31)$$

Зазначимо, що і в цьому випадку немає необхідності в перерахунку зведених і реальних величин, оскільки добутки зведених і реальних значень параметрів у виразі (5.31) однакові.

При відомих значеннях адіабатичного напору H_{ad} , адіабатичного ККД і масової витрати газу внутрішня потужність нагнітача визначається формулою (5.13).

5.5 Помпаж газоперекачувальних агрегатів

Під час роботи відцентрових нагнітачів і осьових компресорів газотурбінних установок мають місце збурення у формі коливань числа обертів або змін опору нагнітальної мере-

жі, що виводить систему "компресор — мережа" з рівноваги. За деяких умов може виникнути явище, що має назву помпажу. Помпаж супроводжується періодичною пульсацією тиску на вході і виході компресора, коливаннями обертів, продуктивності і потужності. Остання під час помпажу може змінюватись від номінального значення до нуля. Одним із зовнішніх проявів помпажу є характерні звукові ефекти - періодичні хлопання на початку розвитку явищ помпажу і суцільний гул та вібрації при повному його розвитку. Різкі коливання продуктивності і потужності викликають суттєве збільшення динамічного навантаження на лопатки, диски, підшипники. При великих колових швидкостях помпаж може бути причиною важких аварій, тому робота компресора у помпажному режимі недопустима навіть протягом короткого часу.

Необхідною умовою виникнення помпажу є акумулююча здатність нагнітальної лінії і наявність ділянки на характеристиці компресора, де напір збільшується із зростанням подачі компресора (ділянка BC на рис. 5.14). Для більшості компресорів ці умови існують.

Розглянемо стійкість режиму роботи компресора на ділянці BC (рис. 5.14). Припустимо, що характеристика мережі перетинає характеристику компресора в точці E . Будь-які збурення в роботі системи компресор-мережа (наприклад, опору мережі) призводять до зміщення робочої точки E . Так, при зростанні опору мережі робоча точка зміщується в положення E_1 . Раптове зниження додаткового опору повертає характеристику мережі у попереднє положення. Тиск газу (або повітря) у нагнітальній лінії не може змінитися раптово, тому цей момент роботи компресора характеризується точкою E_1 , а режим роботи мережі - точкою E_2 . Таким чином, після короткого збурення витрата у нагнітальній лінії буде більшим порівняно з подачею компресора, що спричинить зниження тиску в мережі. Через деякий проміжок часу тиск (і напір) зменшується до рівня точки B на характеристиці компресора, витрата у нагнітальній лінії у цей момент буде відповідати точці E_3 . Подальше зниження тиску на ділянці характеристики компресора в зоні точки B стає неможливим, тому відбувається стрибкоподібний перехід режиму роботи машини у точку

D (при тому ж тиску в нагнітальній лінії). Тепер подача компресора стає значно більшою порівняно із витратою у мережі (точка E_3), і тиск у нагнітальній лінії починає зростати. Через деякий час режими роботи компресора і мережі перейдуть відповідно у точки C і E_4 . Оскільки подальше зростання тиску стає неможливим, відбувається другий стрибок режиму роботи машини — у точку A . В умовах цього нового режиму витрата у мережі стає знову більшим порівняно з подачею компресора, і тиск нагнітання знижується. Таким чином виникає автоколивний процес у системі "компресор — мережа", який і називають "помпаж". Режими роботи компресора в цьому процесі послідовно проходять точки A, B, C, D . Зазначимо, що в реальних випадках залежно від характеристики компресора подача у точках A, B може бути як додатньою, так і від'ємною.

Користуючись аналогічним міркуваннями, можна показати, що на низхідних ділянках характеристик компресорів (ділянка DC на рис. 5.14) збурення режиму не викликають помпажу, робота системи компресор-мережа буде стійкою.

Практичними причинами помпажу нагнітачів на компресорних станціях можуть бути порушення режимів роботи, що супроводжуються зниженням продуктивності машин при високих ступенях підвищення тиску. Зокрема, такі умови можуть виникати при зменшенні газоспоживання, під час зупинок нагнітачів на наступній компресорній станції. Помпаж може виникати при помилковому закритті кранів обв'язки нагнітачів, затримці у спрацюванні кранів, раптовій зупинці нагнітачів, що працюють послідовно. Помпаж осьових компресорів газотурбінних установок у більшості випадків виникає при запуску установки в гарячому стані.

Заходи щодо боротьби з помпажем можна розділити на такі дві групи: проектні (конструктивні) і експлуатаційні. До конструктивних заходів відносять рішення, котрі збільшують зону безвідриного обтікання профілів лопаток. Для цього зменшують коллові швидкості (числа M), застосовують профілі з більшою відносною товщиною і великим радіусом заокруглення вхідних кромek, зменшують відносний крок лопаток. Із точки зору безпеки помпажу у більш сприятливих умовах знаходяться нагнітачі з безлопатковими дифузорами.

Зона безвідривного обтікання може бути розширена використанням поворотних направляючих лопаток.

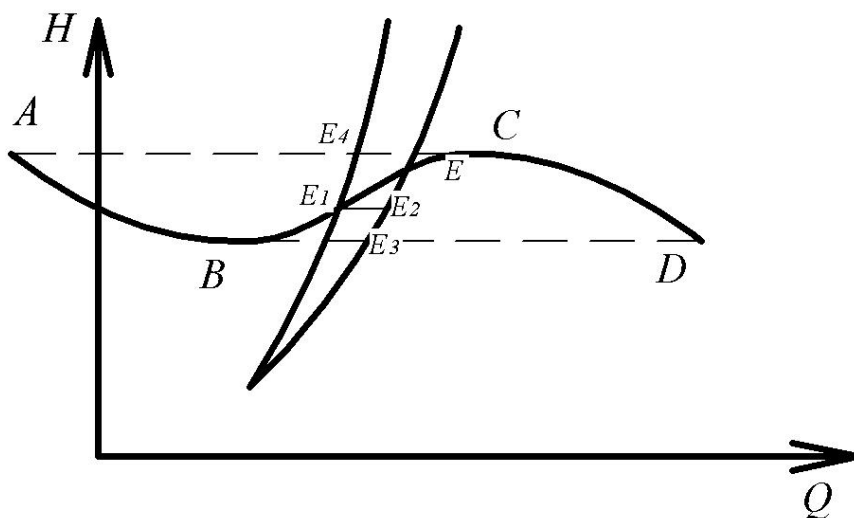


Рисунок 5.14 — Дослідження статичної стійкості роботи нагнітача на мережу

Експлуатаційні методи запобігання помпажу зводяться в основному до використання різних типів антипомпажних пристроїв. Принципова схема антипомпажного пристрою, що виключає можливість помпажу при малих подачах компресора, приведена на рис. 5.15. Система захисту включає в себе прилад P , що заміряє розхід газу в нагнітальній лінії компресора. У випадку, коли розхід газу зменшується до мінімально допустимої величини (Q_{min}), прилад-регулятор P діє на сервомотор C , який відкриває антипомпажний клапан А.К. Тиск у вихідному патрубку компресора зменшується, розхід компресора зростає, робоча точка зміщується вправо, віддаляючись від небезпечної зони помпажу. Через антипомпажний клапан газ скидається в атмосферу або у всмоктувальну лінію, якщо втрати газу небажані.

Відцентрові нагнітачі в умовах компресорних станції працюють у широкому діапазоні температур і тисків. Це значно ускладнює конструкцію антипомпажного пристрою.

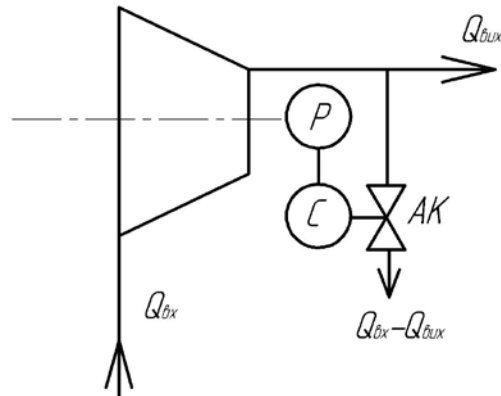


Рисунок 5. 15 — Принципова схема антипомпажного пристрою

У сучасних схемах антипомпажних пристроїв використовують три імпульси: тиск у лінії нагнітання P_H , тиск у всмоктувальному патрубку P_{ϵ_1} і тиск на вході в робоче колесо P_{ϵ_2} . Різниця тисків $P_{\epsilon_1} - P_{\epsilon_2}$, так званий динамічний перепад тиску, залежить від витрати і густини газу

$$P_{\epsilon_1} - P_{\epsilon_2} = A \cdot \frac{Q^2 \cdot P_{\epsilon_1}}{T_\epsilon}, \quad (5.32)$$

де Q — об'ємна витрата газу за умов всмоктування; T_ϵ — температура газу у всмоктувальному патрубку; A — постійна величина.

Настройка сигналізатора помпажу для конкретного нагнітача дає змогу точно відповідати напряму помпажної лінії нагнітача або еквідістантній лінії, розташованій у зоні стійкої роботи, у відповідності із залежністю, яка співпадає з аналітичним виразом помпажної лінії для будь-якого нагнітача і одночасно є аналітичною характеристикою сигналізатора помпажу

$$\frac{Q^2}{T_\epsilon} = c(\epsilon - 1). \quad (5.33)$$

У залежності (5.33) ϵ — ступінь підвищення тиску,

$\varepsilon = P_n / P_{\sigma_2}$; c — постійна величина, що залежить від настройки сигналізатора.

Настройка сигналізатора проводять у відповідно до реальної характеристики нагнітача з деяким "запасом" стосовно до лінії помпажу з тим, щоб сигналізатор був налаштований на роботу в зоні стійких режимів. При наближенні до зони помпажу (при цьому динамічний перепад тиску зменшується разом із зменшенням витрати газу Q , а ступінь підвищення тиску ε збільшується) антипомпажний пристрій видає сигнал електричній системі захисту і сигналізації. Система захисту при цьому зупиняє нагнітач або відкриває крани (№№ 6, 22) для перепуску газу із нагнітальної лінії у всмоктувальну.

5.6 Технічна діагностика газоперекачувальних агрегатів

Економічна і надійна експлуатація основного обладнання компресорних станцій вимагає використання сучасних методів і засобів оцінки, контролю та прогнозування технічного стану агрегатів, їх економічних параметрів і енерговитрат. У зв'язку з цим зростає значення систем технічної діагностики, яка являє собою галузь знань, що досліджує технічний стан обладнання, розробляє методи визначення і оцінки технічного стану, принципи побудови і організації використання систем діагностування. Стосовно обладнання КС технічна діагностика - це процес визначення технічного стану відцентрових нагнітачів (ВН) і газотурбінних установок (ІТУ), їх складових частин з метою прийняття рішень про необхідні заходи, котрі забезпечать їх подальшу ефективну експлуатацію. Особливого значення технічна діагностика газоперекачувального обладнання набуває в міру розробки автоматизованої системи управління трубопровідним транспортом газу, в рамках якої може бути реалізована комплексна система діагностики основного і допоміжного обладнання компресорних станцій. Розробка такої системи є передумовою створення комплексної автоматизації газотранспортних систем і керування ними за допомогою ЕОМ.

5.6.1 Види технічної діагностики газоперекачувальних агрегатів

Залежно від постановки задачі відрізняють такі види діагностики:

– *функціональну* (параметричну), що вивчає зміну (зменшення) протягом експлуатації основних енергетичних показників агрегату (потужності, ККД тощо);

– *структурну*, що оцінює характер та ступінь ушкоджень (зносу) вузлів та деталей агрегату;

– *каузальну*, що вивчає причини ушкоджень і зносу вузлів і деталей;

– *прогнозну*, що вивчає характер та інтенсивність процесу зносу деталей і час виходу їх з ладу.

Розробка теорії технічної діагностики газоперекачувальних агрегатів (ГПА) проводиться в таких основних напрямках:

– критерії і методи оцінки технічного стану ГПА;

– пошук несправностей і причин відмов обладнання;

– прогноз подальших змін технічного стану ГПА.

Погіршення технічного стану обладнання знижує надійність його роботи і спричинює погіршення його економічних показників (знижується ККД ГПА, збільшуються витрати паливного газу тощо). Важливим показником, що характеризує стан об'єкта, є його *працездатність*. Це стан, при якому об'єкт здатний виконувати задані функції, зберігаючи значення параметрів у межах, встановлених нормативно-технічною документацією.

За фактичним технічним станом нагнітачі (ГПА) можна класифікувати як *справні, несправні, але працездатні, та непрацездатні*. На першому етапі діагностики об'єкт відносять до однієї з вказаних вище груп. Завданням наступного етапу діагностики є пошук причини зниження або втрати працездатності. На цьому етапі знаходять конкретний несправний вузол і в ряді випадків причину несправності.

Можливість прогнозування зміни технічного стану ГПА істотно підвищує ефективність систем діагностики. Розв'язання питань прогнозування дає змогу обґрунтовано планувати строки ремонтів обладнання, своєчасне постачання запчастинами, зменшити непередбачені зупинки агрегатів.

Технічний стан газоперекачувального агрегату контролюється на працюючому, зупиненому, закритому і розкритому агрегатах.

Функціональне діагностування агрегатів дає можливість під час їх роботи виявити порушення в роботі окремих вузлів і негайно вжити відповідні заходи (включення резерву, повторне виконання операції, перехід на інший режим тощо). У багатьох випадках функціональне діагностування забезпечує нормальну або часткову працездатність об'єкта навіть за наявності несправності в ньому. Недоліком функціонального діагностування є те, що воно виявляє порушення тільки при конкретному режимі. Ці самі несправності можуть бути незафіксовані при інших режимах.

Тестове діагностування, що об'єднує структурну і каузальну діагностику, можливе тільки під час зупинки агрегату, при проведенні профілактики або ремонту останнього. Воно дає можливість одержати повну інформацію про технічний стан ГПА, дати оцінку його працездатності і справності.

Найбільш детальну характеристику технічного стану агрегату можна одержати, застосовуючи **комбіноване** діагностування, тобто поєднанням функціонального і тестового.

При **поточному** діагностуванні використовують і функціональні, тестові методи. Для прогнозного діагностування застосовують тестові методи і дані досвіду експлуатації аналогічних агрегатів.

За **режимом роботи** відрізняють *постійнодіючі, періодично діючі і разові* методи діагностування. У першому випадку постійно контролюють певні параметри в процесі роботи агрегату, тобто проводять функціональне діагностування. Режим періодичного діагностування (функціонального і тестового) вимагає контролю робочих параметрів через певні проміжки часу. При необхідності одержання додаткової інформації застосовують разове діагностування.

За **ступенем автоматизації** методи діагностування поділяються на *автоматичні, автоматизовані та ручні*. Автоматичне діагностування забезпечує автоматичне послідовне виконання всіх необхідних перевірок і аналіз одержаної інформації без участі людини. Автоматизовані методи діагностування вимагають участі оперативного персоналу. Людина в цьому випадку контролює додержання робочих параметрів

агрегату, аналізує результати перевірок, що проводяться автоматично, здійснює пошук дефектів. При ручному методі всю послідовність технічного діагностування проводить людина.

Технічний стан нагнітачів і газотурбінних установок обслідують як безпосереднім оглядом, так і використовуючи складні прилади, в яких застосовуються різні фізичні процеси.

Контроль стану ГПА *під час зупинки* може здійснюватися **візуально-оптичними** методами з використанням різного типу ендоскопів. Ці методи дають змогу виявити відкриті та приховані поверхневі дефекти вузлів і деталей. Але суб'єктивний характер такого контролю значно знижує ймовірність виявлення дефекту на великих поверхнях, що мають складну конфігурацію. Приховані дефекти у важкодоступних місцях на зупиненому агрегаті можна виявити струмовихровим імпульсним ехометодом. Метод дає високу чутливість, виявляє дефекти на значній відстані від місця розташування джерела ультразвукових коливань. У той же час метод вимагає розробки спеціальних методик та ультразвукових показників для кожної деталі. Розшифровка результатів контролю ехометодом досить складна, а діагностування деталей складної конфігурації цим методом здебільшого неможливе.

До більш досконалих методів відноситься радіографічний метод. Він дає змогу виявити тріщини і визначити їх розміри, виявити прогар або ерозію деталей, короблення кромek лопаток тощо. Істотним недоліком методу є труднощі при аналізі знімків, коли наявність кількох пошкоджень значно ускладнює картину, інколи просто спотворює знімки.

Зазначимо, що в цілому методи діагностики на зупиненому закритому агрегаті відрізняються невеликою трудомісткістю, відносною простотою, економічністю, проте у вітчизняній практиці ці методи в умовах КС не знайшли широкого застосування.

Найбільш повну інформативність мають методи контролю на зупиненому розкритому агрегаті, але вони вимагають істотних матеріальних і трудових затрат, а також зупинки агрегату на деякий час, що не завжди можливо в умовах експлуатації. Крім описаних вище методів, що застосовуються на закритих ГПА, на розкритих агрегатах використовують кольоровий метод дефектоскопії, де використовується явище про-

никнення рідини у дефекти (щілини) на поверхні деталі. Практично розповсюджений і такий спосіб виявлення поверхневих дефектів як безпосередній візуальний контроль, що здійснюється неозброєним оком, за допомогою лупи або оптичних приладів.

Особливе місце займають методи діагностики на працюючому газоперкачувальному агрегаті. Найбільш широке розповсюдження мають методи акустичний, вібраційний, термогазодинамічної діагностики, а також діагностики аналізу **відпрацьованого масла (трібодіагностика)**.

Акустична діагностика використовує шум працюючого агрегату як джерело діагностичної інформації. Спектр шуму ГПА аеродинамічного і механічного походження змінюється залежно від навколишніх умов і технічного стану агрегату. Поява несправностей у проточних частинах нагнітача газової турбіни є джерелом додаткових шумів, аналіз яких може дати можливість діагностувати стан лопаткового апарату нагнітача, осьового компресора, турбіни, зубчастих з'єднань, підшипників. Якість сучасної вітчизняної акустичної діагностики ГПА порівняно невисока. Це пов'язано з відсутністю точних залежностей інтенсивності і спектра шуму від параметрів ГПА, від характеру місцевих пульсацій, тиску на лопатках. Потребують також вдосконалення прилади для аналізу спектра шуму.

Важливу інформацію для технічної діагностики агрегату несе його *вібраційний стан*. Джерелом вібрації є вимушені та резонансні коливання механічного і аеродинамічного походження. Технічний стан газоперекачувального агрегату при використанні вібраційної діагностики визначається такими параметрами як віброшвидкість, віброзміщення і віброприскорення.

Для порівняння віброграм агрегатів, що знаходяться в експлуатації, і можливості зробити висновки про їх технічний стан необхідно знімати так звані еталонні спектрограми при обкатних випробуваннях агрегатів на заводах, а також при роботі під навантаженням на КС протягом першого місяця експлуатації.

Аналізуючи спектрограми ГПА, що певний період знаходяться в експлуатації, порівнюючи їх з еталонними спектрограмами, можна визначити такі несправності як незрівноваженість ротора нагнітача, турбіни, осьового компресора, ро-

зцентрування роторів нагнітача і турбіни низького тиску, руйнування лопаткового апарата нагнітача, турбіни, осьового компресора, руйнування підшипників, зубчастих з'єднань, напрямних апаратів ГПА.

За фактичними вібраційними сигналами визначають три основних рівні технічного стану ГПА:

–рівень вібраційного сигналу знаходиться в полі допуску еталонного спектра;

–рівень вібраційного сигналу виходить за межі поля допуску, що вказує на зміну режиму роботи ГПА або зародження дефектів, які не впливають істотно на працездатність агрегату;

–граничний (передаварійний) стан ГПА, що може призвести до поломок вузлів або деталей агрегатів.

Для вимірів вібрації деталей, що обертаються, важливе практичне значення має застосування засобів **безконтактних** методів. Це в першу чергу стосується вимірів коливань ротора нагнітача, корпус якого має велику масу і жорсткість. За таких умов вібрація корпусу не може бути показником вібрації ротора нагнітача. Для безконтактних вимірів найбільш прийнятними є датчики індукційного та ємнісного типів, що монтуються всередині корпусу нагнітача. Безпосередній вимір вібрації ротора нагнітача дозволить попередити руйнування підшипників і ущільнення "масло-газ" у випадку різкого підвищення вібрації, сигналізувати про передпомпажний стан, зупинити ГПА для проведення ревізії вузлів нагнітача, коли рівень вібрації перевищує допустимий.

У вітчизняній і зарубіжній практиці застосовують метод діагностики деталей та вузлів газоперекачувальних агрегатів, що використовує *аналіз відпрацьованого масла*. Масло обмиває вузли тертя і виносить частки металу — продукти зносу і мікроруйнувань. Чим більша інтенсивність зносу, тим більше механічних часток містить відпрацьоване масло. Сучасні методи аналізу дають змогу не тільки визначити масу часток, що виносяться, але й їх часток за розмірами, вміст елементів у продуктах зносу.

Аналіз елементарного складу часток металу дає змогу виявити до 80-90 % несправностей. За зміною розмірів часток, що виносяться маслом, можна судити про порушення режиму експлуатації вузлів і деталей ГПА, встановлювати терміни за-

міни масла в агрегаті.

Особливе місце серед методів технічної діагностики ГПА займає *термогазодинамічна діагностика*, розроблена вченими МІНГ ім. І. М. Губкіна [6]. Метод дає змогу визначити технічний стан агрегату за його термогазодинамічними параметрами, що вимірюються в процесі експлуатації. На відміну від інших методів тільки термогазодинамічна діагностика дає можливість визначити абсолютні значення технологічних величин. Будь-який технологічний показник, одержаний іншими методами діагностики, може бути оцінений тільки у порівнянні з відповідними показниками термогазодинамічної діагностики.

5.6.2 Термогазодинамічна діагностика ГПА

Метод термогазодинамічної діагностики (ТГДД) базується на певному способі представлення характеристики кожного з елементів ГПА — відцентрового нагнітача і газотурбінної установки.

Найбільш поширені газодинамічні характеристики нагнітачів являють собою залежності ступеня підвищення тиску ε , політропного ККД $\eta_{пол}$ і зведеної відносної внутрішньої

потужності $\left(\frac{N_i}{\rho_{\varepsilon}}\right)_{3\delta}$ від зведеної об'ємної витрати газу $Q_{3\delta}$.

Крім того, в альбомах характеристик нагнітачів приводяться залежності зведеного перепаду температур газу на виході і вході нагнітача $\Delta T_{3\delta}$ від $Q_{3\delta}$.

Застосовуючи до наведених вище залежностей відомі співвідношення термодинаміки, можна одержати ряд інших характеристик нагнітача: зведену різницю ентальпії $\Delta i_{3\delta}$, зведену потенційну роботу стиснення $W_{3\delta}$ тощо як функцію того самого параметра $Q_{3\delta}$. Таким чином, ми маємо однопараметричну (залежну від одного параметра $Q_{3\delta}$) термогазодинамічну модель нагнітача. Аналогічні моделі можна побудувати, застосовуючи інші параметри як незалежні змінні, наприклад, зведений перепад температури газу $\Delta T_{3\delta}$ або зведе-

ну різницю ентальпії Δi_{36} . Вибір моделі (тобто незалежної змінної) залежить від об'єму наявної вихідної інформації і поставленої задачі.

На більшості компресорних станцій немає можливості точного виміру об'ємної витрати газу через нагнітач, тому використання моделі ВНДІгазу як основи для діагностики викликає істотні труднощі. До того ж основна характеристика моделі $\varepsilon_{36} - Q_{36}$ значно зміщується в процесі експлуатації (у зв'язку зі зносом деталей поточної частини нагнітача) і не може бути використана для непрямого визначення об'ємної витрати за замірами величини ε .

Дослідження ВНДІгазу, МІНГ ім. І. М. Губкіна та інших організацій показали, що практично стабільною залишається в процесі експлуатації характеристика $\Delta i_{36} - Q_{36}$. Зважаючи, що зведена різниця ентальпії газу можливо досить точно визначити за температурами і тисками на вході і виході нагнітача, доцільно застосовувати характеристики, де незалежною змінною буде Δi_{36} . Відповідні залежності можна побудувати на основі характеристик ВНДІгазу і співвідношення для зведеної різниці ентальпії газу

$$\Delta i_{36} = \Delta i \left(\frac{n_H}{n} \right)^2 = \frac{\left| \frac{N_i}{\rho_{\varepsilon}} \right|_{36}}{Q_{36}}. \quad (5.34)$$

Загальний вигляд зведених газодинамічних характеристик нагнітача залежно від зведеної різниці ентальпії представлено на рис. 5.16.

Для оцінки “зсуву” характеристик, що має місце протягом експлуатації агрегату, у термодинамічну модель вводять коефіцієнти, які використовують як коефіцієнти технічного стану нагнітача. Визначають ці коефіцієнти відношенням відповідних фактичних параметрів до їх паспортних значень (або навпаки) при постійному значенні обраної незалежної змінної (Q_{36} , Δi_{36} тощо). Кожен із коефіцієнтів зменшується з погіршенням технічного стану агрегату і дорівнює одиниці, якщо характеристики відповідають паспортним. Аналогічні коефіціє-

нти визначаються для ГТУ.

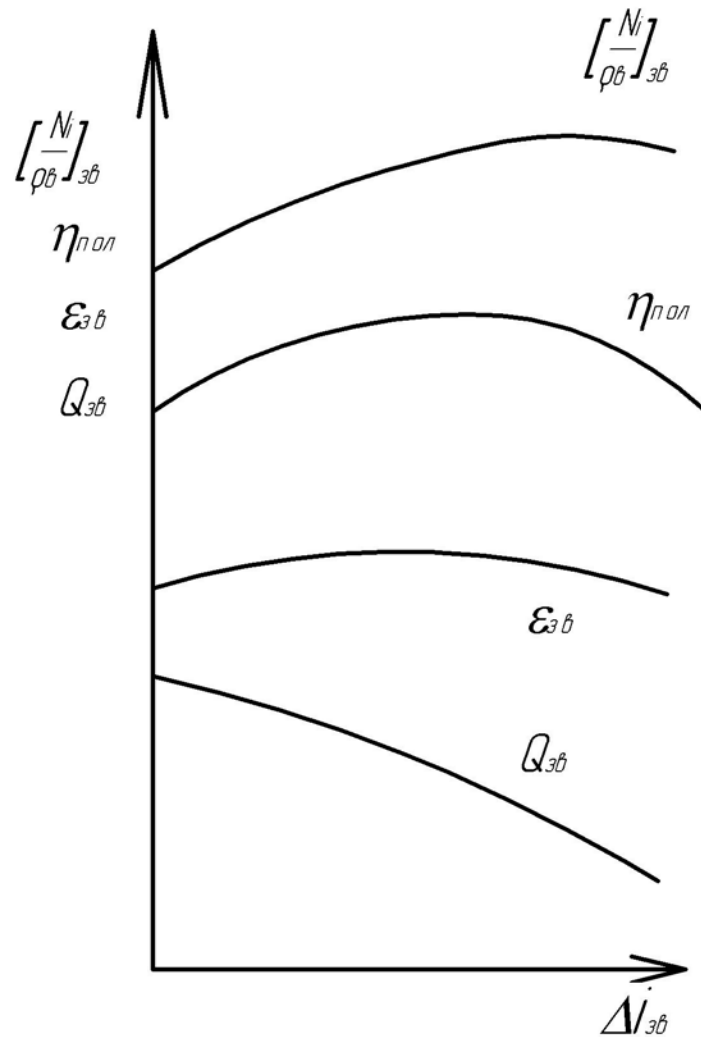


Рисунок 5.16 — Залежності зведених параметрів нагнітачів від зведеної ентальпії

Аналіз впливу несправностей нагнітачів і газотурбінних установок на зниження ККД, зміни потужностей показує, що для характеристики технічного стану необхідно ввести відпо-

відно по два коефіцієнти, що вибираються при постійному значенні параметра, відносно якого будуються зведені характеристики нагнітача та ГТУ. Всі інші коефіцієнти можна одержати як функції двох вибраних, застосовуючи відомі співвідношення термогазодинаміки. Як приклад таких двох незалежних коефіцієнтів (за умовою $Q_{зв} = idem$) для нагнітача, можна навести коефіцієнт, що враховує "зсув" характеристик зведеної внутрішньої потужності

$$K_n^{N_i} = \left(\frac{N_i}{\rho_{\epsilon}} \right)_{зв}^n / \left(\frac{N_i}{\rho_{\epsilon}} \right)_{зв}, \quad (5.35)$$

та коефіцієнт, що враховує "зсув" характеристики політропного ККД

$$K_n^{N_i} = \eta_{пол} / \eta_{пол}^n. \quad (5.36)$$

Для ГТУ можуть бути використані такі коефіцієнти (за умови сталості температури на вході у турбіну високого тиску $T_3 = idem$): коефіцієнт, що враховує "зсув" характеристик зведеної ефективної потужності

$$K_{ГТУ}^{N_e} = \frac{N_e}{N_e^n} \quad (5.37)$$

коефіцієнт, що враховує "зсув" характеристики ефективного ККД ГТУ

$$K_{ГТУ}^{\eta_e} = \frac{\eta_e}{\eta_e^n}. \quad (5.38)$$

Індекс n у наведених залежностях означає паспортне значення відповідної величини.

Аналіз зміни (зменшення) коефіцієнтів (5.35) - (5.38) протягом часу експлуатації агрегатів дає змогу не тільки оцінити інтенсивність погіршення їх техніко-економічних показників, але й, використовуючи графічні експериментальні залежності, ідентифікувати основні несправності нагнітача і газотурбінної установки.

Вченими МІНГ ім. І. М. Губкіна розроблена термогазодинамічна модель газоперекачувального агрегату з урахуванням різних видів несправностей відцентрового нагнітача і газотурбінної установки. ГПА розглядаються в цій моделі як єдиний об'єкт, що складається з двох фундаментальних зв'язаних елементів — нагнітача і ГТУ. Мінімальна інформація для побудови моделі включає такі дані: температури і тиски на вході і виході нагнітача, число обертів ротора; об'ємну витрату нагнітача; температуру газів перед турбіною високого тиску; температуру і тиск повітря на вході в осьовий компресор, витрату паливного газу.

За даними параметрами і відомого складу газу за допомогою термогазодинамічних співвідношень згідно з моделлю визначають: різницю ентальпії на виході і вході нагнітача; питому роботу стиску, політропний ККД; масову витрату газу, внутрішню і зведену відносну потужності нагнітача, ефективну потужність і ефективний ККД ГТУ. Порівнюючи одержані величини з їх паспортними значеннями, визначають коефіцієнти технічного стану нагнітача за політропним ККД $K_n^{\eta_{пол}}$ потужності $K_n^{N_i}$, коефіцієнти технічного стану ГТУ - за потужністю $K_{ГТУ}^{N_e}$ і за ефективним ККД $K_{ГТУ}^{\eta_e}$.

Окремим випадком розглянутої моделі є модель для визначення виключно технологічних параметрів (політропного ККД і потужності нагнітача, ефективного ККД ГТУ). У цьому випадку не використовуються газодинамічні характеристики нагнітача і ГТУ і не враховуються відповідні коефіцієнти технічного стану. Вихідні дані цієї моделі скорочуються за рахунок виключення числа обертів ротора нагнітача, температури газів перед турбіною високого тиску, температури і тиску повітря на вході в осьовий компресор, що були потрібні для визначення паспортних значень відповідних параметрів.

Більшість агрегатів, що експлуатуються на компресорних станціях, не мають штатних вимірів об'ємної продуктивності нагнітачів і витрати паливного газу, це не дає змогу застосовувати методи діагностики, що базуються на загальній термогазодинамічній моделі ГПА. Тому виникає необхідність розробки спрощених моделей, які не потребують повного набору вихідних даних. Такі моделі призначені для оцінки зміни

технічного стану нагнітача і ГТУ, а також для порівняння основних технологічних параметрів з їх паспортними значеннями.

В основу побудови спрощених термогазодинамічних моделей ГПА покладені передумови про відсутність “зсуву” характеристик зведеної індикаторної потужності

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{\text{в}}}\right)_{\text{зв}} = f(Q_{\text{зв}}) \quad \text{нагнітача} \quad \text{і} \quad (B Q_{\text{н}}^p)_{\text{зв}} = f(Ne_{e_{\text{зв}}}) \quad \text{ГТУ}$$

(B – масова витрата палива; $Q_{\text{н}}^p$ — нижча теплотворність палива; $Ne_{e_{\text{зв}}}$ — зведена ефективна потужність ГТУ). Для нагнітача це означає стабільність характеристики $\Delta i_{\text{зв}} = f(Q_{\text{зв}})$. Із

вказаних передумов випливає, що коефіцієнти $K_{\text{н}}^{N_i} = 1$ і

$$K_{\text{ГТУ}}^B = 1.$$

Таким чином, для спрощеної моделі ГПА достатньо застосувати один коефіцієнт технічного стану для нагнітача

(наприклад, $K_{\text{н}}^{\eta_{\text{пол}}}$) і один коефіцієнт для ГТУ (наприклад,

$$K_{\text{ГТУ}}^{N_e}).$$

Дамо коротку характеристику одного з варіантів спрощеної термогазодинамічної моделі ГПА, що дає змогу визначити основні технологічні параметри ГПА і оцінити технічний стан нагнітача і ГТУ. Для розрахунків згідно з цією моделлю потрібні такі виміри параметрів режиму: для нагнітача - вхідні і вихідні температури і тиски, число обертів; для ГТУ — температура і тиск повітря на вході в осьовий компресор, температура газів на вході в турбіну високого тиску. Використовуючи заміряні параметри за допомогою термогазодинамічних співвідношень, визначаються послідовно: різниця ентальпії газу на виході і вході нагнітача Δi ; питома робота стиску W ; політропний ККД нагнітача $\eta_{\text{пол}}$; паспортний політропний

ККД $\eta_{\text{пол}}^n$; коефіцієнт технічного стану нагнітача

$$K_{\text{н}\eta}^{\text{пол}} = \frac{\eta^{\text{пол}}}{\eta_{\text{пол}}^n}; \text{ зведена внутрішня потужність } \left(\frac{N_i}{\rho_{\text{в}}}\right)_{\text{зв}}; \text{ ефек-}$$

тивна потужність Ne ; об’ємна витрата нагнітача Q ; масова

витрата M ; паспортна ефективна потужність ГТУ N_e^n ; коефіцієнт технічного стану ГТУ $K_{ГТУ} = N_e / N_{e_n}$; витрата паливного газу B ; ефективний ККД ГТУ.

Спрощені термогазодинамічні моделі зручні для експлуатаційних умов, але прийняті для їх побудови передумови в деяких випадках призводять до істотних похибок при визначенні потужності, яку споживає нагнітач, і витрат паливного газу.

5.6.3 Прогнозування технічного стану ГПА

Згідно з діючими стандартами надійність ГПА оцінюють такими показниками:

коефіцієнтом готовності

$$K_{Г} = \frac{T_p}{T_p + T_{в.н.}}, \quad (5.39)$$

де T_p — час роботи агрегату за звітний період; $T_{в.н.}$ — час вимушеного простою за звітний період;

коефіцієнтом технічного використання

$$K_{Т.В.} = \frac{T_p}{T_p + T_{в.н.} + T_{Т.О.}}, \quad (5.40)$$

де $T_{Т.О.}$ — час технічного обслуговування та планових ремонтів за звітний період; середньою наробкою на відмову T_{ϕ} .

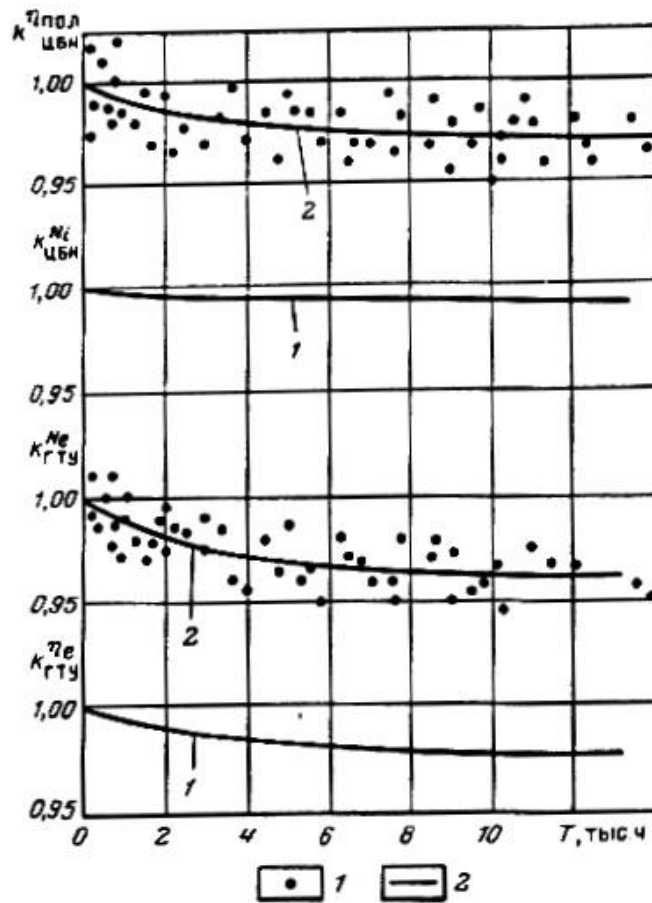
Реальні значення цих коефіцієнтів залежать від технічного стану агрегатів. Регламентація коефіцієнтів відповідними стандартами встановлює фактично визначений рівень технічного стану (згідно з діючими стандартами мінімальні значення $K_{Г} = 0,98$, $K_{Т.В.} = 0,92$, $T_{\phi} = 300$ годин для ГПА з газотурбінним приводом). Досвід експлуатації показує, що реальні величини вказаних коефіцієнтів здебільшого нижчі порівняно з нормованими, і це пов'язано в першу чергу з умовами експлуатації і якістю технічного обслуговування та ремонту

ГПА.

При нормальній експлуатації ГПА коефіцієнти технічного стану мають тенденцію до повільного зниження, що пов'язано з нормальними процесами зносу обладнання, з розвитком якоїсь несправності. Ця тенденція відповідає так званому *поступовому відказу*. При *раптовому відказі*, пов'язаному головним чином з поломкою деталей, має місце різке падіння коефіцієнтів технічного стану. Раптові відкази зазвичай виявляються штатною системою аварійно-попереджувальної сигналізації.

Безперервний контроль технічного стану агрегату в умовах експлуатації дає змогу прослідкувати за появою і розвитком поступових відказів, визначити інтенсивність їх розвитку.

Погіршення технічного стану агрегатів пов'язане з багатьма факторами: з частотою пусків агрегату, з його навантаженням, кліматичними факторами тощо. Частота пусків є одним із найголовніших показників якості експлуатації ГПА у зарубіжній практиці. Важливим фактором, що впливає на технічний стан ГПА, є час наробки (час роботи під навантаженням). Вивчення залежності технічного стану ГПА від напрацювання показує, що найбільш інтенсивно коефіцієнти технічного стану зменшуються в початковий період експлуатації (або після ремонту) агрегату і стабілізуються через 3-4 тис. годин роботи (рис. 5.17). Після проведення чергового капітального ремонту коефіцієнти технічного стану зростають, але не досягають первісного значення.



1 — фактичні значення; 2 — усереднені значення

Рисунок 5.17 — Залежність коефіцієнтів технічного стану від напрацювання

Характер залежностей коефіцієнтів технічного стану, одержаних при балансових випробуваннях агрегатів для напрацювання різної тривалості, дають змогу застосовувати методи екстраполяційного прогнозування, де враховуються індивідуальні особливості конкретного ГПА. Найбільш адекват-

тно ці залежності описуються екстраполяційним функціями типу

$$K = a + b e^{-CT}, \quad (5.41)$$

де K — один із коефіцієнтів технічного стану ($K_H^{\eta_{нол}}$, $K_H^{N_i}$, $K_{ГТУ}^{N_e}$, $K_{ГТУ}^{\eta_e}$); T — час напрацювання; a, b, c — постійні коефіцієнти.

Коефіцієнти a, b, c визначають обробкою даних випробувань із використанням методу найменших квадратів.

Використання рівнянь (5.41) дає можливість екстраполювати відповідні залежності на будь-який період експлуатації, планувати строки ремонтів, прогнозувати режими роботи агрегату, КС, враховуючи об'єм запланованого транспорту газу.

5.7 Приклади типових задач

5.7.1 Розрахунок режиму роботи відцентрового нагнітача

Мета розрахунку визначити параметри роботи відцентрового нагнітача, а саме: тиск на нагнітанні, температуру на нагнітанні, ефективну потужність нагнітача та провести перевірку режиму роботи нагнітача на технологічні обмеження.

До технологічних обмежень відносяться параметри роботи нагнітача, які не повинні виходити за певні межі.

1. Тиск на нагнітанні не повинен перевищувати максимально допустиме значення.

2. Зведена продуктивність нагнітача, за умов входу, повинна бути не менша за мінімальне значення, яке забезпечує роботу нагнітача без помпажа.

3. Потужність, що споживається нагнітачем, не повинна бути більша за наявну потужність газотурбінної установки.

4. Зведені відносні оберти нагнітача повинні бути не менші за мінімальне допустимі.

Вхідними даними для розрахунку режиму роботи комп-

ресорної станції є:

- продуктивність КС $Q_{КС} = 61,304 \text{ млн.м}^3/\text{д}$;
- абсолютний тиск газу на вході в компресорну станцію $P_{вх} = 5,14 \text{ МПа}$;
- температура газу на вході у компресорну станцію $T_{вх} = 288 \text{ К}$;
- максимальне значення абсолютного тиску газу на виході нагнітача типу ГПА-Ц-6,3/76М-1,45 $P_{дон} = 7,45 \text{ МПа}$;
- мінімальне значення зведеної продуктивності нагнітача за умов входу $Q_{зв}^{\min} = 115 \text{ м}^3/\text{хв}$, яке забезпечує роботу нагнітача без помпажа;
- зведена характеристика нагнітача першого роду ГПА-Ц-6,3/76М-1,45;
- мінімально допустимі зведені оберти нагнітача $\left[\frac{n}{n_n} \right]_{зв}^{\min} = 0,75$
- відносна густина газу – $\Delta = 0,583$;
- газова стала природного газу $R = 492,8 \text{ Дж/кгК}$;
- густину газу за стандартних умов $\rho_{ст} = 0,702 \text{ кг/м}^3$;
- наявна потужність ГТУ за даних умов кліматичних умов $Ne_{гту} = 6131 \text{ кВт}$;
- кількість паралельно працюючих ГПА $m = 5$.

Визначаємо коефіцієнт стисливості газу за умов входу за формулою (2.11)

$$z_{вх} = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \frac{5,14 \cdot 0,583^{1,3}}{288^{3,3}} = 0,893.$$

Густину газу за умов всмоктування визначаємо за формулою (2.1)

$$\rho_z = \frac{5,14 \cdot 10^6}{0,893 \cdot 492,8 \cdot 288} = 40,57 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

При заданій продуктивності компресорної станції за стандартних умов $Q_{кc}$ обчислюємо об'ємну продуктивність всіх ГПА КС за умов входу в нагнітачі за формулою

$$Q_{вхкc} = \frac{Q_{кc} \cdot \rho_{ст}}{\rho_{вх}} \cdot \frac{24 \cdot 60}{10^6}, \text{ м}^3/\text{хв}. \quad (5.42)$$

$$Q_{вхкc} = \frac{61,304 \cdot 0,702}{40,57} \cdot \frac{24 \cdot 60}{10^6} = 736,0 \frac{\text{м}^3}{\text{хв}}.$$

Знаходимо зведену об'ємну подачу газу одного нагнітача за умов входу за формулою

$$Q_{вх} = \frac{Q_{вхкc}}{m}, \quad (5.43)$$

$$Q_{вх} = \frac{736,0}{5} = 147,2 \frac{\text{м}^3}{\text{хв}}.$$

Приймаємо, що кількість обертів нагнітача дорівнює $n = 7700 \frac{\text{об}}{\text{хв}}$. Визначаємо зведену витрату газу за формулою

$$Q_{зв} = Q_{вс} \frac{n_H}{n}, \quad (5.44)$$

$$Q_{зв} = 147,2 \cdot \frac{8200}{7700} = 156,8 \frac{\text{м}^3}{\text{хв}}.$$

Перевіряємо виконання умови по мінімальній зведеній продуктивності нагнітача $Q_{зв} \geq Q_{зв}^{\min}$

$$156,8 \frac{\text{м}^3}{\text{хв}} \geq 115 \frac{\text{м}^3}{\text{хв}}.$$

Умова виконується, розрахунок продовжуємо.

Обчислюємо зведені відносні оберти нагнітача за формулою

$$\left(\frac{n}{n_H}\right)_{зв} = \frac{n}{n_H} \cdot \sqrt{\frac{z_{зв} \cdot T_{зв} \cdot R_{зв}}{z_{вх} \cdot T_{вх} \cdot R}}, \quad (5.45)$$

де $z_{зв}, T_{вс_{зв}}, R_{зв}$ - коефіцієнт стисливості газу, температура газу на вході і газова стала, за яких побудовані зведені газодинамічні характеристики нагнітача та вказані на зведеній характеристиці нагнітача.

$$\left(\frac{n}{n_H}\right)_{зв} = \frac{7700}{8200} \cdot \sqrt{\frac{0,9 \cdot 508 \cdot 293}{0,893 \cdot 288 \cdot 492,8}} = 0,97.$$

Перевіряємо умову по мінімально допустимих зведених

обертах нагнітача $\left(\frac{n}{n_H}\right)_{зв} \geq \left[\frac{n}{n_H}\right]_{зв}^{\min}$.

$$0,97 \geq 0,75.$$

Умова виконується, розрахунок продовжуємо.

Використовуючи приведену характеристику першого роду нагнітача ГПА –Ц-6,3/76М-1,45, представлену на рисунку 5.18, знаходимо ступінь підвищення тиску газу ε , політропічний ККД $\eta_{пол}$ і зведену відносну внутрішню потужність

нагнітача $\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}}\right)_{зв}$.

$$\varepsilon = 1,43,$$

$$\eta_{пол} = 0,82,$$

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{dc}}\right)_{36} = 159 \text{ кВт} / \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}\right).$$

Визначаємо абсолютний тиск газу на виході нагнітача за формулою

$$P_{\text{газ}} = P_{\text{ex}} \cdot \varepsilon, \quad (5.46)$$

$$P_{\text{газ}} = 5,14 \cdot 1,43 = 7,365 \text{ МПа}.$$

Перевіримо виконання умови по максимально допустимому тиску на нагнітанні $P_{\text{газ}} \leq P_{\text{дон}}$.

$$7,365 \text{ МПа} < 7,45 \text{ МПа}.$$

Умова виконується, продовжуємо розрахунок.

Визначаємо температуру газу на виході з нагнітача за формулою (5.11)

$$T_{\text{газ}} = 288 \cdot 1,43^{\frac{1,31-1}{1,31-0,82}} = 319,9 \text{ К}.$$

Визначаємо внутрішню індикаторну потужність нагнітача за формулою

$$N_i = \left(\frac{N_i}{\rho_{\text{вс}}}\right)_{36} \cdot \rho_{\text{ex}} \cdot \left(\frac{n}{n_H}\right)^3, \quad (5.47)$$

$$N_i = 159 \cdot 40,57 \cdot \left(\frac{7700}{8200}\right)^3 = 5341,1 \text{ кВт}.$$

ЗВЕДЕНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ НАГНІТАЧА ГПА-Ц-6,3/76-1,45
 Зведені параметри: $T_{зб}=293\text{ К}$; $R_{зб}=508\text{ Дж/кгК}$;
 $Z_{зб}=0,90$; $n_n=8200\text{ об/хв}$

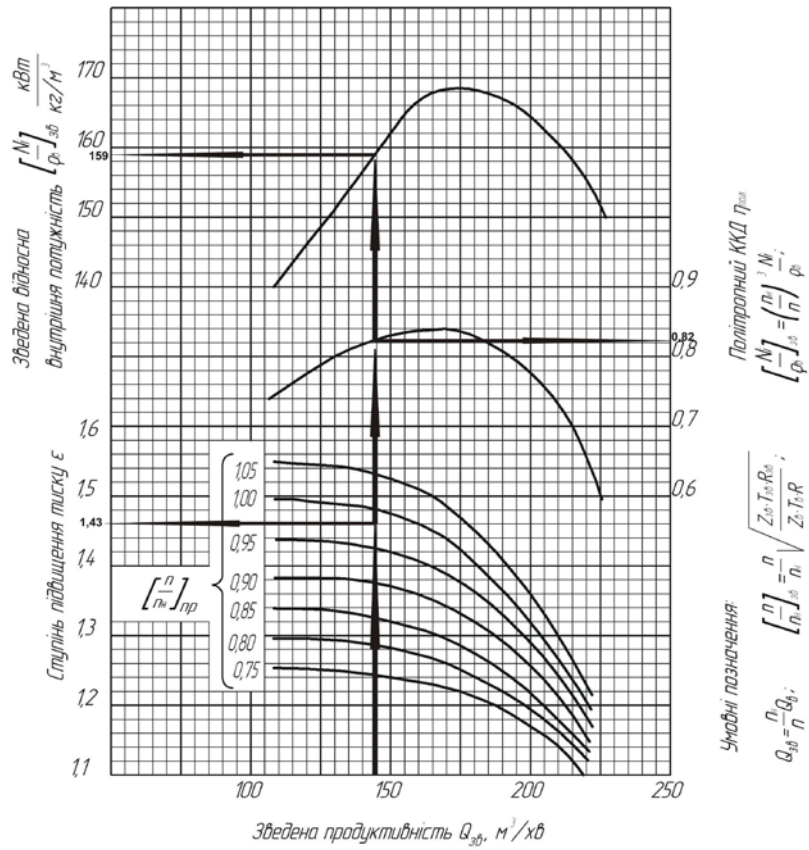


Рисунок 5.18 – Зведена характеристика нагнітача типу ГПА-Ц-6,3/76М-1,45.

Визначаємо ефективну потужність нагнітача за формулою

$$N_e = N_i + \Delta N_{мех} \quad (5.48)$$

де ΔN_{mex} – втрати потужності на валу нагнітача, приймаються згідно з паспортною характеристикою ГПА.

$$N_e = 5341,1 + 100 = 5441,1 \text{ кВт} .$$

Перевіряємо умову по потужність нагнітача $N_e \leq N_{e_{zmy}}$

$$5441,1 \text{ кВт} \leq 6131 \text{ кВт} .$$

Умова по потужності виконується. Розрахунок завершено.

5.7.2 Математичне моделювання характеристик нагнітача

Виконаємо математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик нагнітача ГПА-Ц-6,3/76М-1,45. Для опису залежності коефіцієнта підвищення тиску ε_n (за умови, що зведені відносні оберти дорівнюють одиниці), політропічного ККД $\eta_{пол}$ і зведеної відносної внутрішньої потужності $\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}}\right)_{зв}$ від зведеної об'ємної продуктивності нагнітача за умов входу в нагнітач $Q_{зв}$ використовуємо поліноми такого вигляду:

$$\varepsilon_n = a_1 + a_2 \cdot Q_{зв} + a_3 \cdot Q_{зв}^2, \quad (5.49)$$

$$\eta_{пол} = b_1 + b_2 \cdot Q_{зв} + b_3 \cdot Q_{зв}^2, \quad (5.50)$$

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}}\right)_{зв} = c_1 + c_2 \cdot Q_{зв} + c_3 \cdot Q_{зв}^2. \quad (5.51)$$

Коефіцієнти математичних моделей можуть бути визначені методом найменших квадратів шляхом обробки паспортних або фактичних характеристик відцентрового нагнітача.

Достатня точність результатів може бути забезпечена при визначенні коефіцієнтів моделей за координатами трьох точок у робочій зоні нагнітача.

Для рівняння (5,49) формули для визначення значень коефіцієнтів приймають такий вигляд

$$a_3 = \frac{\varepsilon_3 - \varepsilon_2 - \frac{(\varepsilon_2 - \varepsilon_1) \cdot (Q_3 - Q_2)}{Q_2 - Q_1}}{(Q_3 - Q_2) \cdot (Q_3 - Q_1)}, \quad (5.51)$$

$$a_2 = \frac{(\varepsilon_2 - \varepsilon_2) - a_3 \cdot (Q_2^2 - Q_1^2)}{Q_2 - Q_1}, \quad (5.52)$$

$$a_1 = \varepsilon_1 - a_2 \cdot Q_1 - a_3 \cdot Q_1^2. \quad (5.53)$$

де $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$ – значення ступеня підвищення тиску (за умови рівності одиниці зведених відносних обертів ротора нагнітача) при зведеній продуктивності нагнітача Q_1, Q_2, Q_3 відповідно.

Аналогічні залежності можна записати для визначення коефіцієнтів математичних моделей (5.50) і (5.51) за даними, які зняті з робочої зони характеристик нагнітача. В таблиці 5.1 представлені значення дані для побудови математичних моделей зведених газодинамічних характеристик нагнітача ГПА-Ц-6,3/76М-1,45.

Коефіцієнти математичної моделі для опису залежності ступеня підвищення тиску від зведеної витрати газу знаходимо за формулами (5.51), (5.52), (5.53)

$$a_3 = \frac{1,32 - 1,46 - \frac{(1,46 - 1,49) \cdot (200 - 160)}{160 - 120}}{(200 - 160) \cdot (200 - 120)} = -0,00003438,$$

$$a_2 = \frac{(1,49 - 1,46) + 0,00003438 \cdot (160^2 - 120^2)}{160 - 120} = 0,008875,$$

$$a_1 = 1,49 - 0,008875 \cdot 120 + 0,00003438 \cdot 120^2 = 0,920.$$

Таблиця 5.1 – Ступінь підвищення тиску, політропічний к.к.д. і зведена відносна внутрішня потужність при різних значеннях зведеної витрати газу

Зведена витрата газу, $Q_{зв}, м^3/хв$	Ступінь підвищення тиску ϵ при зведених відносних обертах $\left(\frac{n}{n_H}\right)_{зв} = 1,0$	Політропічний к.к.д., $\eta_{пол}$	Зведена відносна внутрішня потужність, $\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}}\right)_{зв}$, $кВт/(кг/м^3)$
120	1,49	0,79	148
160	1,46	0,82	166
200	1,32	0,78	164

Аналогічна визначаємо коефіцієнти математичних моделей для політропічного ККД $\eta_{пол}$ і зведеної відносної внутрішньої потужності $\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}}\right)_{зв}$.

$$b_3 = -0,00002187;$$

$$b_2 = 0,00687;$$

$$b_1 = 0,280;$$

$$c_1 = -0,006250;$$

$$c_2 = 2,2;$$

$$c_3 = -26.$$

Розрахунок режиму роботи нагнітача з використанням математичних моделей аналогічний попередній задачі, однак замість приведених характеристик першого роду слід використовувати математичні моделі вигляду (5.49), (5.50), (5.51), та для розрахунку реальної ступені підвищення тиску користатися залежністю (5.24).

5.8 Контрольні запитання

1. Назвіть основні функції компресорних станції магістральних газопроводів.
2. Яке призначення системи енергетичного забезпечення КС?
3. Назвіть функції додаткового обладнання КС.
4. Що таке повнонапірний нагнітач?
5. Що таке неповнонапірний нагнітач?
6. Які переваги відцентрових нагнітачів в порівнянні з поршневыми компресорами для транспортування газу?
7. Перерахуйте основні елементи конструкції відцентрового нагнітача.
8. Що таке технологічна схема КС?
9. Вкажіть нумерацію охоронних кранів типової КС.
10. Вкажіть нумерацію вхідного та вихідного кранів типової КС.
11. Вкажіть положення січного крану № 20 під час нормальної роботи КС.
12. Вкажіть призначення кранів № 17 та № 18 в обв'язці типової КС.
13. Яке призначення обвідних ліній, встановлених на вхідних комунікаціях КС?
14. Вкажіть нумерацію кранів обв'язки повнонапірного нагнітача.
15. Вкажіть нумерацію кранів обв'язки неповнонапірного нагнітача.

16. Яке призначення крану № 6 для неповнонапірного нагнітача?
17. Яке призначення блоку кранів № 36 для КС, що обладнана неповнонапірними нагнітачами?
18. Вкажіть положення кранів обв'язки пононапірного нагнітача під час нормальної роботи.
19. Вкажіть положення кранів обв'язки пононапірного нагнітача під час перебування в резерві.
20. Що таке генеральний план компресорної станції?
21. Яке обладнання розташоване у виробничій зоні КС?
22. Яке обладнання розташоване у службово-виробничій зоні КС?
23. Які технологічні обмеження накладаються на розрахунок режиму роботи відцентрового нагнітача?
24. Що таке помпаж відцентрового нагнітача?
25. Які зовнішні прояви помажу відцентрового нагнітача?
26. Які необхідні умови виникнення помажу відцентрового нагнітача?
27. Які методи боротьби з явищем помпажу?
28. Вкажіть види технічної діагностики ГПА залежно від постановки задачі.
29. Вкажіть класифікацію технічного стану ГПА.
30. Що таке працездатність об'єкта?
31. Що таке функціональне діагностування агрегатів?
32. Що таке тестове діагностування агрегатів?
33. Дайте класифікацію методів діагностування за режимом роботи.
34. Дайте класифікацію методів діагностування за ступенем автоматизації.
35. Що таке акустична діагностика?
36. Що таке трібодіагностика?
37. Що таке вібраційна діагностика?
38. Які три основних рівня технічного стану визначають за фактичними вібраційними сигналами?

РОЗДІЛ 6 РЕЖИМ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ

6.1 Сумісна робота газопроводу та компресорних станцій

Магістральний газопровід як сукупність лінійної частини і компресорних станцій являє собою енергетично єдиний узгоджено працюючий комплекс, в якому зміна роботи одного з елементів, зміна одного з параметрів режиму у будь-якій частині комплексу призводять до зміни робочого режиму роботи всієї системи. Від характеру і величини збурення режиму залежить стійкість роботи системи “лінійна частина - компресорні станції”. В одних випадках такі збурення можуть призвести практично до зупинки всієї системи (наприклад, при зупинці головної КС), в інших лише незначно відіб’ється на режимі роботи невеликої ділянки газопроводу.

При узгодженні роботи компресорних станцій та лінійної частини має місце баланс енергії газу

$$M_1 E_1 + \sum_{i=1}^n M_i^{KC} \Delta E_i^{KC} - \sum_{i=1}^n M_i^{Tp} \Delta E_i^{Tp} + \sum_{i=1}^n M_i^{СП} \Delta E_i^{СП} = M_2 E_2 \quad (6.1)$$

де M_1, M_2 — масова витрата газу відповідно на вході і виході із газопроводу (відповідно у початковому і кінцевому перерізах); M_i^{KC} — масова продуктивність КС; M_i^{Tp} — масова витрата газу на i -тій ділянці; $M_i^{СП}$ — масова витрата при скидах ($M_i^c < 0$) або підкачках ($M_i^n < 0$) по трасі; E — повний запас питомої енергії газу; ΔE — приріст (на КС) або втрати питомої енергії (у трубопроводі).

Повний запас питомої енергії газу визначаємо сумою

$$E = U + \frac{P}{\rho} + \frac{W^2}{2} + gz, \quad (6.2)$$

де U — питома внутрішня енергія; P/ρ — питома потенційна енергія тиску; $w^2/2$ — питома кінетична енергія; $q \cdot z$ — питома потенціальна енергія положення. На практиці останні два члени для умов рівнинних газопроводів змінюються незначно, тому у більшості випадків повний запас питомої енергії газу приймають як суму перших двох членів рівняння (6,2), яка дорівнює питомій ентальпії i . Іншими словами, для рівнинних магістральних газопроводів повна питома енергія газу цілком визначається величиною ентальпії.

Поряд із балансом енергії для аналізу сумісної роботи газопроводу і компресорних станцій важливе значення має баланс маси газу

$$M_1 - \sum_{i=1}^n \Delta M_i^{KC} + \sum_{i=1}^n \Delta M_i^{СП} = M_2, \quad (6.3)$$

де ΔM_i^{KC} — витрати газу на КС.

Баланс енергії і баланс маси на стику “трубопровід — КС” має умовою рівність температур, тисків і відповідно витрат газу на вході в КС і в кінці попередньої ділянки трубопроводу, а також на виході КС і на початку наступної ділянки. Різниця ентальпії відповідно на виході і вході КС характеризує кількість енергії, переданої газу на КС. Різниця витрат на виході і вході визначає витрати газу на власні потреби КС.

Для наближених розрахунків сумісної роботи КС і лінійної частини користуються спрощеними характеристиками КС і окремих ділянок газопроводу. Для компресорних станцій зазвичай застосовують характеристики у формі А. Г. Немудрова. Для ділянки лінійної частини (між сусідніми компресорними станціями) застосовують практичну формулу (4.25), яку записують у вигляді

$$P_n^2 - P_k^2 = q^2 c l, \quad (6.4)$$

де $c = \frac{\lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T}{(105,087 \cdot E \cdot d^{2,5})^2}$; P_n, P_k — відповідно початковий і кінцевий тиски.

Для газопроводу з трьома КС (рис.6.1) запишемо послідовно характеристики КС і примикаючих ділянок газопроводу

$$\text{КС - 1 } P_{n_1}^2 = a_1 P_{n_0}^2 - b_1 q^2. \text{ Ділянка 1 } P_{n_1}^2 - P_{k_1}^2 = q^2 c_1 l_1$$

$$\text{КС - 2 } P_{n_2}^2 = a_2 P_{k_1}^2 - b_2 q^2. \text{ Ділянка 1 } P_{n_2}^2 - P_{k_2}^2 = q^2 c_2 l_2$$

$$\text{КС - 3 } P_{n_3}^2 = a_3 P_{k_2}^2 - b_3 q^2. \text{ Ділянка 1 } P_{n_3}^2 - P_{k_3}^2 = q^2 c_3 l_3.$$

Виключаючи послідовно проміжні тиски P_{n_1} , P_{k_2} , P_{n_2} тощо, одержимо загальне рівняння, що пов'яже витрату газопроводу з початковим P_{n_0} і кінцевим P_{k_3} тисками

$$q = \left(\frac{a_1 \cdot a_2 \cdot a_3 \cdot P_{n_0}^2 - P_{k_3}^2}{a_2 \cdot a_3 \cdot y_1 + a_3 \cdot y_2 + y_3} \right)^{1/2}, \quad (6.5)$$

де $y_i = b_i + c_i l_i$, $i=1,2,3$

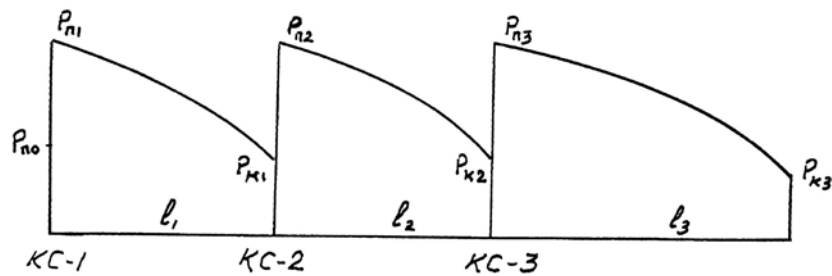


Рисунок 6. 1 — Розподіл тисків газу на ділянці газопроводу з трьома компресорними станціями

Характер будови формули дозволяє легко узагальнити її на будь-яку кількість ділянок (слід зауважити, що формула (6.5) справедлива за відсутності скидів і підкачок як у проміжних точках газопроводу, так і на компресорних станціях)

У виразі $y_i = b_i + c_i l_i$ останній член характеризує опір ділянки газопроводу, величина b_i характеризує крутість характеристики КС. Із збільшенням числа нагнітачів, що працюють на КС паралельно, характеристика стає більш пологою, коефіцієнт b_i зменшується. Із рівняння (6.5) випливає, що продуктивність газопроводу істотно залежить від тиску на вході у га-

зопровід P_{n_0} (зверніть увагу, що $a_i \gg 1!$) і мало залежить від кінцевого тиску P_{k_3} . Вплив опору ділянки і крутості характеристики КС зменшується із збільшенням номерів КС і ділянки. Звідси виходить, що із зменшенням відстані між КС, розташованими на початку газопроводу, його пропускна здатність збільшується.

Рівняння (6.5) дає змогу оцінити вплив зупинки (випадіння) проміжних КС на пропускну здатність газопроводу в умовах саморегулювання системи. Для однотипних нагнітачів і однакових схем їх з'єднання очевидно, що $a_1 = a_2 = a_3 = a$.

Для однакових перших двох ділянок $y_1 = y_2 = y$. Припустимо, що зупинилась i -та КС ($i \neq 1$). Очевидно, у цьому випадку $\varepsilon_i = 1$, $a_i = 1$, $b_i = 0$, $y_i = c_i l_i$. Порівняємо пропускну здатність газопроводу при зупинках КС – 2 і КС – 3. В обох випадках чисельник виразу має те саме значення. Знаменник буде меншим при зупинці КС – 3. Звідси виходить, що продуктивність знижується менше, якщо більший номер КС, що зупинилась.

В умовах саморегулювання системи “КС — газопровід” при незмінних характеристиках нагнітачів (зокрема, при постійних обертах) тиски змінюються без будь-яких обмежень, нерідко виходячи за межі допустимих значень. Тому в реальних випадках зроблені вище висновки не завжди виявляються вірними і повинні сприйматися як тенденція.

При роботі магістрального газопроводу збурення режиму можуть виникати при змінах початкового P_{n_0} або кінцевого P_k тисків, при змінах проміжних тисків (наприклад, при зміні числа обертів нагнітача на КС). Характер впливу цих збурень залежить від напрямлення їх поширення. Припустимо, що кінцевий тиск P_k збільшився на величину ΔP_k . При постійній витраті q має місце рівність

$$P_n^2 - P_k^2 = (P_n + \Delta P_n)^2 - (P_k + \Delta P_k)^2, \quad (6.6)$$

звідки випливає, що $\Delta P_n < \Delta P_k$, тобто початковий тиск зростає менше, і має місце затухання збурення у напрямі до початку газопроводу.

Підвищення тиску на вході КС викликає підвищення тиску на виході. При незмінному значенні ε маємо рівність

$$\frac{P_{вих}}{P_{вх}} = \frac{P_{вих} + \Delta P_{вих}}{P_{вх} + \Delta P_{вх}}, \quad (6.7)$$

із якої випливає, що $\Delta P_{вх} < \Delta P_{вих}$. Таким чином, для кінцевої ділянки і кінцевої КС маємо $\Delta P_{вх} < \Delta P_{вих} < \Delta P_k$. Ці нерівності можна продовжити на подальші ділянки проти течії газу, що засвідчує затухання збурення, що виникає у кінцевому пункті газопроводу. Визначимо, що збільшення тиску в кінцевому пункті фактично призводить до зменшення продуктивності газопроводу. При цьому одержані вище нерівності підсиляться, тобто затухання збурення буде більш інтенсивним. Аналогічна картина затухання буде мати місце, якщо в кінцевому пункті газопроводу тиск понизиться (що буде супроводжуватись збільшенням витрати газу).

Розглянемо вплив зміни тиску у початковій точці газопроводу. Для постійних витрати газу і ступеня стиску одержимо для головної станції і початкової ділянки аналогічні нерівності: $\Delta P_{вх} < \Delta P_{вих} < \Delta P_k$. Проте звідси не випливає обов'язково, що збурення, яке виникло у початковій точці, буде збільшуватись за напрямом руху газу. Із збільшенням $P_{вх}$ зростає продуктивність, а це призводить до послаблення нерівностей аж до зміни їх знаку.

При зміні початкових або кінцевих тисків на проміжних ділянках газопроводів збурення затухають у напрямі, протилежному рухові газу. За ходом руху газу стійкість режиму буде зберігатись, якщо зміни тисків будуть супроводжуватись відповідною зміною продуктивності.

Для оцінки стійкості режиму роботи газопроводу при збуренні на головній КС скористаємося моделлю характеристики А. Г. Немудрова у такій формі

$$P_{вих}^2 = a P_{вх}^2 - b_0 Q^2, \quad (6.8)$$

де Q — витрата газу за стандартних умов, $b_0 = b \frac{P_{ст} Z_{вх} T_{вх}}{T_{ст}}$.

Із формули (6.8) виходить, що витрата при заданій величині $\Delta P_{вих}$ повинна відповідати умові

$$Q^2 \geq \frac{a(P_{ex1} + \Delta P_{ex1})^2 - (P_{вих1} + \Delta P_{вих1})^2}{b_0}. \quad (6.9)$$

Оцінимо необхідне збільшення витрати в головній ділянці газопроводу з тим, щоб виконувалась умова $\Delta P_{ex2} \leq \Delta P_{вих1}$. Визначимо ступінь збільшення витрати K , тоді

$$K^2(P_{вих1}^2 - P_{ex2}^2) = (P_{вих1} + \Delta P_{вих1})^2 - (P_{ex2} + \Delta P_{ex2})^2. \quad (6.10)$$

Нехтуючи малими величинами $\Delta P_{вих1}^2$ і ΔP_{ex2}^2 одержуємо

$$\frac{\Delta P_{ex2}}{\Delta P_{вих1}} = \varepsilon - (\varepsilon^2 - 1) \cdot (\kappa^2 - 1) \frac{P_{ex2}}{2\Delta P_{вих1}}. \quad (6.11)$$

Для виконання умови $\Delta P_{ex2} \leq \Delta P_{вих1}$, права частина (6.11) повинна бути менша за одиницю. Із урахуванням цього одержуємо

$$K \geq \left(\frac{2\Delta P_{вих1}}{P_{ex2}(\varepsilon + 1)} \right)^{1/2}, \quad (6.12)$$

де $\varepsilon = \frac{P_{вих1}}{P_{ex2}}$.

При зниженні початкового тиску на ділянці після КС-1 умова затухання збурення за ходом руху газу визначається нерівністю

$$K \leq \left(1 - \frac{2\Delta P_{вих1}}{P_{вих2}(\varepsilon + 1)} \right)^{1/2}. \quad (6.13)$$

Таким чином, для виконання умов $\Delta P_{вх1} \geq \Delta P_{вих1} \geq P_{вх2}$ при будь-якому збуренні для початкового (і наступних) ділянок в умовах саморегулювання системи “КС — газопровід” необхідно, щоб нова продуктивність КС і газопроводу відповідала умовам (6.9), (6.11), (6.12), (6.13).

6.2 Вплив відключення КС і окремих агрегатів на режим роботи газопроводу

При зупинках окремих агрегатів на компресорних станціях слід розрізняти два випадки: зупиняється один або більше агрегатів, що працюють паралельно; зупиняється один із групи агрегатів, що працюють послідовно.

В останньому випадку другий агрегат, що працює в групі, попадає в зону помпажу і автоматично зупиняється. Таким чином, зупиняється група агрегатів, що працює паралельно з іншими групами, і останній випадок фактично зводиться до першого.

Розглянемо випадок зупинки агрегату на проміжній станції КС_i.

Зупинка агрегату, що працює в паралельній групі, призводить у перший момент до пропорційного зменшення продуктивності КС_i, в той час як продуктивність інших КС залишається сталою. У результаті тиск на виході КС_i почне знижуватися, а на вході — зростати. Таким чином буде відбуватися “набивка” газом попередньої ділянки і “спорожнення” наступної. Протягом проходження цього процесу продуктивність КС_i поступово зростатиме, робоча точка на характеристиці нагнітачів $\varepsilon = f(Q_{вс})$ буде зсуватися вправо, оскільки ступінь стиску на КС_i зменшуватиметься. Тиск на ділянках між попередніми станціями (КС_{i-1}, КС_{i-2}...) при цьому зростає, і у випадку досягнення максимальних тисків на виході цих КС з’явиться необхідність зниження обертів агрегатів, що працюють, або зупинки окремих нагнітачів.

Тиск на вході наступної (КС_{i+1}) буде падати з одночасним зниженням продуктивності станції.

Під час зростання тиску на вході КС_i і зменшення на вході КС_{i+1} продуктивності цих станцій зближуються. У мо-

мент вирівнювання продуктивностей всіх працюючих КС, в першу чергу КС_i, КС_{i-1}, КС_{i+1}, режим газопроводу стабілізується. Якщо до зупинки агрегату на КС_i газопровід працював при максимальних тисках, то після зупинки агрегату на попередніх станціях необхідне обов'язкове регулювання з метою пониження тиску на виході станції; на наступних після КС_i станціях можливе саморегулювання, оскільки тиск буде знижуватись. Для підтримання максимально можливої продуктивності газопроводу підвищують оберти агрегатів на наступних станціях, насамперед, на КС_{i+1}, що забезпечує максимально можливу пропускну здатність ділянки між КС_i і КС_{i+1}.

Необхідність, методи і глибина регулювання залежать від кількості агрегатів, що працюють паралельно. Зупинка одного з п'яти-шести працюючих агрегатів, коли продуктивність КС падає на 15-20 %, допускає саморегулювання систем. Зупинка одного із 2-3 агрегатів, що працюють, вимагає регулювання режиму роботи попередніх КС і, можливо, наступних.

Зупинка однієї із проміжних станцій викликає зміни режиму газопроводу подібні до тих, що мають місце при зупинці окремих агрегатів на КС. На всіх попередніх станціях і ділянках тиск зростає, і для його обмеження на попередніх КС знижують оберти або зупиняють окремі агрегати. Глибина регулювання буде тим більша, чим вищим був робочий тиск до зупинки КС. На всіх наступних КС тиск на вході і виході буде падати. Для підтримання максимально можливої продуктивності оберти нагнітачів на цих КС піднімають до максимально можливих.

Коротко охарактеризуємо попередній режим, що має місце при зупинці проміжної КС_i.

При автоматичному управлінні кранами їх закриття або відкриття відбувається менше, ніж за дві хвилини. При зупинці КС закриваються вхідний і вихідний крани №№ 7,8, і відкривається січний кран № 20 на обвідній лінії КС. У процесі відкриття крана № 20 частина газу перетікає зі сторони нагнітання на сторону всмоктування. При одночасній подачі газу в попередню ділянку компресорною станцією КС_{i-1} і відборі газу компресорною станцією КС_{i+1} із наступної (після КС_i) ділянки маса газу і середній тиск у попередній ділянці зростають, а у наступній — зменшуються. Із моменту вирівнювання тиску на крані № 20 потік газу набуває нормального напрямку.

Після стабілізації режиму (за умови максимальної продуктивності системи) на виході попередніх станцій установлюється максимальний тиск, а на вході наступних станцій — мінімальний.

При запуску проміжної КС_i закривається кран № 20 і відкриваються крани №№ 7,8. Відбувається “набивка” наступної за КС_i ділянки газопроводу і часткове “спорожнення” зі зниженням тиску на попередній ділянці. Стабілізація режиму настає при вирівнюванні продуктивності в сусідніх КС. При цьому на попередніх станціях тиск знижується, і з’являється необхідність підвищення числа обертів або включення додаткових машин; на наступних станціях тиск зростає, і може з’явитися необхідність зниження числа обертів.

Під час запуску додаткових машин на одній із проміжних станцій мають місце аналогічні зміни тисків (зменшення тисків на попередніх станціях і ділянках і збільшення на наступних).

6. 3 Розрахунок режиму роботи магістрального газопроводу. Оптимальні режими

Основними вихідними даними для розрахунку режиму роботи компресорної станції є: витрата газу, тиск на вході і виході із нагнітача. Мета розрахунку — забезпечити заданий об’єм перекачування газу при мінімальній витраті енергії (паливного газу). Параметри режиму, що відповідають мінімальній витраті паливного газу, називають оптимальними. Найбільш економічні режими досягаються насамперед за умови максимального робочого тиску в газопроводі, що забезпечує мінімальні швидкості газового потоку в трубі, а, отже, мінімальні гідравлічні втрати. Другий принцип, якого треба дотримуватись при розробці режиму роботи газопроводу, — забезпечення заданого об’єму перекачування газу мінімальною кількістю працюючих машин, що забезпечує їх повне завантаження, високий ККД, мінімальний знос парку нагнітачів, економію масла, електроенергії, матеріалів.

Визначення оптимальних параметрів режиму проводиться зазвичай шляхом багатоваріантних розрахунків за допомогою ЕОМ з використанням реальних характеристик газопере-

качувальних агрегатів, компресорних станцій і реального стану лінійної частини (зокрема, реального значення коефіцієнта ефективності).

Можна рекомендувати таку послідовність розрахунку режиму роботи газопроводу.

При заданій величині тиску на вході головної КС визначаємо тиск на вході у компресорний цех, враховуючи внутрішньостанційні втрати на шляху від вхідного крана № 7 до цеху. Враховуючи умови всмоктування нагнітачів (тиск, температуру), визначаємо продуктивність одного нагнітача при номінальних обертах і орієнтовну кількість нагнітачів, що забезпечують необхідну продуктивність газопроводу. Далі уточнюємо реальну продуктивність нагнітача, поділивши загальну продуктивність компресорної станції на кількість нагнітачів (або груп), що працюють паралельно. Для одержаної реальної продуктивності проводимо детальний розрахунок режиму нагнітача для номінального числа обертів, визначаючи тиск на виході нагнітача, політропічний ККД, споживану потужність. При цьому треба виконувати умови

$$\left(\frac{n}{n_n}\right)_{зв\ min} \leq \left(\frac{n}{n_n}\right)_{зв} \leq \left(\frac{n}{n_n}\right)_{зв\ max}, \quad Q_{вхзв} \geq 1.1Q_{вхзв\ min},$$

$$Q_{вхзв} \leq Q_{вхзв\ max}, \quad \eta_{пол} \geq 0,75 - 0,8, \quad P_{вих} \leq P_{max},$$

$$T_{вих} \leq T_{max}, \quad N_{ен} \leq N_e^H,$$

де $N_{ен}$ — ефективна потужність нагнітача; N_e^H — наявна потужність ГТУ.

Якщо деякі з наведених умов не виконуються, коректуємо оберти або, якщо це необхідно, змінюємо кількість машин, що працюють. У результаті розрахунку режиму роботи агрегату одержуємо значення тиску і температури на виході компресорного цеху. Якщо температура на виході перевищує допустиму (зазвичай 45-60 °С), газ подається на охолодження. Температура газу на вході в газопровід практично дорівнює температурі на виході з установки охолодження. Приймаючи до уваги внутрішньостанційні втрати, визначаємо тиск на вході в газопровід

$$P_n = P_{вих} - \Delta P_{вих}, \quad (6.14)$$

де $\Delta P_{вих}$ — гідравлічні втрати на ділянці від компресорного цеху до крана № 8; P_n — початковий тиск на наступній ділянці газопроводу.

Якщо тиск P_n менший, ніж максимальний робочий тиск, перевіряємо можливість його збільшення за рахунок підвищення числа обертів нагнітачів.

Наступним етапом розрахунку режиму роботи газопроводу є гідравлічний і тепловий розрахунки наступної ділянки газопроводу, що прилягає до КС. Завдання розрахунку визначення тиску і температури на вході наступної станції. Слід зазначити, що витрата газу на ділянці у порівнянні з витратою на вході КС буде меншою на величину витрат на власні потреби КС. Якщо тиск на вході наступної станції значно перевищує номінальну величину, слід перевірити варіант із зупинкою проміжної станції. Якщо ці два варіанти режимів виявляються можливими, вибираємо більш економний і переходимо до розрахунку наступних КС і ділянок. Розрахунок проводиться до кінцевої точки газопроводу.

Кінцева ділянка газопроводу може бути використана як акумуляційний резервуар для покриття добової нерівномірності споживання газу. У цьому випадку тиск у кінцевій точці газопроводу може змінюватися в достатньо широких межах, що вимагає добового регулювання режиму роботи останніх (кінцевих) компресорних станцій газопроводів.

6.4 Перехідні процеси в магістральних газопроводах

Перехідними (неусталеними) називають процеси, при яких характеристики потоку (тиск, температура, швидкість тощо) в окремих точках простору, через які протікає газ, змінюються в часі [15].

У магістральних газопроводах при добовому регулюванні подачі і споживання газу режим роботи газопроводу змінюється, і має місце неусталений процес. Перехідні процеси мають місце при включенні або виключенні компресорних станцій і окремих агрегатів, під час вирівнювання тиску при зупинці окремих ділянок газопроводу, при заповненні газопроводу газом або при його спорожненні і деяких інших випадках.

Хвилі тиску в газі поширюються відносно повільно (порівняно з краплинною рідиною), тому в ряді випадків для розв'язування інженерних задач можливе використання методу зміни стаціонарних станів.

У загальному випадку параметри неусталеного потоку в газопроводах обмеженої довжини можуть бути одержані розв'язанням чотирьох рівнянь.

Рівняння руху

$$\frac{\partial M}{\partial t} + f \frac{\partial p}{\partial x} + M \frac{\lambda W}{8\delta} + \rho g f \sin \alpha + \frac{\partial}{\partial x} [(1 + \beta) MW] = 0. \quad (6.15)$$

Рівняння нерозривності

$$\frac{\partial}{\partial t} (f\rho) + \frac{\partial M}{\partial x} = 0. \quad (6.16)$$

Рівнянням стану газу

$$\frac{P}{\rho} = Z R T. \quad (6.17)$$

Залежність коефіцієнта стисливості Z від тиску

$$Z = f(p)_T. \quad (6.18)$$

У залежностях (6.15)-(6.18): M — масова витрата газу; t - час; f - площа поперечного перерізу потоку; p - середній тиск у перерізі; x - вісь направлення потоку; λ - коефіцієнт гідравлічного опору; W - середня швидкість у перерізі; δ - гідравлічний радіус перерізу; ρ - густина газу; g - прискорення вільного падіння; α - кут нахилу елемента dx до горизонту; β - поправка Коріоліса; Z - коефіцієнт стисливості; R - газова постійна; T - абсолютна температура.

Якщо величину Z замінити його середнім значенням і розглядати постійним, то кількість рівнянь зменшується до трьох. Більшість перехідних процесів у магістральних газопроводах можна вважати ізотермічними ($T = const$), оскільки реальні швидкості і зміни температури при цих процесах порівняно невеликі.

Ураховуючи, що швидкість звуку в газі $c = \left(\frac{dp}{d\rho}\right)^{1/2}$ і для трубопроводу $f = const$, із (6.16) одержуємо

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{c^2 \partial M}{f \partial x}. \quad (6.19)$$

Для малих дозвукових швидкостей реальної рідини можна знехтувати зміною кількості руху маси $\frac{\partial}{\partial x} [(1 + \beta) MW]$, для горизонтальних газопроводів $\rho g f \sin \alpha = 0$.

Остаточно, приймаючи до уваги, що $M = \rho W f$, рівняння руху і нерозривності для горизонтальних газопроводів можна представити у формі

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + \frac{\lambda}{8\delta} \rho W^2 = 0. \quad (6.20)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} + c^2 \frac{\partial(\rho W)}{\partial x} = 0. \quad (6.21)$$

Рівняння (6.20) містить нелінійний член $\frac{\lambda \rho W^2}{8\delta}$, який істотно ускладнює інтегрування системи (6.20), (6.21). Можна лінеаризувати цей член, приймаючи множник $\frac{\lambda W}{8\delta}$ постійним і рівним його середньому значенню за довжиною і часом [7].

Позначивши $\frac{\lambda W}{8\delta} = 2a$, із (6.20) одержуємо

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + 2a(\rho W) = 0. \quad (6.22)$$

Для довгих газопроводів і плавного руху газу можна відкинути член $\frac{\partial(\rho W)}{\partial t}$. У цьому разі одержуємо замкнену систему лінійних рівнянь для визначення p і ρW у формі

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\lambda(\rho W)^2}{8\delta\rho} = 0. \quad (6.23)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} + c^2 \frac{\partial(\rho W)}{\partial x} = 0. \quad (6.24)$$

Для коротких трубопроводів або у випадку незначного тертя можна відкинути в (6.20) член $\frac{\lambda W^2}{8\delta}$, тоді інерційний член $\frac{\partial(\rho W)^2}{\partial t}$ залишається, оскільки згасання різних коливань має місце тільки за наявності тертя.

У цьому випадку одержуємо систему

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} = 0. \quad (6.25)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} + c^2 \frac{\partial(\rho W)}{\partial x} = 0, \quad (6.26)$$

яка зводиться до так званого хвильового рівняння

$$\frac{\partial^2 p}{\partial t^2} = c^2 \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}. \quad (6.27)$$

Для оперативного розв'язання деяких задач неусталеного режиму використовують метод зміни стаціонарних станів, який дає достатньо точні результати.

Як приклад, розглянемо процес вирівнювання тиску на ділянці газопроводу (рис. 6.2). Під час зупинки газопроводу для ремонту або у зв'язку з аварією тиск газу на ділянках між сусідніми закритими кранами вирівнюється, перетікаючи з ді-

лянок із високим тиском до ділянок із низьким тиском. Особливістю цього процесу є незмінність середнього тиску, оскільки маса газу на ділянці не змінюється. Переріз, де тиск у газопроводі дорівнює середньому тиску, знаходиться біля середини ділянки. Елементарна масова витрата на ділянці a - b ($x_0 \cong \frac{l}{2}$) визначається залежністю

$$dM = A(p_n^2 - p_{cp}^2)^{1/2} dt, \quad (6.28)$$

де p_n — змінний початковий тиск; p_{cp} — середній тиск (постійний); t — час; $A = \frac{F\sqrt{D}}{\sqrt{\lambda ZRTl}}$.

У той же час кількість газу, що перетікає з лівої частини ділянки в праву

$$dM = -\frac{V_{x_0} dp_{cp1}}{ZRT}, \quad (6.29)$$

де V_{x_0} — об'єм лівої частини ділянки довжиною x_0 (від початку до точки середнього тиску); p_{cp1} — середній тиск на ділянці x_0 .

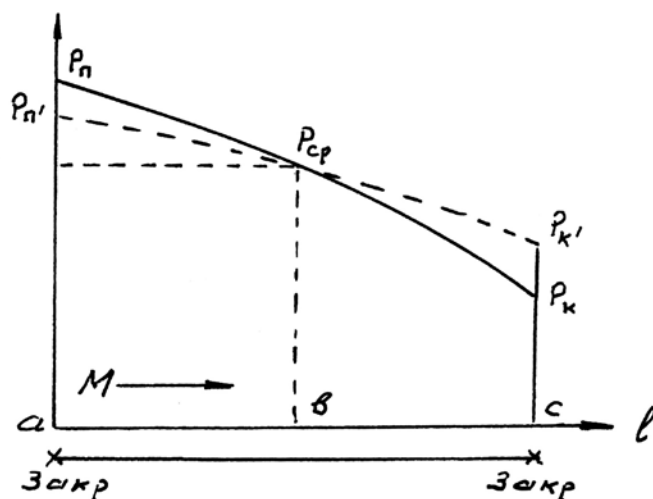


Рисунок 6. 2 — Процес вирівнювання тисків на ділянці газопроводу

Прийнявши наближено $p_{cp1} = \frac{p_n + p_{cp}}{2}$, маємо $dp_{cp1} = \frac{dp_n}{2}$, звідки

$$dM = -\frac{V_{x0} dp_n}{2ZRT}. \quad (6.30)$$

Виключаючи dM з (6.28) і (6.30), одержимо

$$A(p_n^2 - p_{cp}^2)^{1/2} dt = -\frac{V_{x0} dp_n}{2ZRT},$$

звідки

$$\int_0^t dt = \frac{-V_{x0}}{2AZRT} \int_{p_n}^{p_{cp}} \frac{dp_n}{p_n (p_n^2 - p_{cp}^2)^{1/2}}. \quad (6.31)$$

Після інтегрування і підстановки виразу А

$$t = \frac{x_0}{2} \left(\frac{\lambda l_0}{ZRTD} \right)^{1/2} \ln \frac{p_n + (p_n^2 - p_{cp}^2)^{1/2}}{p_{cp}}. \quad (6.32)$$

При зупинці газопроводу під час аварії попередні компресорні станції, що розташовані перед місцем аварії, деякий час можуть працювати, заповнюючи ділянки газопроводу газом ("набивка" газопроводу). Розглянемо випадок, коли початковий тиск $p_n = p_{max}$. Елементарна масова витрата на ділянці $a-b$ (рис.6.3)

$$dM = A \left(\frac{p_n^2 - p_k^2}{ZRTD} \right)^{1/2} dt. \quad (6.33)$$

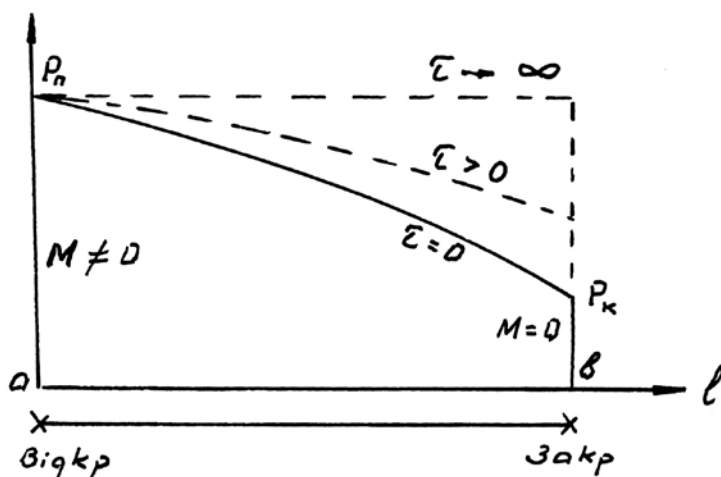


Рисунок 6.3 — Процес заповнення газопроводу при закритому кінцевому крані

Маса газу, що накопичується за цей відрізок часу у ділянці газопроводу,

$$dM = \frac{V_{mp} dp_{cp}}{ZRT}, \quad (6.34)$$

де p_{cp} — середній тиск у ділянці; V_{mp} — об'єм ділянки газопроводу.

Середній тиск виразимо залежністю

$$p_{cp} = \frac{2}{3} \left(\frac{p_n^2}{p_n + p_k} + p_k \right). \quad (6.35)$$

Звідси

$$d p_{cp} = \frac{2(2p_n + p_k)p_k}{3(p_n + p_k)^2} d p_k. \quad (6.36)$$

Виключимо dM з (6.33) і (6.34)

$$A(p_n^2 - p_k^2) dt = \frac{V_{mp} 2(2p_n + p_k)p_k}{ZRT 3(p_n + p_k)^2} d p_k. \quad (6.37)$$

звідки

$$\int_0^t dt = \frac{2V_{mp}}{3AZRT} \frac{p_n}{p_k} \int \frac{(2p_n + p_k)p_k d p_k}{(p_n + p_k)^2 \sqrt{p_n^2 - p_k^2}}, \quad (6.38)$$

або

$$t = \frac{4l\sqrt{\lambda l}}{3\sqrt{ZRTD}} \left[\frac{p_n}{p_k} \int \frac{p_k d p_k}{(p_n + p_k)^2 \sqrt{p_n^2 - p_k^2}} + \frac{1}{2} \frac{p_n}{p_k} \int \frac{p_k^2 d p_k}{(p_n + p_k)^2 \sqrt{p_n^2 - p_k^2}} \right]. \quad (6.39)$$

Слід зазначити, що обидва інтеграли справа можна виразити кінцевими формулами, але через їх складності в даному разі більш раціональним буде наближене обчислення інтегралів (користуючись методом Сімпсона або трапецій).

Формула для визначення часу спорожнення газопроводу (рис. 6.4) може бути виражена аналогічним шляхом

$$t = \frac{2}{3} \frac{l\sqrt{\lambda l}}{\sqrt{ZRTD}} \int \frac{(p_n + 2p_k)p_n}{p_k (p_n + p_k)^2 \sqrt{p_n^2 - p_k^2}}. \quad (6.40)$$

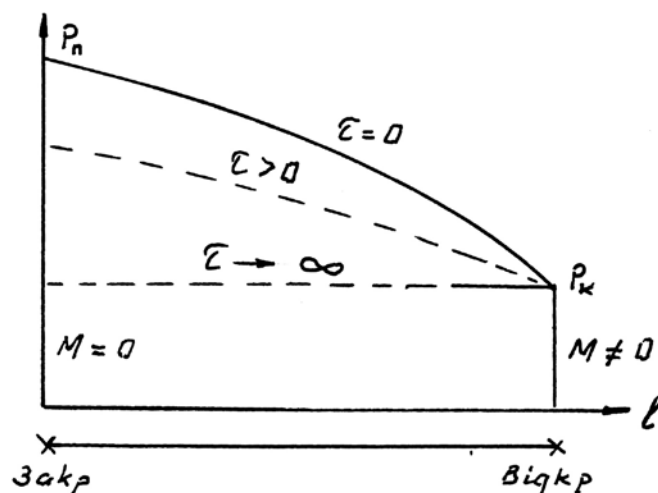


Рисунок 6.4 — Процес перетікання газу в газопроводі при закритому крані в початковій точці

6.5 Контрольні запитання

1. Поясніть баланс енергії газу в процесі магістрального транспорту.
2. Поясніть баланс енергії та маси на стику “трубопровід–КС”.
3. Поясніть режим спільної роботи трубопроводу та КС при зупинці агрегату на проміжній КС.
4. Поясніть режим спільної роботи ГТС при зупинці проміжної КС.
5. Що таке оптимальний режим роботи газопроводу?
6. Вкажіть принципи які слід дотримуватися при розробці режимів роботи газопроводу.
7. Що таке нестационарні режими роботи газопроводу?
8. Вкажіть випадки коли найчастіше мають місце нестационарні режими роботи газопроводу.
9. Як впливають збурення початкового тиску в газопроводі на режим роботи ГТС в цілому?
10. Як впливає збільшення кінцевого тиску на продуктивність системи?

РОЗДІЛ 7 ОСНОВИ ПРОЕКТУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

7.1 Оптимальні параметри газопроводів

Магістральний газопровід характеризується такими параметрами як пропускна здатність, робочий тиск, діаметр, товщина стінки, крок компресорних станцій тощо. Проте серед багатьох параметрів можна вибрати кілька незалежних, інші параметри можна визначити як їх однозначні функції. Як незалежні параметри здебільшого приймають діаметр газопроводу D , робочий (початковий) тиск P_n і ступінь стиснення ε , які є функцією продуктивності (об'ємної витрати) газопроводу. Для визначення інших параметрів газопроводу (товщини стінки, відстані між КС та ін.) повинні бути відомі властивості металу труби, фізичні властивості газу, ґрунтовотемпературні характеристики, профіль траси. Сукупність незалежних параметрів газопроводу, що забезпечують найбільш економічні умови перекачування заданої кількості газу за весь період окупності газопроводу, називають оптимальними параметрами.

Залежно від поставлених завдань, особливостей об'єкта проектування оптимальні параметри визначають за умовами мінімуму металовкладень, капітальних вкладень, експлуатаційних витрат або зведених витрат.

Для визначення оптимальних параметрів при практичному проектуванні газопроводів зазвичай застосовують метод порівняння конкуруючих варіантів. Спрощеним різновидом цього методу, коли результати багатоваріантних техніко-економічних розрахунків для деяких усереднених умов подані у формі графіків, є графоаналітичний метод. Аналітичний метод застосовується для перспективного планування оптимальних параметрів з урахуванням тенденцій змін цін на газ, метал, труби, газоперекачувальні агрегати та ін. Цей метод дає змогу обґрунтувати на перспективу шляхи розвитку газопровідного транспорту, шляхи удосконалення і створення нового обладнання для перекачування газу.

Проте в окремих випадках останній метод дає змогу розв'язувати цілком практичні задачі.

Як приклад, розглянемо визначення оптимальних параметрів газопроводу при безкомпресорному транспорті газу (із промислу, із підземного сховища безпосередньо споживачу) при заданих продуктивності q , довжині газопроводу l і кінцевому тиску P_k .

Експлуатаційні витрати в цьому варіанті мінімальні і практично не залежать від діаметра трубопроводу. Основну частину капітальних вкладень складають затрати на метал. Тому оптимальні параметри шукаємо з умови мінімуму металовкладень.

Об'єм металу трубопроводу можна виразити залежністю

$$V_M = \pi D \delta l, \quad (7.1)$$

де D — середній діаметр трубопроводу; δ — товщина стінки труби.

Визначивши товщину стінки формулою

$$\delta = \frac{P_n D}{2 R_1},$$

де P_n — початковий (максимальний) тиск; R_1 — розрахунковий опір, одержимо

$$V_M = B P_n D^2, \quad (7.2)$$

де $B = \frac{\pi l}{2 R_1}$.

Урахуємо умови руху газу в газопроводі (4.99)

$$q = A D^{2,6} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{l}}.$$

Звідси

$$P_n = \sqrt{P_k^2 + \frac{q^2 l}{A^2 D^{5,2}}} = \sqrt{P_k^2 + \frac{C}{D^{5,2}}}, \quad (7.3)$$

де постійна $C = \frac{q^2 l}{A^2}$.

Ураховуючи (7.3), одержимо з (7.2) вираз V_m як функцію однієї змінної D

$$V_m = B D^2 \sqrt{P_k^2 + \frac{C}{D^{5,2}}}. \quad (7.4)$$

Із умови $\frac{\partial V_M}{\partial D} = 0$ знаходимо умови мінімуму металовкладень

$$\frac{\partial V_M}{\partial D} = 2 B D \sqrt{P_k^2 + \frac{C}{D^{5,2}}} - \frac{B D^2}{2 \sqrt{P_k^2 + \frac{C}{D^{5,2}}}} \frac{5,2 C}{D^{6,2}}. \quad (7.5)$$

Звідси одержуємо

$$P_k + \frac{C}{D^{5,2}} = \frac{1,3 C}{D^{5,2}}. \quad (7.6)$$

Ліва частина (7.6) дорівнює P_n^2 , отже

$$P_n^2 = \frac{1,3 C}{D^{5,2}}. \quad (7.7)$$

$$P_k^2 = \frac{0,3 C}{D^{5,2}}. \quad (7.8)$$

Відношення тисків

$$\varepsilon = \frac{P_n}{P_k} = \left(\frac{1,3}{0,3} \right)^{1/2} \approx 2,08. \quad (7.9)$$

Таким чином, ми одержали оптимальні параметри газопроводу P_n і ε , що відповідають мінімуму металовкладень (оптимальний діаметр можна визначити з (7.3)). Із (7.9) виходить, що для будь-якого початкового тиску співвідношення тисків для оптимальних умов повинно бути близьким до 2,08. При підборі стандартного діаметра розглядають два можливих варіанти, для одного з яких $\varepsilon > 2,08$, для другого $\varepsilon < 2,08$ і вибирають варіант із найменшими металовкладеннями.

У загальному випадку задача визначення оптимальних параметрів газопроводу зводиться до визначення зведених витрат, що виражені в функції основних визначальних параметрів газопроводу.

Розглянемо принципи розв'язання цієї задачі. Зведені витрати, як відомо, є функцією капітальних вкладень K і експлуатаційних витрат E

$$S = K F + E, \quad (7.10)$$

де F — нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень (у долях одиниці).

Капітальні вкладення на спорудження газопроводу можна представити як суму вкладень на спорудження компресорних станцій і лінійної частини

$$K = K_{СТ} + K_{ТР}. \quad (7.11)$$

Витрати на спорудження КС (із розрахунку на 1 км магістралі) подамо як суму витрат, що залежать від встановленої потужності і витрат, що від неї не залежать.

$$K_{СТ} = K_N N \varphi \frac{1}{l} + \frac{K_0}{l}, \quad (7.12)$$

де K_N — капітальні вкладення на одиницю установленної потужності; φ — коефіцієнт резервуара; l — відстань між КС (крок КС); K_0 — капітальні вкладення на одну КС, що не залежать від її потужності.

Потужність політропічного стиснення виразимо формулою

$$N = a Q \left(\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right), \quad (7.13)$$

де коефіцієнт, що приймається постійним,

$$a = \frac{m}{m-1} \frac{P_0}{T_0} \frac{Z_{ex} T_{ex}}{\eta_{пол}},$$

Q — об'ємна витрата газу за стандартних умов.

Ураховуючи (7.13), запишемо (7.12) у такій формі:

$$K_{СТ} = K_N a \varphi Q \left(\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right) \frac{1}{l} + \frac{K_0}{l}. \quad (7.14)$$

Капітальні вкладення на 1 км лінійної частини можна представити як суму вкладень, що залежать від маси труби,

від її поверхні (діаметра) і вкладень, що не залежать від розмірів труби

$$K_{TP} = K_M M_{TP} + K_d D + K_l, \quad (7.15)$$

де K_M — капітальні вкладення, пропорційні масі труби; M_{TP} — маса 1 км труби; K_d — капітальні вкладення, пропорційні діаметру труби; K_l — капітальні вкладення на 1 км трубопроводу, що не залежать від розмірів труби.

Аналогічно можна виразити експлуатаційні і зведені витрати. Ураховуючи, що маса металу труби пропорційна виразу $P_n D^2$, загальні зведені витрати можна представити таким рівнянням:

$$S = S_N a Q \varphi \frac{\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1}{l} + \frac{S_0}{l} + S_M B P_n D^2 + S_d D + S_l, \quad (7.16)$$

де $S_N = E_N + K_N (\alpha_N + F)$; E_N — експлуатаційні витрати, що залежать від потужності; α_N — норма амортизації силового обладнання; $S_0 = E_0 + K_0 (\alpha_0 + F)$; E_0 — експлуатаційні витрати, що не залежать від потужності; α_0 — норма амортизації вартості, що не залежить від потужності; $S_M = K_M (\alpha_l + F)$; $S_d = K_d (\alpha_l + F)$; $S_l = K_l (\alpha_l + F) + E_l$; α_l — норма амортизації від лінійної частини; E_l — експлуатаційні витрати на утримання лінійної частини; $B = \frac{\pi}{2 R_1}$.

Для визначення мінімуму функції S використаємо метод неозначених коефіцієнтів Лагранжа. Як рівняння зв'язку застосуємо формулу витрати

$$Q = A P_n D^{2,6} \left(\frac{1 - \frac{1}{\varepsilon^2}}{l} \right)^{1/2}. \quad (7.17)$$

Складемо функцію Лагранжа

$$\Phi = S + \lambda \left(AP_n D^{2,6} \frac{\left(1 - \frac{1}{\varepsilon^2}\right)^{1/2}}{\sqrt{l}} - Q \right), \quad (7.18)$$

де λ — неозначений множник Лагранжа.

Знаходимо частинні похідні $\frac{\partial \Phi}{\partial \varepsilon}$, $\frac{\partial \Phi}{\partial l}$, $\frac{\partial \Phi}{\partial D}$, $\frac{\partial \Phi}{\partial P_n}$, прирівнюємо їх до нуля і разом із рівнянням зв'язку (7.17) одержуємо п'ять рівнянь, що дають змогу визначити неозначений множник Лагранжа і чотири невідомих ε , l , D , P_n — чотири оптимальних параметри.

Частинна похідна з ε

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \varepsilon} = S_N a Q \frac{\varphi}{l} \cdot \frac{m-1}{m} \varepsilon^{-1/m} + \lambda AP_n D^{2,6} \frac{1}{2\sqrt{l}} \cdot \frac{2\varepsilon^{-3}}{\left(1 - \frac{1}{\varepsilon^2}\right)^{1/2}}, \quad (7.19)$$

звідки після деяких спрощень одержуємо

$$S_N a Q \varphi \frac{m-1}{m} \cdot \varepsilon \frac{2m-1}{m} \sqrt{\varepsilon^2 - 1} + \lambda AP_n D^{2,6} \sqrt{l} = 0. \quad (7.20)$$

Частинна похідна за l

$$\frac{\partial \Phi}{\partial l} = -S_N a \varphi Q \frac{\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1}{l^2} - \frac{S_0}{l^2} - \lambda AP_n \frac{\left(1 - \frac{1}{\varepsilon^2}\right)^{1/2}}{2l^{3/2}} D^{2,6}. \quad (7.21)$$

Прирівнюємо частинну похідну до нуля і після спрощень отримаємо

$$\frac{2\varepsilon}{\sqrt{\varepsilon^2 - 1}} \left[S_N a Q \varphi \left(\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right) + S_0 \right] + \lambda AP_n D^{2,6} \sqrt{l} = 0. \quad (7.22)$$

Для частинних похідних за D і P_n аналогічно одержимо

$$\left(2S_M B P_n^D + S_D \right) \sqrt{l} + 2,6 \lambda AP_n D^{1,6} \frac{\sqrt{\varepsilon^2 - 1}}{\varepsilon} = 0. \quad (7.23)$$

$$S_M B \sqrt{l} + \lambda A D^{0,6} \frac{\sqrt{\varepsilon^2 - 1}}{\varepsilon} = 0. \quad (7.24)$$

Відніmemo почленно (7.22) з (7.20)

$$S_N a \varphi Q^{\frac{m-1}{m}} \cdot \varepsilon^{\frac{2m-1}{m}} \cdot \sqrt{\varepsilon^2 - 1} - \frac{2\varepsilon}{\sqrt{\varepsilon^2 - 1}} \left[S_N a \varphi Q \left(\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right) + S_0 \right] = 0 \quad (7.25)$$

звідки виходить

$$\frac{3m-1}{m} \cdot \varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - \frac{m-1}{m} \varepsilon^{\frac{3m-1}{m}} = 2 \left(1 - \frac{S_0}{S_N a \varphi Q} \right). \quad (7.26)$$

Із сумісного розв'язку рівнянь (7.18), (7.20), (7.22), (7.23), (7.24) одержуємо вирази, що визначають інші оптимальні параметри

$$D = \left(\frac{m-1}{8m} \frac{B^2 S_M^2}{A^2 S_D^3} S_N a \varphi Q^3 \varepsilon^{\frac{3m-1}{m}} \right)^{1/4}. \quad (7.27)$$

$$L = 4 \left(\frac{A S_D}{B S_M Q} \right)^2 \cdot \left(1 - \frac{1}{\varepsilon^2} \right) D^3. \quad (7.28)$$

$$P_n = \frac{2 S_D}{B S_M D}. \quad (7.29)$$

Аналіз рівнянь (7.25)-(7.29) свідчить:

1) оптимальний ступінь підвищення тиску ε зменшується з ростом продуктивності газопроводу і зі зменшенням відношення зведених витрат, що відповідно не залежать і залежать від установленної потужності (S_0/S_N). Із рівняння (7.26) видно, що оптимальний ступінь стиснення не залежить від основних параметрів лінійної частини — діаметра і тиску;

2) із збільшенням продуктивності газопроводу Q величина оптимального діаметра D зростає майже пропорційно зростанню продуктивності. Оптимальний діаметр зростає із збільшенням зведених витрат, що залежать від потужності КС;

3) оптимальна відстань між станціями визначається насамперед продуктивністю і ступенем підвищення тиску (за-

значимо, що із зростанням продуктивності вираз $1 - \frac{1}{\varepsilon^2}$ зменшується). Враховуючи, що із зростанням продуктивності Q діаметр D зростає повільніше, можна зробити висновок, що оптимальна відстань між компресорними станціями зменшується із зростанням продуктивності і вартості металу труб (S_M);

4) оптимальний робочий тиск зменшується з ростом затрат на метал та із збільшенням діаметра. Із рівняння (7.29) виходить, що добуток оптимальних значень $P_n D$ є величиною постійною і не залежить від продуктивності газопроводу. Звідси випливає, що товщина стінки труби, що залежить тільки від якості металу і вартісних показників S_M , S_D , буде також величиною постійною, що також не залежить від продуктивності газопроводу.

Рівняння (7.26)-(7.29) показують, що оптимальні параметри газопроводу для визначеної продуктивності взаємопов'язані між собою. Зміна одного з них порушує умови оптимальності. Практично неможливо витримати всі параметри у відповідності з розрахунковими оптимальними значеннями. Наприклад, оптимальний діаметр лише випадково може співпасти з існуючим стандартним.

У тому випадку, коли один або два параметри газопроводу визначають наперед, можливо знайти рішення, при якому зведені витрати будуть найменшими за заданих умов.

Розглянемо випадок, коли наперед визначене значення робочого тиску P_n . Очевидно, у цьому випадку рівняння (7.24) з системи рівнянь випадає. Невідомими залишаються оптимальні значення ε , lD .

Ступінь стиску ε визначається так само, як і у загальному випадку (див. рівняння 7.26).

Для визначення оптимального значення l знаходимо незначений множник Лагранжа λ із (7.22) і підставимо його в (7.23)

$$l = \frac{5,2 \left[S_N a \varphi Q \left(\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right) + S_0 \right]}{\left(2S_M B P_n D + S_D \right) D}. \quad (7.30)$$

Оптимальний діаметр визначається сумісним розв'язанням рівнянь (7.30) і (7.17)

$$5,2 \left(\frac{Q}{A P_n} \right)^2 \frac{\varepsilon^2}{\varepsilon^2 - 1} \left[S_N a \varphi Q \left(\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right) + S_0 \right] = \\ = \left(2S_M B P_n D + S_D \right) \cdot D^{5,2}. \quad (7.31)$$

Конкретне значення оптимального діаметра визначається із (7.31) методом послідовних наближень.

Чисельний аналіз формул (7.30), (7.31) показує, що при наперед визначеному значенні P_n із збільшенням продуктивності газопроводу Q оптимальний діаметр і товщина стінки зростають, відстань між КС зменшується. Ступінь стиску ε зменшується із збільшенням продуктивності у відповідності з рівнянням (7.26).

Розглянута методика аналітичного визначення оптимальних параметрів має насамперед якісний характер, оскільки інтерполяційні формули, що виражають залежність капітальних вкладень і експлуатаційних витрат від параметрів газопроводу, мають наближений характер – коефіцієнти цих формул змінюються в часі, тому що змінюється вартість обладнання, енергії, матеріалів, витрати на проведення різних видів робіт. Більш детальні і точні інтерполяційні формули вимагають збільшення об'єму розрахунків. Проте в зв'язку з широким використанням ЕОМ застосування чисельних методів розв'язання складних систем рівнянь, аналітичні методи визначення оптимальних параметрів набувають реального значення в практиці проектування газопроводів. Головною проблемою для використання цього методу стає одержання детальних реальних залежностей зведених затрат із урахуванням фактора часу.

7.1.1 Метод порівняння конкуруючих варіантів

У практиці проектування для визначення оптимального варіанту газопроводу застосовується метод порівняння конкуруючих варіантів (для визначення пропускної здатності). Для цього приймають 2-3 варіанти діаметрів із числа рекомендованих довідниками з робочими тисками 5,6 і 7,6 МПа, схеми одно- і двоступеневого компримування, можливі варіанти існуючого промислового обладнання. По кожному варіанту проводять відповідні механічні, гідравлічні й економічні розрахунки, користуючись укрупненими економічними показниками з урахуванням реальних умов будівництва газопроводу. Приймають, як правило, варіант із найменшими зведеними витратами. Кількість конкуруючих варіантів може бути значно зменшена, якщо окремі параметри будуть визначені наперед у проектному завданні (наприклад, тиск або діаметр газопроводу). Для варіантів, близьких за величиною зведених витрат, застосовують додаткові критерії (наприклад, критерій надійності).

7.1.2 Графо-аналітичний метод визначення оптимальних параметрів

Графо-аналітичний метод застосовується як допоміжний метод при виборі можливих конкуруючих варіантів. Суть цього методу полягає в тому, що для всіляких комбінацій таких параметрів газопроводів як діаметр, кількість паралельних ниток, робочий тиск, ступінь стиснення, типорозміри газоперекачувальних агрегатів, марки трубних сталей будують графічні залежності питомих зведених витрат від пропускної здатності газопроводу. Питомі зведені витрати визначаються формулою

$$S_{зв} = \frac{S_{кс}}{lQ} + \frac{S_{л}}{Q}, \quad (7.32)$$

де $S_{кс}$ — зведена витрата на одну КС; $S_{л}$ — зведені витрати на одиницю довжини лінійної частини; l — відстань між сусідніми компресорними станціями.

Кожна крива з сімейства графічних залежностей відповідає визначеному діаметру (в одну або кілька ниток), визна-

ченому набору інших параметрів (робочий тиск, ступінь стиснення тощо). На основі механічних, гідравлічних і теплових розрахунків для визначеної витрати газу знаходять товщину стінки трубопроводу, відстань між станціями, кількість газоперекачувальних агрегатів на станції, кількість допоміжного обладнання, і на основі діючих нормативних показників визначають зведені витрати на компресорній станції, лінійну частину і питомі зведені витрати для газопроводу в цілому. Змінюючи з деяким кроком продуктивність газопроводу при постійних вихідних параметрах, знаходимо відповідне значення питомих зведених витрат. За результатами розрахунків будують криві залежностей $Q_{36} = f(Q)$ (рис. 7.1). Кожна крива має мінімум, оскільки при великих витратах газу S_{36} зростає за рахунок збільшення витрат на компресорній станції, при малих витратах газу зростають питомі витрати на лінійну частину (див. формулу 7.32). Побудоване таким чином сімейство кривих для труб і агрегатів, що виготовляються промисловістю, дає змогу швидко вибрати можливі варіанти для подальшого їх аналізу і остаточного вибору найбільш економічного варіанта на основі методу порівняння конкуруючих варіантів.

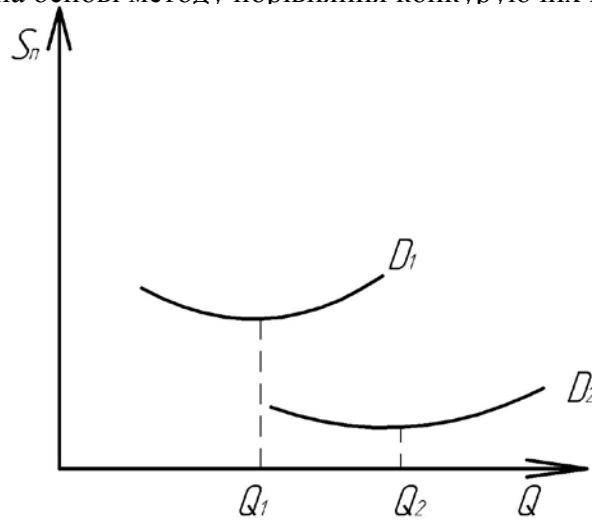


Рисунок 7.1. — Визначення оптимальних меж використання газопроводів різних діаметрів

7.2 Етапи проектування магістрального трубопроводу

При проектуванні крупних магістральних газопроводів готується техніко-економічне обґрунтування (ТЕО), в якому показана економічна доцільність і господарська необхідність проектування та будівництва даного газопроводу. У ТЕО визначається джерело і зона постачання газу, обґрунтовується продуктивність газопроводу на перспективу, вказуються початкова та кінцева точки трубопроводу, можливі варіанти траси. Користуючись наближеними розрахунками, у ТЕО визначають основні параметри газопроводу (діаметр, робочий тиск, кількість компресорних станцій) та основні економічні показники трубопроводу для можливих варіантів траси. На стадії ТЕО розвідувальні роботи на трасі спеціально не проводяться. Пошуки зводяться в основному до камерального трасування за картами з масштабами від 1:1000000 до 1:10000. Характеристики районів, що перетинаються газопроводом, характеристики природних і штучних перешкод беруться з літературних та фондових джерел.

На основі затвердженого ТЕО відповідна організація видає завдання на проектування, де вказується призначення газопроводу, річна пропускна здатність, початковий та кінцевий пункти, пункти скидів і підкачування, склад газу, строки початку і закінчення будівництва (за чергою). У деяких випадках у завданні вказується діаметр трубопроводу, тип основного обладнання.

Завдання на проектування є основним документом при проектуванні газопроводу.

Проектування газопроводу проводиться здебільшого двома стадіями: технічний проект і робоче креслення. На стадії технічного проекту вивчаються запаси газу, що забезпечують газопровід на період експлуатації, проводяться технічні та економічні пошуки за варіантами траси і площадок для КС, виконуються необхідні технологічні розрахунки і вибираються оптимальні параметри газопроводу, вирішуються питання постачання КС паливом, енергією, водою, питання житлового будівництва, каналізації. Крім того, у технічному проекті розробляється детальний план будівництва і календарні строки готовності окремих основних об'єктів, розробляється будівельний генеральний план, визначається вартість всіх об'єктів і

всього будівництва та складається калькуляція собівартості транспорту газу по трубопроводу.

Технічний проект складається з шести частин: техніко-економічної, технологічної, будівельно-монтажної, організації будівництва, кошторисної документації та пошукової документації.

Технічний проект і зведений кошторис розглядаються експертною комісією, і після його затвердження проектна організація приступає до складання робочих креслень.

У робочих кресленнях відповідно до технічного проекту уточнюються і деталізуються прийняті рішення так, щоб, користуючись ними, можливо було виконувати відповідні будівельні і монтажні роботи.

Невеликі магістральні трубопроводи проектують без розробки ТЕО, а в окремих випадках в одну стадію - розробляють тільки так званій техноробочий проект.

Детальні пошуки виконують на стадії технічного проекту і робочих креслень. Мета пошуків — збір вихідних даних для проектування газопроводу та узгодження всіх питань будівництва з місцевими організаціями.

Важливим завданням пошуків є вибір траси. Найкоротшою була б пряма, що з'єднує початковий і кінцевий пункти газопроводу (це так звана геодезична лінія), але практично такий варіант нездійснений, оскільки обходи населених пунктів, промислових споруд і інших штучних та природних перешкод примушують відхилитись від геодезичної лінії. Крім того, нерідко виникає необхідність наближення траси до пунктів скидів і підкачок, що диктується економічними міркуваннями. Практично через два кінцевих пункти можна провести багато трас, серед яких треба вибрати найкращу. Основним критерієм, що найчастіше береться до уваги, є зведені витрати. Крім того, на вибір траси впливають такі фактори, як найкращі умови для експлуатаційної надійності трубопроводу, сприятливі умови будівництва, мінімальні витрати, пов'язані з експлуатацією газопроводу. Розрахунок конкретної оптимальної траси вимагає використання всього масиву даних пошуків як камеральних, так і польових, великого об'єму розрахункових робіт.

Можливість використання потужних ЕОМ дала змогу розробити методику вибору оптимальних трас магістральних

газопроводів, основу на математичних методах. Для вибору траси цим методом на топографічній карті будують цифрову модель місцевості. Конфігурація моделі може бути будь-якої форми, що визначається областю пошуків, та кількістю дуг як шляхів можливого прокладання трубопроводу в межах кожного елемента моделі місцевості і оперативною пам'яттю ЕОМ. Якісну оцінку кожної дуги проводять у відповідності з розробленою класифікацією місцевості за умовами будівництва трубопроводів і на основі матеріалів пошуків. Кожний критерій оптимальності має свою кількісну оцінку.

Пошук оптимальної траси у відповідності із прийнятим критерієм відбувається як багатокроковий процес просліджування траси за цифровою моделлю місцевості. Реалізація алгоритмів здійснюється за програмами розрахунків, що виконуються ЕОМ.

Перевагою цієї методики визначення оптимальної траси є можливість одночасного знаходження найбільш придатного місця для будівництва компресорних станцій.

7.2.1 Пошукові роботи

Пошукові роботи здебільшого проводяться протягом двох стадій — стадії технічного і стадії робочого проекту. Перша стадія робіт має за мету остаточний вибір траси і площадок для будівництва КС, на другій стадії проводиться остаточний інструментальний винос у природу траси газопроводу і детальні пошукові роботи на переходах, складних ділянках.

Найбільш відповідальною частиною всіх пошуків по трасі магістрального газопроводу є пошуки для технічного проекту. За матеріалами цих пошуків приймають всі принципові проектні рішення, визначають остаточну кошторисну вартість газопроводу, розробляють замовлення на обладнання, матеріали і техніку.

Попередні роботи щодо вибору траси проводяться на основі картографічного матеріалу великих масштабів, літературних, фондових та довідкових джерел. Крім топографічних карт на цьому етапі користуються також геологічними, гідрогеологічними, ґрунтовими, кліматичними та гідрологічними картами. Для сейсмічнонебезпечних районів користуються тектонічними картами, картами мікросейсмічного районування.

Останні дозволяють вибрати варіанти траси найбільш безпечні у сейсмічному відношенні. Корисну інформацію можна одержати, вивчаючи матеріали вишукувань при будівництві інших протяжних об'єктів (залізниць, каналів, водоводів, інших трубопроводів тощо).

Після камерального трасування і відбору можливих варіантів для детального обстеження проводять аерофотозйомку за варіантами траси у масштабі 1:15000-1:25000. Ширину смуги фотографування вибирають таку, щоб можна було коректувати вибраний напрям траси, проектувати в цій смузі притрасові дороги, лінії зв'язку, інші нитки трубопроводу тощо. Для уточнення несприятливих для будівництва ділянок (нестійкі косогири, карсти, засолені ділянки, зсуви, зони корисних копалин тощо) проводяться візуальні обстеження траси в смузі шириною 300-1000 м. Розглянемо деякі особливості пошукових робіт, що проводяться на стадіях технічного проекту і робочих креслень.

7.2.2 Топогеодезичні пошуки

Після попередніх пошуків вибору траси проводяться остаточні пошуки і закріплення траси на місцевості. Щоб одержати план траси, пошукова партія проводить трасування лінії газопроводу. На стадії пошуків для технічного проекту трасування виконують на картах крупних масштабів і планах землекористувачів. Із метою попередньої польової підготовки траси для робочих креслень проводять попереднє інструментальне трасування. Остаточне трасування при вишукуваннях для робочих креслень є, по суті, уточненням попереднього інструментального трасування. Інструментальне трасування проводиться за допомогою теодоліта з прив'язкою лінії на місцевості до пунктів державної геодезичної сітки. Пікетажні роботи виконують на стадії робочих креслень по остаточно закріпленій на місцевості трасі трубопроводу. Для виготовлення поздовжнього профілю траси виконується нівелювання, що охоплює всі основні об'єкти магістрального газопроводу, включаючи площадки компресорних станцій. У процесі нівелювання визначають висоти всіх кутових, пікетних і плюсових точок траси трубопроводу та комунікацій.

На стадії технічного проекту і робочих креслень виконують топографічну зйомку властиво лінійної частини, пере-

ходів через природні і штучні перешкоди, супутних споруджень (площадок компресорних станцій, селищ, водозаборів, складів паливно-мастильних матеріалів, тощо).

Значною мірою процес топогеодезичних пошуків може бути удосконалений і прискорений проведенням аерофотозйомки трас та площадок. Аерофотозйомка мілкового масштабу дає змогу перенести ряд питань щодо вибору трас і площадок із польових умов у камеральні. Крім того в ряді випадків аерофотозйомка забезпечує одержання деякої об'єктивної інформації, яку неможливо отримати при наземних пошуках.

За результатами топогеодезичних пошуків на стадії технічного проекту готується план траси трубопроводу на основі адміністративних карт масштабу 1:600000, план траси з ситуаційною смугою на основі карт масштабу 1:100000, профіль траси трубопроводу з вертикальним масштабом 1:10 (для геологічного розрізу 1:200), плани і профілі багатониткових переходів. По площадках компресорних станцій та комунікаціях представляють ситуаційні плани в масштабах 1:10000-1:5000.

На стадії робочих креслень матеріали пошуків являють собою плани і профілі ділянок траси з масштабами 1:10000 і 1:200, плани і профілі одностовпкових переходів у масштабі 1:1000, плани на всі площадки (в межах генерального плану у масштабі 1:500).

7.2.3 Геологічні, гідрометеорологічні і геофізичні пошуки

Інженерно-геологічні пошуки повинні забезпечити вивчення інженерно-геологічних умов траси газопроводу, включаючи геоморфологічну і геологічну будову, літологічний склад, стан і фізико-механічні властивості ґрунтів, гідрогеологічні умови, несприятливі фізико-геологічні процеси та явища (карст, зсув, селі), а також складання прогнозу змін інженерно-геологічних і гідрогеологічних умов під час будівництва і експлуатації будівель та споруд.

На стадії ТЕО інженерно-геологічна характеристика траси магістрального газопроводу за всіма можливими варіантами подається на основі існуючих картографічних, архівних і літературних матеріалів.

На стадії робочих креслень проводяться детальні інженерно-геологічні пошуки за затвердженим варіантом траси. Основна мета цих пошуків — визначення меж залягання основ-

них типів ґрунтів по трасі газопроводу. Для цього на лінії траси бурять свердловини і шурфи приблизно через кожні 300 м глибиною 3-5 м залежно від характеру рельєфу та зміни умов за зовнішніми ознаками. Відібрані зі свердловини або шурфів зразки ґрунту піддаються аналізам і випробуванням для визначення механічних і теплофізичних властивостей, питомої маси, вологості, гранулометричного складу тощо. Лінійні польові роботи поєднуються, як правило, з геофізичними дослідженнями, основна мета яких — визначення електроопору ґрунтів, від чого залежать заходи щодо захисту трубопроводу від корозії.

Основні роботи, що проводяться при гідрометеорологічних дослідженнях, — це визначення рівня ґрунтових вод по трасі газопроводу і діапазону його коливання протягом року, натурне дослідження водотоків (водойм), що перетинають газопровід, із визначенням їх гідрологічного режиму протягом року, вибір створів, організація тимчасових водозамірних і гідрометричних спостережень, дослідження рівня паводкових вод за останні 10 років.

При проектуванні будівництва газопроводу, складання проекту організації робіт, а також для проектування режиму роботи газопроводу необхідні такі кліматичні дані: температура повітря, температура ґрунтів на глибині укладання труби, глибина промерзання ґрунту, товщина снігового покриву.

Дані, одержані при геологічних і геофізичних пошуках, наносять на поздовжній профіль траси газопроводу.

7.2.4 Інші пошуки

Важливим питанням при розробці проекту магістрального проекту є вибір джерел водопостачання, якщо немає можливості підключитися до існуючих водопроводів або водозаборів. Джерелом водопостачання можуть бути підземні води (ґрунтові, міжпластові, артезіанські) і поверхневі (ріки, озера, водосховища). Перевага віддається підземним джерелам, оскільки їх використання, як правило, не вимагає будівництва і експлуатації водоочисних споруд. Для робочих креслень всі основні гідрогеологічні дослідження проводять на стадії технічного проекту. Поверхнєве джерело водопостачання вибирають на стадії ТЕО або на стадії технічного проекту і тільки в тому випадку, коли немає підземного джерела або доведена

недоцільність його використання. Вибір поверхневого джерела проводиться на основі порівняння конкуруючих варіантів, беручи до уваги, що водозабір повинен бути вище по течії можливих джерел забруднення, на найбільш стійких від розливів і зсувів ділянках із достатньою глибиною.

У районах площадок компресорних станцій та інших споруджень газопроводу необхідно вивчити можливі шляхи відводу промислових і побутових стоків, необхідність спорудження очисних споруд, що захищає навколишнє середовище від забруднення.

Спорудження лінійної частини газопроводу, переходів, доріг, компресорних станцій і житлових будівель повинно забезпечуватися місцевими матеріалами, до яких належать дрібнозернисті ґрунти (піски, супіски, гравій, щебень, бутовий камінь, глина, деревина). Всі роботи, пов'язані з розвідкою і використанням місцевих будівельних матеріалів, вирішуються на стадії технічного проекту. Якщо поблизу траси немає кар'єрів будівельних матеріалів, вздовж траси в смузї шириною до 2 км проводяться пошукові роботи шляхом маршрутної геологічної зйомки.

Під час пошукових робіт вздовж траси газопроводу вирішують можливості замовлення на підприємствах району збірного залізобетону, стінових матеріалів тощо, визначають залізничні станції, порти, пристані, де можливе вивантаження і тимчасове зберігання труб, матеріалів і обладнання, що надходять на будівництво.

Значна частина вантажів для будівництва газопроводів транспортується автотранспортом. При проведенні пошукових робіт на трасі обстежують шляхи, що можуть бути використані під час будівництва газопроводу і його експлуатації. Виявляється клас доріг, їх призначення, якість покриття, ширина проїжджої частини, стан мостів. У випадках, коли необхідно будувати нові дороги, проводять відповідні пошуки по їх трасах.

Важливим питанням при проектуванні газопроводів є проблема енергопостачання, особливо у випадку, коли проектується електропривідні компресорні станції. У процесі пошуків необхідно в'ясувати можливість одержання електроенергії від поблизу розташованих електростанцій, трансформаторних підстанцій, можливість побудови лінії електропередачі

від найближчої енергосистеми, оцінити економічність можливих варіантів подачі електроенергії, їх надійність.

7.3 Визначення оцінювальної пропускної здатності газопроводу

У завданні на проектування оговорюється продуктивність газопроводу, тобто кількість газу, яка повинна надходити до газопроводу протягом року в млрд.м³ за стандартних умов (293,15 К; 0,1013 МПа). При проектуванні магістрального газопроводу порівняння декількох варіантів дає змогу вибрати оптимальний, якому відповідає проектна продуктивність, що здебільшого відрізняється від заданої.

Згідно з діючими нормами технологічного проектування пропускною здатністю магістрального газопроводу називають кількість газу, що може передаватись по газопроводу за добу при стаціонарному режимі за умови максимального використання потужності газоперекачувальних агрегатів і прийнятих розрахункових параметрах (робочий тиск, коефіцієнт ефективності, температура повітря і ґрунту), температура охолодження газу тощо.

Розрізняють оцінювальну та проектну пропускну здатності. На початковій стадії проектування газопроводу користуються орієнтованою оцінювальною здатністю, яку використовують для розрахунків можливих технологічних варіантів транспорту газу. Проектна пропускну здатність відповідає оптимальному технологічному варіанту.

Оцінювальну пропускну здатність базових магістральних газопроводів (млн. м³/рік за стандартних умов) визначають за формулою

$$q_0 = \frac{Q_3 \cdot 10^3}{365 K_e^0}, \quad (7.34)$$

де Q_3 — задана продуктивність магістрального газопроводу, млрд.м³ за добу за стандартних умов; K_e^0 — коефіцієнт використання пропускної здатності, що визначається форму-

лою

$$K_{\epsilon}^0 = K_{pz} K_{em} K_{нд}^0. \quad (7.34)$$

У цій формулі K_{pz} — коефіцієнт розрахункової забезпеченості газоспоживачів, що враховує періоди підвищеного попиту на газ. Приймають $K_{pz} = 0,95$; K_{em} — коефіцієнт екстремальних температур, що враховує можливе зниження пропускної здатності газопроводу при високих температурах повітря. Приймають $K_{em} = 0,98$; $K_{нд}^0$ — коефіцієнт надійності газопроводу, що враховує можливе зниження пропускної здатності при відмовах лінійної частини та обладнання компресорних станцій.

Цей останній коефіцієнт залежить від довжини газопроводу і його діаметра. Із збільшенням довжини і діаметра величина коефіцієнта зменшується. Мінімальне значення $K_{нд}^0$ має при довжині газопроводу 3000 км і понад та діаметрі 1420 мм (0,94).

Оцінювальну пропускну здатність розподільних магістральних газопроводів визначають для періоду максимальної подачі газу

$$q_0 = \frac{q_{max}}{K_{\epsilon}^0}, \quad (7.35)$$

де q_{max} — середньодобова кількість газу, що надходить у газопровід за період максимальної подачі газу; K_{ϵ}^0 — визначається формулою (7.34).

Оцінювальну пропускну здатність відводів визначають за формулою

$$q_0 = \frac{24 Q_{mz} 10^{-6}}{K_{\epsilon}^0}, \quad (7.36)$$

де Q_{mz} — максимальне погодинне споживання газу

(м³/год) всіма споживачами, що підключені до відводу.

Коефіцієнт використання пропускної здатності для відводів

$$K_{\epsilon}^o = K_{pz} K_{нд}. \quad (7.37)$$

У цьому випадку приймають $K_{pz} = 0,95$, $K_{нд} = 0,99$.

Розрахунок технологічних варіантів транспорту газу проводиться для базових газопроводів для величини q_0 , що визначається формулою (7.33), при середньорічній температурі повітря і ґрунту.

Проектну продуктивність базових і розподільних магістральних газопроводів (млрд. м³/рік при 293,15 К і 0,1013 МПа) визначають за формулою

$$Q_n = K_{\epsilon} \sum_{i=1}^n (q_i \tau_i) 10^{-3}, \quad (7.38)$$

де q_i пропускна здатність магістрального газопроводу в i -му розрахунковому періоді; τ_i — число діб у i -тому розрахунковому періоді; K_{ϵ} — коефіцієнт використання пропускної здатності.

Для базових і розподільних газопроводів за розрахунковий період беруть місяць ($n=12$). Для відводів проектна продуктивність не визначається.

Коефіцієнт використання пропускної здатності визначається за формулою

$$K_{\epsilon} = K_{pz} K_{ст} K_{нд}, \quad (7.39)$$

де коефіцієнт надійності $K_{нд}$ визначається за спеціальною методикою.

7.4 Розміщення КС на трасі газопроводу

Відстань між компресорними станціями при відсутності відбору та підкачування на ділянці між станціями визначається

ся формулою (4.25), з якої з урахуванням коефіцієнта ефективності E виходить

$$l = \frac{11043,28 D^5 E^2 (p_n^2 - p_k^2)}{\lambda Z_{cp} \Delta T_{cp} q_0^2}. \quad (7.40)$$

Розглянемо особливості використання цієї формули в процесі проектування. Внутрішній діаметр D (м) визначається заздалегідь після механічного розрахунку товщини стінки трубопроводу. Коефіцієнт гідравлічної ефективності E згідно з діючими нормами приймається рівним 0,95, якщо газопровід обладнаний пристроями для періодичної очистки труби, у противному разі $E=0,92$.

Початковий абсолютний тиск p_n (у МПа) залежить від номінального тиску на виході нагнітача ($p_{вих}$)

$$p_n = p_{вих} - \Delta p_{вих}, \quad (7.41)$$

де $\Delta p_{вих}$ — втрати тиску в нагнітальній лінії КС. Згідно з існуючими нормами ці втрати не повинні перевищувати 0,7 ат при робочому тиску 5,4 МПа і 0,11 ат при робочому тиску 7,35 МПа.

Кінцевий абсолютний тиск p_k (у МПа) залежить від номінального тиску на вході нагнітача

$$p_k = p_{вх} - \Delta p_{вх}, \quad (7.42)$$

де $\Delta p_{вх}$ — втрати тиску у всмоктувальній лінії КС. Згідно з існуючими нормами максимальні величини цих втрат залежать від кількості ступенів очистки газу. При робочому тиску 5,4 МПа $\Delta p_{вх} = 0,147$ МПа при одноступінчастому очищенні та 0,196 МПа — при двоступінчастому; при робочому тиску 7,35 МПа ці втрати відповідно дорівнюють 0,224 і 0,293 МПа.

Коефіцієнт λ визначається за формулою (4.53), де число Re визначається формулою (4.47). Ураховуючи неточність деяких вихідних даних для проектування, динамічну в'язкість газу рекомендується приймати постійно в межах

$(1,2\dots 1,25) \cdot 10^{-5}$ Па·с.

При визначенні середньої температури газу T_{cp} температура ґрунту на глибині залягання трубопроводу приймається рівною середньому її значенню за рік за даними довідників або метеостанцій.

Ізобарна теплоємність, необхідна для визначення T_{cp} , визначається за формулою (2.27). Коефіцієнт теплопередачі K приймається наближено залежно від характеру ґрунту і його вологості, Z_{cp} . Визначається однією із формул (2.6)-(2.9). Зазначимо, що для розрахунку середнього значення T_{cp} і, як наслідок Z_{cp} , потрібно знати відстань між станціями, тому в даному випадку користуються методом послідовних наближень, приймаючи для першого розрахунку довільні значення T_{cp} і Z_{cp} (наприклад, $T_{cp} = 300$ К, $Z_{cp} = 0,9$).

Початкову температуру T_n приймають з урахуванням наявності охолодження газу на компресорній станції. У випадку перерізаного профілю траси газопроводу відстань між КС у першому наближенні визначається формулою (7.40) і в подальшому уточнюється з використанням формул для перерізаного профілю траси.

Кількість компресорних станцій (разом із головною КС) визначається за формулою

$$n_{КС} = \frac{l-l_k}{l} + 1, \quad (7.43)$$

де l — загальна довжина газопроводу; l_k — довжина кінцевої ділянки газопроводу.

Заокруглення кількості КС може бути як у меншу, так і в більшу сторону і це залежить, зокрема, від довжини кінцевої ділянки газопроводу, яка зазвичай використовується як акумулятор газу для покриття добової нерівномірності споживання газу.

Розглянемо, як залежить акумулююча здатність кінцевої ділянки газопроводу від її довжини.

Споживання газу протягом доби змінюється, зростаючи

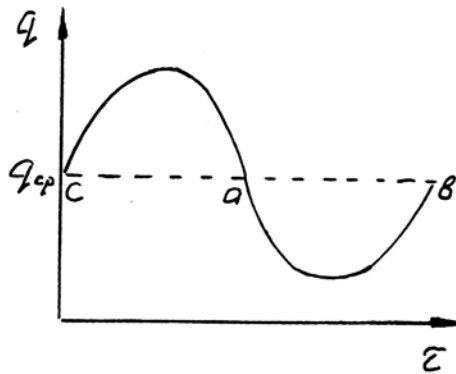


Рисунок 7.2 — Характер добового споживання газу

вдень і зменшуючись вночі (див. рис. 7.2). Протягом дня споживання газу перевищує середню продуктивність газо-проводу (відрізок с-а на рис. 7.2), і кількість газу (а також середній тиск) у кінцевій ділянці l_k зменшується. Вночі, навпаки, газ накопичується, і середній тиск у кінцевій ділянці газопроводу зростає (відрізок часу а-в на рис. 7.2).

За умови стаціонарної продуктивності газопроводу q_{cp} двічі на добу об'єм споживання газу дорівнюватиме продуктивності q_{cp} (точки а, в, с). Режим руху газу і розподілу тиску у кінцевій ділянці в ці моменти часу можна вважати ustalеними, для них можна використовувати звичайні формули стаціонарного режиму.

Акумуляюча здатність кінцевої ділянки газопроводу дорівнює різниці максимальної (у точці в) і мінімальної кількості газу (у точці а) у ділянці, тобто визначається наближеною залежністю

$$V_{ak} = \frac{Fl_k T_0}{Z_{cp} T_{cp} P_0} (P_{cp_{max}} - P_{cp_{min}}) = B (P_{cp_{max}} - P_{cp_{min}}) l_k, \quad (7.44)$$

де F — площа поперечного перерізу труби; T_{cp} , Z_{cp} — середні значення температури і коефіцієнта стисливості газу в кінцевій ділянці; $T_0 = 293,15$ К; $P_0 = 0,1013$ МПа; $P_{cp_{max}}$, $P_{cp_{min}}$ — середні відповідно максимальний і мінімальний

тиски в кінцевій ділянці газопроводу l_k , коефіцієнт B приймається постійним $B = \frac{FT_0}{Z_{cp}T_{cp}P_0}$.

Відповідно до формул (7.44) і (4.47)

$$V_{ak} = \frac{2}{3}B \left(\frac{p_{n_{max}}^3 - p_{k_{max}}^3}{p_{n_{max}}^2 - p_{k_{max}}^2} - \frac{p_{n_{min}}^3 - p_{k_{min}}^3}{p_{n_{min}}^2 - p_{k_{min}}^2} \right) l_k, \quad (7.45)$$

де $p_{n_{max}}$ — максимальний початковий тиск, що визначається міцністю трубопроводу або можливостями останньої компресорної станції; $p_{n_{min}}$ — мінімальний кінцевий тиск, що визначається вимогами споживача.

Для стаціонарного режиму використовуємо залежність (4.25) у формі

$$p_n^2 - p_k^2 = cl, \quad (7.46)$$

де $c = \frac{q^2}{A^2}$.

Тепер відповідно для точок a і b (рис.7.2) отримаємо

$$p_{n_{max}}^2 - p_{k_{max}}^2 = p_{n_{min}}^2 - p_{k_{min}}^2 = cl_k. \quad (7.47)$$

$$p_{k_{max}} = \left(p_{n_{max}}^2 - cl_k \right)^{1/2}. \quad (7.48)$$

$$p_{n_{min}} = \left(p_{k_{min}}^2 + cl_k \right)^{1/2}. \quad (7.49)$$

Після підстановки (7.47) – (7.49) у (7.45) та відповідних скорочень одержуємо

$$V_{ak} = \frac{2B}{3c} \left[p_{n_{max}}^3 - \left(p_{n_{max}}^2 - cl_k \right)^{3/2} - \left(p_{k_{min}}^2 + cl_k \right)^{3/2} + p_{k_{min}}^3 \right]. \quad (7.50)$$

Оптимальну довжину кінцевої ділянки газопроводу, що відповідає максимальній акумулюючій здатності, знаходимо з умови $\frac{\partial V_{ak}}{\partial l_k} = 0$

$$l_{k_{opt}} = \frac{P_{n_{max}}^2 - P_{k_{min}}^2}{2c}. \quad (7.51)$$

Мінімально можлива довжина кінцевої ділянки, що відповідає нульовій акумулюючій здатності, визначається з формули (7.46)

$$l_{k_{max}} = \frac{P_{n_{max}}^2 - P_{k_{min}}^2}{c}. \quad (7.52)$$

Порівнюючи (7.51) і (7.52), зробимо висновок, що оптимальна довжина кінцевої ділянки дорівнює половині її максимальної довжини.

Максимальне значення V_{ak} одержимо після підстановки (7.51) в (7.50).

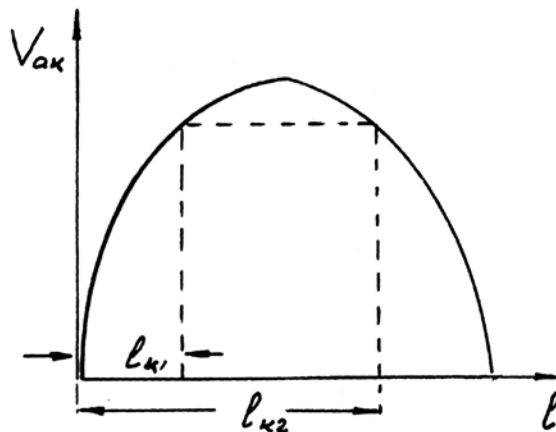


Рисунок 7.3 — Графічна залежність об'єму акумульованого газу від довжини кінцевої ділянки газопроводу

На рис.7.3 наведено графік залежності V_{ak} від довжини кінцевої ділянки згідно з формулою (7.50). З графіка видно, що для відомої величини V_{ak} існує зона можливих значень l_k (від l_{k1} до l_{k2} на рисунку), що забезпечують потрібну акумулюючу здатність кінцевої ділянки. Змінюючи довжину кінцевої ділянки l_k у припустимих межах, згідно з формулою (7.43) можливо одержати ціле число компресорних станцій або число з мінімальним заокругленням.

7.5 Розрахунок трубопроводу на міцність

У переважній більшості газопроводи будують із сталі. У незначному обсязі для малих діаметрів використовують чавун, алюміній, залізобетон, азбоцемент, пластмаси. Порівняно з іншими матеріалами сталь відрізняється високими механічними властивостями, добре зварюється, добре витримує пластичні деформації при вальцюванні та гнутті. Сталь досить економічний матеріал. Хімічна, хіміко-термічна обробка сталі, використання легуючих елементів дає змогу формувати такі її властивості, що забезпечують надійну роботу сталевих трубопроводів у будь-яких умовах їх експлуатації.

Залежно від призначення та характеристик, що гарантуються, сталеві труби загального призначення постачають за групами А, Б, В, Г і Д. Кожна група відповідає зумовленим характеристикам, що гарантуються: А — механічні властивості; Б — хімічний склад; В — механічні властивості і хімічний склад; Г — хімічний склад, контроль механічних властивостей на термічно оброблених зразках; Д — тільки міцність при випробуванні гідравлічним тиском. Для газонафтопроводів постачають безшовні гарячекатані і зварні прямошовні і рідше спіральшовні труби групи В, а також термічно оброблені труби групи Г. Для кожної з цих груп гарантується міцність при гідравлічному випробуванні.

Безшовні гарячекатані труби виробляють діаметром до 426 мм, зварні труби — від 530 мм і вище. Труби діаметром до 530 мм виготовляють із спокійних і напівспокійних вуглецевих сталей, труби більших діаметрів (до 1020 мм включно)

виготовляють із спокійних і напівспокійних низьколегованих сталей. Для труб діаметром 1220-1420 мм використовують низьколеговані сталі у термічно або термомеханічно зміцнюваному стані.

Будівельні норми висувають певні вимоги до розмірів і геометричної форми труб для магістральних газопроводів. Довжина труб, що постачають заводи, повинна бути в межах 10,5-11,6 м. Кінці труб повинні бути під прямим кутом з обробкою кромки під зварювання. Овальність кінців труб (відношення різниці між найбільшим і найменшим діаметрами в одному перерізі до номінального діаметра) не повинна перевищувати 1 %. Овальність труб товщиною 200 мм і понад не повинна перевищувати 0,8 %. Кривизна труб не повинна перевищувати 1,5 мм на 1 м довжини, а загальна кривизна — не більше 0,2 % довжини труби. Зварні з'єднання труб повинні мати однакову міцність з основним металом труби.

При розрахунку трубопроводів на міцність враховують навантаження і впливи, які мають місце при їх спорудженні, випробуванні та експлуатації. Основним навантаженням є робочий (нормативний) тиск продукту, що транспортується. При розрахунках враховують можливість збільшення цього тиску введенням коефіцієнта перевантаження [17].

Робочий тиск у газопроводі під час експлуатації змінюється. У випадках, коли виключена можливість зворотного перекачування і не передбачено у майбутньому будівництво додаткових компресорних станцій, можливо проектувати газопровід із змінною товщиною стінки. При цьому першу ділянку (а-в на рис. 7.4) розраховують на максимальний робочий тиск, другу (в-с) — на середній тиск, що встановлюється при зупинці газопроводу. Така схема розрахунку дає значну економію металу при проектуванні лінійної частини.

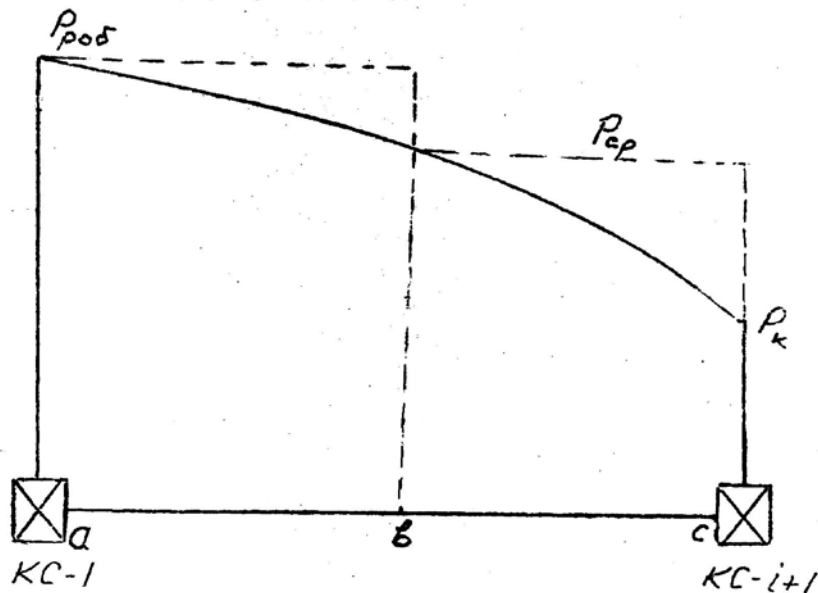


Рисунок 7.4 — Розподіл тиску на ділянці між сусідніми компресорними станціями

Під дією внутрішнього тиску в трубах виникають кільцеві розтягуючі напруження, які розраховують згідно з безмоментною теорією тонкостінних циліндричних оболонок, нехтуючи овальністю труб, оскільки остання в межах допусків, встановлених на овальність, зникає під дією внутрішнього тиску. Кільцеві розтягуючі напруження, що виникають від внутрішнього тиску, визначають за формулою

$$\sigma_k = \frac{pD}{2\delta}, \quad (7.53)$$

де p — тиск; D — внутрішній діаметр; δ — товщина стінки трубопроводу.

Внутрішній тиск у газопроводі викликає також радіальні і поздовжні напруження. Радіальні напруження не перевершують внутрішнього тиску і при розрахунках трубопроводу

на міцність не враховують. Поздовжні напруження визначають формулою

$$\sigma_{nd} = \frac{\mu \rho D}{2\delta}. \quad (7.54)$$

Якщо вісь трубопроводу прямолінійна, то за відсутності поперечних і поздовжніх переміщень $\mu = 0,3$; якщо трубопровід вільно переміщується вздовж осі $\mu = 0,5$. Для розрахунку трубопроводів на міцність і стійкість користуються поняттям температурного перепаду, який дорівнює різниці між температурою трубопроводу в процесі експлуатації і температурою трубопроводу, укладеного на дно траншеї у момент засипання його ґрунтом. Позитивний температурний перепад викликає в трубопроводі поздовжні осьові стискуючі напруження, що впливають на товщину стінки труби. При відсутності поперечних і поздовжніх переміщень температурні напруження визначають залежністю

$$\sigma_t = -E\alpha\Delta t, \quad (7.55)$$

де E — модуль пружності, Па; α — коефіцієнт лінійного розширення, $1/\text{K}$; Δt — температурний перепад.

Температурний перепад значною мірою визначає поздовжню стійкість підземного трубопроводу, що забезпечується відповідним вибором кривизни трубопроводу, глибини його залягання і баластування.

Із метою зменшення обсягів земляних робіт профіль траншеї виконують близьким до профілю земної поверхні, враховуючи можливість згину трубопроводу по профілю траншеї під дією власної маси і напружений стан трубопроводу в процесі експлуатації під дією внутрішнього тиску і температурного перепаду.

Напруження, що виникають від пружного згину трубопроводу, визначають відомою з курсу опору матеріалів формулою

$$\sigma_{cr} = \pm \frac{E D_3}{2\rho}, \quad (7.56)$$

де D_3 — зовнішній діаметр трубопроводу; ρ — радіус згину осі трубопроводу.

Сумарні поздовжні напруження з урахуванням (7.54) – (7.56)

$$\sigma_{nq} = \mu \frac{PD}{2\delta} - E\alpha\Delta t \pm \frac{ED_3}{2\rho}. \quad (7.57)$$

Зазначимо, що крім вказаних вище навантажень, на трубопровод діють тиск ґрунту, рухомі навантаження (трактори, автомобілі), деякі випадкові навантаження. При визначенні товщини стінки трубопроводу, що є метою розрахунку на міцність, ці навантаження не враховуються, оскільки зовнішні навантаження порівняно незначні, а силові дії випадкового характеру передбачити неможливо.

Товщина стінки підземного трубопроводу визначається з використанням методу розрахунку за граничним станом, в якому беруться до уваги робота матеріалу й поза межею пружності. Небезпечним у такому розрахунку вважається граничний стан, коли під дією певного навантаження, що зветься граничним (руйнуючим), конструкція виходить з ладу, змінюючи свою геометричну форму, внаслідок чого її експлуатація стає неможливою. За граничний стан, при якому експлуатація трубопроводу стає неможливою, приймають стан руйнування, тому розрахунковий опір визначають, виходячи з тимчасового опору матеріалу труб σ_e .

Умову міцності труби відповідно до формули (7.53) запишемо у формі

$$npD \leq R_1 2\delta, \quad (7.58)$$

де n — коефіцієнт надійності по навантаженню – внутрішньому робочому тиску в трубопроводі (для газопроводів $n = 1,1$); R_1 — розрахунковий опір.

Ураховуючи, що $D = D_3 - 2\delta$, одержимо з (7.58) граничне значення товщини стінки трубопроводу

$$\delta = \frac{npD_3}{2(R_1 + np)}. \quad (7.59)$$

Застосовуючи метод розрахунку за граничним станом, вводять диференційований коефіцієнт запасу, що складається з трьох коефіцієнтів, які змінюють свою величину залежно від виду навантаження, умов роботи конструкції, неоднорідності матеріалу. Згідно з діючими нормами розрахунку трубопроводів розрахунковий опір R_1 розтягу (стиснення) визначають за формулою

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (7.60)$$

де R_1^H — нормативний опір розтягу (стиснення), що приймається рівними тимчасовому опору σ_s ; m — коефіцієнт умов роботи трубопроводу (залежить від категорії трубопроводу); k_1 — коефіцієнт надійності по матеріалу (залежить від способу виготовлення і матеріалу труби); k_H — коефіцієнт надійності за призначенням трубопроводу (для газопроводів залежить від діаметра і робочого тиску). Можливі значення коефіцієнта m : 0,6; 0,75; 0,9. Для найбільш відповідальних ділянок (всередині будівель, в межах території КС, ГРС) $m = 0,6$; для звичайної лінійної частини $m = 0,9$. Можливі значення коефіцієнта k_1 : 1,34; 1,40; 1,47; 1,55. Для найбільш надійних, термічно зміцнених труб контрольованої прокатки, виготовлених двосторонньою зваркою з низьколегованих сталей, що мають мінусовий допуск по товщині стінки не більше 5 % із забезпеченням 100 відсоткового контролю листа і зварних з'єднань $k_1 = 1,34$. Для труб, виготовлених двосторонньою електродуговим зварюванням або струмом високої частоти з гарячекатаної низьколегованої або вуглецевої сталі $k_1 = 1,55$. Для коефіцієнта k_H можливі значення 1; 1,05; 1,10; 1,15. Для існуючих робочих тисків для газопроводів діаметром до 1020 мм включно $k_H = 1$, для газопроводу діаметром 1220 мм $k_H = 1,05$. Для газопроводів діаметром 1420 мм $k_H = 1,05$ (для робочих тисків до 5,4 МПа) та $k_H = 1,10$ для робочих тисків до 7,4 МПа.

За наявності поздовжніх осьових стискуючих напружень ($\sigma_{n\partial} < 0$) умову міцності труби записуємо у формі

$$npD \leq R_1 \psi_1 2\delta, \quad (7.61)$$

де ψ_1 — коефіцієнт, що враховує двохосьовий напружений стан металу труби.

Допустиме кільцеве напруження $[\sigma_k]$ у даному разі не повинно перевищувати добутку $R_1 \psi_1$, тобто у граничному випадку $[\sigma_k] = R_1 \psi_1$.

Згідно з енергетичною теорією міцності при плоскому напруженому стані

$$\left(\sigma_k^2 + \sigma_{n\partial}^2 - \sigma_k \sigma_{n\partial}\right)^{1/2} \leq R_1 \psi_1. \quad (7.62)$$

Беручи до уваги, що $\sigma_{n\partial} < 0$, для граничного випадку маємо рівність

$$\sigma_k^2 + \sigma_{n\partial}^2 + \sigma_k \sigma_{n\partial} \leq R_1^2 \psi_1^2. \quad (7.63)$$

Поділимо почленно (7.63) на R_1^2 , і враховуючи, що $\frac{\sigma_k}{R_1} = \psi_1$, одержимо

$$\psi_1^2 + \frac{\sigma_{n\partial}^2}{R_1^2} + \psi_1 \frac{\sigma_{n\partial}}{R_1} = 1. \quad (7.64)$$

Звідси

$$\psi_1 = \left(1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{n\partial}}{R_1}\right)^2\right)^{1/2} - 0,5 \frac{\sigma_{n\partial}}{R_1}. \quad (7.65)$$

Із урахуванням $D = D_3 - 2\delta$ граничне значення товщини стінки трубопроводу у випадку плоского напруженого стану одержуємо із залежності

$$\delta = \frac{npD_3}{2(R_1\psi_1 + np)}. \quad (7.66)$$

Товщину стінки, що визначається формулами (7.59), (7.66), приймають не меншою, ніж $1/140D_3$ і мінімум 4 мм для труб з умовним діаметром понад 200 мм. При цьому товщина стінки повинна задовольняти умові

$$p_e = \frac{2\delta_{min}R}{D}, \quad (7.67)$$

де p_e — тиск гідростатичного випробування труби на заводі, що виготовляє труби; δ_{min} — мінімальна товщина стінки; D — внутрішній діаметр труби; R — розрахункове напруження, що приймається 95% від межі текучості.

Одержане розрахункове значення товщини стінки труби округлюється до найближчого більшого значення, передбаченого державними стандартами або технічними умовами.

Поздовжні осьові напруження σ_{nq} визначають залежно від розрахункових навантажень та впливів із урахуванням пружно-пластичної роботи металу (див. формулу 7.57). Перевірку на міцність підземних трубопроводів у поздовжньому напрямі виконують за умовою

$$|\sigma_{nq}| \leq \psi_2 R_2. \quad (7.68)$$

Коефіцієнт ψ_2 визначається за формулою

$$\psi_2 = \left(1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_k}{R_1}\right)\right)^{1/2} - 0,5 \frac{\sigma_k}{R_1}, \quad (7.69)$$

де кільцеві напруження від розрахункового внутрішнього тиску

$$\sigma_k = \frac{npD}{2\delta_n}. \quad (7.70)$$

У залежності (7.70) δ_n — номінальна товщина стінки;
 D — внутрішній діаметр.

7.6 Контрольні запитання

1. Що таке оптимальні параметри газопроводу?
2. Які незалежні параметри приймаються в процесі проектування газопроводів?
3. Що таке метод конкуруючих варіантів в процесі проектування газопроводів?
4. Що таке техніко-економічне обґрунтування проекту магістрального газопроводу?
5. Які пункти розглядаються в техніко-економічному обґрунтуванні проекту?
6. Які основні дані вказують у завданні на проектування газопроводу?
7. Вкажіть стадії проектування газопроводу.
8. Які питання розглядають на стадії технічного проекту?
9. З яких частин складається технічний проект?
10. Опишіть стадії пошукових робіт.
11. Опишіть методику попередніх робіт по вибору траси газопроводу.
12. Опишіть методику топогеодезичних пошуків оптимальної траси газопроводу.
13. Опишіть методику інженерно-геологічних пошуків оптимальної траси газопроводу.
14. Що таке пропускна здатність газопроводу, відповідно до чинних норм технологічного проектування?
15. Яка відмінність між оцінювальною та проектною пропускною здатністю газопроводу?
16. Що таке акумулююча здатність газопроводу?

8 ПРОТИКОРОЗІЙНИЙ ЗАХИСТ ГАЗОПРОВОДІВ

У системі магістрального транспорту газу для виготовлення труб та обладнання найбільш широко застосовують вуглецеві та низьколеговані сталі. Термін роботи такого обладнання визначається ступенем захисту його від поступової самовільної руйнації при взаємодії із рідкими та газоподібними речовинами, що оточують обладнання в повітрі, воді та під землею. Таке самовільне окислення металів, що зменшує довговічність виробів називають корозією. Отже, корозія – це руйнування твердого тіла (металу), що викликане хімічними або електрохімічними процесами при взаємодії із навколишнім середовищем [18].

Середовище, в якому метал зазнає корозії, називають агресивним або корозійним. У процесі корозії утворюються продукти корозії – хімічні сполуки, що містять метал в окисленій формі.

За характером взаємодії металу з навколишнім середовищем розрізняють два основних типи корозії: хімічну та електрохімічну.

Хімічна корозія підпорядкована основним законам хімічної кінетики гетерогенних реакцій і не супроводжується виникненням та протіканням електричного струму. При цьому продукти корозії утворюються по всій поверхні металу, що контактує з агресивним середовищем. Із хімічним механізмом проходять такі види корозійних процесів:

— газова корозія — окислення металу киснем чи іншим газом при високій температурі і повній відсутності рідинної плівки на поверхні металу;

— корозія в неелектролітах — руйнування металу в рідких або газоподібних агресивних середовищах, що мають низьку електропровідність.

Електрохімічна корозія — це окислення металу в електропровідних середовищах, яка супроводжується виникненням і проходженням електричного струму. При цьому взаємодія металу з середовищем характеризується катодними і анодними процесами, що відбуваються на різних ділянках поверхні металу. Продукти корозії утворюються лише на анодних діля-

нках. Із електрохімічним характером проходженням відбуваються такі види корозійних процесів:

— корозія в електролітах — це корозія металу в рідких середовищах, що проводять електричний струм. Залежно від виду електроліту розрізняють корозію в морській або річковій воді, розчинах кислот, лугів, солей (кислотна, лужна та сольова корозія);

— ґрунтова корозія — це руйнування металу під дією ґрунтового електроліту;

— електрокорозія — корозія металевих споруд, що викликана проникненням на споруду струму витікання з рейок електрифікованого транспорту або інших промислових електроустановок;

— атмосферна корозія – корозія металів в атмосфері повітря чи іншого вологого газу;

— контактна корозія – це корозія, викликана електричним контактом двох металів, що мають різний електрохімічний потенціал;

— бактеріологічна корозія – частковий випадок ґрунтової корозії, що протікає під дією мікроорганізмів, які в результаті життєдіяльності виділяють речовини, що прискорюють корозійні процеси.

Для більшості металів, що знаходяться в атмосфері, ґрунті або воді характерна електрохімічна корозія. Однак слід відмітити наявність таких складних корозійних процесів як корозія під напруженням. Такі корозійні процеси виникають під час одночасного впливу корозійного середовища та механічних напружень у металі. Як приклад можна навести щілинну корозію (прискорення корозійного руйнування металу електролітом у вузьких щілинах та зазорах); корозійну ерозію (вид корозійного руйнування, при якому одночасно впливає корозійне середовище та тертя); корозійну кавітацію (під час одночасного корозійного та ударних впливів на метал оточуючого середовища).

Із метою пояснення процесу корозійного руйнування розглянемо таку властивість металу як термодинамічна стійкість. Для вивчення процесів корозійного руйнування слід урахувати напрямки хімічних реакцій, які виникають під час корозійних процесів. Напрямки хімічних реакцій пов'язують із величиною хімічної енергії. Хімічна енергія

обумовлена рухом електронів на електронних орбітах металів. Під час певних процесів частина цієї енергії може вивільнятися, тобто перетворюватися в інші види енергії, що супроводжується утворенням хімічних зв'язків атомів або більш міцних зв'язків, якщо у перетворенні приймають участь молекули. Особливо варто відзначити, що стабільними є такі стани речовин при яких їх енергія є найменшою. Із метою пояснення процесів корозії нагадаємо одне з основних визначень термодинаміки, що стосується напрямів проходження самовільних процесів. Процеси протікають самовільно в тому напрямку, в якому зміна вільної енергії речовини направлена в сторону її зменшення (вільна енергія – це частина енергії речовини, що перетворена у роботу у зворотному процесі). Таким чином, самовільно відбуваються ті перетворення, у результаті яких утворюються речовини з меншою хімічною енергією.

8.1 Види корозійних руйнувань

Процес корозії починається з поверхні металу та розповсюджується у глибину. При цьому змінюється зовнішній вид металу, на його поверхні утворюються виразки, плями, які заповнені продуктами корозії.

За характером корозійного руйнування металу розрізняють такі види корозії:

– суцільну - руйнування металу по всій поверхні, що перебуває під впливом корозійного середовища;

– місцеву - руйнування металу на окремих ділянках поверхні.

Суцільна корозія може бути рівномірною та нерівномірною. Рівномірна корозія протікає з однаковою швидкістю по всій поверхні металевої конструкції, а нерівномірна протікає з неоднаковою швидкістю на різних ділянках поверхні металу.

Місцева корозія може бути таких видів: плямиста, виразкова, точкова, підповерхнева, структурно-вибіркова, наскрізна, міжкристалічна, корозійне розтріскування. Наведемо коротку характеристику цих видів місцевої корозії.

Плямиста – пошкодження у вигляді окремих плям, діаметр яких більший за глибину металу, що піддався корозії.

Виразкова — корозія у вигляді окремих каверн, діаметр і глибина яких приблизно однакові (наприклад корозія вуглецевої сталі у ґрунті).

Точкова (пітінгова) корозія, корозія у вигляді окремих точок діаметром 0,1–0,2 мм значної глибини.

Підповерхнева — такий вид корозійного руйнування, який починається з поверхні і розповсюджується під поверхнею металу. Такий вид корозійного руйнування викликає розслоювання металу.

Структурно-вибіркова корозія характеризується руйнуванням, головним чином, однієї структурної складової сплаву.

Міжкристалічна – корозія, що розповсюджується на границях кристалів металу. Цей вид корозії не змінює зовнішній вигляд металу, однак призводить до швидкої втрати міцності металу.

Корозійне розтріскування характеризується утворення корозійних тріщин внаслідок втоми металу та дії постійних розтягуючих зусиль. На рисунку 8.1 зображено основні типи місцевої корозії.

Виразкова та точкова корозія найбільш небезпечні для трубопроводів та резервуарів у зв'язку з тим, що цей процес може призвести до наскрізного руйнування стінок труб та обладнання. Міжкристалічна корозія та корозійне розтріскування особливо небезпечні для обладнання, що працює тиском та несе силове навантаження.

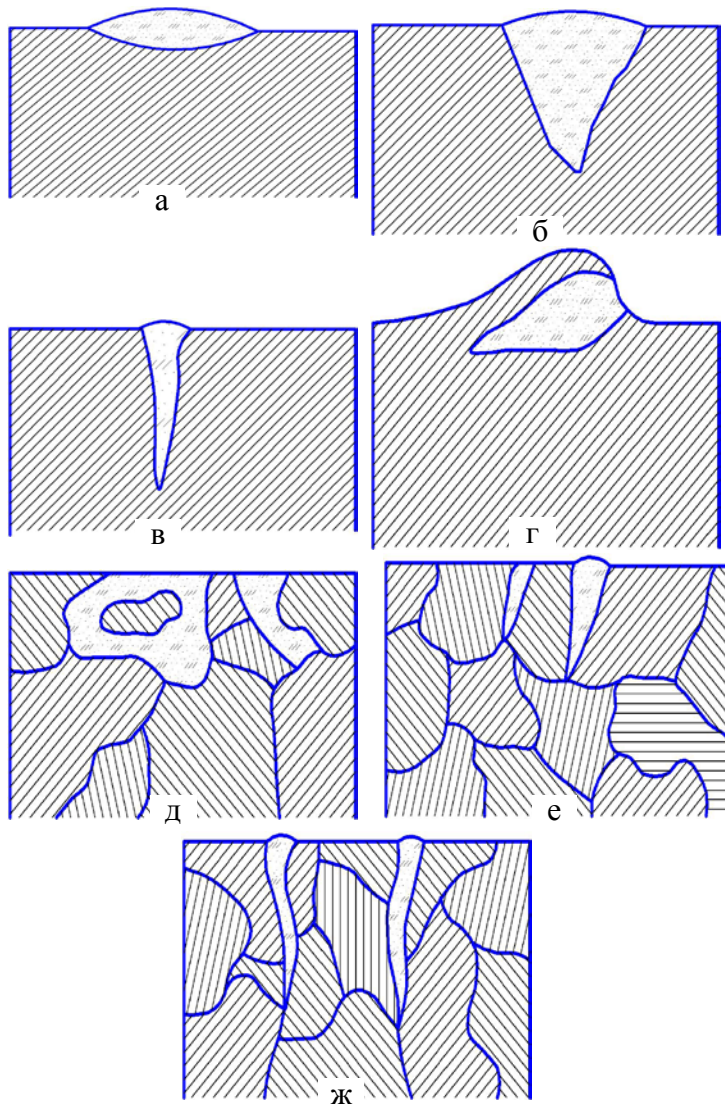


Рисунок 8.1- Основні типи місцевої корозії
а – плямиста, б – виразкова, в – точкова, г – підповерхнева, д – структурно-вибіркова, е – міжкристалічна, ж – корозійне розтріскування

8.2 Способи захисту від корозії

У зв'язку з тим, що корозія природній процес обумовлений термодинамічною нестійкістю металів в експлуатаційних умовах, терміни експлуатації виробів досить часто бувають відносно короткими. Продовжити термін експлуатації обладнання можливо в основному чотирма основними способами [21]:

1. Ізоляція поверхні металу від агресивного середовища.
2. Вплив на метал з метою підвищення його корозійної стійкості.
3. Вплив на оточуюче середовище з метою зниження її агресивності.
4. Підтримання такого енергетичного стану металу, при якому окислення його термодинамічно неможливо або сильно сповільнено.

Перший спосіб носить назву пасивного захисту. До нього відносять такі методи захисту металу:

–нанесення на поверхню металу шару хімічно інертної відносно металу та агресивного середовища речовини з високими діелектричними властивостями. Цей метод є найбільш розповсюдженим. При цьому пропонується використання різного роду покриттів (мастик, фарб, пластмас які в момент нанесення покриття знаходяться в рідкому стані, а в подальшому утворюють тверду плівку, що має міцне зчеплення (адгезію) з поверхнею металу. До цього ж методу відносять спеціальні методи прокладання трубопроводів. Як приклад можна привести прокладання трубопроводів у колекторах, при якому трубопроводи укладаються в спеціальних каналах. При цьому ізолюючим шаром є повітря між стінкою трубопроводу та колектором (укладання трубопроводів на території міст, промислових об'єктів);

–обробка металевих виробів спеціальними окислювачами, в результаті якої на поверхні утворюється шар малорозчинних продуктів корозії, наприклад, утворення на поверхні сталевих виробів нерозчинних фосфатів або окису алюмінію на виробих із алюмінієвих сплавів;

–нанесення на виріб із малостійкого металу тонкого шару іншого металу, що має меншу швидкість корозії в даному середовищі (хромування, нікелювання та інших металів);

–обробка металевих виробів розчинами окислювачів (пасиваторів) для переведення поверхневого шару металу з активного стану в пасивний, при якому різко зменшується перехід іонів металу в розчин, і тим самим знижується інтенсивність корозійного процесу.

Другий спосіб – уведення в метал компонентів, що підвищують його корозійну стійкість у даних умовах або видалення шкідливих домішок, які і прискорюють корозію. Використовується на стадії виготовлення металу шляхом його термічної і механічної обробки. Загальну теорію корозійностійкого легування запропонував М. Д. Томашов. Підвищення корозійної стійкості сплаву можливе шляхом впливу на три основні компоненти, які зумовлюють ефективність дії корозійного елемента: анодну поляризацію, катодну поляризацію і омичний опір. Уведенням різноманітних легуючих додатків у метал можна досягнути зниження його анодної і катодної активності, а також ущільнення захисної поверхневої плівки з продуктів корозії, яка дуже сповільнює корозію з омичного фактора. Таким чином були отримані нержавіючі сталі, сталі, леговані хромом, нікелем.

Третій спосіб захисту передбачає зниження агресивності середовища шляхом введення інгібіторів (сповільнювачів) корозії, які уповільнюють швидкість електрохімічних реакцій металу, який кородує, що виявляється у зміні його електродного потенціалу. Дія інгібітора зводиться до адсорбції на поверхні металу молекул або іонів інгібіторів які гальмують процес корозії. Як засоби дії на середовище може бути використано також видалення з нього агресивних компонентів (деаерація водяних розчинів, очищення повітря від домішок і його сушіння). Обробкою корозійного середовища різними отрутохімікатами досягається значне обмеження життєдіяльності мікроорганізмів, що знижує небезпеку біокорозії металів. У боротьбі з підземною корозією обробка агресивного ґрунту здійснюється для його гідрофобізації (незмочуваності водою), нейтралізації і часткової заміни на менш агресивний ґрунт або спеціальне засипання. Цей захід може бути кваліфіковано як ізоляція металу від прямої взаємодії середовища.

Четвертий спосіб захисту носить назву активний захист. До нього відносять такі методи:

– постійна катодна поляризація виробу, що експлуатується в середовищі з великою електропровідністю. Така поляризація досягається від зовнішнього джерела електричної енергії та називається **катодним захистом**. Катодна поляризація поверхні відбувається таким чином, що створюється одностороння провідність струму від джерела постійного струму через заземлювач (анод) у ґрунт до труби. При катодному захисті виробу надається такий від’ємний електричний потенціал, який виключає винос електронів із поверхні труби, при цьому окислення металу стає термодинамічно неможливе, тобто корозія не відбувається.

– катодна поляризація викликана електричним контактом виробу з металом, який має більший від’ємний електродний потенціал, наприклад, сталевий виріб та магнієва відливка. При цьому метал, в якого від’ємний електричний потенціал, більше піддається окисленню, і відповідно руйнується. Його слід періодично замінити. Цей метод називається **протекторний захист**, метал, що руйнується, називають протектором.

До цього методу слід віднести заходи щодо захисту споруди від блукаючих струмів, які ведуться за двома основними напрямками: зменшення або запобігання витоків струму з джерела та проведення спеціальних робіт на об’єкті, що захищається.

8.3 Електрохімічна корозія металів

Електрохімічна корозія – це самовільна руйнація металів у результаті електрохімічної взаємодії з рідкими електролітами (рідини, які мають електропровідність). Причина електрохімічної корозії – понижена термодинамічна стійкість більшості металів та їх прагнення переходити в іонний стан.

Із метою пояснення механізму електрохімічної корозії слід звернутися до будови металів та їх взаємодії з оточуючим середовищем. Кристалічна будова металу характеризується кристалічною ґраткою, у вузлах якої знаходяться атоми металу з послабленими внутріатомними зв'язками ядра з зовнішніми валентними (напіввільними) електронами. Перенос зарядів (електричний струм) відбувається напіввільними електронами.

За звичайних умов напіввільні електрони не можуть вийти за межі атому, однак за рахунок накладання додаткової енергії (нагрівання, електричне поле, освітлення) можуть створюватися умови для направлено виходу електронів.

Як вказувалося вище, основною вимогою для виникнення електрохімічної корозії є наявність рідкого електроліту. Основною складовою рідкого електроліту за умов транспортування газу є звичайна вода. Отже, для розуміння механізму електрохімічної корозії слід ознайомитися з найбільш розповсюдженим розчинником – водою.

Атоми водню і кисню, з яких утворені молекули води, утворюють полярні молекули, які характеризуються наявністю двох полюсів (позитивного та від'ємного). Це в свою чергу визначає наявність силового електричного поля молекул води. За умови контакту води з твердим тілом поверхневі атоми твердого тіла попадають під вплив силового поля молекул води, які завдяки їх малих розмірів проникають у кристалічну решітку твердого тіла. Така взаємодія називається гідратацією. Гідратація твердих тіл може бути настільки сильна, що зв'язки атому металу (і без того ослаблені за рахунок особливості будови металів) можуть порушуватися, і атом металу отримує можливість залишити вузол кристалічної ґратки металу та перейти у воду. Так утворюється іон-атом, який має позитивний заряд. Іон-атом, що перейшов у воду, гідратується, тобто оточується молекулами води, які орієнтуються на-

вколо нього. При цьому електрони, що залишилися в металі, є носіями від'ємного заряду.

Таким чином, біля поверхні металу утворюється подвійний електричний шар, який характеризується різницею (стрибок) потенціалів між поверхнею металу (від'ємний потенціал) та шаром розчину, що прилягає до поверхні металу (позитивний потенціал), отже при дотиканні двох електропровідних фаз, таких як метал та вода, на межі їх дотику виникає різниця (стрибок) потенціалів.

При зануренні металу в електроліт (розчин кислот, луку та солей у воді) явище виникнення різниці потенціалів проявляється ще більш відчутно. Носії зарядів різного знаку, що знаходяться у електропровідних фазах, перетинають межу фаз в неоднакових кількостях, досить часто межу можуть перетнути носії заряду виключно одного знаку. Відповідно в одній фазі утворюється надлишок позитивних зарядів, а в іншій – від'ємних. Виникає різниця потенціалів. У навколишньому середовищі такі процеси можуть проходити самовільно лише в напрямку зменшення вільної енергії.

Найбільш розповсюджений вид корозійного руйнування – корозія під дією ґрунтового електроліту. Із метою пояснення механізму корозійного руйнування розглянемо особливості будови ґрунту з точки зору корозійної активності.

Ґрунт являє собою зовнішній горизонт гірських порід товщиною, в середньому до 2 м, хоча в окремих випадках це значення сягає 5-7 метрів. Ґрунт формується за допомогою таких одночасних процесів як вивітрювання гірських порід, ґрунтоутворення, яке обумовлено головним чином діяльністю рослинних організмів.

На корозійну характеристику ґрунту основний вплив має її структура, вплив структури на корозійний процес проявляється в тому, що вона утворює твердий скелет, від якого залежить вміст вологи та газів у ґрунті. Корозія сталі перебуває у функціональній залежності від вологості.

Процес анодного розчинення заліза у вологих ґрунтах починається з переходу у ґрунтовий електроліт іон-металу, що несе позитивний заряд. У подальшому відбувається гідратування іону-атому полярними молекулами води та перетворення його у нейтральну частинку. При нестачі полярних молекул води відбувається накопичування позитивних іон-атомів

у приелектродному шарі, тобто зсув потенціалу аноду в позитивну сторону (анодна поляризація).

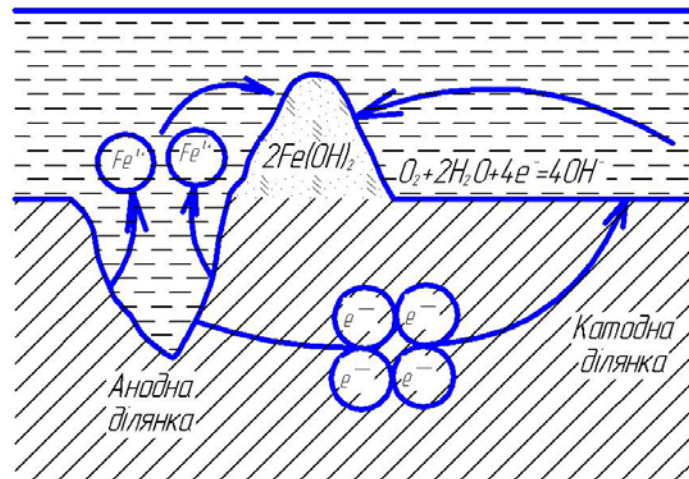


Рисунок 8.2 -Модель корозійного мікроелементу

8.4 Загальні вимоги до ізоляційних покриттів

Захист від підземної корозії, згідно з діючими нормативними документами, повинен проводитися комплексно: захисними покриттями та засобами електрохімічного захисту [19].

Результат роботи макрокорозійних елементів знижується при підвищенні омичного опору ланцюга елемента. Досить значним омичним опором є ізоляційне покриття, що відокремлює поверхню металеві споруди від ґрунтового електроліту. Крім того, поляризаційний опір катода за наявності ізоляції збільшується, а сила корозійного струму знижується, отже, захист спорудження зовнішнім струмом може бути досягнуто при менших енергозатратах. У такий спосіб зростає ефективність електрохімічного захисту.

До покриттів для ізоляції підземних трубопроводів ставлять такі вимоги:

- **суцільність**, що забезпечує надійність покриття (у противному випадку оголюється поверхня трубопроводу і виникають корозійні елементи);
- **водонепроникність**, що забезпечує неможливість насичення пір покриття ґрунтовою вологою, що усуває контакт електроліту з металом;
- **адгезія** покриття до металу — один з основних показників якості ізоляційного покриття (при порушенні адгезії знижується опірність покриття механічним впливам, а також проникненню під нього електроліту);
- **хімічна стійкість**, що забезпечує тривалу роботу покриття в умовах найбільш агресивних ґрунтів;
- **електрохімічна нейтральність** — окремі складові покриття не повинні брати участь у катодному процесі, у противному випадку це може призвести до руйнування ізоляції трубопроводу при електрохімічному захисті; механічної міцності, достатній для проведення ізоляційно-укладальних робіт по трасі трубопроводу;
- **термостійкість**, обумовлена необхідною температурою розм'якшення, що важливо для ізоляції «гарячих» трубопроводів, і температурою настання крихкості, що важливо при проведенні ізоляційних робіт у зимовий час;
- **діелектричні властивості**, що визначають опір виникненню корозійних елементів на поверхні трубопроводу і зумо-

влючоючи економічний ефект від застосування електрохімічного захисту;

- **можливість механізації** процесу нанесення ізоляційного покриття;

- **недефіцитність**;

- **економічність** (вартість покриття повинна бути в багато разів менше вартості спорудження).

За фізико-механічними та захисними властивостями покриття поділяють на класи, що наведені у таблиці Е.1 додатку Д:

- клас А – нормальне покриття;
- клас Б – посилене покриття;
- клас В – дуже посилене покриття.

За стійкістю залежносно від максимальної температури експлуатації покриття поділяють на класи:

- клас 30 – покриття має бути стійким при температурі трубопроводу до плюс 30 °С;
- клас 40 – покриття має бути стійким при температурі трубопроводу до плюс 40 °С;
- клас 50 – покриття має бути стійким при температурі трубопроводу до плюс 50 °С;
- клас ГТ – покриття має бути стійким при температурі трубопроводу понад плюс 50 °С з кроком 10 °С. Цю температуру вказують у дужках.

За стійкістю при спеціальних умовах експлуатації (дія низьких температур та ультрафіолету) покриття поділяють на класи:

- клас Н – покриття має бути придатне для експлуатації при низьких температурах - від мінус 5 °С до мінус 20 °С;
- клас ДН – покриття має бути придатне для експлуатації при температурах, нижчих мінус 20 °С. У цьому випадку мінімальна температура експлуатації покриття має погоджуватись виробником і споживачем, її вказують у дужках;
- клас УФ – покриття має бути придатне для експлуатації протягом тривалої дії ультрафіолетового випромінювання.

Вимоги до покриттів, що мають стійкість за спеціальних умов експлуатації, приведені в таблиці Е.2 додатку Е.

При застосуванні покриттів для ізоляції зварних стиків та при ремонтних роботах слід використовувати сумісні покриття. Критерій сумісності двох покриттів із різних матеріалів наступний. Адгезія між першим та другим покриттями повинна бути не нижчою, ніж адгезія першого та другого покриття до сталі. Крім того, адгезія між покриттями повинна бути не нижчою, ніж адгезія першого покриття до першого та другого покриття до другого в напустці, за умови, що по інших показниках ці покриття відповідають вимогам цього стандарту.

Конструкції захисних покриттів трубопроводів при їх підземному, підводному (із заглибленням у дно) і наземному (у насипу) прокладанні залежно від матеріалів і умов нанесення покриттів наведені в таблиці Е.3 додатку Е.

8.5 Коротка характеристика захисних покриттів

8.5.1 Полімерні ізоляційні матеріали

Ізоляційна стрічка “ПОЛІС-1” та полімерна захисна обгортка “ПОЛІС-О” розроблені та використовуються в складі комбінованих покриттів на основі бітумно-полімерних мастик та полімерних стрічок і відповідають вимогам ДСТУ 421 9-2003.

Конструкція покриття складається з чотирьох шарів, загальною товщиною не менше 4,2 мм.

1-й шар – бензино-бітумний праймер, нанесений на підготовлену поверхню сталевого трубопроводу;

2-й шар – бітумно-полімерна мастика, загальною товщиною не менше ніж 3,0 мм;

3-й шар – полімерна ізоляційна стрічка “ПОЛІС-1”, товщиною (0,5-0,6) мм;

4-й шар – захисна полімерна обгортка “ПОЛІС-О”, товщиною 0,6 мм;

Матеріали “ПОЛІС”, які виготовлені екструзійно-каландровим способом із композицій світло-стабілізованого поліетилену, мають підвищені фізико-механічні властивості, високу термостійкість, а також характеризуються відсутністю усадки в поперечному напрямку. Температура нанесення: від мінус 30°C до плюс 40°C.

Високі захисні властивості ізоляційних матеріалів із поліетилену забезпечують не тільки надійність та якість проведення протикорозійних робіт при підземній прокладці трубопроводів, а також економію матеріалів (більше 1000 м.п. в одній тонні) порівняно з ПВХ-стрічками.

Надійність та якість ізоляційних робіт при нанесенні комбінованих покриттів залежить в першу чергу від ізоляційних машин, які використовуються при цьому, якості підготовки труби та температури навколишнього середовища.

Ізоляційна термоусадкова стрічка «ЦРТ-ТС» служить для гідроізоляційного та покривного шару теплоізоляційних покриттів поелементного складання (шкарлупи, циліндри, напівциліндри), виготовлених із пінополіуретану, пінополістиролу та ін.

Стрічка виготовлена без клеєвого шару із композицій полімерів, які забезпечують високу міцність покриття після нанесення стрічки, високу ступінь усадки та надійну герметизацію елементів теплоізоляції. Ширина стрічки -120-550 мм. Товщина -0,6-1,0 мм.

Захисна стрічка наноситься на змонтовані на трубі циліндри із ППУ, прогривається жовтим полум'ям пальника, при цьому забезпечується склеювання стрічки в напустці шириною 50 %. Нанесення спеціальних праймерів та ґрунтівок не потрібне.

Стрічка, виготовлена на рулонах діаметром 250-300 мм наноситься вручну на змонтовану поверхню трубопроводу, при цьому ППУ на трубопроводі фіксуються липкою стрічкою. Навивка стрічки проводиться двома ізолювальниками, з напусткою не менш ніж 50 %. При переході на новий рулон, напустка під нанесену стрічку повинна складати не менше 100 мм. Термоусадка стрічки проводиться за допомогою пальника жовтим полум'ям, при цьому необхідно візуально контролювати повну усадку стрічки, без повітряних пузирів та складок.

Герметизація таких покриттів забезпечує проведення ремонтних робіт та реконструкцію діючих теплових трас, відновлення теплоізоляції після аварії трубопроводів та теплоізоляції зварних стиків теплопроводів при їх будівництві.

Манжета термоусадкова «ЦРТ-70». Служить для ізоляції зварних стиків трубопроводів діаметром від 57 до 1420 мм, з

заводською ізоляцією на основі екструдованого поліетилену, з температурою експлуатації до 70 °С.

Манжета являє собою двошаровий дубльований матеріал на основі радіаційно-зшитого поліетилену та термоплавкого клеєвого шару з температурою плавлення не більше 80°С. Ширина манжети – 300-500 мм. Товщина-2,0-2,5 мм. Товщина покриття після монтажу – 2,5-3,0 мм. Ступінь повної усадки в подовжньому напрямку не менше 30 %. Нанесення манжети проводиться на підготовлений зварний стик трубопроводу. Нагрівання зони ізоляції проводиться до температури не вище 80 ° С. Витрати епоксидного праймеру – не більше 120гр на 1 м².

Покриття “ЦРТ” сумісне з різними типами полімерних матеріалів, кремній-органічними емалями, поліуретановими та епоксидними смолами.

Манжети поставляються в комплекті з замковими пластинами, виготовленими на основі радіаційно-зшитого поліетилену та комплектуються епоксидним праймером.

Ступінь усадки манжет вибирається для конкретного її застосування (лінійна частина, перехід) та може складати 20-50% в подовжньому напрямку, при цьому не змінюється технологічність та якість монтажу.

Термоусадкова стрічка “ЦРТ-90” являє собою дубльований двошаровий матеріал на основі зшитого поліетилену та термоплавкого адгезиву. Висока еластичність стрічки та ступінь усадки в подовжньому напрямку (до 50 %) забезпечує використання таких матеріалів для ручної ізоляції складних криволінійних відрізків трубопроводів, відводів, переходів колін різних діаметрів.

Товщина стрічки після повної усадки-2,0-3,0 мм. Ширина 100-225 мм. Температура експлуатації – від мінус 50 °С до плюс 90 °С. Температура прогріву труби - не вище 80° С.

Стрічка використовується також для ізоляції лінійної частини трубопроводів різних діаметрів, при цьому відрізок труби зі змонтованою стрічкою прогрівається полум'ям по зовнішній поверхні стрічки. При цьому йде процес термоусадки та плавлення клеєвого шару на трубі та в напустці. Покриття за своїми характеристиками не поступається заводській ізоляції з екструдованого поліетилену.

Ремонтні матеріали “ЦРТ” виготовлені із термостійких полімерів, служать для ремонту пошкоджень заводської ізоляції на основі екструдованого поліетилену та проведення ізоляційних робіт термоусадковими манжетами та стрічками.

Ремонтна латка - це двошаровий рулонний матеріал, який складається з термостійкого полімерного шару та клеєвого адгезиву з температурою плавлення до плюс 70 °С.

Клей - розплав виготовлений із композицій сополімерів, які забезпечують високу адгезійну стійкість покриття з металом та поліетиленом, стійкість до здвигових зусиль.

Нанесення матеріалів на пошкоджену ділянку проводиться на підготовлену поверхню, прогріту до температури 80 °С. Розмір ремонтної заплати повинен бути не менш ніж 15x15 см. При наскрізних пошкодженнях покриття обов'язково необхідно нанести на металеву поверхню праймер. Матеріал перед нанесенням прогривається спочатку в наклеєному шарі латки, потім з боку основи та прокатується спеціальним валиком.

8.5.2 Ізоляційні покриття на базі бітумних мастик

Бітумні мастики являють собою суміші тугоплавкого бітуму, наповнювача і пластифікаторів.

Залежно від природи наповнювача, який використаний при їх виготовленні, можна поділити на бітумно-гумові, бітумно-полімерні і бітумно-мінеральні. Бітумні мастики рекомендується застосовувати для ізоляції сталевих трубопроводів діаметром не більше 820 мм (бітумно-полімерні до 1020 мм) із температурою продукту, що транспортується, не вище 40 °С.

Для визначення основних характеристик бітумів і бітумних мастик необхідне проведення стандартних досліджень, при яких виявляються:

- глибина проникнення (пенетрація) голки (у десятих частках міліметра), що визначає твердість бітуму і відповідає глибині занурення в бітум спеціальної сталеві голки діаметром 1,01 мм, довжиною 50,8 мм за 5 сек при навантаженні 100 гс і температурі 25° С, та виражається в десятих долях міліметра (ГОСТ 11501—73);

- температура розм'якшення t_p (у °С), що відповідає температурі, при якій сталеві кулька діаметром 9,35 мм продавлюється через бітум, що залитий у латунне кільце діаметром 15,7

мм і висотою 6,35 мм (відстань від нижньої поверхні бітумного кільця до бази приладу 25,4 мм) (ГОСТ 11503—74);

- розтяжність (дуктильність) (у см), що визначає пластичність бітуму і відповідає видовженню, що спостерігається при розтяганні проби бітуму, яка залита в спеціальну форму (температура випробовування 25 °С, швидкість розтягання 5 см/хв) (ГОСТ 11505—75).

У нафтовій і газовій промисловості для протикорозійного захисту підземних споруд застосовують бітуми нафтові, будівельні та ізоляційні для нафто- і газопроводів.

А саме:

- бітуми нафтові будівельні (ГОСТ 6617—76). Марки: БН 50/50, БН 70/30, БН 90/10;

- бітуми нафтові ізоляційні (ГОСТ 9812—74). Марки: БНИ-IV, БНИ-V, БНИЗ-IV;

Для підвищення структурної міцності і в'язкості до складу бітумів вводять спеціальні активні речовини — наповнювачі, частки яких є центрами структуроутворення і додають матеріалу визначені властивості. Розрізняють такі види наповнювачів:

- мінеральні: тонкомолоті гірські породи (доломітизований вапняк середньої щільності, асфальтовий вапняк, доломіт), азбест (мінерал, що має волокнисту структуру) 6 і 7-го сортів сухого розпушування;

- органічні: гумова крихта розміром не більш 1 мм (продукт переробки колишніх у вживанні автомобільних покришок з обмеженням вмісту текстилю до 5 % і часток металу до 0,1 %);

- полімерні: поліетилен порошкоподібний нестабілізований, поліпропілен та інші.

Численними дослідженнями встановлено, що частки мінерального наповнювача (в бітумно-мінеральній мастиці) в умовах електрохімічного захисту заряджаються негативно і виносяться на поверхню покриття, переміщаючися убік анода, тому застосування мінеральних наповнювачів при ізоляції магістральних трубопроводів обмежено.

Дуже цінною якістю бітумно-гумової мастики є її висока в'язкість у розплавленому стані, що дозволяє при необхідності наносити на трубопровід посилену ізоляцію товщиною 6 мм за один прохід ізоляційної машини. .

Бітумно-поліетиленові мастики (бітулен), створені шляхом сполучення бітуму з порошком поліетилену (4 – 5 %), мають більш високі структурно-механічні і захисні властивості, ніж бітумно-гумові і бітумно-мінеральні. Наприклад, найменша пластична в'язкість бітулена при позитивних температурах більше пластичної в'язкості бітумно-гумових мастик у 10 разів.

Уведення в бітум поліпропілену (7 %) значно поліпшує властивості мастики. Як показали дослідження, підвищуються в'язкість, пружність і теплостійкість такої мастики в порівнянні із бітумно-гумовою. При цьому в'язкість бітумно-пропіленової мастики при температурі 80—120 °С вище, ніж бітумно-гумових, у 10 разів, а при температурі 140 – 160 °С - у 100 разів. Бітумно-пропіленова мастика більш пластична при негативній температурі, її ударна міцність у 2 - 3 рази більше (при – 10 °С), ніж у бітумно-гумової, а водопоглинання складає 2,6 % у рік, тобто в 1,5 рази менше, ніж бітумно-гумової (3,9 %), у зв'язку з чим діелектричні властивості її вище.

Уведення наповнювача у вихідний бітум помітно збільшує температуру розм'якшення бітумних мастик: вона підвищується на 1,5 – 2 °С від кожного відсотка гумової крихти при масовій частці її в мастиці до 7 % і на 3 – 4 °С від кожного відсотка крихти при масовій частці її від 8 до 12 %. Уведення 30 % розмеленого вапняку підвищує температуру розм'якшення на 9 °С (0,3 °С від кожного відсотка наповнювача). У бітумно-гумову мастику можна вводити до 7 % азбесту замість 3 % гумової крихти.

Один із методів одержання ізоляційного матеріалу із заданими властивостями — це пластифікація, тобто введення в бітум речовин, хімічно не взаємодіючих з ним, але утворюючих гомогенну систему. Основне призначення пластифікаторів — підвищити пластичність ізоляційних матеріалів для нанесення їх при температурі до мінус 25 °С. Пластифікатори вважаються ефективними, якщо при введенні їх у бітум поряд із доданням мастиці пружно-пластичних властивостей спостерігається найменше зниження в'язкості і температури розм'якшення. Кращими пластифікаторами є полімерні продукти — поліізобутілен із різною відносною молекулярною масою і полідіен. Менш ефективними пластифікаторами вважаються

масло зимове (ГОСТ 610 - 72), масло трансформаторне (ГОСТ 10121 - 76), масло зелене (ГОСТ 2985 - 64), масло автотракторне (автол) марок АКЗп-6, АКЗП-10 (ГОСТ 1862 - 63).

Кількість пластифікатора, що вводиться в бітум, залежить від температури навколишнього повітря, при якій будуть застосовувати мастику: при температурі до мінус 10 °С в бітумно-гумові мастики вводять до 3 %, до мінус 15 °С - 5÷7 %, до мінус 30 °С - 7÷10 % пластифікатора (зелене масло). Пластифікатори вводять перед кінцем приготування мастики при температурі 160÷170° С.

Спостереженнями встановлено, що будь-який пластифікатор на основі нафтових олій, уведений у мастику, помітно знижує температуру розм'якшення її і підвищує penetрацію і дуктильність. Полімерні пластифікатори підвищують температуру розм'якшення, penetрацію і трохи знижують дуктильність мастик.

Ізоляцію труб починають із нанесення шару ґрунтівки. Призначення ґрунтівки, тобто першого шару ізоляції, що називають праймером,— забезпечення необхідної адгезії між металом і основним шаром бітумного покриття. Як відомо, поверхня металу має деяку шорсткість. Якщо на таку поверхню нанести гаряче бітумне покриття, то після зіткнення з більш холодним, ніж бітум, металом, воно швидко застигне і не заповнить усіх нерівностей поверхні, тобто адгезія бітуму з металом знизиться. Щоб поліпшити адгезію, на поверхню металу попередньо наносять шар ґрунтівки, що, маючи рідку консистенцію і, будучи холодною, цілком заповнює всі нерівності. На суху ґрунтівку наносять перший шар бітумної мастики, що, розплавивши шар ґрунтівки, щільно з'єднається з нею, а отже і з поверхнею металу.

Бітумні ґрунтівки виготовляють із бітуму, що розчинений у бензині в співвідношенні 1:3 за об'ємом або 1:2 зп масою. Бітумна ґрунтовка для літнього періоду має наступний склад: бітум БНИ-1У чи БНИ-У, бензин нестильований авіаційний Б-70 чи бензини автомобільні А-72 і А-76; для зимового періоду — бітум БН 50/50, БН 70/30 чи БНИ-1У, бензин нестильований авіаційний Б-70.

Термін служби бітумно-бензинової ґрунтівки після її нанесення на поверхню, що ізолюють, невеликий (10—12 днів), потім вона стає крихкою і підлягає заміні.

Бітумну мастику можуть виготовляти в заводських умовах і безпосередньо на трасі трубопроводу, що споруджується, в бітумоплавильних установках.

Ізоляційні покриття, як правило, наносять на суху ґрунтівку. В окремих випадках допускається нанесення бітумної мастики на не зовсім висохлу ґрунтівку (якщо при натисканні пальцем вона відліпає). Не допускається нанесення ізоляційних покриттів під час снігопадів, дощів, туману, сильного вітру та пилу.

Після усунення дефектів ізоляції покладений у траншею трубопровід варто засипати ґрунтом протягом робочої зміни, але не пізніше 1 доби.

Обгорткові матеріали служать в основному для надання ізоляційному покриттю підвищених протикорозійних властивостей. У залежності від властивостей розрізняють армуючі і захисні обгорткові матеріали.

Захисні обгорткові матеріали використовують для фіксування ізоляційного шару і захисту його від механічного впливу ґрунту при укладанні ізольованого трубопроводу в траншею і засипанні.

8.6 Умови застосування захисних покриттів

Покриття і комплектуючі матеріали потрібно застосовувати в діапазоні температур, передбачених НД на ці покриття і матеріали. При цьому максимально допустима температура експлуатації покриттів повинна бути не вищою за температуру, вказану в таблиці 8.3.

Захисні покриття класу В застосовують на трубопроводах діаметром 820 мм і понад, незалежно від умов прокладання, а також на всіх трубопроводах довільного діаметра, що прокладаються:

- на ділянках із високою корозійною активністю середовища;
 - у засолених ґрунтах (солончакових, солонцях та ін.);
 - у болотистих, заболочених і поливних ґрунтах, на ділянках перспективного обводнення або зрошування, на підводних переходах і в заплавах річок, а також на переходах через автомобільні шляхи і залізниці на відстані в обидві сторони від переходів згідно з НД;
 - на ділянках промислових і побутових стоків, звалищ сміття і шлаку;
 - на ділянках впливу блукаючих струмів джерел постійного струму;
 - на ділянках трубопроводу з температурою продукту, що транспортується, понад 313 К (40 °С);
 - на територіях компресорних, газорозподільних, насосних станцій, а також установок комплексної підготовки газу і нафти, і на відстані в обидва боки від них за відповідним нормативними документами (НД);
 - на перетині з різними трубопроводами, включаючи по 50 м в обидва боки від місця перетину;
 - на ділянках нафтопроводів, нафтопродуктопроводів, що прокладаються на вибраних по НД відстанях від річок, каналів, озер, водосховищ, а також від кордонів населених пунктів і промислових підприємств;
 - для транспортування зріджених вуглеводнів і аміаку.

Захисні покриття класу Б необхідно застосовувати на трубопроводах діаметром від 530 до 820 мм на ділянках середньої корозійної активності середовища.

При діаметрах труб, менших за 530 мм, на ділянках низької корозійної активності середовища допускається застосовувати покриття класу А.

Протикорозійний захист трубопроводів (крім надземних) здійснюють:

- покриттями на основі екструдованих поліолефінів, які наносять у заводських або базових умовах згідно з НД;
- покриттями на основі термореактивних або термоусадкових матеріалів, липких полімерних стрічок, полімерно-бітумних мастик, що наносять у заводських, базових чи трасових умовах відповідно до НД;
- склоемалевими покриттями, що наносять шлікерним або порошковим способами в заводських умовах.

Допускається застосовувати інші конструкції захисних покриттів, НД на які встановлює відповідність цих покриттів і матеріалів вимогам цього стандарту.

При ремонті трубопроводів з амортизацією понад 50 % допускається застосовувати покриття, аналогічні використаним раніше, в тому числі на основі липких полімерних стрічок.

Ізоляція кранових вузлів та фасонної арматури, а також зварних стиків труб із заводською або базовою ізоляцією повинна за своїми характеристиками відповідати захисному покриттю основної споруди і матеріал захисного покриття повинен бути сумісним із покриттям основної споруди.

Ізоляція місць підключення установок катодного, дренажного, протекторного захисту, перемичок, ПВ, а також відновлення захисного покриття на пошкоджених ділянках проводять за НД з урахуванням вимог цього стандарту.

Трубопроводи при надземному прокладанні захищають алюмінієвими, цинковими, лакофарбовими, склоемалевими покриттями або консистентними змазками, іншими атмосферостійкими покриттями. Вибір покриттів проводять згідно з НД залежно від умов прокладання та експлуатації трубопроводу.

Товщина покриттів з алюмінію та цинку повинна бути не менше 0,25 мм.

При прокладанні трубопроводів у захисному кожусі на переходах через залізниці, автодороги та на водних переходах кільцевий простір на торцях між кожухом і трубою повинен

бути герметизований, а трубопровід ізолюваний від кожуха за допомогою спеціальних біостійких, діелектричних прокладок.

Конструкція і матеріал ізолюючих прокладок повинні забезпечити відсутність електричного контакту між захисним кожухом і трубопроводом протягом усього періоду експлуатації.

При розташуванні трубопроводу в траншеї, що виконана у скельних ґрунтах, виконують захист покриття від механічних пошкоджень із застосуванням спеціальних матеріалів.

8.7 Електрохімічний захист газопроводів.

Всі магістральні трубопроводи, крім надземних, незалежно від умов експлуатації підлягають електрохімічному захисту (ЕХЗ). ЕХЗ трубопроводів повинен забезпечувати протягом всього періоду експлуатації захищеність по протяжності - з потенціалами за абсолютним значенням не менше мінімального і не більше максимального, а захищеність у часі – не менше 94 % на рік. При цьому перерва в роботі кожної УКЗ при проведенні регламентних і ремонтних робіт допускається не більше 72 годин на квартал, а при проведенні дослідних робіт при комплексному контролі допускається відключення ЕХЗ на термін до 10 діб на рік.

Катодна поляризація підземних трубопроводів у зоні дії блукаючих постійних струмів повинна здійснюватися таким чином, щоб забезпечувався мінімальний захисний потенціал та були відсутні анодні та знакозмінні зони.

Для кожухів на переходах через залізниці і дороги та на обсадних колонах спостережних свердловин у ґрунтах низької і середньої корозійної активності допускається застосовувати як критерій захисту катодне зміщення поляризаційного потенціалу на 100 мВ, що повинно бути підтверджено техніко-економічним обґрунтуванням і висновками експертів.

Система ЕХЗ не повинна шкідливо впливати на суміжні підземні комунікації та споруди.

Шкідливим впливом катодної поляризації на суміжні підземні комунікації вважається:

- зменшення (за абсолютною величиною) мінімального чи збільшення (за абсолютною величиною) максимального за-

хисного потенціалу на суміжній металевій підземній споруді, що має ЕХЗ;

- поява небезпеки електрокорозії на суміжній підземній металевій споруді, що раніше не потребувала захисту.

8.7.1 Катодний захист газопроводів

Суть катодного захисту підземної споруди полягає у тому, що від'ємний полюс джерела постійного струму підключають до трубопроводу, а додатний полюс до штучно створеного аноду-заземлювача.

При включенні джерела струму електрична мережа замкнеться через ґрунтовий електроліт та на оголених ділянках трубопроводу в місцях пошкодження ізоляції починається процес катодної поляризації.

Як видно зі схеми катодного захисту, електричний струм, що розтікається з анодного заземлювача в ґрунт, розходить по ньому і надходить на об'єкт, який захищається, поляризуючи його катодно. Струм збирається в точці дренажу і повертається до свого джерела (станції катодного захисту).

Зі схеми катодного захисту видно, що максимальний струм у колі катодного захисту буде в точці підключення СКЗ або в точці дренажу. По мірі віддалення від точки дренажу по обидві сторони трубопроводу сила струму зменшується.

На практиці трубопровід захищають декількома СКЗ. Ці СКЗ впливають одна на одну, що виявляється у накладанні електричних потенціалів. Такі СКЗ називають станціями скінченної довжини.

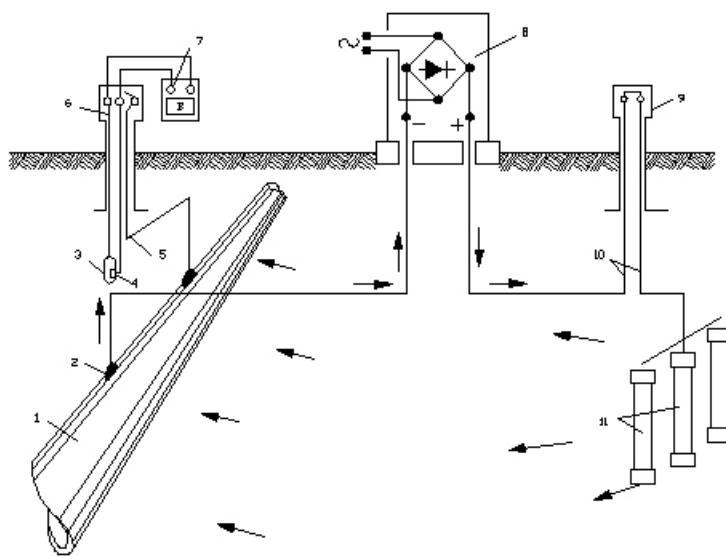


Рисунок 8.3 – Схема катодного захисту трубопроводу

При антикорозійному електрохімічному захисті підземних споруд розрізняють три значення потенціалів:

- природний потенціал металеві споруди E_{np} – тобто такий, який був до накладання електрохімічного захисту (відповідно до фактичних даних ця величина коливається від $-0,23$ до $-0,72$ В). У разі відсутності фактичних даних відповідно до ГОСТ 25812–83 значення природного потенціалу сталі в ґрунті приймають $E_{np} = -0,55$ В;

- накладений або розрахунковий потенціал E_{max} , E_{min} , який додатково накладається на споруду внаслідок дії захисту

- захисний потенціал $E_{зах\ max}$, $E_{зах\ min}$ споруди, тобто такий, що встановлюється при підключенні захисту.

Максимальний захисний потенціал - найбільший за абсолютним значенням від'ємний потенціал, який допускається нормативно-технічними документами для захисту споруди від корозії.

Мінімальний захисний потенціал - найменший за абсолютним розміром від'ємний потенціал, який необхідно забезпечити на газопроводі згідно з вимогами нормативно-технічних документів для припинення процесів корозії.

При проектуванні систем електрозахисту (ЕХЗ) необхідні початкові дані, що стосуються траси трубопроводу, підземного сховища газу або проммайданчиків, компресорних чи насосних станцій, резервуарів та інших об'єктів магістрального трубопроводу, місць розташування відгалужень, кранів, камер очисних пристроїв, надземних ділянок та типу покриття [20].

До початкових даних належить також інформація про корозійну активність ґрунтів, наявність блукаючих струмів, забрудненість промисловими відходами, поливні землі, перетини з річками, каналами, шляхами, підземними комунікаціями, лініями електропередач тощо.

Початкові дані по комунікаціях проммайданчиків повинні містити інформацію про захисне електрозаземлення обладнання, водопровідні, каналізаційні та пожежні мережі, теплопроводи.

Основними початковими даними для проектування є технічне обґрунтування застосування поляризованої чи посиленої установки, технічні умови відповідних служб власників джерел блукаючих струмів (наприклад: шляху, електрифікації, сигналізації та зв'язку залізниці) на підключення установки до джерела блукаючих постійних струмів, місце розташування та максимальний струм тягових підстанцій.

ЕХЗ від корозії трубопроводів необхідно проектувати з урахуванням систем ЕХЗ суміжних комунікацій та перспективного будівництва комунікацій.

У проекті ЕХЗ слід визначити на початковий та розрахунковий період такі параметри:

- для установок катодного захисту (УКЗ) – зону захисту, силу захисного струму, напругу на виході перетворювачів та опір розтіканню струму анодного заземлення;
- для установок дренажного захисту (УДЗ) – силу струму дренажу та опір дренажного кола;
- для установок протекторного захисту (УПЗ) – силу захисного струму та опір розтіканню струму протектора.

Таблиця 8.4 - Мінімальні (за абсолютними значеннями) захисні потенціали для різних умов прокладання та експлуатації трубопроводу

Умови прокладання та експлуатації трубопроводу	Мінімальний захисний потенціал відносно н.м.с.е., В	
	Поляризаційний	З омічною складовою
На ділянках трубопроводу з температурою продукту, що транспортується, не вище 40 °С, або які прокладені в ґрунтах з питомим електроопором понад 10 Ом·м	-0,85	-0,90
В умовах можливої мікробіологічної корозії. При небезпечному впливі блукаючих струмів. На ділянках трубопроводу з температурою продукту, що транспортується, від 40 до 60 °С На ділянках трубопроводу з питомим електроопором ґрунтів менше 10 Ом·м	- 0,95	- 1,00
На ділянках трубопроводу з температурою продукту, що транспортується, понад 60 °С до 80 °С.	- 1,00	- 1,10
На ділянках трубопроводу з температурою продукту, що транспортується, понад 80 °С	- 1,05	- 1,20

Таблиця 8.5 - Максимальні (за абсолютними значеннями) захисні потенціали для різних умов прокладання та експлуатації трубопроводу

Умови прокладання та експлуатації трубопроводу	Максимальний захисний потенціал відносно н.м.с.е., В	
	Поляризаційний	З омічною складовою
<p>На ділянках трубопроводу з температурою продукту, що транспортується, понад 60 °С, і які мають рівень ґрунтових вод вище низу труби не менше 6 місяців на рік при питомому електроопорі ґрунту менше 10 Ом·м.</p> <p>На ділянках підводного розташування трубопроводу з температурою продукту, що транспортується, понад 60 °С</p>	-1,10	- 1,50
На ділянках з іншими умовами	-1,15	- 2,50

Розташування УКЗ на лінійній частині необхідно передбачати згідно з розрахунками максимальної зони захисту на 10-й рік експлуатації, наявності джерел електропостачання, можливості під'їзду і роботи механізмів, із урахуванням розташування корозійно-небезпечних ділянок, а також поблизу підводних переходів, промислових майданчиків компресорних і перекачувальних станцій.

Відстань між УКЗ на лінійній частині визначається розрахунком, але не повинна перевищувати 50 км.

Комплексний контроль з метою визначення стану протикорозійного захисту і корозійного стану трубопроводів виконується не рідше, ніж один раз на 7 років -- для трубопроводів, що експлуатуються менше 20 років; не рідше як один раз на 5 років – для трубопроводів, що експлуатуються 20 років і понад.

Згідно з діючими нормативними документами для розрахунку електрохімічного захисту визначають електричні параметри трубопроводу, а саме:

- подовжній опір трубопроводу;
- перехідний опір трубопроводу;
- вхідний опір трубопроводу.

Для визначення електричних параметрів трубопроводу необхідно мати такі початкові дані:

- зовнішній діаметр труби;
- товщину стінки труби;
- питомий електричний опір металу труби;
- питомий електричний опір ґрунту;
- вид ізоляційного покриття (бітум, стрічкове полімерне, напилене полімерне, поліуретанове тощо) та його тип (посилене, нормальне);
- нормативне значення перехідного електроопору на початок та на десятий рік експлуатації;
- нормативний період часу, на який необхідно розрахувати електрохімічний захист (згідно з вимогами нормативних документів становить десять років);
- план розташування трубопроводів і корозійні умови середовища.

Подовжній електричний опір R_T , який характеризує опір одного метра труби, розраховують за формулою

$$R_T = \frac{\rho_T \cdot 10^7}{\pi \cdot (10^3 \cdot D - \delta) \cdot \delta} \text{ Ом/м,} \quad (8.1)$$

де ρ_T – питомий електричний опір металу труби, Ом·м;

D – зовнішній діаметр труби, м;

δ – товщина стінки труби, мм.

При відсутності в сертифікаті даних про питомий електроопір сталі, з якої виготовлено газову трубу, приймають:

– для труб з низьколегованої сталі $\rho_T = 0,230 \cdot 10^{-6}$ Ом·м;

– для труб з вуглецевої сталі $\rho_T = 0,135 \cdot 10^{-6}$ Ом·м.

Перехідний електричний опір трубопроводу R_{II} на початок експлуатації приймається згідно з вимогами державних нормативних документів.

Перехідний електричний опір трубопроводу, який змінюється під впливом часу внаслідок старіння ізоляції, через десять років після початку експлуатації приймається не нижче вимог державних нормативних документів.

Значення перехідного електричного опору трубопроводу наведені в таблиці 8.1.

Середній питомий електроопір ґрунту по трасі ρ_{zc} визначають за формулою

$$\rho_{zc} = \sqrt{\frac{L^2}{\left(\sum_1^n \frac{L_i}{\rho_i}\right)^2}} \text{ Ом·м,} \quad (8.2)$$

де L – довжина інтервалу траси трубопроводу, на якому усереднюється уявний питомий електроопір ґрунту, м;

L_i – довжина i -ої ділянки з питомим електроопором ρ_i ,

м;

n – кількість ділянок із різним питомим електроопором;

ρ_i в інтервалі усереднення.

Питомий електроопір ґрунту по трасі ρ_i розраховують за формулою

$$\rho_i = \rho_{zn} \cdot K_{\min} \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (8.3)$$

де ρ_{zn} –вимірне значення уявного питомого електроопору ґрунту в пункті вимірювання, Ом м;

K_{\min} –коефіцієнт для визначення мінімального сезонного значення питомого електроопору ґрунтів (значення приймають згідно з таблицею 8.5).

Таблиця 8.6 - Коефіцієнт K_{\min} для визначення сезонного найменшого питомого електроопору ґрунтів ρ_{zn} по трасі газопроводу при розрахунку перехідного електроопору трубопроводу

Місяць року, в якому вимірювали ρ_{zn}	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Коефіцієнт K_{\min}	0,83	0,91	1,00	0,83	0,77	0,64	0,57	0,64	0,59	0,67	0,77	0,74

Вхідний опір трубопроводу лінійної частини на ділянці одного плеча захисту катодної установки $R_{\epsilon 1}$ визначають за формулою

$$R_{\epsilon 1} = \sqrt{\frac{R_{T1} \cdot R_{n1}}{\pi \cdot D_1}} \text{ Ом}, \quad (8.4)$$

де R_{T1} - повздовжній опір трубопроводу на ділянці плеча захисту, Ом/м;

R_{n1} - перехідний опір трубопроводу на ділянці плеча захисту, Ом·м²;

D_1 - діаметр трубопроводу на ділянці плеча захисту, м.

Якщо на обох плечах зони захисту катодної установки діаметр та товщина стінки труби лінійної частини, а також електричні параметри покриття трубопроводу однакові, то еквівалентний вхідний опір трубопроводу визначають за формулою

$$R_e = 0,5 \cdot \sqrt{\frac{R_T \cdot R_n}{\pi \cdot D}} \quad (8.5)$$

Для ділянок трубопроводу, які підлягають захисту установками катодного захисту, необхідно визначити такі параметри системи електрохімічного захисту:

- максимально можливу зону захисту установки катодного захисту;
- максимальний захисний струм установки катодного захисту;
- лінійну густину струму.

Для розрахунку параметрів електрохімічного захисту треба знати:

- подовжній опір трубопроводу (з урахуванням діаметра та товщини стінки труби);
- перехідний опір ізолюваного трубопроводу (з урахуванням терміну експлуатації);
- середній питомий електроопір ґрунтів по трасі трубопроводу, визначений за результатами вимірювань із кроком не більше 100 м;
- вхідний опір трубопроводу (з урахуванням діаметра, товщини стінки труби, терміну експлуатації);
- нормативне максимальне допустиме та мінімальне значення захисного потенціалу на ділянках трубопроводу, виходячи з умов прокладання та експлуатації газопроводу.

Максимально можлива зона захисту установками катодного захисту $L_{\max}(T)$ на початковий період та на десятий рік експлуатації обумовлюється технічним завданням замовника, але не може бути меншим терміну, передбаченого державним стандартом, та визначається за формулою

$$L_{\max}(T) = \frac{2}{\sqrt{\frac{R_T \cdot \pi \cdot D}{R_n(T)}}} \cdot \ln \frac{2 \cdot \pi \cdot R_g(T) \cdot y}{K_g \frac{U_x}{U_0} [2 \cdot \pi \cdot R_g(T) \cdot y + \rho_{zc}] - \frac{2 \cdot \rho_{zc} \cdot y}{L_{\max}(T) \cdot K_g}}, \quad (8.6)$$

де R_T – подовжній електричний опір трубопроводу, Ом/м;
 D - діаметр трубопроводу, м;
 $R_n(T)$ - перехідний електричний опір на початковий період або на десятий рік експлуатації покриття Ом·м;
 $R_g(T)$ - вхідний електричний опір на початковий період або на десятий рік експлуатації покриття, Ом;
 y - відстань між трубопроводом та анодним заземленням катодної установки, м;
 K_B - коефіцієнт взаємовпливу сусідніх установок катодного захисту, дорівнює 0,5 (для одинарної установки $K_B=1$);
 U_x - зміщення різниці потенціалів "труба-земля" в точці на кінці плеча захисту, В;
 U_0 - зміщення різниці потенціалів "труба-земля" в точці дренажу, В;
 ρ_{zc} - середній питомий електроопір ґрунтів по трасі трубопроводу визначений для ділянки, що захищається установкою катодного захисту, Ом·м.

У точці дренажу зміщення різниці потенціалів U_0 від дії поля захисних струмів визначають за формулою:

$$U_0 \leq U_{\max} - U_e, \quad (8.7)$$

де U_{\max} - значення максимального допустимого потенціалу "труба-земля", В;

U_e - природний потенціал трубопроводу в ґрунті без зовнішньої поляризації (приймають згідно з вимогами нормативних документів), В.

На кінці плеча захисту зміщення різниці потенціалів від природного значення при дії поля захисних струмів розраховують за формулою

$$U_x \leq U_{\min} - U_e, \quad (8.8)$$

де U_{\min} - значення мінімального захисного потенціалу "труба-земля" для умов застосування катодного захисту, В.

Значення максимально допустимого потенціалу і мінімального захисного потенціалу приймають згідно з вимогами діючого ДСТУ 4219:2003.

Розрахунок слід провести на початковий період (через 6-10 місяців після засипання ґрунтом) та на 10-й рік експлуатації, при цьому змінюються R_n та R_g .

Відстань у між трубопроводом та анодним заземленням установки катодного захисту визначають за формулою:

$$y = l_{\min} + \sqrt{\frac{\rho_{zc} \cdot \pi \cdot D}{R_n(T) \cdot R_T \cdot K_{zm}}}, \quad (8.9)$$

де l_{\min} - мінімальна відстань, яка нормована галузевими нормами технологічного проектування, м; (не менше 200 м);

ρ_{zc} - середній питомий електроопір ґрунту по трасі трубопроводу, Ом·м;

D - діаметр труби, м;

$R_n(T)$ - перехідний електроопір трубопроводу через T років експлуатації покриття, Ом·м;

R_T - подовжній електроопір трубопроводу, Ом/м;

K_{zm} – постійна, що враховує сезонні коливання провідності ґрунтів на ділянці зони захисту, 1/Ом·м; (приймають $K_{zm} = 0,574$ 1/Ом·м).

Значення максимально можливої зони захисту визначають за формулами методом послідовного наближення; початкове значення визначають за вказаними формулами, але без останньої складової.

Максимальну захисну силу струму установки катодного захисту $I_{\max}(T)$ в системі електрозахисту через T -років із початку експлуатації покриття визначають за формулою:

$$I_{\max}(T) = \frac{U_0}{R_g(T) + \frac{\rho_{zc}}{2\pi \cdot y}}, \text{ А}, \quad (8.10)$$

де U_0 - зміщення різниці потенціалів "труба-земля" в точці дренажу, В;

$R_g(T)$ - вхідний електроопір трубопроводу через T років з початку експлуатації покриття, Ом;

ρ_{zc} - середній питомий електроопір ґрунтів на ділянці захисту установки катодного захисту, Ом·м;

y - відстань у метрах між трубою та анодним заземленням, але не менша, ніж визначено державними нормативними документами.

Розрахунок слід провести на початковий період (через 6-10 місяців після засипання ґрунтом) та на 10-й рік експлуатації, при цьому змінюються R_g .

Лінійну густину захисного струму через T -років із початку експлуатації покриття визначають за формулою

$$i(T) = \frac{I_{\max}(T)}{10^{-3} \cdot L_{\max}(T)}, \text{ А/км}, \quad (8.11)$$

де $I_{\max}(T)$ - максимальна захисна сила струму установки катодного захисту через T років із початку експлуатації, А;

$L_{\max}(T)$ - максимально можлива зона захисту СКЗ на T -й рік експлуатації, м.

Розрахунок слід провести на початковий період (через 6-10 місяців після засипання ґрунтом) та на 10-й рік експлуатації, при цьому змінюються $I_{\max}(T)$ та $L_{\max}(T)$.

8.7.2 Розрахунок анодного заземлення

Призначення анодного заземлення є подання в ґрунт струму для захисту підземної споруди. До анодного заземлення ставлять ряд вимог:

- мінімальний перехідний опір розтікання струму;
- найменші габарити;

- виготовлення з надміцного недефіцитного матеріалу;
- простота виготовлення;
- тривалість роботи протягом терміну, який забезпечує мінімальні відновлювальні роботи;
- найменша вартість.

Заземлювач може бути виготовлений із будь-якого струмопровідного матеріалу: металу, графіту, вугілля тощо. Але найбільш поширено набули заземлювачі з чорних металів особливо зі сталі. Це пояснюється тим, що в практичних умовах майже завжди можна знайти використаний чорний метал – старі труби, рейки, кутники, двотаври, та ін. Недоліком використання зазначених видів заземлювачів є порівняно швидке руйнування у ґрунтовому електrolіті. Розглянемо будову та типи анодного заземлення. Параметри типового анодного заземлення представлені в додатку Ж.

Анодні заземлення можуть бути:

- одинарні та групові (одно та багаторядні);
- підповерхневі, зосереджені або розподілені (із горизонтальним чи вертикальним розташуванням електродів);
- глибинні з розміщенням електродів у свердловині.

Матеріал та конструкцію електродів анодного заземлення вибирають з умов забезпечення нормативного терміну їх роботи та параметрів УКЗ.

Глибину розміщення електродів підповерхневого анодного заземлення необхідно передбачати з урахуванням глибини промерзання ґрунтів, але не менше 0,8 метрів від поверхні.

Падіння напруги на анодному заземленні не повинно перевищувати 50 В.

На лінійній частині трубопроводу анодні заземлення треба розташовувати на відстані, визначеній розрахунком, але не ближче 100 м від трубопроводу.

Для усунення шкідливого впливу ЕХЗ на суміжні комунікації, що не входять у систему захисту, відстань від анодного заземлення до цих суміжних комунікацій повинна бути не менше 150 м, а при товщині осадових порід 15 м або менше, розташованих на гранітах Українського щита, не менше 450 м.

Розміщення розподілених анодних заземлень на пром-майданчику необхідно передбачати на відстані не ближче 5 м від комунікацій.

Для усунення шкідливого впливу струмів УКЗ на розташовані поблизу колії неелектрифікованої залізниці необхідно розташовувати анодні заземлення на відстані, узгодженій із залізничними службами з урахуванням типу реле сигналізації, ґрунтових умов та сили струму анодів.

З метою виключення впливу гармонійних складових струму УКЗ на приймачі автоматичної сигналізації і реле колій електрифікованих залізниць не дозволяється проектувати анодне заземлення ближче 25 м від колії.

Не допускається розміщувати анодні заземлення ближче 450 м від опор (або їх заземлень) високовольтних ліній електропередач напругою 110 кВ і понад.

У таблиці 8.7 наведені рекомендації щодо вибору матеріалу анодного заземлювача залежно від питомого опору ґрунту.

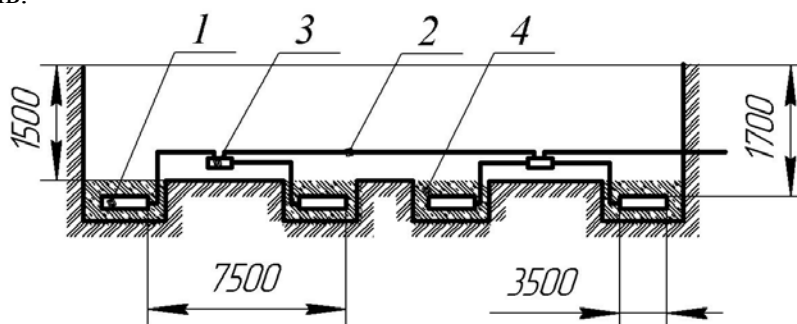
Таблиця 8.7–Рекомендації щодо вибору матеріалу анодного заземлення

Матеріал анодного заземлення	Питоми опір ґрунту, Ом·м
Чавун із високим вмістом кремнію	Менше 20
Графіт, графітізовані матеріали та графітомісткі матеріали	15÷40
Чавун із високим вмістом кремнію у коксовій засипці	15÷40
Графіт, графітізовані матеріали та графітомісткі матеріали у коксовій засипці	10÷60
Низьковуглецева сталь	Понад 40
Низьковуглецева сталь у коксовій засипці	Понад 60

Принципова схема однорядного горизонтального анодного заземлення представлена на рисунку 8.3.

За своєю будовою це найбільш проста та дешева схема анодного заземлення. Електроди анодного заземлення укладаються в траншею на глибину, яка перевищує глибину промерзання ґрунту. При цьому кожен електрод повинен укладатися у відсіпку з коксових відходів. Всі електроди приєдну-

ються до загального кабелю за допомогою контактних зажимів.



1– електрод; 2– кабель одножильний у вініловій оболонці АВВГ 1×25; 3– розгалужувальна коробка; 4– коксова засипка у прямку розміром 3000×400 мм.

Рисунок 8.3– Схема однорядного горизонтального анодного заземлення на прикладі графітоплатових електродів типу ЕГТ-2500

На рисунку 8.4 представлена схема однорядного вертикального анодного заземлення на прикладі електродів ЕГТ-2500.

Основна технічна характеристика найбільш розповсюдженого анодного заземлення приведена в додатку Ж.

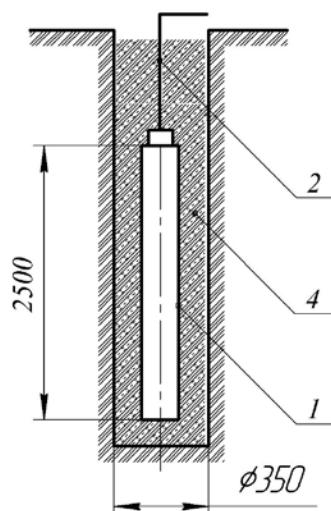
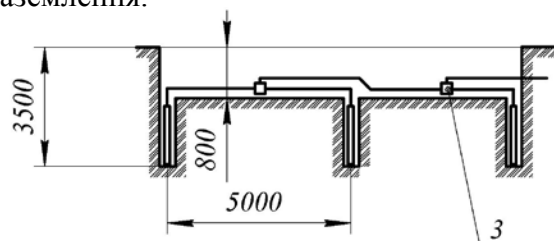
При розрахунках параметрів установки катодного захисту, що захищає ділянку лінійної частини трубопроводу, необхідно визначити:

- силу струму установки катодного захисту;
- термін працездатності анодів;
- опір розтіканню струму анодного заземлення;
- електроопір з'єднувальної лінії;
- напругу на виході перетворювача;
- потужність перетворювача по постійному струму.

Для розрахунку параметрів установки катодного захисту, розташованої на лінійній частині трубопроводу, необхідні такі дані:

- максимально можлива зона захисту на Т-й рік експлуатації покриття;
- відстані до сусідніх установок катодного захисту;
- лінійна густина захисного струму на Т-й рік експлуатації покриття;

- відстань до анодного заземлення;
- значення питомого електроопору ґрунтів на ділянці, де будуть розташовані підповерхневі анодні заземлення;
- геологічний розріз з рівнем підземних вод та значенням питомого електроопору ґрунтів до глибини, на яку передбачається розмістити електроди глибинного анодного заземлення;
- еквівалентний вхідний опір трубопроводу;
- тип та геометричні розміри електродів заземлення;
- матеріал, електрохімічний еквівалент та вага електроду анодного заземлення.



1– електрод; 2– кабель одножильний у вініловій оболонці АВВГ 1×25; 3– розгалужувальна коробка; 4– коксова засипка в свердловині
Рисунок 8.4 - Схема однорядного вертикального анодного заземлення на прикладі графітоплатових електродів типу ЕГТ-2500

Силу струму установки катодного захисту $I_{ку}(T)$ на T -й рік експлуатації покриття визначають за формулою

$$I_{ку}(T) = i(T) \cdot L_{ку}, \quad (8.12)$$

де $i(T)$ - лінійна густина струму на T -й рік експлуатації покриття (за даними розрахунку параметрів електрохімічного захисту), А/км;

$L_{ку}$ - зона захисту установки катодного захисту, що дорівнює відстані до найбільш віддаленої сусідньої катодної установки, але менше розрахованої максимально можливої зони захисту, км.

Напругу на виході перетворювача $V_{ку}(T)$ (загальні втрати у колі постійного струму катодної установки) на T -й рік експлуатації покриття визначають за формулою

$$V_{ку}(T) = I_{ку}(T) \cdot [R_l + R_{аз} + R_г(T)] B, \quad (8.13)$$

де $V_{ку}(T)$ - сила струму установки катодного захисту на T -й рік експлуатації, А;

R_l - електроопір з'єднувальної лінії катодної установки, Ом;

$R_{аз}$ - електричний опір анодного заземлення, Ом;

$R_г(T)$ - еквівалентний вхідний опір трубопроводу на T -й рік експлуатації покриття, Ом.

Розрахунок слід провести на початковий період (через 6-10 місяців після засипання ґрунтом) та на 10-й рік експлуатації.

Електричний опір з'єднувальної лінії R_l з проводу (кабелю) однієї марки та одного перерізу визначають за формулою:

$$R_l = \frac{r_1 \cdot L_l}{N_l}, \text{ Ом}, \quad (8.14)$$

де r_i - електричний опір одного кілометра однопровідної (однокабельної) лінії згідно з сертифікатом конкретної марки й перерізом проводу (кабелю), Ом/км;

L_d - довжина з'єднувальної лінії, км;

N_d , - кількість у лінії проводів (кабелів) однієї марки й перерізу.

Для розрахунків параметрів анодного заземлення необхідно знати:

- габарити електродів анодного заземлення;
- питомий електроопір матеріалу електрода;
- питомий електроопір ґрунтів;
- глибину промерзання ґрунтів для визначення заглиблення електродів;
- конструкцію анодного заземлення.

При розрахунку кількості електродів анодного заземлення приймають максимальний допустимий струм на одиницю площі електрода та втрату маси (залежно від матеріалу електрода) згідно з таблицею 8.8.

Допустимий струм на один електрод анодного заземлення визначається за залежністю

$$I_e \leq i_{es} \cdot S, \text{ A} \quad (8.15)$$

де S – площа поверхні електрода, м².

Розрахунок необхідної кількості обраних електродів анодного заземлення проводять методом послідовних наближень. У першу чергу визначають мінімально допустиму кількість електродів заземлення за залежністю:

$$n_{\min} \geq \frac{I_{ky}(T)}{I_e}, \quad (8.16)$$

де $I_{ky}(T)$ – сила струму катодної установки на десятий рік експлуатації покриття, А.

Надалі при розрахованій мінімальній кількості електродів слід визначити електричний опір анодного заземлення та порівняти з наведеними в таблиці 8.9 оптимальними значеннями опору анодного заземлення залежно від питомого опору ґрун-

ту. Якщо отримане значення електричного опору заземлення більше рекомендованого, тоді слід збільшити кількість електродів.

Таблиця 8.8 - Максимально допустимі параметри роботи електродів анодного заземлення

Матеріал електрода	Максимальний допустимий струм на одиницю площі електрода, i_{ex} , А/дм ²	Вірогідна втрата маси електрода (електрохімічний еквівалент), q_e , кг/А-рік
Сталь	0,100	10,0
Сталь в коксовій засипці	0,100	1,5
Залізокремній	0,100	0,6
Залізокремній у коксовій засипці	0,080	0,2
Графітопласт	0,040	1,0
Графітопласт у коксовій засипці	0,040	0,8
Електропровідний еластомер	0,030	0,5

Таблиця 8.9 - Рекомендовані значення електричного опору анодного заземлення в залежності від питомого опору ґрунту

Питомий електричний опір ґрунту, ρ_{2c} , Ом·м	≤ 10	11÷20	21÷100	101÷200	201÷400
Електричний опір анодного заземлення, R_{az} , Ом	$\leq 0,5$	$\leq 1,0$	$\leq 1,5$	$\leq 2,0$	$\leq 3,0$

Електричний опір однорядного анодного заземлення визначається за залежністю

$$R_{az} = \frac{R_{aze}}{n \cdot K_{ee}}, \quad (8.17)$$

де $R_{азе}$ – опір розтікання одиночного електрода заземлення;

n – кількість електродів у ряду;

$K_{ве}$ – середній коефіцієнт використання електрода в ряду.

Для багаторядного анодного заземлення загальний електричний опір розтіканню струму слід визначати за такою залежністю

$$R_{аз} = \frac{R_{азе}}{n \cdot K_{ве} \cdot m \cdot K_{ер}}, \quad (8.18)$$

де m – кількість рядів анодного заземлення;

$K_{ер}$ – коефіцієнт використання ряду багаторядного анодного заземлення.

Відповідно до вимог нормативних документів кількість рядів у багаторядному заземленні не повинна перевищувати чотирьох, а відстань між рядами повинна бути більше половини довжини ряду. Про визначення $K_{ве}$ та $K_{ер}$ буде вказано нижче.

Основна складність розрахунку параметрів анодного заземлення полягає у визначенні електричного опору розтікання одиночного електрода заземлення $R_{азе}$. Опір розтіканню струму з одиночних електродів анодного заземлення в ґрунті питомим опором $\rho_2 = 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ для типових електродів заземлення наведено в додатку К.

Загальний опір анодного заземлення, що складається з одиночного електрода, визначається за залежністю

$$R_{азе} = R_{мз} + R_{нз} + R_e, \text{ Ом}, \quad (8.19)$$

де $R_{мз}$ – електричний опір матеріалу електрода-заземлювача, Ом;

$R_{нз}$ – поляризаційний опір заземлювача, Ом;

R_e – опір розтіканню струму електрода-заземлювача, Ом.

Електричний опір матеріалу електрода визначається за формулою

$$R_{мз} = \frac{L_e \cdot \rho_e \cdot 10^6}{S_e}, \text{ Ом} \quad (8.20)$$

де L_e – довжина електрода, м;

ρ_e – питомий електричний опір матеріалу електрода (додаток Д), Ом·м;

S_e – переріз електрода, мм².

Поляризаційний опір електроду (за умов, що струм на електроді не перевищує допустимого значення I_e) визначається за залежністю:

$$R_{пз} = 0,06 \cdot R_e. \quad (8.21)$$

Розглянемо окремі найбільш розповсюджені випадки розрахунку електричного опору розтікання одиночного електрода заземлення R_e .

Електричний опір розтікання одиночного циліндричного електрода, що розміщений горизонтально (за умови, що $2t > L_e > d_e$) визначається за залежністю

$$R_e = \frac{\rho_z}{2 \cdot \pi \cdot L_e} \cdot \ln \left(\frac{L_e \cdot (4 \cdot t + L_e)}{d_e \cdot 2 \cdot t} \right), \text{ Ом} \quad (8.22)$$

де ρ_z – електроопір ґрунту в місці розташування електрода, Ом·м;

L_e – довжина електрода, м;

t – заглиблення електрода (віддаль поверхні землі до осі електрода), м;

d_e – діаметр електрода, м.

Електричний опір розтікання одиночного циліндричного електрода, що розміщений горизонтально (за умови, що $L_e \gg 4t \gg d_e$), визначається за залежністю

$$R_e = \frac{\rho_z}{2 \cdot \pi \cdot L_e} \cdot \ln \left(\frac{L_e^2}{d_e \cdot 2 \cdot t} \right), \text{ Ом.} \quad (8.23)$$

Опір розтіканню з одиничного циліндричного електрода, що розміщений горизонтально (за умови $4t > L_e$), визначається за формулою

$$R_e = \frac{\rho_z}{2 \cdot \pi \cdot L_e} \cdot \ln \left(\frac{L_e^2}{d_e} + \ln \frac{L_e^2 + \sqrt{L_e^2 + 16t^2}}{4t} \right). \quad (8.24)$$

Опір розтіканню струму одиничного циліндричного електрода з засипкою, що розміщений горизонтально (за умови $4t > L_{e3}$) визначається за формулою

$$R_e = \frac{\rho_z}{2 \cdot \pi \cdot L_e} \cdot \ln \left(\frac{L_{e3}^2}{d_{e3}} + \ln \frac{L_{e3}^2 + \sqrt{L_{e3}^2 + 16t^2}}{4t} + \frac{\rho_z}{\rho_3} \cdot \ln \frac{d_{e3}}{d_e} \right), \quad (8.25)$$

де L_{e3} – довжина електрода з засипкою, м;

d_{e3} – діаметр електрода з засипкою, м;

ρ_3 – електроопір засипки, Ом·м.

Електричний опір розтіканню одиничного циліндричного електрода, що розміщений вертикально (за умови $4t > L_e$), визначається за залежністю

$$R_e = \frac{\rho_z}{2 \cdot \pi \cdot L_e} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L_e}{d_e} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4t + L_e}{4t - L_e} \right), \text{ Ом} \quad (8.26)$$

де t – заглиблення електрода (віддаль поверхні землі до середини електрода), м.

Опір розтіканню одиничного циліндричного електрода засипкою, що розміщений вертикально (за умови $4t > L_{e3}$), визначається за залежністю:

$$R_e = \frac{\rho_z}{2 \cdot \pi \cdot L_{e3}} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L_{e3}}{d_{e3}} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4t + L_{e3}}{4t - L_{e3}} + \frac{\rho_z}{\rho_3} \cdot \ln \frac{d_{e3}}{d_e} \right), \text{ Ом} \quad (8.27)$$

Опір розтіканню струму з одиничних електродів найбільш поширених типів (для ґрунту питомим опором

$\rho_2 = 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) наведені в додатку К. Для перерахунку опору розтікання при будь-якому значенні питомого опору ґрунту використовується залежність

$$R_e = \frac{\rho_2}{10} \cdot R_{e10}, \quad (8.28)$$

де R_{e10} – опір розтікання струму за даними додатка К.

Під час розрахунку електричного опору анодного заземлення, що складається з кількох електродів (або кількох рядів електродів), слід урахувувати коефіцієнт використання електрода.

Із достатньою точністю значення коефіцієнта використання електрода в однорядному анодному заземленні можливо за допомогою номограми в додатку Л (за умов збереження геометричних параметрів однорядного заземлення). Коефіцієнт використання ряду багаторядного анодного заземлення можна визначати за допомогою номограми з додатка М.

Визначена кількість електродів анодного заземлення повина мати масу, яка забезпечує період роботи не менше нормативного.

За таких умов масу анодного заземлення, необхідну для Т-років роботи, визначають за формулою:

$$P_{роз}(T) = \frac{(I_{кy}(0) + I_{кy}(T)) \cdot q \cdot T_{аз}}{2 \cdot K_m}, \quad (8.29)$$

де $I_{кy}(0)$ – сила струму катодної установки на початок експлуатації, А;

$I_{кy}(T)$ – сила струму катодної установки на Т-й рік експлуатації, А;

q – втрата маси електрода (електрохімічний еквівалент), $\frac{\text{кг}}{\text{А} \cdot \text{рік}}$ (паспортні дані);

$T_{аз}$ – термін роботи анодного заземлення, роки;

K_m – коефіцієнт витрати маси анода (приймається $K_m = 0,70$).

Масу анодного заземлення з визначеною кількістю одиночних електродів (n) та кількості рядів (m) визначають за формулою

$$P_{аз} = p_e \cdot m \cdot n, \quad (8.30)$$

де p_e – маса одного електрода, кг (паспортні дані).

Перевіряють виконання умови:

$$P_{аз} \geq P_{роз}(T). \quad (8.31)$$

Термін працездатності анодного заземлення визначають за залежністю:

$$T_{аз} = \frac{2 \cdot P_{аз} \cdot K_m}{q \cdot (I_{ку}(0) + I_{ку}(T))}. \quad (8.32)$$

Термін працездатності анодного заземлення не може бути меншим, ніж передбачено діючими нормативними документами (10 років).

Потужність по постійному струму на виході перетворювача на T -й рік експлуатації покриття визначається за формулою:

$$W_{ку}(T) = I_{ку}(T) \cdot V_{ку}(T), \text{ Вт}. \quad (8.33)$$

Потужність по постійному струму на виході перетворювача на початок експлуатації покриття визначається за формулою:

$$W_{ку}(0) = I_{ку}(0) \cdot V_{ку}(0), \text{ Вт} \quad (8.34)$$

На підставі значення, яке розраховане за формулою (8.34), слід підібрати перетворювач струму.

8.7.3 Протекторний захист газопроводів

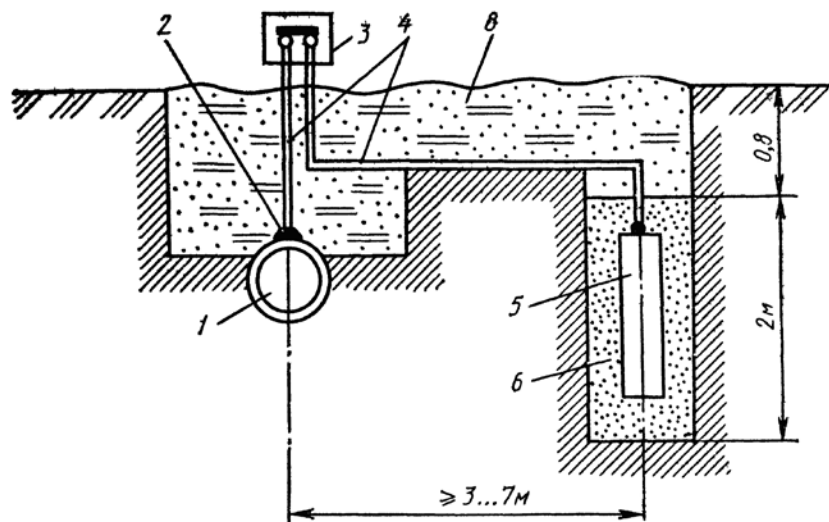
Один із найбільш поширених активних методів захисту від корозії – протекторний захист. Протекторний захист – це різновид електрохімічного захисту, який на відміну від катодного захисту, не потребує зовнішнього джерела електричного струму.

Струм для захисту споруди створюється великим гальванічним елементом, в якому роль катода відіграє металева споруда, яку захищаємо, а роль анода – більш електронегативний метал. Протекторний захист ще називають катодним захистом гальванічними анодами. При цьому додатній полюс є на поверхні, яку захищаємо, а від'ємний на аноді, що руйнується, тобто в порядку оберненому до порядку при катодному захисті зі струмом від зовнішнього джерела.

Активним матеріалом такого гальванічного елемента, який витрачається на одержання електричної енергії, є протектор. Зовнішнім ланцюгом такого елемента є сполучний провід, а електролітом – трубопровід і протектор.

Для захисту сталевих споруд можуть бути використані всі метали, розміщені в електрохімічному ряду напруги вище від заліза, тобто які мають більший електрохімічний потенціал, однак на практиці найчастіше використовують сплави на основі магнію, цинку та алюмінію.

Принципова схема протекторного захисту представлена на рисунку 8.5.



1– трубопровід, 2– контакт установки протекторного захисту з трубопроводом, 3– контрольно-вимірвальна колонка, 4– ізолюваний провід, 5– протектор, 6– активатор, 7– діод, 8– насипний ґрунт.

Рисунок 8.5 - Принципова схема установки протекторного захисту

Найбільш розповсюджені протектори типу ПМ5У, ПМ10У або ПМ20У являють собою магнієвий анод (типу ПМ5, ПМ10 або ПМ20), розміщений разом із порошкоподібним активатором у бавовняний мішок.

Аноди виготовляють із магнієвого сплаву марки МПУ або МПУ-вч (магнієвий протекторний універсальний або магнієвий протекторний високої чистоти). Усередині анода розміщена контактна сталева серцевина для підключення кабелю до протектора.

Активатор – спеціальна суміш солей, в яку занурюється протектор для підвищення ефективності його роботи.

При наявності активатора знижується власна корозія, зменшується анодна поляризація, знижується опір розтікання струму з протектора. Активатор забезпечує стабільний у часі струм у ланцюгу “протектор-трубопровід” та більш високе значення коефіцієнта корисної дії (терміну роботи протектора).

Основними компонентами активатора є гіпс, глина та епсоміт (сполука солі магнію та води) або мірабіліт (сполука солі натрію та води). Принципова будова протектора наведена на рисунку 8.6.

Протекторний захист — достатньо ефективний вид електрохімічного захисту підземних споруд, які прокладені в ґрунтах з питомим опором не більше 60 Ом·м, за таких умов:

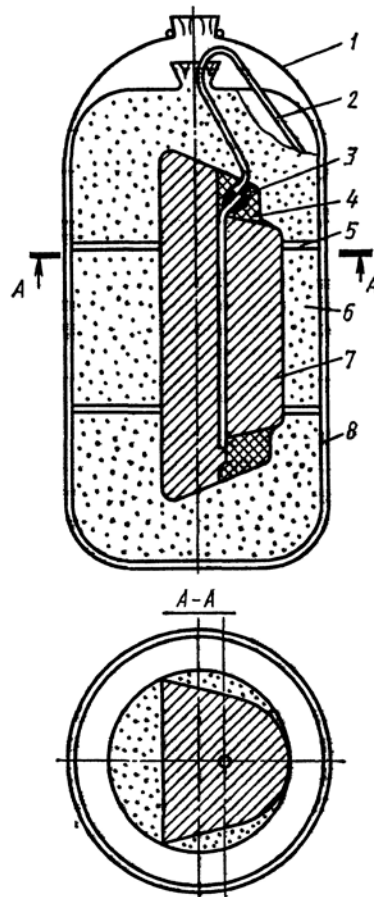
– блукаючі струми відсутні або незначні та викликають анодні або знакозмінні зміщення потенціалів підземних споруд, середні значення яких не перевищують 0,1 В;

– густина необхідного захисного струму, яка визначена розрахунковим або експериментальним шляхом для споруд, не перевищує 10 мА/м².

Дозволяється штучно знижувати питомий електричний опір ґрунту в місцях установки протекторів при виключенні шкідливого впливу на оточуюче середовище. Протяжні протектори можна застосовувати в ґрунтах із питомим електричним опором не більше 500 Ом·м.

Якщо згідно з розрахунками для захисту ділянки трубопроводу довжиною понад 1 км потрібно кілька УПЗ, відстань між ними не повинна перевищувати 500 м.

Відстань між протекторами і трубопроводом повинна бути не меншою 5 метрів. Протектори повинні розташовуватись на глибині нижче промерзання ґрунту, але не менше 0,8 м від поверхні.



1 – бавовняний мішок; 2 – ізолюваний провідник типу ПСРП; 3 – електроізолювана стрічка; 4 – бітумно-гумова мастика; 5 – фанерна шайба; 6 – активатор; 7 – магнієвий анод; 8 – бавовняний мішок.

Рисунок 8.6 - Принципова будова протектора

Під час розрахунку установки протекторного захисту (УПЗ) необхідно визначити:

- електричний опір кола установки протекторного захисту;
- силу струму в колі протектор-труба;
- довжину ділянки захисту одиночним протектором;
- кількість протекторів в установці;
- відстань між трубопроводом і протекторами;
- термін працездатності установки.

Електричний опір кола установки протекторного захисту R_{ny} визначають за формулою

$$R_{ny} = R_{np} + R_l + R_g(T), \text{ Ом}, \quad (8.35)$$

де R_{np} - опір розтіканню струму протектора, Ом;

R_l - електричний опір з'єднувальної лінії УПЗ, Ом;

$R_g(T)$ - еквівалентний вхідний електроопір трубопроводу на T -й рік експлуатації, Ом.

Електричний опір з'єднувальної лінії протектора R_l визначають за формулою (8.14).

Вхідний електроопір трубопроводу $R_g(T)$ визначають згідно з формулами (8.1), (8.4), (8.5).

Опір розтіканню струму комплектного протектора R_{np} (при вертикальному розташуванні та $L_{kn} \gg 0,5d_{kn}$ та $4t > L_{kn}$) визначають за формулою:

$$R_{np} = \frac{\rho_z}{2\pi \cdot L_{kn}} \cdot \left(\ln \frac{2L_{kn}}{d_{kn}} + 0,5 \ln \frac{4t + L_{kn}}{4t - L_{kn}} + \frac{\rho_a}{\rho_z} \ln \frac{d_{kn}}{d_n} \right), \text{ Ом}, \quad (8.36)$$

де ρ_z - електроопір ґрунту в місці розташування протектора, Ом·м;

L_{kn} - довжина комплектного протектора, м;

d_{kn} - діаметр комплектного протектора, м;

t - заглиблення протектора (відстань від поверхні землі до середини протектора), м;

ρ_a - електроопір активатора комплектного протектора, Ом·м;

d_n - діаметр протектора без активатора, м.

Опір розтіканню струму протектора без активатора R_{np} , розташованого вертикально (при умові: $4t > L_{np}$), визначають за формулою

$$R_{np} = \frac{\rho_z}{2\pi \cdot L_{np}} \cdot \left(\ln \frac{2L_{np}}{d_{np}} + 0,5 \ln \frac{4t + L_{np}}{4t - L_{np}} \right), \text{ Ом}, \quad (8.37)$$

де L_{np} - довжина протектора, м;

d_{np} - діаметр протектора, м;

t - заглиблення електрода (відстань від поверхні землі до середини електрода), м.

Опір розтіканню струму комплектного протектора R_{np} , розташованого горизонтально (при умові: $4t > L_{np}$), визначають за формулою:

$$R_{np} = \frac{\rho_z}{2\pi \cdot L_{kn}} \left(\ln \frac{2L_{kn}}{d_{kn}} + \ln \frac{L_{kn} + \sqrt{L_{kn}^2 + 16t^2}}{4t} + \frac{\rho_a}{\rho_z} \ln \frac{d_{kn}}{d_n} \right), \text{ Ом}, \quad (8.38)$$

де t - заглиблення електрода (відстань від поверхні землі до осі електрода), м;

Опір розтіканню струму протектора без активатора R_{np} , розташованого горизонтально (при умові: $4t > L_{np}$), визначають за формулою:

$$R_{np} = \frac{\rho_z}{2\pi \cdot L_{np}} \cdot \left(\ln \frac{2L_{np}}{d_{np}} + \ln \frac{L_{np} + \sqrt{L_{np}^2 + 16t^2}}{4t} \right), \text{ Ом}. \quad (8.39)$$

Силу струму I_{np} в колі “протектор-труба” визначають за формулою

$$I_{np} = \frac{U_{np} - (U_e + U_x \cdot K_H)}{R_{np}}, \text{ А}, \quad (8.40)$$

де U_{np} - природний потенціал протектора, В;
 U_e - природний потенціал "труба-земля", В;
 U_x - мінімальна накладена різниця потенціалів "труба-земля", В;
 K_n - коефіцієнт нерівномірності розподілу потенціалів "труба-земля" вздовж трубопроводу (приймають $K_n = 1,2$).
Мінімальну накладену різницю потенціалів "труба-земля" U_x розраховують за формулою

$$U_x \geq U_{\min} - U_e, \text{ В}, \quad (8.41)$$

де U_{\min} - значення мінімального захисного потенціалу "труба-земля", В;
 U_e - природний потенціал "труба-земля", В.

Максимальну довжину ділянки L_1 , що захищається на Т-й рік експлуатації покриття одним протектором, визначають за формулою

$$L_1 = \frac{I_{np} \cdot R_n(T)}{U_x \cdot K_n \cdot \pi \cdot D_m}, \quad (8.42)$$

де I_{np} - сила струму в колі "протектор - труба", А;
 $R_n(T)$ - перехідний опір трубопроводу через Т- років із початку експлуатації, Ом·м²;
 D_m - діаметр трубопроводу, м.

Кількість протекторів n (округлене до цілого більшого числа) в установці протекторного захисту визначають за формулою

$$n = \frac{L_m}{L_1 \cdot K_{en}}, \quad (8.43)$$

де L_m - довжина ділянки трубопроводу, яку необхідно захистити установкою протекторного захисту, м (при цьому $L_m < 500$ м);

L_1 - довжина ділянки трубопроводу, що захищається одним протектором, м;

$K_{ен}$ - коефіцієнт використання протектора в установці.

Якщо довжина ділянки L_m перевищує 500 метрів її розбивають на декілька ділянок, кожна з яких менше 500 м, і на кожній передбачають протекторну установку.

У груповій установці протекторного захисту необхідно визначити коефіцієнт використання протектора $K_{ен}$ залежно від кількості протекторів в установці, довжини й діаметра протекторів та відстані між центрами протекторів.

Коефіцієнт використання протектора $K_{ен}$ в протекторній установці визначають за номограмою додатка Н.

Термін працездатності протектора T_{np} розраховують за формулою:

$$T_{np} = \frac{P_{np} \cdot Q \cdot K_{ем} \cdot K_{ккд}}{I_{cp} \cdot 8760}, \text{ років}, \quad (8.44)$$

де P_{np} - маса протектора без активатора, кг;

Q - струмовіддача матеріалу протектора, А·година/кг;

$K_{ем}$ - коефіцієнт витрати маси протектора (приймають $K_{ем} = 0,85$);

$K_{ккд}$ - коефіцієнт корисної дії протектора;

I_{cp} - середня сила струму в колі "протектор-труба" за період роботи протекторної установки T_{np} , А.

Масу протектора, струмовіддачу матеріалу та коефіцієнт корисної дії протектора визначають згідно з даними сертифіката протектора. Основні технічні дані протекторів із магнієвих сплавів наведено в додатку П.

Середню силу струму протектора I_{cp} визначають за формулою

$$I_{cp} = 0,5 \cdot L_1 \cdot U_x \cdot K_n \cdot \pi \cdot D_m \cdot \frac{[R_n(0) + R_n(T)]}{R_n(0) \cdot R_n(T)}, \text{ А}, \quad (8.45)$$

де $R_n(0)$ - перехідний електроопір трубопроводу на початку експлуатації, Ом·м²;

$R_n(T)$ - перехідний електроопір трубопроводу на T-й рік експлуатації, Ом·м².

Перехідний опір трубопроводу $R_n(0)$ та $R_n(T)$ приймається згідно з вимогами діючих нормативних документів.

Оптимальну відстань L_{mn} між трубопроводом і рядом протекторів розраховують за формулою

$$L_{mn} = L_{\min} + n \cdot \sqrt{\frac{2\pi \cdot \rho_z \cdot D_m^2 \cdot \delta_m}{R_n(T)}}, \text{ м}, \quad (8.46)$$

де L_{\min} - мінімально допустима відстань від труби до протектора (приймається 5 м);

n - кількість протекторів в установці;

D_m - діаметр трубопроводу, м;

δ_m - товщина стінки труби, мм ;

8.8 Контрольні запитання

1. Що таке агресивне (корозійне) середовище?
2. Наведіть класифікацію типів корозії за характером взаємодії металу з навколишнім середовищем.
3. Що таке хімічна корозія металу?
4. Наведіть класифікацію видів хімічної корозії.
5. Що таке газова корозія?
6. Що таке корозія в неелектролітах?
7. Що таке електрохімічна корозія?
8. Наведіть класифікацію видів електрохімічної корозії.
9. Що таке корозія в електролітах?
10. Що таке ґрунтова корозія?
11. Що таке електрокорозія?
12. Що таке атмосферна корозія металу?
13. Дайте характеристику контактної корозії металу.
14. Що таке бактеріологічна корозія?

15. Дайте характеристику визначенню “корозія під напруженням”.
16. Наведіть класифікацію корозії металу за характером корозійного руйнування.
17. Що таке суцільна та місцева корозія металу?
18. Що таке рівномірна та нерівномірна суцільна корозія?
19. Наведіть класифікацію видів місцевої корозії.
20. Дайте коротку характеристику кожному з видів місцевої корозії.
21. Які види корозійного руйнування є найбільш небезпечними для трубопроводів та резервуарів?
22. Які основні способи захисту від корозії?
23. Дайте детальну характеристику пасивному захисту від корозії.
24. Які методи захисту від корозії відносять до активного захисту?
25. Що таке катодний захист?
26. Що таке протекторний захист?
27. Що таке електрохімічна корозія металів?
28. Якими способами захисту від корозії, згідно з діючими нормативними документами, слід захищати підземні споруди?
29. Наведіть вимоги до захисних покриттів для ізоляції підземних трубопроводів.
30. Наведіть класифікацію захисних покриттів за фізико-механічними та захисними властивостями покриттів.
31. Наведіть класифікацію захисних покриттів за стійкістю залежно від максимальної температури експлуатації.
32. Наведіть класифікацію захисних покриттів за стійкістю при спеціальних умовах експлуатації.
33. В яких умовах слід застосовувати захисні покриття класу В на трубопроводах?
34. Наведіть загальні вимоги до електрохімічного захисту трубопроводів.
35. В чому суть катодного захисту трубопроводу?
36. В якій точці системи ЕХС буде спостерігатися максимальний струм у колі катодного захисту?
37. Що таке станції катодного захисту скінченої та нескінченої довжини?

38. Наведіть детальну характеристику потенціалів при електрохімічному захисті підземних споруд.

39. Що таке максимальний та мінімальний захисний потенціал споруди?

40. Які вихідні дані для проектування системи катодного захисту газопроводу?

41. Які параметри слід визначати в процесі проектування установок катодного захисту трубопроводів?

42. Яка максимально допустима віддаль між установками катодного захисту?

43. З якою періодичністю слід проводити комплексний контроль протикорозійного захисту і корозійного стану трубопроводу?

44. Які принципові відмінності протекторного та катодного захисту трубопроводів?

45. Що таке протектор та активатор?

46. Яка мінімально допустима віддаль між протектором та трубопроводом?

8.9 Розрахунок параметрів установки катодного захисту

Мета розрахунку полягає у визначенні параметри системи електрохімічного захисту, а саме: максимально можливої зони захисту установки катодного захисту, максимального захисного струму установки катодного захисту та лінійної густини струму станом на десятий рік експлуатації об'єкту.

Розрахунок параметрів установки катодного захисту проведено за таких даних:

– зовнішній діаметр труби; $D_{зовн} = 1,42 \text{ м}$;

– товщина стінки труби; $\delta = 18 \text{ мм}$;

– питомий електричний опір металу труби

$\rho_m = 0,23 \cdot 10^6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

– середній питомий електричний опір ґрунту

$\rho_{гр} = 45 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

– вид ізоляційного покриття класу Б (стрічкове полімерне, ґрунтовка полімерна; стрічка ізоляційна липка);

- значення перехідного електроопору на десятий рік експлуатації трубопроводу $R_n = 3 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$;
- значення максимального допустимого потенціалу "труба-земля" $U_{\max} = -1,1 \text{ В}$;
- природний потенціал трубопроводу в ґрунті без зовнішньої поляризації $U_e = -0,55 \text{ В}$;
- значення мінімального захисного потенціалу "труба-земля" для умов застосування катодного захисту $U_{\min} = -0,9 \text{ В}$.

Визначаємо подовжній електричний опір металу труби, який характеризує опір одного метра труби за формулою (8.1)

$$R_T = \frac{0,23 \cdot 10^6 \cdot 10^7}{\pi \cdot (10^3 \cdot 1,42 - 18) \cdot 18} = 2,9011 \cdot 10^{-5} \text{ Ом/м}.$$

Визначаємо вхідний опір трубопроводу лінійної частини за умови, що на обох плечах зони захисту катодної установки діаметр та товщина стінки труби лінійної частини, а також електричні параметри покриття трубопроводу однакові за формулою (8.5)

$$R_g = 0,5 \cdot \sqrt{\frac{2,9011 \cdot 10^{-5} \cdot 3 \cdot 10^4}{3,1415 \cdot 1,42}} = 0,22 \text{ Ом/м}.$$

Визначаємо зміщення різниці потенціалів U_o від дії поля захисних струмів для умов точки дренування за формулою (8.7)

$$U_o = -1,1 - (-0,55) = -0,55 \text{ В}.$$

Визначаємо зміщення різниці потенціалів від природного значення при дії поля захисних струмів на кінці плеча захисту за формулою (8.8)

$$U_x = -0,9 - (-0,55) = -0,35 \text{ В}.$$

Визначаємо відстань y між трубопроводом та анодним заземленням установки катодного захисту за формулою (8.9)

$$y = 200 + \sqrt{\frac{45 \cdot 3,1415 \cdot 1,42}{3 \cdot 10^{-4} \cdot 2,9011 \cdot 10^{-5} \cdot 0,574}} = 220,0 \text{ м.}$$

Визначаємо максимально можливу зону захисту установками катодного захисту за формулою (8.6) методом послідовних наближень. В першому наближенні приймаємо рівний нулю доданок $\frac{2 \cdot \rho_{zc} \cdot y}{L_{\max}(T) \cdot K_e}$. Отже, в першому наближенні зона захисту установки катодного захисту становить:

$$L_{\max} = \frac{2}{\sqrt{\frac{2,9011 \cdot 10^{-5} \cdot 3,1415 \cdot 1,42}{3 \cdot 10^4}}} \times \\ \times \ln \frac{2 \cdot 3,1415 \cdot 0,22 \cdot 220}{0,5 \cdot \frac{-0,35}{-0,55} \cdot [2 \cdot 3,1415 \cdot 0,22 \cdot 220 + 45]} = 30667,4 \text{ м.}$$

Для другого наближення застосуємо формулу (8.6) в повному обсязі.

$$L_{\max} = \frac{2}{\sqrt{\frac{2,9011 \cdot 10^{-5} \cdot 3,1415 \cdot 1,42}{3 \cdot 10^4}}} \cdot \\ \cdot \ln \frac{2 \cdot 3,1415 \cdot 0,22 \cdot 220}{0,5 \cdot \frac{-0,35}{-0,55} \cdot [2 \cdot 3,1415 \cdot 0,22 \cdot 220 + 45]} - \frac{2 \cdot 45 \cdot 220}{30667,1 \cdot 0,5} = 31023,4 \text{ м.}$$

Для остаточного визначення повторимо розрахунок зони захисту установки катодного захисту в третьому наближенні

$$L_{\max} = \frac{2}{\sqrt{\frac{2,9011 \cdot 10^{-5} \cdot 3,1415 \cdot 1,42}{3 \cdot 10^4}}} \times$$

$$\times \ln \frac{2 \cdot 3,1415 \cdot 0,22 \cdot 220}{0,5 \cdot \frac{-0,35}{-0,55} \cdot [2 \cdot 3,1415 \cdot 0,22 \cdot 220 + 45]} - \frac{2 \cdot 45 \cdot 220}{31023,4 \cdot 0,5} = 31019,3 \text{ м.}$$

У зв'язку із необхідністю досягнути більш точних результатів повторимо розрахунок

$$L_{\max} = \frac{2}{\sqrt{\frac{2,9011 \cdot 10^{-5} \cdot 3,1415 \cdot 1,42}{3 \cdot 10^4}}} \times$$

$$\times \ln \frac{2 \cdot 3,1415 \cdot 0,22 \cdot 220}{0,5 \cdot \frac{-0,35}{-0,55} \cdot [2 \cdot 3,1415 \cdot 0,22 \cdot 220 + 45]} - \frac{2 \cdot 45 \cdot 220}{31019,3 \cdot 0,5} = 31019,31 \text{ м.}$$

Досягнута бажана точність, зона захисту установки катодного захисту становить 31,01 км.

Визначаємо максимальну захисну силу струму установки катодного захисту в системі електрохімзахисту за формулою (8.10)

$$I_{\max}(T) = \frac{0,55}{0,22 + \frac{45}{2 \cdot 3,1415 \cdot 220,0}} = 2,171 \text{ А.}$$

Визначаємо лінійну густину захисного струму за формулою (8.11)

$$i = \frac{2,171}{10^{-3} \cdot 31093,31} = 0,07 \text{ А/км.}$$

Розрахунок параметрів установки катодного захисту завершено.

ПЕРЕЛІК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы. Часть I. Газопроводы. ОНТП 51-1-85. –М.: Мингазпром, 1985.– 95с.
2. Магистральные газопроводы / Госстрой СССР: СНиП 2.05.06-85. –М.: ЦИТЛ Гостстроя СССР, 1985.– 52с.
3. E. Shashi Menon. Gas pipeline hydraulics./ E. Shashi Menon. ISBN 0-8493-2785-7.– Published in 2005 by CRC Press Taylor & Francis Group, 2005.–399 p.
4. W.E. McAllister. Pipeline rules of thumb handbook: quick and accurate solutions to your everyday pipeline problems / W.E. McAllister, editor—5th ed, Rev. ed. of: Pipe line rules of thumb handbook. 4th ed. 1998. ISBN 0-7506-7471-7.– Gulf Professional Publishing is an imprint of Butterworth–Heinemann, 2002.–632 p.
5. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа / [Катц Д. Л., Корнелл Д., Кобаяши Р., Поеттманн Ф. Х., Вери Дж. А. и др.], перевод с английского под ред. Коротаева Ю. П., Пономарева Г. В. –М.: Недра, 1965. – 678 с.
6. Газы горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. Технічні вимоги. ТУ У 320. 00158764.007-95 /Взамін ОСТ 51.40-83/. – [Чинні від 01.01.1996]. – Харків: УкрНИИгаз, 1996.– 10с.
7. Требования к природным газам для коммунально-бытового назначения: ГОСТ 5542-87. –М.: ИПК Издательство стандартов, 2000.– 10 с.
8. Белоусов В. Д., Блейхер Э. М., Немудрое А. Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Под общей ред. проф. Юфина В. А.. - М.: Недра, 1978. -407с.
9. Трубопроводный транспорт нефти и газа: Учеб. для вузов. 2-е изд., перераб. и доп / [Алиев Р. А., Белоусов В. Д., Немудрой А. Г.и др]. –М. :Недра, 1988. –368 с.
10. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов /[Дерцакян А. К., Шпотаковский М. В., Волков В. Г. и др.] ; под ред. Дерцакяна А. К.– Л.: Недра, 1977. –519 с.

11. Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций / [Б. П. Поршаков, А. С. Лопатин, А. М. Назарьина, А. С. Рябченко]. –М.: Недра, 1992. –207 с.
12. Поршаков Б. П. Газотурбинные установки: Учебник для вузов / Поршаков Б. П.–М.: Недра, 1992. –216 с.
13. Ревзин Б. С. Газотурбинные установки с нагнетателем для транспорта газа / Ревзин Б. С., Ларионов И. Д. –М.: Недра, 1991. –303 с.
14. Седых З. С. Эксплуатация газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом /Седых З. С. –М.: Недра, 1990.–205 с.
15. Чарный И. А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах / Чарный И. А. –М.: Недра, 1975.– 136 с.
16. Галиуллин З. Г. Интенсификация магистрального транспорта газа / Галиуллин З. Г., Леонтьев Е. В.– М.: Недра, 1991.–272 с.
17. Айнбиндер А. Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. Справочное пособие / Айнбиндер А. Б., Камерштейн А. Г. –М.: Недра, 1982. –341 с.
18. Защита от коррозии, старения и биоповреждений машин, оборудования и сооружения: Справочник: в 2 т. Т.1/ Под ред. А. А. Герасименко. –М.: Машиностроение, 1987.–688 с.
19. Трубопроводи сталеві магістральні. Загальні вимоги до захисту від корозії. ДСТУ 4219:2003. –Київ: Державний комітет України з питань технічного регулювання та споживчої політики, 2003.– 70 с.
20. Магістральні газопроводи Розрахунок електрохімічного захисту. Стандарт підприємства СТП 320.30019801.072. [Затверджено і введено в дію наказом від 07.05.2003 р. №139]. –Київ.: ДК "Укртрансгаз", 2003.–65с.
21. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров. [Е. И. Дизенко, В. Ф. Новоселов, И. И. Тугунов, В.А. Юфин]. –М.: Недра, 1978.– 157 с.

Додаток А
Категорії магістральних газопроводів та
ділянок магістральних газопроводів

Таблиця А.1 – Категорії магістральних газопроводів

Назначение трубопровода	Категория трубопровода при прокладке	
	подземной	наземной и надземной
Для транспортирования природного газа:		
а) диаметром менее 1200 мм	IV	III
б) диаметром 1200 мм и более	III	III
в) в северной строительной-климатической зоне	III	III

Таблиця А.2 – Категорії ділянок магістральних газопроводів

Назначение участков трубопроводов	Категория участков при прокладке газопроводов		
	подземной	наземной	надземной
1. Переходы через водные преграды:			
а) судоходные — в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметре трубопровода, мм:			
1000 и более	I	-	I
менее 1000	I	-	I
б) несудоходные шириной зеркала воды в межень 25 м и более — в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды) при диаметре			

Продовження таблиці А.2 Назначение участков трубопроводов	Категория участков при прокладке газопроводов		
	подземной	наземной	надземной
трубопровода, мм:			
1000 и более	I	-	I
менее 1000	I	-	I
в) несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 м— в русловой части, оросительные и деривационные каналы	I	-	II
г) горные потоки (реки)	I	-	II
д) поймы рек по горизонту высоких вод 10%-ной обеспе- ченности при диаметре трубопровода, мм:			
700 и более	I	-	II
менее 700	II	-	II
е) участки протяженностью 1000 м от границ горизонта вы- соких вод 10%-ной обеспеченности	-	-	-
2. Переходы через болота типа:			
а) I	III	III	III
б) II	II	III	III
в) III	I	II	II
3. Переходы через железные и автомобильные дороги (на перего- нах):			
а) железные дороги общей сети, включая участки длиной 40 м каждый по обе стороны дороги от осей крайних путей, но не менее 25 м от подошвы насыпи земляного полотна дороги	I	-	I
б) подъездные железные дороги промышленных предприя- тий, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги	I	-	II

Продовження таблиці А.2 Назначение участков трубопроводов	Категория участков при прокладке газопроводов		
	подземной	наземной	надземной
от осей крайних путей			
в) автомобильные дороги I и II категорий, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	I	-	I
г) автомобильные дороги II, III-п, IV, IV-п категорий, включая участки длиной 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	I	-	I
д) автомобильные дороги V категории, включая участки длиной 15м по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна	III	-	III
е) участки трубопроводов в пределах расстояний, указанных в табл. 4, примыкающие к переходам:			
через все железные дороги и автомобильные дороги I и II категорий	II	II	II
через автомобильные дороги III, III-п, IV, IV-п и V категорий	III	III	III
4. Трубопроводы в горной местности при укладке:	III	III	-
а) на полках	-	I	I
б) в тоннелях	-	I	I
5. Трубопроводы, прокладываемые в слабосвязанных барханных песках в условиях пустынь	III	III	III
6. Трубопроводы, прокладываемые по поливным и орошаемым землям:			
а) хлопковых и рисовых плантаций	II	-	-

Продовження таблиці А.2 Назначение участков трубопроводов	Категория участков при прокладке газопроводов		
	подземной	наземной	надземной
б) прочих сельскохозяйственных культур	III	-	-
7. Трубопроводы, прокладываемые по территории распространения вечномерзлых грунтов, имеющих при оттаивании относительную осадку свыше 0,1	II	II	II
8. Переходы через селевые потоки, конуса выносов и солончаквые грунты	II	-	II
9*. Узлы установки линейной арматуры(за исключением участков категорий В и I)	II	II	II
10. Газопроводы на длине 250 м от линейной запорной арматуры и гребенок подводных переходов (за исключением участков категории В и I)	II	II	II
11.Трубопроводы на длине 100 м от границ примыкающих участков II категории, приведенных в поз. 3 e	III	III	III
12.Трубопроводы, примыкающие к территориям СПХГ, установок очистки и осушки газа, головных сооружений со стороны коллекторов и трубопроводов в пределах расстояний, указанных в поз.5 табл. 4	I	-	I
13.Межпромысловые коллекторы	II	II	II
14.Узлы пуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов длиной 100 м, примыкающие к ним	I	I	I
15.Трубопроводы в пределах территорий ПРГ линейной части газопроводов	В	В	В
16*.Трубопроводы, расположенные внутри зданий и в пределах	В	В	В

Продовження таблиці А.2 , частков трубопроводов	Категория участков при прокладке газопроводов		
	подземной	наземной	надземной
территорий КС, ПРГ, СПХГ, ДКС, ГРС, НПС, УЗРГ, включая трубопроводы топливного и пускового газа			
17*. Узлы подключения в газопровод, участки между охранными кранами, всасывающие и нагнетательные газопроводы КС, СПХГ, УКПГ, УППГ, ДКС (шлейфы) и головных сооружений, а также газопроводы собственных нужд от узла подключения до ограждения территории указанных сооружений	I	I	I
18. Газопроводы, примыкающие к ГРС в пределах расстояний, указанных в поз. 8 табл. 4, а также участки за охранными кранами длиной 250 м	II	II	II
19. Трубопроводы, примыкающие к секущему крану УЗРГ и ПРГ, длиной 250 м в обе стороны	I	I	I
20. Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтепродуктопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами и т.п.) в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации	II	-	-
21. Пересечения с коммуникациями, приведенными в поз. 20, и между собой многониточных магистральных газопроводов диаметром свыше 1000 мм и давлением 7,5 МПа (75 кгс/см ²) и более нефтепроводов диаметром свыше 700 мм в пределах 100 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации	I	-	-
22. Пересечения (в обе стороны) в пределах расстояний, указанных в поз. 12 табл. 4*, с воздушными линиями электропередачи напря-			

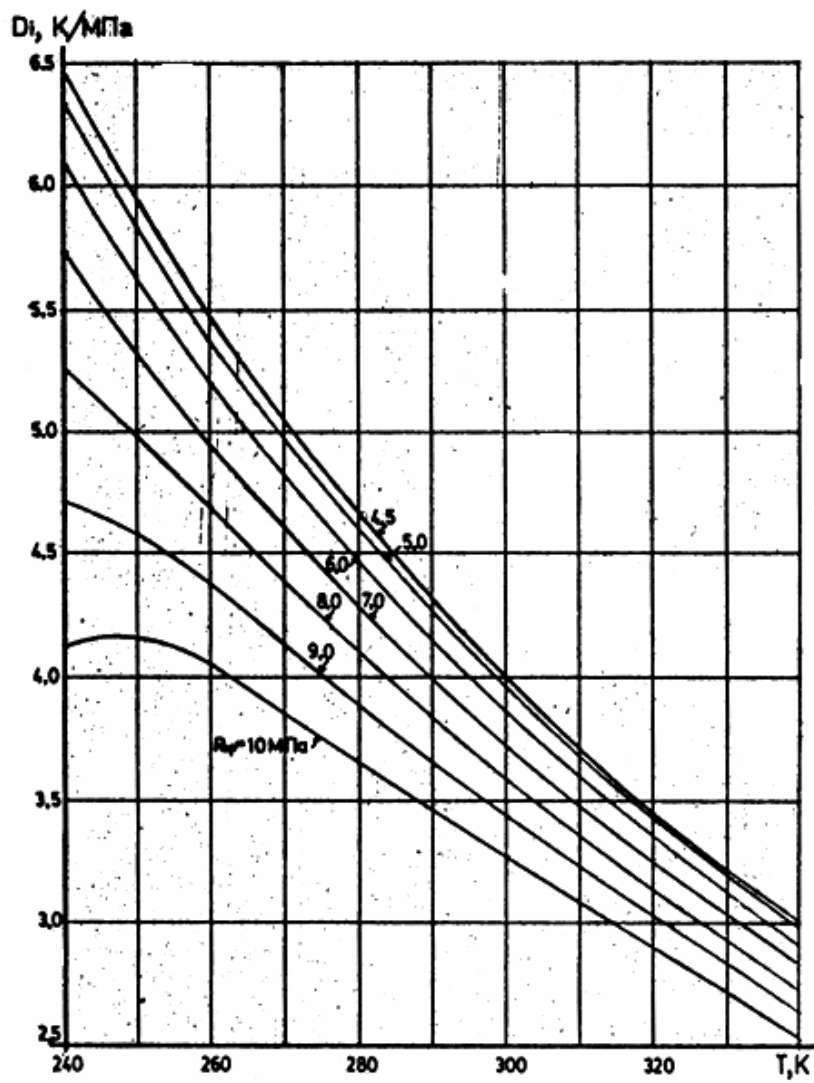
Продовження таблиці А.2.1, частков трубопроводов	Категория участков при прокладке газопроводов		
	подземной	наземной	надземной
жением, кВ: а) 500 и более б) от 330 до 500 в) до 330	I II III	I II III	I II III
23. Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям	II	II	II
24. Переходы через овраги, балки, рвы и пересыхающие ручьи	III	III	III
25. Нефтепроводы и нефтепродуктопроводы, прокладываемые вдоль рек шириной зеркала воды в межень 25 м и более, каналов, озер и других водоемов, имеющих рыбохозяйственное значение, выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии от них до 300 м при диаметре труб 700 мм и менее; до 500 м при диаметре труб до 1000 мм включ.; до 1000 м при диаметре труб свыше 1000 мм	-	-	-
26*. Газопроводы, нефте- и нефтепродуктопроводы, прокладываемые в одном техническом коридоре, в местах расположения УЗРГ, ПРГ, узлов установки линейной запорной арматуры, пуска и приема очистных устройств, узлов подключения КС, УКПГ, УППГ, СПХГ, ДКС, ГС в трубопровод в пределах расстояний, указанных в поз. 9, 10, 14, 15, 17 и 19, а от узлов подключения КС в трубопровод в пределах 250 м по обе стороны от них	II	II	II

¹ II — для диаметра 700 мм и более, III — для диаметра до 700 мм

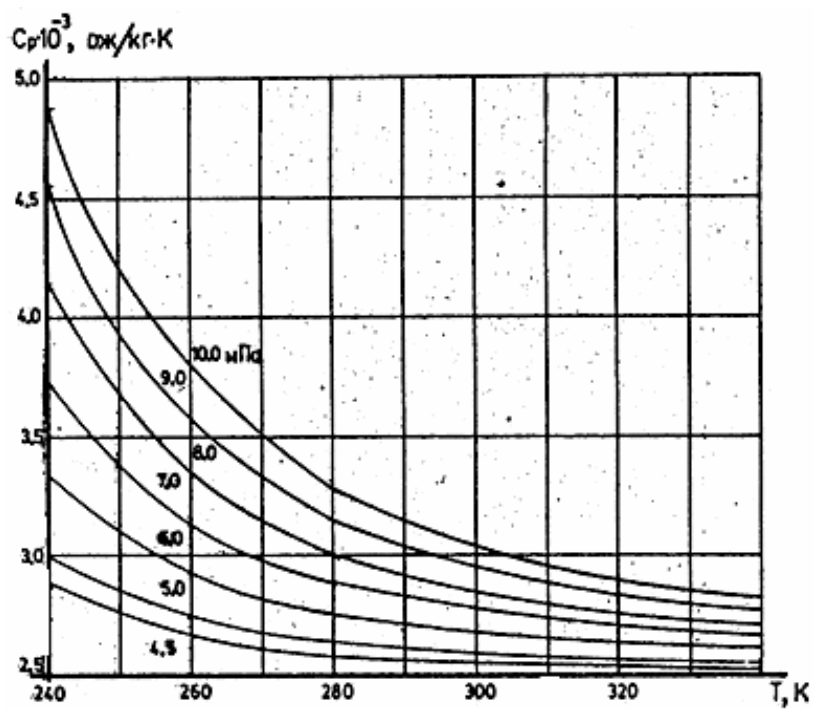
Додаток Б
Технічні вимоги до природних газів, що подаються магістра-
льними газопроводами

Найменування показника	Значення показника	
	З 01.05 по 30.09	З 01.10. по 30.04.
Точка роси газу по волозі при 4.0 МПа, °С не вище	-3	-5
Точка роси газу по вуглеводах, °С не вище	0	0
Маса сірководню, г/м ³ , не більше	0,02	0,02
Маса меркаптанової сірки, г/м, не більше	0,036	0,036
Об'ємна частка кисню, %, не більше	0,5	0,5
Нижча теплота згорання, МДж/м ³ , за 20 °С та 101,325 кПа, не менше	32,5	32,5
Маса механічних домішок, г/м ³ , не більше	0,003	0,003

Додаток В
Графічна характеристика коефіцієнта D_j для метану залежно
від тиску та температури



Додаток Д
Графічна залежність питомої масової теплоємності метану від
абсолютного тиску та температури



Додаток Е
Загальні вимоги до захисних покриттів магістральних газопроводів

Таблиця Е.1 – Вимоги до захисних покриттів

№ п/п	Показник	Одиниця вимірювань	Норма		
			Клас покриття		
			А	Б	В
1	Міцність при ударі при 20 °С, не менше	Дж	4,0	8,0	15,0
2	Опір penetрації (відносна залишкова товщина покриття) в діапазоні температур від 20 °С до T _{макс} і навантаженні: - 0,1 Н/мм ² , не менше - 1 Н/мм ² , не менше - 10 Н/мм ² , не менше	% % %	60 - -	- 60 -	- - 60
3	Діелектрична суцільність. Відсутність пробою електричним струмом при напрузі 5 кВ/мм товщини	Відсутність пробою	Витримує	Витримує	Витримує

Продовження таблиці Е.1

№ п/п	Показник	Одиниця вимірювань	Норма		
			Клас покриття		
			А	Б	В
4	Перехідний питомий електричний опір покриття в 3%-ному розчині NaCl при температурі 20 °С, не менше: - початковий - через 100 діб витримки	Ом·м ² Ом·м ²	10 ⁷ 10 ⁶	10 ⁸ 10 ⁷	10 ¹⁰ 10 ⁹
5	Перехідний питомий електричний опір покриття на закінчених будівництвом та засипаних ділянках трубопроводу при температурі вище 0 °С, не менше: - після закінчення будівництва - через 10 років експлуатації - через 20 років експлуатації	Ом·м ² Ом·м ² Ом·м ²	5·10 ⁴ 1·10 ⁴ 5·10 ³	1·10 ⁵ 3·10 ⁴ 1·10 ⁴	3·10 ⁵ 1·10 ⁵ 3·10 ⁴
6	Радіус відшарування покриття при катодній поляризації, не більше: - при 20 °С - при T _{макс}	мм мм	15 25	13 23	11 20

Продовження таблиці Е.1

№ п/п	Показник	Одиниця вимірювань	Норма		
			Клас покриття		
			А	Б	В
7	Адгезія екструдованого поліолефінового покриття до сталі, не менше: - при 20 °С - при T _{макс}	Н/мм	-	-	7,0
		Н/мм	-	-	3,0
8	Адгезія термоусадкових матеріалів до сталі та до заводського покриття, не менше: - при 20 °С - при T _{макс}	Н/мм	-	-	3,5
		Н/мм	-	-	1,5
9	Адгезія стрічки, не менше: - до сталі: -- при 20 °С -- при T _{макс} - до стрічки в напустці: -- при 20 °С -- при T _{макс} Адгезія обгортки до стрічки, не менше: - при 20 °С - при T _{макс}	Н/мм	2,0	2,5	-
		Н/мм	0,3	0,5	-
		Н/мм	0,5	0,7	-
		Н/мм	0,3	0,4	-
		Н/мм	0,4	0,5	-
		Н/мм	0,2	0,3	-

Продовження таблиці Е.1

№ п/п	Показник	Одиниця вимірювань	Норма		
			Клас покриття		
			А	Б	В
10	Адгезія мастикових покриттів до сталі при зрізі (20 °С), не менше	Н/мм ²	0,15	0,2	-
11	Адгезія покриттів на основі поліуретанових, епоксидних смол до сталі в діапазоні температур від 20 °С до T _{макс} , не менше	Н/мм ²	-	5,0	7,5
12	Адгезія покриття до сталі після витримки в воді протягом 1000 годин, не менше: - для екструдованого поліолефінового покриття: - при 20 °С - при T _{макс}	Н/мм	-	-	5,0
		Н/мм	-	-	3,0
	Адгезія покриттів на основі поліуретанових, епоксидних смол в діапазоні температур від 20 °С до T _{макс} - для термоусадкових матеріалів: - при 20 °С - при T _{макс} - для стрічки:	Н/мм ²	-	3,5	5,0
		Н/мм	-	-	3,0
		Н/мм	-	-	1,2
		Н/мм	1,0	1,5	-

Продовження таблиці Е.1

№ п/п	Показник	Одиниця вимірювань	Норма		
			Клас покриття		
			А	Б	В
	-при 20 °С -при T _{макс} - для мастикових покриттів при 20 °С	Н/мм Н/мм ²	0,3 0,15	0,5 0,2	- -
13	Мікробіологічна стійкість. Зміна значень показників експонованого покриття відносно неекспонованого не більше: - для полімерних покриттів: - розривної міцності - адгезії - для мастикових покриттів: - температури розм'якшення - розтяжності	% % % %	10 10 10 10	7 7 7 7	5 5 - -
14	Опір тепловому старінню. Зміна значень показників експонованого покриття відносно неекспонованого після витримки на повітрі протягом 1000 годин при (T _{макс} + 20) °С, не більше: - міцності при ударі	%	35	30	25

Продовження таблиці Е.1

№ п/п	Показник	Одиниця вимірювань	Норма		
			Клас покриття		
			А	Б	В
	- відносного видовження при розриві - розривної міцності - адгезії до сталі	% % %	35 35 35	30 30 30	25 25 25
15	Еластичність покриттів на основі поліуретанових, епоксидних смол. Відносне розтягування покриття до руйнування при 20 °С, не менше	%	-	-	6

Таблиця Е.2 – Спеціальні вимоги до покриттів

№	Показник	Одиниця вимірювань	Клас покриття	Норма
1	Стійкість до впливу УФ. Зміна значень показників експонованого протягом 500 годин покриття відносно неекспонованого, не більше: - відносного видовження при розриві стрічки - міцності при розтягуванні - адгезії покриття	%	Клас УФ	25 25 25
2	Температура крихкості: - вище мінус 20 °С - нижче мінус 20 °С	Відшарування, тріщини, отвори	Клас Н Клас ДН	Відсутність відшарувань тріщин, отворів

Таблиця Е.3 – Конструкції захисних покриттів трубопроводів, що будуються або реконструюються

№ п/п	Умови нанесення покриття	Конструкція (структура) захисного покриття	Товщина захисного покриття, мм, не менше, для труб діаметром, мм, не більше	Клас покриття	Клас температурної стійкості	Максимальна температура експлуатації, К (°С)
1	Заводське чи базове	Тришарове полімерне: ґрунтовка на основі термореактивних смол; термоплавкий полімерний підшар; захисний шар на основі екструдованого поліолефіну	2,0 - 273 2,2 - 530 2,5 - 820 3,0 -1420	В	ГТ	333 (60)
2	Заводське чи базове	Двошарове полімерне: термоплавкий полімерний підшар; захисний шар на основі екструдованого поліолефіну	2,0-273 2,2-530 2,5-820 3,0-1420	В	ГТ	333 (60)
3	Заводське, базове чи трасове	На основі поліуретанових смол	1,5-273 1,5-530 1,5-820 1,5-1020 2,0-1420	В	ГТ	353 (80)

Продовження таблиці Е.3

№ п/п	Умови нанесення покриття	Конструкція (структура) захисного покриття	Товщина захисного покриття, мм, не менше, для труб діаметром, мм, не більше	Клас покриття	Клас температурної стійкості	Максимальна температура експлуатації, К (°С)
4	Заводське, базове чи трасове	На основі епоксидних смол	0,35-273 0,70-530 1,00-820	Б	ГТ	353 (80)
5	Заводське, базове чи трасове	На основі термоусадкових матеріалів (товщина покриття після термоусадки)	2,0 - 273 2,0 - 530 2,4 - 820 2,4 -1020 3,0 -1220 3,0 -1420	В	ГТ	373 (100)
6	Заводське чи базове	Склоемалево: одношарове чи двошарове	0,3-273 0,3-530 0,4-273 0,4-530	А	ГТ	423 (150)
7	Заводське, базове чи трасове	Стрічкове полімерне: ґрунтовка полімерна; стрічка ізоляційна липка товщиною не менше 0,6 мм в один, два або три шари; обгортка захисна полімерна липка товщиною не менше 0,6 мм	1,2-273 1,8-530 2,4-820	Б	40	313 (40)

Продовження таблиці Е.3

№ п/п	Умови нанесення покриття	Конструкція (структура) захисного покриття	Товщина захисного покриття, мм, не менше, для труб діаметром, мм, не більше	Клас покриття	Клас температурної стійкості	Максимальна температура експлуатації, К (°С)
8	Базове чи трасове	Стрічкове полімерне термостійке: ґрунтовка полімерна; стрічка ізоляційна термостійка полімерна товщиною не менше 0,6 мм в один, два або три шари; обгортка захисна термостійка товщиною не менше 0,6 мм або армована склотканиною з липким шаром	1,2-273 1,8-530 2,4-820	Б	ГТ	353(80)
9	Базове чи трасове	Комбіноване на основі мастики і полімерної стрічки: ґрунтовка полімерна; мастика ізоляційна бітумно-полімерна товщиною не менше 2 мм; ниткопрошивна склотканина, просочена бітумно-полімерною мастикою, товщиною не менше 1,8 мм; стрічка ізоляційна товщиною не менше 0,6 мм; обгортка захисна полімерна товщиною не менше 0,6 мм в один шар	5,0 (для труб діаметром до 1220 мм включно)	Б	40	313 (40)

Продовження таблиці Е.3

№ п/п	Умови нанесення покриття	Конструкція (структура) захисного покриття	Товщина захисного покриття, мм, не менше, для труб діаметром, мм, не більше	Клас покриття	Клас температурної стійкості	Максимальна температура експлуатації, К (°С)
10	Базове чи трасове	Комбіноване на основі мастики і полімерної стрічки: ґрунтовка бітумно-полімерна; мастика ізоляційна на основі бітумно-полімерних матеріалів товщиною не менше 3,0 мм; стрічка полімерна товщиною не менше 0,4 мм; обгортка захисна полімерна товщиною не менше 0,6 мм	4,0 - 273 4,0 - 530 4,0 - 820	Б	40	313 (40)
11	Базове чи трасове	Стрічково-полімерне з шаром, що вулканізується (адгезивом): ґрунтовка полімерна, яка вулканізується; стрічка ізоляційна полімерна з липким шаром, що вулканізується, товщиною не менше 0,6 мм в один або два шари; обгортка захисна полімерна липка товщиною не менше 0,6 мм в один шар	1,2 - 273 1,2 - 530 1,8 - 820	Б	50	323 (50)

Продовження таблиці Е.3

№ п/п	Умови нанесення покриття	Конструкція (структура) захисного покриття	Товщина захисного покриття, мм, не менше, для труб діаметром, мм, не більше	Клас покриття	Клас температурної стійкості	Максимальна температура експлуатації, К (°С)
12	Базове чи трасове	Стрічкове полімерно-бітумне: ґрунтовка бітумно-полімерна; стрічка полімерно-бітумна товщиною не менше 1,5 мм; обгортка захисна полімерна товщиною не менше 0,5 мм	2,0 - 273 2,0 - 530	А	30	303 (30)
13	Базове чи трасове	Стрічкове полімерно-бітумне: ґрунтовка бітумно-полімерна; стрічка полімерна з шаром бітумно-полімерної мастики, армованої склотканиною, загальною товщиною не менше 2,1 мм, в два шари	4,2 - 273 4,2 - 530 4,2 - 820	Б	50	323 (50)
14	Базове чи трасове	Комбіноване на основі мастики і полімерної стрічки: ґрунтовка бітумно-полімерна; мастика ізоляційна бітумно-полімерна товщиною не менше 3,0 мм; стрічка полімерна товщиною не менше 0,6 мм; обгортка захисна полімерна товщиною не менше 0,6 мм	4,2 - 273 4,2 - 530 4,2 - 820 4,2 - 1020 4,2 - 1220	Б	50	323 (50)

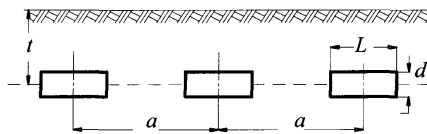
Додаток Ж – Параметри типового анодного заземлення

Тип анодних електродів	Матеріал електроду	Розмір електрода		Маса кг
		довжина м	діаметр (Ø), ширина x товщина, мм	
ЕФС-Б	залізокремній	1,5	Ø 65	31,0
ЕФС-В	залізокремній [в кожусі з коксом]	0,9 [1,0]	Ø 60 [Ø150]	24,5 [31,0]
ЗФС-1, ЗФС(М)-1	залізокремній	1,5	Ø 65	37,5
ЗФС-2, ЗФС(М)-2	залізокремній [в кожусі з коксом]	0,75 [0,94]	Ø 60 [Ø150]	18,0 [25,0]
ЗФС-3, ЗФС(М)-3	залізокремній	2,5	Ø 100	60,0
ТДМ	титан з шаром діоксиду марганцю	0,5	100 x 2	0,8
Труба	сталь	1,0	Ø 219 x 8	41,63
Труба	сталь	1,0	Ø 159 x 8	29,80
ЭГТ-1450	графітопласт	1,45	Ø 114	11,2
ЭГТ-2500	графітопласт	2,5	Ø 114	19,3
ЭГТ-2900	графітопласт	2,9	Ø 114	21,85
АЗМ-5	залізокремній	1,46	Ø 65	35
АЗМ-3у	залізокремній	1,46	Ø 72	35
Менделеев- ец- мм	залізокремній	1,5	Ø 50	25
Менделеев- ец- мг (для глибин.	залізокремній	6,2	Ø 170	250

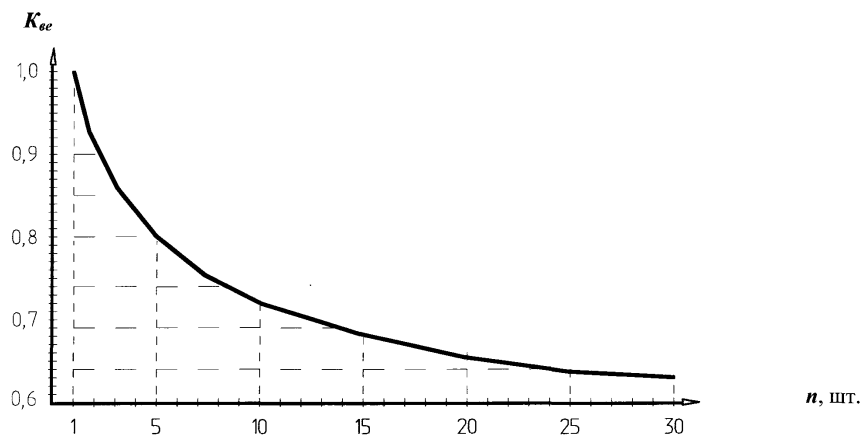
Додаток К
Опір розтіканню струму з одиночних електродів анодного заземлення в ґрунті питомим опором $\rho_z = 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Тип електрода анодного заземлення	Довжина (м) та діаметр (мм) електрода-вилівки	Довжина (м) та діаметр (мм) електрода з коксом	Заглиблення, м	Розміщення електрода в землі	Значення опору розтіканню струму R_{e10} , Ом при $\rho_z = 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$
ЕФС-Б, ЗФС-1, ЗФС(М)-1	1,5 x Ø 65	засипка відсутня	1,5	горизонтально	4,31
			1,5	вертикально	4,34
ЭГТ-1450	1,45 x Ø 0,114	засипка відсутня	1,5	горизонтально	3,79
			1,5	вертикально	3,82
ЭГТ-2500	2,5 x Ø 0,114	засипка відсутня	1,5	горизонтально	2,63
			2,5	вертикально	2,57
ЭГТ-2900	2,9 x Ø 0,114	засипка відсутня	1,5	горизонтально	2,37
			2,5	вертикально	2,33
ЗФС-3, ЗФС(М)-3	2,5 x Ø 0,1	засипка відсутня	1,5	горизонтально	2,71
			2,5	вертикально	2,65
ЕФС-В	0,9 x Ø 60	1,0 x Ø 150	1,5	горизонтально	4,66
			1,5	вертикально	4,68
ЗФС-2, ЗФС(М)-2	0,75 x Ø 60	0,94 x Ø 150	1,5	горизонтально	4,77
			1,5	вертикально	4,78

Додаток Л
 Номограма для визначення середнього коефіцієнта використання електрода однорядного анодного заземлення



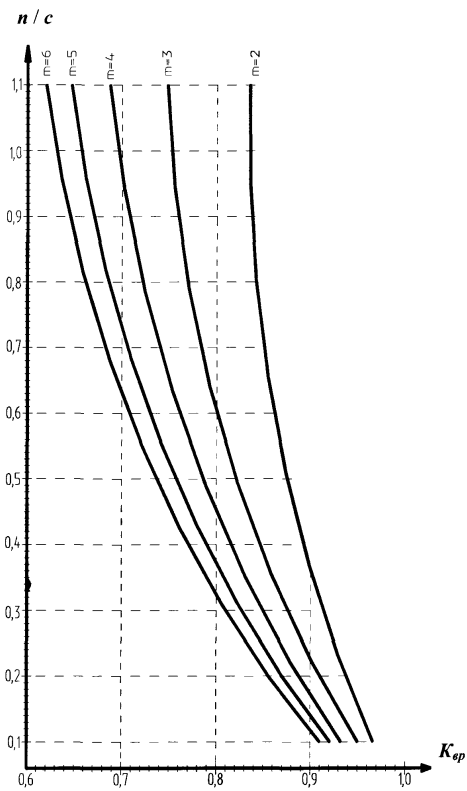
L – довжина електрода, м
 d – діаметр електрода
 $t = 1,5$ м - заглиблення електрода
 n – кількість електродів в ряду



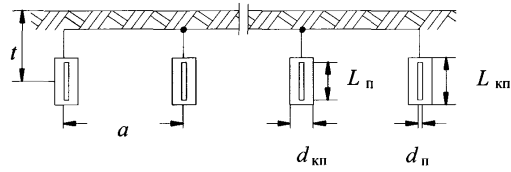
Додаток М – Номограма для визначення середнього
коефіцієнта використання електрода багаторядного анодного
заземлення

Номограма для визначення коефіцієнта використання ряду K_{ep} багаторядного анодного
заземлення
з електродів довжиною 1,5 м
при відстані між центрами електродів в ряду 4,5 м

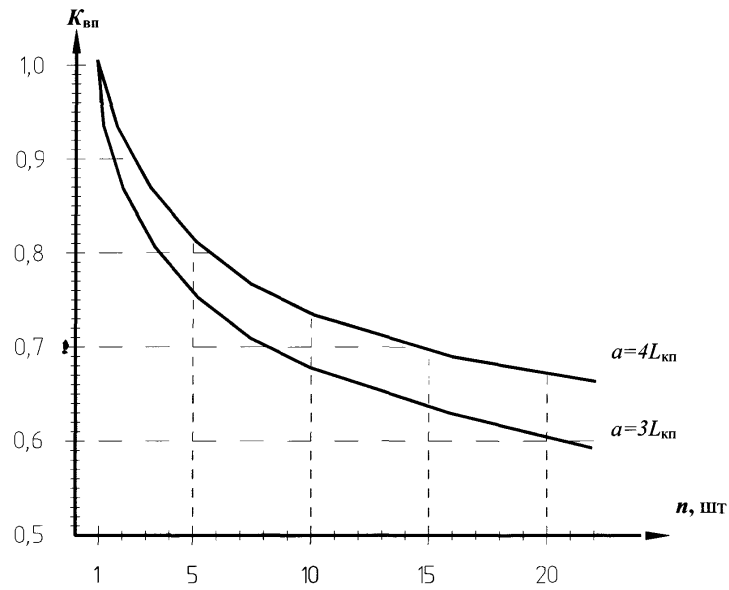
m – кількість рядів анодного заземлення, шт.;
 n – кількість електродів в ряді, шт;
 c – відстань між рядами, м
 K_{ep} – середній коефіцієнт використання ряду



Додаток Н – Номограма для визначення коефіцієнта використання електрода протектора



$L_{кп}$ – довжина комплектного протектора, м
 L_n – довжина протектора, м
 $d_{кп}$ – діаметр комплектного протектора, мм
 d_n – діаметр протектора, мм
 t – заглиблення протектора, м
 a – відстань між протекторами, м



Додаток П–Основні технічні дані магнієвих протекторів

Тип протектора (без активатора)		ПМ5	ПМ10	ПМ20
Маса протектора, кг		5	10	20
Розміри протектора	умовний діаметр, мм	95	123	181
	довжина, мм	500	600	610
Тип комплектного протектора (з активатором)		ПМ5у	ПМ10у	ПМ20у
Маса комплектного протектора		16	30	60
Розміри комплектного протектора	умовний діаметр, мм	165	200	270
	довжина, мм	580	700	710
Природний потенціал відносно мідносльфатного електроду, В		1,6		
Теоретична струмовіддача Q , А·година/кг		2300		
Питомий електроопір активатора ρ_a , Ом·м		1,6		
Коефіцієнт корисної дії протекторів (K_k)	зі сплаву МП1	0,63		
	зі сплаву МП2	0,55		
Коефіцієнт витрати маси протектора ($K_{вм}$)		0,85		

ЗМІСТ

ВСТУП	3
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ТРАНСПОРТ ГАЗУ	9
1.1 Основні об'єкти газотранспортних систем та їх призначення	9
1.2 Класифікація газопроводів	11
1.3 Контрольні запитання	13
РОЗДІЛ 2 ФІЗИЧНІ І ТЕРМОДИНАМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ	15
2.1 Приклади типових задач	29
2.1.1 Розрахунок фізичних властивостей природного газу.....	29
2.1.2 Розрахунок параметрів реального природного газу.....	31
2.2 Контрольні запитання	33
РОЗДІЛ 3 ПІДГОТОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУ	34
3.1 Склад газу та його вплив на процеси транспорту	34
3.2 Допустимі норми вмісту шкідливих домішок у газі	35
3.3 Очищення газу від механічних домішок	36
3.3.1 Принципи очищення газу від механічних домішок	36
3.3.2 Апарати для очищення природного газу	37
3.3.3 Технологічні розрахунки апаратів для очищення газу.....	44
3.3.3.1 Розрахунок вертикальних гравітаційних секцій	44
3.3.3.2 Розрахунок горизонтальних гравітаційних секцій.....	46
3.3.3.3 Розрахунок циклонних апаратів	49
3.4осушення природного газу	51
3.4.1 Вологість газу	51
3.4.2 Гідрати природних газів.....	56
3.4.3 осушення газу методом абсорбції	58

3.4.3.1 Характеристика абсорбентів. Принцип дії абсорбції.....	58
3.4.3.1 Технологічний розрахунок установки осушення газу.....	62
3.4.4 Інші методи осушення газу.....	66
3.5 Очищення газу від сірководню і вуглекислого газу	71
3.6 Контрольні запитання	72
РОЗДІЛ 4 ГІДРАВЛІЧНИЙ ТА ТЕПЛОВИЙ РОЗРАХУНКИ ГАЗОПРОВІДІВ	75
4.1 Гідравлічний розрахунок газопроводів	75
4.2 Тепловий розрахунок газопроводів	82
4.3 Гідравлічні втрати в газопроводах	87
4.4 Середні значення параметрів потоку газу в газопроводі.	92
4.5 Огляд існуючих рівнянь для гідравлічних розрахунків газопроводів	95
4.5.1 Загальне рівняння для розрахунку газопроводів	96
4.5.2 Рівняння Колбрука-Уайта для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору	98
4.5.3 Модифіковане рівняння Колбрука-Уайта для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору	100
4.5.4 Рівняння американської газової асоціації для розрахунку коефіцієнта продуктивності	101
4.5.5 Рівняння Веймаута	102
4.5.6 Рівняння Панхандля типу А.....	103
4.5.7 Рівняння Панхандля типу В.....	103
4.5.8 Рівняння Інституту газових технологій	104
4.5.9 Рівняння Спитзгласса	104
4.5.10 Рівняння Муеллера	105
4.6 Розрахунок складних газопроводів	106
4.6.1 Метод еквівалентних діаметрів	106
4.6.2 Метод еквівалентних довжин	110
4.6.3 Лупінг на магістральному газопроводі.....	111
4.6.3 Крани і перемички на магістральному газопроводі	114
4.6.4 Газопроводи із відборами і підкачками.....	120
4.6.5 Особливості точних розрахунків складних газопроводів	124
4.7 Приклади типових задач	126
4.7.1 Розрахунок пропускної здатності простого газопроводу.....	126

4.7.2 Розрахунок параметрів газового потоку.....	128
4.7.3 Визначення необхідної довжини лупінга	130
4.7.4 Розрахунок пропускної здатності газопроводу з лупінгом.....	131

РОЗДІЛ 5 КОМПРЕСОРНІ СТАНЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ 133

5.1 Газоперекачувальні агрегати компресорних станцій	133
5.2 Технологічні схеми компресорних станцій	147
5.3 Генеральні плани компресорних станцій	150
5.4 Характеристика відцентрових нагнітачів	154
5.4.1 Аналітичні форми характеристик нагнітачів	162
5.5 Помпаж газоперекачувальних агрегатів	168
5.6 Технічна діагностика газоперекачувальних агрегатів	173
5.6.1 Види технічної діагностики газоперекачувальних агрегатів.....	174
5.6.2 Термогазодинамічна діагностика ГПА	179
5.6.3 Прогнозування технічного стану ГПА	185
5.7 Приклади типових задач	188
5.7.1 Розрахунок режиму роботи відцентрового нагнітача	188
5.7.2 Математичне моделювання характеристик нагнітача.....	194
5.8 Контрольні запитання	197

РОЗДІЛ 6 РЕЖИМ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ 199

6.1 Сумісна робота газопроводу та компресорних станцій	199
6.2 Вплив відключення КС і окремих агрегатів на режим роботи газопроводу	205
6.3 Розрахунок режиму роботи магістрального газопроводу. Оптимальні режими	207
6.4 Перехідні процеси в магістральних газопроводах	209

6.5 Контрольні запитання	217
РОЗДІЛ 7 ОСНОВИ ПРОЕКТУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ	218
7.1 Оптимальні параметри газопроводів	218
7.1.1 Метод порівняння конкуруючих варіантів.....	227
7.1.2 Графо-аналітичний метод визначення оптимальних параметрів	227
7.2 Етапи проектування магістрального трубопроводу	229
7.2.1 Пошукові роботи	231
7.2.2 Топогеодезичні пошуки	232
7.2.3 Геологічні, гідрометеорологічні і геофізичні пошуки	233
7.2.4 Інші пошуки	234
7.3 Визначення оцінювальної пропускної здатності газопроводу	236
7.4 Розміщення КС на трасі газопроводу	238
7.5 Розрахунок трубопроводу на міцність	244
7.6 Контрольні запитання	252
8 ПРОТИКОРОЗІЙНИЙ ЗАХИСТ ГАЗОПРОВІДІВ	253
8.1 Види корозійних руйнувань	255
8.2 Способи захисту від корозії	258
8.3 Електрохімічна корозія металів	261
8.4 Загальні вимоги до ізоляційних покриттів	264
8.5 Коротка характеристика захисних покриттів	266
8.5.1 Полімерні ізоляційні матеріали	266
8.5.2 Ізоляційні покриття на базі бітумних мастик.....	269
8.6 Умови застосування захисних покриттів	274
8.7 Електрохімічний захист газопроводів.	276
8.7.1 Катодний захист газопроводів.....	277
8.7.2 Розрахунок анодного заземлення.....	288
8.7.3 Протекторний захист газопроводів.....	300

8.8 Контрольні запитання	308
8.9 Розрахунок параметрів установки катодного захисту	310
ПЕРЕЛІК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ	314
Додаток А Категорії магістральних газопроводів та ділянок магістральних газопроводів	316
Додаток Б Технічні вимоги до природних газів, що подаються магістральними газопроводами	322
Додаток В Графічна характеристика коефіцієнта D_j для метану залежно від тиску та температури	323
Додаток Д Графічна залежність питомої масової теплоємності метану від абсолютного тиску та температури	324
Додаток Е Загальні вимоги до захисних покриттів магістральних газопроводів	325
Додаток Ж –Параметри типового анодного заземлення	337
Додаток К Опір розтіканню струму з одиночних електродів анодного заземлення в ґрунті питомим опором $\rho_2 = 10 \text{ Ом} \cdot \text{м}$	338
Додаток Л Номограма для визначення середнього коефіцієнта використання електрода однорядного анодного заземлення	339
Додаток М – Номограма для визначення середнього коефіцієнта використання електрода багаторядного анодного заземлення	340
Додаток Н – Номограма для визначення коефіцієнта використання електрода протектора	341
Додаток П–Основні технічні дані магнієвих протекторів	342

Навчальне видання
Сусак О. М., Касперович В. К., Андрійшин М. П.

Трубопровідний транспорт газу

Підручник

Формат 60x84 1/16. Друк офсетний. Ум. друк. арк. 19,5. Тираж 300 пр. Зам. № .
Видавництво Івано-Франківського національного технічного
університету нафти і газу.
вул. Карпатська. 15, м. Івано-Франківськ, 76019.
тел. (03422) 42453, факс (03422) 42139
<http://nunq.edu.ua>, e-mail: public@nunq.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ІФ № 18 від 12.03.2003.

Навчальне видання
Сусак О. М., Касперович В. К., Андріішин М. П.

Трубопровідний транспорт газу

Підручник

Художник *О. М. Сусак*
Художній редактор *О. М. Сусак*
Технічний редактор *Г. Я. Онуфрик*
Коректор: *Н. Ф. Будуйкевич*
Комп'ютерне складання: *О. М. Сусак*
Комп'ютерне верстання *О. М. Сусак*

Формат 60x84 1/16. Друк офсетний. Ум. друк. арк. 19,5. Тираж 300 пр. Зам. №

Видавництво Івано-Франківського національного технічного
університету нафти і газу.

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019.

тел. (03422) 42453, факс (03422) 42139

<http://nunq.edu.ua>, e-mail: public@nunq.edu.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ІФ № 18 від 12.03.2003.