ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

Володимир ГРУДЗ, Ярослав ГРУДЗ, Роман СТАСЮК
Віталій БОДНАР, Роман МАЛЮТІН, Володимир РУДКО

ОПТИМІЗАЦІЯ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ МАГІСТРАЛЕЙ

Колективна монографія
За загальною редакцією доктора технічних наук, проф. Грудза В.Я.

2026 рік

УДК 622.692.4
Г90
Рецензенти:
Дзюбик А.Р. професор кафедри авіаційної та виробничої інженерії,
Інститут механічної інженерії та транспорту,
доктор економічних наук, професор.
Говдяк Р.М. генеральний директор інжинірингової
компанії «Машекспорт», доктор технічних наук, професор,
академік Української нафтогазової академії.
П'янило Я.Д. завідувач відділу математичного моделювання
процесів переносу в розподілених системах,
ІППММ ім. Я. С. Підстригача НАН України
доктор технічних наук, старший науковий співробітник.

Затверджено до друку Вченою радою
Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

(протокол № 14/705 від 31.08.2026)
Г90 Оптимізація газотранспортних магістралей : кол. Монографія / В. Грудз, Я. Грудз, Р. Стасюк, В. Боднар, Р. Малютін, В. Рудко; за наук. ред. В. Я. Грудз Івано-Франківськ, 2026. - 391 с.

ISBN-978-966-694-556-6

Колективна монографія містить теоретичні засади оцінки енергетичної ефективності транспортування газу магістральними газопроводами, визначення оптимальних параметрів технологічних режимів роботи, оптимізації характеристик систем газопостачання, а також питання оптимізації обслуговування газотранспортних систем. Актуальність теми визначається сучасними умовами функціонування газотранспортного комплексу, для якого характерні зміна структури газових потоків, нерівномірність графіків постачання та споживання, необхідність оперативного коригування режимів і підвищення вимог до надійності обладнання та лінійної частини. У таких умовах оптимізаційні методи є важливим інструментом обґрунтування експлуатаційних рішень.

Видання буде корисним для інженерних працівників системи транспорту газу України, студентів вищих навчальних закладів нафтогазового профілю, буде корисною для аспірантів та пошукувачів наукових ступенів відповідного профілю.

ISBN-978-966-694-556-6
Грудз В. Я., 2026
Автори розділів, 2026

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

СГ – система газопостачання
ГТС – газотранспортна система
МГ – магістральний газопровід
ЛЧ – лінійна частина
ЛД – лінійна ділянка
КС – компресорна станція
ПСГ – підземне сховище газу
ГПА – газоперекачувальний агрегат
ГТУ – газотурбінна установка
ВН – відцентровий нагнітач
ККД – коефіцієнт корисної дії
ТОіР – технічне обслуговування і ремонт
РЕП – ремонтно-експлуатаційний підрозділ
ЗІП – запчастини, інструмент, прилади
ЦДС – центральна диспетчерська служба

ЗМІСТ

ВСТУП 7
РОЗДІЛ 1. ГАЗОТРАНСПОРТНИЙ КОМПЛЕКС УКРАЇНИ 9
1.1. Газотранспортна трансукраїнська система на сучасному етапі 9
1.2. Компресорні станції та їх основне обладнання 13
1.3. Режими роботи газотранспортних систем 19
1.4. Принципи енергозбереження при експлуатації газотранспортної системи України 21
1.5 Енергетична ефективність використання високо потужних ГПА на компресорних станціях багатониткових систем 23
РОЗДІЛ 2 МОДЕЛІ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ І ПРИНЦИПИ ОПТИМІЗАЦІЇ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ 33
2.1 Моделі гідравлічного розрахунку режимів магістральних газопроводів. 33
2.2 Принципи оптимізації газотранспортнихсистем . 36
2.3 Вибір оптимального режиму роботи компресорних станцій магістральних газопроводів 40
РОЗДІЛ 3 ДЕТЕРМІНОВАНІ МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ РЕЖИМІВ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ 51
3.1 Математичні моделі систем газопостачання 51
3.2 Оцінки параметрів стаціонарних режимів систем газопостачання 58
3.3. Оцінки параметрів елементів систем, описуваних звичайними диференціальними рівняннями 62
3.4 Визначення ефективних значень коефіцієнта гідравлічного опору газопроводів за диспетчерськими даними 66
3.5 Задача оптимізації режимів магістральних газопроводів 69
3.6 Методи вирішення завдань оптимізації режимів магістральних газопроводів 71
3.7 Практичні розрахунки вибору оптимальних режимів магістральних газопроводів . 76
3.8 Оптимізація неусталених режимів транспорту газу 80
3.9 Рішення задач оптимізації режимів складних газотранспортних систем 89
3.10 Дослідження стійкості еквівалентних характеристик магістральних газопроводів 95
РОЗДІЛ 4. СТАТИСТИЧНІ МЕТОДИ ІДЕНТИФІКАЦІЇ ДЛЯ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ 97
4.I Необхідність використання статистичних методів ідентифікації для вирішення задач оптимального управління режимами газотранспортних систем 97
4.2 Постановка задачі ідентифікації, класифікація критеріїв для статистичної ідентифікації . 98
4.3 Основні схеми ідентифікації, вибір моделей для магістральних газопроводів. 99
4.4 Використання моделей гідравлічного розрахунку стаціонарного режиму транспорту газу в трубопроводах для статичної ідентифікації 104
РОЗДІЛ 5. МЕТОДИ ПОБУДОВИ МОДЕЛЕЙ РЕЖИМІВ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ 121
5.1 Організація збору та вид статистичної інформації для магістральних газопроводів. 121
5. 2. Аналітичні моделі режимів газотранспортних систем 122
5.3 Розробка математичної моделі прогнозування режимів роботи складних газотранспортних систем 127

5.4. Ідентифікація режимів магістрального газопроводу 131
5.5 Методи побудови регресійних моделей і статистичних оцінок параметрів для режимів магістрального газопроводу. 141
5.6 Кількісні оцінки ступеня ідентичності моделей магістрального газопроводу за реальними даними експлуатації. 145
5.7 Вплив похибки у вимірі диспетчерських даних на адекватність моделей магістрального газопроводу 148
РОЗДІЛ 6. АЛГОРИТМИ І МЕТОДИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ 153
6.1 Структурні схеми диспетчерського керування режимами магістрального газопроводу 153
6.2. Адаптивні методи ідентифікації режимів магістрального газопроводу 156
6.3 Стійкість алгоритмів адаптації до похибок у зміні диспетчерських даних 163
6.4 Методи розрахунку оптимальних режимів експлуатації магістрального газопроводу. 164
6.5 Імітатор диспетчерських даних режимів магістрального газопроводу. 168
6.6 Диспетчерське оптимальне керування режимами магістрального газопроводу 170
РОЗДІЛ 7. РОЗРАХУНКИ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ “СОЮЗ” 174
7.1 Організація збору диспетчерських даних на магістральному газопроводі “Союз”, первинна статистична ооработка 174
7.2 Розрахунок статистичних моделей магістрального газопроводу “Союз” за даними диспетчерської інформації 176
7.3 Адаптація статистичних моделей за даними диспетчерської інформації для МГ “Союз” 178
7.4 Розрахунок оптимального режиму роботи для магістрального газопроводу “Союз” за даними диспетчерської інформації 180
РОЗДІЛ 8 ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ 194
8.1 Про критерії задач оптимізації системи газопостачання 194
8.2 Загальна характеристика завдань планування розвитку системи газопостачання 196
8.3 Спосіб обліку зовнішніх зв'язків системи газопостачання з суміжними галузями 197
8.4 Лінійні математичні моделі системи газопостачання та їх застосування 200
8.5 Нелінійні і дискретні математичні моделі оптимізації системи газопостачання 202
8.6 Модель оптимізації розвитку системи газопостачання при обмежуючих умовах 208
8.7 Модель оптимізації структури системи газопостачання з урахуванням динаміки запасів 213
8.8 Динамічні моделі оптимізації розвитку системи газопостачання 217
8.9 Розробка математичних моделей системи газопостачання при ймовірнісних умовах вихідної інформації 219
РОЗДІЛ 9. ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ МЕТОДІВ ПОБУДОВИ ОБЛАСТЕЙ ДОПУСТИМИХ РЕЖИМІВ І ГРАНИЧНИХ ОБЛАСТЕЙ ЕНЕРГОЗАТРАТ 224
9.1 Загальні засади оптимізації 224
9.2. Вибір вихідної інформації для побудови моделей 225
9.3. Оптимальне планування режимів роботи газазотранспортних систем в умовах

багатокритеріальності 227
9.4. Методи побудови регресійних моделей і статистичної оцінки адекватності 233
9.5. Адаптивні моделі елементів газотранспортної системи 235
9.6. Ідентифікація компресорних станцій та лінійних ділянок газопроводу 238
9.7. Розробка системи оперативного керування режимами газопроводу 243
9.8 Числові методи побудови областей допустимих режимів газотранспортних систем 247
9.9 Розрахунок статистичної моделі магістрального газопроводу "Союз" за даними диспетчерської інформації. 251
РОЗДІЛ 10. ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОПРОВОДУ В УМОВАХ РИНКОВОЇ ЕКОНОМІКИ 253
10.1 Проблеми а підвищення ефективності функціонування газотранспортних систем в умовах формування ринкових відносин 253
10.2 Принципи структуризвції прикладних моделей для підвищення ефективності використання виробничих ресурсів систем трубопровідного транспорту газу 259
10.3 Принципи побудови виробничих функцій елементів газотранспортних систем 262
10.4 Підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу 279
РОЗДІЛ 11. ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ 297
11.1 Особливості режимів роботи газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження 297
11.2 Прогнозування стаціонарних режимів роботи систем газопостачання методом інтегральних коефіцієнтів 298
11.3 Математичне моделювання нестаціонарних режимів газотранспортних систем за умов неповного завантаження 303
11.4 Принципи оптимізації режимів газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження 314
11.5 Оптимізація режимів компресорних станцій газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження 320
РОЗДІЛ 12. ОПТИМІЗАЦІЯ ОБСЛУГОВУВАННЯ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЇХ НАДІЙНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ 326
12.1 Загальні засади організації обслуговування газотранспортних систем 326
12.2 Принципи оптимального керування транспортом газу з урахуванням чинника надійності 333
12.3 Теоретичні засади підвищення надійності систем газопостачання на основі оптимізації обслуговування 338
12.4. Підвищення ефективності обслуговування газопроводів в умовах централізованої системи 347
12.5 Підвищення ефективності обслуговування об’єктів газотранспортного комплексу у складних умовах 355
Перелік джерел посилання 362

ВСТУП

Газотранспортна система України, як частина трансєвропейського газового комплексу, знаходиться зараз на етапі реформування, реорганізації функціонального використання. Переопричиною такого стану є суттєве розширення євразійської системи газопостачання, пропускна здатність газопроводів якої значно перевищує обсяги видобування і споживання природного газу на материку, в зв'язку з чим виникає можливість варіації напрямків газопотоків. З іншого боку поступове зниження рівня газовидобування призводить до зростання попиту і ціни на енергоносії та сировину, що вимагає економного витрачання та споживання газу. В зв'язку з сказаним газотранспортні системи не можуть функціонувати як раніше з повним завантаженням на протязі тривалого проміжку часу (наприклад, року). Розвиток життєво важливих інтересів людства вимагає гнучкості у функціонуванні системи газозабезпечення, що в перу чергу обумовлює режими її експлуатації з різним впродовж періоду часу завантаженням.

Україна володіє розвіданими запасами природного газу в обсязі близько трильйона кубометрів, видобуток якого в комплексі з альтернативними джерелами газопостачання (в тому числі з використанням морського транспортування скрапленого і стисненого газу), вимагатиме суттєвого корегування газопотоків і постійної зміни режимів роботи системи. В таких умовах основними принципами експлуатації газотранспортного комплексу повинні бути надійність та енергоефективність, забезпечення яких вимагає розв'язання комплексу науково-технічних задач оптимізаційного і прогнозного характеру.

Особливістю роботи магістральних газопроводів є неусталений процес руху газу, при якому тиск і витрата змінюється як за його довжиною у часі, так і в графіку постачання.

Другим завданням забезпечення надійності газотранспортної системи є реакція на виникнення нештатних ситуацій при аварійних ситуаціях, коли припиняється відбір, або аварій на лінійних ділянках, коли змінюються режими та об'єм поставок.

Основна функція системи газопостачання – це забезпечення споживача природним газом згідно заздалегідь визначеного графіку постачань. Складність даного завдання полягає в тому, що графік постачань нерівномірний у часі, тоді як сама газотранспортна система (ГТС) є досить протяжною і час її реакції на зміни, що відбуваються, майже завжди набагато більший, ніж періодичність цих змін.

Крім того, забезпечення надійності безпосередньо пов'язане з виникненням нештатних ситуацій. Наприклад, припинення відбору газу споживачем або аварія на лінійній ділянці газопроводу.

У нових умовах господарювання немаловажний економічний аспект цієї проблеми, оскільки аварії й ушкодження на лінійній частині приводять до великих утрат газу, збиткам від недопоставка палива народному господарству, вимагають витрат на ремонтно-відбудовчі роботи.

Як відомо, методи підвищення надійності газопровідних систем поділяються на доексплуатаційні (схемні і конструктивні) і експлуатаційні. Впливати на надійність функціонуючого газопроводу можна, лише забезпечивши правильну технічну експлуатацію. Експлуатація, крім безпосереднього використання основного і допоміжного технологічного устаткування для виконання виробничих задач по транспортуванню газу, містить у собі також систему технічного обслуговування і ремонту, що представляє сукупність взаємозалежних засобів, документації технічного обслуговування і ремонту, виконавців, необхідних для підтримки і відновлення якості об'єктів і їхніх елементів, що входять у систему.

З огляду на той факт, що аварійність магістральних газопроводів залишається досить високою, а темпи їх "старіння" значно випереджають темпи виконання капітального ремонту, одним з головних засобів підтримки експлуатаційної надійності лінійної частини є система технічного обслуговування і ремонту.

Варто зауважити, що проблема старіння газопроводів і компресорних станцій набуває все більшого значення з кожним роком, у результаті чого можливе значне скорочення транспортування природного газу державною мережею трубопроводів. Тому підвищення ефективності роботи ГТС України є першочерговим завданням у рамках її модернізації та переоснащення згідно з національною концепцією.

Газотранспортна система України є складним об’єктом, який складається з густої мережі газових комунікацій, що служать як для подачі газу внутрішнім споживачам, так і для транзиту палива в країни Західної Європи.

Складність структури складних газотранспортних систем створює додаткові вимоги до умов їхньої експлуатації. Функціонування газопроводу в заданому гідравлічному режимі вимагає узгодженості роботи всіх елементів мережі, особливо в нештатних ситуаціях.

Газотранспортна система постійно працює в нестаціонарному режимі, що зумовлює змінність її паливно-енергетичних затрат. Ці затрати є значними, і тому важлива її робота в режимах, близьких до оптимальних. Оптимальна робота газотранспортної системи пов’язана з багатьма факторами: наявністю достатнього об’єму акумульованого газу в трубопроводах і підземних газосховищ (ПСГ), сезонністю роботи газосховищ, нерівномірністю відборів із системи та надходження в систему газу тощо. Вагомим фактором є людський. Вчасне прийняття рішення про зміну режиму транспортування газу може дати значний економічний ефект. Для швидкого оцінювання діючого режиму, за наявності певного прогнозу на параметри газу на його входах і виходах, потрібно мати заздалегідь проведені дослідження на встановлення ділянки оптимальної роботи магістральних газопроводів (МГ). Зазвичай, прогнози справджуються далеко не повністю, і тому ділянка оптимальності повинна формуватися з використанням мінімальної інформації, в умовах існування невизначеності. Тому питання оптимізації режимів роботи ГТС при різній її загрузці із використанням газосховищ є актуальними.

Оптимальним режимом вважається режим, для якого критерій оптимальності, який характеризує енерговитрати на транспорт, приймає мінімальне значення. Енерговитрати газу на транспорт, які можна виразити в еквівалентних обсягах газу як енергоносія, пропонується розділити на витрати паливного газу для приводу газоперекачувальних агрегатів, які пропорційні його потужності, і витрати технологічного газу для підтримання тиску в трубопроводах. Тоді мінімум енерговитрат відповідатиме мінімуму сумарних витрат газу, які є сумою паливного і технологічного газу. Збільшення кількості технологічного газу в трубах призводить до зростання робочих тисків, а, значить, до зменшення енергетичних втрат при транспорті, отже, до зменшення витрати паливного газу. Тому при оптимальному режимі сума витрат паливного і технологічного газу має мінімум. Запропонований принцип оптимізації режимів реалізується методом конкуруючих варіантів, які відрізняються максимальними робочими тисками.

РОЗДІЛ 1. ГАЗОТРАНСПОРТНИЙ КОМПЛЕКС УКРАЇНИ

1.1 Газотранспортна трансукраїнська система на сучасному етапі

Газотранспортна система України є однією з найпотужніших у світі за обсягом транспортування та збору газу. Ця система є буфером між газовидобувними регіонами, Центральної Азії, а також Сходу і Півдня України та споживачами нашої держави і промислово розвиненої Європи. Тобто ГТС інтегрована в загальноєвропейську газову мережу. Її пропускна спроможність на вході складає 290 млрд м^3, на виході – 180 млрд. м^3 газу на рік (до країн Європи – 142 млрд. м^3) [29].

На сьогодні газотранспортна система "Укртрансгаз" Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України" включає 38,6 тис.км газопроводів різного призначення та продуктивності, 72 компресорні станції, 1449 газорозподільних станцій, 12 підземних сховищ газу та об'єкти інфраструктури, які забезпечують функціонування системи.

Транспортування газу по системі газопроводів та його закачування в ПСГ забезпечують 110 компресорних цехів, де встановлено 702 газоперекачувальних агрегати загальною потужністю 5,4 тис.МВт. Надійність транзитних поставок газу і газопостачання внутрішнім споживачам забезпечується комплексом підземних сховищ газу загальною ємністю 31,0 млрд. куб м.

На вході ГТС України здатна прийняти до 288 млрд.куб.м природного газу на рік, а на виході передати 178 млрд.куб.м, в т.ч. 142,5 млрд.куб.м до країн Західної та Центральної Європи [56]. Загальна схема газопроводів газотранспортної системи України приведена на рисунку 1.1.

Основна функція ГТС – надійне забезпечення газом внутрішніх споживачів України та безперебійна поставка транзитного природного газу через нашу територію європейським споживачам газу.

Енергетична політика європейських країн спрямована на диверсифікацію джерел постачання природного газу, що в поєднанні зі зростанням потреб газу в країнах Західної, Центральної та Східної Європи потребує збільшення потреб його постачання. За прогнозами очікують збільшення споживання газу в Західній Європі до 2025 р. на 27%, відповідно споживання газу складе 550-575 млрд. м^3 та 580-600 млрд. м^3. Це зумовлює збільшення потоків газу з Росії та Середньої Азії.



Рисунок 1.1 – Загальна схема газопроводів ГТС України

Магістральні газопроводи – це головна складова частина паливно-енергетичного комплексу України. Основу транзитної трансукраїнської системи складає система газопроводів «Союз», «Уренгой-Помари-Ужгород» і «Прогрес» діаметром 1420 мм і загальною протяжністю по території України понад 1500 км. При максимальному завантаженні розрахункова пропускна здатність складає 337 млн. м^3 за добу або 123 млрд. м^3 за рік. Фактично максимальний обсяг транспортування газу до країн ЄС в 2005 році склав 121,5 млрд. м^3 за рік. Обсяги транзиту газу за період 2000-2015 рр. подано на рисунку 1.2.

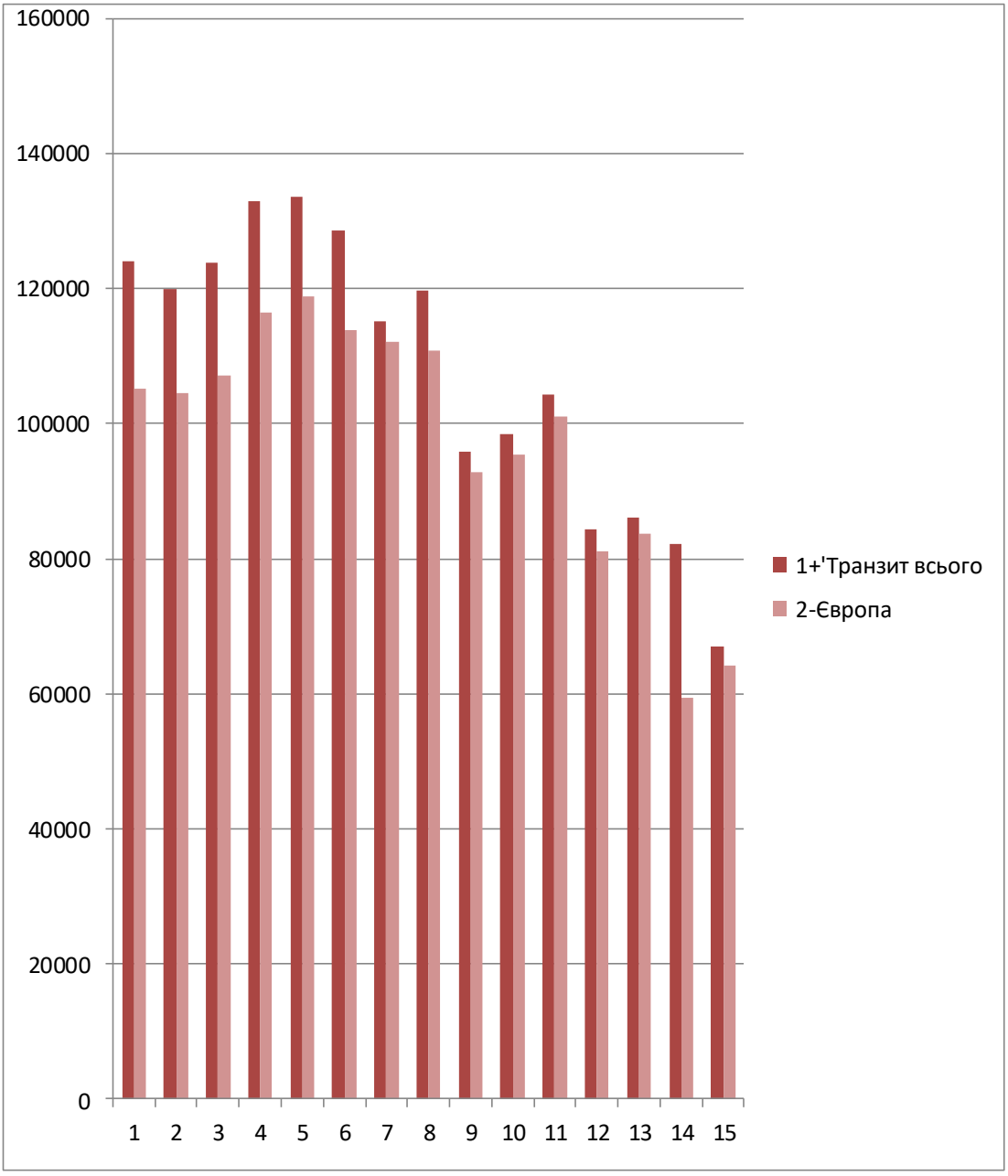


Рисунок 1.2 – Річні обсяги транспортування газу

На даний момент часу газотранспортна система знаходиться в працездатному технічному стані, гідравлічна ефективність лінійних ділянок газопроводів лежить в межах 95% - 98%, газоперекачувальні агрегати і обладнання компресорних станцій в справному стані, в зв'язку з чим може бути досягнена проектна пропускна здатність при екстремальному використанні всіх

потужностей системи. В такому випадку забезпечуються параметри максимального технологічного режиму і використовується наявна потужність обладнання системи. Однак, в зв'язку з обмеженням газопостачання продуктивність систему знизилась до 100 – 120 млн. м^3 за добу, що складе 36 - 55 млрд. м^3 за рік. В таких умовах появляється множина

допустимих режимів експлуатації системи, і в залежності від вибору найбільш раціонального з них можна мінімізувати енерговитрати на транспортування газу, тобто економити певний обсяг енергоносіїв.

Рекордних показників в обсягах транспортування газу було досягнуто в 2017 році – 93,5 млрд. м^3 за рік. Однак, в подальшому обсяги тразиту знизились [54]. Характер режиму роботи ПАП «Укртрансгаз» в 2018 році ілюструє рисунок 1.3, а.



а б

Рисунок 1.3 – Характер роботи ГТС України

В подальшому спостерігається зменшення обсягів транзиту газу газотранспортною системою України. Це пов'язано із зменшенням поставок сибірського газу і зниженням видобутку власного газу. Характер режиму роботи ГТС України в травні 2019 році ілюструє рисунок 1.3, б.

Магістральний газопровід як єдина енергосистема характеризується витратами енергії на привід газоперекачувальних агрегатів і великими обсягами транспортування середовища, яке в свою чергу є енергоносієм. Нарощування довжини магістрального газопроводу вимагає зростання кількості компресорних станцій, що призводить до збільшення витрати енергії на транспортування або зниження пропускної здатності, тобто зменшення подачі енергоносія споживачу, що приведе до зростання питомих енергозатрат на транспорт. Тому зі збільшенням довжини магістрального газопроводу енергетична вартість перекачуваного газу умовно зменшується. Цей ефект може бути оцінений шляхом математичного моделювання газопроводу з урахуванням енергоємності компресорних станцій і енерговтрат в лінійних дільницях [37].

Розрахункова відносна витрата паливного газу на компресорних станціях (по відношенню до об'єму перекачування) складає 6,2 % для номінального технологічного режиму. За даними Укртрансгаз при максимальних обсягах перекачування ця величина склала 6,6%, а при теперішніх режимах складає 3%. Зниження пояснюється зменшенням числа газоперекачувальних агрегатів на КС. Однак, витрата паливного газу 3 – 3,5 млн. м^3 за добу є значною і складає 1 – 1.3 млрд. м^3 за рік.

Велика витрата паливного газу пов'язана насамперед з відносно низьким коефіцієнтом корисної дії газоперекачувальних агрегатів як теплових двигунів. Тому один з шляхів зменшення

витрати паливного газу полягає у виключенні з режиму роботи окремих ГПА на КС і зупинці компресорних станцій. В залежності від кількості зупинених КС і їх порядкового номера в системі пропускна здатність буде різною [65].

Актуальним аспектом економії енергоносіїв при транспортуванні газу є зменшення гідравлічних втрат енергії в газовому потоці [31]. Як відомо, збільшення лінійної швидкості газового потоку призводить до зростання втрат енергії на транспортування газу. При сталій масовій витраті газу (стаціонарний режим роботи газопроводу) лінійна швидкість газу тим більша, чим менший тиск в газопроводі. Тому з точки зору мінімізації енерговитрат при транспортуванні газу необхідно витримати такий режим з множини допустимих, при якому тиски газу в кожній точці газопроводу найбільші. Такий режим виконується при максимальному тиску на виході КС (в даному випадку 7,6 МПа). Розрахунки показують, що при пониженні тиску на виході КС на 0,1 МПа гідравлічні втрати енергії на відстані 100 км зростають на 2%. Отже, робота ГТС при високих тисках призведе до економії енергії як мінімум на 2%, що при включеній потужності порядку 800 МВт складе 16 МВт [44].

Підтримання високого тиску в газопроводах ГТС вимагає збільшення кількості технологічного газу в трубопроводах, тобто такого газу, який постійно знаходиться в порожнині газопроводів для забезпечення тиску, необхідного для нормальної роботи ГПА і який до сих пір не має юридичного статусу. При об'ємі порожнини газопроводів системи 6,75 млн. м^3 об'єм технологічного газу складає понад 430 млн. м^3 . Зниження початкового тиску на 0,1 МПа рівноцінне відбору газу з порожнини газопроводів системи в об'ємі 4,2 млн. м^3. Таким чином, акумулюючи здатність газопроводу при його експлуатації з високими тисками може служити джерелом газопостачання населення в пікові моменти [30].

Зниження енерговитратності на транспортування газу може бути досягнене за рахунок раціонального використання підземних сховищ газу, які можна використовувати як шляхові споживачі чи джерела поступлення газу в систему. Основні ємності ПСГ розташовані на західних ділянках ГТС, що сприяє надійному забезпеченню газом споживачів Західної Європи. Однак, для газозабезпечення споживачів України (особливо центальних і східних регіонів) доцільно використати ємності ПСГ в цих регіонах. Однак при виборі обсягів закачування газу в кожне ПСГ необхідно враховувати весь комплекс техніко-економічних показників зберігання газу та прогноз газоспоживання конкретного регіону, що вимагає наукового підходу до експлуатації ПСГ і узгодженої їх роботи в загальній системі транспортування газу [16,33].

Газотранспортна система України складна, має ряд особливостей, що впливають на підходи до створення систем управління режимами роботи.

По-перше, це значні її розміри. Переважна більшість трубопроводів побудована давно, стан їх ізоляції та міцність погіршились. Наслідком цього є підвищена необхідність упровадження телемеханічного контролю за лінійною.

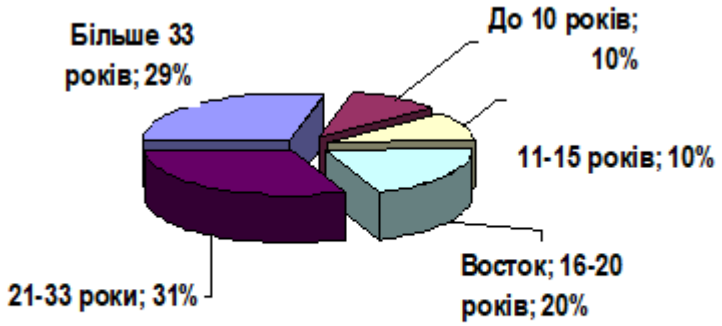


Рисунок 1.4. Діаграма термінів роботи магістральних трубопроводів

По-друге, основне технічне обладнання МГ – газоперекачуючі агрегати – характеризуються значною різноманітністю і довгими термінами експлуатації.

По-третє, газотранспортна система України здійснює транзит у Західну Європу і розподіл споживачам на території держави дуже дорогого імпортного газу.

1.2 Компресорні станції та їх основне обладнання

Компресорні станції системи дальнього транспортування газу призначені для підвищення енергії газового потоку, необхідної для його руху з заданою витратою на лінійних ділянках. Основним обладнанням компресорних станцій є газоперекачувальні агрегати [34], в яких здійснюється компримування газу, тобто передача механічної енергії приводу газовому потоку. Основні типи газоперекачувальних агрегатів та їх характеристика подані в таблиці 1.2. Основною функцією, що визначає якість функціонування системи газопостачання, є безперебійність постачання споживачам газу потрібної якості. Вирішуючи завдання аналізу й оптимізації надійності [40,46], систему газопостачання та її підсистеми можна розглядати як однопродуктові об’єкти, оскільки газ тут складає основну частку відносно інших видів продукції газової промисловості. Для систем газопостачання можна прийняти класифікацію завдань у сфері дослідження надійності, що складаються з п’яти основних класів, а саме: концептуальних, інформаційних, функціональних, нормативних та оптимізаційних.

На компресорних станціях газотранспортної системи України встановлено 158 газоперекачувальні агрегати з електроприводом, при цьому сумарна потужність електропровідних ГПА складає 820 МВт (або 15,2 %).

З встановлених 158 електропривідних ГПА на сьогоднішній час 117 не можуть бути повноцінно задіяні, оскільки вони розташовані на практично не завантажених газопроводах. Зокрема це стосується газопроводів: Шебелинка-Дніпропетровськ-Кр.Ріг-Ізмаїл (сумарно 56 ГПА на КС Павлоград, Краснопілля, Радушне, Мар’ївка, Березівка), Івацевичі-Долина та Комарно-Дроздовичі (48 ГПА на КС Бібрка, Ковель та К.Бугська), а також електропривідний цех (13 ГПА) на КС Ново-Дар’ївка газопроводу Північний Кавказ-Центр.

З інших 41 електропривідних ГПА може бути задіяно у постійному режимі 17 ГПА. Це електропривідні компресорні цехи газопроводу «Прогрес» (КС Іллінці, Бар та Богородчани) та електропривідний цех КС Суми газопроводу Єлець-Курськ-Диканька. Решта може бути задіяна лише в окремі місяці (в диспетчерському режимі).

Станом на сьогоднішній день по системі ДК "Укртрансгаз" в роботі задіяні електропривідні ГПА на КС Павлоград (1 шт.), КС Суми (3шт.), КС Боярка (5шт.), КС Бар (2шт.), КС Іллінці (4 шт.) і КС Богородчани (2шт.) – загальною потужністю 186 МВт. Такий режим роботи дозволяє економити до 1,4 млн.куб.м паливного газу на добу, а загальний обсяг вивільненого паливного газу з 1 квітня 2010 року по 31 травня 2010 року складає близько 47,2 млн.м.куб.

Для економії паливного газу на КС газопроводів ЕККР та АТІ розроблений режим роботи системи з включення ЕГПА на системі ШДКРІ-РІ (КС Павлоград, КС Краснопілля, КС Радушне, КС Мар’ївка, КС Березівка) та послідуюча зупинка газотурбінних приводів на КС газопроводів ЕККР та АТІ. При такому режимі по системі ШДКРІ-РІ (для подальшого транспорту через ГВС Орлівка) транспорт газу складе: у літній період до 15 млн.куб.м на добу, в зимовий період до 20 млн.куб.м на добу, та дасть можливість вивільнити близько 280 млн.куб.м природного газу в рік (при умові відбору контрактних обсягів газу країнами-імпортерами).

Очевидно, що енерговитратність на транспортування газу в першу чергу залежить від технічного стану газоперекачувальних агрегатів, які є об’єктами великої одиничної потужності. Тому зниження рівня надійності ГПА призводить не тільки до виникнення аварійних ситуацій, а й до суттєвої перевитрати енергоресурсів на транспортування газу [24].

Для систем газопостачання можна прийняти класифікацію завдань в області дослідження надійності, що складаються з п’яти основних класів, а саме: концептуальних, інформаційних, функціональних, нормативних та оптимізаційних.

Концептуальні завдання включають визначення місця проблеми надійності в загальній проблемі керування розвитком і режимом газопостачальних систем, у тому числі під час створення автоматизованої системи планування і керування розвитком єдиної системи газопостачання та її об'єктів.

Інформаційні завдання включають питання створення достовірної бази даних, методології одержання необхідної вихідної інформації (детермінованої, ймовірносно-визначеної і ймовірносно-невизначеної), дослідження її властивостей.

Функціональні завдання пов'язані з визначенням фактично досягнутих рівнів надійності транспортування газу, а також відповідних структурних характеристик системи, даних про перерозподіл потоків газу, про фактичні резерви продуктивності і їх розподіл, характеристики надійності устаткування, про нерівномірність газоспоживання (особливо сезонної).

Нормативні завдання включають вибір показників і критеріїв надійності, які використовуються для різних об'єктів у різні часові періоди, а також визначення їх нормативних рівнів. До цих завдань відноситься і розробка нормативних вимог до структури й побудови системи і засобів резервування, надійності устаткування, надійності транспортування газу до споживачів.

Оптимізаційні завдання пов'язані з вибором оптимальних рівнів надійності й резервів, оптимальної структури й будови системи з урахуванням чинників надійності та економічної ефективності, оптимальним розподілом резервів між підсистемами і об'єктами систем транспорту газу та інших питань прийняття оптимальних рішень, пов'язаними з чинниками надійності.

Розрахунок будь-яких показників, що характеризують стан об'єкта в майбутньому, ґрунтується на елементах прогнозу. Головне завдання прогнозування – виявлення оптимальної зміни прогнозуючих характеристик і параметрів в цілях отримання максимального ефекту за заздалегідь вибраним критерієм (економічним, технічним, технологічним тощо). При цьому прогноз виступає як результат прогнозування у вигляді сукупності висловів про майбутнє досліджуваного процесу [15].

Основною метою в завданнях прогнозування стає вибір таких проектних варіантів розвитку системи, які забезпечували б задану потребу в газі на планований період при оптимальних (чи нормативних) рівнях надійності[62].

У зв’язку з цим можна виділити такі основні завдання, пов'язані із прогнозуванням функціонування систем і об’єктів транспорту газу:

1) вибір оптимальної структури, будови і складу системи;
2) визначення оптимальних рівнів експлуатації у системі;
3) розробка структури і вибір засобів керування об'єктами;
4) визначення оптимальних обсягів транспортування;
5) обґрунтування показників експлуатації системи.

Очевидно, що енерговитратність на транспортування газу в першу чергу залежить від технічного стану газоперекачувальних агрегатів, які є об’єктами великої одиничної потужності. Тому зниження рівня надійності ГПА призводить не тільки до виникнення аварійних ситуацій, а й до суттєвої перевитрати енергоресурсів на транспортування газу.

Ретроспекція, діагностика і прогноз - три етапи повного циклу прогнозування. Перший етап полягає в дослідженні прогнозованого процесу у минулому, виявленні і уточнень характеристик і структурних параметрів процесу з його аналізом і розчленовуванням, встановлення характеру і зміни цих показників [8]. За результатами цього циклу розробляють динамічну модель процесу, який вивчається.

Таблиця 1.1 - Основне обладнання компресорних станцій трансукраїнських газопроводів

№	Назва КС	Кількість цехів	Тип ГПА	Тип двигуна	Тип нагнітача	Кількість ГПА	Потужність приводу, кВт	Загальна потужність,кВт	ККД %	витрата ПГ млн.куб.м.
"Союз"										
1	Ново-Псков	1	ГТК-10І	MS 3002	RF 2BB-30	6	10000	60000	25,7	59,7364
			ГТК-10АІ	АІ-336-2-10	RF 2BB-30	1	10000	10000	34	1,8849
2	Борова	1	ГТК-10І	MS 3002	RF 2BB-30	7	10000	70000	25,7	53,796
3	Первомайськ	1	ГТК-10І	MS 3002	RF 2BB-30	7	10000	70000		57,068
4	Машівка	1	ГТК-10І	MS 3002	RF 2BB-30	7	10000	70000		37,15
5	Кременчук	1	ГТК-10І	MS 3002	Демаг 655 Р2	7	10000	70000		80,798
6	Олександрівка	1	ГТК-10І	MS 3002	Демаг 655 Р2	7	10000	70000		45,825
7	Тальне	1	ГТК-10І	MS 3002	Демаг 655 Р2	7	10000	70000		77,678
8	Гайсин	1	ГТК-10І	MS 3002	Демаг 655 Р2	7	10000	70000		43,365
9	Бар-1	1	ГТК-10І	MS 3002	Демаг 655 Р2	7	10000	70000		110,804
10	Гусятин-1	1	ГТК-10І	MS 3002	RF 2BB-30	7	10000	70000		51,465
11	Богородчани-1	1	ГТК-10І	MS 3002	RF 2BB-30	7	10000	70000		85,755
12	Хуст	1	ГТК-10І	MS 3002	RF 2BB-30	7	10000	70000		28,721

Продовження таблиці 1.1

№	Назва КС	Кількість цехів	Тип ГПА	Тип двигуна	Тип нагнітача	Кількість ГПА	Потужність приводу, кВт	Загальна потужність,кВт	ККД %	витрата ПГ в 2009 р., млн.куб.м.
"Прогрес"										
1	Ромни	1	ГПА-25/76	ГТН-25/76	650-21-1	1	25000	50000	28	56,1247
			ГПА-25С	ДН-80	650-21-1	1	25000	25000	35	
2	Гребінківська	1	ГПУ-16	ДЖ-59	НЦ-16-75	4	16000	64000	31	50,96
5	Софіївка	1	ГПА-25/76	ГТН-25/76	650-21-2	2	25000	50000	28	25,899
			ГПА-25С	ДН-80	650-21-2	1	25000	25000	35	
6	Ставище	1	ГПУ-16	ДЖ-59	НЦ-16С	3	16000	48000	31	0,091
			ГПУ-16	ДЖ-59	НЦ-16С	1	16000	16000	31	
7	Іллінці	1	СТД-12500	СТ	235-21-1	7	12500	87500	90	
3	Бар-2	1	ЕГПА-25РЧ	СТ	650-21-1	3	25000	75000	90	
4	Гусятин-2	1	ГПУ-10	ДР-59	235-21-1	5	10000	50000	27	56,28
			ГПУ-10	ДР-59	235-21-1	2	10000	20000	27	
8	Богородчани-2	1	ЕГПА-25РЧ	СТ	650-21-1	3	25000	75000	90	
9	Голятин	1	ГПУ-10	ДР-59	235-21-1	8	10000	80000	27	

На етапі діагностики встановлюють початкові і допустимі характеристики параметрів, вимірюють їх і вибирають методи прогнозування. На третьому етапі здійснюють прогноз.

Прогноз повинен ґрунтуватися на обліку реального процесу зміни технічного стану елементів ГПА з виявленням впливу комплексу чинників, в першу чергу, керуючих, прогнозуючих. Ними слугують технічні вимоги на ремонт і обслуговування та періодичність контролю (діагностування) технічного стану агрегатів.

Облік і прогноз технічного стану можна здійснювати в такій послідовності:

- процеси зміни параметрів стану і відмови елементів,
- ремонт (списання) ГПА,
- визначення вартісних характеристик відмови і ремонту,
- видача прогнозуючих показників, в тому числі показників надійності ГПА.

Зібрані статистичні дані щодо технічного стану всіх типів ГПА УМГ «Прикарпаттрансгаз» [39], їх рівня напрацювання, причин відмов та витрат на ремонтні роботи, величина яких залежить від конструктивних особливостей агрегатів, умов їх експлуатації, складності конструкції, типу приводу тощо, мають достатній рівень інформативності. Аналізуючи вартісні характеристики відмов і ремонтів, проведено прогнозування затрат на експлуатацію системи.

Шляхом математичного моделювання визначено, що загальні затрати на експлуатацію мають тенденцію до зростання. За 5 років темп приросту склав 90,2%. Це пояснюється зростанням вартості використаних запасних частин на 170%. Незважаючи на зростання кошторисної вартості ремонтних робіт, вартість ремонту окремого ГПА значно знижується. У порівнянні із 2003 роком вартість ремонту ГПА знизилась на 65%, що пояснюється зменшенням трудозатрат, зниженням непродуктивних втрат часу, ефективною організацією постачання, характером ушкоджень.

Попередження відмов можливе в результаті проведення робіт по заміні, регулюванню або ремонту об’єкта, значення параметра якого наблизилося до граничного. На практиці це здійснюється завдяки таким заходам:

- застосуванню в документації по технічному обслуговуванню і ремонту системи значень (відхилень) параметрів, що допускаються;
- застосуванню при технічному обслуговуванні методів прогнозування зміни ресурсного параметра і визначення залишкового ресурсу конкретного об’єкту;
- регламентованому по напрацюванню попереджувальному проведенню операцій.

Проте вигода в зменшенні числа відмов супроводжується і негативним явищем – неповним використанням ресурсу попереджувально-відновлених об’єктів. Це особливо відчутно коли мають справу з ресурсними параметрами, відновлення яких потребує зупинки агрегату для капітального ремонту.

Застосування методу прогнозування зміни параметра конкретного об’єкту дозволяє уникнути цього недоліку і практично повністю використовувати ресурс об’єкту, попередивши його відмову в процесі технічного обслуговування або ремонту. Після регламентованого напрацювання об’єкт піддають заміні або іншій операції незалежно від його стану.

Для оцінки технічного стану ГПА застосовують різні методи діагностування, що поділяються на організаційні і технологічні.

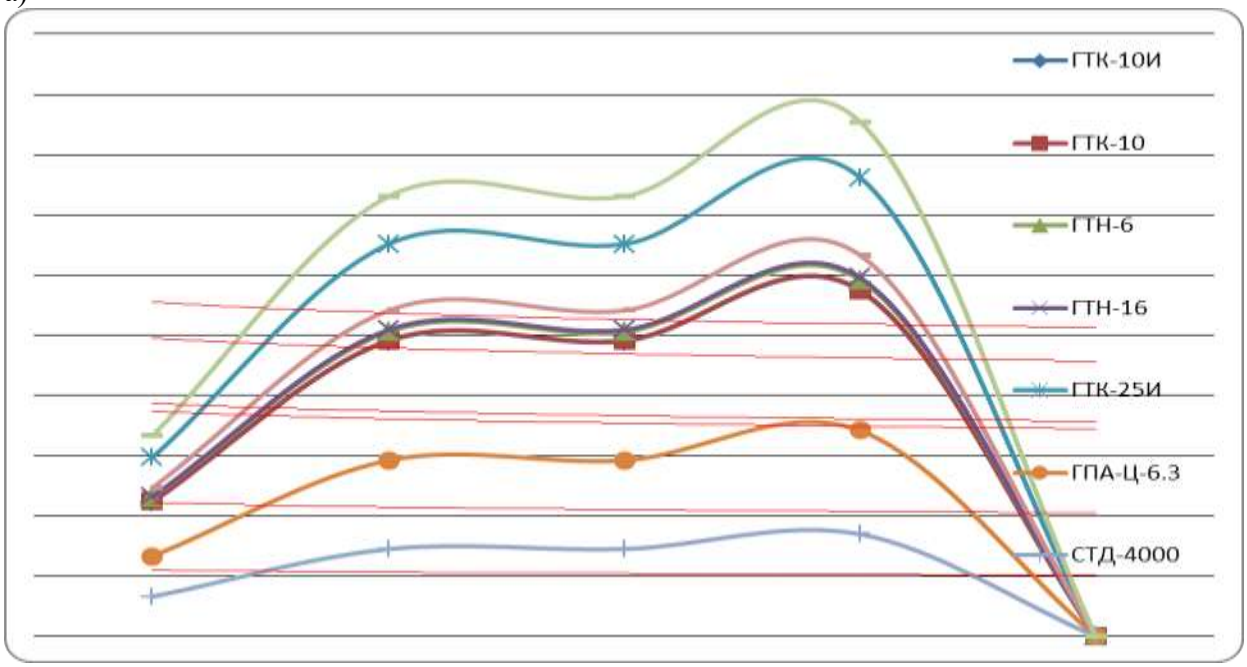
Організаційні методи визначають характер основних завдань діагностування, застосування діагностичних засобів, періодичність їх використання і т.д.

Технологічні методи діагностування безпосередньо визначають прийоми і способи вимірювання параметрів виявлення якісних ознак стану. При перевірці працездатності ГПА застосовуються методи діагностування, що виявляють (без вказівки місця і причини) певну сукупність відмов і пошкоджень (наприклад, зниження потужності, економічності). При пошуку дефектів методи діагностування дозволяють виявити місце, вигляд і причину дефекту (розрегулювання конкретного механізму, невірний момент нагнітання палива, зношування, поломка поршневих кілець тощо).

По застосуванню діагностичних засобів методи діагностування поділяють на дві групи:

органолептичні (або суб'єктивні) і інструментальні (об'єктивні). Органолептичні методи включають прослуховування, огляд, перевірку дотиком і нюхом. Всі якісні ознаки технічного стану встановлюють органолептичними методами діагностування. Інструментальні методи застосовують для вимірювання і контролю всіх параметрів технічного стану, використовуючи при цьому діагностичні засоби.

а)



б)

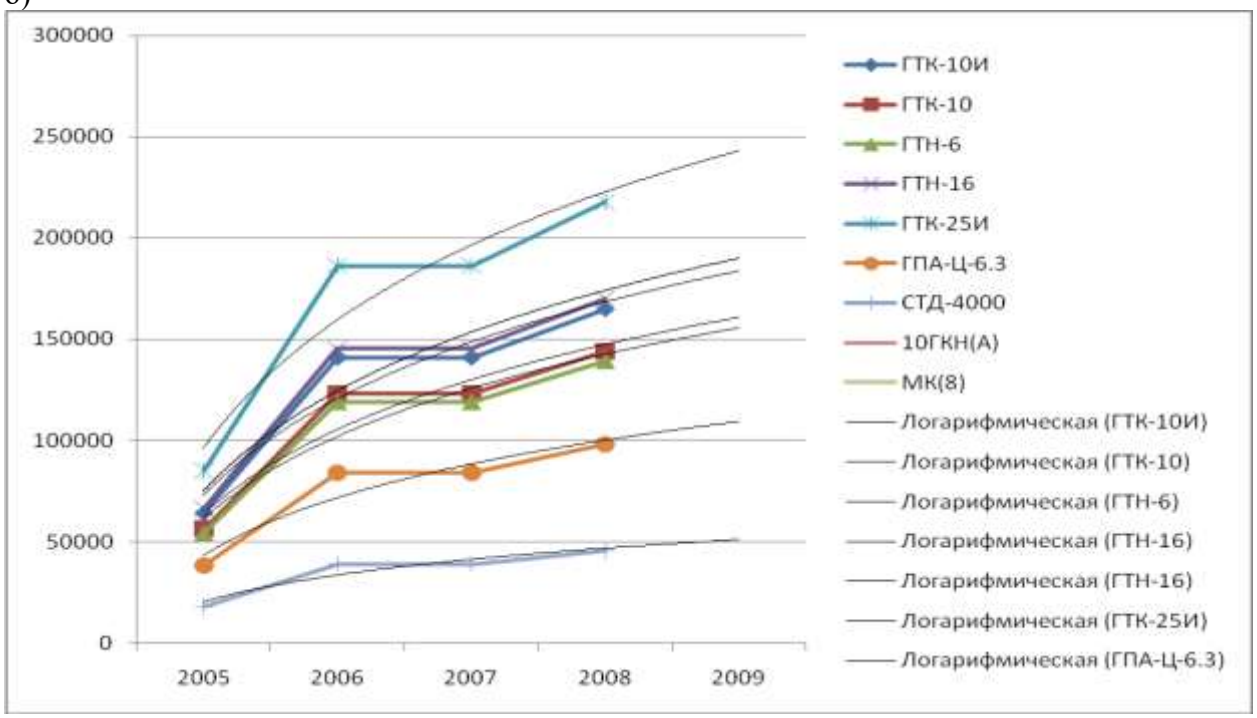


Рисунок 1.5. Прогнозування витрат на середні (а) та капітальні (б) ремонтні роботи агрегатів

Методи діагностування певного об'єкту розрізняються між собою вимірюваними параметрами, прийомами вимірювання і обробки результатів[40]. За режимом роботи об'єкту діагностування можна виділити методи діагностування при сталому, неусталеному і статодинамічному режимах роботи. Діагностування при сталому режимі проводять для об'єкту, що працює в стаціонарному режимі при постійних швидкісному, температурному і силовому навантаженнях. Діагностування при неусталеному режимі роботи застосовують для

вимірювання параметра в нестаціонарних умовах (розгін, різке гальмування або зняття навантаження, прогрів або охолоджування об'єкту, що діагностується). Статодинамічний метод в процесі діагностування використовується при чергуванні сталого і неусталеного режимів роботи об'єкту, що діагностується.

В даний час при діагностуванні ГПА в переважній більшості застосовуються методи діагностування на сталому режимі, набагато рідше — на неусталеному і дуже рідко – статодинамічному. Із застосуванням електронних і автоматизованих засобів діагностування область застосування останніх двох методів розширюється. Статодинамічний метод може бути реалізований тільки в автоматизованому засобі діагностування, оскільки вимірюють параметри, що чергуються в строго заданому сталому і неусталеному режимі.

В процесі експлуатації ГПА в основному ставиться завдання підтримування їх надійності на високому рівні, управлінні нею протягом тривалого періоду.

Керування надійністю при одному і тому ж рівні використання агрегатів досягається шляхом виявлення і попередження відмов. Своєчасне виявлення відмов дозволяє, з одного боку, запобігти подальшим поломкам, аваріям ГПА, з іншого – оперативно припинити зниження ефективності їх експлуатації (зменшення потужності, продуктивності, збільшення втрат природного газу).

1.3 Режими роботи газотранспортних систем

Поняття режим – базове поняття в теорії газотранспортних мереж [9]. Але у літературі йому приділяється недостатня увага. У роботі [18] зроблено спробу, певною мірою, заповнити цю прогалину. Вказане поняття є системним, багатопараметричним і динамічним. Для того, щоб введене поняття режиму було функціональним (застосовним), потрібно не тільки запропонувати систему класифікації режимів, але й систему їх ідентифікації та оцінки зміни в реальних умовах функціонування ГТС.

На даний час математична модель руху газу в трубі є ще недостатньо вивчена. Основні проблеми носять обчислювальний характер [57,62,63]. Дослідження показують, що серед числових методів перевагу надають методу скінчених елементів[59,61,72]. Невичерпані ще різні методи лінеаризації рівнянь і підходи, пов'язані з усередненням параметрів газу. Щодо розрахунку параметрів ГТС, то на сьогодні розглядаються два методи: метод ув'язки по вузлах і метод ув'язки по контурах[57,60]. Ув'язка по вузлах передбачає формування систем рівнянь відносно невідомих тисків у вузлах. Метод ув'язки по контурах зводить задачу до розв'язання систем рівнянь відносно витрат по незалежних контурах. У цих випадках важливим є метод розв'язування відповідної системи нелінійних рівнянь[43,63]. Методи різняться по швидкодії, області гарантованої збіжності, точності[18,23]. Щодо моделей інших об'єктів, то в основному використовуються моделі, побудовані на основі багатократних вимірювань (емпіричні моделі). Особливої уваги заслуговують існуючі моделі компресорних станцій та їх інтеграція з моделями інших об'єктів[24,29,30,33].

Аналізуючи роботу споруд ГТС доходимо до можливості класифікації їх з точки зору врахування в математичній моделі геометричних розмірів цих об'єктів. Для цього введемо поняття часу τ проходження газу через об'єкт [62]. Нехай w — характерна швидкість руху газу в межах деякого об'єкта, а l — його характерний розмір у напрямку руху газу. Тоді характерний час проходження газу через цей об'єкт визначиться як $\tau = l/w$.

Тож, очевидно, що вивчаючи поведінку ГТС на проміжках часу Δt, можна не брати до уваги в математичній моделі скінченність розмірів тих об'єктів, для яких виконується умова $\tau << \Delta t$.

З огляду на це поділятимемо математичні моделі споруд, які входять до складу ГТС, на три типи:

- об'єкти із зосередженими параметрами,

- одновимірні об’єкти із розподіленими параметрами,
- дво- та тривимірні об’єкти із розподіленими параметрами.

Звичайно, віднесення об’єкта ГТС до того чи іншого класу залежить від конкретної задачі та мети математичного моделювання: якщо в одних задачах об’єкт можна розглядати як систему із зосередженими параметрами, то в інших слід враховувати його скінченність.

У задачах моделювання транспортування газу, керування газотранспортною мережею та оптимізації режимів її експлуатації до об’єктів із зосередженими параметрами будемо відносити компресорні станції, газорозподільні станції, перемички, запірну арматуру, вузли редукування тиску та очищення газопроводу. До одновимірних об’єктів із розподіленими параметрами в таких задачах відноситимемо магістральні трубопроводи та переходи.

Стаціонарний режим роботи ГТС визначається технічним і технологічним станом об’єктів, станом лінійних частин, кранів, параметрами газу, який поступає в систему і який відбирається із системи, задіяними газоперекачувальними агрегатами та їх режимом роботи, параметрами середовища, в якому перебуває ГТС.

Діючий режим визначається станом об’єктів, параметрами газових потоків на входах і виходах ГТС.

Розрахунковий режим характеризується параметрами газових потоків на всіх об’єктах, знайденими за певними математичними моделями.

Технологічний режим характеризується параметрами газових потоків, які знаходяться в технологічних межах, що забезпечують якість і надійність режиму транспорту газу.

Оптимальним режимом роботи газопроводу вважають режим, параметри якого забезпечують експериментальне значення деякого критерію оптимальності [57].

До критеріїв оптимальності режимів відносять мінімум собівартості перекачування, максимум об’єму перекачування, мінімум сумарної потужності компресорних станцій, максимум показників надійності системи і т. д. На практиці для проведення оптимізації режимів користуються зразу декількома критеріями оптимальності. Кожному з них присвоюється певний ранг (пріоритет перед іншими) і певний ваговий коефіцієнт. Одержана таким чином функція носить назву функції мети. Параметри оптимального режиму повинні забезпечувати екстремум функції мети [61,62].

Процедура оптимізації режимів полягає в тому, що критерії оптимальності режиму виражаються через його параметри (тиски, температури, витрати газу) за допомогою відомих рівнянь стаціонарної течії газу в газопроводі. Дальше глобальний екстремум функції мети може бути знайдено, якщо часткові похідні по параметрах режиму прирівняти до нуля. Проте ряд залежностей, які пов’язують параметри режиму з певними критеріями оптимальності, мають емпіричний характер, в зв’язку з чим ряд часткових похідних може не існувати. Крім того, часто функція мети може взагалі не мати глобального екстремуму. Тому вказаний напрямок не знайшов визнання в галузі оптимізації режимів роботи газопроводів.

Найбільш поширеними вважаються два методи оптимізації режимів: метод перебору варіантів і метод штрафних функцій [62,63]. Перший – полягає в тому, що для всіх режимів з області допустимих, знаходяться значення функцій мети. Оптимальним режимом вважають такий, для якого числове значення функцій мети найбільше (або найменше). Другий метод полягає в тому, що параметри деякого режиму з області допустимих змінюють на деякий дискретний крок і шукають значення функції мети для обох режимів. Якщо функція мети для нового режиму змінилась в сторону покращання, то продовжують пошук в тому ж напрямку. Якщо функція мети для нового режиму змінилась в сторону погіршення, то їй приписується певний штраф і пошук продовжується в іншому напрямку. Недоліком першого методу є великий обсяг можливих варіантів, що вимагає значних затрат часу. Реалізація другого методу можлива і доцільна тільки поблизу екстремальної точки. Тому для практичної реалізації запропоновано метод, який є поєднанням двох описаних. В комплексі з використанням області допустимих режимів та граничної області енергозатрат цей метод дає змогу зменшити затрати часу на пошук оптимального режиму в десятки разів.

Для оптимізації використовується метод пошуку глобального екстремуму функції мети, побудованої на основі диспетчерської інформації з врахуванням адаптації коефіцієнтів регресивного рівняння. При цьому частота адаптації коефіцієнтів регресивної моделі за даними диспетчерської інформації повинна задовольняти точності передбачення по моделі для вибраного модельованого параметру режиму роботи газотранспортної системи.

Розрахункова схема визначення критерію оптимальності і вибору оптимального режиму [57,58] по одному критерію буде такою. Для всіх режимів із області допустимих режимів роботи газотранспортної системи вибираються параметри роботи кожної з працюючих компресорних станцій (тиск і температура на вході і виході, продуктивність, ступінь підвищення тиску, потужність). Передбачається, що на кожному з заданих режимів система буде працювати одинакові проміжки часу. Визначається кількість мотогодин для кожного газоперекачувального агрегату на кожній компресорній станції і розраховується повна сумарна робота N. Для кожного із режимів розраховуються витрати на паливний газ і матеріали. Оптимальний режим вибирається за мінімумом експлуатаційних витрат.

Недоліком вказаного підходу є його статистичний характер, адже ряд показників, які суттєво впливають на режим і залежать від нього, беруться усередненими на основі результатів статистики. До таких параметрів слід в першу чергу віднести ККД системи. В явному вигляді величина ККД використовується для визначення потужності КС за формулою (8.5), яка в принципі відображає потужність виключно нагнітача. Величини ККД газотурбінної установки та лінійної ділянки, які суттєво залежать від параметрів режиму, тут не враховуються. Очевидно, що усереднено вони враховуються коефіцієнтом при визначенні витрати паливного газу, але впливом залежності цього коефіцієнта від режиму знехтувано.

1.4. Принципи енергозбереження при експлуатації газотранспортної системи України

Критична ситуація з високою енергоємністю ВВП об'єктивно обмежує конкурентоспроможність національного виробництва і лягає важким тягарем на економіку, тим більше в умовах її зовнішньої енергетичної залежності. У найбільш енергоємних галузях національної економіки - металургійній, машинобудівній, хімічній, а також житлово-комунальній сфері - динаміка зниження енергоємності валової доданої вартості не досягла необхідних показників через погіршення технічного стану обладнання, яке, за оцінками експертів, має ступінь зносу 65 - 70%. Унаслідок цього в зазначених галузях триває процес підвищення питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів на деякі важливі види продукції.

Фактор енергозбереження є одним із визначальних для енергетичної стратегії України. Згідно з "Основними напрямками енергетичної стратегії" до 2030 року, за рахунок енергозбереження енергоємність ВВП у 2030 році має зменшитися вдвічі - з нинішнього рівня 0,89 кг у.п./дол. до 0,41 кг у.п./дол. Одним із найбільш ефективних і масштабних напрямів енергозбереження є галузеве енергозбереження за такими основними напрямками, як впровадження нових енергозберігаючих технологій і обладнання; удосконалення існуючих технологій і обладнання; скорочення витрат енергоносіїв. Підвищення ціни на енергоресурси в Україні може різко вплинути на собівартість продукції і повинно нівелюватися саме за рахунок зменшення енерговитрат на одиницю продукції за прикладом країн Західної Європи. Коли ціна на газ у 2007 році для металургійної промисловості Німеччини становила 360 дол., а для українських металургів - 130 дол., німецькі виробники успішно конкурували з українськими за рахунок зменшення витрат енергоносіїв на одиницю виробленої продукції. Якщо в металургійній промисловості замінити технологію мартенівської виплавки сталі на технологію конверторної виплавки, витрати палива на виплавку тонни конверторної сталі становитимуть 5,7 кг у.п. проти 106,6 кг у.п., що витрачаються при мартенівській технології. Заміна мартенівського способу виплавки сталі в обсязі 16,4 млн. тонн на рік конверторним способом дасть змогу зекономити 1,65 млн. тонн у.п. на рік (понад 1,4 млрд. $м^3$).

Великі резерви економії енергоресурсів є і при виробництві будівельних матеріалів. Так, перехід із мокрого способу виробництва цементу на напівсухий і сухий зменшить енерговитрати

на майже 0,5 млн. тонн у.п. на рік, що складатиме 25% від річного обсягу споживання паливно-енергетичних ресурсів на виробництво цементу. Випуск цегли з 30 - 40% пустотілості забезпечує скорочення витрат природного газу на близько 100 млн. кубометрів на рік, що дорівнює 25% від річного обсягу його споживання.

Впровадження у ГТС газоперекачувальних агрегатів нового покоління, а також здійснення модернізації діючих дасть можливість підвищити коефіцієнт корисної дії на 8 - 10%. Газоперекачувальними агрегатами ГТС України на власні потреби витрачається більш як 6 млрд. кубометрів газу на рік, або майже 10% усього газу, який споживається в Україні. Впровадження зазначеної технології на діючих ГПА, а також заміна газоперекачувальних морально застарілих двигунів та агрегатів дасть змогу зменшити витрати природного газу на власні потреби ГТС до 1 млрд. кубометрів на рік. Необхідно також зазначити, що у газорозподільній мережі мають місце виробничо-технологічні витрати природного газу, як нормативні, так і ненормативні. Зараз спостерігається тенденція до зменшення виробничо-технологічних витрат. Якщо втрати природного газу в ГТС (балансові витрати) у 2004 році становили 1,06 млрд. кубометрів, то у 2007 році - вже 0,683 млрд.

Іншим ефективним напрямом підвищення енергетичної ефективності є використання вторинних енергоресурсів. За рахунок впровадження технології когенерації на компресорних станціях ГТС можна щороку виробляти близько 15 - 16 млрд. кВт.год. електроенергії та близько 12,5 млн. ГДж енергії. Важливим є й те, що зазначені обсяги енергії виробляються без витрат органічного палива.

Понад 40% усього газу, а це 29,6 млрд. $м^3$, споживається в комунально-побутовому секторі, в основному для опалення, на що тільки підприємства житлово-комунального господарства витрачають 11 - 14 млрд. $м^3$ газу щороку. Такі великі обсяги споживання природного газу пояснюються тим, що основним паливом для ТЕЦ є природний газ (76 - 80%). Інші види палива використовуються в невеликій кількості: мазут - на рівні 15 - 18%, а також вугілля в обсязі 5 - 6%. Зменшення рівня енергетичної залежності країни від зовнішніх поставок палива (природний газ, нафта) можна досягти за рахунок збільшення використання власного вугілля. Це єдиний природний вид палива, геологічних запасів якого в Україні вистачить для задоволення потреб теплової енергетики і сировинного забезпечення ряду галузей промисловості ще на 400 років. Його прогнозні запаси оцінюються в 117,5 млрд. тонн, із них розвіданих - 56,7 млрд. тонн. Річний видобуток коливається в межах 78 - 79 млн. тонн. Частка вугілля при виробництві теплової та електричної енергії в Україні становить лише 44,2%, тоді як, наприклад, у сусідній Польщі - 95%. Необхідно виправити перекіс паливно-енергетичного балансу країни в частині споживання імпортованого природного газу за наявності значних запасів вітчизняного вугілля. Окрім того, слід сказати про колосальні втрати тепла через незадовільний стан системи теплопостачання. Довжина магістральних і розподільчих теплових мереж в Україні (за винятком тепломереж промислових підприємств) складає 24,3 тис. км. Стан більшості тепломереж незадовільний. Більш як 28% тепломереж експлуатуються понад 25 років, 43% - понад 10 років, і лише 29% тепломереж мають термін експлуатації менше 10 років. Втрати тепла в таких трубопроводах сягають 30% і більше.

Реконструкція теплових мереж із використанням попередньо ізольованих труб, застосування надійних систем обліку забезпечить зменшення втрати тепла в тепломережах по Україні до 7%. Якщо ж додати заміну та модернізацію котлів малої потужності, які на сьогодні експлуатуються в комунальній теплоенергетиці, то це дасть змогу скоротити річне споживання природного газу на 200 млн. $м^3$.

Крім перелічених заходів з енергозбереження, велику роль відіграє використання сучасних систем обліку та контролю за витратами енергоресурсів. Так, тільки на початок 2008 року кількість квартир, газифікованих природним газом, становила 12,8 млн., з них обладнано лічильниками 7,3 млн., або 55,1%. Позитивна динаміка обліку споживання газу очевидна. У 2001 році було газифіковано природним газом 10,6 млн. квартир, з них обладнано лічильниками 2,9 млн., або 27,1%. Попри збільшення на 2 млн. кількості газифікованих квартир, доведення обладнання лічильниками до 55% (або вдвічі) дало можливість не збільшувати споживання

природного газу населенням, а навіть зменшити його: у 2001 році - 17,31 млрд. м^3, у 2007-му - 17,131 млрд. м^3. Проте поки що темпи встановлення лічильників газу все ж недостатні. У разі забезпечення всіх газифікованих квартир лічильниками економія природного газу може становити ще 30% від наявного обсягу споживання газу. До речі, не останню роль у стабільному забезпеченні енергоносіями комунального сектора має відіграти й поліпшення платіжної дисципліни. Так, протягом 1999 - 2008 років підприємства комунальної теплоенергетики та котельні промислових підприємств заборгували 4,365 млрд. гривень, а вже за чотири місяці 2008 року заборгованість сягнула 935 млн. грн. Усі споживачі України заборгували за газ, спожитий протягом 1999 - 2008 років, 7,625 млрд. грн., у поточному році борг за чотири місці становить 1,108 млрд. грн.

Для поліпшення ситуації в державі уряду слід розробити нову програму енергозбереження на період до 2030 року відповідно до положень Енергетичної стратегії України. Для її втілення в життя вкрай потрібно розробити і запропонувати Верховній Раді України для затвердження низку законопроектів, які стимулювали б впровадження енергозберігаючих технологій. У майбутньому ця робота окупиться зменшенням витрат на енергоресурси. Верховній Раді необхідно також прийняти низку законів: нову редакцію Закону "Про енергозбереження", Закону України "Про енергоефективність".

1.5 Енергетична ефективність використання високопотужних ГПА на компресорних станціях багатониткових систем

Аналіз функціонування багатониткової газотранспортної системи свідчить, що у разі зміни режиму її роботи найбільш важко забезпечувати ефективність тих компресорних станцій, в яких переважають цехи з газоперекачувальними агрегатами великої одиничної потужності (25 МВт і 10 МВт). Вимкнення і увімкнення таких агрегатів викликає найбільші зміни режиму в сусідній ГПА і цехах, причому цей процес супроводжується значними перетіканнями міжцеховими перемичками. Необхідно, щоб у всіх режимах нагнітачі працювали в зоні найбільш високих ККД, а навантаження газотурбінного привода було близьке до номінального. Труднощі, що при цьому виникають, можна простежити на прикладі нагнітача 650-21-2 з приводом від ГТУ .

На рис.1.6 представлені розрахункові характеристики ділянок газопроводу діаметром 1400 довжиною 95, 100 і 105 км за коефіцієнта ефективності ділянок газопроводу $E = 0.95$ і тиску на виході $p_1 = 7.5$ МПа. Там саме зображені характеристики ділянок зі зниженим коефіцієнтом ефективності до 0,85, які можна одночасно розглядати як характеристики з $E = 0.95$, але за тиску на виході $p_2 = 7{,}2$ МПа. На графіку нанесені криві сумарних характеристик двох відцентрових нагнітачів (ВН) 650-21-2 за різних відносних частот обертання. Також нанесені лінії ККД ВН згідно з заводською характеристикою зі значеннями від 0,82 до 0,76. Також вказана лінія сумарної внутрішньої потужності двох ВН 45 МВт, побудована для ККД процесу стискування 0,78. Як видно з графіків, зона максимальних ККД під час роботи двох агрегатів розташована в області розрахункових режимів.

Однак здебільшого при існуючих режимах газопроводу робочі точки не можна нанести на цю характеристику, оскільки внаслідок перетікань газу в менш завантажені або вільні нитки дійсна характеристика газопроводу проходить правіше вказаної на рис. 1. 6. З метою більш повного завантаження працюючих агрегатів у пониженого проти нормального значення ступеня стискування КС і роботі в цеху двох ВН ГПА 25 їхні робочі точки на діаграмі розташовуються праворуч від зони максимальних ККД, а це дає безсумнівний енергетичний виграш. При вимиканні ж одного агрегату ВН 650-21-2 характеристика цеху не перетинає робочу зону характеристики ділянки газопроводу, тобто в цьому випадку перетікання повинні походити від сусідніх цехів. Тому для оптимізації роботи складної ГТС перетікання необхідні. Перетікання між компресорними цехами повинні забезпечувати повне завантаження привода і роботу нагнітача в зоні високих ККД. Однак у випадку існуючої проточної частини ВН 650-21-2 за зниженого значення ступеня стискування КС це досить складно і на даний час ще не реалізовано.

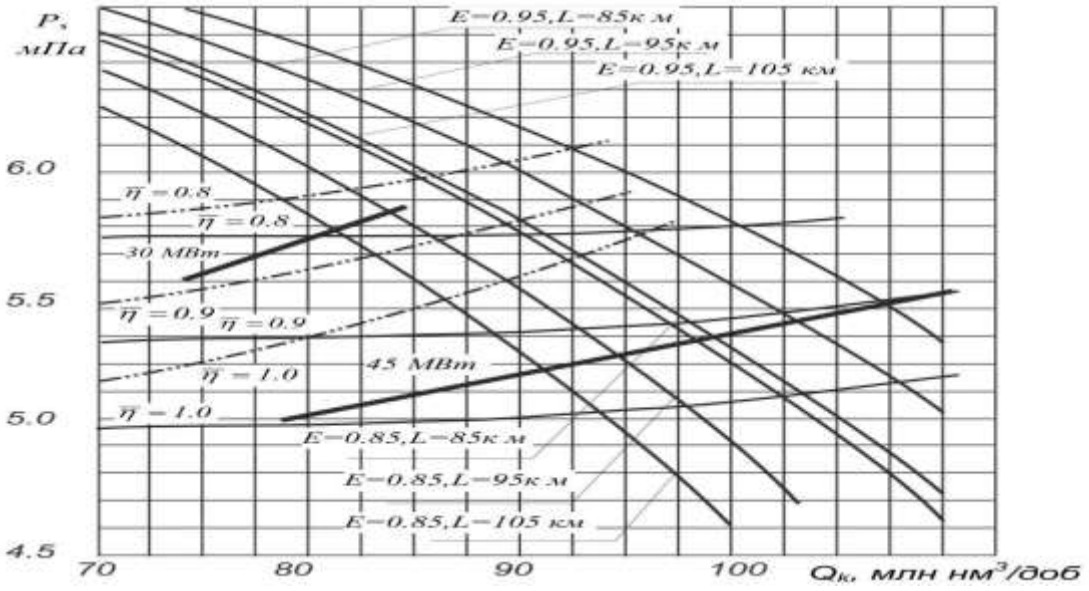


Рисунок 1.6 - Загальна характеристика двох паралельно працюючих нагнітачів ВН 650-21-2 з двома паралельними нитками газопроводу

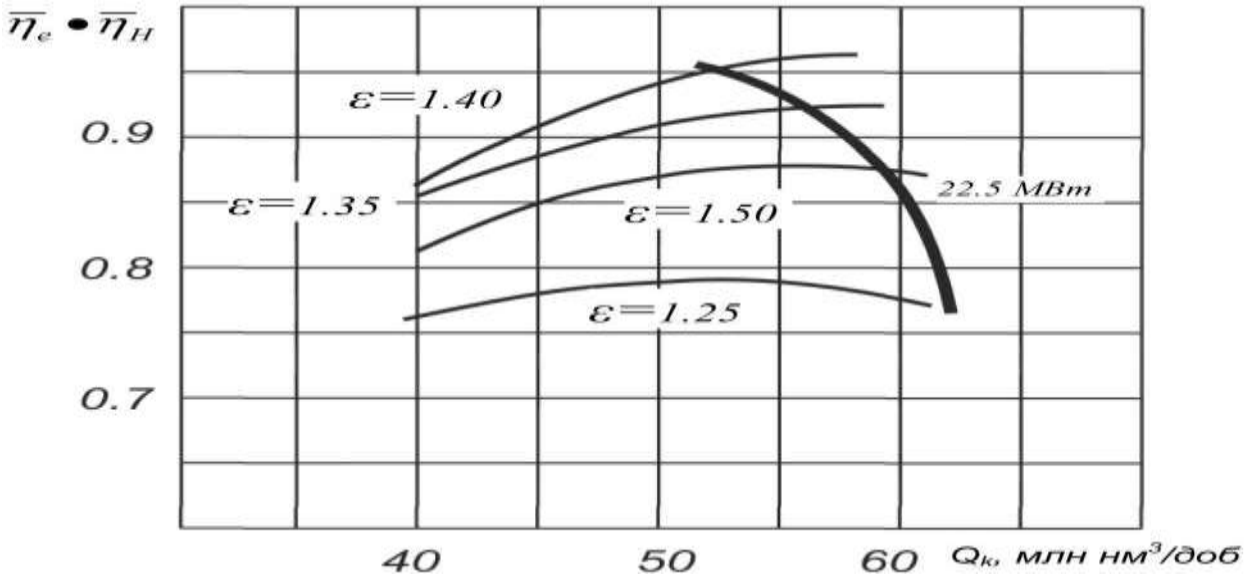


Рисунок 1. 7 - Залежність $\overline{\eta_e} \bullet \overline{\eta_н}$ від витрати Q_k за різних значень $\varepsilon_{цн}$

У зв'язку з цим для забезпечення більш ефективної роботи ВН ГПА потужністю 25 МВт у сформованих умовах експлуатації ГТС необхідно розробити більш сучасну, спеціально призначену для більшості КС проточних частин ВН на номінальну частоту обертання 4670 об/хв. Така конструкція повинна мати робочі колеса просторового типу і лопаткові дифузори в обох ступенях [16,21].

При роботі двох таких ВН із номінальною потужністю привода із ступенем стискання 1,30…1,37 газ об'ємом 20-30 млн. нм^3/добу можна перемичкою передавати в сусідній цех (чи цехи) 20-30 млн. нм/добу. Після виключенні одного ГПА той, що залишився, може ефективно працювати з ККД вищим 80% з витратою до 70 млн. нм^3/добу. Отже перетікання із сусідньої нитки для вирівнювання навантаження у трубопроводах буде істотно меншим, ніж у випадку наявних ВН 650-21-2, RP-2BB-36 і ін. Тобто, переваги такої проточної системи безсумнівні.

Отже, при сформованих режимах роботи газотранспортної системи для більшості агрегатів потужністю 25 МВт значну частину часу необхідне зниження ступеня стискання ВН до 1,30... 1,35, внаслідок чого при паралельній роботі двох ГПА і використанні повної потужності приводу витрата складе 120-130 млн. нм^3/добу. Щоб робочі точки ВН не потрапляли до зони знижених ККД, необхідне розширення зони ефективної роботи існуючих нагнітачів, і, крім того, розташування її в області великих витрат. Для вирівнювання витрат по трубопроводах неминучі перетікання перемичками в сусідні менш завантажені лінії.

З метою запобігання наближенню характеристик нагнітачів, що працюють в цеху, до границі стійкості ГПА повинні бути завантажені приблизно рівномірно. Для визначення оптимального завантаження одного агрегату пропонується наступний метод.

Будується залежність ККД ГПА від продуктивності і режиму роботи. Тоді ККД газоперекачувального агрегату становитиме:

$$\eta_{ГПА} = K_{дод}\eta_e\eta_H,$$

де $K_{дод}$ – коефіцієнт, який враховує додаткові втрати енергії;

η_e - фактичний ефективний ККД ГТУ, що залежить від відносної приведеної потужності і враховує температуру атмосферного повітря та технічний стан ГТУ;

$\eta_н$ - ККД ВН, що залежить від витрати, ступеня стискування і технічного стану нагнітача.

Якщо втрати, пов'язані з технічним станом ГТУ і ВН, включити в $К_{дод}$, то визначальними чинниками для ККД ГТУ є наявна ефективна потужність, а для відцентрового нагнітача – комерційна продуктивність.

Очевидно, що найменша витрата паливного газу на ГПА буде досягнута (за інших рівних умов) при максимальному добутку $\eta_e \cdot \eta_н$, (де $\eta_e \cdot \eta_н$ - величини ККД, віднесені до номінальних режимів). Максимальні значення η_e за відомої потужності можна визначити за діаграмою режимів ГТУ, а $\eta_н$ - за характеристикою нагнітача.

На рис. 1.7 зображено залежності $\eta_e \cdot \eta_н$ від $Q_к$ для агрегату ГТН-25 із ВН 650-21-2 за декількох значень $\varepsilon_{КС}$ від 1,25 до 1,40. При $\varepsilon_{КС}$=1,45 досягатиметься максимальне значення добутку, тобто $\eta_e \cdot \eta_н$=1,0. Показане також розміщення лінії внутрішньої потужності N_i=22,5 МВт, розраховане при $\eta_п$=0,78. Отримана графічна залежність підтверджує, що максимальний ККД цього ГПА зростає з наближенням ступеня стискування до номінального значення і має максимум приблизно при $Q_к \approx 50$ млн нм^3/добу.

Такі криві є важливим інформаційним матеріалом для експлуатаційного персоналу. Для цеху вигідно утримувати потужність ГТН-25, близькою до номінальної, завдяки пологій залежності добутку $\eta_e \cdot \eta_н$ від витрати. Надлишкову для даного цеху витрату варто передавати перемичкою в сусідній лінії. У випадку зниження ступеня стискування $\varepsilon_{КС}$ з ВН 650-21-2 неминуче зросте питома витрата паливного газу.

Для згаданої вище проточної частини ВН фірми GHH-Borsig завдяки сприятливо розташованій і широкій зоні високого ККД за будь-якого ступеня стискування вигідне максимальне завантаження привода.

З аналізу спільних характеристик ділянок газопроводу довжиною 85-105 км і нагнітачів різних типів ГПА потужністю 25МВт випливає, що цими ВН у цехах газотранспортної системи можна виконувати ефективне східчасте регулювання з підтримкою високих ККД ВН тільки раціонально використовуючи наявні перемички між цехами для здійснення заздалегідь обчислених перетікань, домагаючись максимально можливого завантаження газотурбінного приводу і забезпечення режиму роботи ВН у зоні високих ККД.

Для компресорних цехів з агрегатами потужністю 25 МВт перепади тисків між нитками повинні вимірюватися диференціальним способом, щоб можна було більш точно задавати підвищений режим роботи цеху, в який доцільно збільшити приплив газового потоку для

збільшення навантаження ГПА, чи, навпаки, знизити його режим роботи для повернення в зону високих ККД відцентрового нагнітача.

Що стосується ГПА інших потужностей, то в ГТС ДК "Укртрансгаз" в експлуатації їх небагато із приводом потужністю 16 МВт. Деякі з них Сумського заводу у складі ГПА-Ц-16 переважно на ступінь стиску 1,44-1,45 трьох модифікацій на номінальну частоту обертання 4900 і 5300 об/хв тип НЦ-16-76-1,45 і 45 агрегатів ТМЗ із приводом від ГТН типів Н-16 типів Н-16-76-1,44 і 1,44 М. Як правило, розрахунковий режим цеху забезпечується трьома працюючими ГПА при загальній кількості агрегатів в цеху 4-5.

На рис. 1.8 представлені спільні характеристики ділянок газопроводу з трьома і двома НЦ-16-76-1,44 модифікації 3 ($\eta_{НОМ}$=5300 об/хв). При трьох робітниках ВН область високого ККД розташовується сприятливо, однак при зниженому ступені стиску КС ГПА будуть недостатньо завантажені. Для повного завантаження трьох ГПА необхідні перетоки в сусідні нитки, обсяг

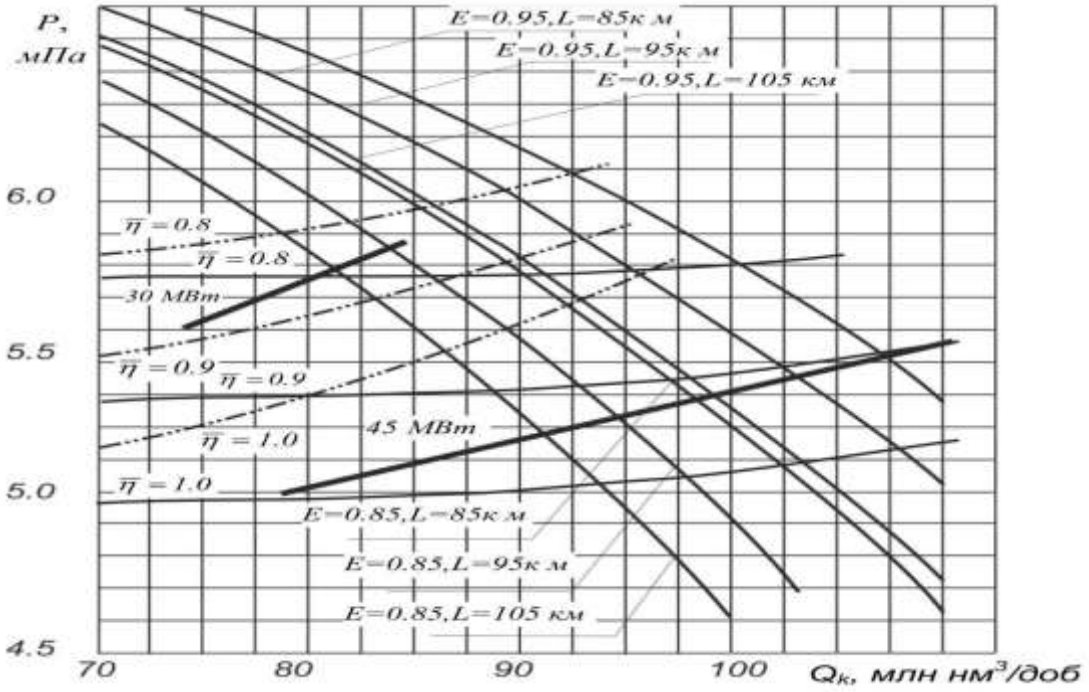


Рисунок 1.8. Загальна характеристика двох і трьох ЦН типу НЦ-16-76-1,44 третьої модифікації та частин газопроводу.

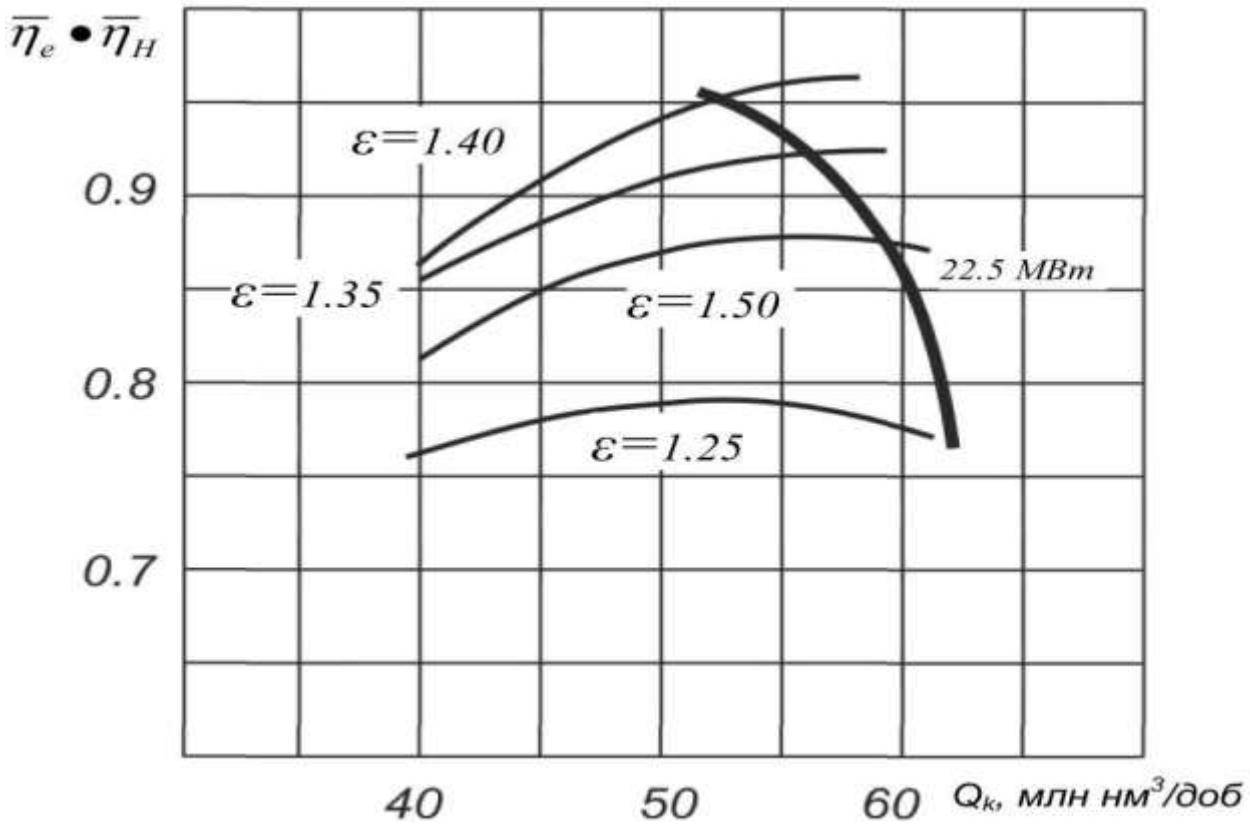


Рисунок 1.9. Залежність $\overline{\eta}_e \cdot \overline{\eta}_H$ від витрати Q_k при різних значеннях $\varepsilon_{цн}$ для ГПА-Ц-16 з ВН 16-76-1.45 3-ї модифікації.

яких залежить від ступеня стиску КС. На цьому ж рисунку показані лінії потужності при трьох і двох агрегатах (45 МВт і 30 МВт), визначені при ККД процесу стиску 0,78. Зі спільних характеристик двох ВН НЦ-16-76-1,44 (модифікація 3) ділянок газопроводу видно, що пологість напірних характеристик забезпечує діапазон ефективної роботи до 80 млн. нм^3/добу при ККД близько 80%. Отже при зниженні витрати по нитці до 3,3 млн. нм^3/год цілком можна залишати в роботі два агрегати цієї модифікації. При необхідності збільшення витрати без включення третього агрегату потрібне підживлення від сусідніх ниток, тобто труба цього цеху може бути використана для прийняття «зайвої» витрати від сусідніх цехів для оптимізації режимів роботи їх ГПА.

Отже для роботи в області високих ККД ВН і ГПА потужністю 16 МВт при повному завантаженні газотурбінного приводу при режимі роботи ГТС вимагаються перетоки як перед цехом, так і після цеху. Витрата при цих перетоках у загальному випадку трохи менша, ніж при ГПА потужністю 25 МВт, але при роботі в цеху одного ГПА може перевищити 50-60 млн. нм^3/добу, що пов'язано вже з відчутними втратами тиску і роботи з компримування газу.

Більш повний аналіз ефективності використання ГПА потужністю 16 МВт може дати розгляд залежності добутку $\eta_e \cdot \eta_н$ від режиму роботи по аналогії з методикою, запропонованою для ГПА потужністю 25 МВт.

Залежності $\eta_e \cdot \eta_н$ від $Q_к$ при різних ступенях стиску від 1,25 до 1,40 для агрегату ГПА-Ц-16 були розраховані з використанням узагальненої дросельної характеристики двигуна НК-16-СТ заводської характеристики нагнітача НЦ-16-76-1,44, що відрізняється високими значеннями ККД у робочій зоні. Результати розрахунків представлені на рис.1.9. Видно, що при витраті через ЦН 30 млн. м^3/добу і більше ККД ГПА знижений у порівнянні з номіналом при ε =1,25 не більш, ніж на 7%. При великому завантаженні двигуна ККД також високий за рахунок збереження високого ККД. При потужності $N_j = 15$ МВт і $\varepsilon > 1.2$ ККД може знизитися не більш, ніж на 5%. . Розрахункова лінія

$N_j = 15$ МВт нанесена по параметрах Q_k, $\varepsilon_{до}$ і $\eta_{ЦН}$. Праворуч від неї робота можлива в холодний час і при низькій температурі технологічного газу на вході в ВН.

Отже на деяку відмінність від ГПА потужністю 25 МВт у розповсюджених агрегатах потужністю 16 МВт найбільша економія паливного газу досягається при максимальному завантаженні газотурбінного привода. Зі зниженням витрати через ВН (при $p_{2=}$7,5 МПа) ККД ГПА зменшується, причому більш різко, ніж в агрегатів потужністю 25 МВт. При змінних проточних частин (ЗПЧ) для нагнітачів потужністю 25 МВт варто встановити черговість з урахуванням того ефекту, який може бути отриманий після її установки, а для цього залежності $\eta_e \cdot \eta_н = f\left(Q_{k,e}\right)$ можуть дати вихідний матеріал.

Як до, так і після установки ЗПЧ, можна добитися економії паливного газу шляхом оптимізації за вантаження ГПА і раціоналізації перетоків, для чого необхідна підсистема автоматичного управління, яка використовує диференціальні виміри тиску перед і за компресорними цехами на багатоцеховій КС.

1.6 Аналіз організації експлуатаційного обслуговування лінійної частини магістральних газопроводів

Дослідження діючої системи технічного обслуговування і ремонту ЛЧ МГ у рамках системи газопостачання, основних тенденцій у розвитку магістрального транспорту газу показує необхідність підвищення ефективності заходів щодо забезпечення надійності магістральних газопроводів у ході експлуатації з метою скорочення загальних витрат, втрат і збитків.

Аналіз перспективних досліджень і теоретичних розробок в області удосконалювання техніки, технології, організації і керування системи ТОіР ЛЧ МГ підтверджує актуальність комплексного розгляду перерахованих проблем. Тільки системний підхід, як головний принцип дослідження складних технічних і організаційно-управлінських об'єктів з обліком максимально можливого числа факторів, що впливають на функціонування системи, дозволяє вирішити задачу оцінки ефективності ремонтно-експлуатаційного обслуговування ЛЧ МГ і вироблення оптимальних організаційно-управлінських і технологічних рішень.

Потужність сучасних газопроводів така, що відмовлення й ушкодження на ЛЧ МГ приводять до значних утрат газу, витратам на проведення ремонтно-відновлювальних робіт, великим збиткам від недопоставки газу споживачам [5]. Так, середньорічні втрати газу при аваріях складають 240.1 млн.м^3 при загальному обсязі заміни труб у 5031 пог. м. Сумарний річний час простою газопроводів у ході ліквідації аварій складає 3554 години. В останні роки намітилася тривожна тенденція росту питомої ваги аварій по причинах механічних ушкоджень у ході експлуатації (з 10.3% у 1984 р. до 27.5% від загальної кількості аварій у 1987 р.). При такому ж положенні справ прогнозування і запобігання можливих аварій стає дуже важко.

Крім аварій на лінійній частині газопроводів, до непередбачених зупинок перекачування газу приводять також численні несправності, дефекти й ушкодження, багато хто з який не можуть бути відразу ліквідовані в силу недостатньої потужності експлуатаційних підрозділів.

В останні роки спостерігається ріст кількості несправностей (свищів, тріщин і ін. дефектів) є наслідком широкого впровадження в практику експлуатації МГ засобів і методів раннього виявлення вогнищ розвитку відмовлень. З іншого боку, це вимагає використання дорогої техніки й апаратури, веде до додаткових витрат у підвищенню собівартості транспортування газу [49].

Значний збиток [18,37] від недопоставки газу споживачу в зв'язку з порушенням технологічних процесів, простоїв робочої сили, недовипуском продукції і необхідністю заміни газу (на час АВР) альтернативним паливом. Збиток від недоподачі газу звичайно вважають лінійною функцією від часу простою газопроводу [20]. Причому питомий збиток, кожного споживача залежить від типу виробництва (галузі промисловості) і складає в середньому 153 руб на 1000 м^3 недопоставленного газу.

Ефективна і діюча система технічного обслуговування і ремонту є одним з основних методів забезпечення експлуатаційної надійності магістральних газопроводів. Ціль створення і

функціонування такої системи - забезпечення безперебійної й ефективної роботи газотранспортних магістралей, зниження народногосподарских витрат і втрат газу в ході транспортування. Основні виробничі задачі системи ТОіР ЛЧ МГ [34]:

- систематичний контроль за станом лінійної частини і її об'єктів;
- обробка результатів контролю і прийняття рішень про виконання тих чи інших робіт;
- проведення комплексу профілактичних, планових і інших відновлювальних робіт;
- невідкладне відновлення ЛЧ, ліквідація аварій і ушкоджень.

Система ТОіР ЛЧ МГ являє собою складну динамічну систему, ефективність якої визначається різними факторами, що впливають на успішність виконання кожної з перерахованих задач. Характер цього впливу дуже складний, по багатьом аспектам носить випадковий характер і некерований. Оцінювати ефективність і виробляти рішення по удосконалюванню настільки складної системи необхідно з позицій системного підходу на основі комплексного розгляду всіх питань, що стосуються задач, структури, складу, стратегій і режиму функціонування, організаційно-технологічного забезпечення системи ТОіР ЛЧ МГ.

Склад, структура, виробничі задачі, що ставляться перед підрозділами, що здійснюють експлуатаційне обслуговування ЛЧ МГ, визначені в діючих галузевих нормативних документах [35, 42, 46]. До цих підрозділів відносяться:

- лінійні експлуатаційні служби (ЛЕС) при лінійних виробничих управлінь МГ (ЛВУ МГ);
- виробничі відділи по експлуатації газопроводів (ВВЕГ);
- аварійно-відбудовні потяги (АВП) при газотранспортних об'єднаннях;
- спеціалізовані служби (групи) (електрохімзахист, теплоелектротехнічні лабораторії й ін.);

Структура ЛЕС може варіюватися в залежності від конкретних умов експлуатації (наявності матеріально-технічних, людських ресурсів, природно-кліматичних умов і ін,). Істотно розрізняються між собою потужність, комплектація, оснащення служб і підрозділів, що також визначає неоднакові можливості РЕП у ході ТОіР.

У залежності від особливих умов експлуатації (гори, болота, водяні перешкоди, значна розгалуженість і довжина ділянки, що обслуговується,) до складу ЛЕС включається так званий аварійний опорний пункт (АОП). Ціль створення АОП - підвищення оперативності й ефективності технічного обслуговування, виявлення і локалізації аварій на лінійній частині.

Система ТОіР ЛЧ МГ знаходиться в постійному розвитку. Будівництво нових газотранспортних систем, "старіння" газопроводів, впровадження сучасних засобів контролю за станом лінійної частини, створення нових могутніх транспортних вузлів у складі системи газопостачання - усе це вимагає розробки нових форм організації системи ТОіР, що забезпечують більш ефективне обслуговування ЛЧ МГ з урахуванням специфіки експлуатації.

Досвід експлуатації лінійної частини МГ країни дозволяє виявити наступні основні організаційні форми системи ТОіР [35, 52]:

- традиційна;
- базова;
- комбінована ,
- аварійно-централізована,

Традиційна форма має на увазі обслуговування ділянок газопроводів силами лінійно-експлуатаційних служб при ЛПУ МГ (плановий огляд, профілактика, ППР, аварійний ремонт), і доцільна для районів України із розвитою інфраструктурою і мережею доріг. Особливості експлуатації газопроводів в умовах степів призвели до створення базової форми організації ТЕ, що заснована на обслуговуванні ЛЧ МГ двома типами ЛЕС. У рамках кожного ЛВУ створені ДЕС для проведення планових оглядів і ліквідації невеликих ушкоджень і несправностей. За окремими ЛВУ закріплені великі базові ремонтно-відновлювальні служби (БРВС), оснащені могутньою технікою для проведення складних аварійно-відновлювальних робіт на ділянках своїх і сусідніх ЛВУ.

Комбінована форма організації ТОіР передбачає поряд зі створенням малопотужних ЛЕС (для проведення робіт з обслуговування й аварійно-відбудовного ремонту) формування аварійно-відбудовних потягів (АВП), призначених для виконання великих планових робіт. Дана

схема забезпечує значну концентрацію ресурсів у рамках АВП і сприяє більш ефективному використанню машин і механізмів.

У районах Західного Сибіру (Росія) одержала поширення аварійно-централізована форма організації ремонтно-експлуатаційного обслуговування, при якій частини АВП поєднуються управлінням ремонтно-профілактичних робіт, покликаним виконувати всі роботи по обслуговуванню і ремонту лінійної частини магістральних газопроводів.

Необхідно відзначити, що на сьогоднішній день не мається науково-обґрунтованих принципів доцільності використання будь-якої організаційної форми системи ТОіР ЛЧ МГ з врахуванням специфіки експлуатації конкретної газотранспортної системи. Це обумовлює необхідність розробки методики формування оптимальної організаційної структури системи ремонтно-експлуатаційного обслуговування і раціональної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування складної мережі МГ.

Кожна з перерахованих форм організації системи обслуговування МГ характеризується визначеним рівнем концентрації матеріально-технічних і інших ресурсів. Однієї з основних тенденцій, що склалися в галузі, є централізація обслуговування газотранспортних магістралей, котра створює умови для більш ефективного й ощадливого використання матеріально-технічних і трудових ресурсів, впровадження нової високопродуктивної техніки і передових методів проведення ремонтно-відновлювальних робіт, що, в остаточному підсумку, дозволяє домогтися скорочення експлуатаційних витрат і втрат у результаті виникнення несправностей і аварій на лінійній частині магістральних газопроводів, підвищити оперативність і продуктивність ремонтних підрозділів, забезпечити надійну і безперебійну роботу газотранспортну систему.

В працях ведучих учених галузі Э.М. Ясина, К.Е. Ращепкина, А.Ф. Комягина, З.Т. Галиуллина й ін. уперше на наукову основу були поставлені питання розробки й вдосконалювання централізованого обслуговування і ремонту магістральних трубопроводів [34, 66].

Заслуговують на увагу розробки по централізації системи аварійно-відбудовного обслуговування магістральних і промислових нафтопроводів, що вирішують подібні задачі стосовно до транспорту нафти.

В області організації ефективного обслуговування ТОіР присутні дві тенденції [26], що мають право на існування: централізація і децентралізація. Завдання полягає у виборі оптимального співвідношення між ними в рамках єдиної системи ТОіР. Адекватність одержуваних при реалізації подібної задачі рішень визначає рівень ефективності експлуатаційного обслуговування трубопровідних систем [35].

Створення централізованої системи обслуговування магістральних трубопроводів забезпечує умови для впровадження і використання сучасних високопродуктивних методів ТОіР, прогресивної техніки [34, 38, 46]. На основі математичних методів теорії масового обслуговування економічно обґрунтована ефективність централізованих форм організації лінійних експлуатаційно-ремонтних служб [20]. Однак, не розглянуте питання формування раціональної структурної схеми розміщення виробничих підрозділів у системі ТОіР.

Дослідження показують, що централізована система обслуговування в 1.5 рази ефективніше традиційної децентралізованої при використанні сучасних швидкохідних засобів транспортування РЕП у ході роботи [37].

На сьогоднішній день проведений ряд досліджень по розробці схеми розміщення пунктів базування РЕП і визначенню ділянок обслуговування на ЛЧ [23, 44]. Основою для рішення подібних задач є показники безвідмовності досліджуваної системи. Звичайно для характеристики надійності використовується показник середньої інтенсивності аварій (відмовлень) за одиницю часу λ, обумовлений статистично. В залежності від умов експлуатації середня інтенсивність відмовлень ЛЧ МГ коливається від $0.2 \ 10^{-3}$ 1/км рік до $1.5 \ 10^{-3}$ 1/км рік [66]. Статистика по відмовленнях дозволяє побудувати, так звану, епюру надійності. Далі вибираються ділянки з підвищеною аварійністю і ставиться задача оптимального розміщення пунктів базування РЕП (АВП) за критерієм мінімального часу на доставку техніки і людей на трасу для проведення АВР (задача "комівояжера"). При цьому враховується структура дорожньої

мережі шляхом використання спеціальних коефіцієнтів: коефіцієнта збігу траси трубопроводу з під'їзними коліями; коефіцієнта віддаленості траси від автодоріг; коефіцієнта перетинань траси трубопроводу з автомобільними дорогами.

Час доставки визначається як функція вказаних коефіцієнтів.

Методи досягнення цих цілей дуже різні і поєднують у собі задачі вдосконалювання технології виконання робіт, впровадження нової техніки і засобів малої механізації, оптимізації планування й організації робіт з ТОіР, доцільній централізації і спеціалізації РЕП, раціональному розміщенню лінійних служб і підрозділів, організації ефективної системи матеріально-технічного постачання.

Наукові розробки в цій області поєднують широке коло питань вдосконалення технічних засобів для виробництва ТОіР на об'єктах ЛЧ, технології і нових методів ремонту й обслуговування лінійної частини, оптимальної організації і керування процесом контролю і відновлення МГ [43, 68, 71].

Можна відзначити наступні тенденції розвитку системи ТОіР ЛЧ МГ:

- розвиток і широке впровадження в практику експлуатації газотранспортних систем нових ефективних методів і технічних засобів контролю стану ЛЧ [35, 43, 46];
- розвиток високопродуктивних методів ремонту МГ із метою скорочення часу простою МГ (у тому числі без зупинки перекачування газу) [3, 4, 5];
- створення спеціалізованих служб і підрозділів по контролі стану ЛЧ. МГ (у тому числі повітряне патрулювання і дефектоскопія) з метою своєчасного виявлення й оперативної ліквідації аварій і ушкоджень [45, 70, 81];
- створення могутніх спеціалізованих підрозділів по усуненню великих аварій і виконанню планових робіт великого обсягу (АВП, базові ЛЕС і ін.).

Вибір раціональної технології й вдосконалювання організації робіт при ТОіР ЛЧ МГ, у даний час здійснюється або на основі особистого досвіду окремих керівників, або шляхом найпростіших детерминоваанних розрахунків на мережних моделях за критерієм мінімуму тривалості робіт [34], трудозатрат [42]. Подібний підхід не дозволяє робити адекватну оцінку ефективності тих чи інших організаційно-технологічних рішень з врахуванням специфіки конкретної системи ТОіР, її структури, стратегій і режиму контрольно-відновлювальних заходів, стану і рівня безвідмовності ЛЧ, випадкового характеру появи і розвитку ушкоджень і відмовлень на МГ.

Однієї з найважливіших характеристик системи ТОіР ЛЧ МГ є режим функціонування РЕП у ході обслуговування. Режим функціонування визначається насамперед стратегією обслуговування, прийнятою в даній системі, і графіком (періодичністю) контрольно-відновлювальних заходів [15,20].

В даний момент, у зв'язку з "старінням" багатьох газопроводів системи газопостачання, підвищеними вимогами по безпеці і экологичности магістрального транспорту газу, особливо гостро стоїть питання забезпечення діючого й ефективного контролю стану лінійної частини в ході експлуатації. Діючі нормативні документи не містять конкретних рекомендацій з плануванню КВЗ на ЛЧ МГ і носять дуже загальний характер [54]. Причому, терміни проведення оглядів, їхня періодичність і обсяги повинні встановлюватися в рамках кожного підрозділу виходячи з конкретних умов (характер місцевості, наявність населених пунктів, технічний стан МГ і ін.). Приймаються такі рішення, як правило, без наукового опрацювання, на основі традиційних схем і інструкцій.

Широке поширення одержало вертолітне патрулювання траси газопроводів з використанням лазерного устаткування по виявленню витоків газу (типу "Огляд", "Локатор-М") автомобільне обстеження з газоаналізаторами (типу "Шукач-1"), що характеризуються великою вартістю й експлуатаційними витратами. Так середня вартість однієї години роботи контрольної ланки, оснащеної "Локатором" складає 768 у.о., з яких на аренду вертольота іде в середньому 530 у.о. [56].

Аналіз закордонного досвіду експлуатаційного обслуговування МГ і наукових розробок у цій області показує, що велика частина досліджень присвячена питанням удосконалювання

старих і створення нових методів і технічних засобів контролі стану ЛЧ, перспективних технологій і механізмів для проведення ремонтно-відновлювальних робіт [69,71,72].

РОЗДІЛ 2 МОДЕЛІ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ І ПРИНЦИПИ ОПТИМІЗАЦІЇ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

2.1 Моделі гідравлічного розрахунку режимів магістральних газопроводів.

В основу побудови моделей магістральних газопроводів покладені рівняння для гідравлічного розрахунку стаціонарного течії газу в трубопроводах. Рівняння балансу механічної енергії ізотермічного сталого потоку газу в трубі постійного крувового перерізу має вигляд [57,62]:

$$\frac{d\rho}{\rho} + qdz + \frac{d(v^2)}{2} + qdh_2 = 0 \qquad (2.1)$$

У практичних розрахунках пропускна спроможність газопроводу вираховується за рівнянням :

$$Q = 0{,}326 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2,5} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\lambda \Delta T_{ср} z_{ср} l}} \qquad (2.2)$$

де P_1, P_2 – тиску на початку і в кінці трубопроводу (МПа);
D – внутрішній діаметр трубопроводу (мм);
$T_{ср}$ – середня температура газу (К);
$z_{ср}$ – довжина газопроводу (км);
λ – коефіцієнт гідравлічного опору;
Δ – відносна густина газу по повітрі;
$z_{ср}$ – середній по довжині ділянки коефіцієнт стисливості газу.
Значні помилки в розрахунках вносяться через неточність вимірювання параметрів $T_{ср}$ і λ.
В практиці диспетчерських служб для $T_{ср}$ використовується формула:

$$T_{ср} = t_{гр} + \frac{(t_н - t_{гр}) M \Delta C_p}{\pi K_m D_н l} \cdot \left(1 - e^{\frac{\pi K D_н l}{Q \Delta C_p}} \right) \qquad (2.3)$$

де $t_н$ – температура газу на початку розрахункової ділянки газопроводу;
$t_{гр}$ – середньорічна температура грунту на глибині залягання газопроводу;
$D_н$ – зовнішній діаметр газопроводу;
K_m – коефіцієнт тепловіддачі від газу до грунту;
C_p – теплоємність газу.
Визначенню коефіцієнта гідравлічного опору присвячена велика кількість робіт [33,48,52,53].

При експлуатації МГ слід періодично проводити облік впливу на λ скупчення конденсату, пилу і т.д., тому λ доцільно постійно уточнювати за експлуатаційними даними. Рівняння (2.2) відповідає гідравлічному розрахунку лінійних ділянок МГ в найпростішому вигляді (однонитковий газопровід з одинаковим діаметром труб). Для лінійних ділянок (ЛД), що мають велику депресію тиску, рівняння для масової витрати будуть більш складного виду [63], це також і відноситься до випадку, коли проводиться розрахунок продуктивності складного за профілем газопроводу [61, 43] і при прокладанні лупінгів і для багатониткового газопроводу [40, 53]. Для загального випадку рівняння для пропускної здатності газопроводу прийме вигляд:

$$Q = A\sqrt{\frac{P_н^2 - P_к^2}{\sum_{i=1}^{n}\frac{l_i}{D_i^5 \cdot \lambda_i} + \frac{\sum_{i=1}^{m} l_i}{\left(\sum_{i=1}^{2} D_i^{2,5} \cdot \lambda_i^{0,5}\right)^2} + \frac{\sum_{i=1}^{r} l_i}{\left(\sum_{i=1}^{3} D_i^{2,5} \cdot \lambda_i^{0,5}\right)^2} + \ldots}} \quad (2.4)$$

де n – кількість однониткових ділянок;

m – кількість двониткових ділянок;

r – кількість трьохниткових ділянок, і. т.д.

Для розв'язку задач перспективного планування розглядаються в основному стаціонарні режими транспорту газу, тобто такі режими, при яких продуктивність газопроводу в часі і по довжині є постійною величиною, при цьому $Q(x,t) = const$.

Розрахунок КС має мету визначення основних параметрів газового потоку (P, Q, T) на вході і виході цехів КС, необхідних для гідравлічного розрахунку процесу газопередачі по газопроводу в цілому, а також параметрів роботи окремих газоперекачувальних агрегатів (ГПА): ε, N, $Q_{вс}$ –для перевірки технологічних обмежень.

Тут:

ε – ступінь стиснення газу;

$P_{вс}$ – тиск всмоктування;

$P_н$ – тиск нагнітання;

N – частота обертання для газоперекачувальних агрегатів;

$Q_{вс}$ – обмін перекачуваного газу.

Широкого поширення набула ідея апроксимації КС [24, 49, 53] виду:

$$\varepsilon^2 = a - b_0 Q_{вс}^2 \quad (2.5)$$

переходячи до тисків це рівняння прийме вигляд:

$$P_н^2 = aP_{вс}^2 - bQ^2 \quad (2.6)$$

$$P_н^2 = aP_{вс}^2 - b_н Q_н^2 \quad (2.7)$$

де:

$$b = b_0\left(T_{вс}, z_{вс}, \frac{P_0}{T_{ст}}\right)^2$$

$$b_н = b_0\left(T_{вс}, z_{вс}, \frac{P_0}{T_{норм}}\right)^2$$

Рівняння (2.6) зручне для спільного розв'язку з рівнянням (2.4) для ЛУ, при цьому можна отримати рівняння, що описує в цілому магістральний газопровід (без проміжних відборів або притоків газу).

Наведене рівняння апроксимації не єдине [61], широке застосування також знайшло рівняння виду:

$$\varepsilon^2 = a_1 + a_2 Q_{вс} + a_3 Q_{вс}^2 \quad (2.8)$$

На відміну від рівняння (2.5) тут додається ще лінійний член апроксимації, при цьому число невідомих параметрів збільшилася. Ускладнення рівняння апроксимації для КС з одного боку веде до збільшення точності апроксимації, а з іншого боку до ускладнення в обчисленні невідомих параметрів. Надалі буде використовуватися рівняння виду (2.5).

У практичних розрахунках несталого режиму транспорту газу в якості математичної моделі руху газу по газопроводу використовують систему рівнянь виду [57]:

$$-\frac{\partial P}{\partial x}=\frac{\lambda\rho v^2}{2D}+\frac{\partial(\rho v)}{\partial t}$$

$$-\frac{\partial P}{\partial t}=c^2\frac{\partial(\rho v)}{\partial x}$$

$$\rho=f(P,t) \tag{2.9}$$

де $P(x,t)$ – середній тиск в перерізі;
$\rho(x,t)$ – густина газу;
$v\ (x,t)$ – середня швидкість в перерізі;
λ – коефіцієнт гідравлічного опору;
D – діаметр газопроводу.

Система рівнянь (2.9) нелінійна і аналітично розв’язати її досить важко. Для практичних розрахунків система (2.9) зводилася до лінеаризованої системи, в якій для оцінювання лінеаризованої функції використовується лінеаризація Чарного І. А. [40] та інші підходи. Серед них слід відзначити методи чисельного розв’язку нелінійних рівнянь, одним з головних достоїнств якого на відміну від аналітичних методів є обчислення з наперед заданою точністю. Найбільш розробленим з класу чисельних методів є метод кінцевих різниць [24, 57].

Для довгих газопроводів з урахуванням лінеаризації вихідних рівнянь (2.9) в різницевих схемах отримаємо систему виду :

$$\frac{\partial^2 P(x_i,t_j)}{\partial x^2}=\frac{1}{h^2}\left(P_{i+1}^{j}-2P_i^{j}+P_{i-1}^{j}\right) \tag{2.10}$$

$$\frac{\partial P(x_i,t_j)}{\partial t}=\frac{1}{\tau}\left(P_i^{j+1}-P_i^{j}\right)$$

Для коротких газопроводів, що описуються математичною моделлю виду:

$$\frac{1}{c^2}\frac{\partial^2 P}{\partial t^2}=\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}$$

в різницевих схемах отримаємо:

$$\frac{1}{h^2}\left(P_{i+1}^{j}-2P_i^{j}+P_{i-1}^{j}\right)=\frac{1}{c^2\tau^2}\left(P_i^{j|+1}-2P_i^{j}+P_i^{j-1}\right) \tag{2.11}$$

розв’язавши відносно P_i^{j+1}, маємо:

$$P_i^{j+1}=2(1-m^2)P_i^{j}+m^2(P_{i+1}^{j}+P_{i-1}^{j})-P_i^{j-1} \tag{2.12}$$

Розв'язок кінцево різницевих процедур являє собою покроковий рекурентний процес. Слід зазначити схему розв'язку нелінійного рівняння (2.9), запропоновану Ю.І. Максимовим, що представляє собою неявну симетричну шестикінцеву кінцево-різницеву схему:

$$P_i^{j+1} = P_i^j + \frac{1}{2}\left[\sqrt{\left(P_{i+1}^{j+1}\right)^2 - \left(P_i^{j+1}\right)^2} - \sqrt{\left(P_i^{j+1}\right)^2 - \left(P_{i-1}^{j+1}\right)^2} + \sqrt{\left(P_{i+1}^{j}\right)^2 - \left(P_i^{j}\right)^2} - \sqrt{\left(P_i^{j}\right)^2 - \left(P_{i-1}^{j}\right)^2}\right] \tag{2.13}$$

Наявне також значне число різницевих схем розв'язку й іншого виду [24, 62]. Для розрахунку значень пропускної здатності газопроводу при нестаціонарному режимі використовується наступне рівняння в кінцевих різницях [1]:

$$Q_{k+\frac{1}{2},s-1} = Q_{k-\frac{1}{2},s-1} + \chi\left(P_{k,s-1} + P_{k,s}\right) \tag{2.14}$$

$$\chi = \frac{\Delta t}{A\Delta x}$$

де s – індекс часу t;
k – індекс довжини x.
З урахуванням початкових умов, рівняння (2.14) приводять до виду:

$$Q_{k+\frac{1}{2},s-1} = Q_{0,s-1} + \frac{1}{2}\chi\left(P_{1,s-1} - P_{1,s}\right) + \chi\sum_{i=1}^{k}\left(P_{i,s-1} - P_{i,s}\right) \tag{2.15}$$

Недоліком використання наведених рекурентних алгоритмів розв'язку нестаціонарних задач транспорту газу з використанням різницевих схем є те, що їх не можна використовувати для практичних розрахунків в тих випадках, коли в наявності є тільки дані диспетчерської інформації ЦДУ або ЦДС. Ця інформація недостатня для використання цих методів, тому необхідно розробити такий метод розрахунку несталих режимів, який можна було б використовувати для розрахунків раціональних режимів на основі диспетчерських даних експлуатації магістральних газопроводів. Для розв'язку цієї задачі пропонується використовувати рекурентний алгоритм виду:

$$Q_s = Q_{s-1}(1-b_s) + Q_{\phi,s}b_s \quad b_s = \sum\frac{P_{j,s}^2 - P_{j,s}^2}{\gamma + P_{j,s}^2 - P_{j,s}^2}$$

Рівняння (2.16) використовується для розрахунку пропускної здатності газопроводу, в процедурі уточнення крок відповідає дискрету часу отримання нової диспетчерської інформації. Наведене рівняння не є різновидом розв'язку рівняння (2.9) з використанням різницевих схем, рівняння виду (2.14) і (2.15) схожі лише тільки зовні. Рівняння (2.15) виводилося з використанням адаптивного підходу до розв'язку нестаціонарного руху газу в газопроводі, яке буде розглянуте в розділі V.

2.2 Принципи оптимізації газотранспортнихсистем .

Під оптимізацією газотранспортних систем розуміють цілеспрямовану діяльність, яка полягає в отриманні найкращих результатів при відповідних умовах. Постановка задачі оптимізації передбачає наявність об'єктів і ресурсів оптимізації, під якими розуміють свободу вибору значень деяких параметрів обє'єкта, що оптимызуэться.

При оптимізації газотранспортних систем можуть бути поставлені дві задачі:

1) оптимального проектування системи газопостачання, в тому числі розвитку і реконструкції;

2) оптимального планування перспективних і оперативних режимів роботи газотранспортних систем.

При розв'язанні задач оптимізації зазвичай виділяють такі основні етапи.

Загальний аналіз задачі оптимізації

Передбачається попередній загальний аналіз задачі: аналіз можливих варіантів технологічних схем транспорту газу, з'ясування типу задачі оптимізації (статична або динамічна), необхідність постановки задачі, оцінка вартості роботи з оптимізації, вибір стратегії використання отриманих методик і т.д.

Вибір критерію оптимізації

Вибір критерію – надзвичайно важлива і складна економічна задача. Як для народного господарства в цілому, так і для системи газопостачання характерно використання використання різних критеріїв. В якості критеріїв можуть бути використані максимум прибутку, мінімум приведених витрат, максимум пропускної здатності системи, максимум надійності газоспоживання та ін. Оптимальна важливість критеріїв залежить від конкретних задач. Зазвичай приймають критерій оптимізації простим, якщо потрібно знайти екстремум якої-небудь величини без умов на інші величини, і складним, якщо необхідно знайти екстремум головного критерію за якихось умов, заданих на інші величини. Іноді для цього використовують загальну цільову функцію, в якій введені система упорядкування критеріїв або відповідні вагові коефіцієнти для окремих цільових функцій, причому останні можуть бути взяті змінними в часі. Вибір вагових коефіцієнтів повинен бути достатньо обгрунтований, оскільки зумовлює розв'язок задач.

У деяких випадках втрату якості за одним критерієм (наприклад, за надійністю) можна компенсувати збільшенням якості за іншим критерієм. При оптимізації систем газопостачання визначальними є економічні критерії: максимум доходу, мінімум приведених витрат та ін.

Вибір керованих змінних і формулювання обмеженьна них

Газотранспортна система характеризується вхідними (подача газу, режим роботи КС) і вихідними (споживання газу, режим роботи систем розподілу газу) змінними. Їх зазвичай можна поділити на дві групи – керовані і некеровані. Керовані змінні можуть вимірюватися і стабілізуватися або автоматично змінюватися за заданою програмою. Ними можна варіювати в визначених межах або на ці змінні можна накласти обмеження. Так, діапазон зміни продуктивності КС обмежується, з одного боку, зоною помпажу, з іншого боку, низьким ККД, а тиск в трубопроводі обмежено несучою здатністю трубопроводу, і т. д. Обмеження можуть накладатися також з економічних міркувань. Правильний облік необхідних обмежень є обов'язковим, оскільки показує досвід розв'язання задач оптимізації, за деякими змінним оптимум часто знаходиться на обмеженні. При виборі змінних слід врахувати всі суттєві для оптимізації змінні, а також виключити з розгляду несуттєві змінні, які мало впливають на критерій оптимізації, оскільки складність розв'язання задачі значною мірою визначається числом змінних, за яких проводиться оптимізація.

В якості технологічних обмежень використовують максимальний вихідний тиск на КС, який визначається несучою здатністю трубопроводу, температурні обмеження, а також обмеження щодо помпажу, споживаної потужності, максимальної частоти обертання нагнітачів, граничним положенням кранів, дроселюванням і т.д.

Планово-економічні обмеженнями є виконання планових постачань газу, обмеження експлуатаційних витрат та ін.

На процеси транспорту газу діють збурення: зміна газоспоживання, старіння газопроводів, відключення окремих компресорних агрегатів і станцій, закупорка і аварії і т.п. До них відносяться також економічні зміни. Як збурення, так і управління можуть бути плавними, а також більш-менш різкими (в цьому випадку їх називають стрибкоподібними). Залежно від типу збурень та управлінь необхідно розв'язувати статичні задачі оптимізації, коли $T_{воз}$, $T_{пер}$ (де $T_{воз}$ – середній час між двома послідовними збуреннями; $T_{пер}$ – час перехідного процесу в системі газопостачання), і динамічні задачі оптимізації, коли величина $T_{пер}$ порівняна з величиною $T_{воз}$. В деяких випадках можна використовувати статичні методи для розв'язання динамічних задач з існуючого класу квазістатичних задач. Постановка квазістатичної задачі повинна бути досить обгрунтована.

Складання математичного опису процесів транспорту газу

У загальному випадку під математичним описом розуміють рівняння, що пов'язують вхідні та вихідні змінні процесів транспорту газу з урахуванням математичного трактування всіх наявних обмежень.

Математичні моделі лінійної частини газопроводу, КС та інших були розглянуті раніше. Основна мета цього етапу – отримання математичного формулювання задачі оптимізації. Математична модель містить функції, що беруть участь у процесі оптимізації.

У деяких випадках, особливо для конкретних об'єктів, використовують методики оптимізації без математичної моделі. У цьому випадку оптимальний режим знаходиться пошуком на об'єкті шляхом створення різних технологічних режимів і вибору найкращого з них. Цей метод для вибору режимів систем газопостачання майже не використовуєся.

Вибір методу оптимізації і оптимальний розрахунок

Даний метод являє собою математичну задачу знаходження екстремуму критерію в області змін керованих змінних, що визначаються обмеженнями системи. Складність цього етапу обумовлюється складністю математичної моделі окремих елементів системи транспорту газу, складністю її технологічної топології і числом керованих змінних. Якщо порівняти оптимізацію при проектуванні з оптимізацією діючих систем газопостачання, то оптимізація проектних розробок повинна давати значно більший ефект. Необхідно враховувати наступне:

1) при проектуванні значно більше варійованих параметрів, оскільки до технологічних параметрах додаються конструкційні;

2) при проектуванні варіювати змінні можна в значно більших межах, при оптимізації діючих систем транспорту газу змінні варіюють в досить вузьких діапазонах внаслідок того, що можливості встановленого обладнання обмежені. Таким чином, збільшення, наприклад, продуктивності КС обмежено потужністю встановленої компресорної машини (при проектуванні, якщо це вигідно, можна встановити більш потужні компресори).

При розв'язанні конкретних задач оптимізації систем газопостачання необхідно користуватися математичним методом, який приводить до кінцевих результатів з найменшими витратами або дає можливість отримати найбільший обсяг інформації про шуканий розв'язок.

Методи розв'язання задач оптимізації

Необхідно зауважити, що не можна рекомендувати якийсь один метод, який можна застосовувати для розв'язання всіх без винятку задач, що виникають на практиці. Багато методів доцільно застосовувати в поєднанні, причому математичні моделі об'єктів транспорту газу у багатьох випадках можуть зумовлювати обраний спосіб розв'язання. За типом використовуваного математичного апарату використовувані методи можна поділити на групи.

Використання функцій методом класичного аналізу. Ці методи найбільш відомі. При його використанні необхідно знати аналітичний вираз для похідних рівняннь, що визначає

екстремальні розв’язки задачі. Таким чином визначаються параметри трубопроводів змінного діаметру. Однак часто доводиться вирішувати систему нелінійних рівнянь, що призводить до використання чисельних методів. Слід зауважити, що система рівнянь, отримана в результаті використання цих методів, забезпечує тільки необхідні умови оптимальності. Тому всі розв’язки необхідно досліджувати на достатність.

Метод множників Лагранжа. Цим методом вище розв’язувалось задачі визначення оптимальних параметрів трубопроводів. Його доцільно застосовувати при розв’язанні задач того ж класу, що і для звичайних методів класичного аналізу, в тому числі при наявності обмежень типу рівностей на незалежні змінні. При цьому повинна бути можливість отримання аналітичних виразів для похідних від критерію оптимальності і для обмежувальних рівнянь. Множники Лагранжа можна застосовувати для задач динамічної оптимізації. Їх використовують в якості допоміжного засобу при розв’язанні задач інших класів з обмеженнями типу рівностей, наприклад, у варіаційному численні і динамічному програмуванні, причому при їх використанні знижується розмірність розв’язуваної задачі.

Методи варіаційного числення. Їх зазвичай використовують для задач, в яких критерії оптимальності можна представити у вигляді функціоналів і розв’язками є невідомі функції. Процес вибору оптимального варіанту зводиться до інтегрування системи диференціальних рівнянь Ейлера. Число рівнянь відповідає числу невідомих функцій, визначених при розв’язанні задач оптимізації. В результаті знаходять необхідні умови екстремуму функціоналу. Деколи використовують методи, що дозволяють звести вихідну варіаційну задачу до задачі нелінійного програмування, вирішувати яку простіше, ніж крайову задачу для рівнянь Ейлера.

Динамічне програмування. Таке програмування являється ефектним методом розв’язання задач оптимізації дискретних багатостадійних процесів. При цьому загальний критерій оптимальності – адитивна функція критеріїв оптимальності окремих стадій. Оптимальну стратегію управління знаходять шляхом розв’язання частинних задач оптимізації послідовно для всіх стадій процесу і зводять в таблиці. Розмірність задач вдається знизити шляхом використанням множників Лагранжа.

Принцип максіимума. Його використовують для розв’язання задач оптимізації, що описуються системами диференціальних рівнянь. Знаходження оптимального розв’язку зводиться до задачі інтегрування системи диференціальних рівнянь технологічного процесу та скороченої системи для допоміжних функцій при граничних умовах, заданих на обох кінцях інтервалу інтегрування. Принцип максимума розвинутий для безперервних процесів, іноді його формальне застосування для дискретних процесів дозволяє отримати зручні обчислювальні алгоритми.

Лінійне програмування. Воно використовується при розв’язанні задач з лінійними виразами для критерію оптимальності та лінійними обмеженнями на область зміни змінних.

Ці методи знайшли найбільше застосування в задачах планування роботи та розвитку газопостачальних систем.

Методи нелінійного програмування. Дані методи використовуються при знаходженні екстремуму нелінійної цільової функції при заданих обмеженнях у вигляді рівності або нерівностей. Обмеження можуть бути лінійними або нелінійними. Вони охоплюють велику групу методів розв’язання задач оптимізації, таких як: методи прелаксації, градієнта, найшвидшого спуску, “важкої кульки”, “золотого січення”, з використанням чисел Фібоначчі, сканування, випадкового пошуку, з використанням проектування вектора-градієнта та ін.

За методами розв’язання задачі оптимізації можна класифікувати на:

- аналітичні, що використовують класичні методи диференціального і варіаційного числення;

- чисельні, які використовують в більшості випадків ітераційні процедури;

- графічні, що базуються на графічному зображенні функції. Екстремум функції в цьому випадку отримують безпосередньо шляхом аналізу графіків, які досить прості і застосовні в тих випадках, коли критерій якості є однією або максимум двох незалежних змінних;

- експериментальні методи вибору оптимального варіанту. Для цього широко використовуються методи планування експерименту. В багатьох випадках критерій оптимізації може бути нечутливим до зміни змінних, тому досить точно вдається визначити його екстремальну точку.

У техніко-економічних задачах оптимізації трубопровідних систем, коли, по-перше, критерій приведених затрат є досить пологим і, по-друге, коли через неточності вихідної інформації з використанням аналітичних методів потрапляють в область “невизначеності розв’язку”. Тому при наближенні до області “невизначеності розв’язку” часто переходять до методів прямого або упорядкованого перебору варіантів в даній області.

2.3 Вибір оптимального режиму роботи компресорних станцій магістральних газопроводів

Одним із головних завдань управління технологічним режимом роботи КС є підтримання тиску на стороні нагнітання на заданому рівні при оптимальному розподілі навантаження між агрегатами. При цьому, під оптимальним розподілом розуміється таке навантаження агрегатів, яке забезпечує мінімум енерговитрат на компримування заданого об’єму газу при відповідних граничних умовах на вході і виході КС.

В даний час нові компресорні станції оснащуються повнонапірними ГПА, що працюють тільки паралельно. Однак в промисловості є велика кількість КС, які мають паралельно-послідовну схему включення ГПА, крім того дожимні КС на родовищах, КС на підземних сховищах газу, а також ряд нових КС працюють за принципом паралельно-послідовного включення ГПА. Тому нижче, як загальний випадок, розглянуті завдання оптимізації КС при паралельно-послідовній роботі ГПА. Паралельна робота повнонапірних нагнітачів є окремим випадком розглянутої задачі.

Компресорна станція як локальний об’єкт управління представляє собою складний комплекс компресорного устаткування, режим роботи якого змінюється залежно від коливань відборів газу по трасі магістрального газопроводу. Для компенсації коливань режимів в технологічних схемах КС передбачені різні ступінчасті (дискретні) способи регулювання: числом машин, зміною схеми варіантів роботи групи машин (число груп та агрегатів в групі), коліс нагнітачів різних діаметрів, використанням позиційних регуляторів (“відкрито-закрито”). До неперервних способів регулювання відносяться: зміна швидкості обертання ротора нагнітача (в регульованому приводі), перепуск газу з виходу на вхід групи агрегатів і дроселювання на нагнітанні та всмоктуванні.

Враховуючи особливості математичного опису компресорних станцій і результати аналізу керуючих впливів, сформулюєм наступне завдання оптимізації режимів роботи компресорної станції: при заданому об’ємі газу і фіксованих граничних умовах – тиску на вході $P_{вх}$, виході $P_{вих}$ і температури газу на вході $T_{вх}$ визначити таке поєднання машин, діаметрів робочих коліс нагнітачів, оберти (в разі регульованого приводу) по ступенях, положення регулюючих вставок, щоб був забезпечений мінімум енергетичних затрат за КС):

$$F = \min_{u} \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n} f_{ij}(\bar{r}, \bar{u}) \qquad (2.17)$$

і виконувалися наступні технологічні обмеження:

$$P_{вих} < P_{вих}^{'},\ n_{1\min} \le n_1 \le n_{1\max},$$

$$N_{ij} < N_{ij}^{'},\ T_{вих} < T_{вих}^{'},\ \Delta q < \Delta q^{'},$$

де $\bar{u}$ – вектор управління, компонентами якого є параметри: число обертів і агрегатів, вставки кранів; r – вектор режимів, який визначається тиском, витратою і температурою; m – число паралельних груп агрегатів, n –число послідовних ступенів, $N_{il}^{'}$, $T_{вих}^{'}$, $\Delta q^{'}$, $P_{вих}^{'}$ – максимальні значення потужності, температури, байпасованої кількості газу та тиску на виході відповідно, n_{1min}, n_{1max} – мінімально та максимально допустимі оберти нагнітачів.

Розв'язання задачы пов'язане з перебором великого числа варіантів. Тому для спрощення рахунку доцільно використовувати деякі технологічні закономірності.

Рядом дослідників [35, 49] було висунуто припущення про ступінь завантаження компресорних машин: перші машини по ходу руху газу економічно доцільно завантажити більше.

У результаті було висунуто такі дві передумови:

а) при однакових граничних умовах n агрегатів завжди гірше з точки зору енергетичних експлуатаційних витрат, ніж n–1 агрегат. Якщо не враховувати обмеження на керуючі впливи, дана умова може бути порушена. При їх врахуванні воно завжди виконується;

б) у всіх випадках економічно вигідно більше завантажувати перші по ходу руху газу машини.

Обгрунтуємо прийняті допущення .

Що стосується правомірності першої передумови до випадку послідовно включених машин, то очевидно, що завжди n машин гірше , ніж n–1.

Для обгрунтування цього положення у випадку змішаних схем включення агрегатів розглянемо варіанти схем: 1-3 і П-2 (перша римська цифра – число паралельних груп, друга – число ступенів). У табл. 2.1 Наведені результати розрахунку режиму роботи компресорної станції, обладнаної газовими турбінами ГТ-750-6 зі схемою включення 1-3 ($q_{упр}$ –приведена об'ємна продуктивність, ε – ступінь стиснення).

Таблиця 2.1. Результати розрахунків режимів роботи КС (ГТ-750-6, схема 1-3, $P_{вх}$ = 33,3 МПа, $P_{вих}$ = 54 Мпа, $Q_к$ = 23,08 млн м^3/добу, $Q_{топ}$ = 0,1542 млн м^3/добу).

Ступінь	Параметри				
	$q_{vпп}$, м^3/хв	ε	Твих, ^0C	n_I, об/хв.	к.п.д.
1	453	1,17	31,5	5300	0,23
2	377	1,18	47,6	4876	0,21
3	333	1,19	68,7	4770	0,21

Заданий режим відповідає роботі нагнітача першого ступені в зоні максимальної наведеної об'ємної продуктивності ($q_{v_{пр}\max}$ = 460 м^3/хв). Це саме ті умови, коли можна говорити про допустимість включення машин по схемі П-2. Однак недоцільність такого припущення випливає з наступного простого розрахунку. Для створення нормальних умов роботи агрегатів (поза зоною помпажу) при схемі включення П-2 необхідно забезпечити приведену об'ємну продуктивність не менше 275 м^3/хв (згідно з газодинамічними характеристикам ГТ-750-6), що в перерахунку на комерційну продуктивність відповідає потоку в 28 млн м^3/добу, тобто треба було б на КС здійснювати перепуск газу з виходу на вхід в обсязі Δq = 5,3 млн м^3/добу, що неприпустимо багато з технологічних міркувань. У табл. 1.2 наведені результати розрахунку режиму цієї ж КС за схемою включення агрегатів П-2 при тих же граничних умовах.

Таблиця 2.2. Результати розрахунків режимів роботи КС (ГТ-750-6, схема П-2, $P_{вх}$ = 33,3 МПа, $P_{вих}$ = 54 МПа, $Q_к$ = 23,08 млн м^3/добу, $Q_{топ}$ = 0,1784 млн м^3/добу, Δq = 5,3 млн м^3/добу)

Ступінь	Параметри				
	q_{vnn}, м^3/хв	ε	Т$_{вих}$, ^0C	n_I, об/хв.	к.п.д.
1	275	1,28	47,5	5300	0,20
2	250	1,29	68,3	5100	0,19

Порівняння економічних показників, оцінених за кількістю газу, що витрачається, говорить на користь схеми 1-3. Таким чином, 4 машини гірше, ніж 3 і в цьому випадку.

Обгрунтуванням положення про доцільність більшого (порівняно з попередніми) завантаження перших по ходу руху газу машин можуть служити наведені нижче розрахунки режимів роботи компресорної станції при однакових граничних умовах і різних варіантах завантаження компресорного устаткування. Розрахунок наведено для агрегата ГТК-10 зі схемою включення 1-2. Варіанти режимів роботи КС співставляються за енерговитратами на компримування газу, вираженими в млн м^3/добу паливного газу. У табл. 1.3 для обох варіантів розрахунку представлені основні режимні параметри по ступенях (у чисельнику – ступінь 1, в знаменнику – 2).

Таблиця 2.3. Варіанти розрахунку режимів КС ($P_{вх}$ = 33,3 МПа, $P_{вих}$ = 4,6 МПа, $Q_н$ = 29,67 млн м^3/добу)

Ступінь	Параметри					
	q_{vnn}, м^3/хв	ε	Т$_{вих}$, ^0C	n_I, об/хв.	к.п.д	Q$_{тепл}$, млн. м^3/хв
1	582	1,22	41,4	4800	0,27	0,1055
	367	1,13	57,7	3408	0,21	
2	524	1,18	32,4	4320	0,26	0,1131
	484	1,22	51,8	4320	0,26	

Очевидна економічна доцільність варіанта 1.

При оцінці завантаження машин ми керувалися головним чином об’ємною продуктивністю і оборотами. Результати розрахунків конкретних режимів роботи КС підтвердили правомірність передумови про більшу завантаженість машин перших ступенів. В реальних умовах, тобто коли відтворюються всі термодинамічні режими в агрегатах з газотурбінним приводом, доцільно встановити рівномірний розподіл навантаження між окремими ступенями, оскільки нібито економія, отримана за рахунок максимального завантаження перших з працюючих нагнітачів, не перевищує 2 %, а технічна реалізація засобів регулювання при рівномірному завантаженні значно простіша. Однак результати розрахунку, представлені на рис. 2.1 показують, що може бути досягнута максимальна економія до 6,6 %.

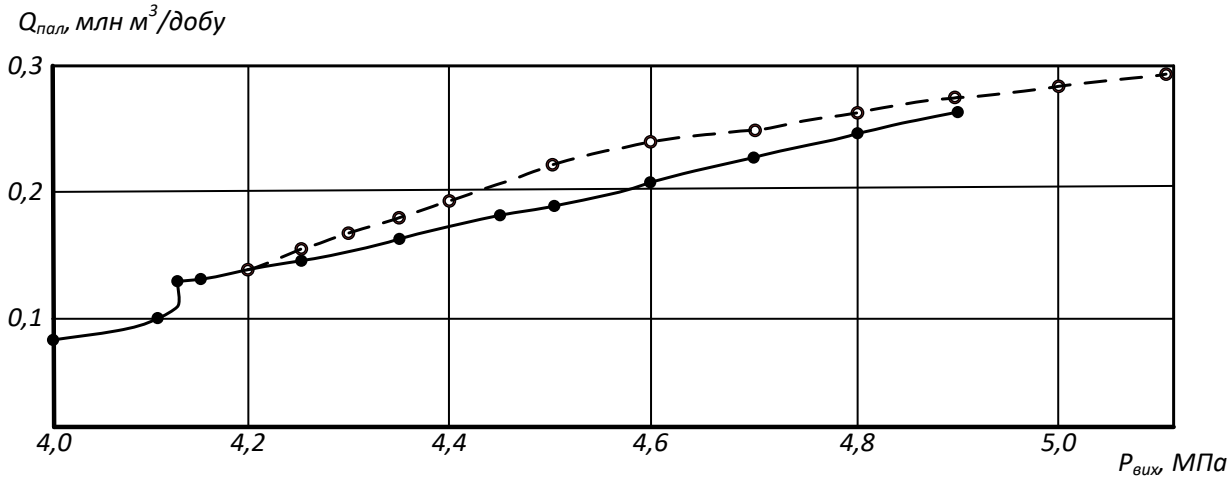


Рисунок 2.1. Графіки мінімальних об’ємів паливного газу при нерівномірній (1) і рівномірній (2) загрузках

Складна структура компресорних станцій при оптимізації її режимів потребує вирішення дуже складних завдань. Традиційний ручний рахунок в даному випадку не забезпечує своєчасного для оперативного управління пошуку оптимального розв’язку.

В даний час відомий ряд методів, таких, як, наприклад, динамічне програмування, метод розподілу ресурсів, комбінаторний метод та ін., придатних для машинної оптимізації експлуатаційних режимів компресорних станцій.

Звичайне динамічне програмування або його варіант з послідовними наближеннями, а також розподільний метод ресурсів, як правило, вимагають досить великого обсягу пам’яті або вельми громіздкого алгоритму, малопридатних для розв’язання задач складних газотранспортних систем.

Нижче пропонується метод, що грунтується на логіко-комбінаторних прийомах, що випливають з попередньо сформульованих передумов про завантаження машин на компресорній станції. Цей метод потребує малий обсяг пам’яті машини, простий в обчисленнях і достатньо точний.

Враховуючи правомірність висунутих припущень, можна приступити до складання методу оптимізації режимів КС, вираженого у вигляді алгоритму наступним чином .

1. Визначити число паралельних груп машин за формулою:

$$m = \frac{q_{v_{np}}}{q_{v\max_{np}}}$$

де $q_{v_{np}}$ – приведена об’ємна продуктивність КС;

$q_{v\max_{np}}$ – приведена максимальна продуктивність агрегату, що входить в паралельну групу.

Якщо відношення містить дробову частину, то число груп приймають рівним m+1, а продуктивність однієї групи коригують згідно з формулою:

$$q'_{v_{np}} = \frac{q_{v_{np}}}{m+1}$$

2. Перевірити умову $P_{kj}(\underset{\vee}{\theta}) \geq P^*_{ka}$, де $P_{kj}(\underset{\vee}{\theta})$ - тиск для j-го ступеня при найменших наведених обертах $\underset{\vee}{\theta}$, P^*_{ka} – заданий тиск після першого ступеня. Якщо вона задовыльняэться, то

перейти до пункту 5, якщо ні, то визначити компоненти вектора стану $\bar{r}(P_{kj}, T_{kj})$ і значення функціоналу F_j при supθ.

3. Проаналізувати нерівність $\hat{P}_{kj}(\hat{\theta}) \geq P^*_{кб}$, де $\hat{P}_{kj}(\hat{\theta})$ – тиск при максимальних приведених оборотах $\hat{\theta}$, $P^*_{кб}$ – заданий тиск в точці *б*, і якщо воно виконується, перейти до пункту 6, якщо ні, то знайти компоненти вектора $\bar{r}(\hat{P}_{kj}, T_{kj})$ і значення функціоналу F_j при *sup*θ.

4. Збільшити на одиницю число ступенів і перевірити умову. Якщо рівність не виконується, то перейти до пункту 1, а якщо виконується, то встановлене число машин не може виконати задані граничні умови.

5. Визначити перепад тиску на вхідному крані за формулою:

$$P_{kj-1} = \frac{P^*_{ka}}{\varepsilon_j};\ P'_{kj-1}(\theta) = P_{kj-1}(\theta) + \Delta P_i$$

і дати оцінку функціоналу відповідно до нерівності $\sum F^{(e)} - \sum F^{(e-1)} > 0$. Тут індекс вказує номер варіанта. На основі порівняння значень функціоналів вибирають оптимальні керуючі впливи. Потім перевіряють умову *m+1=I*, яка характеризує перебір поєднань діаметрів коліс нагнітачів. Якщо код поєднання не дорівнює кінцевій комбінації *I*, то здійснюється перехід до пункту 2, а якщо дорівнює – до видачі результатів.

6. Знайти ступінь стиснення $\varepsilon_{j+1}(\theta)$ при $\underset{\vee}{\theta}$ і дати оцінку $P_j(\varepsilon_\nu) \geq P_j(\theta)$. Якщо виконується нерівність, то перейти до наступного пункту, якщо ні, то змінити на дискретну величину керуючий вплив і знову відновити виконання пункту 6. Рахунок триває до виконання умови нерівності.

7. Якщо тиск $P^*_{кб} < P_{j+1}(\underset{\vee}{\varepsilon})$, то необхідно визначити ΔP_{j+1}, а потім $\nu = \frac{\Delta P_{J+1}}{P^*_{кб}}$. Використовуючи величину ν, знайти $\Delta P_j = \nu P_{kj}(\theta)$ і аналогічно ΔT_{kj} та відкоригувати $\hat{P}_{kj}(\theta)$, $\hat{T}_{kj}(\theta)$ відповідно до виразів

$$\hat{P}_{kj}(\theta) = P_{kj}(\theta) - \Delta P_j$$

$$\hat{T}_{kj}(\theta) = T_{kj}(\theta) - \Delta T_j$$

8. Зробити зворотнє виконання кроків, перевіряючи при цьому умову j-1=0. Якщо число кроків не дорівнює нулю, то перейти до пункту 6, якщо дорівнює нулю – до пункту 5.

Таким чином, алгоритм підрахунку грунтується на логічних операціях з урахуванням упорядкованого перебору варіантів.

Логіко-комбінаторний метод в однаковій мірі підходить як для компресорних станцій, обладнаних газовими турбінами, так і для електроприводних. Алгоритм, призначений для електроприводних компресорних станцій, більш простий, оскільки в ньому відсутні варіації по обертах; рахунок ведеться за їх номінальним значенням.

Даний алгоритм може бути застосований і для інших галузей економіки, що містять об’єкти з послідовно-паралельним з’єднанням машин.

На основі викладеного методу складена універсальна програм ма оптимізації режимів компресорних станцій.

У програмі врахована можливість вибору режимів роботи агрегатів при послідовному і паралельному їх з'єднанні, причому передбачено вибір оптимальних режимів з числа можливих, тобто враховані обмеження на встановлену потужність, тиск і витрату.

Крім того, за потреби можна знайти оптимальне поєднання діаметрів коліс нагнітачів або вести розрахунок режимів при фіксованому поєднанні діаметрів. Приклад розрахунку режимів роботи КС поданий в табл. 2.4.

Як видно з прикладу, для пошуку оптимальної роботи КС передбачені два критерії: мінімум енергетичних витрат і мінімум вартості витрат. Той чи інший критерій може бути застосований в залежності від прийнятого критерію на наступному рівні оптимізації, наприклад, при визначенні оптимальних режимів по магістральному газо проводу.

У разі застосування вартісного критерію споживану потужність перераховують в кількість паливного газу, використовуючи при цьому теплохімічних еквівалент, згідно з формулою:

$$B = \frac{N_n}{C_m K_p} \tag{2.18}$$

де N_n – повна потужність, кВт; C_m – теплохімічний еквівалент, ккал/м^3 (прийнятий рівним 8860 ккал/м^2); K_p – перерахунковий коефіцієнт, дорівнює 1,16.

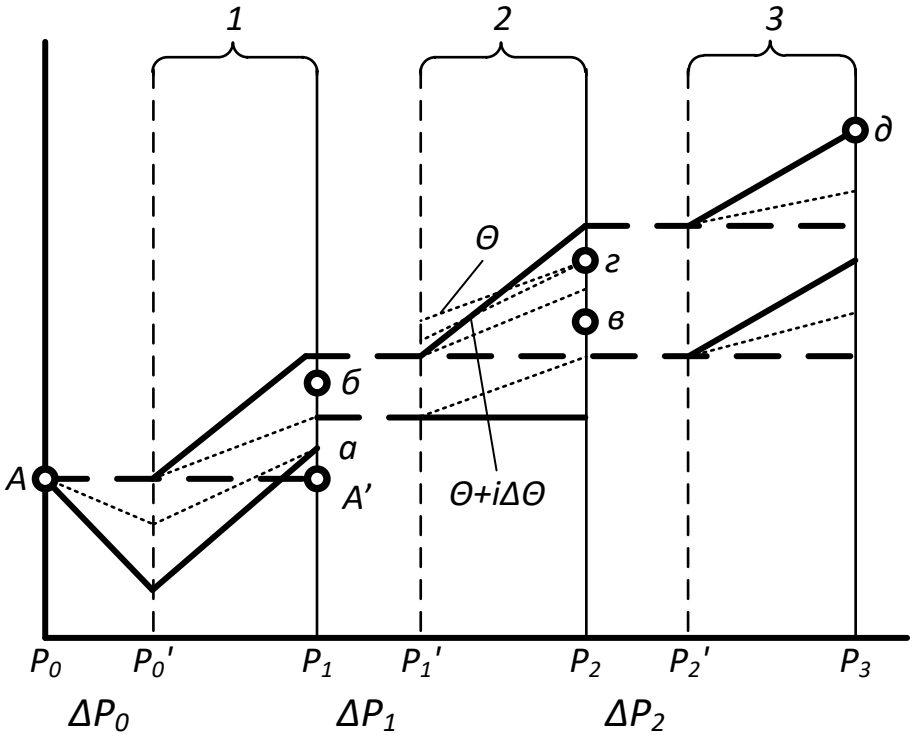


Рисунок - 2.2. Схема логіко-комбінаторного методу розрахунку оптимальних режимів КС при триступінчатому стисненні

Програмами передбачено два варіанти врахування ККД приводу. В одному випадку можна не враховувати зміну ККД від величини миттєвого значення коефіцієнта завантаження агрегату, в іншому випадку можна використовувати нескладне поліноміальне вираз, який визначає цю залежність.

Таблиця 2.4. Приклад розрахунку режимів роботи КС (витрата газу 20 млн. м^3/добу, тиск на вході 28 МПа (ГТК-700-5), 32 МПа (АФЗ-4500-1500), тиск на виході 5,5 МПа20.м^3/добу, тиск на вході 28 МПа (ГТК-700-5), 32 МПа (АФЗ-4500-1500), тиску на виході 5,5 Мпа)

Параметри	К млн Таблиця 1.4 – Приклад розрахунку режимів роботи КС (розрахунок газу С, обладнання агрегатами ГТК-700-5				КС, обладнана агрегатами АФЗ-4500-1500			
	Загальні для КС	І степінь	ІІ степінь	ІІІ ступінь	Загальні для КС	І ступінь	ІІ ступінь	ІІІ ступінь
Діаметр колеса нагнітача, мм	-	564	564	590	-	620	600	600
Тиск на виході сходинки, кгс/м^2	-	34,6	44,9	55	-	41,3	48,9	55
Температура на виході сходинки, ^0C	-	29,7	45,9	59,3	-	16,3	26,6	35,8
Ступінь стиснення	-	1,24	1,29	1,23	-	1,29	1,18	1,19
Коефіцієнт заванта-ження агрегатів	-	0,78	0,92	0,71	-	0,78	0,80	0,82
Перепад тиску на крані, кгс/см^2	-	-	-	-	-	-	-	2,89
Число обертів приводу, об/хв.	-	6050	6050	5665	-	1500	1500	1500
К.п.д. приводу	-	0,24	0,26	0,23	-	0,89	0,89	0,9
Число робочих паралельних віток	2	-	-	-	2	-	-	-
Число сходинок	3	-	-	-	3	-	-	-
Розхід в паралельних вітках, млн. м^3/добу	10	-	-	-	10	-	-	-

Таблиця 2.5. Коефіцієнти і похибка апроксимації режимів КС з різними типами енергоприводу.

Функція	Коефіцієнта полінома					Середня відносна погріш-ність
	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	
= ( ), тис.квт-ч.	141,96	68,53	0,069	0,0005	-0,506	0,03
= ( ), тис.м^3	-11,06,67	859,91	230,26	38,294	-148,22	0,045
= ($T_{вх}$), ^0C	981,68	-132,89	5,99	-0,085	0	0,007

Для компресорних станцій, обладнаних різними типами агрегатів з електро- і газотурбінним приводом, можна застосувати два способи. Перший спосіб грунтується на застосуванні багатовимірної нелінійної екстраполяції для наближеного вишукування параметрів компресорної станції на основі інформації про фактичні режими роботи.

Нехай $F = f(\overline{R})$ являє невідому залежність критерію якості від оптимальних параметрів системи. Складовими вектора можуть бути число включених машин, число обертів по кожному або групі агрегатів, режимні параметри *Q*, *P*, *T*, енерговитрати на компримування газу та ін. Нехай $\overline{R} = (Q, P_{вх}, T_{вх}, n)$ – заданий вектор стану.

Задача полягає у відтворенні невідомої векторної функції $F = f(\overline{R})$ за кінцевим числом відомих значень вектора $\overline{R}$ і відповідних йому значень *F*. У промисловості є значна кількість КС з різними типами енергопривода (газотурбінні установки, авіаційні, суднові, електропривід з синхронними і асинхронними двигунами, дизельні двигуни і т.д.).

Для КС з різними типами приводу були отримані характеристики

$$F = f(Q, P_{вх}, \varepsilon, m, n);\ T_{вих} = f(T_{вх}, \varepsilon) \tag{2.19}$$

у вигляді полінома

$$Y = \sum_{i=0}^{M}\sum_{j=0}^{N}\dots\sum_{k=0}^{K} a_{ij}\dots k X_1^{\pm i} X_2^{\pm j}\dots X_p^{\pm k} \tag{2.20}$$

і на основі статистичних даних експлуатаційних режимів для літнього сезону отримані наступні функціональні залежності (табл. 2.5).

Другий спосіб полягає в тому, що складна багатоцехова КС розчленовується на кілька умовних компресорних станцій, обладнаних однотипними агрегатами. У випадку, коли однотипне обладнання зосереджено в окремих цехах і компримування газу здійснюється послідовною схемою їх з'єднання, кожен такий цех розглядається як самостійна компресорна станція зі своїми технологічними обмеженнями. Щоб вкласти це в загальну схему розрахунку газопроводу, між такими КС вводять фіктивну лінійну ділянку, що допускає падіння тиску не більше, ніж у технологічній обв'язці КС.

У тому числі, коли компресорна станція має структуру цехів, представлену на рис. 2.3, завдання істотно ускладнюється. Щоб відшукати оптимальний варіант роботи багатоцехової КС, обладнаної агрегатами різних типів, застосовують методи послідовних наближень.

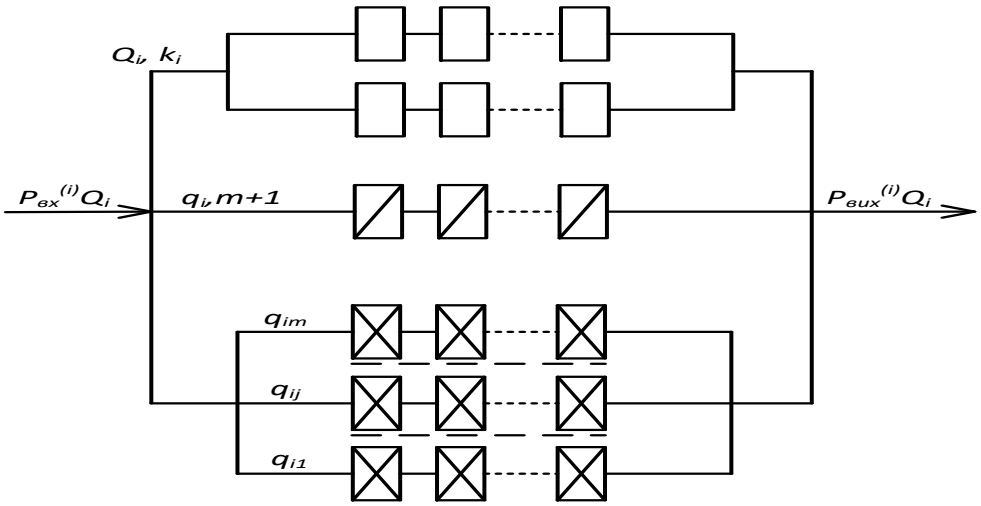


Рисунок - 2.3. Структурна схема з’єднання агрегатів багатоцехової компресорної станції

Розрахунок багатоцехової компресорної станції базується на описаному вище методі вибору оптимального режиму роботи компресорної станції, обладнаної однотипними агрегатами.

За заданою величиною потоку Q_i через КС, тисків входу $P_{вх}^{(i)}$ і виходу $P_{вих}^{(i)}$ вибирають таку схему включення агрегатів (з наявних можливих), тобто такі значення k_i – числа груп i-ї компресорної станції і s_i – числа ступенів стиснення, щоб енергетичні чи вартісні затрати на компримування газу були мінімальними:

$$F_i(\bar{r},\bar{u})\Big|_{Q_i} = F_{\min}^{(i)}(\bar{r},\bar{u}) \tag{2.21}$$

Уявімо компресорну станцію, яка складається з i_1 паралельно і j_1 послідовно працюючих цехів ($i_1 = \overline{1,n}$; $j_1 = \overline{1,m}$). Цехи відрізняються різними типами нагнітачів, а отже, і обмеження у них різні, такі, як межі регулювання за обертами, максимально допустимі потужності агрегатів і температура газу перед турбіною високого тиску, межі об’ємної продуктивності відцентрових нагнітачів. Сукупність цих обмежень визначає область допустимого управління $\bar{u}$.

У загальному випадку для складної багатоцехової компресорної станції ставиться задача при додаткових обмеженнях

$$\sum_{i_1=1}^{n}\sum_{k_1=1}^{k_r} q_{i_1,k_1}^{(i)} = Q_i, i_1 = 1,2\ldots n, k_1 = 1,2\ldots k_r,$$

$$\sum_{j_1=1}^{m}\sum_{s_1=1}^{s_p} \Delta P_{j_1,s_1}^{(i)} = P_{вих}^{(i)} - P_{вх}^{(i)} = \Delta P_i, j_1 = 1,2\ldots m, s_1 = 1,2\ldots s_p$$

$$\Delta P_1 = \Delta P_2 = \ldots = \Delta P_n \tag{2.22}$$

де q_{i_1,k_1} – величина потоку в i_1-й групі k_1-го цеху; $\Delta P_{j_1,s_1}$ – підвищення тиску на s_1-й ступені j_1-го цеху.

Мінімізований функціонал при цьому буде складатися з суми затрат на компримування газу по всіх цехах:

$$F(\bar{r},\bar{u})\Big|_{Q_i} = \sum_{i_1=1}^{n}\sum_{j_1=1}^{m} F_{i_1,j_1}^{(i)}(\bar{r},\bar{u})$$

Таким чином, задача розрахунку оптимального варіанту роботи багатоцехової компресорної станції ставиться як задача пошуку оптимального плану розподілу навантажень між окремими її цехами. При цьому виходять з мінімуму сумарних енергетичних (або вартісних) витрат з урахуванням відповідних технологічних обмежень

Таблиця 2.6. Приклад розрахунку режиму двоцехової *i*-ї КС (Q_i= 52,675 млн м^3/добу, $P_{вх}^{(i)}$ = 3,3 МПа)

Вихідний тиск КС, $P_{вх}^{(i)}$, Мпа	Цех 1			Цех 2			F_i, млн. м^3/добу
	Q_{i1}, млн. м^3/добу	$(k_i*s_i)_1$	F_{i1}, млн. м^3/добу	Q_{i2}, млн. м^3/добу	$(k_i*s_i)_2$	F_{i2}, млн. м^3/добу	
4,6	23,08	1*2	01038	29,67	1*2	0,1133	0,2166
4,8	23,08	1*3	0,1448	29,67	1*2	0,1151	0,1599
5,0	23,08	1*3	0,1448	29,67	1*2	0,1313	0,2761
5,2	27,52	11*2	0,1816	26,38	1*2	0,1244	0,3060
5,4	23,08	1*3	0,1542	29,67	1*3	0,1739	0,3361
5,6	27,08	1*3	0,1622	29,67	1*3	0,1739	0,3361

Таблиця 2.7 Приклад розрахунку режимів багатоцехової КС

Ступінь стиснення	Цех 1 (10-ГКН)				Цех 2 (ТОГКН-Ф 197)			
	N_1, квт	Q_1	N_1/V_1	k_1*s_1	N_2, квт	Q_2	N_2/V_2	K_2*s_2
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,25	-	-	-	-	-	-	-	-
1,55	-	-	-	-	-	-	-	-
1,70	-	-	-	-	5950	9,06	0,602	6*1
2,00	-	-	-	-	7610	8,67	0,807	6*1
2,40	7020	4,12	1,565	5*1	9360	8,12	1,059	6*1

Задачу розв'язують шляхом зниження розмірності методом послідовного наближення і подальшого розрахунку одновимірної задачі оптимізації КС відповідно до логіко-комбінаторного методу.

Для кожного варіанту плану розподілу розв'язують задачу оптимізації режиму роботи кожного цеху КС, підраховують сумарні енерговитрати, які відповідають цьому плану, на основі чого приймають рішення про подальший хід обчислень. Така покрокова процедура оцінки планів розподілу Q_{il}, Q_{il-1} шляхом співставлення мінімальних енергозатрат $F(Q_{il})$ і $F(Q_{il-1})$, які їм відповідають, дозволяє за два кроки визначити напрям пошуку екстремуму і потім визначити його величину з наперед заданою точністю. При цьому передбачається, що функція $F(Q_{il})\big|_{\overline{P}}$ увігнута, має єдиний екстремум. Крок дискретизації по Q_i в області екстремуму може бути вибраний як завгодно малим. Для пошуку оптимального розподілу потоку газу між двома цехами, перший з яких обладнаний відцентровими нагнітачами з газотурбінним приводом типу ГТ-750-6, а другий – ГТК-10, знадобилося 4 кроки при величині дискретизації 0,0625. В табл.1.6 наведені результати розрахунку оптимальних режимів роботи описаної вище двоцехової компресорної станції при зміні вихідного тиску від 4,6 до 5,6 МПа.

В табл.2.7 представлені результати розрахунку багатоцехової КС УМГ "Київтрансгаз". Завантаження різних цехів вели за мінімумом питомих споживаних потужностей N/V, кВт/м^3·год при загальній продуктивності КС Q = 45,4 млн. м^3/добу і $P_{вх}$ = 3,6 МПа.

РОЗДІЛ 3 ДЕТЕРМІНОВАНІ МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ РЕЖИМІВ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

3.1 Математичні моделі систем газопостачання

Під математичною моделлю процесів газопередачі розуміється сукупність рівнянь в стаціонарному і нестаціонарному режимі. Перші описують характер зв'язків між вхідними *x* і вихідними *y* координатами елементів системи газопередачі в режимі, що встановився, і в переважній більшості випадків є рівняннями типу $y = f(x_1, x_2, x_n)$. Функція *f* найчастіше нелінійна, як, наприклад, у формулі пропускної спроможності газопроводів. Розриви першого і другого роду для окремих ділянок найчастіше відсутні, з чого для полегшення подальших розрахунків слідує можливість лінеаризації функції f в обгрунтованих діапазонах.

Рівняння нестаціонарного режиму характеризують поведінку вихідних координат елементів газопередачі в несталому режимі, при постійній зміні вхідних. Найчастіше процеси в облаштуваннях підготовки газу описуються звичайними диференціальними рівняннями, а процеси транспорту газу — рівняннями в часткових похідних. У багатьох випадках доцільно, якщо це потрібно, використати інтегральні рівняння. При малих змінах вхідних координат x_2..., $x_п$ нелінійна функція f може бути лінеаризована, що часто використовують, наприклад, в рівняннях руху газу. Рівняння стаціонарного режиму в загальному випадку містяться в рівняннях нестаціонарних режимів і можуть бути отримані прирівнюванням нулю усіх похідних в часі, тобто y' =0; y" =0 і т. д.

Методи аналізу роботи елементів газопередачі можна розділити на теоретичні (математичні), експериментальні і експериментально-теоретичні. Теоретичний аналіз може бути аналітичним або чисельним, таким, що проводиться за допомогою сучасних комп’ютерних систем.

У першому випадку ми отримуємо результати аналізу у вигляді формул, що дозволяють досить просто і наочно простежити залежність вихідних координат від початкових даних, структури системи і її параметрів. Проте іноді зв'язки настільки складні і які важко простежуються, що для кожного випадку треба проводити розрахунок з урахуванням не лінійності, інерційності, змінності в часі параметрів. Аналітичні рівняння отримують шляхом теоретичного аналізу процесів тепло- і масопереносу, фізико-хімічних перетворень і т. д. Найбільші труднощі виникають при знаходженні чисельних значень коефіцієнтів отриманих рівнянь. Для цього необхідно заздалегідь знати геометрію елементу, швидкості руху, коефіцієнти теплопередачі і т. д. Критерієм правильності складених рівнянь є збіг з певною точністю їх чисельних рішень з експлуатаційними даними.

Основна перевага експериментальних досліджень - усунення джерел погрішностей, пов'язаних з недостатністю апріорної інформації при складанні аналітичної моделі елементів системи газопередачі. Проте для експериментальних досліджень потрібна наявність стендів (які на початковому етапі проектування найчастіше відсутні) для великого числа випробувань з їх подальшою математичною обробкою. Можливості експериментальних методів обмежуються також вузьким діапазоном початкових даних і, головне, практичною неможливістю у ряді випадків відтворення результатів експерименту в експлуатаційних умовах або близьких до них із-за великих економічних втрат або тривалості експерименту. Експериментальні дослідження найчастіше підрозділяють на лабораторні, напіввиробничі і виробничі.

При лабораторних дослідженнях частина елементів замінюється їх математичними моделями, і тому дослідження найчастіше зводиться до експериментально-теоретичного, т. е. частина фізичних процесів має не реальний характер, а замінюється на підставі аналітичних залежностей їх моделями з використанням критеріїв теорії подібності. Найчастіше для завдань проектування і експлуатації систем далекого транспорту газу застосовуються усі методи: на початковій стадії найчастіше - теоретичні дослідження, потім - лабораторні і, нарешті, напіввиробничі і виробничі випробування.

Для завдань диспетчерського управління системами газопостачання необхідно мати математичний опис процесів газопередачі, отримані тим або іншим розглянутим методом. Будь-який елемент системи газопостачання характеризується вхідними і вихідними параметрами, які можуть бути керованими і некерованими. На ті і інші накладається певна технологічна, економічна, з точки зору пожежної небезпеки, техніка безпеки обмеження. Є також ряд зовнішніх чинників, найчастіше випадкових, які також необхідно враховувати в математичному описі.

Використовуються два методи математичного опису: перший грунтується на отриманні фізико-хімічних закономірностей, другий - на теоретичній можливості опису процесу за допомогою тих або інших формальних математичних виразів (наприклад, метод «чорного ящика»).

Перший метод грунтується на ретельному вивченні процесів тепло- і масопереносу в елементах систем газопередачі. Математичний опис в цьому випадку складається з рівнянь матеріального балансу, теплового балансу і т. д. Наприклад, в простому випадку рух газу по трубах описується рівнянням, в яке входить рівняння збереження кількості руху і рівнянням стану збереження маси.

При другому методі для математичного опису використовуються емпіричні математичні залежності. Наприклад, для формули в'язкості не ньютонівських рідин запропонований не один десяток емпіричних залежностей. Часто теорія подібності в чистому вигляді не застосована до процесів, що протікають в елементах газопередачі, наприклад до процесів в апаратах осушення газу сорбентами. Тому формальні емпіричні закономірності, отримані для лабораторних установок, не можна без додаткових досліджень використати для розрахунку промислових установок. Математичний опис грунтується на фізико-хімічних закономірностях, адекватно технологічному процесу. Тому другий метод доцільно застосовувати за відсутності апріорної інформації про структуру системи і фізико-хімічні процеси, що протікають в ній, для оцінки меж використання аналітичних методів, а при великій складності аналітичного опису - для отримання простіших аналітичних виразів. Проблема визначення математичного опису в елементах систем транспорту газу в стаціонарному(статичні характеристики) і несталому(динамічні) режимах є проблемою ідентифікації характеристик елементів систем транспорту газу. Її рішення складається з вибору методу, виходячи з конкретних умов роботи елементу газопостачання і наявної апріорної інформації про його властивості; вибору умов роботи і дій на цей елемент, при яких слід знімати експериментальні дані; обробки експериментальних даних для визначення шуканих характеристик; оцінки точності і т. д.

Розглянуті завдання ідентифікації тісно пов'язані із завданнями теорії чутливості. В цьому випадку обмежуються реакцією системи на зміни одного або декількох параметрів, т. е. визначають, наскільки і як система чутлива до їх зміни. Критерії чутливості досліджуваного процесу до зміни його параметрів називаються коефіцієнтами впливу. Разом з іншими завданнями теорія чутливості дозволяє оцінити той мінімум параметрів, змінюючи які, можна досягти бажаного результату.

Наприклад, якщо КС-1 володіє більшою мірою впливу на пропускну спроможність газопроводу, чим КС- 2, тобто $\partial Q/\partial n_1 > \partial Q/\partial n_2$, де n - частота обертання валу компресорних машин (параметр, що управляє), то для зміни продуктивності не завжди треба змінювати обидві величини n_1 і n_2. Можна добитися бажаного результату, змінюючи тільки частоту n_1.

Повна модель системи складається з математичного опису зв'язків між основними змінними технологічного процесу в стаціонарному і нестаціонарному режимах, технологічних, економічних і інших обмеженнях процесу. Часто в неї включають у разі складних систем критерій оптимальної роботи.

Проте будь-який математичний опис - лише наближення до реального процесу. Тому виникає завдання оцінки адекватності моделі і необхідності її корекції. Зокрема, якщо в математичній моделі I змінних, то можна в якості критерію використати функцію

$$\Phi = \sum_{i=1}^{n} a_i (x_i - \bar{x}_i)^2$$

де α_i - ваговий коефіцієнт, вибираний з міркувань важливості тих або інших змінних, виходячи з теорії чутливості; x_1 і $\bar{x}_i$ - значення перемінних в моделі, визначені експериментально на об'єкті.

Функція **Ф** може служити кількісним вираженням адекватності математичній моделі. Для корекції необхідно зробити мінімізацію функції **Ф** залежності від отриманих результатів скоректувати коефіцієнти математичної моделі. За наявності лише двох змінних адекватність моделі встановлюється дуже просто - найчастіше за допомогою критерію мінімуму середньоквадратичної помилки.

Багато технологічних елементів систем газопостачання нині теоретично вивчені. Отримання їх математичного опису зводиться до визначення коефіцієнтів за конкретними даними, що характеризують геометричні і фізичні особливості конструкції і режим їх роботи. До таких елементів відносяться лінійна частина трубопроводів, теплообмінники, облаштування очищення, осушення газу і т. д.

Елементи системи газопостачання можна розділити на елементи із зосередженими параметрами, що описуються в загальному випадку звичайними диференціальними рівняннями, і елементи з розподіленими параметрами у просторі та часі, описувані рівняннями в приватних похідних. Вони можуть бути лінійними і нелінійними. Теорія лінійних систем розроблена досить повно, тому в кожній слушній нагоді бажано звести нелінійну систему до лінеаризованої.

Процеси, що протікають в системі транспорту газу, можуть бути детермінованими і імовірнісними. До останніх, наприклад, можна віднести закони споживання газу в мережах низького тиску.

Методи визначення поведінки системи в стаціонарному(статична модель) і несталому(динамічна модель) режимах діляться на активні і пасивні. При активному методі необхідно мати можливість зміни параметрів системи і фіксації її поведінки. Пасивний експеримент грунтується на реєстрації контрольованих змінних в режимі нормальної експлуатації системи. Після експериментів по обох методиках здійснюють математичну обробку експериментальних даних, найчастіше статистичним шляхом.

Спосіб активного експерименту краще всього застосовувати для лабораторних і напіввиробничих установок.

Спосіб пасивного експерименту економічно більше виправданий і практично єдино можливий, коли отримують математичний опис елементу на працюючому об'єкті шляхом спеціального збору даних нормальної експлуатації або використання записів диспетчерських служб. Цей спосіб найбільш доцільний в умовах безперервної роботи газопроводу і тому розглядається в цьому розділі.

3.1.1 Характеристики елементів газопостачання в стаціонарних режимах (статичні)

Існуюча методика визначення статичних характеристик елементів газопостачання полягає в наступному. На вході елементу змінюють значення вхідної величини спочатку в зростаючому порядку(прямий хід), потім в тому, що убуває(зворотний хід), захоплюючи при цьому увесь робочий діапазон. Значення $x_{вх}$ і $x_{вих}$ для кожного відліку заміряють, записують і будують по них графік $x_{вих}= f(x_{вх})$, який і буде статичною залежністю між цими величинами. За результатами експерименту встановлюють діапазон можливої роботи елементу, норму чутливості, відхилення від лінійності, розкид параметрів і т. д. При необхідності експеримент проводять кілька разів і результати обробляють методом найменших квадратів. Статичні характеристики! можуть бути лінійними, наприклад:

$$x_{вих} = a + k\, x_{вх}$$

Залежність між величинами $p_{вх}$ і Q^2 при $p_{вих}$ = const ділянки газопроводу є лінійною, оскільки

$$p_{вх}^2 - p_{вих}^2 = AQ^2$$

Звідси

$$p_{вх}^2 = AQ^2 + p_{вих}^2$$

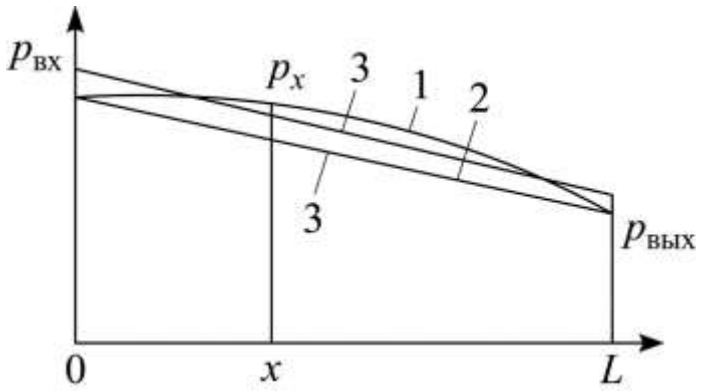


Рисунок 3.1 Статистична характеристика ділянки газопроводу (1) і її лінеаризація по кінцевим значенням (2) і методом найменших квадратів (3)

Кут β нахилу характеристики залежить від параметрів газопроводу, складу перекачувального газу і температури газопроводу :

$$\beta = arctg(A);$$

$$A = \frac{\lambda \Delta T cp^z cp^L}{D^5 \cdot 0{,}326^2 \cdot 10^{-22}}$$

Близькі до лінійних характеристики поршневих компресорів.

Відносно величин $p_{вх}$ і Q характеристика газопроводу нелінійна. Також нелінійна залежність між величинами p і x (рис. 3.1) при $p_{вх} = const$, $p_{вих} = const$, оскільки

$$p_x = \sqrt{p_{вх}^2 - \left(p_{вх}^2 - p_{вих}^2\right)\frac{x}{L}}\,.$$

Для газопроводів з малими величинами Δp цю залежність лінеаризують по кінцевих значеннях або по методу найменших квадратів, наприклад для розрахунків режимів газопроводів низького тиску. Інший приклад нелінійності - характеристика процесу витікання газу з отвору. Нелінійними статичними є характеристики відцентрових нагнітачів. Для багатьох механічних пристроїв, наприклад для муфт деяких типів, статична характеристика має варіації типу петель гістерезису. Багато елементів приводу нагнітачів, наприклад редуктора, мають зони нечутливості. Залежність масової витрати газопроводу від тиску на його виході має вигляд кривої насичення.

При пасивному методі найчастіше доводиться застосовувати згладжування або статичну обробку результатів експериментів. Якщо дані експерименту розкидані, то згладжують отримані дані для пригнічення впливу випадкових перешкод. Найчастіше для цього використовують метод ковзаючого середнього і метод згладжування четвертими різницями. Для отриманої або згладженої характеристики прагнуть підібрати просту аналітичну залежність, користуючись графіками. Наприклад, маємо розташування точок, близьке до статичної функції $y = axb$. Замінюючи змінні і логарифмуючи її отримаємо $lg(y)=lg(a)+b*lg(x)$, побудуємо графік. При цьому значення $lg(y)$ розташуються близько до прямої лінії. Для декількох крайніх(наприклад, n) значень з одного кінця підсумуємо величини y:

$$\lg(y_1) = \lg(a) + b\lg(x_1)$$

+

$$\lg(y_2) = \lg(a) + b\lg(x_2)$$

.....

$$\lg(y_n) = \lg(a) + b\lg(x_n)$$

$$\lg(y_1 + y_2 + ... + y_n) = n\lg(a) + b\lg(x_1 + x_2 + ... + x_n).$$

Те ж запишемо для інших *n* точок. З двох рівнянь знаходимо *a* і *b*.

Якщо необхідно точніше розташувати шукану аналітичну залежність, використовують метод найменших квадратів. При великому числі точок його застосування трудомістке, тому використовують програми, що входять у бібліотеку стандартних програм. Якщо є залежність виду $y = f(x_1, x_2, ..., x_n)$ намагаються зробити розв'язку змінних. Наприклад, цю залежність представляють в лінійному виді:

$$y = f(x_1) + f(x_2) + f(x_3) + f(x_n)$$

де

$$f(x_1) = a_1 + a_2 x_1;$$

$$f(x_2) = b_1 + b_2 x_2;$$

$$f(x_3) = c_1 + c_2 x_3;$$

$$f(x_4) = d_1 + d_2 x_4;$$

По значеннях *y* і x_1, знаходять величини a_1 і a_2, потім визначають $y_1 = y - f(x_1)$, по значеннях y_1 і x_2 знаходять коефіцієнт b_1 і b_2 і т. д.

Після виключення останньої складової величина функції *y* має бути близька до одиниці, що дає можливість судити про точність представленої моделі. Величини a_1, a_2 . шукають методом регресійного аналізу. Цей метод досить хороший при оцінці зв'язку місць здобичі і споживання газу. Цей підхід можна перенести на поліноми *n*- го порядку. Апроксимуючу функцію визначають у виді

$$y = a_1 + a_2 x_1 + a_3 x_1^2 + ... + a_n x_1^2 + b_1 + b_2 + b_2 x_2 + ...$$

і повторюють описану вище процедуру. Іноді зв'язок між параметрами записують у виді

$$y = Cf(x_i) f(x_2) f(x_3) \cdot ...,$$

де

$$f(x_i) = a_0 + a_1 x_i + a_2 x_i^2 + ... + a_m x_i^m$$

Функції $f(x_i)$ знаходять у міру того, як виключається вплив кожного з параметрів x_i на змінну у. Спочатку визначають С - середнє значення у. Потім знаходять $y_1 = y/C$ і для y_1 і x_1 будують кореляційну таблицю і емпіричну лінію регресії, яка апроксимується за допомогою методу найменших квадратів. По коефіцієнтах $a_1, a_2, \ldots, a_n$, знаходять функції і визначають регресійну залежність між величинами y_2 і x_2 і т. д.

Значення y_n має бути близьке до одиниці; якщо цього не відбувається, потрібний перерахунок з більшою точністю.

Цей підхід використовувався для отримання характеристик компресорних агрегатів статистичними методами.

3.1.2 Динамічні характеристики елементів газопостачання

Під динамічними характеристиками елементів газопостачання розуміють математичний опис цих елементів в окремому випадку нестаціонарних режимів(у перехідному режимі), задане у виді:

диференціального рівняння;

кривих зміни вихідної величини при поданні на вхід системи збурюючої дії спеціальної форми;

функцій частоти, що називаються частотними характеристиками.

Динамічні характеристики також можуть бути отримані активним або пасивним експериментом. Між різними записами динамічних характеристик є певні закономірності.

Перехідною або тимчасовою функцією (характеристикою) називають реакцію елементів системи газопостачання на стрибкоподібну зміну вхідної величини, наприклад тиски. Знаючи перехідну характеристику *h(k)*, можна через інтеграл згортання визначити положення системи при будь-якій дії у будь-який момент часу :

$$y(t) = z(0)h(t) + \int_0^t \frac{dx(\tau)}{d\tau} h(t-\tau)d\tau$$

(цей підхід використовується багатьох розділах цієї книги).

Якщо на вхід системи подати одиничну амплітудну дію, то така характеристика називається імпульсною перехідною. Вона є похідною від перехідної характеристики $g(t) = dh(t)/dt$. Інтеграл згортання в цьому випадку записується у виді:

$$y(t) = \int_0^t q(t)h(t-\tau)d\tau = \int_0^t g(t-\tau)h(\tau)d\tau$$

За імпульсною характеристикою можна побудувати перехідну характеристику [44]. Ця методика використана для задач еквівалентування рівнянь неусталеного руху газу [22].

Іноді використовують для отримання динамічних характеристик типову дію $x = kt$,, тобто постійна зміна величини x (швидкісний стрибок), або $x = \kappa t^2$, тобто стрибок прискорення.

Тимчасові характеристики отримують тільки безпосередньо на об'єкті активними методами, що не завжди можливо.

3.1.3 Частотні методи в задачах математичного опису систем газопостачання

Найчастіше динамічні характеристики визначають з використанням частотних методів [56]. Частотною характеристикою називається відношення вихідної величини до значень вхідної гармонійної дії, що розглядається як функція частоти вхідної дії. Якщо основні параметри системи не змінюються в часі, то амплітудно-фазова частотна характеристика (АФЧХ) є відношенням перетворення Фур'є вихідної величини до перетворення Фур'є вхідної дії :

$$\Phi(j\omega) = \frac{H(j\omega)}{F(j\omega)}.$$

Нехай система описується рівнянням

$$a_0 \frac{d^n x}{dt^n} + a_1 \frac{d^{n-1} x}{dt^{n-1}} + \ldots + a_{n-1} \frac{dx}{dt} + a_n x = b_0 \frac{d^m y}{dt^m} + \ldots + b_{m-1} \frac{dy}{dt} + b_m y.$$

Застосовуючи перетворення Фур'є до лівої і правої частинам цього рівняння, отримуємо за нульових початкових умов:

$$a_0(j\omega)^n + a_1(j\omega)^{n-1} + \ldots + a_{n-1}(j\omega) + a_n x(j\omega);$$

$$b_0(j\omega)^m + b_1(j\omega)^{n-1} + \ldots + b_{m-1}(j\omega) + b_m x(j\omega).$$

Тоді відношення

$$\frac{y(j\omega)}{x(j\omega)} = \frac{a_0(j\omega)^n + \ldots + a_n}{b_0(j\omega)^m + \ldots + a_m}$$

дасть нам амплітудно-фазову характеристику елементу. При цьому поліноми знаменника і чисельника можна розбити на множники виду

$$a_1(Tj\omega + 1); \qquad (T^2\omega^2 + 2Tj\omega + 1)$$

і так далі, де T- постійна, така, що має розмірність часу.

АФЧХ розраховують, розбиваючи вираження $\Phi(j\omega)$ на уявну і неуявну частини:

$$\Phi(j\omega) = \mathrm{Re}(\omega) + j\,\mathrm{Im}(\omega)$$

і визначаючи значення *Re(ω)* і *Im(ω)* в діапазоні величини ω від 0 до ∞ . При цьому по осі абсцис відкладається величина *Re(ω)*, по осі ординат - *Im(ω).* Величина *Re(ω)* є дійсною частотною характеристикою (ДЧХ), величина *Im(ω)* - уявною (УЧХ). Графік вектору

$$U(\omega)=\sqrt{\mathrm{Re}^2(\omega)+\mathrm{Im}^2(\omega)}$$

називають амплітудною частотною характеристикою(АЧХ), графік кута

$$\varphi(\omega)=arctg\frac{\mathrm{Im}(\omega)}{\mathrm{Re}(\omega)}$$

дає нам фазову частотну характеристику(ФЧХ).

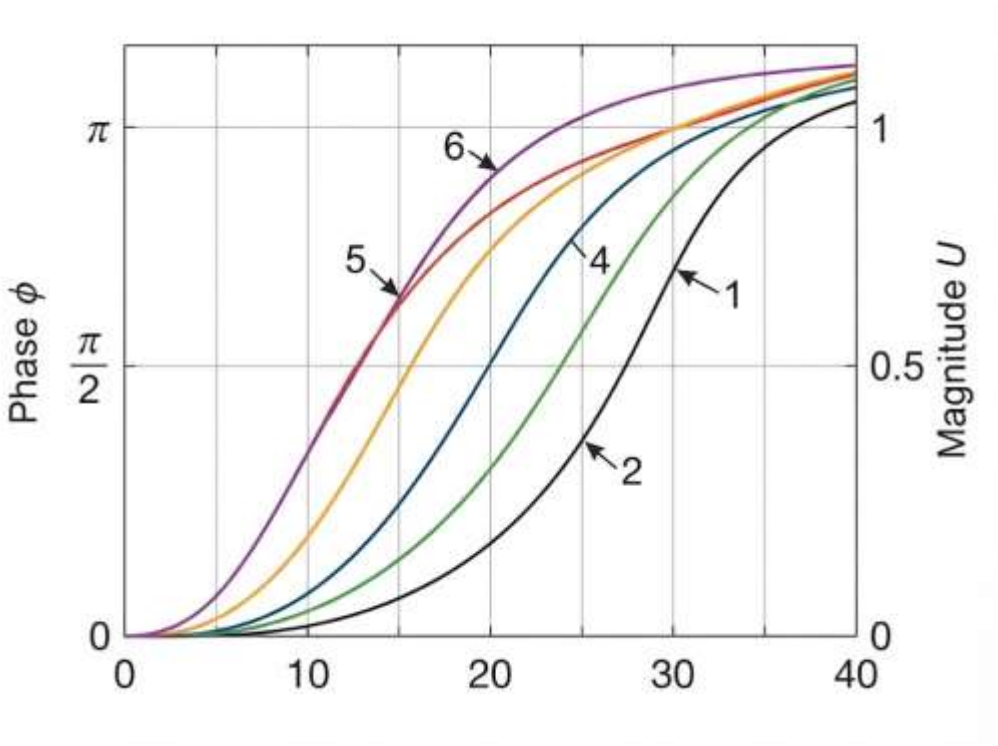


Рисунок 3.2. Амплітудо - частотні і фазо - частотні характеристики газопроводу

АЧХ показує, як затухає гармонійна дія виду *U*sin(Wt)*, що проходить через систему. На виході системи отримуємо сигнал

$$y(t)=U(\omega)\sin(\omega t+\varphi),$$

де величина $U(\omega)<U$ для промислових об'єктів найчастіше зменшується із зростанням частоти ω. Кут φ називається кутом фази або зміщення і також залежить від властивостей системи і частот.

Частотні методи аналізу процесів досить прості, допускають спрощені рішення, дозволяють отримати зручні розрахункові формули. Застосуємо розглянуті методи для визначення частотного діапазону роботи трубопроводу, який дає можливість оцінити число членів ряду в рішеннях нестаціонарних режимів.

При аналізі використовуватимемо відомі рівняння І. А. Чарного :

$$-\frac{\partial p}{\partial x}=\frac{k}{F}G;$$

$$-\frac{\partial p}{\partial t}=\frac{c^2}{F}\cdot\frac{\partial}{\partial x}G,$$

де $G=\rho\nu_{cp}$ F - масова витрата в трубопроводі; $\nu_{\text{ср}}$ - осереднена, по І. А. Чарному, швидкість газу, справедлива для досить довгих трубопроводів($D/L < 5\ 10^4$). Для тиску маємо:

$$\frac{\partial p}{\partial t} - \frac{c^2}{k} \cdot \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = 0.$$

Застосовуючи перетворення Лапласа за умов

$$p(x,0) = 0; \quad p(0,t) = p_0(t); \quad p(l,t) = p_1(t),$$

отримуємо

$$p(x,s) = U_1(x,s)p_0(s) + U_2(x,s)p_l(s),$$

де

$$U_1(x,s) = ch\ x\sqrt{\frac{sk}{c^2}}\left(1 - \frac{thx\sqrt{\frac{sk}{c^2}}}{thl\sqrt{\frac{sk}{c^2}}}\right);$$

$$U_2(x,s) = \frac{shx\sqrt{\frac{sk}{c^2}}}{shl\sqrt{\frac{sk}{c^2}}}$$

s — оператор диференціювання d/dt

Представляючи замість $s = j\omega$, отримуємо функцію $U(x,\ j\omega)$. По [56] можна знайти АЧХ

$$U(\omega) = |U(j\omega)|$$

і ФЧХ

$$\varphi(\omega) = \arg U(j\omega).$$

На рис. 3.2 АЧХ і ФЧХ побудовані для x = 0,8l і x = 0,5l при різних величинах $l^2\omega k / c^2$. З рис. 3.2 видно, що при значеннях($(l^2\omega k / c^2)$ <1 помилка по амплітуді складає менше 5%. Це означає, що при аналізах режимів можна обмежитися коливаннями в газопроводі при частотах

$$\omega_H > \frac{c^2}{l^2 k} = \frac{c^2 2D}{l^2 \lambda v_{ср}}.$$

Для газопроводу (D=0,8 м; $\lambda = 0{,}02$; $v_{ср} = 10$м/с; $l = 100$км) отримуємо

$$\omega_H = \frac{300^2 \cdot 2 \cdot 0{,}8}{10^{10} \cdot 0{,}02 \cdot 10} = 0{,}26 \ \text{1/год}$$

Виходячи з того, що коливання в газопроводі з точністю до 3- 6% апроксимуються шістьма-вісьмома рядами Фур'є, можна оцінити частотний діапазон роботи газопроводу(від ω_H до $\omega \approx$ - 10 ω_H) або для магістральних газопроводів при D > 0,5 і l > 50 км. оцінка діапазону частот лежить в межах від 0,1 до 20 1/год, що відповідає періоду T від 62,8 до 0,3 год.

Використання частотних методів, який розглянутий в задачах застосування методів імпедансу при розрахунках нестаціонарних процесів, для оцінки частотного діапазону роботи газопроводу, отримання спрощених методів аналізу режимів газопроводу, чисельних способів звернення операційних рівнянь, при аналізі роботи газопроводу методами статистичної динаміки, рівнянь неусталеного руху газу по газопроводу та ін.

3.2 Оцінки параметрів стаціонарних режимів систем газопостачання

Основи методу інтегральних коефіцієнтів впливу стосовно нафтових і газових родовищ були розроблені П. М. Белашем та ін. Подальший розвиток інтегральних методів і їх застосування для дослідження систем газопостачання здійснений А. С. Фірером [76]. На їх основі можливе створення простих і ефективних способів, що дозволяють судити про стан газопроводу тільки по витратах і тисках на входах і виходах системи, тобто за тими даними, які

контролюються в процесі експлуатації. Методи інтегральних коефіцієнтів впливу економлять машинний час і пам'ять і виявляються досить ефективними для складних газотранспортних систем без компресорних станцій. Процеси, спостережувані на входах і виходах системи транспорту газу, інтегрально враховують параметри трубопроводу, якось: його довжину, діаметр, гідравлічний опір і т. д. Використовуючи поняття про коефіцієнти впливу, вдається отримати співвідношення, що значно спрощують аналіз роботи системи транспорту газу.

Нехай на усіх входах і виходах газопровідної системи підтримуються нульові умови, тобто $p_1^2, p_2^2,..., p_1^2 = 0$. В цьому випадку зміна витрат у вузлах трубопроводу також відсутня. Для того, щоб зв'язок $q_1^2 = p_2^2 = ... = p_n^2 = 0$ був лінійним, використовуємо квадрати тиску і пропускної спроможності. Припустимо, що в деякій точці трубопроводу станеться одиничний стрибок квадрата тиску від $p_0^2 = 0$ до $p_{01}^2 = 0$ кгс^2/см^4. В усій внутрішній області спостерігатиметься деяке підвищення тиску, а на усіх входах і виходах системи витрата, через деякий час, визначуване характеристикою системи, зросте. Отримані при цьому функції Q_{ij}^2 називаються коефіцієнтами впливу по витраті. При одиничній стрибкоподібній зміні квадрата тиску на усіх входах і виходах отримаємо n^2 коефіцієнтів впливу по витраті. Вони утворюють матрицю

$$Q^2 = \begin{bmatrix} Q_{11}^2 . . . Q_{1n}^2 \\ Q_{21}^2 . . . Q_{2n}^2 \\ . \quad ..... \\ Q_{n1}^2 . . . Q_{nn}^2 \end{bmatrix}$$

де Q_{12}^2 — реакція на виході(вході) 1 при одиничному стрибку на вході(виході) 2 і т. д.

На діючому газопроводі завжди підтримуються певні тиски на усіх входах і виходах, тому коефіцієнти впливу необхідно визначати за нульових граничних умов. При тиску на входах і виходах газопроводу $p_1^2, p_2^2, p_3^2,..., p_n^2$ встановляться деякі квадрати витрат $q_1^2, q_2^2, q_3^2,..., q_n^2$.

При зміні тиску на першому вході або виході $\Delta p_1^2 = p_1^2 - p_{11}^2$ будуть відмічені, через певний час, нові квадрати витрат $q_{11}^2, q_{21}^2, q_{31}^2,..., q_{n1}^2$.

При зміні тиску на величину Δp_1^2 коефіцієнт впливу при дії на першому вході або виході по пропускній спроможності описується рівнянням

$$Q_{1j}^2 = \frac{q_{j1}^2 - q_j^2}{p_1^2 - p_{11}^2} = \frac{\Delta q_j^2}{\Delta p_1^2}.$$

Аналогічно визначаються коефіцієнти впливу по витраті для усіх інших входів і виходів. Коефіцієнти впливу є приростами квадратів витрат по кожному входу або виходу, віднесені до значення стрибка квадрата тиску в точці обурення.

Якщо зміни витрати знімати в часі, можна визначити функцію впливу між кожним входом і виходом системи. Користуючись коефіцієнтами впливу, оцінюємо статику системи транспорту газу. Функція впливу дає можливість аналізувати нестаціонарні процеси в цій системі. Якщо задаватися не тиском, а пропускною спроможністю газової системи, то відношення змін квадратів тисків на входах і виходах системи до довільного стрибка квадратів витрати на обуреному вході дає систему коефіцієнтів впливу по тиску:

$$p_{1j}^2 = \frac{p_{j1}^2 - p_j^2}{q_1^2 - q_{11}^2} = \frac{\Delta p_j^2}{\Delta q_1^2}.$$

Для усієї газотранспортної системи отримуємо матрицю коефіцієнтів впливу по тиску

$$p^2 = \begin{vmatrix} p_{11}^2 p_{12}^2 \ldots p_{1n}^2 \\ p_{21}^2 \ldots\ldots\ldots p_{2n}^2 \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ p_{n1}^2 \ldots\ldots\ldots p_{nn}^2 \end{vmatrix}.$$

Матриці коефіцієнтів по тиску і пропускній спроможності між собою взаємозв'язані і характеризують систему транспорту газу. Коефіцієнти впливу по тиску і пропускній спроможності можуть бути використані при рішенні ряду завдань, пов'язаних з експлуатацією газопроводу, працюючого в стаціонарному режимі; функція впливу - для аналізу нестаціонарних режимів роботи газопроводів. Для стаціонарних режимів роботи газопроводів, що описуються в загальному випадку рівняннями Лапласа, формула Гріна записується у виді

$$\sum_{i=1}^{n} \left(q_i^2 \Delta p_i^2 - p_i^2 \Delta q_i^2 \right) = 0,$$

де

$$\Delta \mathrm{P}_i^2 = \mathrm{P}_{i1}^2 - \mathrm{P}_i^2$$

$$\Delta q_i^2 = q_{i1}^2 - q_i^2$$

Звідси слідує формула для визначення квадрата витрати на будь-якому *j*- тому вході або виході при діях на г входах або виходах

$$q_j^2 = \sum_{i=1}^{n} \mathrm{P}_i^2 Q_{ji}^2 \qquad (3.1)$$

і формула для визначення квадрата тиску

$$p_j^2 = \sum_{i=1}^{n} q_i^2 \mathrm{P}_{ji}^2 \qquad (3.2)$$

Коефіцієнти впливу можуть бути визначені на основі експлуатаційних даних. Для знаходження матриці коефіцієнтів доводиться прибігати до вимірів змін тиску і продуктивності в декількох діапазонах часу $T_1, T_2, T_3 \ldots, T_n$.

Для цих інтервалів визначаємо квадрати витрат на входах і виходах системи [q_i^2] і квадрати тисків [p_i^2]. Підставивши у формули (3.1) і (3.2) заміряних даних, отримаємо систему рівнянь

$$[q_i]^2 = \sum_{i=1}^{n} [p_i]^2 Q_{ji}^{2\,2}$$

звідки знаходимо коефіцієнти впливу по витраті. З вираження

$$[p_j]^2 = \sum_{i=1}^{2} [q_i]^2 p_{ji}^2 ,$$

знаходимо величину p_{ji}.

Для розгляду нестаціонарних режимів системи газопостачання необхідно використати функції впливу. В цьому випадку треба отримати матриці коефіцієнтів виду

$$Q_{ij}^2(t) = \frac{\Delta q_j^2(t)}{\Delta p_j^2} \qquad \text{і} \qquad p_{ij}^2(t) = \frac{\Delta p_j^2}{\Delta q_i^2}$$

де

$$q_j^2(t) = q_j^2(t) - q_{j0}^2(t)$$

$$p_j^2(t) = p_j^2(t) - p_{j0}^2(t)$$

Δp_i^2. Δq_i^2 - стрибкоподібні дії на вході або виході (індекс «0» означає первинний стаціонарний режим).

В цьому випадку маємо:

$$[q_j(t)]^2 = \sum_{i=1}^{n} [p_i]^2 Q_{ji}^2(t) = \sum_{i=1}^{n} f_i S_{ji}(t)$$

$$[p_j(t)]^2 = \sum_{i=1}^{n} [q_i]^2 p_{ji}^2(t) = \sum_{i=1}^{n} m_i h_{ij}(t)$$

де

$$f_i = [p_i]^2, \quad S_{ji} = Q_{ji}, \qquad m_i = [q_i]^2; \quad p_{ij} = h_{ij}.$$

Якщо крайові умови мають довільний вигляд, то, апроксимуючи їх серією імпульсних дій і далі використовуючи інтеграл Дюамеля

$$x(t) = \int_0^t x'(t) h(t-\tau) d\tau$$

де *h(t-x)* - функція впливу, *x'(t)* - імпульсна дія на входах і виходах системи, перейдемо до формул для аналізу систем газопостачання в нестаціонарному режимі

$$q_j^2(t) = \sum_{i=1}^{n} \int_0^t [f_i(t)]' S_{ji}(t-\tau),$$

$$p_j^2(t) = \sum_{i=1}^{n} \int_0^t [m_i(\tau)]' h_{ij}(t-\tau) d\tau$$

або, якщо це зручніше

$$q_j^2(t) = \sum_{i=1}^{n} \int_0^t f_i(t-\tau) S''(\tau) d\tau$$

$$p_j^2(t) = \sum_{i=1}^{n} \int_0^t m_i(t-\tau) h'(\tau) d\tau$$

Проте для визначення функцій впливу можна використати лише статистичні методи, що обмежує їх можливості.

За цією методикою були розраховані стаціонарні режими для магістрального газопроводу СОЮЗ завдовжки 803 км. на ділянці Бар-Ужгород (рис. 3.3).

Досвід експлуатації показує, що перші п'ять ділянок газопроводу працюють в режимі, близькому до стаціонарного. Остання ділянка Хуст – Ужгород характеризується нестаціонарним режимом газопередачі, який усереднювався по площі. При визначенні коефіцієнтів впливу по витраті використовувалися значення витрати і тиску, узяті за відповідні моменти часу з експлуатаційних журналів. Розрахунками отримано для ділянки Гусятин – Богородчани:

$$Q_{11}^2 = -22{,}65; \quad Q_{12}^2 = 19{,}95; \quad Q_{13}^2 = 8{,}07;$$

$$Q_{21}^2 = -19{,}95; \quad Q_{22}^2 = -35{,}46; \quad Q_{23}^2 = 13{,}56;$$

$$Q_{31}^2 = 8{,}07; \quad Q_{32}^2 = 13{,}56; \quad Q_{33}^2 = -39{,}81.$$

Коефіцієнт Q_{21}^2 показує, наскільки збільшиться витрата при відборі (індекс 2) при збільшенні тиску на вході газопроводу (індекс 1) і т. д.

При апробації методики були отримані наступні витрати. При обчисленні витрат відносна погрішність розрахунків коливалася від 1,5 до 14%.

Коефіцієнти по тиску для ділянки Гусятин – Богородчани:

$$p_{11}^2 = -0{,}270; \quad p_{12}^2 = -1{,}181; \quad p_{13}^2 = -0.123;$$

$$p_{21}^2 = -0{,}181; \quad p_{22}^2 = -0{,}163; \quad p_{23}^2 = -0{,}090;$$

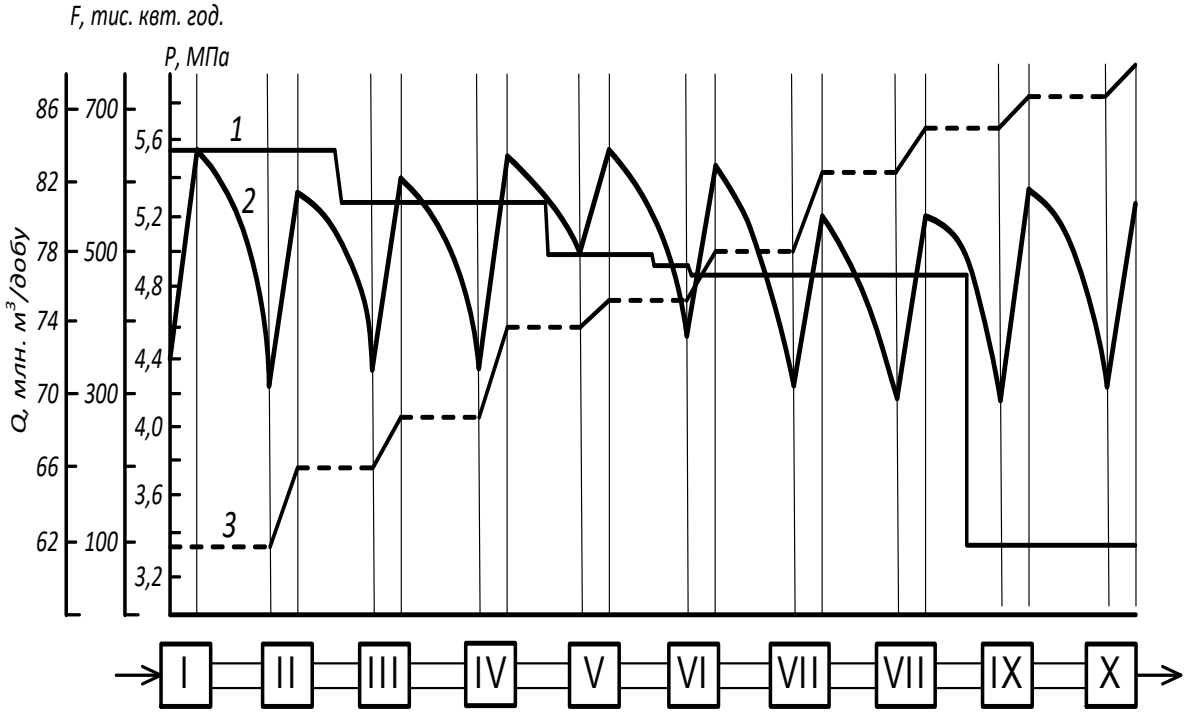
$$p_{31}^2 = -0{,}123; \quad p_{32}^2 = -0{,}090; \quad p_{33}^2 = -0{,}089$$

При апробації методики отримано:

для м. Гусятина на виході КС p_p = 52,4 кгс/см2; $p_д$ = = 53,9 кгс/см2, Δ = 2,8%;

для м. Богородчани p_p - 42,2 кгс/см2; $p_Д$ = 44,2 кгс/см2; Δ = 4,5%; для

м. Хуст на вході КС $p_р$ = 27,9 кгс/см2; $p_д$ = 29,0 кгс/см2; Δ = 3,8%, де $p_р$ - розрахунковий тиск; $p_л$ - тиск за даними диспетчерських служб. Відносна погрішність коливається від 1 до 8%.



Коефіцієнти Q_{ij}^2 визначаються розглянутими методами для конкретного газопроводу на основі даних експлуатації.

Методика дозволяє створити аналогову машину-радник для складних систем газопроводів без компресорних станцій. Основний недолік такого пристрою полягає в тому, що коефіцієнти впливу необхідно визначати при кожній зміні системи газопостачання. Якщо ж коефіцієнти впливу визначені і не коригуються, то при підключенні нових споживачів газу, газопроводів або газових родовищ помилка зросте.

3.3. Оцінки параметрів елементів систем, описуваних звичайними диференціальними рівняннями

Якщо вище були розглянуті питання отримання математичного опису за даними експлуатації або експериментів без урахування виду початкового рівняння, адекватного технологічному процесу, то далі робиться оцінка рівнянь математичного опису процесу, які відомі нам по більше ранніх теоретичних і експериментальних дослідженнях. Ці методи відносяться до аналітично-експериментальних методів досліджень технологічних процесів. Технологічні процеси сепарації газу, його охолодження і так далі можна описати диференціальним рівнянням

$$\sum_{j=0}^{n} a_j y_j = \sum_{j=0}^{n} b_i x_i;\ \ m \le n$$

де $x_i = \frac{d^i x}{dt^i};\ \ i = 0,1,2,3,\ldots,n;\ \ y_j = \frac{d^j y}{dt^j};\ \ j = 0,1,2,3,\ldots,m$

x(t) - вхідна дія на процес; *y(t)* - зміна на виході процесу; a_j, b_i - безперервні функції.

Таким чином, завдання полягає в знаходженні величин a_j і b_i при відомих і експериментальних даних для функцій *x(t)* і *y(t)*.

Можна запропонувати таку схему обчислення коефіцієнтів диференціального рівняння елементу.

Припустимо, маємо систему

$$\frac{d_n y}{dt^n} + ... + a_2 \frac{d^2 y}{dt^2} + a_1 \frac{dy}{dt} + a_0 x = b.$$

(3.3)

При b = const на виході системи отримуємо перехідну характеристику *h(t)*; величину a_0 визначаємо при $x \to \infty$:

$$a_0 = \frac{y(\infty)}{b},$$

де $y(\infty)$ — значення вихідного сигналу, що встановилося.

Далі знаходимо величини $dy/dt;\ d^2y/dt^2;...;d^n y/dt$.

Коефіцієнти $a_1, a_2, a_3, \ldots, a_{n-1}$ підбираються так, щоб мінімізувати відхилення величини x від функції, що задовольняє заданому диференціальному рівнянню. Оскільки b = const, то значення $a_1, a_2, a_3 \ldots, a_{n-1}$ можуть бути отримані з умови мінімізації інтеграла квадрата помилки, узятого від нуля до безкінечності. При цьому

$$\Delta = \frac{d^n y}{dt^n} + ... + a_1 \frac{dy}{dt} + a_o y - b.$$

Проте цей метод може застосовуватися, якщо порядок диференціального рівняння невисокий і характеристики елементів не зазнають різких змін впродовж інтервалу часу, оскільки диференціювання функції за експериментальними даними неможливе. Доцільно тому диференціювання функцій замінити інтеграцією. Інтегральний метод аналізу досвідчених даних використовується для опробування звичайних диференціальних рівнянь шляхом інтеграції і порівняння шуканих величин з експериментальними залежностями. Розглянемо його застосування для диференціального рівняння першого порядку, що описує деякі процеси осушення газу :

$$\omega_A = -\frac{dx_A}{f(x)} = kf(x),$$

де x_A - концентрація початкового компонента A; ω_A - швидкість убування величини x_a; $к$ - константа процесу.

Розділяючи змінні, отримуємо:

$$-\frac{dx_A}{f(x)} = k d\tau .$$

Про інтегрувавши цей вираз, прийдемо до виду

$$-\int_{C_{A_0}}^{C_A} \frac{dx_A}{f(x)} = F(x_A) = k\tau,$$

де C_{A0} і C_A - початкова і кінцева концентрації компонента A.

Якщо ліва частина аналітично не інтегрується, то величину y знаходять графічною інтеграцією площі під кривою в координатах $1/f(x) \div x$. Якщо ця математична модель відповідає технологічному процесу, графік, побудований в координатах $F(C_A) \div \tau$ пряму лінію з кутом нахилу, тангенс якого рівний k. У разі отримання кривої необхідно прийняти іншу математичну модель процесу. Оскільки величина k постійна, залежність між будь-яким підінтегральним часом $F_{(CA)}$ і τ має бути прямою лінією, що є критерієм адекватності узятих рівнянь процесу.

Рівняння типу

$$\frac{dx}{dt} = -Cx^q y^p$$

необхідно прологарифмувати:

$$\lg\left(-\frac{dx}{dt}\right) = \lg C + q\left(\lg x + \frac{p}{q}\lg y\right).$$

За результатами експерименту будується графік залежності $\lg(-dx/dt)$ від $\lg x$, де $dx/dt \approx \Delta x/\Delta t$.

Якщо ж цей графік близький до прямої лінії, то величина *p* дорівнює нулю. Інакше до абсцис $\lg x$ додають величину $p/q \lg y$ і шляхом підбору відношення *p/q* домагаються лінійної залежності $\lg(-dx/dt)$ від $\lg x + (p/q)\lg y$.

Далі знаходять величину *q,* рівну тангенсу нахилу прямої лінії до осі абсцис, порядок тиску *p* при підібраному відношенні *p/q* і, нарешті, величину *C.*

Часто використовують рівняння типу згортання для знаходження коефіцієнтів диференціального рівняння.

Наприклад, для рівняння

$$\frac{dy}{dt} + ay = bx,$$

де *x* і *y* — вхідні і вихідні змінні процесу, проінтегрувавши, отримуємо

$$y(t) - y(0) + a\int_0^t y(t)dt = b\int_0^t x(t)dt$$

Рішення відносно величини *b* при відомих значеннях *a* дає рівняння

$$b = \frac{a\int_0^t g(t)dt + y(t) - y(0)}{\int_0^t x(t)dt}$$

відносно величини *a* при відомому значенні *b*

$$a = \frac{b\int_0^t x(t)dt + y(0) - y(t)}{\int_0^t y(t)dt}$$

тобто завдання зводиться до виміру вхідних *x(t)* і вихідних *y(t)* величин і подальшої аналітичної або графічної їх інтеграції.

Цей же метод можна розповсюдити і на рівняння більш високого порядку, але в цьому випадку необхідно застосувати н- кратне інтегрування.

Якщо невідомі і величина *b*, і величина *a,* то їх знаходять шляхом підбору або мінімізації інтеграла від помилки «неув'язки». Наприклад, для рівняння типу

$$\frac{dy}{dt} = f\left(x_1, x_2, x_3, ..., x_j, ..., x_m; C_1, C_2, C_3, ..., C_j, ..., C_m\right)$$

при пошуку невідомих постійних C_j можна застосувати критерій мінімуму суми квадратів «неув'язки» по усіх змінним *m* і по всім експлуатаційним або експериментальним даним *d* :

$$I = \sum_{j=1}^{m}\sum_{i=1}^{d}\left[\left(\frac{dy}{dt}\right)_{досл} - f\left(x_1, x_2, x_3, ..., x_j, ..., x_m; C_1, C_2, C_3, ..., C_j, ..., C_m\right)\right] = \min$$

Щоб знайти мінімум інтеграла «неув'язки», можна застосувати для лінійних рівнянь метод множників Лагранжа. Для нелінійних пошук мінімуму може здійснюватися методами нелінійного програмування (методом градієнта, найшвидшого спуску і т. д.).

Розглянемо метод оцінки параметрів диференціальних рівнянь за допомогою мінімізації інтеграла «неув'язки» на прикладі рівняння другого порядку, якими, описуються процеси при регулюванні тиску газу :

$$\frac{dx_1}{dt} = -k_1 x_1; \quad \frac{dx_2}{dt} = k_1 x_1 - k_2 x_2$$

за початкових умов $x_1(0) = 1$; $x_2(0) = 0$. За результатами двох експериментів для $x_{2\text{експ}}$ при $10 \le t \le 320$ хв. отримані наступні дані, зведені в таблиці. 3.1.

Таблиця 3.1 Експериментальні значення

Час t, мін	Номер експерименту	
	1	2
10	0,192	0,140
20	0,144	0,240
40	0,423	0,308
80	0,421	0,405
100	0,407	0,464
320	0,271	0,223

Оцінка дисперсій окремих вимірів

$$\bar{\sigma}^2 = \frac{S_{\min}}{n-m};$$

$$S_{\min} = \sum_{i=0}^{n} \left(x_{2експ} - x_2\right)^2,$$

де n — *тонна* = 12 — 6 = 6 — число ступенів свободи.

Звідси

$$\bar{\sigma}^2 = \frac{0{,}0155}{6} = 0{,}00258.$$

На підставі апріорних даних про процес з метою зменшення очікуваної варіації параметри k_1 і k_2 були замінені величинами

$$\theta_1 = 3 + \lg k_1;$$

$$\theta_2 = 3 + \lg k_2.$$

Величини θ_1 і θ_2 шукалися шляхом мінімізації функції

$$F(\theta_1, \theta_2) = \sum_{i=1}^{6} \left[x_{2екпс} - x_2\right]^2$$

де $x_{2експ}$ - середнє значення x_2 для двох експериментів. Величина x_2 виходила шляхом інтеграції початкової системи рівнянь з інтервалом в 1 хв. при відомих значеннях k_1 і k_2 для початкових величин $\theta_1 = \theta_2 = 1{,}19$.

Для мінімізації використовувалася схема Рунге – Кутта проводилася 41 ітерація, але мінімум з точністю 3% був досягнутий після 24 ітерацій; при цьому отримано: θ_1 = 1,0759; θ_2 = 0,8196.

Пошук, здійснений методом швидкого спуску, після 23 ітерацій дав значення: θ_1 = 1,072; θ_2 = 0,819. Інший метод ґрунтований на обчисленні довірчих областей і інтервалів, використовуваних, зокрема, в завданнях планування експериментів [47].

Нині запропоновано значне число методів оцінки параметрів диференціальних рівнянь з використанням обчислювальних цифрових і аналогових машин, але вони найчастіше важкі для реалізації і тому нами не розглядаються. У разі неточних вимірів використовуються статистичні методи оцінки параметрів. Найпростіше, але не для усіх випадків, проблема оцінки параметрів

вирішується шляхом виділення детермінованої складової і подальшої статистичної оцінки впливу випадкової складової.

В якості критерію при цьому часто використовується метод максимальної правдоподібності [26]: при недостатньо точних вимірах віддається перевага тим вимірам, які представляються найбільш правдоподібними на основі заданих величин. Спільна щільність вірогідності рівна

$$L(x_1,.x_2,x_3,...,x_n,a)=\prod_{i=1}^{n} f(x_i,a)$$

де α — постійний параметр, величину якого вимагається оцінити.

У ряді випадків максимізацію функції правдоподібності можна здійснити, вирішуючи рівняння

$$\frac{d(LN(L))}{d(a)}=\frac{\partial}{\partial a}\sum_{i=1}^{n} LN[f(x_i,a)]=0$$

Часто аналітичне рішення отримати важко, і тоді для знаходження максимуму функції правдоподібності прибігають до чисельних або графічних розрахунків. Іноді в якості критерію використовують довірчі інтервали, тобто такі, які із заданою точністю гарантують знаходження точок шуканої функції усередині цих інтервалів або вводять функцію умовного ризику.

3.4 Визначення ефективних значень коефіцієнта гідравлічного опору газопроводів за диспетчерськими даними

При плануванні режимів роботи магістральних газопроводів важливо встановити значення коефіцієнтів гідравлічного опору з урахуванням поточного стану газопроводу.

Є методики, які грунтуються на стаціонарних формулах [37] чи методах математичної статистики [65]. Використання диспетчерських даних, що відбивають поточний стан газопроводу, потрібне в усіх випадках, коли відсутня можливість проводити спеціальні експерименти за визначенням параметрів газопроводу. У розрахункові формули входять усереднені величини $T_{ср}$, $t_{ср}$, зміна яких також позначається на точності визначення величини λ. Найбільш раціональне застосування інтегральних методів в тому або іншому вигляді.

Газопроводи України працюють в нестаціонарних або близьких до стаціонарних періодичних режимах. Використання стаціонарних формул виду

$$\lambda=\frac{p_1^2-p_2^2}{qAl}$$

де A - амплітуда відхилень від середніх значень $A_{ср}$; $A=\frac{\Delta T_{ср} Z_{ср}}{103.12^2 D^5}$, мають на увазі середньоінтегральне усереднювання величин p_1, p_2, q за час T. Помилка визначення коефіцієнта λ при будь-якому часі усереднювання мала лише при малих змінах параметрів транспорту газу($A/A_{ср} < 1{,}1$).

У [65] пропонується при змінах величин p_1, p_2, q знаходити коефіцієнт λ для кожного їх значення з відліком через 1 годину і потім будувати довірчий інтервал визначення величини λ коливання при зміні числа відліків удвічі досягали 30% її значення.

Таким чином, час відліку істотно позначається на точності визначення величини τ. Крім того, коефіцієнт λ залежить від помилки усереднювання величин $T_{ср}$ і $z_{ср}$.

Неточне задання коефіцієнта А для оперативних розрахунків призводить до значних помилок. Тому в подальшому разом з уточненням відомих методик розглянемо нові, які дозволяють визначати величину λ при нестаціонарному режимі.

Усереднювання величин p_1, p_2, q на недостатньо довгому діапазоні призводить до таких результатів, при яких точність розрахунків лежить в межах точності вимірів. Ясно, що чим більший діапазон часу λ, тим точніший результат. Ефект запізнювання при знятті показів не позначається при великому часі T. При розрахунках перехідних процесів отримано, що час стабілізації газопроводу не більше 6-8 годин на 100 км. (при D = 1 м). Для більшості

магістральних газопроводів відлік диспетчерських даних робиться через 2-3 години. Тому величину λ доцільно прийняти рівною близько 5-7 днів (60-100 значень). Для магістральних газопроводів з параметрами D 0,7 м і L > 200 км величину λ можна визначати для кожного дня, зміщуючи початкові значення на одно вперед.

Усереднювання можна робити методом найменших квадратів, зажадавши дотримання умови

$$\sum[p_1^2(t) - p_{cp}^2(t)] \to \min$$

або звичайним середньо інтегральним

$$p_{cp}(t) = \frac{1}{\tau}\int_0^{\tau} p_2(t)dt$$

і т. д.

Розглянемо методику визначення величини τ при істотно нестаціонарних процесах. Для опису довгих газопроводів при $p_1/p_2 < 2$ справедливі відомі рівняння

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{k}{F}G \;; \qquad -\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{c}{F} * \frac{\partial G}{\partial t} \tag{3.4}$$

де $G = \rho v F$

або

$$\frac{\partial p}{\partial t} = -k\frac{\partial p}{\partial x^2} = 0, \qquad \text{де} \qquad k = \frac{c^2}{2a}$$

$2a = \frac{\lambda v_{cp}}{2d}$ - коефіцієнт лінеаризації;

$$v_{cp} = \frac{2}{3}(v_1 + 2v_0)$$

v_1 і v_0 - усереднені швидкість газу на початку і кінці газопроводу.

Величину *v* можна визначити досить точно:

$$v = \frac{1}{\tau\rho F}\int_0^{\tau} G(t)\partial t$$

Для визначення величини

$$\lambda = \frac{2c^2 D}{k v_{cp}}$$

використовуємо метод пониження порядку похідних залежних змінних до такої величини, яка відповідає порядку вимірюваних змінних.

При цьому виключається необхідність диференціювати вимірювані змінні, що є утрудненням при неточних дискретних вимірах.

Метод полягає в наступному:

1. Задаємося видом рівнянь в приватних похідних, що описують технологічний процес. У них входять постійні параметри, наприклад для рівняння руху газу таким параметром може бути коефіцієнт лінеаризації

$$2a = \frac{\lambda v_{cp}}{2D}$$

2. Множимо обидві частини початкового рівняння на діагональну матричну функцію Ф(х) *m-го* порядку, яка залежить від виду диференціальних рівнянь в часткових похідних і характеру вимірюваних даних. Вказуємо область, в якій задані рівняння і складаємо інтеграл

$$\int_s (\Phi R)\partial x = 0\,, \quad \text{де} \qquad R = f\left(p, \frac{\partial p}{\partial x}, \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}, \frac{\partial^3 p}{\partial x^3}.....\frac{\partial^n p}{\partial x^n}, x, c\right) = 0.$$

який обчислюється інтегруванням по частинах (с-невідомі параметри, що підлягають визначенню). Тоді отримують члени двох типів: інтеграли, що

містять залежні змінні в тому вигляді, в якому знаходяться ці змінні при вимірах, і неінтегральні вирази, які визначаються на межі області зміни просторової і тимчасової змінної. Ці члени є зваженими крайовими умовами.

3. Вибираємо матрицю функцій Ф(*x, t)* так, щоб усі неінтегральні члени на межі заданої області зміни величини *x* перетворилися на нуль. Це необхідно, оскільки значення цих членів важко обчислюються при недостатньо точних вимірах крайових умов. Найчастіше функції Ф*(x, t)* мають вигляд періодичних, один член яких має вигляд, $[\sin\frac{n\pi x}{T}]^{\mu}$ де μ - найвищий порядок диференціювання *p* по *x,* а інший, $[\frac{\sin n\pi t}{T}]^{\eta}$ де η - найвищий порядок диференціювання *p* по *t,* причому *k*=1, 2, 3,…..

4. Визначаємо результати вимірів інтегральної частини, що залишилася. В результаті отримуємо систему рівнянь алгебри відносно постійних параметрів, в нашому випадку *k.*

5. Параметри доцільно знаходити по методу найменших квадратів для зменшення впливу помилок вимірів. Дискретний набір даних доцільно представляти у вигляді аналітичних функцій просторових змінних, наприклад у вигляді поліноміальної залежності.

Рівняння (3.4) необхідно помножити на функцію

$$\Phi(x) = (\sin(ax))^{\mu}(\sin(\beta t))^{\eta},$$

де $a = \frac{n\pi}{l}$, n=1,2,3,4,…….,N, $\Delta x = \frac{N}{l}$, m=1,2,3,….,M, $\Delta t = \frac{T}{M}$,

T-діапазон вимірів в часі.

Для нашого випадку при $\mu = 2$ і $\eta = 1$ маємо:

$$\Phi(x) = (\sin(az))^2 \sin(\beta z)$$

Після множення отримуємо члени двох типі : інтеграли залежних змінних, що містять, в тому вигляді, в якому вони визначаються в процесі вимірів, і інтегральні вирази, вичислені на межі області зміни просторової і тимчасової координат. При даному виборі функції Ф(x) останні перетворюються на нуль. Тоді для рівняння

$$\frac{\partial p(x,t)}{\partial t} - k\frac{\partial^2 p(x,t)}{\partial x^2} = 0 \qquad (3.5)$$

отримуємо:

$$-\beta\int_0^L (\sin(ax))^2\,dx\int_0^T p(x,t)\cos(\beta t)dt - 2a^2k\int_0^T \sin(\beta t)\partial t\int_0^L p(x,t)\cos(2ax)dx = 0.$$

Для знаходження величини *k* досить одного ряду значень функції *p(x, t)* при певних коефіцієнтах α і β. Проте результат чисельної інтеграції неточний внаслідок помилок вимірів і самого процесу інтеграції. Тому, задаючись декількома рядами значень α і β, усереднюємо величину *k* методом найменших квадратів і далі визначаємо:

$$\lambda = \frac{2c^2 D}{k v_{cp}}.$$

Для магістральних газопроводів апаратура, яка реєструє дані розташована через 30-40 км. по трасі, тобто *x* = 30-40 км. або *N* = 4-5 для ділянок між КС, за часом *t* обмежень немає.

Можна далі уточнити величину λ, врахувавши зміну швидкості газу по трасі газопроводу у виді

$$\frac{1}{v} = \varphi + \varphi_2 x + \varphi_3 x^2.$$

В цьому випадку обмеження по перепаду тисків відсутні.

Тоді початкове рівняння має вигляд

$$\frac{\partial p(x,t)}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x}\left(f + f_2 x + f_3 x^2\right)\frac{\partial^2 p(xt)}{\partial x^2}, \qquad (3.6)$$

де

$$f + f_2 x + f_3 x^2 = \left(\varphi + \varphi_2 x + \varphi_3 x^2\right)\frac{2D}{\lambda}.$$

Знаходимо вираження для знаходження величин f_1, f_2, f_3

$$\int_0^L \sin^2 \alpha x \, dx \int_0^T \beta \cos \beta t p(x,t) dt - \int_0^T \sin \beta t dt \left[\frac{\partial^2}{\partial x^2}\left(f_1 \sin^2 dx + f_2 x \sin^2 \alpha x + f_3 x^2 \sin^2 \alpha x\right) - \right.$$

$$\left. - \frac{\partial}{\partial x}\left(f_2 \sin^2 \alpha x + 2 f_3 x^2 \sin^2 \alpha x\right) p(x,t) \right] dx = 0$$

Недолік методу полягає в тому, що необхідно знати витрати принаймні в трьох точках траси для знаходження коефіцієнтів апроксимуючого многочлена φ_1, φ_2, φ_3, що на практиці не завжди можна досягнути.

При відомих величинах φ_1, φ_2, φ_3 і знайдених методом найменших квадратів величинах f_2, f_2, f_3 отримуємо:

$$\lambda = \frac{f + f_2 x + f_3 x^2}{\left(\varphi + \varphi_2 x + \varphi_3 x^2\right) 2D}$$

В цьому випадку рішення рівняння(3.3) досить громіздко, а уточнення лежить для експлуатаційних завдань найчастіше в межах до 3%, для великих перепадів тисків до 8-10%.

Для порівняння розглянутих методів були використані дані диспетчерської служби газопроводів для l - 28,6 км., D = 0,15 м., $T_{ср}$ = 282 К. Величина N коливалася від 3 до 5. Число відліків за часом дорівнює 120. Крок відліку, залежний від величин D і l, був прийнятий рівним 10 хв. на основі спектрального аналізу і використання теореми Котельникова [5.14]. Діапазон відліку часу T дорівнює 20 годин. Отримані такі величини λ:

При усереднюванні по методу найменших квадратів	0,0223 ±0,0008
При средньоінтегральному усереднюванні	0,0181 ±0,0007
По методу пониження порядку диференціальних рівнянь.	0,0185±0,0006
З урахуванням змінності швидкості по довжині	0,0198 ±0,0006

Істотний вплив на кінцеві результати робить діапазон за часом. Для 30 відліків помилка досягає 30%, величини λ при n = 120, для 60 відліків - 10-12%.

3.5 Задача оптимізації режимів магістральних газопроводів

Існуюча система газопостачання об'єднує сукупність технологічних об'єктів, організаційно - експлуатаційних служб, оргтехнічних і автоматичних систем з внутрішньо і позасистемними зв'язками в єдине ціле у вигляді системи газопостачання .

Технологічна система газопостачання в дечому подібна до електроенергетичної системі країни, але вона має й відмінності. Її принциповими відмінними особливостями є: більша інерційність процесів і суттєва нелінійність в описі руху газу в довгих лініях транспорту газу, у порівнянні з лінійними законами передачі енергії в лініях електропередачі; можливість зберігання газових ресурсів у підземних сховищах і в газоносних пластах й ін.

У технологічній системі газопостачання можна виділити повні підсистеми. Найбільш характерна підсистема "промисел - газопровід - споживач". Їй притаманні прості всі основні властивості системи газопостачання будь-якої складності .

У завданнях оперативного управління та планування режимів систем магістрального транспорту газу в багатьох випадках достатньо розглядати задачі оптимізації при стаціонарних умовах.

Задача оптимального керування режимами багаторівневої системи газопроводів з урахуванням функції мети, рівнянь зв'язку (матеріального балансу, режимів, розподілу температур, гідравлічних опорів і т. д.) і відповідних обмежень ставиться таким чином.

Знайти вектор керування $\bar{u} \in U$, який задовольняє рівнянню зв'язку $\bar{R} = \bar{R}(\bar{P},\bar{T},\bar{U}),\ \bar{R} \in R$ фіксованим граничним умовам $P_{вх}$, $P_{вих}$, $Q = \sum_{i=1}^{m} Q_i$, здатний мінімізувати функціонал

$$\Phi = \Phi(\bar{R},\bar{U}) \tag{3.7}$$

де $\bar{U}$ - вектор керування (число працюючих агрегатів, схема обв'язки, оберти, положення кранів тощо) для допустимої області рішень;

Q_i - витрата газу по і-й нитці газопроводу;

m - число ниток;

$\bar{U}$ - вектор режимів, компоненти якого є розподілу тисків, витрат і температур по окремих ниткам, довжині газопроводу і КС,

Ф - сумарні експлуатаційні витрати.

Задача оптимального керування режимами роботи магістрального газопроводу ставиться як завдання мінімізації сумарних енергетичних витрат (у вартісному їх вираженні) на компримування транспортованого газу.

Оптимізація з того чи іншого критерію має свої переваги та недоліки. З одного боку, наприклад, для газопроводів із різнотипними компресорними станціями при енергетичному критерії, знайдені оптимальні режими розподілу між компресорними станціями більш рівномірні, тобто більш рівномірно використовуються встановлені потужності незалежно від типу приводу. З іншого боку, витрати, підраховані за витраченими енергетичними ресурсами, стають значно більшими у порівнянні з витратами при оптимізації за вартісним критерієм. У разі однотипних компресорних машин (наприклад, газотурбінних агрегатів) оптимальне рішення слабо залежить від виду прийнятого критерію. Оптимальне рішення, отримане в цьому випадку за вартісним критерієм зміщується через зміни відпускних цін на паливний газ по зонах.

Крім задачі (3.7), можуть бути поставлені завдання оптимізації режимів більш загального характеру.

Завдання (3.7) за однонитковим або багато нитковим газопроводом зазвичай ставиться і вирішується за умови постійних притоків газу з родовищ і відборів по трасі. При переході до складних взаємопов'язаним закільцьованим системам умова постійності порушується, оскільки в цьому випадку міняються потоки від родовищ і перетоки з однієї системи газопроводів в іншу. У цьому випадку навіть локальні завдання не є абсолютно уособленими, їх слід розглядати у зв'язку з усією технологічною системою газопостачання.

Одним із завдань такого характеру може бути задача визначення оптимальних режимів газопроводу при декількох притоках від родовищ. Завдання ставиться так: розподілити тиск, відбори і витрати газу для даного газопроводу так, щоб собівартість видобутку і транспорту газу була мінімальною.

Дана задача відрізняється від завдання (3.7) за структурою і за кількістю варіаційних змінних. Вона зводиться до одновимірної задачі із вільною зміною по витраті (відбором). Так роблять, коли газові промисли можна зобразити еквівалентними характеристиками. Коли режими магістральних газопроводів залежать від величини газоспоживання та перетоків газу в інші аналогічні підсистеми, завдання ставиться як до багатовимірної, так як витрати стають також величиною змінною .

Якщо рівняння зв'язку і обмеження представити у вигляді наступних співвідношень:

$F(\bar{r},\bar{u})=0,\ \ r\in D(\bar{r}),\ \ \bar{u}\in D(\bar{u})$

де $D(\bar{r})$- допустима множина режимів; $D(\bar{u})$- допустима множина управлінь, то з урахуванням оператора перетворень режимів R і критерію управління Ф згідно

$\bar{r}_i = R(\bar{r}_{i+1},\bar{u}_i);\ \ \Phi_i = \Phi(\bar{r}_{i+1},\bar{u}_i)$

по кроках (кроку відповідає компресорна станція і ділянка, а оптимізація ведеться з кінця) необхідно знайти вектор управління, що забезпечує мінімум експлуатаційних енергетичних витрат у відповідності з наступним рекурентним співвідношенням динамічного програмування

$$\Phi^*_{i,i+1,..,m}(\bar{r}_{i+1})_{\bar{u}_i\in D(\bar{u}_i)} = \min\left\{\Phi_i(\bar{r}_{i+1},\bar{u}_i)+\Phi^*_{i,i+1,..,m}[R](\bar{r}_{i+2},\bar{u}_{i+1})\right\} \qquad (3.8)$$

де $\Phi^*_{i,i+1,..,m}(\bar{r}_{i+1})$ і $\Phi^*_{i,i+1,..,m}[R](\bar{r}_{i+2},\bar{u}_{i+1})$оптимальні функції витрат до і-го і (і + 1)-го кроку відповідно;

$\Phi_i(\bar{r}_{i+1},\bar{u}_i)$- функція витрат на і-му кроці; m - число кроків.

Поряд із зазначеними завданнями, дня практики актуальною є задача на максимум продуктивності. Іноді вважають, що її можна вирішити, якщо виставити всі величини на максимум, в результаті чого можна отримати максимум продуктивності. Однак на практиці для дуже складних газотранспортних систем такий підхід може призвести до утворення нових вузьких місць і тому необхідний розрахунок, що упорядковує їх виявлення. Дослідження показали, що є сенс, підвищуючи продуктивність, одночасно проводити і оптимізацію, наприклад , за умовою мінімальних витрат .

У результаті приходимо до наступної двохкрітеріальної задачі. Знайти вектор управління $\bar{u}$ і вектор режимів $\bar{r}$, які забезпечують при рівняннях зв'язку $\bar{R} = f(Q,\bar{r},\bar{u})$ і технологічних обмеженнях параметрів $\bar{r}\in D(\bar{r})$

$$F = \max\min\Phi(Q,r,\bar{u})$$
$$\text{var}\begin{cases} Q\to Q_{\max}\le Q_{пред} \\ \bar{u}\in D(\bar{u}) \end{cases} \qquad (3.9)$$

де $Q_{гр}$ - граничне значення продуктивності;

$Q_{\max}$ - максимальна продуктивність.

Завдання (3.9) актуальна для практики, тому що поряд з виявленням і усуненням вузьких місць упорядковуються режими, в результаті чого досягається певний додатковий економічну ефективність.

3.6 Методи вирішення завдань оптимізації режимів магістральних газопроводів

Рішення задач оптимізації режимів магістральних газопроводів ускладнено громіздкістю об'єкта, не лінійністю і дискретністю його характеристик, існуванням безліч обмежень. Для вирішення завдань оптимізації режимів окремих магістральних газопроводів застосовують метод динамічного програмування.

Існує багато методів рішення задач оптимізації режимів із використанням . динамічного програмування, таких як: динамічне програмування для випадку декількох параметрів стану із послідовним наближенням, сумісно з методом Данцига-Вульфа, метод крокових варіацій, дискретний принцип максимуму.

3.6.1 Динамічне програмування з послідовними наближеннями .

При цьому методі систему транспорту газу розбивають на кроки: крок - це ділянка спільно з компресорною станцією для магістрального газопроводу або компресорний агрегат для окремо розглянутої компресорної станції.

Нехай стан кожного кроку описується вхідним B_{i-1} і вихідним B_{i+1} множиною і кожна фіксована вхідна величина тиску взята з безлічі допустимих значень згідно $P_{i+1}^{p^*} \in B_{i+1}$, а вихідний тиск з $P_{i+1}^{l^*} \in B_{i+1}$. Кожній множині B^{i+1} взаємно-однозначно відповідає множина C_{i+1} елементами якої є уявні мінімуми функціоналу, тобто $\Phi^{i+1} \in C^{i+1}$. Крім того, є множина дискретних керуючих впливів $D(\bar{u})$.

Процедуру складання алгоритму динамічного програмування з послідовними наближеннями запишемо так:

I. По формулам $P_i^k\ (P^j{}_{i-1})$ і $P^i{}^k(P_{i+1}{}^l)$ визначаємо елементи проміжної множини B_i (значення тисків на кінці ділянки або після дроселя всередині компресорної станції).

2. Хоча б один елемент P_i^k або $P_{i+1}{}^l$ повинен задовольняти заданому кінцевому тиску $P_i^{k^*}$, тобто $P_{i+1}{}^l \in B_{i+1}{}^l$. В іншому випадку елемент відсутній, тобто рішення не існує.

У разі існування декількох елементів визначаємо таке значення $\bar{u} \in D(\bar{u})$, яке відповідає мінімальному з $\Phi \in C_i$.

3. Повторюємо процедуру звичайного алгоритму динамічного програмування тільки з тією різницею, що тепер для розгляду беремо значення вектора безперервного управління, при цьому розбивку $v_i^{k^*}$ приймаємо досить грубою.

4. Після перерахунку всіх кроків знаходимо квазіоптимальну траєкторію F_0.

5. Після визначення F_1 перевіряємо умову $F_1 - F < \varepsilon$, де ε - мале додатнє число, яке визначається необхідною точністю обчислення.

6. Робимо облямівку всіх $P_i^{k^*}$, які відповідають квазіоптимальній траєкторії $v_i^{k^*}$ на один номер за *k* вгору і вниз, тобто з кожної множини B_i віднімаємо деяку підмножину D_i.

7 . Подрібнюємо сітку координат стану і переходимо до пункту 3.

У разі виконання пункту 7 остання квазіоптимальна траєкторія є шуканою, а відповідні їй значення векторів $\bar{u}$ і $\bar{v}$ - рішенням розглянутої задачі.

Згідно з процедурою послідовних наближень на першій ітерації знаходимо управління $\bar{u}$ та відповідне їм оптимальне сумарне значення функції мети F_n^I при грубому кроці розбивки реальних діапазонів вихідних тисків компресорних станцій. У наступних ітераціях область пошуку звужують, а крок дискритизації приймають більш меншим. Відповідно до цього визначають нові значення функції мети

$$F_n^{(N)}\left(\bar{P}_n, \bar{u}_n\right) \le F_n^{(N-1)}\left(\bar{P}_n, \bar{u}_n\right)$$

Для оцінки збіжності ітераційного процесу вибору оптимального розподілу тисків вздовж траси газопроводу досліджуємо поведінку функціоналу зі збільшенням числа ітерацій.

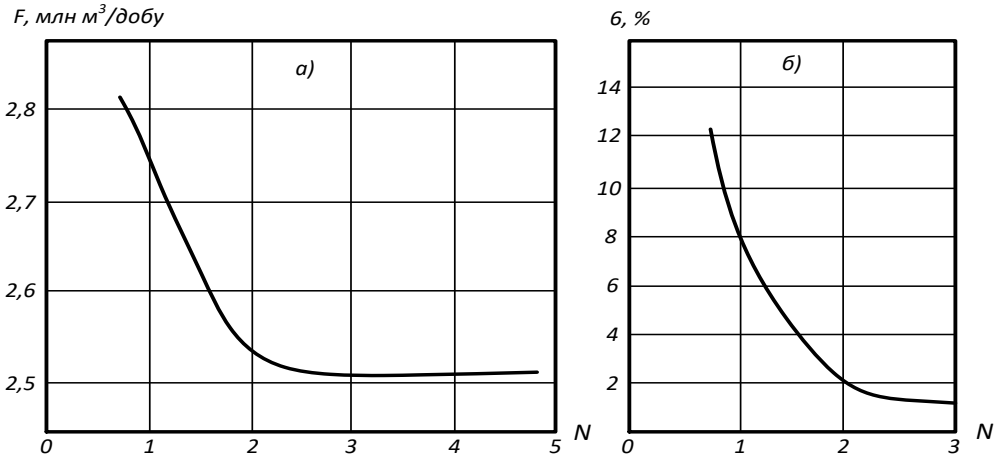


Рисунок 3.4 Зміна об’єму паливного газу(а) і відносної похибки функціоналу(б) в залежності від числа ітерацій

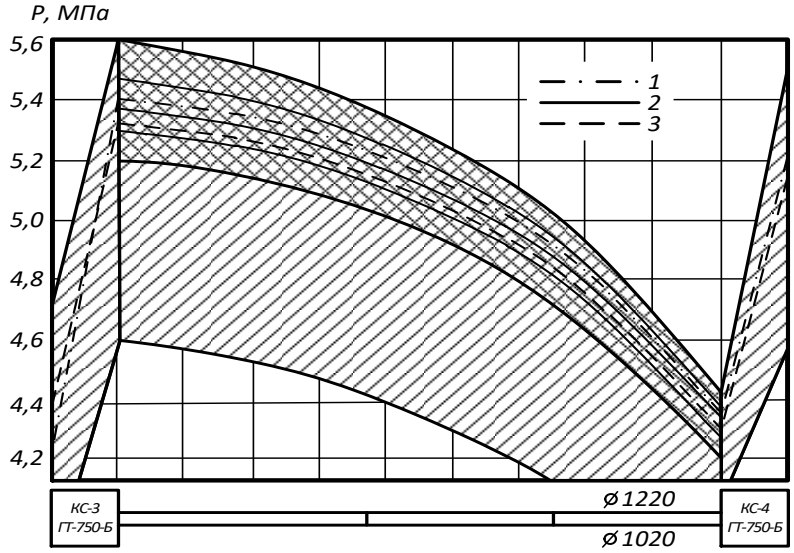


Рисунок 3.5 Зміна оптимального розподілу тисків по довжині ділянки газопроводу

На рис. 3.4,а представлено зміну обсягу паливного газу F від числа ітерацій N по конкретному газопроводу.

Оцінкою швидкості збіжності процесу **(** рис. 3.4,б) може служити відносна похибка функціоналу δ , знайденого в результаті остаточного рішення. При цьому порівнюють значення функціоналу ітераційного процесу, припиненого на (l -I) -му кроці, в порівнянні зі значенням функціоналу, який визначається на l - му кроці. Вже за рахунок ітерації отримують поліпшення функціоналу не настільки значне - 11%. Таким чином, можна сказати, що для отримання достатньо точного рішення оптимізаційного завдання можна обмежитися трьома ітераціями. При цьому слід особливо обумовити область пошуку оптимального варіанту, кожен раз нову від ітерації до ітерації. Рух області допустимих рішень в просторі тисків на прикладі ділянки конкретного газопроводу наведено на рис. 3.5. Первинні межі в якій проглядається діапазон зміни тиску на виході компресорної станції прийняті в межах 4,6 – 5,6 МПа. У разі потреби їх можна змінити. Обрамлення початкової траєкторії здійснюється з кроком 2 кгс /см^2 з наступним його зменшенням від ітерації, з одного боку, дозволяє скоротити витрати машинного часу на ЕОМ при проведенні оптимізаційних розрахунків, але, з іншого боку з'являється небезпека відкинути істинний оптимум, не розглядаючи всієї повноти допустимих варіантів. Тому вибору області пошуку тисків повинно передувати дослідження можливих режимів роботи в достатньо широкому діапазоні або оцінка цієї області, виходячи з практичних міркувань. Однак вибір

оптимальної траєкторії на окремій ділянці газопроводу тісно пов'язаний з розподілом тиску на всіх попередніх ділянках, починаючи з входу в газопровід.

При застосуванні методу динамічного програмування з поступовим наближеннями в порівнянні з звичайною процедурою скорочується кількість обчислень, оскільки зазвичай достатньо трьох ітерацій, а обсяг пам'яті, відведений під проміжні дані, зменшується приблизно в 10 разів.

Важливою властивістю даного методу є те, що незалежно від першого кроку дискретності завдання може бути вирішена з будь-яким ступенем точності.

На основі методу динамічного програмування з поступовим наближеннями складена універсальна оптимізаційна програма, до складу якої входять у вигляді окремих блоків програми оптимізації режимів КС з газотурбінним і електричними приводами, а також програма гідравлічного розрахунку будь-якої складності ділянок або газопроводів типу «мережа» з безкомпресорною подачею газу.

Програму оптимізації режимів магістральних газопроводів можна охарактеризувати наступними операторами :

1. Створення масиву вихідних даних, запис ознак розрахунку δ_i, кроку варіації по тиску h_0, числа кроків заданої точності розрахунку n_h, заданої точності розрахунку ε.

2. Розрахунок розподілу тисків, температури і витрат для лінійної частини магістрального газопроводу.

3. Сканування тиску на виході КС : $P_{ik} + kh_i$

4. Розрахунок числа ділянок N_0 і аналіз ознаки розрахунку останньої ділянки: якщо нерівність задовольняється, перехід до блоку оцінки функціоналу, не задовольняється - до блоку порівняння тисків.

5. Вибір програм по компресорних станціях, розрахунок по них і порівняння варіантів по заданому критерію.

6. Перевірка умови досягнення верхнього значення числа дискретних кроків n_d по тиску на вході КС, перехід до блоку зміни тиску, якщо перебір не закінчений, і до блоку перевірки ознаки першого кроку, якщо закінчений.

7. Перевірка ознаки першого кроку, перевірка умови закінчення перебору вариантів при зміні вхідного тиску КС P_h на величину kh_i. У разі порушення нерівності перехід до блоку зміни тиску нагнітача ,

8. Перепис масивів проміжних результатів розрахунку режимних параметрів КС ,

9. Сканування тиску на вході КС : $P_{jH} + kh$.

10. Вибір мінімального значення енергетичних витрат з переходом від однієї ітерації до іншої. Якщо ітераційний процес закінчений, то ведуть запис признака α_m . У тому і іншому випадку подрібнюють сітку тисків і переходять до наступної ітерації. Якщо записана ознака α_m , то подальша ітерація стає результуючою , тобто при її реалізації блокується перебір дискретних значень тисків. Йде відтворення оптимальної траєкторії параметрів стану та управління .

Поряд з методом динамічного програмування з приближеннями по грубою і тонкою гранками використаний метод крокових варіацій.

3.6.2 Метод крокових варіацій.

Нехай є магістральний газопровід з компресорними станціями. Задаються граничні умови тисків і зафіксований витрата. При використанні даного методу розподілення режимів всередині компресорних станцій не розглядається, хоча алгоритм після відповідного обгрунтування може бути застосований і для цих цілей. У даному випадку мається на увазі, що режими компресорних станцій визначаються за раніше розглянутим алгоритмом. Необхідно знайти такий розподіл тисків по трасі, щоби був забезпечений мінімум сумарних енергетичних витрат на транспорт газу.

Нехай початковий розподіл вихідних тисків компресорних станцій ($P_j^{(o)}\left(j=1,2,...,n\right)$) задано в якості нульового наближення (воно може бути взято у вигляді поточного розділення тиску з практики , підказаного диспетчером) .

Алгоритм будують за крокової процедурою. Протягом двох кроків будують три пробні траєкторії і вибирають ту, яка забезпечує мінімум витрат . Якщо параметри стану фізично не реалізовуються, то, відповідно, змінюється величина варіації.

Припустимо, що відомі тиски $P_j^{(k)} k-го$ і $l+I$ значень $P_0^{(k+1)}=P_H^0, P_1^{(k+1)},..., p_l^{(k+1)} k_{(k+1)}+I$ - го наближення .

Для того , щоб визначити $p_{l+1}^{(k+1)}$ виробляємо варіацію параметра $P_{l+1}^{(k)}$ на величину δP і розглядаємо відповідні значення цільової функції пробних траєкторій протягом двох кроків.

$$\Phi\left(T,P\right)=\Phi_{l+1}^{(k+1)}\left(T_{Hl},P_{Hl}^{(k)},P_{l+1}^{(k)}\right)+\Phi_{l+2}^{(k+1)}\left(T_{Hl+1},P_{Hl+1}^{(k)},P_{l+2}^{(k)}\right),$$
$$\Phi\left(T,P+\delta P\right)=\Phi_{l+1}^{(k+1)}\left(T_{Hl},P_{Hl}^{(k)},P_{l+1}^{(k)}+\delta P\right)+\Phi_{l+2}^{(k+1)}\left(T_{Hl+1},P_{Hl+1}^{(k)}+\delta P,P_{l+2}^{(k)}\right),$$
$$\Phi\left(T,P-\delta P\right)=\Phi_{l+1}^{(k+1)}\left(T_{Hl},P_{Hl}^{(k)},P_{l+1}^{(k)}-\delta P\right)+\Phi_{l+2}^{(k+1)}\left(T_{Hl+1},P_{Hl+1}^{(k)}-\delta P,P_{l+2}^{(k)}\right)$$

Потім, порівнюючи, вибираємо менше значення функції мети і приводимо у відповідність (<=> - знак відповідності) значення тиску $p_{l+1}^{(k+1)}$

$$\inf\ \Phi\left(T,P\right)\Leftrightarrow P_{l+1}^{(k+1)}=P_{l+1}^{(k)}$$
$$\inf\ \Phi\left(T,P\right)\Leftrightarrow P_{l+1}^{(k+1)}=P_{l+1}^{(k)}+\delta P$$
$$\inf\ \Phi\left(T,P\right)\Leftrightarrow P_{l+1}^{(k+1)}=P_{l+1}^{(k)}-\delta P$$

Припустимо обраним параметром стану ($l+1$) -го кроку є $P_{l+1}^{(k)}-\delta P$. Отже , сумарні витрати на кроці матимуть вид :

$$\Phi^{(k+1)}=\sum_{j=1}^{l}\Phi_j^{(k+1)}\left(T,P\right)+\Phi_{l+1}^{(k+1)}\left(T,P\right)$$

Так, проводячи варіації на кожному кроці, визначаємо (к +1) -ше наближення і відповідне йому значення функції мети Ф. Крім того, при фіксованих значеннях тиску за програмою компресорної станції знаходимо набір керуючих параметрів . Виконавши декілька ітерацій при варіації δP , перевіряємо точність рахунку згідно наступній умові :

$$\left|\Phi^{(k)}-\Phi^{(k+1)}\right|<\varepsilon\ ,\qquad (3.10)$$

де ε - досить мале додатнє число, яке визначається вимогами практики.

Якщо після перевірки умова (3.10) не виконується, то необхідно зменшити величину $\Phi^{(k)}$. Потім продовжують процедуру пошуку оптимального рішення.

Цей метод досить ефективно може бути використаний для коригування рішень диспетчера, причому час розрахунку і обсяг пам'яті ЕОМ скорочують до мінімуму. Запам'ятовуються значення тільки одного наближення: три числа на кожен крок. По ходу розрахунку нового наближення стара інформація стирається.

Методи динамічного програмування спільно з логіко - комбінаторним методом оптимізації режимів добре пристосовані для вирішення на базі ЕОМ різних завдань оптимізації режимів газотранспортних систем .

3.7 Практичні розрахунки вибору оптимальних режимів магістральних газопроводів

За допомогою розроблених алгоритмів і програм вирішуються такі завдання аналізу та оптимального керування режимами ра ¬ боти магістральних газопроводів :

а) гідравлічного розрахунку:

- режимів газопроводу при фіксованих тисках на виході компресорних станцій ,
- коефіцієнтів гідравлічних опорів ,
- розподілу температури гага по довжині газопроводу ,
- температури гідратоутворення та визначення місць накопичення гідратів,
- кількості газу, яка акумулюється в газопроводі ,
- коефіцієнтів завантаження компресорного обладнання та інших характеристик компресорних машин (к.к.д. приводу, політропного к.к.д. ступеня стиснення і т.д.) ,
- коефіцієнтів стисливості по ділянках ;

б) оптимізації режимів:

- оперативне диспетчерське планування режимів ,
- планування режимів при аварійних ситуаціях ,
- визначення оптимальних режимів при максимальній добовій продуктивності,
- визначення режимів при перспективному розвитку газопроводу.

Розрахунки режимів пов'язані із завданням ідентифікації - перевірки відповідності результатів розрахунків на моделі фактичним значенням відповідних параметрів на технологічних об'єктах. При цьому в задачах ідентифікації магістральних газопроводів велике значення відіграє точність заміру коефіцієнтів гідравлічного опору, визначальна відповідність падінь тиску на лінійній частині у фактичному та розрахунковому режимах. У табл. 3.2 представлені результати рішення такого завдання одного з газопроводів. У першому варіанті наведені диспетчерські дані фактичного режиму при надходженні газу з родовища *А* в об’ємі 53280000 м^3/добу і притоці з родовища *В* в об’ємі 5560000 м^3/добу. У другому варіанті представлені результати моделювання режиму роботи газопроводу при тій же продуктивності і ступенях стиснення на компресорних станціях. Відповідність розрахункового гідравлічного режиму лінійної частини фактичному забезпечено вибором відповідних значень гідравлічних опорів ділянок. Основні труднощі при рішенні задач ідентифікації КС полягають в отриманні достовірних оцінок області зміни таких керуючих параметрів, як обороти відцентрових нагнітачів. Наведені в табл. 3.2 відносні обороти кожного типу нагнітачів по КС отримані розрахунковим шляхом, виходячи з практичної дійсної умови рівномірного завантаження агрегатів у ступенях по оборотах і забезпечення заданого ступеня стиснення газу. Отримані результати засвідчують про придатність розробленої універсальної програми для розрахунку диспетчерських режимів складних газопроводів.

Із цією метою в газопроводі проводився розрахунок оптимальних режимів роботи системи. У табл. 3.2 наведені основні параметри оптимального режиму. У розрахунок включені обмеження максимальних обертів агрегатів по компресорних станцій, які відповідають фактичним. Завдання вирішували при фіксованих граничних значеннях по тиску P_h = 41,7 МПа, $P_к$=2,9 МПа при продуктивності газопроводу Q=58840000 млн. м^3/добу. Оптимальна траєкторія формується таким чином, що допускається деяке зниження нагнітання на ближніх компресорних станціях і підвищення тиску на останніх КС.

Такий перерозподіл тиску по трасі газопроводу в порівнянні з фактичним дозволяє отримати економію паливного газу в розмірі 5%.

Рішення завдань планування режимів транспорту газу в умовах систем, які розвиваються і реконструюються, розрахунок витрат паливного газу на власні потреби, витрат на електроенергію проводилося для даного газопроводу з урахуванням його плану розвитку. В умовах не повністю завантаженого газопроводу формування оптимальної траєкторії відбувається таким чином, що економічно більш повно використовувати агрегати підвищеної одиничної потужності.

Детальні розрахунки дозволяють судити про наявність резервних потужностей на відповідний момент часу, виявляти вузькі місця і планувати введення лупінгів і агрегатів на КС, обгрунтовано планувати витрати на власні потреби, паливний газ, електроенергію, можливості транспорту додаткових обсягів газу і використання підземних сховищ.

Для оцінки точного розрахункового оптимального режиму газотранспортної системи необхідно врахувати перевитрата палива , які виникають в системі при відхиленні потужностей компресорних станцій від оптимальних значень. При цьому для визначення розбіжностей між фактичним та оптимальним режимами необхідно отримати оцінку (середньоквадратичне відхилення) у просторі змінних ΔN_i :

$$\delta_N = \left[\sum_{i=1}^{n} \left(\Delta N_i \right)^2 \right]^{1/2}, i = 1,2,3....n$$

де $\Delta N_i = N_i - N_{ioon}, N_{ioon}$ - потужність і-го агрегату в оптимальному режимі.

Згідно з отриманою оцінкою, величина перевитрати палива в системі ($\Delta Q_{топл}$) визначається наступним нерівністю:

$$\Delta Q_{топл} \le M \delta_N^2, \tag{3.11}$$

де М - коефіцієнт витрати палива.

Якщо припустити, що

$$\Delta Q = \sum_{i=1}^{n} Q_i \left(N_i \right) - Q_0 \le \varepsilon \tag{3.12}$$

$Q = \sum_{i=1}^{n} Q_i \left(N_{ioon} \right)$ - сумарна витрата палива в оптимальному режимі, то з формул (3.11), (3.12) можна знайти радіуси областей режимів, рівноекономічних з точністю до ε з оптимальним:

$$\rho_N = \sqrt{\frac{\varepsilon}{M}}$$

Нерівності (3.11) і (3.12) дозволяють проаналізувати швидкість зростання цільової функції при віддаленні від оптимальності режиму, виявити вплив різних параметрів на зростання перерозподілу палива.

На рис. 3.5 наведені результати оптимізації режимів конкретного газопроводу по енергетичному критерію. Зіставлення значень функціоналів показує, що сумарні енергетичні витрати для оптимального режиму менше приблизно на 20 тис. квт. год. порівняно з гідравлічним розрахунком, які задаються на основі досвіду експлуатації подібних систем.

Розроблені алгоритми і програми дозволяють розраховувати оптимальні режими роботи для складних багатониткових газопроводів з багатоцеховою структурою компресорних станцій, обладнаних різними типами відцентрових нагнітачів.

Як було зазначено, в число розв'язуваних оптимізаційних завдань входить визначення оптимальних режимів при максимальній добовій продуктивності.

Це завдання особливо актуальне на практиці в зимовий період, коли газотранспортна система працює з повним навантаженням пропускної здатності лінійної частини та потужностей компресорного обладнання. У цих умовах першочерговим стає завдання визначення максимально можливих обсягів транспортованого газу.

$$Q_{\max} = \max Q\{\sup P(\bar{u}), \bar{u} \in D(\bar{u})\}$$

Таблиця 3.2 Результати розрахунків оптимальних режимів газопроводу

Параметри	КС-0		КС-1		КС-2		КС-3	КС-4	КС-5	КС-6
	ГТ-750-6	ГТК-10	ГТ-750-6	ГТ-750-6	ГТ-760-6	ГТ-760-6	ГТ-750-6	ГТ-750-6	ГТ-750-6	ГТ-750-6
Q, млн.м^3/доба	33.3	20	19.9	33.1	17	35.7	58	57.8	57.5	57.4
$P_{вх}$, МПА	4.17		4.14		4.35		4.33	4.44	4.53	4.12
$P_{вих}$, МПА	5.70		5.65		5.55		5.55	5.70	5.30	5.30
Схема включення агрегатів N, об/хв.:	II-2	I-2	I-2	II-2	I-2	II-2	III-2	III-2	III-1	III-2
ступінь 1	4306	4675	4472	5146	3763	4392	3787	3763	4134	37.63
ступінь 2	4187	3600	4081	4514	3710	4270	3763	3710	-	3710

Однак наявність в системі, яка розвивається "вузьких місць", які лімітують продуктивність газопроводу, і ділянок , більш забезпечених трубами і компресорними потужностями, дозволяє ставити завдання мінімізації енерговитрат для потоку газу, відповідно до максимальної продуктивності газопроводу. Закономірно в цьому випадку економічний ефект може бути отриманий тільки при перерозподілі тисків на ділянках, що мають резервні потужності.

Дане завдання вирішується за допомогою двох модельного комплексного алгоритму. При цьому першочерговим є завдання пошуку максимуму продуктивності газопроводу. Вважається, що режиму максимального завантаження відповідають максимально можливі тиски нагнітання на компресорних станціях :

$$Q_{\max} = \max Q\{\sup P(\vec{u}), \vec{u} \supset D(\vec{u})\}$$

Таблиця 3.2 Результати розрахунків оптимальних режимів газопроводу

Параметри	КС-7	КС-8		КС-9		КС-10		КС-11	КС-12
	ГТ-750-6	ГТ-750-6	ГТК-10	ГТ-750-6	ГТК-10	ГТ-760-6	ГТК-10	ГТ-750-6	ГТК-10
Q, млн.м^3/доба	57.2	35.5	21.3	35.4	21.2	35.1	21.1	55.9	47.6
$P_{вх}$, МПА	4.20	4.06		4.12		3.98		3.87	3.15
$P_{вих}$, МПА	5.70	5.60		5.45		5.20		4.40	3.67
Схема включення агрегатів N, об/хв.:	III-2	II-2	I-2	II-2	I-2	II-2	I-2	III-1	II-1
ступінь 1	4306	4611	3900	4078	3408	4161	3408	3763	3565
ступінь 2	4028	3816	3408	3763	3360	3763	3360	-	-

Алгоритм розрахунку режиму газопроводу на максимальну продуктивність побудований таким чином, що на кожному кроці (лінійній ділянці і КС) ведеться розрахунок режиму КС при заданих фіксованих граничних умовах. При цьому тиск нагнітання КС зменшується з деяким кроком від максимально допустимого до тих пір, поки не будуть задовольнятися обмеження на керуючі дії - схеми включення машин, число агрегатів, максимальні оберти нагнітачів. Послідовне збільшення продуктивності дозволяє знайти її верхню межу і вказати "вузьке місце", яке лімітує пропускну здатність газопроводу. На другому етапі вирішується завдання мінімізації енерговитрат на транспорт вище наведеного максимального обсягу газу :

$$F = \min F(Q_{\max}, \bar{u})$$

$$\text{var}\, \bar{u} \in D(\bar{u})$$

При цьому використовується універсальна програма оптимізації режимів.

По викладеному вше алгоритмом були проведені розрахунки конкретного газопроводу при фактичних максимальних обертах нагнітачів. Результати розрахунків представлені в табл. 3.2 , де перша група розрахункових даних відноситься до оптимальним режимам при максимальній продуктивності , друга - до режимів при максимумі завантаження. При цьому режими відрізняються тільки для 6,8 , 12 і 13 компресорних станцій.

З огляду на те, що області допустимих режимів і керувань в цьому випадку гранично малі, великий ефект по економії витрат не може бути досягнутий. Проте для великих багатониткових систем газопроводів економія витрат від перерахунку режиму максиму завантажень на режим мінімуму енерговитрат становить 2%.

3.8 Оптимізація неусталених режимів транспорту газу

Газотранспортна система, як правило, складається з компресорних станцій зі складною взаємопов'язаною структурою місце приєднання компресорних машин, систем автоматики, телемеханіки, лінійних ділянок, найчастіше багатониткових, підземних сховищ, газорозподільних станцій.

На роботу газопроводу особливо впливають значні зміни газоспоживання обурення , викликані аварійними ситуаціями, зміни пропускної здатності системи і т.д. Все це обумовлює сталі режими транспорту газу, облік яких в диспетчерском оперативному управлінні є актуальною проблемою.

Вище було показано, що несталі рухи газу по трубах описується нелінійними диференціальними рівняннями в приватних похідних, тобто спостерігається розподіленість параметрів об'єктів управління. Отже, проблема управління при нестаціонарних умовах передачі газу стає досить складною. Якщо в задачах управління об'єктом з зосередженими параметрами стан описується системою звичайним диференційним рівнянням за часом, а керуючі впливи прямо пов'язані з параметрами стану, то тут має місце розподіленість параметрів стану і самих керуючих впливів не тільки за часом, але і по просторовій координаті. Вектори управлінь, компоненти яких є функціями регулюючих органів КС і ГПА, кількості машин на КС, схем підключення агрегатів, розташовані у відповідних точках просторової координати .

Таким чином, магістральний газопровід є об'єктом многозвязанне регулювання з розподіленими параметрами і неповною інформацією. Неповнота інформації випливає з того, що на даний об'єкт діють впливи стохастичного характеру. Ці температурні коливання, що залежать від кліматичних умов і впливають на пропускну здатність безпосередньо і через скупчення гідратів, коливання відборів транзитних та основних споживачів, витоку і т.д.

Охарактеризуємо управляючі на магістральних газопроводах. За своїм характером їх можна віднести до кусково-безперервного класу, тобто вони неперервні для всіх розглянутих моментів часу, крім кінцевого числа моментів, де вектор - функція $\overline{u}$ (t) може терпіти розриви першого роду (маються на увазі перемикання агрегатів на КС). Однак рішення завдань управління на ЕОМ, як правило, вимагає дискретного представлення всіх керуючих впливів. Крім того, для газопроводів доцільно розглядати метод визначення законів керування у функції часу. Основні завдання оптимального управління газотранспортними системами можуть бути наступні:

Таблиця 3.3 – Результати розрахунків режимів магістральних трубопроводів

Параметри	КС-1		КС-2		КС-3		КС-4	КС-5	КС-6	КС-7
	ГТ-750-6	ГТК-10	ГТ-750-6	ГТ-750-6	ГТ-750-6	ГТ-750-6	ГТ-750-6	ГТ-750-6	ГТ-750-6	ГТ-750-6
Максимальна пропускна здатність і мінімум витрат										
$Q_{опт}$ млн. $м^3$/добу	38.12	22.88	30.3	30.3	30.01	30.01	65.79	65.6	65.4	65.4
$P_{вх}$, МПа	4.10	4.10	3.92	3.92	3.89	3.89	4.16	4.38	4.40	3.85
$P_{вих}$, МПа	5.70	5.70	5.50	5.50	5.50	5.50	5.55	5.65	5.15	5.60
m-n	П-2	І-2	П-2	П-2	П-2	П-2	Ш-2	Ш-2	Ш-1	Ш-2
N об/хв.: ступінь 1	4513	4087	4471	5147	4472	5147	4099	3816	4187	4968
ступінь 2	4240	3408	4399	5000	4346	4941	4134	3710	-	4558
$R_{зав}$	0.6	0.5	0.53	0.51	0.53	0.53	0.54	0.43	0.55	0.78
Максимальне завантаження (без мінімізації витрат)										
Q_{max} млн $м^3$/доб.	38.12	22.88	30.3	30.3	30.01	30.01	65.79	65.76	65.4	65.3
$P_{вх.}$, МПа	4.10	4.10	3.92	3.92	3.89	3.89	4.16	4.38	4.40	3.85
$P_{вих}$, МПа	5.70	5.70	5.50	5.50	5.50	5.50	5.55	5.65	5.15	5.15
m-n	П-2	І-2	Ш-2	П-2	П-2	П-2	Ш-2	Ш-2	Ш-1	Ш-2
N об/хв.: ступінь 1	4513	4087	4471	5147	4472	5147	4099	3816	4187	4968
ступінь 2	4240	3408	4399	5000	4346	4941	4134	3710	-	4823
Δ P	-	-	-	0.51	-	0.53	-	-	0.55	-

Таблиця 3.3 Продовження

Параметри	КС-8	КС-**9**		КС-**10**		КС-11		КС-12	КС-13	КС-14
	ГТ-750-6	ГТ-750-6	ГТК-10	*ГТ-750-6*	*ГТК-10*	ГТ-750-6	ГТ К-10	ГТ-750-6	ГТК-10	ГТК-5
Максимальна пропускна здатність і мінімум витрат										
$Q_{опт}$, млн. м^3/добу	65.01	34.8	32.4	32.3	32.2	24.1	40.2	64.1	55.6	53.1
$P_{вх.}$, МПа	4.53	4.03	4.03	4.22	4.22	4.23	4.23	4.21	4.46	4.84
$P_{вих}$, МПа	5.70	5.70	5.70	5.70	5.70	5.70	5.70	5.45	5.60	5.60
m-n	Ш-2	П-2	І-2	П-2	І-2	І-2	І-2	Ш-2	П-2	П-2
N об/хв : ступінь 1	3710	4968	4464	4306	3792	4389	3975	3869	4320	4306
ступінь 2	0.43	0.7	0.75	0.54	0.5	0.62	0.62	0.43	0.69	0.7
Максимальне завантаження (без мінімізації витрат)										
Q_{max} млн. м^3/добу	65.01	34.8	32.4	32.3	32.2	24.1	40.2	64.09	55.53	53.1
$P_{вх}$, МПа	4.65	4.03	4.03	4.22	4.22	4.23	4.23	4.21	4.77	4.96
$P_{вих}$, МПа	5.70	5.70	5.70	5.70	5.70	5.70	5.70	5.70	5.70	5.70
	Ш-2	П-2	І-2	П-2	І-2	І-2	І-2	Ш-2	П-2	П-2
N об/хв. : ступінь 1	3710	4968	4464	4306	3792	4389	3975	4558	3744	3975
ступінь 2	3710	3768	3360	3816	3360	4028	3936	3710	-	-
ΔP	2.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Задача I. Перехід об'єкта з однієї точки функціонального фазового простору в іншу, наперед задану. Іншими словами, це - завдання зміни станів з урахуванням усталеного руху газу при відповідній сукупності граничних умов [14]. Цю задачу можна сформулювати наступним чином. Нехай заданий деякий вектор $\overline{P}$ * (0,t) $\in R$ у вигляді тисків на виході компресорних станцій. Необхідно знайти вектор управління $\bar{u}(t) \in [\underset{\vee}{\overline{u}}, \overset{\wedge}{\overline{u}}]$ в часі $t \in [t_0, T]$ такий, щоб в кінці процесу t=T, інтегральне відхилення вектора $\overline{P}(0,t) \in R$ від бажаного $\overline{P}^*(0,t)$ було мінімальним, тобто щоб векторний функціонал який представляє міру відхилення і приймає найменшого значення .

$$\text{I}=\sum_{k=1}^{n}\int_{t_0}^{T}[\overline{P}_k^*(0,t)-\overline{P}(0,t)]^p\,dt, \quad \text{p>0,} \tag{3.13}$$

Можна сформулювати й інші завдання, які є модифікаціями даної задачі. Це так звані завдання з фіксованою кінцевою n- мірною областю та нефіксованим часом *t* і ін. Актуальним завданням є також при максимальній швидкодії, перевести об'єкт з одного стану в інший за мінімум часу перехідного процес, тобто

$$T_{msn} = T - t_0 \tag{3.14}$$

Це завдання позначимо 1а.

Задача 2. Підтримання заданого $\overline{P}$ (0,t) стану при різних збурюючих впливах. Нехай заданий певний вектор стану $\overline{P}^* = \overline{P}^*(0,t)$. Знайти $\bar{u}(t) \in [\underset{\vee}{\overline{u}}, \overset{\wedge}{\overline{u}}]$ такий, щоб був забезпечений мінімум оцінки у вигляді максимального відхилення від заданого розподілу за час T – t_0 ,

$$\text{I}\max_{[t_0,T]} \; / \; \overline{P}^*(0,t)-\overline{P}(0,t) \; / \tag{3.15}$$

тобто для наближеного рішення.

$$\text{I}\max_{[t_0,T]} \; / \; \overline{P}^*(0,t)-\overline{P}(0,t) \; / \; <\varepsilon \tag{3.16}$$

де ε - мале позитивне число.

Задача 3. Перехід об'єкта в заданий стан (задача I), або підтримка фіксованого стану (задача 2) при одночасному виконанні умови мінімуму сумарних витрат. Це означає, що треба знайти вектор – функцію $\bar{u}(t) \in [\underset{\vee}{\overline{u}}, \overset{\wedge}{\overline{u}}]$, яка переводить об'єкт із заданого стану в інший $\overline{P}(0,t)$ або підтримує заданий стан таким, щоб за час $T - t_0$, крім виконання умов мінімуму відхилення (3.7) або (3.9), забезпечувався мінімум функціоналу

$$\Phi = \sum_{k=1}^{N}\int_{t_0}^{T}\text{N}_k(P_k(0,t))dt, \tag{3.17}$$

де $N_k(P_k(o,t))$ - узагальнена функція витрат k -й компресорної станції.

Ці задачі є основними завданнями оперативного оптимального управління транспортом газу по магістральних газопромводам, що дозволяє вирішити проблему безперебійного забезпечення споживачів газу.

Задача I вирішується при більш різких змінах споживання, при міжсезонних переходах, при введенні потужностей на стадії проектуванні. Більш важливим в оперативному управлінні є

задача 2. Це задача компенсації збурень змін споживання транзитних і головного споживача. Тут же виникає дуже важлива задача прогнозування графіків споживання, обумовлена успішним вирішенням задачі 2.

З точки зору економії енергетичних ресурсів особливо важливу роль відіграє задача 3. При вирішенні задач I і 2 досягається головна мета, але при цьому встановлені потужності компримування газу по трасі можуть розподілятися нераціонально, при цьому отримуємо неповний ефект. Задача 3 охоплює основні цілі оперативного управління.

У задачах, розглянутих нижче, досить складно визначити мінімум. Для критерію (3.13) задача I звичайно обмежена умовою P= 2, тобто використовують критерій квадратичного відхилення. Даний критерій забезпечує досить плавний, без різких коливань, перехідний процес. Критерій (3.15) в задачі 2 для систем з розподіленими параметрами суворо (I=0) виконати часом неможливо. За критерієм (3.15) необхідно знайти таку точку фазової траєкторії, яка збіглася б із заданою. Отже, більш коректною постановкою задачі є постановка з вимогою виконання критерію (3.16) .

Для задачі 3 потрібно облік одночасно двох критеріїв. У загальному випадку, для двох строго певних критеріїв, рішення задачі не існує. Тому за строго певні критерії, рішення задачі не існує. Тому за строго певні критерії приймають один з них. Критерії (3.13) і (3.16) розглядають, як додаткові умови, що накладаються на деякі відхилення. Ці відхилення, отриманні в процентному відношенні, не повинні відрізнятися від своїх екстремумів більш ніж на точність ε_1 і ε_2 відповідно.

Розглянемо рішення задачі оптимізації режимів газопроводу при нестаціонарних умовах типу задачі 3, тобто переходу газопроводу з початкового стану в будь-яке інше задане. При цьому потрібно забезпечити мінімум середньоквадратичного відхилення реальних параметрів режимів від заданих і мінімум затрат на перекачування. Таке завдання, більш характерна для випадків розрахунку режимів при виведенні об'єктів магістрального транспорту газу на проектну потужність або з аварійних ситуацій, може бути використана для стабілізації оперативних режимів у околицях оптимального (по мінімуму витрат) стаціонарного стану. У цьому випадку впливи задають іншого стану, в які об'єкт повинен перейти. Мета рішення - повернути об'єкт у вихідне положення протягом заданого часу при мінімальних витратах на управління. В якості математичного опису ділянок газопроводів з достатньою степеню точності прийняті лінеаризовані рівняння руху газу. По компресорних станцій для задачі стабілізації режимів, при незначних змінах параметрів, можна обмежитися квадратичними або лінійними залежностями при апроксимації напірної характеристики компресорних машин.

Сформулюємо задачу 3 для випадків лінеаризованих рівнянь руху газу. Функція розподілу тиску P(x,t) повинна задовольнити рівняння (3.15) при наступних початкових і граничних умовах:

$$P(x,0) = P(x); -P_x - C_4 P \;/\; _{x=1} = C_3\, q(t)$$
$$P(x,t) \;/\; _{x=0} = P_0(t) \qquad (3.18)$$

і додаткової умови на КС

$$P_N(0,t) = au^2(t) + b \qquad (3.19)$$

Коефіцієнти a і b у формулі (3.19) визначені при середніх значеннях тиску і витрати в часі. Це можна допустити для плавно змінюючого впливу. Функція представляє функцію щодо оборотів.

Функціонал задачі 3 представлений таким чином:

$$I = \int_0^T [P^*(0,t) - P(0,t)]^2\, dt + \alpha k_1 \int_0^T u(1,t)[u(1,t) - k_2]\, dt \qquad (3.20)$$

Друге підінтегральний вираз отримано на основі аппроксіма ції миттєвої потужності згідно роботі [33]

Завдання оптимізації полягає в наступному: необхідно знайти таку керуючу функцію $|u(t)| \le 1$, яка за час Т забезпечить мінімум функціоналу (3.20), а знайдене $P(x,t)$ задовольняє умовам (3.18), (3.19) і рівнянням руху газу (3.15) до трубопроводу.

Таким чином, рішення задачі 3 з критерієм (3.20) обумовлюється переходом газопроводу з одного стану в інший за час Т при мінімальному відхиленні від заданого стану і найменшою використаною потужністю, тобто отримується компромісне рішення

Для задачі (3.18) , (3.20) у разі квадратичної функції управління легко доводиться одиничність оптимального рішення.

Покажемо, що підінтегральна функція другого інтеграла (3.20) після нескладних перетворень має квадратичний вигляд.

Другий інтеграл можна записати у вигляді:

$$\alpha k_1 \int_0^T \left(\nu(t) + \frac{k_2}{2k_1} \right) \left(\nu(t) - \frac{k_2}{2k_1} \right) dt = k_1 \nu^2(t) dt + c,$$

ввівши наступне позначення $u(t) - \frac{k_2}{2k_1} = \nu(t); c = \frac{\alpha k_2}{4k_1} T;$

α - коефіцієнт розмірності.

Одиничність оптимального рішення багато в чому визначає застосування методу варіацій.

Як показано в роботі [36], критерій мінімуму середньоквадратичного відхилення може бути представлений дещо по-іншому (запишемо його для дискретного випадку та для одного кроку по просторовій координаті) :

$$I = \sum_{j=0}^{N} \left[P^*(0,t_j) - P(0,t_j) \right]^2 + \beta_1 \sum_{j=0}^{N} u^2(t_j); \beta = \alpha k_1 \qquad (3.21)$$

Як передбачалося раніше, для методу крокових варіацій повинен бути заданий початковий закон керування, починаючи з якого ми покращуємо рішення. Приблизно початковий закон керування може бути заданий диспетчером. Наприклад, у вигляді:

1. Лінійної комбінації за часом

$$u^0(0,t) = L^0(t),$$

де L^0 - лінійний оператор . Лінійна комбінація проходить через точки А і В, тобто

$$L^0(t) \supset - \subset \left[A(u(D),0), B(u^*(T),T) \right],$$

2. Кусково - лінійної залежності

$$u^o(t) = \begin{cases} L^0(t) \supset - \subset \left[A(u(0),0); B(u(1/3T),1/3T) \right] \\ при \ \ 0 \le t \le 1/3T \\ u^*(T) \ \ при \ \ 1/3T < t \le T \end{cases} \qquad (3.22)$$

Інші види законів управління нульового наближення визнаються завданнями практики.

Алгоритм методу крокових варіацій представимо таким чином:

1. У момент j задається значення функції $u^{(0)}(t_j)$ управління згідно (3.22) (зміною його на величину Δu отримуємо мале позитивне число). Зі зміною керуючої функції зміниться гранична умова по тиску $P(0,t)$, на величину ΔP. Зміну керуючої функції оцінюють протягом двох кроків у часі в такий спосіб:

$$I^{+}_{i,j+1} = I^{+}_{j}\left[P^{(0)}_{j-1}(0,t_{j-1}), P^{(0)}_{j}(0,t_j) - \Delta P\right] + I^{+}_{j+1}\left[P^{(0)}_{j}(0,t_j) + \Delta P, P^{(0)}_{j+1}(0,t_{j+1})\right]$$

$$I^{-}_{j,j+1} = I^{-}_{j}\left[P^{(0)}_{j-1}(0,t_{j-1}), P^{(0)}_{j}(0,t_j) - \Delta P\right] + I^{-}_{j-1}\left[P^{(0)}_{j}(0,t_j) - \Delta P, P^{(0)}_{j+1}(0,t_{j+1})\right]$$

$$I_{i,j+1} = I_{j}\left[P^{(0)}_{j-1}(0,t_{j-1}), P^{(0)}_{j}(0,t_j)\right] + I^{+}_{j+1}\left[P^{(0)}_{j}(0,t_j), P^{(0)}_{j+1}(0,t_{j+1})\right],$$

де функціонал I визначається по другому значенню функції в дужках . Перше значення функції просто вказує, з якого стану попереднього кроку був зроблений перехід .

Збурення функції Р від зміни $u(t)$ визначається по знайденій витраті на лівій межі ділянки, що рівносильно витраті через КС і тиску на кінці попередньої ділянки.

При розрахунках варіації вхідного тиску і витрати КС вони локалізуються, тобто приймаються постійними на даному кроці, а зміна функції управління в основному впливає тільки на вихідний тиск. Таке припущення в ітераційному методі припустимо**.**

2. Значення нового наближення $u^{(1)}(t_j)$ і а отже $P^{(1)}_{j}(0.t_j)$, вибирається по мінімуму функціонала (3.22). Для багатодільничного газопроводу варіації функції управління з аналогічною процедурою оцінюють і для просторової координати . Для цього в критерій (3.21) вводять додаткові схеми.

3. У момент t_N перевіряють функціонал на збіжність, тобто порівнюють значення попередньої ітерації з розрахованою. І якщо абсолютна різниця функціоналів менше заданої величини, то пошук оптимального закону управління закінчується.

Метод крокових варіацій дозволяє врахувати обмеження на координати стану і управління і є досить простим алгоритмом. Однак примінювати до задач управління транспортом газу в динаміці він трудомісткий. Метод крокових варіацій можна застосувати для випадку, коли потрібно підібрати оптимально стабільні вихідні тиску компресорних станцій.

Дані задачі реалізовані на ЕОМ, в їх основу покладено аналітичне рішення лінеаризованої системи рівнянь (3.15) для оптимізації режимів роботи компресорних станцій.

Задача розв'язана для газопроводу з двома ділянками і КС, оснащена агрегатами ГТК-I0 (КС-2), ГТ-750-6 (КС-1). На рис. 3.6 представлені результати розрахунків після семи варіацій вихідних тисків КС. При цьому тиск на виході КС , встановилось максимальне, тиск на виході КС-2 дорівнює 5,4 МПа, а також графіки витрат через КС і тиску на виході в кінцевому пункті. Зауважимо, що амплітуда коливань уздовж довжини газопроводу гаситься, а зсув по фазі зростає. Результати розрахунку керуючих впливів на обороти машин для КС -2, які представлені у вигляді кривих на рис. 3.6 сильно коливаються. Це викликано тим, що витрата через КС і тиск на вході пов’язані зворотною залежністю і, змінюючись в часі, створюють не рівномірний режим перекачування газу на компресорних станціях.

При реалізації розрахункових керуючих впливів необхідно враховувати їх тривалість у часі. Недоцільно, наприклад, перемикати обороти з мінімальних величин на максимальні тільки на одну годину (див. 7-й година на рис. 3.6). Всі зміни оборотів відображаються на величині витрати паливного газу, КС- 1 працює в полегшеному режимі.

Розглянемо другий приклад оптимізації режимів при нестаціонарних умовах течії газу. Вирішимо більш загальну задачу переходу режимів газопроводу з одного стану в інший відповідно до критерію типу (3.20). В даному випадку начальний закон керування у вигляді вихідних тисків представляють як експоненти

Крім того в цій задачі пропонується варірувати тиском не по крокам у часі, а набором функції вихідних тисків КС у відповідності з вихідними залежностями. Таким чином, замість крокових варіацій в цьому випадку використовують функціональні варіації, що значно підвищує оперативність методу.

Для проведення розрахунків одної варіації запишемо аналітичне рішення при лівій граничній умові у вигляді експоненти і правій -в якості реального графіка зміни витрати. Обидві функції представимо у вигляді рядів Фурьє.

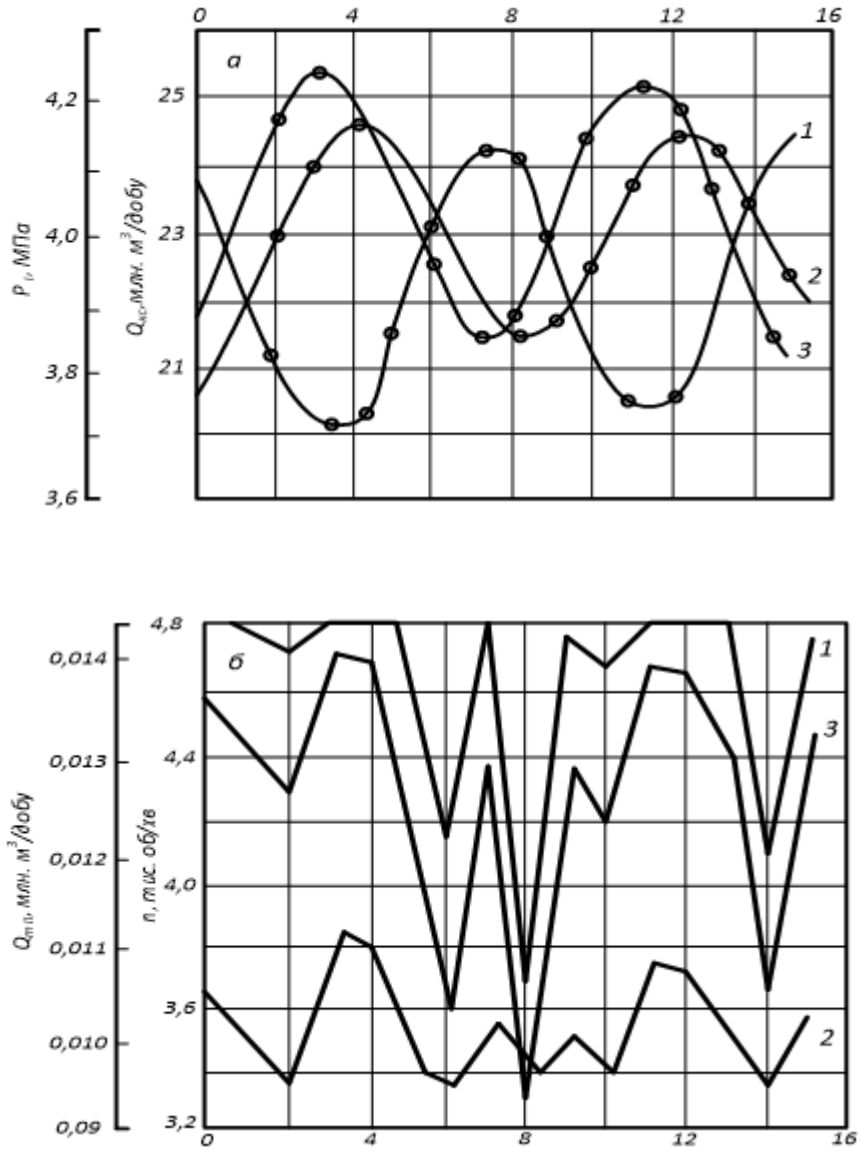


Рисунок 3.6. Криві зміни режимних параметрів(а), обертів нагнітачів і об'ємів паливного газу(б) в часі

а: 1 – тиск на виході I КС, 2 – витрата газу через II КС; б: 1 – число обертів ГПА першого ступеня II КС, 2 – число обертів ГПА другого ступеня II КС, 3 – об'єм паливного газу II КС

Тоді рішення отримаємо у вигляді:

$$P(x,t) = C + \sum_{n=1}^{N} d_n \sin wnt + \beta x + \sin wnt + \sum_{j=1}^{N} \sum_{k=0}^{K} \sin \frac{\pi x}{2l_0} (2k+1)$$

$$\{ \frac{(\gamma_j d_k + d_j l_k) w^{2_j}}{\mu^{2_k} + w^{2_j}} \sin(wt) - \frac{(d_j l_k + \gamma_j d_k) w_j}{\mu_k{}^2 + W^2{}_j} \quad \mu_k (\cos w_j t - e^{-\mu_k t}) \} +$$

$$+ \frac{2}{l_0} \sum_{k=0}^{K} \int_0^K (f(x) - C - \beta x) \sin \frac{\pi x}{2l_0} (2k+1) dx * e^{-\mu_k t} \qquad (3.23)$$

де $\mu_k = \frac{\pi^2}{4l_0^2}(2k+1)^2 a$; $d_k = \frac{(-1)^2}{\pi^2(2k+1)^2}$; $e_k = \frac{4}{\pi(2k+1)}$;

f(x) - стаціонарний розподіл тиску,

С - постійна складова лівої граничної умови. Розрахунки проводилися для газопроводу, що складається з двох ділянок з компресорними станціями.

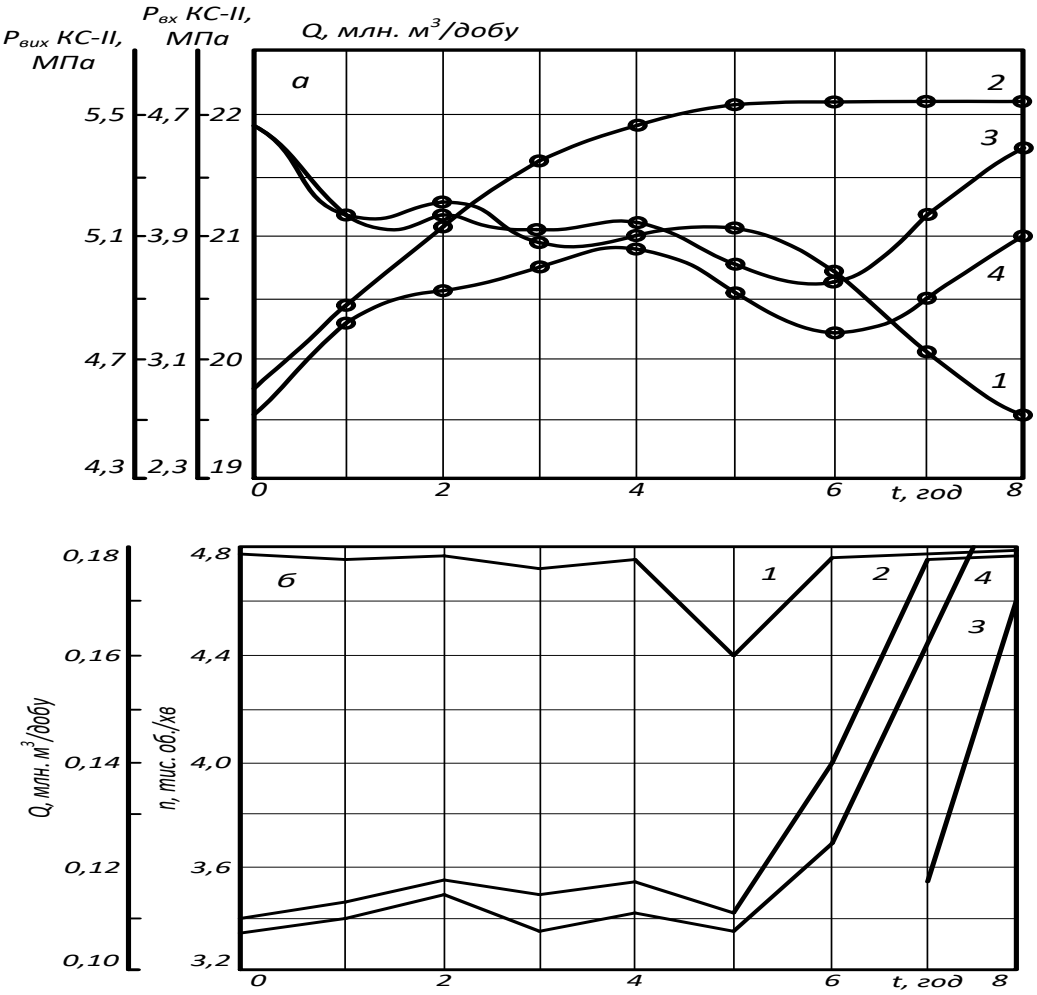


Рисунок 3.7. Криві режимних параметрів ділянок газопроводу(а) і керуючих впливів на КС(б) в часі

а: 1 – тиск на вході II КС, 2 – тиск на виході II КС, 3 – витрата газу через I КС, 4 – витрата газу через II КС; б: 1 – число обертів агрегатів першого ступеня II КС

Результати розрахунків режимів по двох ділянках і керуючись впливом в часі для останньої КС представлені на рис. 3.7. Зміна оборотів, кількості машин на $КС_1$ та обсягів паливного газу в часі представлено в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 - Обсяг паливного газу в часі при зміні оборотів

Час год.	Вихідний тиск КС,$P_{КС}$,МПа	Розхід млн.м^2/ добу	Оберти I ступеня	Оберти II ступеня	Оберти III ступеня	Об'єми паливного газу млн.м^3/добу
1	4.98	21.4	5300	5194	-	0.0899
2	5.17	21.35	5300	5300	3900	0.1189
3	5.39	21.2	5300	4982	3710	0.1113
4	5.54	21.3	5300	5300	5300	0.1209
5	5.55	20.8	5300	5300	3763	0.1171
6	5.54	20.6	5300	5247	3710	0.1153
7	5.57	21.2	5300	5300	3975	0.1202
8	5.58	21.75	5300	5300	4293	0.1248

На рис. 3.7 а і б видно, що форсоване зростання тиску нагнітання і одночасний вихід з провалу графіка витрати забезпечуються тільки збільшенням числа компресорних машин і максимального завантаження агрегатів. Обсяги паливного газу вимірюються в часі в значних межах.

3.9 Рішення задач оптимізації режимів складних газотранспортних систем

Складність систем далекого транспорту газу та багатозв'язність в масштабах Єдиної газопостачальної системи викликає великі труднощі при оптимізації режимів роботи діючих і проектованих систем . Введення попередньо розрахованих оптимальних еквівалентуючих характеристик для різних ступенів ієрархічної системи спрощує вирішення конкретних завдань.

Нехай задана структура магістральних газопроводів, місця підключення газових родовищ, вузли газоспоживання , приклад ні діапазони зміни потоків , відборів , тисків на головних спорудах і в кінцевих пунктах споживання. Необхідно : знайти такі множини керуючих впливів (число працюючих компресорних станцій, агрегатів, свердловин; обертів машин, положення кранів, засувок, штуцерів і т.д.) і відповідні їм режимні параметри (тиск, витрати, дебети, температура), які забезпечували б мінімум сумарних енергетичних витрат (у енергетичному або вартісному виразі) при заданих планових поставках газу і технологічних обмеженнях (тиски обмежені межею міцності труб, витрати, потужності та температура для компресорних машин мають граничні величини ; дебети не перевищують допустимих меж; пропускні спроможності газопроводу мають робочий діапазон і т.д.)

Завдання оперативного управління режимами тісно пов'язане з низкою інших завдань. Наприклад, задача поточного планування обсягів видобутку і транспорту газу і основних економічних показників не може бути вирішена без визначення оптимальних витрат на експлуатацію системи . Завдання компенсації нерівномірності газоспоживання, максимуму завантаження основного обладнання, надійності та ін. також тісно пов'язані з основним завданням оптимізації режимів газопостачальних систем.

Для вирішення завдання оперативного оптимального управління складною багатоконтурною системою газопостачання пропонується метод ув'язки порівнюючих оптимальних рішень на базі еквівалентних характеристик.

Нехай є газопостачальна система, що складається з різнорідних підсистем: одноцехових і багатоцехових компресорних станцій з різним компресорним обладнанням, одно - і багатониткових газопроводів, газових промислів з різними режимами роботи і різноманітними конфігураціями газозбірних мереж. Для кожного такого об'єкта і на різних рівнях технологічної оснащеності пропонується на основі розроблених і порівняно простих математичних моделей побудувати сімейство різнорівневих оптимізованих за обраним загальним критерієм еквівалентних енергоекономічних характеристик (ЕЕХ) . Їх можна представити у вигляді наступної функції :

$$F_i(\overline{R}) = \left\{ \oint i_1(\overline{R}_1), \oint i_2(\overline{R}_2), ..., \oint i_j(\overline{R}_j), ..., \oint i_n(\overline{R}_n) \right\} \tag{3.24}$$

де $\oint i_n(\overline{R}_n)$ - енергоекономічні характеристики j - го об'єкта *i*- го ієрархічного рівня, що представляє залежність мінімальних витрат від вектора режимних параметрів.

Кожна характеристика визначається в обмеженому просторі режимів, межі якого завжди відомі з практики. При чому діапазони зміни режимів завжди легше задати, ніж єдину точку.

Перевага пропонованого підходу полягає в наступному: багатовимірну задачу замінюють версією задачі малої розмірності.

На наступному рівні вирішують спрощену задачу: знайти

$$\begin{aligned} F_{i+1}(\overline{R}) &= \min \sum_{l=1}^{m} \oint_{il} (\overline{R}_l) \\ \text{var}\, \overline{R}_l &\in D(\overline{R}_l) \end{aligned} \tag{3.25}$$

і наступний за нею вектор режимів $\overline{R}_l$, де $D(\overline{R}_l)$ допустима область режимів, m - число об'єктів, об'єднаних для отримання рішень підсистеми $i+1$-го рівня.

Таким же чином оптимізацію продовжують доти, поки не досягнуть верхнього рівня. За необхідності реалізації рішень відтворюють всю сукупність локальних рішень по ланцюгу зворотного зв'язку до нижчої ланки, для якої відтворюються всі компоненти векторів керуючих впливів.

Для існуючої газопостачальної системи досить обмежитися розглядом двох рівнів. На нижчому ієрархічному рівні не визначають характеристики по окремим магістральним газопроводам, підземних сховищам, газовим і газоконденсатним родовищам.

Кількість таких характеристик визначається числом ланок, проте в тих випадках, коли розглядаються досить ідентичні об'єкти, характеристики можуть бути використані одні й ті ж. За режимний вектор приймають основний параметр - витрату або дебіт, інші складові вектора , як правило , фіксуються . Однак повністю ігнорувати вплив , наприклад , тиску і температури на вибір рішення на верхньому рівні ієрархії управління в жодному випадку не можна. Їх вплив на стійкість характеристик досліджено нижче.

Перед визначенням еквівалентних характеристик необхідно , по-перше , виділити підсистеми , число зв'язків яких не повинно перевищувати трьох , по-друге , визначити головні і другорядні параметри . Після цього на основі розроблених моделей переходять до розрахунку еквівалентних енергоекономічних характеристик, що відображають залежність екстремальних (мінімальних) значень функціоналу від основних параметрів стану і управління. У загальному випадку ЕЕХ транспорту газу можуть бути записані таким чином.

$$\begin{aligned} F_i(\overline{Q}_i, \overline{R}_i, \overline{u}_i)\Big|_{R_i^*} &= \min \oint (\overline{Q}_i^1, \overline{R}_i, \overline{u}_i) \\ \text{var}\, \overline{u} &\in D(\overline{u}_i), \\ \overline{Q}_i^1 &\in D(\overline{Q}_i) \end{aligned}$$

де $\overline{Q_i} = \{Q_{io}, q_i, ..., q_{in}\}, i = 1,2...$ є $m+1$ мірний вектор (план $i-$ї підсистеми з безлічі можливих планів $D(\overline{Q_i})$) , що визначає величину відбору газу споживачами по трасі газопроводу; $\overline{Q_i^1}$ - довільний план з $D(\overline{Q_i})$; $\overline{R_i} = \{R_{i1}, R_{i2}, ..., R_{il}\}$ - вектор допустимих режимів роботи *i*-го газопроводу ; та $\overline{u_i} = \{\overline{u}_{i1}, u_{i2}, ..., u_{in}\}$- вектор допустимих керуючих впливів *i*- го газопроводу з безлічі можливих управлінь $D(\overline{u}_i)$.

При цьому функціонал відображає мінімум сумарних енергетичних витрат на компримування газу по всій підсистемі (магістральному газопроводу) в цілому. В якості основних параметрів по підсистемі обрана продуктивність газопроводу, оскільки вона значно більше впливає на величину витрат у порівнянні із змінами тисків на вході головної КС і на кінці газопроводу , тобто вектор

$Q_i = Q_{io}, q_{in} = const$

Однак у більшості газопроводів є відводи, навантаження яких змінюються в значних межах. У зв'язку з цим виникає необхідність змінювати не тільки витрати основного (як правило , кінцевого) споживача , а й транзитних . Це значною мірою ускладнює пошук оптимізованих рішень , набір яких у цьому випадку повинен перекривати багатовимірну область . У зв'язку з цим з'являється задача побудови багатовимірних еквівалентних енергоекономічних характеристик.

Облік багатьох змінних в енергоекономічних характеристиках може бути пов'язаний з великими обчислювальними труднощами. У цьому випадку, коли розглянута газотранспортна система складна, немає необхідності будувати багатовимірні ЕЕХ (розмірність вище четвертої), оскільки завжди можна використовувати в таких випадках прийоми поетапної оптимізації, тобто розчленувати систему на окремі підсистеми з включенням ще одного рівня оптимізації та побудови ЕЕХ меншої розмірності .

Очевидно, вид ЕЕХ визначається вибором моделі, ступенем деталізації математичного опису елементів підсистем компресорних станцій і лінійної частини газопроводу, а також складністю схеми самих підсистем (протяжність , число компресорних станцій. Програма оптимізації режимів роботи магістральних газопроводів, заснована на методі динамічного програмування з послідовними наближеннями, дозволяє розраховувати оптимальні режими компресорних станцій (оскільки експлуатаційні витрати складаються в основному з витрат на компримування газу), обладнаних газотурбінними і електроприводними агрегатами, а також складною багато цеховою схемою КС. При цьому оптимальним чином вибирають число машин, які включаються паралельно і послідовно, їх оберти (у разі регулювання), ступінь завантаження, коефіцієнт корисної дії, ступінь стиснення і ряд інших технологічних параметрів. Як видно, перші три з перерахованих параметрів, що визначають витрати по компресорній станції, є дискретними. Це визначає вид критеріальної функції.

Аналіз рішень показує, що для складних газотранспортних систем за елементарну підсистему доцільніше брати магістральний газопровід - ланцюжок.

На базі замкнутих оптимальних рішень розрахована ЕЕХ конкретного газопроводу. Вона представлена на рис. 3.8. По осі ординат відкладено відношення значення мінімуму критерію F до його номіналу F_0 по осі абсцис – навантаження - витрата газу магістрального газопроводу. Отримана залежність являє нелінійну ступінчасту функцію з розривами першого ряду. Стрибкоподібна зміна кривої викликано дискретними керуючими впливами (включенням агрегатів на КС).

ЕЕХ іншого газопроводу отримана шляхом розрахунку рада оптимальних варіантів завантаження компресорного обладнання при зміні продуктивності газопроводу від 50 до 75 млн. м^3/добу. Більша протяжність газопроводу - близько 2000 км , вісімнадцять компресорних станцій , обладнаних в основному газотурбінними агрегатами з регульованим числом обертів - всі ці особливості модельованої системи дозволяють представити ЕЕХ газопроводу згладженої кривої (рис.3.9) .

Іноді характеристики можуть бути багатовимірними . На основі оптимальних рішень газопроводу отримана наступна багатовимірна характеристика:

$$\min \Phi\left(\overline{P},\overline{T},\overline{Q},q\right)\Big|_{P_H,P_H} = Idem$$

де q - домінуючий на трасі газопроводу відбір газу.

Для використання таких багатовимірних ЕЕХ окремих газопроводів в задачі найвигіднішого розподілу навантажень в системі магістральних газопроводів необхідно представити такі характеристики в аналітичному виді . Нами використана програм апроксимації функції багатьох змінних поліномом виду :

$$\Phi = \sum_{i=0}^{\Delta}\sum_{j=0}^{B}\sum_{k=0}^{c} a_{ij\ldots k} x_1^{\pm i} x_2^{\pm j} \ldots x_p^{\pm k}$$

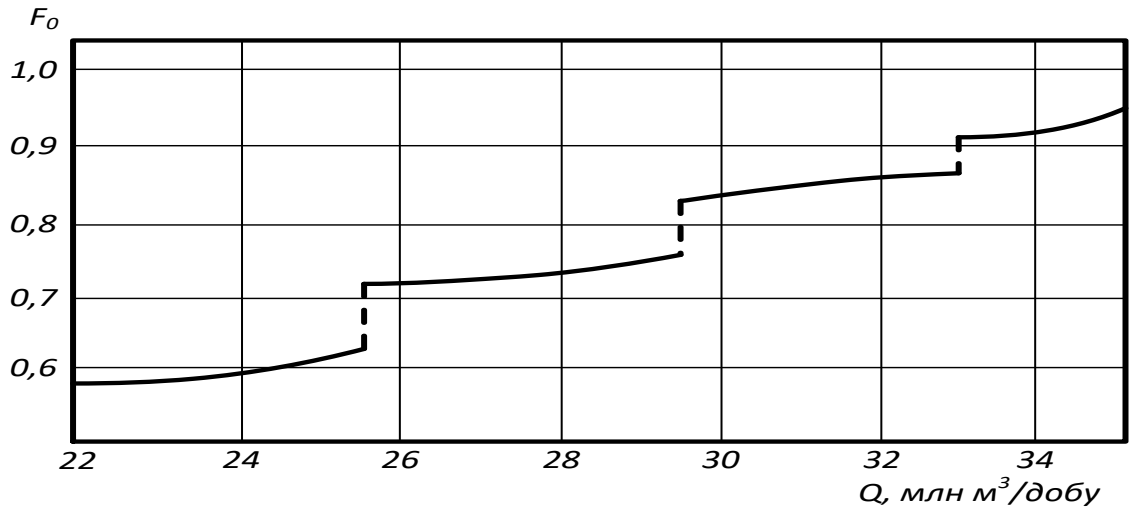


Рисунок 3.8 Енергоекономічна характеристика газопроводу

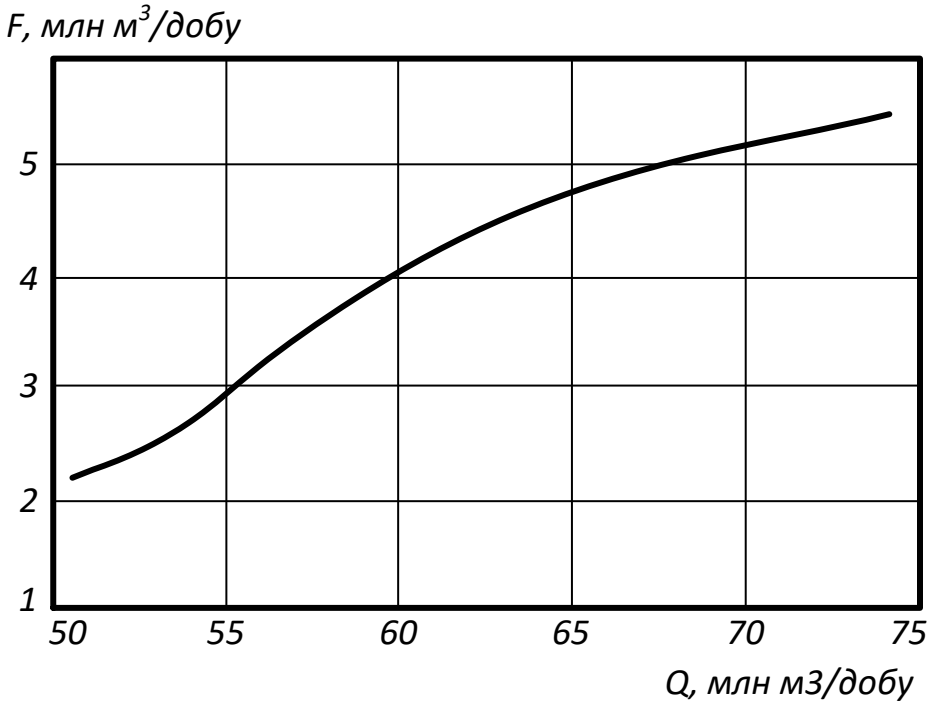


Рисунок 3.9. Енергоекономічна характеристика газопроводу

Багатовимірна енергоекономічна характеристика газопроводу з достатньою точністю наближається поліномом виду:

$$\Phi = a_0 + a_1 q + a_2 Q + a_3 q^2 + a_4 Q^2 + a_5 qQ$$

Порядок цифр в коефіцієнтах і похибки апроксимацій для конкретного газопроводу:

a_0 …4853.617 a_4 …-3.05905

a_1 …209.929 a_5 …1.733864

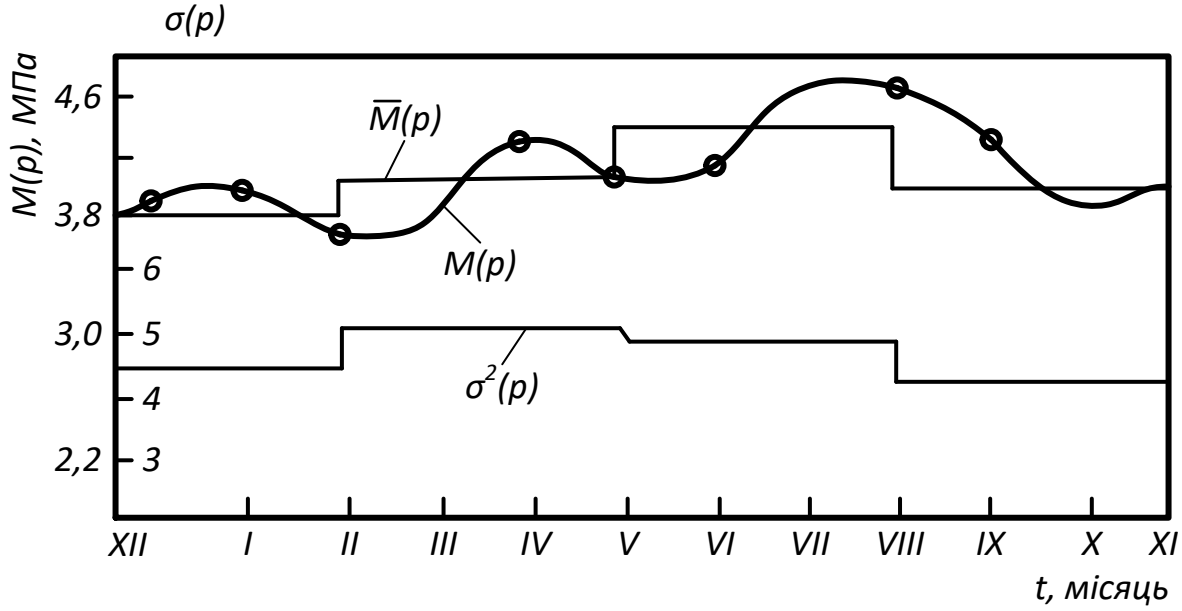
a_2 …-185.1548

Середня погрішність 0,067

3.10 Дослідження стійкості еквівалентних характеристик магістральних газопроводів

Ієрархічний принцип побудови оптимізованих рішень складних газотранспортних систем припускає обгрунтоване розділення таких систем на окремі підсистеми. Вибір граничних точок пов'язаний зі стійкістю ЕЕХ, а в точках поділу можливі зміни неосновних режимних параметрів (наприклад, тисків), які зміщують енергоекономічну характеристику, У зв'язку з цим виникає необхідність оцінити діапазон можливих змін вихідного тиску по кожній такій підсистемі. До числа ймовірних граничних точок тиску ЕГС на окремі підсистеми можна віднести компресорні станції в точках, які з'єднують системи магістральних газопроводів.

Як приклад розглянута статистика зміни середовищ середньодобових тисків на виходах КС. Для кожного місяця розглянутого періоду підраховували величину математичного очікування М(р) вихідного тиску. На рис. 3.10 пунктирною лінією показана зміна цієї величини в річному розрізі . Тут же дано зміну математичного сподівання $\overline{M}$ (р) і середньоквадратичного відхилення σ^2(р) вихідного тиску при переході від сезону до сезону. На рис.3.11 представлені аналогічно характеристики вихідного тиску компресорної станції в КС -2. Аналіз результатів показує, що найбільш ймовірні відхилення вихідного тиску від середньодобового значення на КС -1 не перевищують 11% , на КС -2 - 16%. Ця ж величина для зимового сезону для інших КС складає 9 – 10%



.

Рисунок 3.10. Зміна математичного очікування і середньоквадратичного відхилення тиску в часі.
а – тиск на виході КС I; б – вихідний тиск на КС II

Природно припустити, що при звуженні тимчасового інтервалу від сезону до окремого місяця , для якого складають математичну модель газопроводу , ці цифри будуть ще менше. Так, на КС -1 середньоквадратичне відхилення σ^2(р) вихідного тиску для трьох літніх місяців становить: 6 - 4,05 ; 7 - 3,8 , 8 - 4,6 у порівнянні σ^2(р) = 5,1 загалом за літнім сезоном. Для більшої достовірності цих цифр необхідно статистичний аналіз зміни вихідного тиску на КС в місячному та сезонному розрізі за ряд років.

Всі ці відомості необхідні для того , щоб при вирішенні питань стійкості ЕЕХ за відповідними підсистемами оцінити правильність вибору зазначених точок у якості граничних.

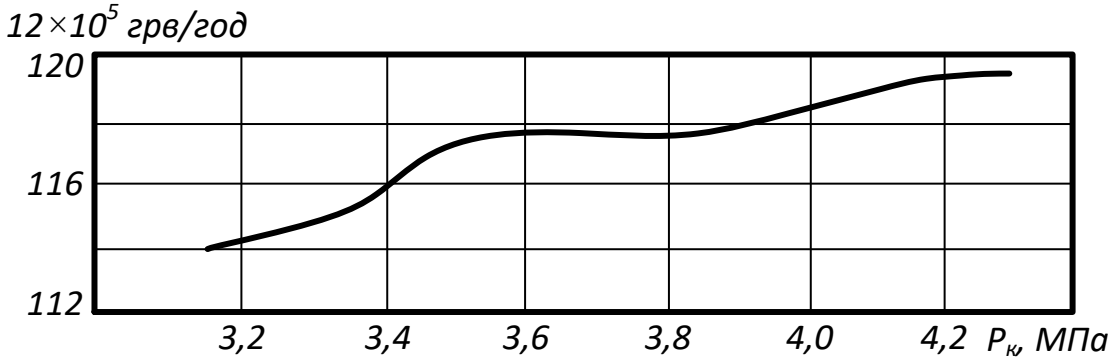


Рисунок 3.11. Залежність мінімальних витрат від кінцевого тиску при фіксованій продуктивності

Під стійкістю розуміють те, що при будь-яких практичних змінах неосновних режимних параметрів ЕЕХ не повинна зміщуватися за межі допустимої похибки.

Дослідження стійкості ЕЕХ проведені на прикладі аналізу оптимальних режимів роботи конкретного магістрального газопроводу. Розглянута технологічна схема складалася з десяти ділянок та стількох же компресорних станцій. Необхідно оцінити вплив зміни початкового і кінцевого тиску на величину мінімуму витрат.

Як видно , мінімум витрат в основній робочій області слабо залежить від $P_н$ і $P_к$. У цій області середньоквадратичне відхилення мінімуму витрат σ^2(р) = 1,09 %. Тільки при тисках Рк =5,4МПа і Рн=4,8МПа, σ^2(р) = 13,3 % , тобто ці області відносяться до області нестійкості ЕЕХ для даної системи магістральних газопроводів.

Мінімум витрат істотно залежить від головного параметра Q , в той час як зміна витрат від тиску на кінці Рк характеризується середньоквадратичним відхиленням в 1%.

На базі отриманих вище оцінок зміна граничних значень по КС -2 були проведені розрахунки на стійкість енергоекономічної характеристики цього газопроводу. Зміна величини кінцевого тиску на 13% щодо обраного Рк = 3,7МПа призводить до варіації функціоналу сумарних витрат величиною в 2% , Характер зміни З= $f(P_k)$ представлений на рис. 3.11 . Розрахунок величини при фіксованій продуктивності газопроводу Q_0 = 49 млн. м^3/добу , початковому тиску 55,7 МПа. У даному випадку можна вважати , що зміни величини функціоналу при варіації граничного значення $P_к$ ± 0,03МПа лежать в межах допустимої похибки обчислення сумарних витрат на компримування газу по газопроводу в цілому. Аналогічна картина спостерігається, очевидно, і на інших газопроводах .

Хоча в більшості проведених розрахунків зміщення ЕЕХ через вплив другорядних параметрів знаходиться в межах допустимій похибки, проте не виключено, що в ряді випадків виникає необхідність коригування характеристик. У цьому випадку можна поступити двояко: або використовувати ЕЕХ підвищеної розмірності, або ввести поправочні коефіцієнти, за допомогою яких можна зміщувати або повертати характеристики, тобто здійснювати необхідне коригування .

Розглянемо задачу оптимального розподілу навантажень в складній газотранспортній системі, виходячи їх мінімуму сумарних енергетичних витрат при заданому обсязі подачі газу та інших планово-технологічних обмеженнях, як завдання математичного програмування. Знайдемо мінімальне значення функції:

$$\Phi(\overline{Q},\overline{R},\overline{U}) \tag{3.26}$$

і відповідне йому розподіл навантажень Q і та керуючим впливом $\overline{U}$ при обмеженнях:

$$F_i(\overline{Q}_i,\overline{R}_i,\overline{U}_i) = \min\ f(\overline{Q}_i,\overline{R}_i,\overline{U}_i)$$

$$\overline{Q}_i \in D(\overline{Q}_i)$$

$$\overline{U}_i \in D(\overline{U}_i), \overline{R}_i \in D(\overline{R}_i), \sum_i Q_i = \mathrm{Q}_0, i = 1,2,....$$

Таким чином, завдання оптимізації багатопараметричного об'єкта полягає в пошуку екстремуму функції мети Ф шляхом вибору такого вектора керуючих впливів, який задовольнив би покладеним обмеженням.

Всі можливі алгоритми вирішення поставленого завдання пошуку екстремуму в загальному випадку нелінійного функціоналу з лінійними обмеженнями на управляючі дії можна розділити на два великі класи: клас регулярних алгоритмів і клас алгоритмів мов випадкового пошуку. Вибір того чи іншого алгоритму пошуку повинен повністю визначатися особливостями об'єкта оптимізації . Застосування певних алгоритмів пошуку пов'язано з особливостями об'єкта оптимізації: наприклад, дискретністю або безперервністю функціоналу, числом екстремумів (одно-або багатоестремальна система), наявністю перешкод.

Випадкові перешкоди в об'єкта оптимізації можуть впливати на перемінні параметри об'єкта (випадковий дрейф нуля), і на сам функціонал. Їх інтерпретують як випадкові помилки вимірювання поки зателя якості об'єкта. Облік обмежень типу нерівностей по фазовим змінним ускладнює вирішення варіаційних завдань в порівнянні з урахуванням обмежень по керуючим функціям.

Для більшості складних газотранспортних систем, що містять гіперповерхневі функції, які мінімізуються в області їх оптимального значення є дуже пологі. Крім того, вихідна інформація про систему вміщує похибки, природа яких визначається стохастичним характер зміни окремих даних і роздільною здатністю технічних засобів, що використовуються для збору, передачі та обробки інформації, а також для реалізації прийнятої математичної моделі. Крім похибок рішення, викликаних неточністю інформації, виникає похибка відтворення отриманого розрахунку оптимального режиму. Одночасний облік функції, що мінімізується в області екстремуму і впливу похибки вихідних даних призводить до висновку, що існує область практично рівно економічних режимів. На основі аналізу точності рішення можна зробити висновок про доцільність детермінованого підходу в практичних розрахунках розподілу загрузок.

Зазвичай методи математичного програмування, ефективні при пошуку найменшого (найбільшого) значення опуклих функції в зоні опуклої області, виявляються мало придатними для рішення завдань, коли умови опуклості не задовольняються. У цьому випадку має місце завдання мінімізації багатоекстремального цільових перевірок функції, до якої належить задача оптимального розподілення потоків.

Досягнення універсальності пов'язано з втратою значної кількості інформації про якість пошукових рухів. Тому для оптимізації безперервних функцій (не обов'язково гладких) доцільно застосовувати більш складні алгоритми з якісною оцінкою попередніх кроків.

Відомі в даний час алгоритми випадкового пошуку - ненаправлений випадковий пошук, алгоритм випадкового пошуку з поверненням, алгоритм найкращою проби, алгоритм по координатного навчання - відносяться до класу локальних методів пошуку. Глобальний пошук, вирішальний завдання відшукання глобального екстремуму сногоекстремального об'єкта, є найбільш складний пошук вої процедурою . Більшість методів глобального пошуку має статистичний характер і пов'язане з використанням випадкових початкових умов у комбінації з

локальним пошуком . Це було використано при вирішенні задачі оптимального розподілу по струмів у складній мережі магістральних газопроводів.

Розподіл навантажень на вищій ієрархії для системи ма гістральних газопроводів отримано відшуканням мінімуму суммар них витрат на компримування газу по кожному газопроводу. Кожна із ЕЕХ складових цієї системи апроксимовані у вигляді наступних поліномів (витрати вимірюються в тис. м^3 / год.) :

Система I $F_1 = 50.29\ Q - 21.29\ q_2 - 2984.55$ (q_2 - відбір)

Система II $F = 0.084\ Q_2^2 + 304$

Система III $F_3 = 0.2Q_3^2 + 94.8$

При цьому повинні виконуватися такі балансові рівняння

$Q_1 + Q_3 - Q_2 = 0$

$Q - Q_1 - q_2 = 0$

і обмеження за величиною потоків, млн. м^3 / добу:

$76 \le Q \le 84;\ 6 \le q_2 \le 18;\ 82 \le Q_2 \le 112;$

$24 \le Q_3 \le 34;\ 58 \le Q_1 \le 78$

Згідно з рішенням цього завдання нелінійного програмування за програмою координатної оптимізації з випадковим пошуком підлозі чени наступні значення складових вектора режимів

$R\{Q, q_2 Q_2, Q_3, Q_1\} = \{76;3;16.8;84.7;25.1;59.6\}$

яким відповідає мінімум функціоналу .

РОЗДІЛ 4. СТАТИСТИЧНІ МЕТОДИ ІДЕНТИФІКАЦІЇ ДЛЯ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

4.I Необхідність використання статистичних методів ідентифікації для вирішення задач оптимального управління режимами газотранспортних систем

Аналіз фактичних даних експлуатації газотранспортних систем показує, що процес транспорту відноситься до класу стохастичних процесів , тому доцільно використовувати методи статистичного моделювання з використанням регресійних рівнянь. Ці рівняння будуються за даними диспетчерської інформації, що характеризують режими експлуатації магістральних газопроводов. Класифікація використовуваних критеріїв моделювання показує, що з урахуванням обмеженої інформативності диспетчерських даних в даний час є можливість використання критерію максимізації пропускної здатності газопроводу з обмеженнями на режими експлуатації агрегатів на компресорних станціях, розташованих уздовж траси газопроводу. У якість незалежних змінних в рівняннях використовуються значення управляючих параметрів режимів роботи, всі інші неконтролюючі на диспетчерському пульті параметри відносяться до класу збурюючих параметрів. Вибір класу регресійних моделей задається рівняння сталого плину газу параболічного виду, вид цієї залежності не змінюється при наявності многониточной ділянки і при прокладанні лупінгів. У регресійних рівняннях. оцінюєтьсяється вплив не окремих параметрів в цій моделі, а по всій сукупності. Для компресорних станцій використовується аппроксімація з використанням двох членів, також параболічна.

Особливістю експлуатації сучасних газотранспортних систем є їх безперервний розвиток і вдосконалення. Управління режимами роботи здійснюється в рамках єдиної взаємозвязанной гідравлічної системи - єдиної системи газопостачання країни (ЕСГ), яка розвивається за рахунок безперервного удосконалювання технологічних процесів для кожного окремого газопровода. У газотранспортних системах часто виникають випадкові возбуреня, викликані нерівномірністю газоспоживання , коливаннями температури навколишнього середовища, змінами нідравлічних характеристик труби і компресорних станцій і т.д. Все це приводить до того , що реальні параметри технологічних режимів магістральних газопроводів можуть істотно відрізнятися від проектних. Тому важливого значення набуває оперативний диспетчерський контроль і вибір раціональних режимів газопередачі в змінюючих умовах експлуатації, здійснюваний службою диспетчерського управління. У завдання диспетчерської служби входить контроль фактичного стану режимів магістрального газопровода, виявити причини відхилення цих режимів від проектних і прийняття рішень щодо їх усунення і, в кінцевому рахунку , забезпечення надійності і безперебійності системи газопостачання.

Випадкові збурення на магістральних газопроводах приводять до зниження реальної пропускної здатності газопроводу. Усі рішення диспетчерських служб приймаються на основі аналізу даних диспетчерської інформації. У силу випадкової природи технологічних режимів, викликаної неконтрольованим дією розглянутих раніше збурень, дані диспетчерської інформації також є випадковими величинами. Тому всі методи дослідження, що спираються на дані диспетчерської інформації пов'язані з завданням статистичної ідентифікації режимів роботи магістрального газопроводу.

Загальний стан диспетчерської служби магістрального газопроводу докладно описано в [43], до числа основних розрахунків режиму магістрального газопроводу відносяться: коефіцієнт гідравлітичного опору, акумулююча здатність труби, розподіл тиску уздовж труби, енергетичні характеристики компресорних станцій і т.д. Грунтуючись на статистичній обробці даних диспетчерської інформації режимів газотранспортної системи для цілей розрахунку раціональних режимів, особлива увага приділялася роботам з математичного моделювання (ідентіфікації). Розглядаються як питання дослідження стаціонарних режимів, так і нестаціонарних [57]. Стастатистичні методи ідентифікації розглядаються в роботах [18], їх перевагою в порівнянні з детермінованими методами моделювання режимів транспорту

полягають в тому, що через невелику точність вимірювання технологічних режимів диспетчерських даних у детермінованих моделях з'являються великі похибки, тому для підвищення точності диспетчерських розрахунків використовують ймовірно - статистичні методи ідентифікації .

Найбільше застосування цих методів отримало в задачах для розрахунків коефіцієнта гідравлічного опору газопроводу, для цього використовується статистична модель цього параметра [24]. При розрахунку цього коефіцієнта розглядається тільки стаціонарний режим транспорту газу. Статистичні методи оперативного розрахунку найбільш практично застосовувати для стаціонарних задач транспорту газу, тому що в цьому випадку допускається тривале спостереження процесу, що призводить до накопичення великих обсягів статистичних даних і, отже дає можливість отримати надійну статистичну оцінку. У разі нестаціонарних режимів обсяг статистики, що відноситься до однорідної вибірки, різко зменшується і, отже, надійність оцінок стає значно гірше.

Статистичні методи оцінки характеристик газотранспортних систем при плавній зміні граничних умов розглянуті в роботі [25]. Для врахування нестаціонарності режиму транспорту газу в загальному випадку, у ряді робіт [35,40,61] передбачається використовувати методи стохастичної апроксимації оцінюваних параметрів. Головним чином це відноситься до аналізу зміни коефіцієнта гідравлічного опору трубопроводу. Однак у практичній експлуатації алгоритми цього виду апроксимації виявляються надзвичайно складними через громозкі обчислення, так наприклад, необхідно оцінювати такі характеристики, як щільності ймовірності розподілу для випадкових величин, ці характеристики входять в алгоритм апроксимації в аналітичній залежності. Якщо врахувати, що найбільше застосування в практичних завданнях знаходять розподіл з нормальною щільністю ймовірності, то через складність цього виду функції аналітичні рішення як правило відсутні, для них використовуються таблиці значень для різних параметрів в цьому розподілі. Тому в практичних розрахунках, особливо в режимах оперативно- диспетчерського управління (управління в реальному масштабі часу) цілеспрямовано застосовувати більш прості алгоритми, засновані на ідеї Калмана [57]. Однак для нелінійних параболічних систем, до яких відносяться магістральні газопроводи , ці методи можуть привести до зміщення оцінюваних параметрів і величину цього зміщення не вдається оцінити аналітично і чисельно. Існуючі методи компенсації зсуву досить складні і не можуть бути використані безпосередньо в режимах диспетчерського управння на основі даних диспетчерської інформації, а вимагають додаткових вимірювань, тому що в цих методах використовується звичайно різницева апроксимація.

Слід також відзначити роботи, пов'язані з апроксимацією режимів компресорних станцій регресійних рівнянь другого порядку [53], однак диспетчерська інформація не має достатньої кількості даних для такого виду апроксимації в режимі диспетчерського управління. Таким чином, розроблені методи статистичного моделювання та оптимізації режимів роботи газотранспортних систем грунтуються на ретроспективному аналізі основних результатів, отриманих в наведених дослідженнях.

4.2 Постановка задачі ідентифікації, класифікація критеріїв для статистичної ідентифікації .

Завдання вибору оптимальних режимів експлуатації магістральних газопроводів (МГ) безпосередньо пов'язана з метою оптимізації. Проблема ідентифікації - це проблема побудови моделі ідентифікації і проблема побудови моделі режиму роботи МГ. При побудові моделі сама мета також є однією з істотних характеристик процесу ідентифікації. Процес транспорту газу в МГ є складним технологічним процесом, для нього можуть бути побудовані різні моделі, що відображають особливості самого процесу. Зазвичай кожна модель створена для вирішення певної, як правило конкретного завдання і в більшості випадків вона не придатна для вирішення інших завдань, які відносяться навіть до одного технологічному процесу. Така

диференціація пояснюється складністю об'єкта і тому неможливістю побудови єдиної "великої " всеосяжної моделі. Цілями оптимізації режимів роботи для МГ можуть бути:

1. При заданих графіках споживання газу основними і попутними споживачами та за умови дотримання всіх технологічних обмежень на транспорт газу вибрати нестаціонарні експлуатаційні режими таким чином, щоб при цьому досягався мінімум сумарних експлуатаційних витрат .

2. Максимізувати газоспоживання в перебігу певного відрізку часу при заданому обмеженні на сумарні енергетичні або експлуатаційні витрати .

3. Максимізувати сумарне газоспоживання в перебігу певного відрізку часу без обмежень на експлуатаційні або енергетичні витрати і лише за умови дотримання комплексу технологічних обмежень на транспорт газу.

4. Мінімізувати час переходу на новий рівень газоспоживання.

5. Мінімізувати втрати при аварійних ситуаціях і т.д. Розмірність списку цілей порівнянна зі складністю модельованого процесу транспорту газу в МГ.

Завдання побудови моделі тісно пов'язана з завданням управління, тому всі моделі МГ будуть надалі розглядатися з точки зору цього завдання. Слід також зазначити, що на шляху побудови моделей МГ розумним є прагнення описати технологічні процеси за допомогою добре вивчених моделей.

Існують загальні особливості для ідентифікації технологічних процесів. Перша полягає в тому, що рішення задачі ідентифікації пов'язано з проведенням експерименту. Результати вимірювань вхідних і вихідних змінних процесу служать основою для створення або уточнення обраної моделі.

Друга особливість є наслідком першої і пов'язана з отриманням експериментальних даних про вхідних і вихідних перемінах в умовах його функціонування, нормальної експлуатації. Повнота моделі МГ залежить від діапазонів вимірювання вхідних і вихідних змінних, тут бажано охопити весь діапазон виміру з урахуванням впливу зовнішніх впливів, при цьому така модель для мети управління буде перевагою.

Враховуючи ці особливості під ідентифікацією режимів роботи МГ розуміється побудова моделі (моделей) його функціонування за отриманими в реальних умовах роботи МГ вхідним і вихідним змінним . Вхідними змінними є спостережувані вимірювальні параметри режиму роботи МГ такі як: тиск на вході і виході для КС, температура перекачуваного газу, фізико - хімічні характеристики газу, коефіцієнт гідравлічного опору для лінійних ділянок (ЛД) і т.д. Вибір вихідних змінних задається метою або критерієм управління МГ, в роботі в якості вхідного модельованого параметра використовується значення пропускної здатності на кінцевій КС розраховується ділянки МГ .

4.3 Основні схеми ідентифікації, вибір моделей для магістральних газопроводів.

Для розв'язання задачі ідентифікації МГ потрібно абстрагуватися від конкретних уявлень вхідних і вихідних характеристик процесу транспорту газу в МГ. Це робиться для того, щоб використовувати загальну теорію управління технологічними процессами.

Спільність теорії управління дає можливість створити диспетчерське управління для МГ різної структури за єдиними принципами, враховуючи конкретні особливості їх при розроблення способів отримання інформації та введення керуючих впливів .

У найпростішому випадку в теорії управління МГ можна представити як одновимірний об'єкт (рис.4.1) , на вході якого діє перемінна Z(t), характеризує. наприклад, фізико - хімічні властивості газу перекачується в МГ, а на виході маємо змінну Y(t), характеризує, наприклад, пропускну здатність на кінцевій КС [61,62].

У загальному випадку МГ представлений у вигляді багатовимірного об'єкта, блок - схема якого наведена на рис. 4.2. На вході діє вектор вхідних змінних $\overline{\chi}(t) = \overline{\chi}\{\chi_1(t),$ з n складовими $X_i(t)$. До цих змінних відносяться значення тиску на вході і виході для КС вздовж траси МГ, ці параметри характеризують умови протікання процесу транспорту газу в МГ. Параметри вектора $\overline{Z}(t) = \overline{Z}\{z_1(t), z_2(t),..Z_e(t)\}$ характеризують вхідні змінні, це фізико-хімічні характеристики газу, температура газу, пропускна спроможність першої КС і т.д.

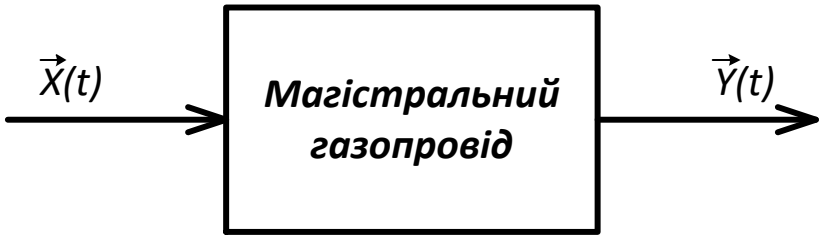


Рисунок 4.1 Блок-схема одномірного магістрального газопроводу

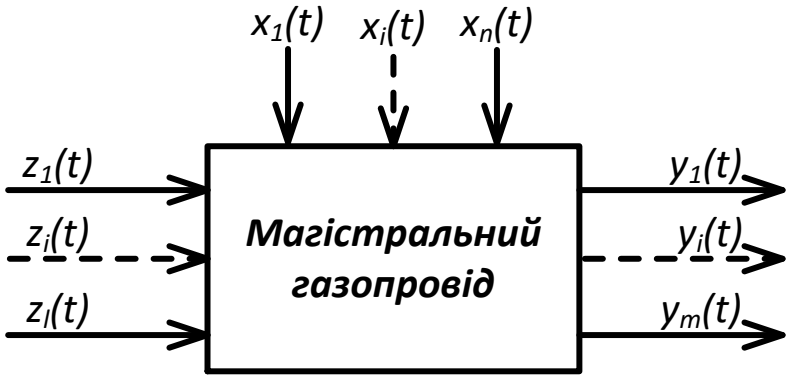


Рисунок 4.2 Блок-схема складного (багатомірного) магістрального газопроводу

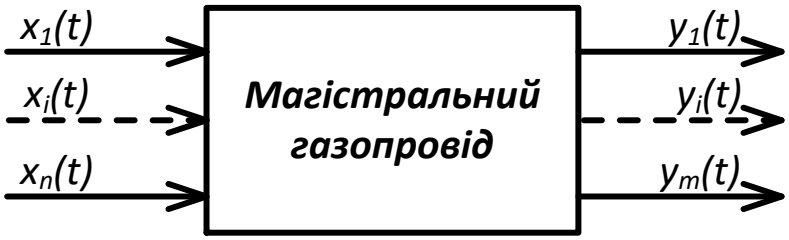


Рисунок 4.3 Блок-схема зрощеного складного магістрального газопроводу

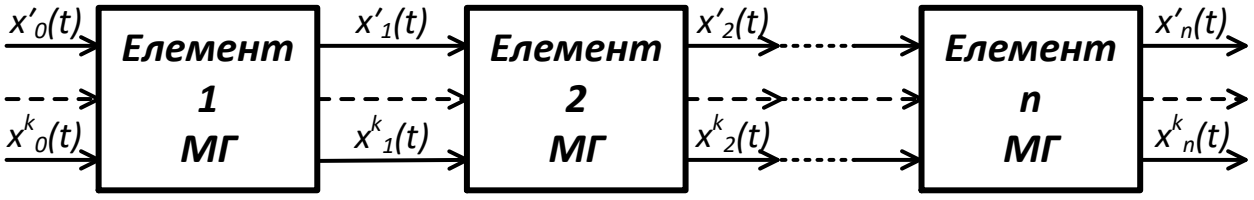


Рисунок 4.4 Блок-схема магістрального газопроводу,який складається із елементів розбиття першого типу

Вектор вихідних змінних $\overline{Y}(t) = \overline{Y}\{y_1(t), y_2(t),...y_m(t)\}$ характеризує цілі управління МГ, це обрані критерії якості управління як: пропускна здатність на кінцевій КС і т.д.

Для реальних КС розмірність цих векторів, особливо про векторний стан $\overline{\chi}(t)$, може бути велика до кілька десятків. Значення вихідних змінних $\overline{Y}(t)$ залежать від $x_1(t), x_2(t),...x_n(t)$ і $z_1(t), z_2(t),...,z_e(t)$ при цьому частина складових цих векторів можуть бути керуючими. Кожна з вихідних змінних $y_i(t)$ може розглядатися як наслідки, а складові і $x_i(t)$ і $z_i(t)$ як причини, тому часто цю групу змінних розглядають як єдину групу вхідних змінних.

Таким чином багатовимірний технологічний процес транспорту газу в МГ може бути представлений блок-схемою рис. 4.3. На вході діє векторна випадкова функція $\overline{\chi}(t) = \overline{\chi}\{x_1(t), x_2(t),...,x_n(t),\}$, а на виході маємо векторну випадкову функцію $\overline{Y}(t) = \{y_1(t),...y_{n1}(t)\}$. При цьому вектор $\overline{\chi}(t)$ включає як вимірювані, так і невимірювальні вхідні змінні, що характеризують умови режиму роботи МГ, або керовані параметри, так і якість перекачуваного газу , характеристики ЛД трубопроводу і агрегатів на КС, також у цьому векторі враховуються возмущающі параметри, дестабілізуючі режими роботи МГ, це температура навколишнього середовища, змінюючи стан внутрішньої поверхні трубопроводу і т.д. Остання група параметрів може контролюватися, так і не контролюватися, вплив цих параметрів призводить до погіршення роботи МГ, до зміщення істинних значень коефіцієнтів моделей від їхніх оцінок , це призводить до неоптимальних режимів роботи МГ.

При великій розмірності векторів $\overline{\chi}(t)$ модель для обраного вихідного параметра або групи параметрів з вектора $\overline{Y}(t)$ стає надзвичайно складною, і ускладнює завдання управління МГ, до того ж врахувати всі змінні з вектора $\overline{\chi}(t)$ практично не можливо, тому доводиться обмежуватися тільки частиною основних, визначальних вхідних змінних, а вплив інших віднести до неконтрольованих збурень.

Для всіх розглянутих блок-схем дія МГ еквівалентна оператору перетворення динамічних характеристик МГ [37,40]. Для блок- схеми рис. 4.3 необхідно визначити m операторів перетворення вхідних величин для кожної вихідний $y_i(t)$:

$$y_i(t) = A_i\{x_i(t),...,x_n(t)\}$$

Конкретний вираз для оператора залежить від обраної моделі. Це може бути диференційне рівняння, система диференційних рівнянь в частинних похідних, рівняння умовних щільностей ймовірності розподілу і т.д.

[По відношенню до оператора перетворення $A_i(t)$ вхідні і вихідні змінні можуть розглядатися як детерміновані або випадкові. Для МГ вони мають стохастичну природу і тому розглядаються як випадкові функції або випадкові величини. Стохастична МГ є наслідком впливу на режим роботи МГ множинами зовнішніх неконтрольованих перешкод, також при управлінні МГ вимірювання вхідних і вихідних параметрів проводяться з похибкою.яка має випадковий розкид. Вихідна моделююча велечина для МГ завжди є випадковою в силу викладених причин, навіть якщо вхідні величини детерміновані .

Через складність процесу транспорту газу в МГ, дані представленні МГ у вигляді блок - схеми на рис. 4.1, 4.2, 4.3 з точки зору єдиного оператора перетворення $A\{\bar{x}(t)\}$ є не доцільними. Даний оператор слід представити у вигляді декількох більш простих і вивченних, тому розглянемо ще два види блок- схем для МГ, в виді ліній послідовного транспорту газу.

Блок-схема структури лінії першого вида наведена на рис. 4.4, тут МГ розбитий на n окремих ділянок (наприклад КС і ЛД). У цій схемі вихідні змінні i - ої ділянки розбиття для всіх $i \geq 1$ залежать від вхідних змінних для цієї ділянки і не залежить від вхідних і вихідних змінних всіх ділянок з меншими номерами i . Вихідні змінні i - ої ділянки для всіх є вхідними

змінними наступної $(i+1)$- ої ділянки. Взаємозв'язок між ділянками розбиття визначається вимогами до вихідних змінних кожної ділянки з метою забезпечення вимогам до вихідних змінних $\chi_n(t)$ а також виконання критеріїв функціонування кожної ділянки. Операторами перетворення в цій схемі є моделі функціонування для КС і ЛД, які задають перепади тисків і значення пропускної здатності, такі види моделей добре вивчені [48,52,58].

Блок - схема структури лінії другого виду наведена на рис. 4.5, характерним тут є вплив вихідних змінних кожної ділянки розбиття МГ на вихідні змінні n- ої ділянки. У цій схемі взаємозв'язок між окремими технологічними ділянками виражений більш наглядно і вимоги до вихідних змінних кожної ділянки повністю визначаються вимогами до вихідних змінних лінії в цілому. Оператор перетворення в цій схемі для кожної наступної ділянки ускладнюється в міру наближення до n-ої ділянки. Критерій функціонування кожної ділянки в цій схемі підпорядкований загальному критерію функціонування. Якщо МГ представити цією схемою, то видно, що вона близька технологічному представленю за рівнем управління та контролю, оскільки з технології експлуатації МГ відомо вплив окремих ділянок наприклад, вплив перших КС на вихідні змінні режиму роботи МГ в цілому, а також вплив між сусідніми КС. Структурна схема рис. 4.5 є загальним випадком подання МГ, всі схеми розглянуті раніше є похідними цієї схеми , однак вибір операторів перетворення тут найменш вивчений, цей недолік у практичних розрахунках призводить до відмови від подібного представленя МГ, в практичних розрахунках робиться перевагу схемі рис. 4.4.

Таким чином задача ідентифікації МГ пов'язана з розкладанням технологічного процесу на окремі добре вивчені ділянки функціонування, для яких визначені оператори преобразования $A_i(t)$.

Слід зазначити, що за результатами вимірювання $x_i(t)$ і $y_i(t)$ визначають не сам оператор $A_{t,}$ а його оцінку $\widehat{A}_t$, яка являє собою наближену характеристику A_t, є моделю.

Кількісною оцінкою ступеня близькості $\widehat{A}_t$ і A_t служить функція втрат $\rho[y_{t,}\widehat{y}_t]$, яка залежить від вихідних змінних y_i і розрахованих за моделлю значень $\widehat{y}_i$ [15]. Математичне сподівання функції необхідно мінімізувати тобто :

$$M\{\rho[y_t,\widehat{y}_t]\} =>\min \widehat{A}_t \qquad (4.1$$

У цьому сенсі розуміються близькість оцінки $\widehat{A}_t$ до істинного значення A_t за умовою середнього ризику [10,46,51]. Функція втрат не залежить від оператора At, умова (4.1) буде виконано , якщо вимагати мінімум математичного очікування для функції $\rho[y_t,\widehat{y}_t]$ при заданій реалізації випадкової функції $x(t)$,

$$M\{\rho[y_t,\widehat{y}_t]\ X_s, S\in T]\}=>\min A_t \qquad (4.2)$$

де : Т - область спостереження випадкових функцій $x(t)$ і $y(t)$.У більшості практичних розрахунків оптимальний оператор шукається за критерієм мінімуму середньоквадратичної помилки [2,41]. Клас стохастичних моделей будується на повних ймовірносних характеристиках таких як : умовні щільності ймовірності або умовні функції розподілу, так і на моментних характеристиках випадкових функцій першого або другого порядку як: умовні математичні сподівання і умовні дисперсії .

Найбільшого поширення набули перші дві моментні характеристики випадкових функцій, як умовні так і безумовні [61,63]. Умовне математичне сподівання (рівняння регресії) вихідної змінної $y(t), t\epsilon Ty,$ відносно вхідної змінної $x(s), s\epsilon Tx$ рівне:

$$M\{y(t) \quad y_t)\mathrm{d}(y_t \ / \ x_s, s\in T_x \ \varphi\, y_t \int_{ty} = X_s, S\epsilon T_x\}\,\mathrm{I}$$

де $\varphi(y_t \ / \ x_s, s \in T_x)$- умовна щільність ймовірності значення для довільно фіксованого значення аргументу відносно всієї сукупності значень вхідної змінної x_s. Для дискретного випадку, коли вхідна випадкова функція $x(s)$ представлена вибірковими значеннями $x_{s1}, x_{s2},...,x_{s№}$ множинна регресія $y(t)$ відносно $x_{si}, i = 1,2,...,N$ буде представлена у вигляді :

$$\mathrm{M}\{ y(t) \ / x_{s1},...,x_{sN}\} = f(x_{s1},...,x_{sN}) \tag{4.3}$$

В якості функції часто використовують лінійну комбінацію нелінійних функцій $f\mathrm{j}(x_{sj})$ [1,2], тоді:

$$M\{y(t) \ / x_{s1},...,x_{sN}\} = \sum_j \alpha_j(t, s_j) f_j(x_{sj}) \tag{4.4}$$

де: $\alpha_j(t, s_j)$ множинні регресійні функції , задані переваги кожного рівняння $f_j(\mathrm{x}_{sj})$ у множинній регрессії.

Поряд з оцінкою умовних і безумовних математичних очікуваній важливою характеристикою є дисперсія вихідної змінної $\mathrm{D}\{ y_t\}$. На основі теореми розбиття дисперсій [ ], для одновимірного прикладу маємо :

$$\mathrm{D}\{y_t\} = \mathrm{D}\{m\{y_t \ / \ x_s, s \in T_x\}\} + M\{\mathrm{D}\{ y_t \ / \ x_s, s \in T_x\}\} \tag{4.5}$$

де $\mathrm{D}\{\mathrm{M}\{y_t \ / \ x_s, s \in T_x\}\} = M\{[M\{y_t \ / \ x_s, s \in T_x\} - M\{y_t\}]^2\} = \mathrm{D}_1;$

$$\mathrm{M}\{\mathrm{D}\{\mathrm{y}_t \ / \ x_s, s \in T_x\}\} = \mathrm{D}_2$$

якщо дисперсія умовного математичного сподівання вихідної змінної y_t відносно x(t). Дисперсія D_1 являє собою ту частину загальної дисперсії вихідної змінної , яка звязана з впливом вхідної змінної $x(s)$ при всіх значеннях аргумента S в області T_x. Друга частина загальної дисперсіїD_2 пов'язаний з впливом сукупності всіх інших змінних, крім врахованної змінної x_s.

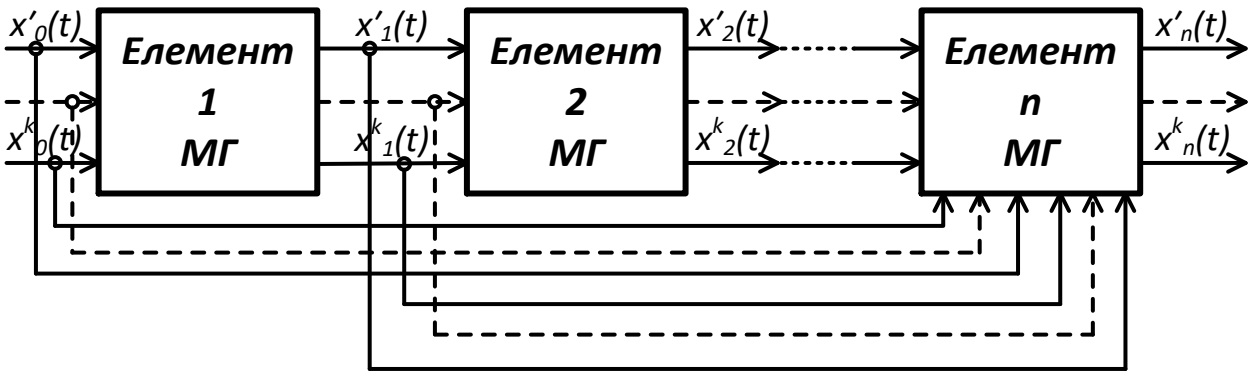


Рисунок 4.5 Блок-схема магістрального газопроводу,який складається із елементів розбиття другого типу

Поняття детермінованого об'єкта можна пов'язати зі значенням D_2, для детермінованого об'єкта $D_2 = 0$. Якщо у передпредставленні об'єкта існує деяка невизначеність за рахунок того, що не враховано повністю динаміка його, то в цьому випадку $D_2 \neq 0$ і об'єкт може бути віднесений до класу стохастичних. Для багатовимірного випадку , якщо вихідна змінна y_t повністю визначається врахованими входами і динамікою по кожній змінній, то $D_2 = 0$, в іншому випадку $D_2 \neq 0$. Значення дисперсій D_1 і D_2 використовуються в подальшому для оцінки якості (адекватності) математичної моделі режиму роботи МГ.

В подальшому ідентифікація режиму роботи МГ здійснюється у класі наведених у цьому підрозділі моделей за даними диспетчерської інформації.

Вибір класу моделей в першу чергу задається технологічними уявленнями, в 3.4 розділу 3 розглядаються технологічні моделі для розрахунків режимів МГ. Таким чином, можна констатувати, що : вплив неконтрольованих збурень і похибки вимірювання технологічних режимів магістральних газопроводів призводить до випадкового зміщення режимів роботи від проектних .

У силу випадкового характеру окремих параметрів режимів магістрального газопроводу, процес транспорту газу також відноситься до випадкового процесу, тому доцільно використовувати ймовірнісно - статистичні методи для розрахунку раціональних режимів експлуатації.

Огляд робіт за статистичними методами дослідження режимів магістральних газопроводів показав, що для задач оперативного диспетчерського управління методи моделювання з використанням регресійних залежностей використовувалися мало, тому в роботі їм приділяється велика увага.

Єдиною оперативною інформацією режиму роботи газотранспортних систем є диспетчерська інформація, в якості критерію оптимізації режимів роботи магістрального газопроводу можна використовувати критерій максимізації пропускної спроможності з урахуванням обмежень на технологічні режими компресорних станцій уздовж траси газопроводів.

Через складність сучасних газотранспортних систем модель режиму її роботи доцільно будувати з окремих добре вивчених блоків, якими є модель лінійної ділянки та компресорної станції.

Вид статистичного рівняння для режиму роботи магістральних газопроводів доцільно вибирати виходячи з технологічних моделей транспорту газу. Такими моделями є залежності пропускної здібності на лінійній ділянці при стаціонарному режимі і рівняння апроксимації режимів компресорних станцій. Спільним у цих рівняннях є параболічна залежність пропускної здатності від квадратів тисків.

Для чисельного рішення нелінійних рівнянь нестаціонарної течії газу найбільшого поширення набули методи, які використовують кінцеві різниці, однак для цілей оперативного вибору раціональних режимів транспорту газу в магістральних газопроводах за даними диспетчерської інформації ці методи через недостатню інформативність даних використовувати не можна. Предявленний алгоритм розв'язання нестаціонарних задач транспорту газу заснований на адаптивному підході коригування параметрів моделі для сталого плину газу за даними диспетчерської інформації .

4.4 Використання моделей гідравлічного розрахунку стаціонарного режиму транспорту газу в трубопроводах для статичної ідентифікації

Основними поняттями трубопровідного транспорту є продуктивність і пропускна здатність.

Продуктивність – це кількість газу, що перекачується по трубопроводу за одиницю часу в даних умовах.

Пропускна здатність – це максимальна кількість газу, що може бути перекачана по газопроводу за одиницю часу, тобто максимальна продуктивність.

Залежно від одиниць виміру пропускна здатність і продуктивність бувають масові й об'ємні.

Масова продуктивність – це маса газу, що перекачується за одиницю часу.

Об'ємна продуктивність – це об'єм газу, що перекачується за одиницю часу.

Розглянемо ділянку газопроводу постійного діаметра d, по якому перекачується газ з відомими фізичними властивостями, при початковому тиску $P_{\text{п}}$ і кінцевому тиску $P_{\text{к}}$. Визначимо пропускну здатність цього трубопроводу.

Як вихідну передумову виберемо рівняння руху ідеального газу, при цьому вважаємо, що газопровід горизонтальний, а рух газу стаціонарний [62]:

$$\frac{dP}{dx} + \frac{\lambda \rho w^2}{2d} = 0 \tag{4.6}$$

Помножимо (4.6) на густину газу ρ:

$$\rho \frac{dP}{dx} + \frac{\lambda \rho^2 w^2}{2d} = 0 .$$

Виразимо густину через тиск з рівняння стану газу:

$$\frac{P}{ZRT}\frac{dP}{dx} + \frac{\lambda \rho^2 w^2}{2d} = 0 . \tag{4.7}$$

Врахуємо, що

$$2PdP = d(P^2) .$$

Масову швидкість виразимо через масову пропускну здатність

$$\rho w = \frac{M}{F} = \frac{4M}{\pi d^2} ,$$

де F – площа поперечного перерізу.

Підставивши в рівняння руху (4.7), одержимо:

$$-\frac{d(P^2)}{dx} = \lambda ZRT \frac{16M^2}{\pi^2 d^5} . \tag{4.8}$$

Проінтегруємо (4.8) від початкового до кінцевого перерізу газопроводу:

$$-\int_{P_{\text{н}}}^{P_{\text{к}}} d(P^2) = \lambda R \frac{16M^2}{\pi^2 d^5} Z \int_0^L T dx .$$

Помножимо і розділимо праву частину на L:

$$\int_{P_{\text{н}}}^{P_{\text{к}}} d(P^2) = \lambda R \frac{16M^2}{\pi^2 d^5} Z \int_0^L T dx \cdot \frac{L}{L}$$

Визначений інтеграл відображає площу під інтегральною кривою, тобто площу криволінійної трапеції.

Побудуємо на довжині L прямокутник, за площею рівновеликий криволінійній трапеції (рис. 3.6). Тоді висота цього прямокутника буде середньоінтегральною по довжині температурою газу в газопроводі

$$T_{\text{сер}} \cdot L = \int_0^L T dx ,$$

$$T_{\text{сер}} = \frac{1}{L}\int_0^L T dx .$$

Тепер

$$-\int_{P_{\text{н}}}^{P_{\text{к}}} d(P^2) = \lambda R \frac{16M^2}{\pi^2 d^5} Z T_{\text{сер}} L .$$

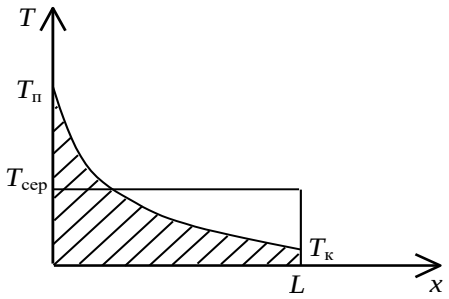


Рисунок 4.6 - Середньоінтегральна температура газу.

Визначимо масову пропускну здатність:

$$M = \frac{\pi d^2}{4}\lambda\sqrt{\frac{(P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2)d}{\lambda Z R T_{\text{сер}} L}} .$$

Це рівняння називається основним рівнянням газопроводів для масової продуктивності.

Звичайно в комерційних розрахунках використовується не масова, а комерційна продуктивність. Приведемо отримане рівняння до комерційної продуктивності:

$$M = Q \cdot \rho_{\text{ст}} = Q\Delta\rho_{\text{пов}} .$$

Відносна густина газу: $\Delta = \frac{\rho_{\text{газу}}}{\rho_{\text{пов}}}$,

де $\rho_{\text{пов}}$ – при стандартних умовах.

Рівняння стану газу і повітря для стандартних умов:

$$\frac{P_{\text{ст}}}{\rho_{\text{газу}}} = R_{\text{газу}} \cdot T_{\text{ст}} , \tag{4.9}$$

$$\frac{P_{\text{ст}}}{\rho_{\text{пов}}} = R_{\text{пов}} \cdot T_{\text{ст}} . \tag{4.10}$$

Розділивши (4.9) на (4.10), одержимо:

$$R_{\text{газу}} = \frac{R_{\text{пов}}}{\left(\frac{\rho_{\text{газу}}}{\rho_{\text{пов}}}\right)} = \frac{R_{\text{пов}}}{\Delta} ,$$

Газова постійна повітря

$$R_{\text{пов}} = 287 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}} .$$

Підставимо отримане співвідношення в основне рівняння газопроводу:

$$Q = \frac{\pi}{4\rho_{\text{пов}}\sqrt{R_{\text{пов}}}} d^{2.5} \sqrt{\frac{(P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2)}{\lambda \Delta Z T_{\text{сер}} L}}.$$

Якщо підставити чисельні значення постійних величин і привести рівняння до загальноприйнятих одиниць виміру параметрів, то одержимо:

$$Q = 0,326 \cdot 10^{-6} \cdot d^{2.5} \sqrt{\frac{(P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2)}{\lambda \Delta Z T_{\text{сер}} L}}, \tag{4.11}$$

де Q – продуктивність газопроводу, млн м^3/добу; $P_{\text{п}}$, $P_{\text{к}}$ – початковий та кінцевий тиск, ата; d – діаметр трубопроводу, мм; T – температура газу, К; L – довжина газопроводу, км.

Формула 3.8 – основне рівняння газопроводу.

Розглянемо принципи визначення величин, що входять в основне рівняння газопроводів.

Основну увагу варто приділити коефіцієнту гідравлічного опору λ. Як відомо з гідравліки, принцип визначення коефіцієнта гідравлічного опору базується на його залежності від режиму руху суцільного середовища.

Ламінарний режим руху. Рідина рухається шарами, й усі швидкості в потоці спрямовані вздовж осі потоку.

Критерієм режиму є критерій Рейнольдса, що є відношенням сил інерції до сил в'язкісного тертя в потоці і може бути визначений за формулою

$$\text{Re} = \frac{wd\rho}{\eta}.$$

Критичне число Рейнольдса при переході від ламінарного режиму до турбулентного складає $\text{Re}_{\text{кр}} = 2320$.

Турбулентний режим руху. Турбулентний режим має три зони.

Внутрішня поверхня труби має виступи шорсткості:

1-а зона: зона гладких труб, турбулентне ядро рухається по ламінарному пристінному шару, не торкаючись виступів шорсткості труби. При збільшенні швидкості діаметр турбулентного ядра збільшується, а товщина ламінарного шару зменшується. У зоні гладких труб коефіцієнт гідравлічного опору залежить тільки від числа Рейнольдса;

2-а зона: зона змішаного тертя, характеризується в'язкісним тертям і тертям турбулентного ядра об виступи шорсткості. При деякому значенні *Re* турбулентне ядро починає торкатися найбільш високих виступів шорсткості. Це значення критерію Рейнольдса називають першим перехідним. У зоні змішаного тертя коефіцієнт гідравлічного опору залежить від числа Рейнольдса й еквівалентної шорсткості труб;

3-я зона: зона шорстких труб, характеризується тим, що турбулентне ядро займає повний переріз труби і рухається по виступах шорсткості, а ламінарний шар практично відсутній. Перехід від зони змішаного тертя в зону шорстких труб характеризує друге перехідне число Рейнольдса.

Магістральні газопроводи працюють у турбулентному режимі в зоні змішаного тертя і зоні шорстких труб. Тому λ визначається [62]:

$$\lambda = 0,067\left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2k_{\text{e}}}{d}\right)^{0,2}.$$

Установлено, що для нових сталевих труб k_{e} = 0,03 мм.

Розглянемо особливості визначення критерію Рейнольдса для газопроводів.

Як відомо, критерій Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{wd\rho}{\eta}.$$

Виразимо масову швидкість газу через масову витрату

$$\rho w = \frac{4M}{\pi d^2}.$$

Переходимо від масової витрати до комерційної продуктивності

$$M = Q \cdot \rho_{ст} = Q \cdot \Delta\rho_{пов}.$$

Остаточно одержимо:

$$\mathrm{Re} = \frac{4}{\pi}\rho_{пов}\frac{Q}{d}\frac{\Delta}{\eta}.$$

Підставивши значення констант і перейшовши до загальноприйнятої системи вимірів, одержимо

$$\mathrm{Re} = 1{,}81 \cdot 10^3 \frac{Q}{d}\frac{\Delta}{\eta},$$

де Q – комерційна продуктивність, млн. м^3/добу; Δ – відносна густина газу; d – внутрішній діаметр газопроводу, мм; η – динамічна в'язкість газу, кг·с/м^2.

Дослідимо характер зміни тиску по довжині газопроводу.

Розглянемо ділянку трубопроводу постійного діаметра з тисками на початку $P_н$ і на кінці $P_к$.

Нехай на відстані x від початку тиск у трубопроводі P_x. Запишемо основне рівняння газопроводу для масової витрати:

$$M = \frac{\pi d^2}{4}\sqrt{\frac{(P_п^2 - P_к^2)d}{\lambda Z R T_{сер} L}}.$$

Це рівняння можна записати для ділянки довжиною x:

$$M = \frac{\pi d^2}{4}\sqrt{\frac{(P_п^2 - P_x^2)d}{\lambda Z R T_{сер} x}}.$$

Оскільки масова витрата в умовах стаціонарного руху газу постійна по довжині, то порівняємо праві частини рівнянь і після деяких перетворень одержимо:

$$\frac{P_п^2 - P_х^2}{x} = \frac{P_п^2 - P_к^2}{L}.$$

Звідки

$$P_x = \sqrt{P_п^2 - \left(P_п^2 - P_к^2\right)\frac{x}{L}}. \qquad (4.12)$$

Рівняння депресії тиску (4.12), дозволяє визначати тиск у будь-якій точці газопроводу, якщо відомі $P_п$ і $P_к$

Побудуємо графік квадрату тиску газу в залежності від відстані $P^2 = f(x)$ (рис. 4.7).

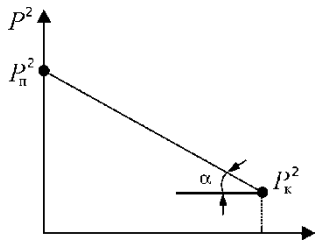


Рисунок 4.7 - Лінія падіння квадрату тиску

Тангенс кута до горизонту характеризує витрату газу. Виміряні значення квадратів абсолютних тисків газу в різних точках траси повинні точно лягати на пряму лінію.

Злам лінії падіння квадратів тиску свідчить про різні величини масової витрати газу до і після зламу, що характерно для зосередженого відбору в точці зламу. Цей метод можна використовувати також для виявлення великих витоків газу.

За аналогією із середньою температурою вводиться поняття середній тиск. Середній тиск визначається як середньоінтегральний тиск.

Площа прямокутника, побудованого на довжині газопроводу як на основі, повинна дорівнювати площі криволінійної трапеції

$$S = P_{\text{сер}} \cdot L = \int_0^L P_x dx .$$

Звідки

$$P_{\text{сер}} = \frac{1}{L}\int_0^L P_x dx .$$

Тиск P_x виразимо з рівняння депресії:

$$P_{\text{сер}} = \frac{1}{L}\int_0^L \sqrt{P_{\text{п}}^2 - (P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2)\frac{x}{L}}dx \ .$$

Виконаємо заміну перемінної. Нехай $P_{\text{п}}^2 - (P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2)\frac{x}{L} = z$,

тоді

при $x = 0 \qquad z = P_{\text{п}}^2$,

при $x = L \qquad z = P_{\text{к}}^2$,

$$2zdz = \frac{P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2}{2L\sqrt{P_{\text{п}}^2 - (P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2)\frac{x}{L}}} .$$

Одержимо вираз

$$P_{\text{сер}} = \frac{2L}{L(P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2)}\int_{P_{\text{н}}^2}^{P_{\text{п}}^2} z^2 dz .$$

Після інтегрування маємо

$$P_{\text{сер}} = \frac{2}{3}\frac{P_{\text{п}}^3 - P_{\text{к}}^3}{P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2} .$$

Спростимо формулу, використовуючи закони скороченого множення:

$$P_{\text{сер}} = \frac{2}{3}\frac{(P_{\text{п}} - P_{\text{к}})(P_{\text{п}}^2 + P_{\text{п}}P_{\text{к}} + P_{\text{к}}^2)}{(P_{\text{п}} - P_{\text{к}})(P_{\text{п}} + P_{\text{к}})} = \frac{2}{3}\frac{(P_{\text{п}}^2 + P_{\text{п}}P_{\text{к}} + P_{\text{к}}^2)}{(P_{\text{п}} + P_{\text{к}})} = \frac{2}{3}\frac{P_{\text{п}}(P_{\text{п}} + P_{\text{к}}) + P_{\text{к}}^2}{P_{\text{п}} + P_{\text{к}}} .$$

Остаточно одержимо

$$P_{\text{сер}} = \frac{2}{3}\left(P_{\text{п}} + \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{п}} + P_{\text{к}}}\right).$$

Слід зазначити, що $P_{\text{сер}} > \frac{1}{2}(P_{\text{п}} + P_{\text{к}})$.

4.5 Розрахунки режимів в умовах стаціонарного руху газу

Розглянемо, як впливає кожний з параметрів на пропускну здатність газопроводу:

$$Q = 0,326 \cdot 10^{-6} d^{2,5} \sqrt{\frac{P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\lambda \Delta z T L}} \tag{4.13}$$

Діаметр. Найбільший вплив на пропускну здатність має діаметр *d*. Залежно від режиму руху газу ступінь впливу діаметра може бути різним, оскільки він ще впливає на коефіцієнт гідравлічного опору λ.

Коефіцієнт гідравлічного опору сконструйований у вигляді бінома (двочленного рівняння):

$$\lambda = 0,067\left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2k_э}{d}\right)^{0,2}. \tag{4.14}$$

Якщо рух відбувається в зоні гладких труб, то числа Рейнольдса порівняно невеликі, тому

$$\frac{158}{\text{Re}} >> \frac{2k_{\text{e}}}{d},$$

Якщо знехтувати другим доданком у (4.14), одержимо:

$$\lambda = 0,067\left(\frac{158 d \eta}{1,87 \cdot 10^3 Q \Delta}\right)^{0,2}.$$

Якщо це значення підставити замість λ, у формулу (4.13) то в підсумку одержимо, що для зони гладких труб існує таке пропорційне співвідношення: $Q \cong d^{2,4}$.

Якщо рух відбувається в зоні шорстких труб, то числа Рейнольдса зростають настільки, що

$$\frac{158}{\text{Re}} << \frac{2k_{\text{e}}}{d}$$

Тоді

$$\lambda = 0,067\left(\frac{2 \cdot k_{\text{e}}}{d}\right)^{0,2} \tag{4.15}$$

Еквівалентна шорсткість $k_{\text{e}} = 0,03$ мм.

Після перетворень одержимо таку формулу:

$$Q = 1,64 \cdot 10^{-6} d^{2,6} \sqrt{\frac{P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\lambda \Delta z T_{\text{сер}} L}}.$$

Ця формула дуже важлива, тому що не треба визначати λ.

Границя зони шорстких труб – це друге перехідне число Рейнольдса, яке можна визначити за формулою:

$$\text{Re}_{\text{пер}} = 11\left(\frac{d}{2k_{\text{e}}}\right)^{1,5}.$$

Якщо $Re > Re_{\text{пер}}$, можна користуватися цією формулою.

Таким чином, залежно від режиму руху газу продуктивність (пропускна здатність) пропорційна діаметру: $Q \sim d^{2,4–2,6}$.

Тиск. Збільшення початкового тиску $P_{\text{п}}$ чи зменшення кінцевого тиску $P_{\text{к}}$ спричиняє зростання продуктивності.

Питання: Що ж більш ефективно для зростання продуктивності: збільшення початкового тиску чи зменшення кінцевого?

Щоб відповісти на це питання, оцінимо величину комплексу, що є відношенням різниці квадратів тисків при збільшенні початкового на ΔP, до різниці квадратів тисків при зменшенні кінцевого на ту ж величину. Зазначимо, що величина цього комплексу характеризує співвідношення пропускних здатностей газопроводу відповідно при збільшенні початкового і зменшенні кінцевого тисків:

$$\delta = \frac{\left(P_{\text{п}} + \Delta P\right)^2 - P_{\text{к}}^2}{P_{\text{п}}^2 - \left(P_{\text{к}} - \Delta P\right)^2} = \frac{P_{\text{п}}^2 + 2P_{\text{п}}\Delta P + \Delta P^2 - P_{\text{к}}^2}{P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2 + 2P_{\text{п}}\Delta P - \Delta P^2} = \frac{\left(P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2\right) + 2P_{\text{п}}\Delta P + \Delta P^2}{\left(P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2\right) + 2P_{\text{п}}\Delta P - \Delta P^2} > 1.$$

Це означає, що підвищення початкового тиску $P_{\text{п}}$ більш ефективне з точки зору збільшення продуктивності, ніж зниження кінцевого $P_{\text{к}}$ (рис. 4.7).

З точки зору фізичних міркувань, цей висновок пояснюється в такий спосіб. Лінійна швидкість руху газу в будь-якій точці газопроводу може бути знайдена таким чином:

$$\omega = \frac{4Q_{\text{р}}}{\pi d^2} = \frac{4Q_{\text{р}}}{\pi d^2} \cdot \frac{P_{\text{ст}}}{P} \frac{T}{T_{\text{ст}}} z \,.$$

Якщо Q = *const*, то зі збільшенням тиску лінійна швидкість газу w зменшується, а гідравлічні втрати ростуть зі збільшенням швидкості. Отже, чим більший тиск, тим менша швидкість у газопроводі, що призводить до зменшення гідравлічних втрат.

Температура газу. Середня температура газу знаходиться в знаменнику основного рівняння газопроводів, тому її підвищення призводить до зменшення продуктивності газопроводу. Однак, абсолютна температура газу може змінюватися в досить вузьких межах, тому її вплив істотно менший, ніж тиску.

З метою підвищення продуктивності здійснюють охолодження газу на компресорних станціях після підвищення тиску.

Розглянемо основні принципи розрахунку пропускної здатності простого газопроводу. Будемо вважати відомими тиски на початку і кінці траси, початкову температуру і температуру ґрунту, повний коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту, геометричні характеристики газопроводу і фізичні властивості газу. Відзначимо, що безпосередньо обчислити пропускну здатність з основного рівняння газопроводів не виявляється можливим, оскільки ряд факторів (коефіцієнт гідравлічного опору, середня температура, коефіцієнт стисливості) залежить від неї. Тому використовується ряд специфічних методів.

Метод ітерацій полягає в тому, що попередньо задають довільне значення пропускної здатності і потім її послідовно уточнюють.

Алгоритм методу полягає в такій послідовності операцій.

Вважаємо відомими $P_{\text{п}}$, $P_{\text{к}}$, $T_{\text{п}}$, T_0 геометричні характеристики (d і l) і фізичні властивості газу (Δ і η).

Знаходимо середній тиск:

$$P_{\text{сер}} = \frac{2}{3}\left(P_{\text{п}} + \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{п}} + P_{\text{к}}}\right).$$

Задаємо в початковому наближенні значення продуктивності $Q^{(s=0)} \neq 0$ (s – номер ітерації).

Визначаємо число Рейнольдса:

$$\text{Re} = 1{,}81 \cdot 10^3 \frac{Q\Delta}{d\eta} \,.$$

Визначаємо коефіцієнт гідравлічного опору λ:

$$\lambda = 0,067\left(\frac{158}{\mathrm{Re}} + \frac{2k_{\mathrm{e}}}{d}\right)^{0,2}.$$

Знаходимо середню температуру газу $T_{\text{сер}}$.

$$T_{\text{сер}} = T_0 + (T_{\text{п}} - T_0)\frac{1-e^{-aL}}{aL},$$

де $a = \frac{62,6\cdot 10^6 \cdot K_{\text{т}}}{Q\Delta \mathrm{c_p}}$, де $K_{\text{т}}$ – коефіцієнт теплопередачі від газу в грунт.

Визначаємо коефіцієнт стисливості газу при середніх параметрах:

$$z = 1 - 5,5\cdot 10^5 \frac{P_{\text{сер}}\Delta^{1,3}}{T_{\text{сер}}^{3,3}}.$$

Уточнюємо значення продуктивності *Q:*

$$Q^{(s=1)} = 0,326\cdot 10^6 d^{2,5}\sqrt{\frac{P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\lambda\Delta z TL}}.$$

Якщо $\left|Q^{(s=1)} - Q_1^{(s=0)}\right| \le \varepsilon$ (ε – точність розрахунку), то на цьому розрахунок закінчуємо, якщо ця умова не виконується, то задаємо нове значення $Q^{(i+1)} = (Q^{(i)} + Q^{(i-1)})/2$ і повертаємося до пункту 3.

Метод зони шорстких труб використовують, якщо в особливій точності немає необхідності. Суть методу викладена нижче.

Припустимо, що рух газу відбувається в зоні шорстких труб турбулентного режиму. Тоді для розрахунку продуктивності може бути використана формула

$$Q = 1,64\cdot 10^{-6} d^{2,6}\sqrt{\frac{P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\lambda\Delta z T_{\text{сер}} L}}. \qquad (4.16)$$

Середні тиск і температуру визначають із залежностей

$$P_{\text{сер}} = \frac{2}{3}\left(P_{\text{п}} + \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{п}} + P_{\text{к}}}\right),$$

$$T_{\text{сер}} = \frac{1}{3}T_{\text{п}} + \frac{2}{3}T_0,$$

де T_0 – температура ґрунту.

Коефіцієнт стисливості

$$z = 1 - 5,5\cdot 10^5 \frac{P_{\text{сер}}\Delta^{1,3}}{T_{\text{сер}}^{3,3}}.$$

Після цього дані підставляють у формулу й одержують *Q*.

Тепер треба переконатися, що ми знаходимося в зоні шорстких труб турбулентного режиму.

Визначаємо число Re і $\mathrm{Re}_{\text{пер}}$:

$$\mathrm{Re} = 1,81\cdot 10^3 \frac{Q\Delta}{d\eta},$$

$$\mathrm{Re}_{\text{пер}} = 11\left(\frac{d}{2k_{\mathrm{e}}}\right)^{1,5}.$$

Якщо $\mathrm{Re} > \mathrm{Re}_{\text{пер}}$, то рух газу дійсно відбувається в зоні шорстких труб турбулентного режиму й уточнювати величину Q немає необхідності.

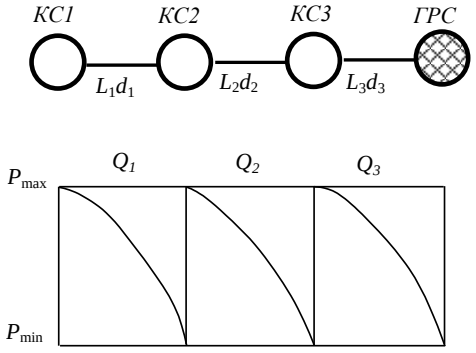


Рисунок 4.8 - Газопровід з декількома дільницями

Якщо ця нерівність не виконується, то слід ввести поправку α на відхилення режиму від зони шорстких труб, що знаходиться з графічним методом.

Метод характеристик – це графоаналітичний метод.

Під характеристикою трубопроводу розуміють залежність різниці квадратів початкового і кінцевого тисків від продуктивності.

Використовуючи основне рівняння газопроводів, після перетворень одержимо:

$$P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2 = cQ^2,$$

де $c = \dfrac{\lambda \Delta z T_{\text{сер}} L}{\left(1,64 \cdot 10^{-6}\right)^2 d^5}$ – коефіцієнт.

Якщо відомий коефіцієнт c, то легко будуємо характеристику, за якою при відомій різниці квадратів тисків визначаємо продуктивність (рис. 4.8).

Але коефіцієнт c може бути визначений графоаналітичним методом. Рівняння характеристики може бути приведене до вигляду $\dfrac{P_{\text{п}}{}^2 - P_{\text{к}}{}^2}{Q} = cQ$.

Це є рівняння прямої лінії, що проходить через початок координат. Її кутовий коефіцієнт буде шуканим коефіцієнтом у рівнянні характеристики. Для його визначення досить мати одну точку, що характеризує режим газопроводу.

Якщо газопровід складається з декількох КС і декількох лінійних ділянок, то пропускна здатність його як системи визначиться як пропускна здатність кожної з ділянок. Однак пропускна здатність різних ділянок може бути різною.

Для її визначення можна використовувати будь-який з наведених методів. Пропускна здатність газопроводу в такому випадку визначиться мінімальною пропускною здатністю з усіх визначених для кожної ділянки. Ділянку, якій вона відповідає, називають лімітуючою. Для лімітуючої ділянки, тиск на початку буде максимально припустимим, а на кінці – мінімально можливим,

тобто лімітуюча ділянка цілком завантажена. Всі інші ділянки завантажені не повністю, тобто якщо для них початковий тиск максимально припустимий, то кінцевий – вищий за мінімально можливий, і навпаки, при мінімально можливому кінцевому тиску початковий менший за максимально припустимий. Очевидно, що більш економічним є режим, коли на початку ділянки є максимально припустимий тиск. У цьому випадку газопровід працює під підвищеним тиском, що призводить до зменшення лінійних швидкостей газу і, отже, до зменшення гідравлічних втрат. У такому випадку для кожної ділянки потрібно визначити кінцевий тиск.

Якщо відома продуктивність (а вона дорівнює пропускній здатності лімітуючої ділянки), то для визначення кінцевого тиску можна використовувати основне рівняння газопроводів, звідки

$$P_{\text{к}} = \sqrt{P_{\text{н}}^2 - \frac{\lambda \Delta z T L Q_{\lim}^2}{(0,326 \cdot 10^{-6})^2 d^5}}.$$

Однак безпосередній розрахунок у цьому випадку неможливий, оскільки коефіцієнт стисливості газу залежить від середнього тиску, що, у свою чергу, визначається через кінцевий. Тому розрахунок проводять у такій послідовності.

1. Визначають число Рейнольдса:

$$\text{Re} = 1,81 \cdot 10^3 \frac{Q_{\lim} \Delta}{d \eta}.$$

2. Знаходять коефіцієнт гідравлічного опору

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2k_{\text{е}}}{d} \right)^{0,2}.$$

3. Розраховують середню температуру:

$$T_{\text{сер}} = T_0 + (T_{\text{п}} - T_0) \frac{1 - e^{-aL}}{aL}.$$

4. У початковому наближенні задають значення кінцевого тиску:

$$P_{\text{к}}^{(s=0)} = P_{\min}.$$

5. Визначають середній тиск:

$$P_{\text{сер}} = \frac{2}{3} \left(P_{\text{п}} + \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{п}} + P_{\text{к}}} \right).$$

6. Знаходять коефіцієнт стисливості газу при середніх параметрах:

$$z = 1 - 5,5 \cdot 10^5 \frac{P_{\text{сер}} \Delta^{1,3}}{T_{\text{сер}}^{3,3}}.$$

7. Уточнюють кінцевий тиск:

$$P_{\text{к}}^{(s=1)} = \sqrt{P_{\text{п}}^2 - \frac{\lambda \Delta z T L Q_{\lim}^2}{(0,326 \cdot 10^{-6})^2 d^5}}.$$

8. Якщо $\left| P_{\text{к}}^{(i)} - P_{\text{к}}^{(i-1)} \right| < \varepsilon$ (ε – точність розрахунку), то розрахунок закінчують; в іншому випадку приймають $P_{\text{к}}^{(i+1)} = P_{\text{к}}^{(i)}$ і повертаються до пункту 5.

Складними називаються газопроводи зі шляховими відборами газу, газопроводи змінного діаметра, а також газопроводи з пересіченим профілем траси.

Газопроводи зі шляховими відборами газу. Шляхові відбори газу поділяються на відбори на власні потреби, малі і великі відбори.

Газ на власні потреби: на КС для приводу турбін і опалення містечка. Відбір на власні потреби враховується тільки при дуже довгих газопроводах.

Малі і великі відбори газу відрізняються тим, що при малих відборах діаметр магістралі в точці відбору не змінюється, а при великих відборах діаметр магістралі в точці відбору зменшується хоча б на один стандарт.

При проектуванні газопроводів з відборами для розрахунку магістралі користуються графоаналітичним методом.

Нехай є газопровід з зосередженими шляховими відборами газу (рис. 3.9).

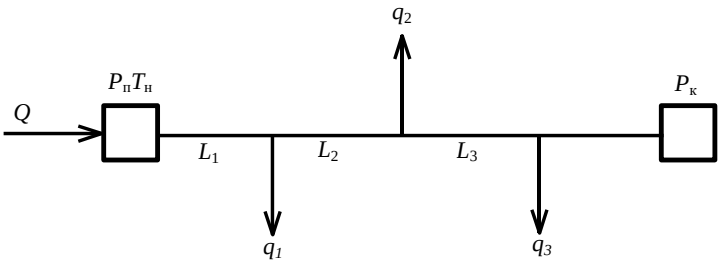


Рисунок 4.9. - Газопровід зі шляховими відборами

Відомими вважаються довжини ділянок L_1, L_2, L_3, властивості газу і тиску на початку і кінці. Метою розрахунку є визначення діаметра газопроводу на кожній з ділянок.

Для визначення діаметра використовуємо основне рівняння газопроводу, записане для зони шорстких труб турбулентного режиму:

$$Q = 1,64 \cdot 10^{-6} d^{2,6} \sqrt{\frac{P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\Delta z T_{\text{сер}} L}}.$$

У практичному розрахунку приймають $T_{\text{сер}}$ і $P_{\text{сер}}$ однаковими для всіх ділянок між відборами:

$$T_{\text{сер}} = \frac{1}{3} T_{\text{п}} + \frac{2}{3} T_0,$$

$$P_{\text{сер}} = \frac{2}{3}\left(P_{\text{п}} + \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{п}} + P_{\text{к}}} \right).$$

Продуктивність на кожній ділянці між відборами:

$$Q_1 = Q,$$

$$Q_2 = Q - q_1,$$

$$Q_3 = Q - q_1 - q_2,$$

Тоді діаметр кожної з ділянок між відборами може бути знайдений із залежності:

$$d = \left(\frac{Q}{1,64 \cdot 10^{-6} \sqrt{\frac{P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\Delta z T_{\text{сер}} L}}} \right)^{\frac{1}{2,6}} \qquad (4.17)$$

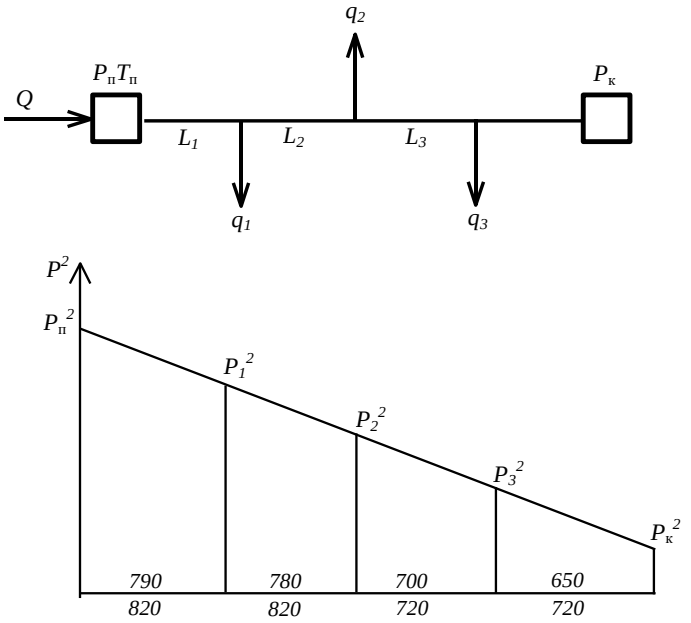


Рисунок 4.10 - Розрахункова схема газопроводу з відборами

Однак, щоб скористатися (4.17), необхідно знати тиски в точках відборів. З цією метою будують лінію падіння квадратів тиску, припускаючи, що всі відбори закриті, і за графіком визначають шукані величини (рис. 4.10).

Визначивши діаметр першої ділянки, округляємо його до найближчого стандарту. Якщо до і після відбору розрахункові діаметри округляються до однакових стандартних, то відбір вважається малим і магістраль виконується з труб постійного діаметра. У противному випадку відбір вважається великим, і діаметр магістралі в точці відбору стрибком зменшується хоча б на один стандарт.

Наприклад, розрахуємо діаметр для другої ділянки. На другій ділянці діаметр буде меншим, ніж на першій. Якщо він округляється до того ж стандартного діаметра, що і на першій, то перший відбір вважають малим, а ділянки 1 і 2 проектують однакового діаметра.

Аналогічно поступаємо з іншими ділянками. Якщо стандартний діаметр менший, ніж у попередньої, то відбір вважаємо великим.

Надалі ведеться уточнений розрахунок магістралі, що полягає у визначенні тиску і температур у кожній точці відбору і пропускної здатності магістралі.

Запишемо для кожної з ділянок основне рівняння газопроводу:

$$Q = 0,326 \cdot 10^{-6} d_1^{2,5} \sqrt{\frac{P_п^2 - P_1^2}{\lambda_1 \Delta z_1 T_{сер,1} L_1}} .$$

$$Q - q_1 = 0,326 \cdot 10^{-6} d_2^{2,5} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\lambda_2 \Delta z_2 T_{сер,2} L_2}} ,$$

і т.д.

$$Q - q_1 - ... - q_n = 0,326 \cdot 10^{-6} d_{n+1}^{2,5} \sqrt{\frac{P_п^2 - P_к^2}{\lambda_{n+1} \Delta z_{n+1} T_{сер,n+1} L_{n+1}}}$$

для *n-го* відбору, де $\bar{q}_i = \frac{q_i}{Q}$ – відносний шляховий відбір.

Всі отримані рівняння розв'яжемо стосовно різниці квадратів тисків і потім почленно складемо. Одержимо

$$P_{\text{п}}^2 - P_1^2 = \frac{\lambda_1 \Delta z_1 T_{\text{сер},1} L_1}{\left(0,326 \cdot 10^{-6}\right)^2 d_1^5} Q^2 ,$$

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{\lambda_2 \Delta z_2 T_{\text{сер},2} L_2}{\left(0,326 \cdot 10^{-6}\right)^2 d_2^5} Q^2 \left(1 - \frac{q_1}{Q}\right)^2 ,$$

$$P_{\text{п}-1}^2 - P_{\text{п}}^2 = \frac{\lambda_n \Delta z_n T_{\text{сер},n} L_n}{\left(0,326 \cdot 10^{-6}\right)^2 d_n^5} Q^2 \left(1 - \sum_{i=1}^{n-1} \frac{q_i}{Q}\right)^2 ,$$

$$P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2 = \frac{\lambda_{n+1} \Delta z_{n+1} T_{\text{сер},n+1} L_{n+1}}{\left(0,326 \cdot 10^{-6}\right)^2 d_{n+1}^5} Q^2 \left(1 - \sum_{i=1}^{n} \frac{q_i}{Q}\right)^2 ,$$

$$P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2 = \frac{\Delta Q^2}{\left(0,326 \cdot 10^{-6}\right)^2} \left[\frac{\lambda_1 z_1 T_{\text{сер},1} L_1}{d_1^5} Q^2 + \frac{\lambda_2 z_2 T_{\text{сер},2} L_2}{d_2^5} \left(1 - \bar{q}_1\right)^2 + \ldots + \right.$$

$$\left. + \frac{\lambda_{n+1} z_{n+1} T_{\text{сер},n+1} L_{n+1}}{d_{n+1}^5} \left(1 - \sum_{i=1}^{n} \bar{q}_i\right)^2 \right],$$

$$P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2 = \frac{\Delta Q^2}{\left(0,326 \cdot 10^{-6}\right)^2} \cdot \sum_{i=1}^{n} \frac{\lambda_i z_i T_{\text{сер},i} L_i}{d_i^5} \left(1 - \sum_{j=0}^{i} \bar{q}_j\right)^2 .$$

З цієї формули визначимо пропускну здатність:

$$Q = 0,326 \cdot 10^{-6} \sqrt{\frac{P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\Delta \sum_{i=1}^{n} \frac{\lambda_i z_i T_{\text{сер},i} L_i}{d_i^5} \left(1 - \sum_{j=0}^{i} \bar{q}_j\right)^2}} . \qquad (4.18)$$

Прямим розрахунком реалізувати (4.18) не виявляється можливим, тому використовуємо метод послідовних наближень.

1. У початковому наближенні задаємо значення пропускної здатності $Q = Q(0)$.

2. Середні параметри $T_{\text{сер},i}$ і $P_{\text{сер},i}$ приймаємо однаковими для всіх ділянок і беремо з попереднього проектного розрахунку z_i .

3. Вважаємо відомими діаметри і довжини. Визначаємо числа Рейнольдса:

$$\text{Re}_i = 1,81 \cdot 10^3 \frac{Q\left(1 - \sum_{j=0}^{i} \bar{q}_j\right)\Delta}{d_i \eta} .$$

4. Знаходимо коефіцієнт гідравлічного опору λ на кожній ділянці:

$$\lambda_i = 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}_i} + \frac{2k_{\text{е}}}{d_i}\right)^{0,2} .$$

5. Знаходимо температуру на кінці кожної ділянки:

$$T_{\text{к},i} = T_0 + (T_{\text{н},i} - T_0) e^{-a_i L_i} ,$$

де $a_i = \dfrac{62,6 \cdot 10^{-6} k_i D_i}{Q\left(1 - \sum_{j=0}^{i} \bar{q}_j\right)\Delta \text{C}_\text{P}}$,

$$T_{\text{к},1} = T_{\text{н}} \text{ , а } T_{\text{к},i+1} = T_{\text{к},i} .$$

6. Знаходимо тиск на кінці кожної ділянки:

$$P_{\text{к},i} = \sqrt{P_{\text{п},i}^2 - \frac{\lambda_i \Delta z_i T_{\text{сер},i} L_i}{\left(0,326 \cdot 10^{-6}\right)^2 d_i^5} \cdot Q^2 \left(1 - \sum_{j=0}^{i} \bar{q}_j\right)^2} .$$

Вважаємо, що кінцевий тиск на попередній ділянці дорівнює початковому на наступній ділянці , тобто $P_{\text{к},1} = P_{\text{п},i+1}$.

7. Визначаємо середні тиски і температури для кожної з ділянок і по них розраховуємо коефіцієнт стисливості газу:

$$P_{\text{сер},i} = \frac{2}{3}\left(P_{\text{п},i} + \frac{P_{\text{к},i}^2}{P_{\text{п},i} + P_{\text{к},i}}\right),$$

$$T_{\text{сер},i} = T_0 + \frac{(T_{\text{п},i} - T_{\text{к},i})}{\ln \dfrac{T_{\text{п},i} - T_0}{T_{\text{к},i} - T_0}},$$

$$z_i = 1 - 5,5 \cdot 10^5 \frac{P_{\text{сер},i} \Delta^{1,3}}{T_{\text{сер},i}^{3,3}} .$$

8. Уточнюємо пропускну здатність

$$Q_{(1)} = 0,326 \cdot 10^{-6} \sqrt{\frac{P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\Delta \sum_{i=1}^{n} \frac{\lambda_i z_i T_{\text{сер},i} L_i}{d_i^5} \left(1 - \sum_{j=0}^{i} \bar{q}_j\right)^2}} .$$

9. Якщо виконується умова $|Q_i - Q_{i-1}| < \varepsilon$ (де $\varepsilon =$ точність розрахунку), то розрахунок закінчуємо, в іншому випадку продовжують з пункту 3, приймаючи $Q = Q_{(1)}$.

Розрахунок газопроводу змінного діаметра. Газопроводи змінного діаметра і багатониткові газопроводи розраховуються методом еквівалентного діаметра.

Еквівалентним газопроводом деякої складної системи, що складається з рівнобіжних ниток різних діаметрів і вставок, називається такий простий газопровід, що має ту ж загальну довжину, що і система, і при однакових параметрах перекачування має однакову з системою продуктивність (рис. 4.11).

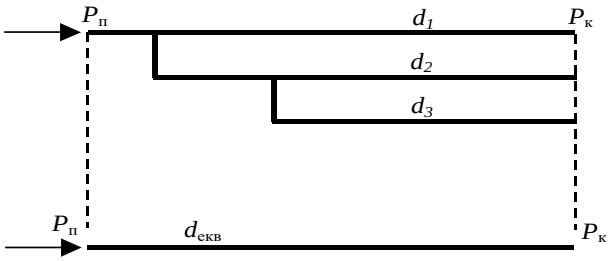


Рисунок 4.11 - Еквівалентний газопровід

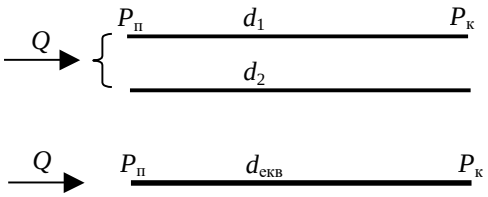
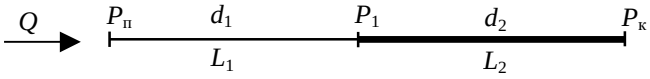


Рисунок 4.12. - Паралельне з’єднання газопроводів



Рисуеок. 4.13 - Послідовне з’єднання газопроводів

Внутрішній діаметр цього еквівалентного газопроводу позначається як $d_{екв}$ і називається еквівалентним діаметром. Таким чином, щоб розрахувати пропускну здатність системи необхідно визначити $d_{екв}$.

Щоб одержати загальну формулу для еквівалентного діаметра, необхідно розглянути послідовне і паралельне з’єднання газопроводів.

Розглянемо паралельне з’єднання газопроводів (рис.4.12).

Матеріальний баланс системи виразиться рівністю

$$Q = Q_1 + Q_2 ,$$

де Q_1, Q_2 – витрати газу відповідно по 1-й та 2-й нитці.

Зробимо припущення, що в першій і другій нитці системи та в еквівалентному газопроводі рух відбувається в зоні шорстких труб турбулентного режиму. Тоді

$$Q = 1,64 \cdot 10^{-6} d_1^{2,6} \sqrt{\frac{P_п^2 - P_к^2}{\Delta z T L}} + 1,64 \cdot 10^{-6} d_2^{2,6} \sqrt{\frac{P_п^2 - P_к^2}{\Delta z T L}} \ .$$

Замінимо систему еквівалентним газопроводом і для нього запишемо:

$$Q = 1,64 \cdot 10^{-6} d_{екв}^{2,6} \sqrt{\frac{P_п^2 - P_к^2}{\Delta z T L}} .$$

Складаючи отримані рівняння знайдемо формулу визначення $d_{екв}$ при послідовному з’єднанні:

$$d_{екв}^{2,6} = d_1^{2,6} + d_2^{2,6} .$$

Розглянемо послідовне з’єднання газопроводів (рис. 4.13).

У цьому випадку витрати газу однакові на першій і другій ділянках:

$$Q = Q_1 = Q_2 .$$

Продуктивність першої ділянки:

$$Q_1 = 1,64 \cdot 10^{-6} d_1^{2,6} \sqrt{\frac{P_п^2 - P_1^2}{\Delta z T L_1}} .$$

Продуктивність другої ділянки:

$$Q_2 = 1,64 \cdot 10^{-6} d_1^{2,6} \sqrt{\frac{P_п^2 - P_1^2}{\Delta z T L_1}} .$$

Очевидно, що

$$Q = 1,64 \cdot 10^{-6} d_1^{2,6} \sqrt{\frac{P_{\text{п}}^2 - P_1^2}{\Delta z T L_1}} = 1,64 \cdot 10^{-6} d_2^{2,6} \sqrt{\frac{P_1^2 - P_{\text{к}}^2}{\Delta z T L_2}} .$$

Вирішимо рівняння щодо різниці квадратів і складемо:

$$P_{\text{п}}^2 - P_1^2 = \frac{Q^2 \Delta z T L_1}{\left(1,64 \cdot 10^{-6}\right)^2 d_1^{5,2}},$$

$$P_1^2 - P_{\text{к}}^2 = \frac{Q^2 \Delta z T L_2}{\left(1,64 \cdot 10^{-6}\right)^2 d_2^{5,2}},$$

$$P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2 = \frac{Q^2 \Delta z T}{\left(1,64 \cdot 10^{-6}\right)^2} \left(\frac{L_1}{d_1^{5,2}} + \frac{L_2}{d_2^{5,2}} \right).$$

Для еквівалентного газопроводу

$$Q = 1,64 \cdot 10^{-6} d_{\text{екв}}^{2,6} \sqrt{\frac{P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\Delta z T \left(L_1 + L_2\right)}} .$$

Звідки

$$P_{\text{п}}^2 - P_{\text{к}}^2 = \frac{Q^2 \Delta z T}{\left(1,64 \cdot 10^{-6}\right)^2} \cdot \frac{\left(L_1 + L_2\right)}{d_{\text{екв}}^{5,2}} .$$

Складаючи отримані рівняння, знайдемо формулу визначення $d_{\text{екв}}$ при послідовному з’єднанні:

$$\frac{L_1 + L_2}{d_{\text{екв}}^{5,2}} = \frac{L_1}{d_1^{5,2}} + \frac{L_2}{d_2^{5,2}} .$$

Отримані формули дають можливість розрахувати еквівалентний діаметр складної системи довільної конфігурації.

РОЗДІЛ 5. МЕТОДИ ПОБУДОВИ МОДЕЛЕЙ РЕЖИМІВ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

5.1 Організація збору та вид статистичної інформації для магістральних газопроводів.

Відповідно до прийнятої в галузі структурою експлуатації МГ застосовується триступенева система диспетчеризації, яка поділяється на службу центрального, головного та районного диспетчерів. Обєднання диспетчерського управління ПАТ «Укртрансгаз» має зв'язок з усіма виробничими об'єднаннями, головний диспетчер виробничого об'єднання має зв'язок з усіма компресорними станціями лінійно- виробничих управлінь, а районний диспетчер має зв'язок з усіма ГРС та іншими технологічними об'єктами на трасі ЛВУМГ .

Роботу всіх споруд і технологічного устаткування МГ контролює центральний диспетчер. Центральний диспетчер отримує інформацію про режим роботи всього газопроводу. У центральне диспетчерське управління передається наступна інформація:

- кількість газу, що надійшло в дане об'єднання, переданого в інші об'єднання, закачаного, що відбирається і знаходиться в ПСГ, поданого на експорт;
- тиск газу в вузлових точках системи газопроводів ;
- параметри по КС магістральних газопроводів.

У центральний диспетчерський пункт об'єднання передається інформація про тиск газу на вході і виході кожної КС; тиск і кількість газу в кінці газопроводу; тиск і витрата газу при закачуванні і відборі з газосховища, також передається інформація про число працюючих і непрацюючих газоперекачувальних агрегатів по кожній КС і аварійний сигнал з кожної КС.

Для задач оперативного управління МГ важливо знати похибки вимірювання диспетчерської інформації, вони визначаються класом вимірювальної приладів.

В даний час тиск газу в трубопроводі вимірюють пружинними манометрами типу ОБМ2 - 160 класу точності 2,5 % і 0БМ2 -160 класу точності 1,5 %. Принцип дії їх заснований на використанні залежності між пружною деформацією чутливого елемента і вимірюваним тиском. Шкали цих приладів вибираються з таким розрахунком, щоб максимальний робочий тиск знаходився в межах 30-70 % від номінального значення шкали при плавно змінюючому навантаженні і 30-50 % при різких коливаннях. Манометри ОБМ встановлюються безпосередньо на трубопроводах. Якщо необхідний безперервний контроль за вихідним і вхідним тиском на ГРС, то в цьому випадку використовуються самописні манометри МТС класу точності 1,0.

Для вимірювання витрати газу в МГ використовуються диференціальні манометри, які вимірюють перепад тиску до і після спеціального встановленого в трубі місцевого опору. При вимірюванні витрат за методом змінного перепаду тиску виконується розрахунок і вибір дросельного органу. До дросельного органу ставляться нормальні діафрагми, сопло, трубка Вінтурі і трубка Піто. Найбільше застосування в промисловості і газовій галузі отримали діафрагми, які по конструкції представляють собою плоскі диски з концентричним отвором між фланцями трубопроводу. Звужуючі пристрої з'єднуються з дифманометрами за допомогою імпульсних трубок з допоміжними пристроями (вентилями, розділюючими судинами, останні використовуються для роботи в агресивному середовищі).

На МГ найбільше застосування отримали мембранні дифманометри ДМПК - 100 і сильфонні ДСС -734 .

Дифманометри типу ДМПК - мембранні, компенсаційні, первинні безшкальні прилади. Вони призначені для неперіривного вимірювання перепаду тиску і перетворення його в тиск стислого повітря або газу в межах (0,02 - 0,1) МПа .

Основна похибка ДМПК-100 не перевищує 1% від робочого тиску повітря (газу) дистанційної передачі. Використання дифманометра ДМПК - 100 із інтегральним

компенсаційним пневматичним приводом ПІк-1 дозволяє виміряти сумарні витрати газу за будь-який відрізок часу на шестирозрядному лічильнику.

Сифонні дифманометри ДСС призначені для нерірномірного вимірювання перепаду тиску газів, рідин і парів. ДСС -710 записує перепад тиску з приводом від годинникового механізму, ДСС-734 записує тиск і перепад тиску, привід годиниковий, завідний механізм призначено на сім діб. Клас точності дифманометр 1,0 і 1,5, а клас точності манометричної частини 1,0 .

5.2. Аналітичні моделі режимів газотранспортних систем

Характеристикою лінійної ділянки магістрального газопроводу будемо вважати математичну залежність між квадратами тисків на її кінцях і витратою газу газопроводом. За аналогією характеристика компресорної станції представляється як залежність між тисками на виході і вході (ступенем підвищення тиску) і її об'ємною продуктивністю. Тому задача визначення пропускної здатності системи «компресорна станція – лінійна ділянка» зводиться до суміщення їх характеристик.

Однак, за наявності декількох компресорних станцій і відповідно декількох лінійних ділянок із різними характеристиками задача суттєво ускладнюється

Для умов стаціонарного процесу руху газу в трубопроводі тиски на кінцях лінійної ділянки зв'язані з її пропускною здатністю основним рівнянням газопроводів

$$Q = 0.326 \cdot 10^{-6} \cdot d_i^{2.5} \cdot \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\lambda_i \Delta z T_{cp} L_i}}$$

де P_H, P_K - тиск на початку і в кінці ділянки довжиною L; - коефіцієнт гідравлічного опору; T_{cp}, Z - середня температура та коефіцієнт стисливості.

Коефіцієнт гідравлічного опору є функцією технічного стану трубопроводу (еквівалентна шорсткість труб K_l) і режиму (критерій Рейнольдса Re_i)

$$\lambda_i = 0.067\left(\frac{158}{\mathrm{Re}_i} + \frac{2K_l}{d_i}\right)^{0.2} \tag{5.2}$$

Критерій Рейнольдса залежить від витрати газу Q_Δ

$$\mathrm{Re}_i = 1.81 \cdot 10^3 \frac{Q_\Delta}{d_i \eta} \tag{5.3}$$

На основі (5.1) характеристика лінійної ділянки представляється у вигляді

$$P_{Hj} - P_{Kj} = c_j Q^2 \tag{5.4}$$

де $c_j = \dfrac{\lambda_i \Delta z T_j L_j}{\left(0.326 \cdot 10^{-6} d_j^{2.5}\right)^2}$;

j - номер ділянки.

Коефіцієнт c_j в (5.4) в загальному випадку залежить від витрати газу Q, тому це рівняння не є характеристикою ділянки газопроводу. Ця залежність випадає тільки в зоні шорстких труб турбулентного режиму, де коефіцієнт гідравлічного опору не залежить від критерію Рейнольдса. В інших випадках для побудови характеристики лінійної ділянки у формі (5.4) слід застосовувати метод ітерацій, вважаючи початковим наближенням рух газу в зоні шорстких труб турбулентного режиму.

Якщо лінійна частина складної газотранспортної системи складається з кінцевого числа паралельних ниток, з'єднаних перемичками, лупінгів і вставок, то задача може бути зведена до простого однониткового газопроводу методом еквівалентного діаметру. Такий варіант розрахунку та побудови характеристик лінійної частини можна розглядати як початкове наближення ітераційного процесу. Надалі еквівалентний діаметр газотранспортної системи довільної складності може бути визначений на основі системи рекурентних рівнянь:

- для паралельного з'єднання трубопроводів:

$$d_{e_M}^{2,6} = \sum_{i=1}^{n} d_i^{2,6}, \tag{5.5}$$

- для послідовного з'єднання трубопроводу

$$\frac{L}{d_{e_s}^{5,2}} = \sum_{i=1}^{n} \frac{L_i}{d_i^{5,2}} \tag{5.6}$$

де d_i, L_i - внутрішній діаметр і довжина *i*-того простого газопроводу, що входить до складу ГТС.

Однак, залежності (5.5) і (5.6) строго справедливі тільки в зоні шорстких труб турбулентного режиму, де коефіцієнт гідравлічного опору не залежить від критерію Рейнольдса. Тому їх можна використати тільки в якості початкового наближення. Надалі слід встановити розподіл витрати між паралельними нитками складної системи

$$\frac{Q_i}{Q_{i+1}} = \frac{d_i^{2,5}\sqrt{\lambda_{i+1}}}{d_{i+1}^{2,5}\sqrt{\lambda_i}} \tag{5.7}$$

Для кожної нитки визначається ітераційним методом число Рейнольдса за (5.3) і коефіцієнт гідравлічного опору за (5.2).

Характеристика компресорної станції визначається характеристиками газоперекачувальних агрегатів і схеми їх роботи.

Найбільш поширеною моделлю характеристики відцентрового ГПА є двочленна модель [2,10]

$$\varepsilon^2 = a - bQ_b^2 \tag{5.8}$$

де ε - ступінь стиску ГПА; Q_b - об'ємна продуктивність ГПА за умов входу; a,b - апроксимаційні коефіцієнти як параметри моделювання графічного вигляду характеристики.

Для кожного з значень зведених обертів ротора нагнітача визначено числові значення коефіцієнтів a,b, які наведені в таблиці 5.1

Таблиця 5.1 – числові значення апроксимаційних коефіцієнтів

Зведені оберти	*a*	10^5 *b*
0,8	2,3493	0,8213
0,85	2,6668	1,041
0,9	2,919	1,2143
0,95	3,1776	1,3564
1,0	3,3963	1,4500
1,05	3,7168	1,6412
1,1	4,036	1,9657

За даними таблиці 5.1 побудовано графічні залежності коефіцієнтів апроксимації від швидкості обертання ротора нагнітача, які подано на рис. 5.1.

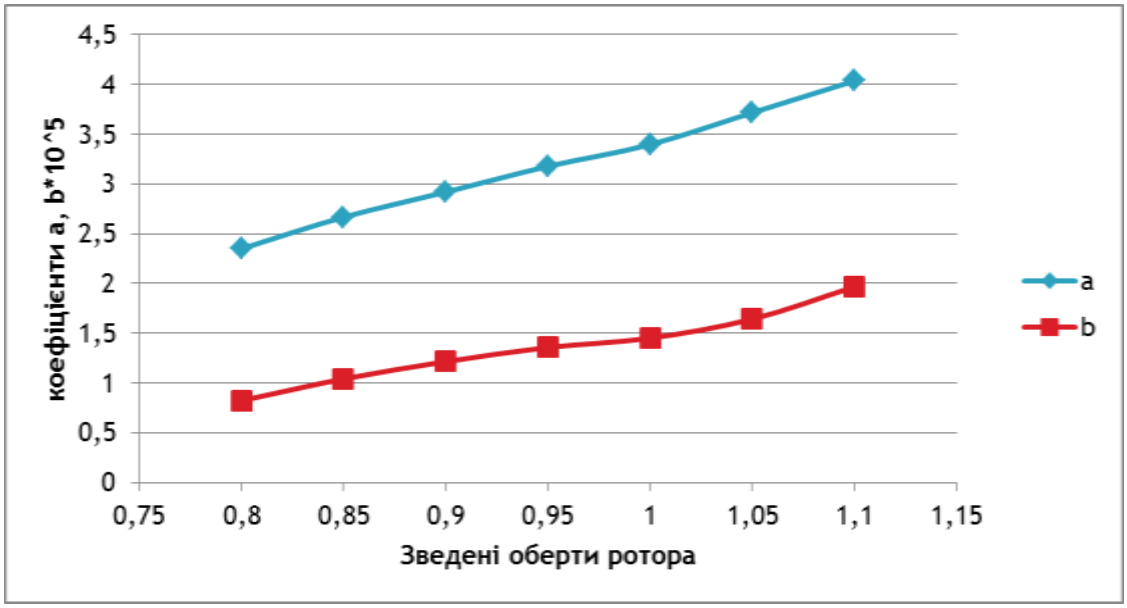


Рисунок 5.1 – Залежність апроксимаційних коефіцієнтів від швидкості обертання ротора нагнітача

Як видно з графіків, залежності апроксимаційних коефіцієнтів від швидкості обертання ротора нагнітача близькі до лінійних і можуть бути виражені залежностями.

$$a = \alpha + \beta\bar{n}; \qquad b = \gamma + \theta\bar{n}, \tag{5.9}$$

де $\bar{n}$ - відносна швидкість обертання роторів нагнітача; $\alpha, \beta, \gamma, \theta$ - сталі коефіцієнти.

При сумісній роботі двох різнотипних нагнітачів їх характеристику доцільно представити у вигляді

$$\varepsilon^2 = A - B\,Q_b^2 \tag{5.10}$$

де A, B - коефіцієнти характеристики сумісної роботи нагнітачів, Q_b - об'ємна продуктивність системи за умов всмоктування.

Для визначення коефіцієнтів A, B за відомими значеннями коефіцієнтів a, b в характеристиці нагнітача розглянемо схему послідовної та паралельної роботи агрегатів.

Паралельне з'єднання двох газоперекачувальних агрегатів. Розглянемо паралельну роботу двох різних агрегатів

Нехай характеристики нагнітачів задані рівняннями

$$\varepsilon_1^2 = a_1 - b_1 Q_1^2,$$

$$\varepsilon_2^2 = a_2 - b_2 Q_2^2,$$

де ε_1 і ε_2 ступінь стиску першого і другого агрегатів відповідно; a_1, b_1 і a_2, b_2 коефіцієнти.

За паралельною схемою можуть працювати апарати з близькими характеристиками.

Характеристику паралельного з’єднання двох машин представимо у вигляді:

$$\varepsilon^2 = A - BQ^2 .$$

Знайдемо коефіцієнти A і B через відомі нам коефіцієнти a_1, b_1 і a_2, b_2.

Максимальної продуктивності обидва агрегати досягають, якщо ступінь стиску кожного з них дорівнює одиниці (рис. 5.2).

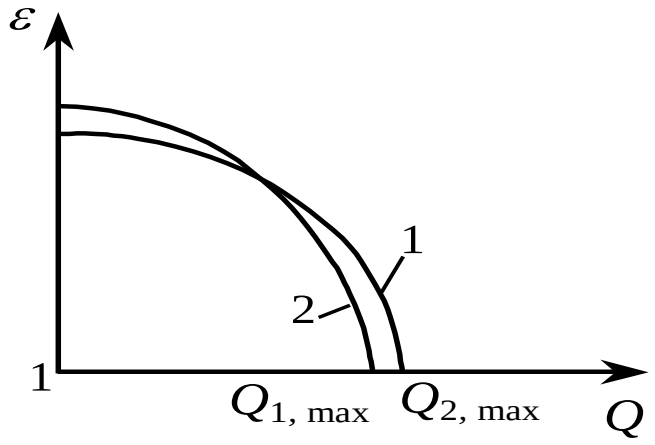


Рисунок 5.2 – Максимальна продуктивність паралельно працюючих агрегатів

Знайдемо $Q_{1,\max}$, підставляючи $\varepsilon_1 = 1$:

$$Q_{1,\max} = \sqrt{\frac{a_1 - 1}{b_1}} .$$

У такий же спосіб одержимо формулу для $Q_{2,\max}$:

$$Q_{2,\max} = \sqrt{\frac{a_2 - 1}{b_2}} .$$

Якщо $\varepsilon_1 = 1$ і $\varepsilon_2 = 1$, то і ε групи дорівнює 1.

$$1 = A - B\left(Q_{1,\max} - Q_{2,\max}\right)^2 ,$$

$$1 = A - B\left(\sqrt{\frac{a_1 - 1}{b_1}} - \sqrt{\frac{a_2 - 1}{b_2}}\right)^2 .$$

$$B = \frac{A - 1}{\left(\sqrt{\frac{a_1 - 1}{b_1}} - \sqrt{\frac{a_2 - 1}{b_2}}\right)^2} .$$

При паралельній роботі двох нагнітачів $P_{\text{вх}} = P_{\text{вих}}$. Отже $\varepsilon_1 = \varepsilon_2$. Це означає, що:

$$a_1 - b_1 Q_1^2 = a_2 - b_2 Q_2^2 ,$$

$$Q_2 = \sqrt{\frac{a_2 - a_1}{b_2} + \frac{b_1}{b_2} Q_1^2} .$$

Запишемо характеристику як:

$$\varepsilon^2 = A - \frac{A-1}{\left(\sqrt{\frac{a_1-1}{b_1}} + \sqrt{\frac{a_2-1}{b_2}}\right)^2} \cdot \left(Q_1 + \sqrt{\frac{a_2-a_1}{b_2} + \frac{b_1}{b_2}Q_1^2}\right).$$

Звернемо увагу на такий нюанс: якщо $Q=0$, то $\varepsilon_1^2 = \varepsilon_2^2 = \varepsilon^2 = 0$:

$$a_1 = A - \frac{A-1}{\sqrt{\frac{a_1-1}{b_1}} + \sqrt{\frac{a_2-1}{b_2}}} \cdot \frac{a_2-a_1}{b_2},$$

після перетворень одержуємо *A*:

$$A = \frac{a_1 \cdot \left(\sqrt{\frac{a_1-1}{b_1}} + \sqrt{\frac{a_2-1}{b_2}}\right)^2 - \frac{a_2-a_1}{b_2}}{\sqrt{\frac{a_1-1}{b_1}} + \sqrt{\frac{a_2-1}{b_2}} - \frac{a_2-a_1}{b_2}}, \qquad (5.11)$$

$$B = \frac{a_1-1}{\left(\sqrt{\frac{a_1-1}{b_1}} + \sqrt{\frac{a_2-1}{b_2}}\right)^2 - \frac{a_2-a_1}{b_2}}.$$

Якщо агрегати однотипні, то формули спрощуються.

Якщо на станції працюють паралельно R однотипних агрегатів і в усіх $\varepsilon^2 = a - bQ^2$, то:

$$A = a,\ B = \frac{b}{R^2} \text{ і } \varepsilon^2 = a - \frac{b}{R^2}Q.$$

Послідовне з'єднання двох газоперекачувальних агрегатів. Розглянемо послідовну роботу двох різних газоперекачувальних агрегатів.

Параметри режиму кожного з нагнітачів

$$\varepsilon_1 = \frac{P_{н1}}{P_{в1}},$$

$$\varepsilon_2 = \frac{P_{н2}}{P_{в2}},$$

де $P_{в1}$ і $P_{в2}$ – тиск на вході першого і другого нагнітачів відповідно; $P_{н1}$ і $P_{н2}$ – тиск на першому і другому нагнітачах відповідно.

Ступінь стиску групи агрегатів ε:

$$\varepsilon = \frac{P_{н2}}{P_{в1}},$$

$$P_{н1} = P_{в2},$$

$$\varepsilon = \varepsilon_1 \cdot \varepsilon_2,$$

$$\varepsilon^2 = \varepsilon_1^2 \cdot \varepsilon_2^2 = \left(a_1 - b_1Q_1^2\right)\left(a_2 - b_2Q_2^2\right) = a_1a_2 - a_2b_1Q_1^2 - a_1b_2Q_2^2 + b_1b_2Q_1^2Q_2^2 =$$

$$= a_1a_2 - a_2b_1Q_1^2 - b_2Q_2^2\left(a_1 + b_1Q_1^2\right) = a_1a_2 - a_2b_1Q_1^2 - b_2Q_2^2\varepsilon_1^2. \qquad (5.12)$$

Q_2 виразимо через Q_1:

$$Q_2 = Q_1\frac{P_{в1}}{P_{в2}}\frac{T_{в2}}{T_{в1}},$$

оскільки $P_{в2} = P_{н1}$, $T_{в2} = T_{н1}$.

З рівняння політропи:

$$\frac{T_{н1}}{T_{в1}} = \left(\frac{P_{н1}}{P_{в1}}\right)^{\frac{m-1}{m}}$$

де m – показник політропи стиску

$$Q_2 = Q_1 \frac{1}{\varepsilon_1} \cdot \varepsilon_1^{\frac{m-1}{m}} = Q_1 \varepsilon_1^{\frac{m-1}{m}-1} = Q_1 \varepsilon_1^{-\frac{1}{m}}. \quad (5.13)$$

Підставивши у формулу (5.11) рівняння (5.12), одержимо:

$$\varepsilon^2 = a_1 a_2 - a_2 b_1 Q_1^2 - b_2 \varepsilon_1^2 Q_1^2 \varepsilon_1^{-\frac{2}{m}},$$

$$\varepsilon^2 = a_1 a_2 - \left(a_2 b_1 + b_2 \varepsilon_1^{-\frac{2(m-1)}{m}}\right) Q_1^2, \quad (5.14)$$

$\varepsilon_1 \approx 1,2 \frac{2(1,3-1)}{1,3} \approx 1,05$, і цим множником можна знехтувати.

Отже: $A = a_1 a_2$, а $B = a_2 b_1 + b_2$.

Отримані формули рекурентні, тому на їх основі можна побудувати характеристику для довільної схеми включення агрегатів.

5.3 Розробка математичної моделі прогнозування режимів роботи складних газотранспортних систем

Характеристика компресорної станції залежить від характеристик газоперекачувальних агрегатів, швидкості обертання їх роторів і технологічної схеми їх роботи.

На основі рекурентних формул (5.23) і (5.30) рівняння характеристики компресорної станції при довільному з'єднанні ГПА може бути представлене у вигляді

$$\varepsilon_j^2 = A_j - B_j Q_b^2, \quad (5.15)$$

де j - номер КС.

Рівняння (5.15) може бути представлене у виді

$$\left(\frac{P_{H_j}}{P_{B_j}}\right)^2 = A_j - B_j Q_в^2 \quad (5.16)$$

Або

$$P_{H_j}^2 = A_j P_{B\,j}^2 - B_j Q_в^2 P_{B_j}^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j Q_B^2 \frac{P_{B_j}}{P_{cm}} \frac{T_{cm}}{T_{B_j}} \frac{Z_{B_j}}{Z_{B_j}} \frac{T_{B_j} P_{cm}}{T_{cm}}$$

$$P_{H_j}^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j \frac{Z_{B_j} T_{B_j} P_{cm}}{T_{cm}} Q^2,$$

де $Q^2 = Q_B \frac{P_{B_j}}{P_{cm}} \frac{T_{cm}}{T_{Bj}} \frac{1}{Z_{Bj}}$ - продуктивність КС за стандартних умов P_{cm}, T_{cm}

Z_{B_j} - коефіцієнт стисливості газу за умов входу.

Позначимо

$$B_j \frac{Z_{Bj} T_{Bj} P_{cm}}{T_{cm}} = \bar{B}_j$$

Тоді отримаємо характеристику КС у вигляді

$$P_{H_j} = A_j P_{B_j} - \bar{B}_j Q^2 \tag{5.17}$$

Рівняння (5.4) і (5.17) представляють в аналогічній формі характеристики лінійних ділянок і компресорних станцій. Запишемо ці рівняння для кожної КС і кожної лінійної ділянки газотранспортної системи, вважаючи, що тиск P_{B_1} на вході в першу КС і тиск в кінці газопроводу відомі, а тиски $P_{k_j} = P_{B_{j+1}}$. У результаті отримаємо систему рівнянь із невідомою пропускною здатністю Q, для якої отримаємо розв'язок у вигляді

$$Q = \sqrt{\frac{\prod_{j=1}^{n} A_j P_{B_1}^2 - P_k^2}{\sum_{i=1}^{n} \prod_{j=1}^{n} A_{j+1} \left(\bar{B}_j + C_j \right)}} \tag{5.18}$$

Підставляючи одержане значення Q у систему рівнянь, побудованої на основі (5.4) і (5.17), записаних для кожної лінійної ділянки та кожної КС, отримаємо значення тисків на вході і виході кожної з працюючих КС. Однак, на вказану систему рівнянь слід накласти обмеження у вигляд граничних тисків

$$P_{H_j} \le P_{\max} \qquad P_{B_j} \ge P_{\min}, \tag{5.19}$$

де $P_{\max}$ - максимально можливий тиск з точки зору міцності трубопроводу;

$P_{\min}$ - мінімально допустимий тиск з точки зору нормальної роботи ГПА на КС.

Якщо на виході КС-j не виконується перша умова, то для зменшення тиску на виході КС слід понизити швидкість обертання роторів ГПА і знайти нові значення коефіцієнтів a і b в характеристиці нагнітача, що приведе до зміни характеристики КС-j в цілому.

Якщо на вході КС-k тиск менший мінімально допустимого, то слід збільшити швидкість обертання роторів нагнітачів на КС-k, що також призведе до зміни характеристики КС.

Після врахування обмежень за тисками на вході і виході КС повторно визначається пропускна здатність на основі (5.18). Ітераційний процес закінчується після досягнення рівності (з заданою точністю) пропускної здатності на ітераціях s і s_H. Таким чином визначається пропускна здатність газотранспортної системи. Якщо відома продуктивність кожної з працюючих КС (а також тиски на вході і виході) та швидкість обертання роторів ГПА, то можливо визначити потужність кожної з працюючих КС і газотранспортної системи в цілому.

Запропонована математична модель дозволяє розв'язати ряд практично важливих технологічних задач, пов'язаних із визначенням пропускної здатності системи в умовах неповного завантаження, регулювання режимів її роботи та визначенням параметрів.

Якщо з певної причини має місце відключення КС-j, то тиски на її виході і вході після досягнення стаціонарного режиму повинні бути рівними. Відповідно до (5.17) зупинка КС-j передбачає, що коефіцієнти $A_j = 1$ і $B_j = 0$. Таким чином, рівняння (5.18) дає змогу визначити пропускну здатність при відключенні певних компресорних станцій. Відключення КС-1

передбачає повну зупинку системи, оскільки тиск на вході КС-2 в такому випадку стане меншим мінімально допустимого.

Реалізація математичної моделі прогнозування режимів роботи складних газотранспортних систем проведена на основі розрахунків пропускної здатності та режиму роботи газопроводу «Союз» на ділянці, що проходить територією України, за умови закриття міжниткових перемичок із іншими газопроводами трансукраїнської газотранспортної системи. Розрахунок показав, що пропускна здатність газопроводу «Союз» за умови максимальної гідравлічної ефективності та при паспортних характеристиках газоперекачувальних агрегатів на ділянці Новопсков-Хуст складає 92,219 млн.м^3/добу. Надалі виконано розрахунки пропускної здатності газопроводу «Союз» при почерговому відключенні компресорних станцій, починаючи з КС-12 «Борова» і закінчуючи КС-22 «Хуст». Результати розрахунків у вигляді графіка приведено на рис. 5.3. Їх аналіз показує, що відключення КС «Борова», яка має №2 в системі, призводить до зниження пропускної здатності на величину 14,2% від номінальної.

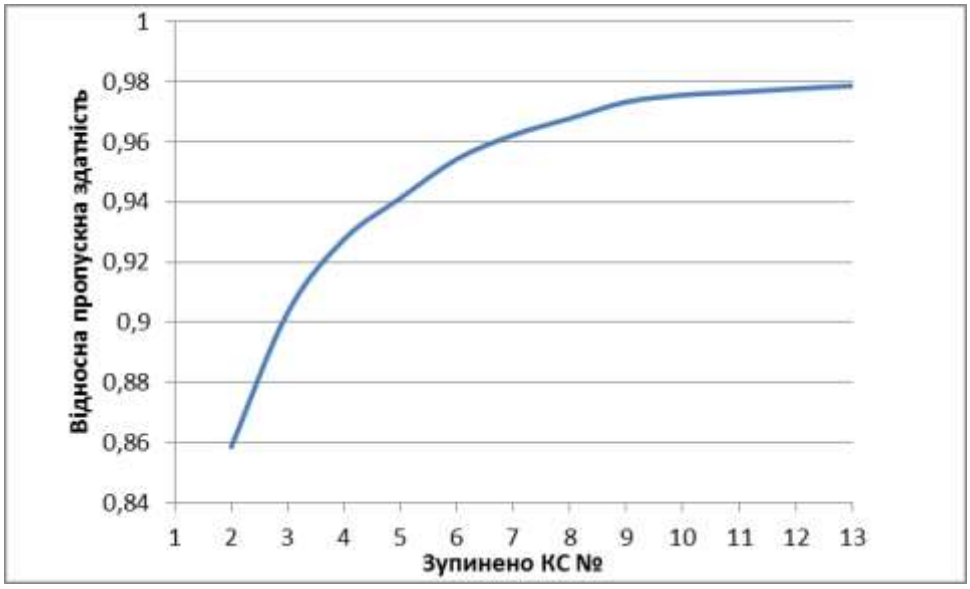


Рисунок 5.3 – Вплив відключення КС 2 на пропускну здатність системи

Відключення КС «Першотравнева» за №3 у системі призводить до зниження пропускної здатності системи на 9,7%, а відключення КС «Маківка»– № 4 в системі – знижує пропускну здатність на 7,2%. Відключення КС «Бар» за № 10 в системі і в подальшому КС «Гусятин», КС «Богородчани», КС «Хуст», спричиняє зниження пропускної здатності системи на величину в межах 2,5÷2,2%. Отже, зі зменшенням номера компресорної станції в газотранспортній системі її відключення більшою мірою впливає на ступінь зменшення пропускної здатності. Цей висновок допускає можливість регулювання режиму роботи газотранспортної системи, зокрема зменшення пропускної здатності шляхом відключення окремих компресорних станцій за умови неповного завантаження ГТС.

На рис. 5.4 наведено результати розрахунків регулювання продуктивності системи шляхом зміни швидкості обертання роторів нагнітачів на компресорних станціях системи КС-1 «Новопсков», КС-2 «Борова» і КС-3 «Першотравнева». У розрахунках зміна швидкості обертання ротора нагнітача призведе до зміни величини коефіцієнтів A_j і B_j у залежностях (11) і (12). Результати розрахунків показують. що зміна відносної швидкості обертання ротора нагнітачів на КС «Новопсков» у межах 1.0÷0.8 зумовлює зменшення пропускної здатності системи на 7,2%. Аналогічна зміна відносної швидкості обертання ротора нагнітачів на КС «Борова» спричиняє зменшення пропускної здатності на 6,4%, а на КС «Першотравнева» - на 5,6%. Отже, ефективність регулювання режиму роботи газотранспортної системи шляхом зміни

швидкості обертання роторів нагнітача тим вища, чим ближче до початку системи знаходиться компресорна станція.

Запропонована математична модель дозволяє прогнозувати режим роботи газотранспортної системи зі шляховими відборами (підкачками) газу, наприклад, у комплексі з підземними сховищами газу. Якщо на вході КС-j здійснюється відбір газу з витратою q, то характеристика станції має вигляд

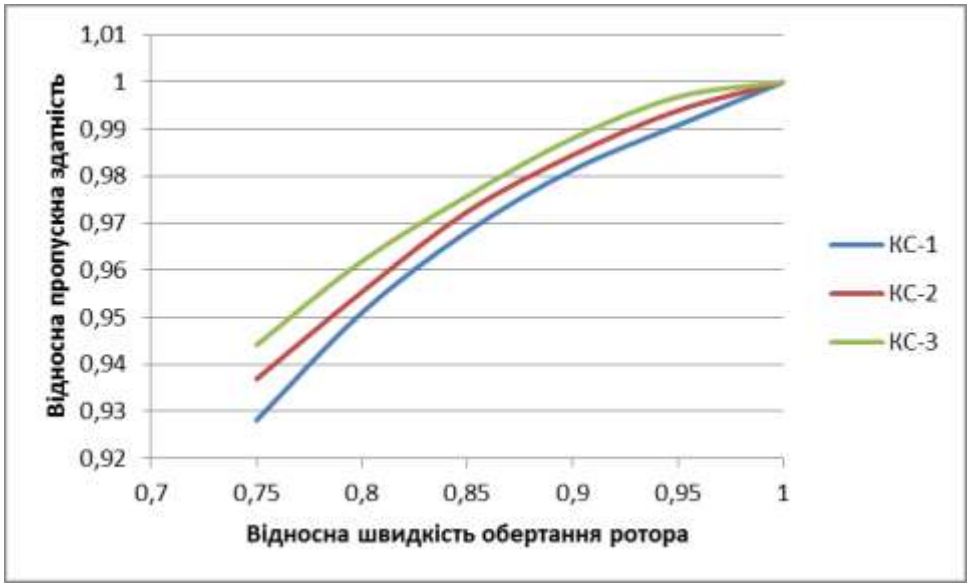


Рисунок 5.4 – Регулювання продуктивності системи шляхом зміни швидкості. Обертання ротора нагнітача

$$P_{H_j}^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j \left(Q - q\right)^2$$

або

$$P_{H_j}^2 = A_j P_{H_j}^2 - B_j Q^2 \left(1 - \frac{q}{Q}\right)^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j Q^2 \left(SQ\right)^2 \qquad (5.36)$$

де $\delta Q = 1 - \frac{q}{Q}$ – відносне зменшення продуктивності.

Якщо відбір газу q здійснюється з виходу КС-j, то рівняння її характеристики не змінюється, а рівняння наступної лінійної ділянки має вигляд:

$$P_{H_j}^2 - P_{B_{j+1}}^2 = C_j \left(Q - q\right)^2 = C_j Q^2 \left(\delta Q\right)^2 \qquad (5.37)$$

Якщо відбір газу з витратою q здійснюється на j-тій лінійній ділянці на відстані l_j - від КС-j, то характеристика j-тої лінійної ділянки будується на основі системи алгебраїчних рівнянь

$$P_{H_j}^2 - P_a^2 = C_j \frac{l_j}{L_j} Q^2$$

$$P_a^2 - P_{B_{j+1}}^2 = C_j \frac{L_j - l_j}{L_j} \left(Q - q\right)^2 = C_j \frac{L_j - l_j}{L_j} Q^2 \delta Q^2 \tag{5.38}$$

де P_a - тиск в точці шляхового відбору.

Система може бути зведена до рівняння

$$P_{H_j}^2 - P_{B_{j+1}}^2 = C_j Q^2 \left[\delta L_j \left(1 - \delta Q^2\right) - \delta Q^2 \right] \tag{5.39}$$

де $\delta l_j = \frac{l_j}{L_j}$ - відносна відстань від КС-j до шляхового відбору.

Якщо величина шляхового відбору δQ постійна в часі, то врахування шляхових відборів зведеться до коректування коефіцієнта C_j у характеристиці лінійної ділянки.

$$C_j^* = C_j \left[\delta l_j \left(1 - \delta Q^2\right) - \delta Q^2 \right] \tag{5.40}$$

Отже, для врахування шляхових відборів (підкачок) може бути використане рівняння (5.34) для визначення пропускної здатності системи, в якому слід зробити коректування коефіцієнтів B_j у характеристиках відповідних компресорних станцій і коефіцієнтів C_j у характеристиках лінійних ділянок.

5.4. Ідентифікація режимів магістрального газопроводу

Рівняння пропускної здатності складних газотранспортних систем були одержані із припущенням про ідентичність пропускної здатності всіх складових елементів газопроводу. У реальних умовах експлуатації складних газотранспортних систем, які мають велику протяжність, ця умова не завжди виконується. Частина газопроводів в силу властивостей стискуваності газу, впливу густини газу від температури навколишнього середовища і, відповідно газу, мають акумуляційні властивості, значить пропускна можливість може бути різною. Необхідно також врахувати, що коефіцієнти апроксимації a_i, b_i, k_i для кожних КС і ЛД різні, в силу нерівномірності умов експлуатації газопроводу по трасі, які змінюються. Як наслідок, усі параметри режиму роботи МГ є випадковими величинами, які змінюються в часі, а процес транспорту газу в газопроводах можна віднести до класу стохастичних.

По реальних даних диспетчерської інформації режимів експлуатації режимів МГ «Союз», зняті в різні періоди часу (літній і зимовий), можна побачити, наскільки змінюються режими роботи для всіх компресорних станцій, які розміщені вздовж траси газопроводу. Схеми МГ «Союз» приведена в розділі 4.1., диспетчерська інформація включає реєстрацію вхідних і вихідних тисків p_j для КС- Гусятин, КС – Богородчани, КС – Хуст, КС – Ужгород, вхідного тиску для КС – Гусятин і пропускної здатності $Q_{вих}$ для КС-Хуст.

На рис. 5.5 -5.8 приведені фактичні дані режимів роботи МГ «Союз» за літній і зимовий періоди. Реєстрація параметрів на рисунках проводилась раз на добу. На тих же рисунках пунктирними лініями позначені середні значення цих же параметрів для відповідних періодів часу. Аналіз тимчасових характеристик по піддослідним масивам диспетчерської інформації показує вірогідний характер режимів експлуатації., а усереднені дані говорять про те, що в залежності від сезону різко змінюються режими експлуатації МГ. Так, наприклад, вхідні і

вихідні тиски для КС- Гусятин, КС – Богородчани, КС – Хуст, КС – Ужгород в середньому зміщуються на величини :

P_1=4,66+4,52 (МПа)
P_2=7,25+6,62 (МПа)
P_3=4,93+4,78 (МПа)
P_4=7,12+6,71 (МПа)
P_5=5,14+4,96 (МПа)
P_6=7,32+6,94 (МПа)
P_7=5,08+4,92(МПа)
P_8=7,38+6,82 (МПа)
P_9=5,25+4,92 (МПа)

Пропускна спроможність на КС- Гусятин, в середньому зміщуєся на величину від 3250 (т. $м^3$ / год.) до 3650 (т. $м^3$ / год) для літнього і зимового періоду експлуатації.

Аналітичні рівняння можна вважати оціночними характеристиками обчисельного значення пропускної здатності Q, яка може не відповідати реальним даним експлуатації, так як обчислені коефіцієнти цього рівняння не уточнюються в залежності від даних диспетчерської інформації .

Для врахування імовірнісного характеру зміни параметрів режиму МГ доцільно використовувати рівняння множинної регрессіі для побудови моделі МГ. Гідравлічний розрахунок з використанням множинної регресії проводиться для вибраного критерія функціонування МГ, тобто пропускної здатності Q в кінці ділянки МГ, лля якої ведеться розрахунок.

Як зазначалося раніше, загальним у всіх цих рівняннях є вид залежності від P_1 і P_2 для ЛД. Відрізняються тільки коефіцієнти в цих залежностях, в рівнянні цей коефіцієнт представляється у вигляді:

$$K_i = 0.326 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2.5} \cdot \frac{1}{\sqrt{\lambda_i \Delta T_{cpi} Z_{cpi} l_i}} \tag{5.41}$$

Це рівняння з точки зору ідентифікації невідомих параметрів ще ускладнюється в порівнянні з рівнянням (5.41), оскільки необхідно врахувати ще гідравлічний опір додаткових паралельних ниток.

При побудові множинної регресії ідентифікація здійснюється не окремо з невідомими коефіцієнтами λ_i, T_i, а за сукупністю їх усіх, заданих співвідношенням (5.41) для пропускної здатності Q. Коефіцієнти k_i обчислюються на основі даних диспетчерської інформації, яка включає значення P_1 і P_2 для кожної лінійної ділянки МГ.

Для окремої і- тої ЛД регресійне рівняння задається у вигляді:

$$M\{Q|P_1, P_2\} = \frac{1}{k_i}\sqrt{P_1^2 - P_2^2} \tag{5.42}$$

Для компресорних станцій регресійне рівняння задається у вигляді:

$$M\{Q|P_H, P_{BC}\} = \frac{1}{B}\sqrt{aP_{BC}^2 - P_H^2} \tag{5.43}$$

З урахуванням спільного вирішення цих рівнянь для всього МГ, який включає n КС запишемо:

$$M\{Q_n|P_{H1}, P_{BC1}, ..., P_{H2}, P_{BCn}\} = a_0 + \sum_{i=1}^{n}\varphi_{луi}(P_{Hi}, P_{bc_i}) + \sum_{i=1}^{n}\varphi_{KCi}(P_{Hi}, P_{bc_i}) \tag{5.44}$$

Оцінки невідомих параметрів в цьому рівнянні обчислюються із умови мінімуму середньої похибки для вихідного параметра Q_n - пропропускної здатності в кінці ділянки МГ, яка розраховується, тобто необхідне виконання умови:

$$M\{Q_n - Q_{модn}\} \Rightarrow \min \qquad (5.45)$$

де: Q_n - фактичне значення , взяте з диспетчерської інформації ;

$Q_{модn}$ - розраховане за моделлю (5.44) значення пропускної спроможності в кінці ділянки.

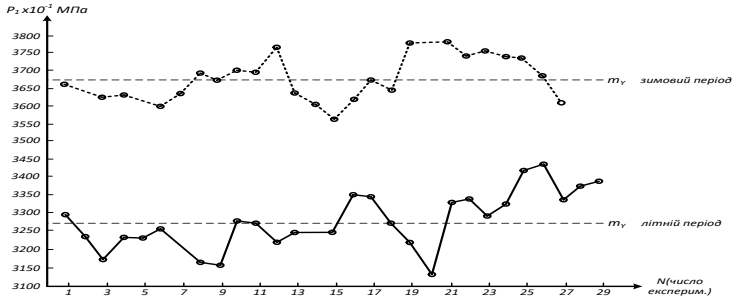


Рисунок 5.5.- Пропускна здатність для МГ «Союз» на КС Александрів Гай

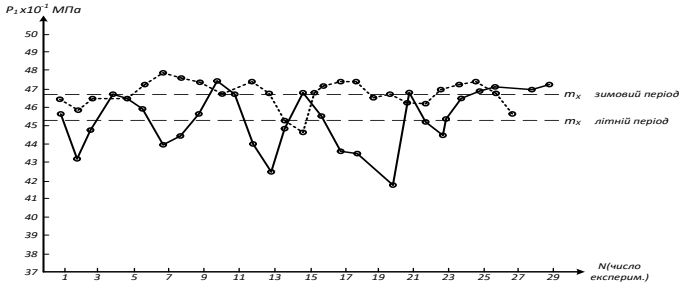


Рисунок 5.6. - Вхідний тиск P_1 для КС-Бар

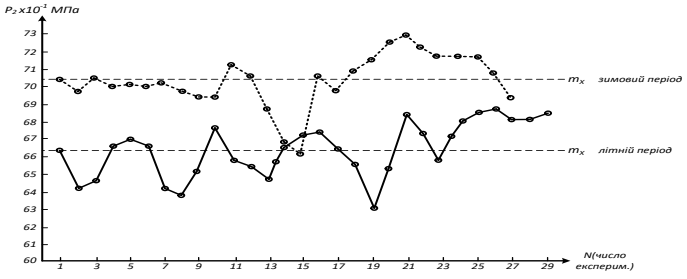


Рисунок 5.7. - Вихідний тиск P_2 для КС-Бар

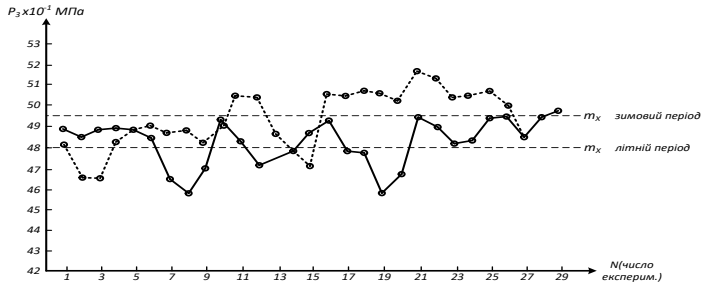


Рисунок 5.8. - Вхідний тиск P_3 для КС-Гусятин

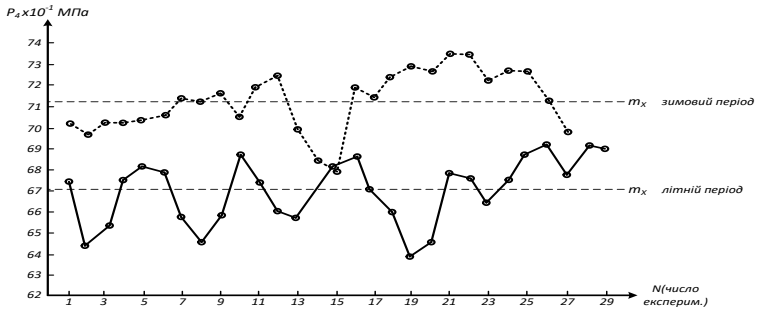


Рисунок 5.9.- Вихідний тиск P_4 для КС-Гусятин

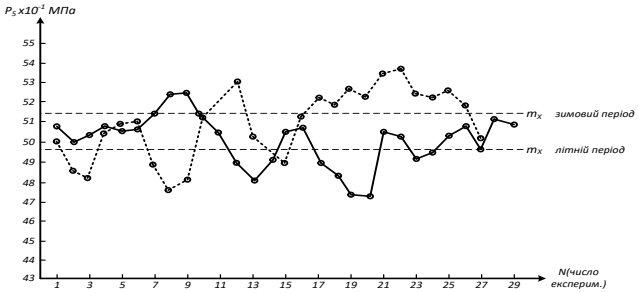


Рисунок 5.10. - Вхідний тиск P_5 для КС-Богородчани

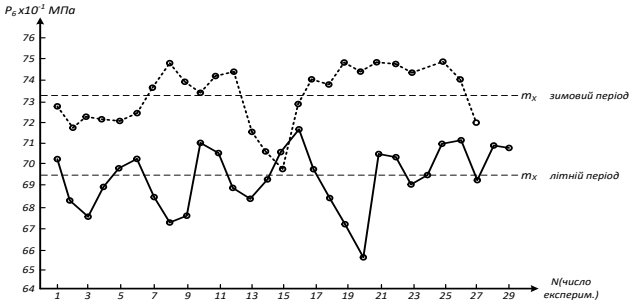


Рисунок 5.11. - Вихідний тиск P_6 для КС-Богородчани

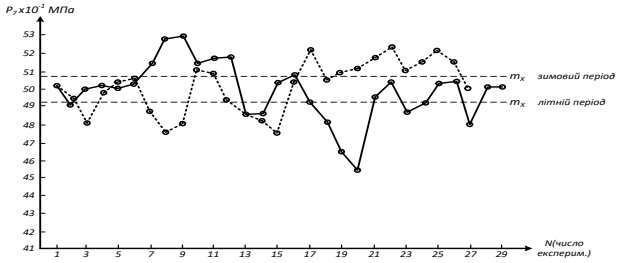


Рисунок 5.12. - Вхідний тиск P_7 для КС-Хуст

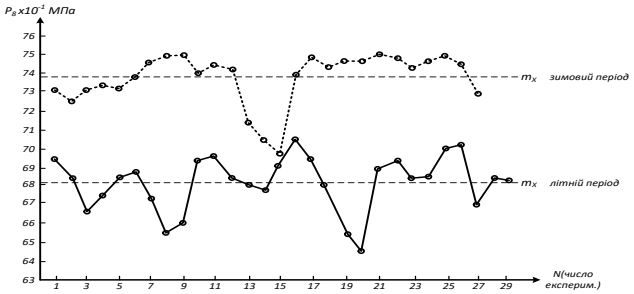


Рисунок 5.13. - Вихідний тиск P_8 для КС-Хуст

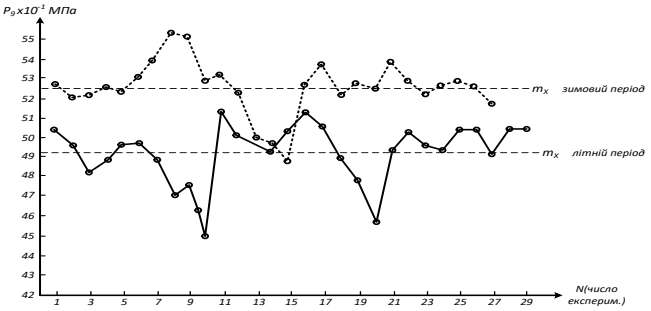


Рисунок 5.14. - Вхідний тиск P_9 для КС-Ужгород

Для рішення рівняння (5.45) використовується метод найменших квадратів, при цьому методі обчислення другої суми в рівнянні повинно бути видозмінено, оскільки невідомий параметр входить під знак квадратного кореня. Метод найменших квадратів дозволяє будувати тільки лінійні моделі із невідомми параметрами.

Видозмінимо другу суму рівняння, для цього представимо рівняння (5.42) у вигляді:

$$M\left\{Q\middle|P_H, P_{BC}\right\} = \frac{1}{f}\sqrt{P_H^2 - P_{BC}^2} \tag{5.46}$$

Зробимо наступну заміну змінних, тоді рівняння регресії прийме вигляд:

$$M\left\{Q\middle|x_1, x_2, ..., x_n\right\} = a_0 + \sum_{i=1}^{2n-1} a_i x_i \tag{5.47}$$

де: $x_1 = \sqrt{P_{H1}^2 - P_{BC1}^2}$ - для першої лінійної ділянки;

$x_2 = \sqrt{P_{H2}^2 - P_{BC2}^2}$ -для першої компресорної станції ;

$x_{2n-1} = \sqrt{P_{Hn'}^2 - P_{BCn'}^2}$ -ля n (останньої) компресорної станції.

Регресійне рівняння (5.47) лінійне щодо невідомих коефіцієнтів a_i перед параметрами x_i, які відповідають лінійним ділянкам, ці коефіцієнти відповідають коефіцієнтам в рівнянні (5.45). Перед параметрами x_l, відповідних компресорних станцій - рівні коефіцієнтам I / f_l. Після представлення технологічних моделей єдиною моделлю в термінах регресійного аналізу, є можливість використовувати методи статистичного аналізу [18].

Основні властивості методу найменших квадратів і якості отриманих оцінок $\hat{a}_0, \hat{a}_1, i = 1,2,..., n'$ визначаються теоремою Гаусса- Маркова [47] , згідно з якою якщо вектор випадкових помилок $\overline{E}\{\varepsilon_1, \varepsilon_2,..., \varepsilon_N\}$ для вихідного модельованого параметра задовольняє умовам:

$$M\{\overline{E}\} = 0; \; M\{\overline{E} \cdot E\} = \zeta^2,$$

де N - число спостережень вихідного параметра ;

Тоді в цьому випадку найкраще в сенсі мінімуму величини (5.45) незміщення оцінки істинних параметрів a_0, a_i , отримуються при мінімумі найменшої суми квадратів помилок. Слід зазначити, що умова нормальності розподілу помилок у цій теоремі не обговорюється, помилка може мати довільний закон розподілу. Введення додаткової умови нормальності розподілу дозволяє провести повний статистичний аналіз оцінок $\hat{a}_0, \hat{a}_i$, а саме досліджувати вид і параметри їх розподілу, побудувати довірчі інтервали для істинних значень a_0, a_i і σ^2, також здійснити перевірку основних гіпотез.

Для обгрунтування використання вибраних рівнянь з метою моделювання пропускної здатності МГ, що включає КС, при стаціонарному режимі розглянемо окремо це рівняння для лінійних ділянок і компресорних станцій.

I. Для j-ого ЛД рівняння для пропускної здатності задається параболічним рівнянням виду:

$$Q = \frac{1}{\sqrt{a}} \sqrt{P_{hj}^2 - P_{hj}^2}$$

Для МГ, що включає (n - 1) ЛД рівняння запишемо у вигляді:

$$P_1^2 - P_2^2 = a_{12} Q^2 \qquad \text{I-а ЛД;}$$

$$P_2^2 - P_3^2 = a_{23}Q^2 \qquad \text{2-а ЛД;}$$

$$P_{n-1}^2 - P_2^2 = a_{n-1,n}Q^2 \qquad \text{(n-1)-а ЛД}$$

де: P_1, P_2 – початковий і кінцевий тиск на І-ій ЛД; і т.д.

Підсумувавши ці рівняння отримаємо:

$$(n-1)\cdot Q = \frac{1}{\sqrt{a_{12}}}\sqrt{P_1^2 - P_2^2} + ... + \frac{1}{\sqrt{a_{n-1,n}}}\sqrt{P_{n-1}^2 - P_n^2}$$

введемо позначення $\hat{a}_i = 1/(n-1)\sqrt{a_{i,i+1}}$, тоді

$$Q = \hat{a}_1\sqrt{P_1^2 - P_2^2} + ... + \hat{a}_{n-1}\sqrt{P_{n-1}^2 - P_n^2} = \sum_{i=1}^{n-1}\hat{a}_i\sqrt{P_i^2 - P_{i+1}^2} \qquad (5.47)$$

2 . Для КС залежність пропускной здатності від тиску нагнітання і всмоктування задається рівнянням апроксимації другого порядку.

При переході до ступеня стиснення газу залежність цього показника від значення пропускної здатності задається параболічним рівнянням, нелінійність якого визначається двома коефіцієнтами.

Особливістю даного розділу є використання регресійного рівняння для передбачення значень пропускної здатності МГ в період нормальної експлуатації, це рівняння будується по обмеженому статистичному матеріалу (диспетчерським даним), тому побудоване рівняння можна використовувати для цілей передбачення лише для цієї області зміни параметрів, яка задавалася цими диспетчерськими даними. В період нормальної експлуатації режими роботи КС для МГ близькі до стабільних, при цьому зміни степені стиску і пропускної здатності були незначні на КС для МГ " Союз" змінювались в діапазоні (1.4 - 1.53). Тому для апроксимації режімів КС пропонується використовувати параболічне рівняння з одним коефіцієнтом, вид цього рівняння аналогічний рівнянню для ЛД тобто

$$Q = K\cdot\sqrt{P_H^2 - P_{bc}^2} + a_0$$

Правомірність такої заміни рівнянь апроксимації перевіримо на реальних даних експлуатації МГ " Союз" для КС .

У таблиці 5.2 наведені фактичні значення пропускної здатності $Q_{фак}$ передбачені за вибраними моделями, а також значення :

$$\Delta Q(1) = Q_{фак} - Q_M(1)$$
$$\Delta Q(2) = Q_{фак} - Q_M(2)$$

Аналіз зміни величин ΔQ (I) і ΔQ (2) на досліджуваному часовому інтервалі показав , що точність передбачення за моделлю (5.10) дещо вища, ніж для моделі (5.16), так максимальна відносна похибка передбачення для рівняння (5.10) дорівнює 0.7%, для рівняння (5.16) - 1.4 %. Однак якщо врахувати похибки вимірювання пропускної здатності , рівної 2 % , то з точки зору

адекватності цих моделей вони рівнозначні , тому рівняння (5.16) можна використовувати для апроксимації режимів КС. розрахунку значень Q_n (I) і Q_n (2) у таблиці 5.2 використовувалися такі регресійні рівняння :

$$Q_M^2(I) = 5280197 \quad 234.65\left(P_H^2 - P_{BC}^2\right)$$
$$Q_M^2(2) = 4076972 \quad -1545.23\left(0.214999\ P_H^2 - P_{BC}^2\right)$$

Таблиця 5.2 - Передбачення пропускної здатності для КС МГ “Союз”

№	Qфак	Qм(1)	Qм(2)	ΔQ(1)	ΔQ(2)
1	3291	3272.6	3271.1	18.4	19.9
2	3232	3248	3237.3	26	-5.3
3	3166	3203	3185.9	-37	-20
4	3232	3187.5	3207.8	44.5	22.2
5	3229	3221.8	3238.8	7.2	-9.8
6	3253	3223.4	3246.5	19.6	6.5
7	3210	3207.8	3201.6	2.2	8.4
8	3159	3161.9	3149.1	-3	9.9
9	3152	3178	3168.6	-26	-16.6
10	3268	3238.8	3266.5	29.2	1.5
11	3261	3257.3	3274.1	2.7	-13.1
12	3218	3243.4	3234.1	-25.4	-16.1
13	3244	3263.4	3234.1	-19.6	10
14	3241	3245	3224.9	-4	16
15	3244	3248.1	3257.3	-3.9	-13.3

На якість регресійних рівнянь впливають статистичні характеристики тієї вихідної первинної інформації, за якою проводиться побудова моділі. Під первинною статистичною обробкою даних передбачаєся проведення наступних досліджень:

- уніфікація диспетчерських даних (кількісна , одинарна, номінальна) ;
- аналіз різко виділених спостережень у диспетчерських даних ;
- відновлення пропущених даних в диспетчерській інформації ;
- перевірка однорідності декількох порцій диспетчерських данних ;
- перевірка статистичної незалежності спостережень діпетчерських даних;

- експериментальний аналіз закону розподілу досліджуваних ознак в диспетчерській інформації.

Перелік первинної статистичної обробки диспетчерської інформації може бути ширшим, тут розглядаються тільки ті, котрі доцільно використовувати для задач статистичної ідентифікації режимів МГ. Слід також відзначити, що відновлення пропущених даних необхідно в тих випадках, коли проведення експерименту на досліджуваному об'єкті пов'язано з великими витратами, як матеріальними, так тимчасовими. Для розглянутого випадку цей вид дослідження не так необхідний, оскільки обсяг диспетчерської інформації може бути великим і його збір не пов'язаний з особливими складнощами, тому нижче не розглядатиметься цей вид обробки.

Уніфікація диспетчерських даних передбачає розташування її у порядковому, або номінальному порядку. Ця обробка є допоміжною для інших видів обробки.

І. Розглянемо алгоритм аналізу різко виділених спостережень у диспетчерських даних.

Необхідність цього виду статистичної обробки обумовлена тим, що такі різко виділені спостереження в диспетчерських даних можуть спотворити в цілому статистичний матеріал, тому такі дані треба виключити. При вирішенні цього завдання в першу чергу необхідно ретельно розглянути умови, при яких ці спостереження отримані. Критерій винятку розглядається в регресійних схемах [36,47], де припускається, що незалежні величини x_i є невипадковими величинами, а залежна змінна у - випадковою. Для диспетчерської інформації це відповідає тому, що якщо в якості незалежних змінних використовуються значення тисків на КС вздовж трасси трубопроводу, то вони є невипадковими. Вихідна величина, яка моделюється - пропускна здатність на кінцевій КС є випадковою величиною .

Іноді в практичних розрахунках в якості наближених оціннок для перевірки " підозрілих" експериментів використовується правило, яке виводиться з припущення про нормальність розподілу диспетчерських даних.

Алгоритм виключення спостережень, які різко виділяються використовується в алгоритмі оптимального керування режимами МГ, який детально наведено в 5.6 .

Необхідність у перевірці однорідності декількох порцій диспетчерських даних обумовлено тим, що збір статистичного матеріалу іноді відбувається порціями, розділеними в часі або іншого характеру, наприклад, пов'язаного з змінами умовами роботи МГ. У цьому випадку важливо знати, чи можна об'єднати дві або декілька порцій диспетчерських даних в одну загальну вибірку, вважаючи її однорідною і далі будувати по ній статистичні моделі .

Для цієї перевірки широке застосування отримав критерій Вілкоксона [2,24], існують також різновиди цього критерію, пов'язані з використанням різних статистик для перевірки гипотези про однорідність вибірки. Загальним у всіх критеріях є те, що досліджувані на однорідність статистики змішуються, при цьому передбачається, що якщо статистики утворюють однорідну вибірку, то всі перестановки в загальній статистиці рівноймовірні, тому будуються критерії виду $W(\alpha/2, N_1, N_2)$, де : α - рівень значимості (зазвичай його приймають рівним 0,05); N_1, N_2- обсяг змішаних статистик. Іноді розглядають критерій виду P(u), таблиці для нього можна знайти в [6,24].

Перевірка статистичної незалежності спостережень у диспетчерських даних пов'язана з основними статистичними вимогами, що пред'являються до диспетчерських даних, за якими будуються регресійні моделі. Згідно з цими вимогами спостереження повинні бути незалежними, в іншому випадку це різко погіршує якість моделей через корельованість рядків в диспетчерській інформації.

Умова незалежності задає нижній тимчасової поріг збору диспетчерської інформації для цілей побудови регресійних моделей. Найбільш придатні для перевірки диспетчерської інформації є критерії, які засновані медіані і критерії «нисхідних і висхідних» серій.

Експериментальний аналіз закону розподілу досліджуваних ознак в диспетчерській інформації служить для оцінки приналежності до заданого закону розподілу для диспетчерської інформації, це дає певну гарантію в достовірності одержаних в результаті

статистичної обробки результатів. У першу чергу це відноситься до статистичних оцінок для параметрів регресійного рівняння [18,28]. Найбільший інтерес представляє перевірка на нормальний закон розподілу для даних диспетчерської інформації , так як теорія оцінок розглянута для цього виду розподілу. Для аналізу диспетчерських даних вигідно використовувати критерій перевірки нормальності розподілу по асиметрії і ексцесу , а також графічний метод перевірки.

Розглянуті основні елементи попередньої обробки входять в загальну логічну схему дослідження прикладної статистики.

В даний час в газовій промисловості повних пакетів з прикладної статистики немає, пряме копіювання з відомих не завжди призводить до успішних результатів, так як орієнтовані на інші класи завдань.

Так як в роботі основна увага приділяється регресійним завданням, то необхідно вирішити питання про апроксимацію диспетчерськоїінформації. Актуальність і необхідність цього завдання пов'язана з тим , що регресійні рівняння в роботі використовуються для цілей оперативного управління режимами роботи МГ , тому по них ведеться прогноз вихідного параметра . Але прогноз можна робити лише в області, обмеженою тієї диспетчерської інформацією, по якій будувалося саме регресійне рівняння. Прогноз поза області призводить до помилкових результатів.

У роботах [51,63] цю область апроксимують багатовимірним паралелепіпедом виду:

$$x_1 \min \le x_1 \le x_1 \max$$

$$x_2 \min \le x_2 \le x_2 \max$$

$$x_n \min \le x_n \le x_n \max$$

$$y \min \le y \le y \max$$

Така найпростіша апроксимація з одного боку спрощує дальньої ¬ рілі дослідження, наприклад при розрахунках оптимальних режимів МГ , але з іншого боку може призвести до помилкових або оптимальним рішенням.

У даній роботі апроксимація диспетчерської інформації також ведеться з використанням припущення про нормальність розподілення компонент векторів диспетчерських даних

$x(x_1, x_2,..., x_n)$, тобто

$$x_i \in N\{mx_i, \sigma_{xi}^2\}, i = 1,2,..., n$$

де $N\{mx_i, \sigma_{xi}^2\} = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_{xi}}} \cdot e^{-\frac{1}{2}\cdot\frac{(x_i - m_{xi})^2}{\sigma_{xi}^2}}$

m_{xi}, σ_{xi}^2 - математичне сподівання і дисперсія для x_i .

В цьому випадку вектор $\overline{X}\{\in N\{M\overline{X}, \sum\}\}$, тобто належить багатовимірному нормальному закону розподілу з параметрами: МХ – вектор математичного сподівання; $\sum$ - коваріаційна матриця.

При такому вигляді розподілу диспетчерської інформації, вона лежить всередині багатовимірного еліпсоїда розсіювання з центром у

$$X^0 = X^0\{m_{x1}, m_{x2},..., m_{xn}\}$$

Рівняння цього еліпсоїда задається у вигляді:

$$\left(M\overline{X} - \overline{X}\right)^T \cdot \sum^{-1} \cdot \left(M\overline{X} - \overline{X}\right) \le Q_0 \qquad (5.48)$$

У рівнянні (5.48)

$\sum^{-1}$ - зворотна коваріаційна матриця;

$\overline{X}$ - вектор диспетчерської інформації;

Q_0 - параметр, що задає розмір цього еліпсоїда.

Для вибору Q_0 пропонується наступний алгоритм: нехай дано масив диспетчерської інформації

$$\begin{array}{l} X_1\{x_1', x_2', ..., x_n'\} \\ X_2\{x_1^2, x_2^2, ..., x_n^2\} \\ --------- \\ X_N\{x_1^N, x_2^N, ..., x_n^N\} \end{array} \quad (5.49)$$

Для кожного- x_i обчислюється значення лівої частини рівняння (5.48), тим самим маємо значення $Q_1, Q_2, ..., Q_N$

В якості Q_0 вибираємо значення Q_2 таке, що з імовірністю $P = (I - \alpha)$, $Q_i \le Q_\alpha$, наприклад для α = 0,05.

Тоді область диспетчерської інформації (5.49) апроксимується рівнянням

$$(M\overline{X} - \overline{X})^T \cdot \sum^{-1} \cdot (M\overline{X} - \overline{X}) - Q_\alpha \le Q_0 \quad (5.50)$$

При апроксимації (5.50) $(I - \alpha) \cdot 100\%$ точок з (5.49) потрапляє всередину еліпсоїда, тим самим будуть виключені точки "підозрілість - ні" на різко виділяються.

Апроксимація функцією другого порядку точніше, ніж при лі ¬ лінійних обмеженнях, це дещо ускладнює подальшу завдання дослідження, однак виключає помилки при неоптимальности уравне ¬ ня, що важливо.

5.5 Методи побудови регресійних моделей і статистичних оцінок параметрів для режимів магістрального газопроводу.

Для побудови регресійного рівняння введемо наступні позначення:

У - вихідний модельований параметр (пропускна здатність в кінці розраховується ділянки МГ);

$\overline{X}\{x_1, x_2, ..., x_n\}$ – вектор вхідних контрольованих параметрів.

У постановці регресійного аналізу $\hat{Y}$ - деяка випадкова величина, що змінюється близько невідомого параметра У, рівного $Y = \hat{Y} + \varepsilon_y$. Тут ε_y - помилка, або флуктуація змін.

Нехай У шукається у вигляді:

$$Y = a_0 + a_1 x_1 + ... + a_n x_n \quad (5.51)$$

У процесі експерименту параметри x_j знаходяться під контролем, тобто вони є невипадковими величинами. Параметри $a_0, a_1, ..., a_n$ є невідомими в рівнянні (5.51).

Нехай є N спостережень вихідного параметра $У$ і відповідних значень $x_{ij}, i = 1,..., N;\ j = 1,2,..., n$ (дані диспетчерської інформації), в цьому випадку вихідний параметр представимо у вигляді:

$$Y = \hat{a}_0 + \hat{a}_1 x_1 + ... + \hat{a}_n x_n + \varepsilon_Y \quad (5.52)$$

для $i = 1,2,..., N$

Запишемо систему рівняння (5.52) у матричному вигляді:

$$\begin{vmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ . \\ . \\ . \\ Y_N \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} x_{10}\ x_{11}...x_{1n} \\ x_{20}\ x_{21}...x_{2n} \\ \\ \\ \\ x_{N0}\ x_{N1}...x_{Nn} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \hat{a}_0 \\ \hat{a}_1 \\ . \\ . \\ . \\ \hat{a}_n \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ . \\ . \\ . \\ \varepsilon_n \end{vmatrix}$$

або

$Y = X \cdot \hat{A} + E$

де:

$x_{10} = x_{20} = ... = x_{N0} = 1$

Матриця X розмірністю ($N \times (n+1)$) називається регресійної матрицею. Оцінки невідомих параметрів a_0, a_j, шукаються з використанням методу найменших квадратів, суть цього методу залягає у мінімізації величини $\sum_{i=1i}^{N} \varepsilon_2$ по відношенню до вектора $\hat{A}\{a_0, \hat{a}_1, ..., \hat{a}_n\}$, тобто вирішується рівняння виду:

$\min \left\{ E^T E = \left(Y + X\hat{A}\right)^T \cdot \left(Y - X\hat{A}\right) \right\}$

де:

Т - знак транспортування матриці.

Умова мінімуму визначається рішенням рівняння:

$\frac{\partial}{\partial \hat{A}} \left(E^T E\right) = 0$, тоді

$$\begin{aligned} 2X^T Y - 2X^T X\hat{A} &= 0 \\ \hat{A} &= \left[X^T X\right]^{-1} \cdot \left[X^T Y\right] \end{aligned} \qquad (5.53)$$

Отримані оцінки регресійного рівняння можна також було виділити, використовуючи метод максимальної правдоподібності [13,24,25], результати обчислень збігаються.

Максимальне значення ($E^T E$) при $\hat{A}$ називається залишковою сумою квадратів, позначимо її RSS, вона дорівнює:

$RSS = Y'Y - \hat{A}^T X^T X\hat{A}$

Поряд з оцінками регерессіонного рівняння $\hat{a}_0, \hat{a}_j$, важливим статистичними характеристиками також є: оцінки математи ¬ тичного очікування для вихідний і незалежних змінних, дисперсія для регресійного рівняння і для залежної і незалежних пере ¬ сних, коефіцієнти коваріації і кореляції залежною змін ¬ ної і окремо для незалежних змінних »Всі ці перераховані невідомі оцінки будуються за даними матриці X і У.

Оцінки для математичного сподівання рівні:

$$\bar{x}_j = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} x_{ij}; \bar{y} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} y_i \qquad (5.54)$$

Оцінки дисперсії для вихідний і незалежних змінних ви ¬ раховуються за формулами:

$$\hat{\sigma}_y^2 = \frac{1}{N-1}\sum_{i=1}^{N} \left(y_i - \bar{y}\right)^2$$

$$\hat{\sigma}_{xj}^2 = \frac{1}{N-1}\sum_{i=1}^{N}\left(x_{ij} - \bar{x}_j\right)^2 \qquad (5.55)$$

Значення дисперсії $\hat{\sigma}_y^2$ характеризує відхилення вихідної змінної y від свого середнього значення $\bar{y}$. Характеристикою відхилення змінної у від рівняння регресії (5.51) являється величина, що дорівнює:

$$\hat{\sigma}^2 = \frac{1}{N-n-1}\sum_{i=1}^{N}\left(y_i - y_{мод}\right)^2$$

в матричної формі це рівняння запишеться:

$$\hat{\sigma}^2 = \frac{1}{N-n-1}\left(Y - X\hat{A}\right)^T \cdot \left(Y - X\hat{A}\right)$$

Якість оцінок $\bar{x}_j$, $\bar{y}$, $\hat{\sigma}_{xj}^2$, $\hat{\sigma}_y^2$ цілком визначається на основа ¬ налення вибіркових розподілів, вони повинні володіти такими властивостями: незміщеними, заможністю і ефективністю.

У припущенні про нормальність розподілу випадкової ве ¬ личини Y і незалежних змінних x_j, оцінки, обчислені за рівнянням (5.54), (5.55) і (5.56) є незміщеними, со ¬ мостійними та ефективними.

Оцінки для коефіцієнтів ковариаций обчислюються за такими формулами:

$$\hat{d}_{jg} = \frac{1}{N-1}\sum_{i=1}^{N}\left(x_{ij} - \bar{x}_j\right)\left(x_{iq} - \bar{x}_q\right); \hat{d}_{jg} = \bar{\sigma}_{xj}^2$$

$$\hat{d}_{jy} = \frac{1}{N-1}\sum_{i=1}^{N}\left(x_{ij} - \bar{x}_j\right)\left(y_i - \bar{y}\right);$$

$$\hat{d}_{yy} = \bar{\sigma}_y^2$$

Розглянемо визначник, складений з оцінок коефіцієнтів коваріації:

$$\hat{D} = \begin{vmatrix} \hat{d}_{yy} & \hat{d}_{y1} \ldots \hat{d}_{yn} \\ \hat{d}_{1y} & \hat{d}_{11} \ldots \hat{d}_{1n} \\ \vdots & \\ \hat{d}_{ny} & \hat{d}_{n1} \ldots \hat{d}_{nn} \end{vmatrix} \qquad (5.58)$$

Позначимо через $\hat{D}_{jq}$ мінор визначника $\hat{D}$, отриманий викреслюванням в $\hat{D}$ j-го рядка q-ого стовпця. Тоді використовуючи правило Крамера, оцінки для невідомих коефіцієнтів у регресійній моделі (5.51) можна обчислити за рівнянням:

$$\hat{a}_{ij} = \frac{\hat{D}_{yj}}{\hat{D}_{yy}}$$

З обчислювальної точки зору при вирішенні цього рівняння виникають складності, оскільки коефіцієнти d_{ij} мають різні масштаби вимірювання, при *n* рівному декількох десятків, це може і привести до великих помилок в обчисленні $\hat{a}_j$ та в межі до відсутності ров'язку рівняння (5.59). Якщо використовувати рівняння (5.23), то основні складнощі полягають у зверненні матриці $\left[X^T X\right]$, в якій також через різного масштабу змінних x_j; виникають помилки в обчисленні оцінок $\hat{a}_j$. Тому з обчислювальної точки зору доцільно використовувати рівняння (5.59), коли змінні $y, x_1, x_2, ..., x_n$ приведені до єдиного масштабу вимірювання, для цього проводиться стандартизація їх за формулою:

$$y_i^* = \frac{y_i - \bar{y}}{\hat{\sigma}_y};\ \ x_{ij}^* = \frac{x_{ij} - \bar{x}_j}{\hat{\sigma}_{xj}} \tag{5.60}$$

Стандартизовані змінні $y^*, x_1^*, ..., x_n^*$ мають однакові вибіркові дисперсії, рівні одиниці і нульові середні значення. Для цих змінних замість визначника $\hat{D}$ буде обчислюватися визначник:

$$\hat{\rho} = \begin{vmatrix} 1 & \hat{r}_{y1} & \hat{r}_{y2} & \dots \hat{r}_{yn} \\ \hat{r}_{yn} & 1 & \hat{r}_{12} & \dots \hat{r}_{1n} \\ \vdots & & & \\ \hat{r}_{ny} & \hat{r}_{n1} & \hat{r}_{n2} & \dots 1 \end{vmatrix} \tag{5.61}$$

де елементи цієї матриці являють собою оцінки коефіцієнтів кореляції рівні:

$$\hat{r}_{jg} = \frac{1}{(N-1)\hat{\sigma}_{xj} \cdot \sigma_{xq}} \sum_{i=1}^{N} \left(x_{ij} - x_j^n\right)\left(x_{iq} - x_q\right)$$

$$\hat{r}_{yj} = \frac{1}{(N-1)\hat{\sigma}_{xj} \cdot \sigma_{xq}} \sum_{i=1}^{N} \left(y_i - \bar{y}\right)\left(x_{ij} - \bar{x}_j\right) \tag{5.62}$$

Тоді оцінки невідомих параметрів моделі обчислюються

$$\hat{a}_j^* = -\frac{\hat{\rho}_{yj}}{\hat{\rho}_{yy}} \tag{5.63}$$

Перехід від $\hat{a}_j^*$ до $\hat{a}_j$ можна здійснити через перетворення

$$\hat{a}_j^* = \frac{\hat{\sigma}_{xj}}{\hat{\sigma}_y} \cdot \hat{a}_j \tag{5.64}$$

Рівняння регресії для стандартизованих змінних запишеться у вигляді:

$$\hat{y}^* = \hat{a}_1^* x_1^* + \hat{a}_2^* x_2^* + ... + \hat{a}_n^* x_n^* \tag{5.65}$$

у нього немає вільного члена, для інтерпретації та порівняльного впливу окремих *j*-их змінних на вихідний показник це рівняння переважніше ніж (5.51).

Між залишковою дисперсією $\hat{\sigma}^2$ про для рівняння регресії (5.51) або (5.65) і дисперсією існує зв'язок

$$\hat{\sigma}^2 = \frac{N-1}{N-n} \hat{\sigma}_y^2 \left(1 - \hat{R}_{y;x_1,x_2,...,x_n}^2\right) \tag{5.66}$$

тут: $\hat{R}_{y;x_1,x_2,...,x_n}$ - оцінка коефіцієнта множинної кореляції між залежною змінною *y* І незалежними $y; x_1, x_2, ..., x_n$.

Значення $\hat{R}_{y;x_1,x_2,...,x_n}$ характеризує міру статистичної лінійної зв'язку між *y* і всіма іншими змінними $y; x_1, x_2, ..., x_n$. Для його обчислення використовують рівняння:

$\hat{R}_{y;x_1,x_2,...,x_n} = 1 - \hat{D} / \hat{\sigma}_y^2 \cdot \hat{D}_{yy}$

або

$$\hat{R}_{y;x_1,x_2,...,x_n} = \sum_{j=1}^{n} \hat{r}_{yj} \cdot \hat{a}_j^* \tag{5.67}$$

Усі розглянуті оцінки невідомих параметрів відносяться до точкових оцінками, вони не дають інформацію про точність конкретної обчисленої оцінки. Тому визначаються інтервали, в

яких з заданою вірогідністю знаходяться істинні значення цих параметрів, тобто інтервальні оцінки [7, 41, 47]

Ширина довірчого інтервалу для a_j дорівнює:

$$la_j = 2 \cdot t_{\alpha/2;(N-n)} \cdot \hat{\sigma}\sqrt{l_{ij}} \tag{5.68}$$

де:

$t_{\alpha/2;(N-n)}$ - обчислюються з таблиці для двостороннього

t - розподілу при рівні значущості і $(N-n)$ ступенях свободи [9, 24].

Для перевірки значимості (відмінності від нуля) коефіцієнтів регресії a_j піддається перевірці нуль гіпотеза H_0, що складається в затвердження, що $a_j = 0$

Розглянемо статистику $\hat{t}_j = \frac{\hat{a}_j - 0}{S\{a_j\}} = \frac{\hat{a}_j}{S\{a_j\}}$ значення t_j порівнюються з табличним значенням $t_{\alpha,K}$ для вибраного рівня значущості α і K ступенів свободи. Якщо $|\hat{t}| < t_{\alpha,k}$ то гіпотеза H_0 приймається, в іншому випадку $a_j \neq 0$.

Важливою характеристикою якості передбачення по регресійний ¬ ному рівнянню є дослідження довірчих інтервалів для вихідного модельованого параметра, або умовного математи ¬ тичного очікування $M\{Y \mid X\}$

Ширину довірчого інтервалу для одиничного передбачення по регресійному рівнянню в точці $x_0\{x_1^0, x_2^0, ..., x_n^0\}$ визначають:

$$l_{Y(x_0)} = 2t_{\alpha/2;(N-m)} \cdot \hat{\sigma}\sqrt{1 + X_0^T\left[X_0^T X_0\right]^{-1} X_0} \tag{5.69}$$

Зокрема для лінійної одномірності моделі виду: x ширина довірчого інтервалу дорівнює:

$$l_{Y(x_0)} = 2t_{\alpha/2;(N-m)} \cdot \left\{ S_y^2 \left(\frac{1}{N} + \frac{\left(X_0 - \overline{X}\right)}{\sum_{i=1}^{N}\left(x_i - \overline{X}\right)^2} \right) \right\} \tag{5.70}$$

Аналіз рівняння (5.70) показує, що якщо в якості аргументу ¬ та використовувати кординат X_0, під рівняння (5.70) визначає дві гілки гіперболи, діаметром якої служить рівняння регресії $M\{Y / X_0\}$.

Мінімальне значення для $l_{Y(X_0)}$ досягається при $X_0 = \overline{X}$, і збільшується в міру відхилення від нього в обидві сторони. Отже точність передбачення за рівнянням регрес ¬ ці найкраща близько координат $X_0 = \overline{X}$.

5.6 Кількісні оцінки ступеня ідентичності моделей магістрального газопроводу за реальними даними експлуатації.

Через неможливість врахувати всі діючі на МГ змінні, повний опис МГ не представляється можливим, це відноситься до практично будь-якого складного технологічного процесу. Зазвичай в модель включають основні, визначальні чинники, а другорядні відкидають. Вплив другорядних факторів призводить до погіршення характеристик моделей МГ, які будуються, причому їх вплив на вихідні характеристики режиму роботи можуть бути різними і навіть на деяких етапах частина цих параметрів не можна вже буде віднести до другорядних. Так при експлуатації МГ вважають, що якість газу, який транспортується (або його фізико-хімічні характеристики) є постійним, тому ці характеристики вважають другорядними, в той же час в реальних умовах експлуатації при перекачуванні газу з іншого місця видобування і іншої якості по тим же МГ ці параметри можуть бути настільки відмінні, що їх необхідно

враховувати при зміні режимів роботи МГ. До другорядних параметрах також можно віднести і температуру навколишнього середовища. Ступінь адекватності моделі реальному об'єкту залежить від правомірності вибору основних і другорядних параметрів, які відкидаються при моделюванні. Кількісна оцінка адекватності або ідентичності моделі реальному об'єкту МГ має не тільки чисто пізнавальне значення, а й необхідна для вирішення практичних завдань, так як задає точність обчислень і достовірність зроблених за моделю прогнозів.

При виведенні оцінок ступеня ідентичності будемо вважати, що вид моделі, число основних і другорядних факторів було вибрано. Розглянемо дисперсійні заходи ідентичності.

Дисперсійна міра ступеня ідентичності заснована на тому, що якщо в модель будуть включені змінні, то це дасть можливість з більшою точністю визначати змінну, при цьому якщо змінні корельовані із вихідною змінною, то оцінку точності останньої обчислюють за дисперсією умовного математического очікування (залишкової дисперсії). Залишкова дисперсія в цьому методі служить оцінкою ступеня ідентичності. Однак для цієї оценки характерно те, що вона для різних змінних може приймати які завгодно значення, тому доцільно використовувати нормовану оцінку, причому рівність цієї оцінки нулю має оз-почати повну невідповідність моделі реальному об'єкту МГ. А це означає, що використовувані в моделі вхідні змінні не визначають зміну вхідної змінної, а при рівності одиниці дає повну відповідність моделі реальному об'єкту і правильному вибору вхідних змінних.

Нехай на вході багатовимірного об'єкта діє *n*-мірна випадкова функція $X(t) = X[x_1(t), x_2(t),..., x_n(t)]$, а на виході маємо *m*-мірну випадкову функцію

$$Y(t) = Y[y_1(t), y_2(t),..., y_m(t)]$$
$$Y(t) = Y[y_1(t), y_2(t),..., y_m(t)]$$

Оптимальна за критерієм мінімуму середнього квадрата помилки модель об'єкта виходить із системи *m* рівнянь регресії для кожної *i*-ої змінної $y_i, i = 1,2,..., m$.

Маємо:

$$y_i(t) = A\{x_{1s1},..., x_{nsn}\} = M\{y_i(t) | x_{1s1},..., x_{nsn}, S_1 \in T_{x1},..., s_n \in T_{xn}\} \quad (5.71)$$

При побудові моделі (5.71) можуть бути враховані не всі вхідні змінні, а тільки частина з них, наприклад К змінних, $K < n$. Для вихідних змінних аналогічно, наприклад враховують $l < m$ змінних, тоді

$$y_i(t) = A\{x_{1s1},..., x_{sks}\} = M\{y_i(t) | x_{1s1},..., x_{ksk}, S_1 \in T_{x1},..., s_k \in T_{xk}\} \quad (5.72)$$

для $i = 1,2,...,l$

Для побудови дисперсійного заходи ступеня ідентичності скористаємося властивістю розбиття дисперсії на дві складові для вихідної змінної

$$D\{y(t)\} = D\{M\{y(t) | x_{s1},..., x_{sk}; S_1 \in T_{x1},..., S_k \in T_{xk}\}\} \quad (5.73)$$

У рівнянні (5.73) перший доданок представляє собою дисперсію умовного математичного сподівання $y(t)$ щодо $x_1(t), x_2(t),..., x_k(t)$ і дорівнює

$$D\{M\{y(t) | x_{1s1}...x_{ksk}; s_1 \in T_{x1},..., s_k \in T_{xk}\}\} = M\{[M\{y(t) | x_{1s1}...x_{ksk}; s_1 \in T_{x1},..., s_k \in T_{xk}\} - M\{y(t)\}]^2\} \quad (5.74)$$

Другий доданок представляє собою математичне сподівання умовної дисперсії для $y(t)$ відносно $x_1(t), x_2(t),..., x_k(t)$ і дорівнює

$$M\{D\{y(t) | x_{1s1}...x_{ksk}; s_1 \in T_{x1},..., s_k \in T_{xk}\}\} = M\{[\{y(t) - M\{y(t) | x_{1s1}...x_{ksk}; s_1 \in T_{x1},..., s_k \in T_{xk}\}]^2\} \quad (5.75)$$

Кількісна міра ступеня ідентичності моделі багатомірного об'єкту задається у вигляді відношення:

$$O_{y|x_1...x_k}(t,T_{x1},...,T_{xk}) = \frac{D\{M\{y(t)|x_{1s1}...x_{ksk}; s_1 \in T_{x1}...s_k \in T_{xk}\}}{D\{y(t)\}} \quad (5.76)$$

Якщо рівняння (5.46) виразити через математичне сподівання умовної дисперсії, то отримаємо:

$$Q_{y|x_1...x_k}(t,T_{x1},...,T_{xk}) = 1 - \frac{D\{M\{y(t)|x_{1s1}...x_{ksk}; s_1 \in T_{x1}...s_k \in T_{xk}\}}{D\{y(t)\}} \quad (5.77)$$

Величина ступеня ідентичності, або її оцінка, обчислена за урав ¬ неніям (5.76) і (5.77) може змінюватися в діапазоні від одиниці до нуля. Рівність цієї оцінки $Q_{y|x_1...x_k}(t,T_{x1},...,T_{xk})$ відповідає тому, що для детермінованого багатовимірного об'єкта були враховані всі вхідні змінні, а при рівності нулю - в модель були обрані ¬ ни вхідні змінні, не пов'язані з вихідної змінної.

Розглянемо алгоритм обчислення оцінки ступеня ідентичності для випадку з двома вхідними змінними і лінійної регресійної дива ¬ стической моделлю виду:

$$y = M\{Y|x_1, x_2\} = a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 \quad (5.78)$$

де: a_0, a_1, a_2 - коефіцієнти множинної регресії.

Дисперсія умовного математичного сподівання для рівняння (5.78) дорівнює:

$$D\{M\{Y|x_1, x_2\}\} = M\{[a_0 + a_1x_1 + a_2x_2 - a_0a_1M\{x_1\} - a_2M\{x_2\}]^2\}$$

Після перетворення цього рівняння отримаємо:

$$D\{M\{Y / x_1, x_2\}\} = a_1^2D\{x_1\} + a_2^2D\{x_2\} + 2a_1a_2\,\mathrm{cov}\{x_1, x_2\} \quad (5.79)$$

де $D\{x_1\} u D\{x_2\}$ - дисперсії випадкових величин x_1 та x_2;

$\mathrm{cov}\{x_1, x_2\}$- коваріація випадкових величин & і.

Міра ступеня ідентичності для рівняння (5.78) дорівнює:

$$Q(Y / x_1, x_2) = \frac{1}{D_u}\left[a_1^2D\{x_1\} + a_2^2D\{x_2\} + 2a_1a_2\,\mathrm{cos}\{x_1, x_2\}\right] \quad (5.80)$$

Якщо вихідна змінна Y залежить від *m* вхідних змінних x_i, тобто модель представлена у вигляді:

$$y = M\{Y / x_1,..,x_n\} = a_0 + \sum_{i=1}^{n} a_ix_i\,, \quad (5.81)$$

$$\text{то } D\{M\{Y / x_1,..., x_n\}\} = M\left\{\left[\sum_{i=1}^{n} a_ix_i - \sum_{i=1}^{n} a_iM\{x_i\}\right]^2\right\} \quad (5.82)$$

Після перетворення правої частини рівняння (5.82) отримаємо:

$$D\{M\{Y(x_1,.., x_n)\}\} = \sum_{i=1}^{n} a_i^2D\{x_i\} + 2\sum_{i=1}^{n-1}\sum_{j=i+1}^{n} a_ia_j\,\mathrm{cov}\{x_i, x_j\}$$

$$\text{тоді } Q_{x,y}\{y \mid x_{1,}.....,x_n\} = \frac{1}{Dy}[\sum_{i=1}^{n} a_i D\{x_i\} + 2\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=i+1}^{n} a_i a_j \operatorname{cov}\{x_i, x_j\} \quad (5.83)$$

Враховуючи, що з визначення $\operatorname{cov}\{x_i, x_j\} = r_{xi,xj}\sigma_i\sigma j$, отримаємо

$$Q\{Y \mid x_1,..., x_n\} = \frac{1}{Dy}\sum_{i,j=1}^{n} a_i a_j r_{xi,xj}\sigma_{xi}\sigma_{xj} \quad (5.84)$$

Розглянемо властивості ступеня ідентичності, якщо вхідні змінні попарно некорреліровані, тобто $\operatorname{cov}\{x_i, x_j\}=0$

$$\text{то} \qquad Q\{Y \mid x_1,..., x_n\} = \frac{1}{Dy}\sum_{i,j=1}^{n} a_i D\{x_i\} \quad (5.85)$$

Для детермінування об'єкта, коли модель (5.81) включені всі вхідні змінні $Q\{Y \mid x_1,..., x_n\} = 1$ в цьому випадку $M\{D\{Y \mid x_i,..., x_n\}\} = 0$ і $D\{M\{Y \mid x_1,..., x_n\}\} = D\{Y\}$ },

тобто точність прогнозу за регресивним рівнянням (5.81) визначається в цьому випадку тільки похибкою самої вихідної змінної. Для стохастичного об'єкта міра ступеня ідентичності буде менше одиниці, також це справедливо, в яких число вхідних змінних буде менше *n*.

До переваги оцінювання дисперсійною мірою для моделей об'єктів слід віднести те, що при її обчисленні використовуються характеристики, які використовуються також при самій ідентифікації об'єкта. Це математичні очікування, дисперсії і коваріації випадкових величин. Однак ці оцінки мають ряд недоліків, пов'язаних з тим, що при рівності нулю коефіцієнта кореляції між двома змінними У та Х відсутній тільки лінійний зв'язок, у разі наявності зв'язку вищого порядку наведена оцінка є неспроможною.

5.7 Вплив похибки у вимірі диспетчерських даних на адекватність моделей магістрального газопроводу

Метод статистичної ідентифікації з використанням регресійногоних рівнянь припускає, що всі диспетчерські дані вимірюються без помилок (або вони дуже малі), тому виміряні значення вважаються рівними істинним значенням.

У реальних умовах промислового використання МГ всі диспетчерські дані, що характеризують режими експлуатації МГ вимірюються з похибками, зумовленими в основному систематичними помилками вимірювальних приладів. Вплив цієї похибки на точність передбачення по регресивному рівнянню може бути велика і виразиться у збільшенні залишкової дисперсії для регресії, при цьому викокористування такого рівняння для цілей оптимального управління втрачає сенс. Отже необхідно оцінити вплив похибки у вимірі диспетчерських даних на точність і працездатність рі вняння регресії.

Нехай вхідний вектор $\vec{X}_i^0\{x_{1i}^0, x_{2i}^0,...,x_{ni}^0\}$ відповідає істинним значенням диспетчерської інформації, тут індекс *i* відповідає номерам диспетчерської інформації, а масиві *X* з цих векторів, за даними якого будується регресійне рівняння, *i*=1,2,3,…, *N* У. Компоненти цього вектора, $x_{ji}^0, j = 1,2,...n$ j істинні значення j-ого технологічного режиму роботи для МГ.

Нехай вхідні змінні x_{ji}^0 змінюються з похибкою ε_{ji}, тоді компоненти диспетчерської інформації рівні:

x $x_{ji} = x_{ji}^0 + \varepsilon_{ji}, \qquad M\{\varepsilon_j\} = 0$

причому $M\{\varepsilon_j, \varepsilon_i\} = \varepsilon^2$

Припустимо, що помилки вимірювання по кожній j-ої змінній не корелюються із помилками іншими змінними і зі значеннями самих змінних, тобто

$M\{\varepsilon_j, \varepsilon_i\} = 0$

$$M\{\varepsilon_j,(x_j - M\{x_j\})\} = 0 \qquad (5.86)$$
$$M\{\varepsilon_j,(x_l - M\{x_l\})\} = 0$$

Ці припущення близькі до істинних і часто виконуються для МГ.

Завдання ідентифікації за наявності похибок у вимірюванні диспетчерських даних полягає в тому, що необхідно знайти регресійне рівняння, для якого коефіцієнти будуть звільнені від спотворень впливу помилок вимірювання ε_{ji}.

Також необхідно оцінити зміну залишкової дисперсії для регресії при наявності похибок у вимірах.

При виведенні співвідношень скористаємося результатами, які приведені в розділі 4.4. Відповідно до рівняння (5.86) істинне значення помилки передбачення для регресійного рівняння σ^2 зв'язано з істинним значенням коефіцієнта множинної кореляції $R_y, x_1, x_2, ..., x_n$ і дисперсією вихідної величини σ_y^2 відношенням:

$$\sigma^2 = \sigma_y^2(1 - R_y^2 x_1, x_2, ..., x_n)$$
$$R_y^2, x_1, x_2, ..., x_n = 1 - \frac{D}{\sigma_y^2 D_{yy}} \qquad (5.87)$$

Елементи матриці *D* являють собою коваріації змінних:

$$d_{jl} = M\{(x_j - M\{x_j\})(x_l - M\{x_l\})\} \qquad (5.88)$$

У цьому рівнянні x_j замінимо $x_j^0 + \varepsilon_j$ на, тоді отримаємо:

$$d_{jl} = M\{(x_j^0 - M\{x_j\})(x_l{}^0 - M\{x^0{}_l\})\} = d_{jl}^0$$
$$d_{jj} = d_{jj}^0 + \xi_j^2$$

Отже в силу допущення (5.86) коваріації для (j,l)-их змінних не змінюються, а для (j,j)-их збільшуються на дисперсію помилки у вимірі ξ^2.

Стосовно до рівняння (5.87) розглянемо часткові похідні виду:

$$\frac{\partial R^2}{\partial \xi^2} = -\frac{(a_j)^2}{\sigma_y^2} = -\frac{(\bar{a}_j)^2}{\sigma_j^2} \qquad (5.89)$$
$$d\xi^2 \approx \nabla\xi^2 - \xi_j^2$$

Рівняння (5.89) отримано із використанням теореми про диференціювання визначників, тут a_j і $\bar{a}_j$ - коефіцієнти регресії та їх оцінки, знак « - » свідчить про те, що

значення R^2 може тільки зменшиться, отже σ^2 збільшується. Замінимо диференціали на приріст, отримаємо:

$$dR^2 \approx \nabla R^2 = R^2 - (R^0)^2 \qquad (5.90)$$

де: R^0 - значення множинного коефіцієнта кореляції при відсутності похибки, тобто при ξ^2=0. Тоді з (5.59) отримаємо:

$$\nabla R_j^2 = \frac{\xi_j^2}{\sigma_j^2}(\bar{a}_j)^2 \qquad (5.91)$$

Рівняння показує внесок похибки вимірювання по кожній змінній x_j в приростах залишкової дисперсії. Отже цей приріст залежить не тільки від величини самої похибки приладів ξ_j^2, але також і діапазону зміни цієї змінної у і ступенем впливу на вихідну змінну через оцінку коефіцієнта регресії ($\hat{a}_j$) при цієї змінної. Практично важливим результатом з рівняння (5.91) є наступне: чим більше розмах коливань вхідних незалежних змінних при формуванні матриці диспетчерських даних X, тим менше позначиться похибка у вимірі самих диспетчерських даних на точність в прогнозі по регрессионному рівнянню.

Також за значеннями оцінок $\hat{a}_j$ можна вцціліть ті j-ті вхідні змінні у векторі технологічного режиму роботи МГ, для яких необхідно в першу чергу підвищити точність регістрації диспетчерських даних, з метою підвищення точності математичної моделі.

Розглянемо вплив похибки у вимірі залежною вихідної змінної:

$$y_i = y_i^0 + \varepsilon_y$$
$$M\{\varepsilon_y\} = 0$$
$$M\{\varepsilon_y, \varepsilon_y\} = \xi_y^2$$

Використовуючи раніше наведену послідовність обчислень, отримаємо прирощення дисперсії через прирощення коефіцієнта множинної кореляції:

$$\Delta R_y^2 \approx \frac{\xi_y^2}{\sigma_y^2} \tag{5.92}$$

Практичні висновки цього рівняння аналогічні попереднім. Враховуючи, що рівняння (5.91) характеризує зміну дисперсії тільки за рахунок окремих j-их змінних, використовуючи теорему про повні збільшеннях [36,48] функції багатьох змінних, отримаємо:

$$\Delta R^2 = \sum_{j=1}^{n} \Delta R_j^2 \approx \sum_{j=1}^{n} \frac{\xi_j^2}{\sigma_j^2} \tag{5.93}$$

З урахуванням (5.90) представимо рівняння (5.87) у вигляді:

$$\sigma^2 = \sigma_y^2\left[1 - \left[R_{y;x_1 \ldots x_n}^2 - \Delta R^2\right]\right] = \sigma_y^2\left[1 - \left(R^{\bullet}\right)^2\right] - \sigma_y^2 \Delta R^2 = \left(\sigma^0\right)^2 + \Delta\sigma^2 \tag{5.94}$$

Враховуючи рівняння (5.93) отримаємо:

$$\Delta\sigma^2 = \sigma_y^2 \cdot \sum_{j=1}^{n} \frac{\xi_j^2}{\sigma_j^2} \tag{5.95}$$

Розглянемо вплив похибки вимірювання диспетчерських даних на значення коефіцієнтів регресії. Використовуючи результати [36], отримаємо:

$$\frac{\partial a_j}{\partial \xi_j^2} = -\frac{a_j}{\sigma_j^2} \frac{1}{\left(1 - R_{j,(1,2,\ldots,(n-1))}^2\right)} \tag{5.96}$$

де: $R_{j,(1,2,\ldots,(n-1))}^2$ - коефіцієнт множинної кореляції для j-ої незалежної змінної на інші незалежні перененние.

Рівняння (5.96) показує, що похибка вимірювання викликає тільки зменшення алгебраїчної величини коефіцієнтів регресії, воно пропорційно значенню a_j і назад пропорційно значенням σ_j^2. Чим тісніше пов'язані (корелювання незалежних змінних з j-ою змінною, тим ближче значення $R_{j,(1,2,\ldots,(n-1))}^2$ до одиниці, а отже більше спотворення в коефіцієнті регресії.

Помилки у вимірі вихідної змінної *y* ніяк не позначається на зміні коефіцієнтів регресії, тому що згідно [7]

$$\frac{\partial a_j}{\partial \xi_l^2} = 0$$

чутливість коефіцієнта a_j у до погрішностей у вимірюванні x_j -их змінних визначається відношенням:

$$\frac{\partial a_j}{\partial \xi_l^2} = -a_l \frac{D_{yy \cdot jl}}{D_{yy}} \tag{5.97}$$

У випадку некорельованості змінних всі визначники $D_{yy \cdot jl}$ для $j \neq l$, відповідно рівняння (5.97) дорівнює нулю. У загальному випадку права частина рівняння (5.97) може бути як

позитивною, так і негативною, однак зміна завжди пропорційно. Для наближених оцінок замінимо диференціали на прирощення:

$$\begin{aligned} \partial a_j &\approx \Delta a_j = a_j - a_j^0 \\ \partial \xi_j^2 &\approx \Delta \xi_j^2 = \xi_j^2 \end{aligned} \tag{5.98}$$

Тоді рівняння (5.96) і (5.97) представимо:

$$\begin{aligned} \Delta a_{j(j)} &= \frac{\xi_j^2}{\sigma_j^2} \frac{a_j}{\left(1 - R^2_{j,(1,2,\ldots,(n-1))}\right)} \\ \Delta a_{j(l)} &= -a_l \xi_l^2 \cdot D_{yy \cdot jl} / D_{yy} \end{aligned} \tag{5.99}$$

Подвійний індекс у рівнянні (5.99) відповідає номеру j-ому або l-ому, за рахунок похибки у вимірі якого змінюється значення j-ого коефіцієнта регресії.

Повний приріст $\Delta в_o$ за рахунок помилок вимірювання всіх $j = 1,2,\ldots,n$ змінних дорівнює:

$$\Delta a_j = \sum_{l=1}^{n} \Delta a_{j(l)} \approx -\sum_{l=1}^{n} a_l \xi_l^2 \frac{D_{yy \cdot lj}}{D_{yy}} \tag{5.100}$$

В окремому випадку, при $D_{yy \cdot lj} = 0$ Для $j \neq l$ – це рівняння прийме вигляд:

$$\Delta a_j = \Delta a_{j(j)} \approx \frac{\xi_j^2}{\sigma_j} a_j \tag{5.101}$$

Оскільки $R^2_{j,(1,2,\ldots,(n-1))}=0$

Формули (5.100) і (5.101) дозволяють оцінити зміну коефіцієнтів регресії і провести їх корекцію. Основні результати цього параграфа виведені через істинні значення статистик. У реальних умовах вони не відомі, тому необхідно скористатися вибірковими оцінками цих величин.

Переходячи до вибіркових оцінок отримаємо:

$$\Delta \hat{R}^2_{(j)} \approx \frac{\hat{\xi}_j}{\hat{\sigma}_j^2} \left(\hat{a}_j\right)^2 \tag{5.102}$$

$$\Delta \hat{\sigma}^2 \approx \frac{N-1}{N-n} \hat{\sigma}_y^2 \sum_{j=1}^{n} \frac{\hat{\xi}_j^2}{\hat{\sigma}_j^2} \hat{a}_j^2 \tag{5.103}$$

$$\Delta \hat{a}_{j(l)} \approx -\hat{a}_l \hat{\xi}_l^2 \frac{D_{yy \cdot jl}}{\hat{D}_{yy}}; l = 1,2,\ldots,n \tag{5.104}$$

Вибіркова оцінка $\hat{\xi}_l^2$ може бути отримана за паспортними даними вимірювальних приладів для МГ. Решта дані отримують у результаті статистичної обробки матриці спостереження *X*. Слід зазначити, що наведені результати справедливі для лінійних рівнянь регресії. При більш високих степенях формули (5.102), (5.103) і (5.104) ускладнюються. Однак в якості оцінки можна використувати і ці результати.

На підставі викладеного випливає, що:

Аналіз фактичних даних режимів роботи магістральних газопроводів показав, що параметри режимів мають випадковий характер зміни і можуть мінятися за невеликий період часу у великому діапазоні.

Обгрунтована необхідність проведення попереднього дослідження даних диспетчерської інформації. Серед методів такого дослідження особливо виділені перевірки на незалежність, однорідність, аналіз спостережень, які різко виділяються і перевірку закону розподілу, які є в задачах статистичної ідентіфікаціі найбільш суттєвими.

Запропоновано метод побудови статистичної моделі для розрахунку режимів роботи магістральних газопроводів довільної довжини і з великим числом компресорних станцій. Для гідравлічної ув'язки режимів на лінійних ділянках і компресорних станціях немає необхідності використовувати додаткові обмеження, це сутєво спрощує завдання.

Для можливості використання методу найменших квадратів при побудові рівнянь регресії доцільно видозмінити рівняння для компресорних станцій, для чого вони беруться аналогічними як і для лінійних ділянок. Коефіцієнти регресії оцінюють вплив не окремих параметрів режимів як: коефіцієнт гідравлічного опору, температура перекачується газу і т.д. на значення пропропускної здатності, а в єдиному комплексі. Тому рівняння регресії будується у вигляді суми парабол для лінійних ділянок і для компресорних станцій.

Для обчислення коефіцієнтів регресії розроблено програму статистичної ідентифікації за даними диспетчерської інформації. Можливість цієї програми по розмірності диспетчерських даних і числу оброблюваних масивів інформації такі, що дозволяють будувати моделі для існуючих газопроводів за невеликий час розв'язання на ЕОМ.

Обгрунтовано необхідність використання дисперсійних методів для оцінювання адекватності моделі фактичним даним, так як для їх обчислення використовуються ті ж результати, що при статистичній ідентифікації.

Наведено алгоритми оцінювання впливу похибки технологічних режимів диспетчерських даних, на їх основі є можливість коригування коефіцієнтів регресії.

Для оцінювання ступеня впливу окремих режимів роботи лінійних ділянок і компресорних станцій для магістрального газопроводу використовується процедура послідовного виключення незначущих параметрів. Модель після виключення цих параметрів має переваги перед повною моделлю, коли число параметрів у моделі велике (кілька десятків).

РОЗДІЛ 6. АЛГОРИТМИ І МЕТОДИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

6.1 Структурні схеми диспетчерського керування режимами магістрального газопроводу

Диспетчерське управління режимами роботи МГ має ієрархічу структуру, що складається з декількох ступенів [43, 57]. До задач планування та управління МГ належать:

- завдання перспективного планування;
- завдання поточного планування;
- задачі оптимального управління.

У роботі розглядається рішення тільки останніх двох завдань, пов'язаних з оптимізацією режимів роботи МГ, з урахуванням фактичного стану ГПА та стану ЛД на магістральному газопроводі. Критерії оптимізації були розглянуті в розділі 1.2. Існуючі схеми диспетчерського управління МГ можна умовно розділити на дві: централізовану і децентралізовану, в першому випадку оптимальні режими газопередачі розраховуються на рівні центрального диспетчерского пульта (ДЦ) з конкретизацією по ГПА, у другому – на рівні ДЦ розраховуються тільки вхідні і вихідні параметри КС (тиску), в цьому випадку розподіл потужностей з ГПА на КС вирішується на місцях. Друга схема диспетчерського управління має певні переваги по стійкості рішення і надійності реалізації, пов'язаної з тим, що для першого виду управління необхідна дуже складна нелінійна динамічна модель, а також великий обсяг диспетчерської інформації.

В даний час є ряд методик вирішення завдань диспетчерського управління, що базуються на різних моделях управління [49, 50, 53, 57]. Особливістю розробленого підходу є побудова схем диспетчерського управління з використанням регресійних рівнянь для опису нестаціонарного режиму роботи МГ.

Ієрархічна схема диспетчерського управління МГ по виду передачі інформації можна представити у вигляді, наведеному на рис. 6.1. Схема рисунку 6.1 включає:

1 - магістральний газопровід (складний технологічний об'єкт);
2 - пристрій збору та формування диспетчерської інформації;
3 - пристрій передачі диспетчерської інформації в ЦДУ;
4 - пристрій зберігання диспетчерської інформації;
5 - математичне забезпечення МГ (модель управління, методи оптимізації і т.д.);
6 - засіб диспетчерського відображення та передачі інформації про оптимальне управління з ЦДУ;
7 - засіб диспетчерської реалізації оптимальних управлінь на КС.

Процес диспетчерського керування режимами роботи МГ, незалежно від схем подання та розбиття МГ на окремі ділянки функціонування, включає реалізацію наступніої послідовності дій:

1. Отримання диспетчерської інформації про режим експлуатації МГ.
2. Обробка диспетчерської інформації, побудова моделі функціонування МГ.
3. Прийняття рішення про зміну режиму роботи МГ і вироблення диспетчером закону керування.
4. Обробка диспетчером зміни режиму роботи МГ відповідно до закону управління.

На рис. 6.2 наведена блок-схема диспетчерського управління МГ, пунктирною лінією тут окреслено блок диспетчерського управління. Блок диспетчерського управління в цій схемі включений в лінію зворотного зв'язку, це є основним принципом управління, який використовується в роботі. Управління за цим принципом здійснюється за двома схемами: за відхиленням і за збуренням [37, 40, 41].

Основний недолік цих схем управління полягає в детермінованості моделі МГ. Оскільки МГ належить до класу нестаціонарних об'єктів, то модель необхідно уточнювати, для цього в схемі диспетчерского управління необхідно включити ідентифікатор. На рис. 6.3 наведена

блок-схема диспетчерського управління МГ з використанням ідентифікатора в ланцюзі зворотного зв'язку, в цій схемі Y_0 – задане значення для вихідного показника режиму МГ.

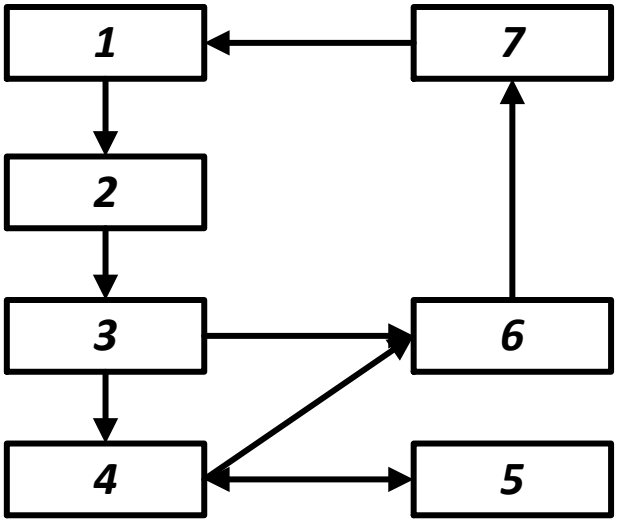


Рисунок 6.1 - Ієрархічна структура схеми диспетчерського управління МГ згідно проходження інформації

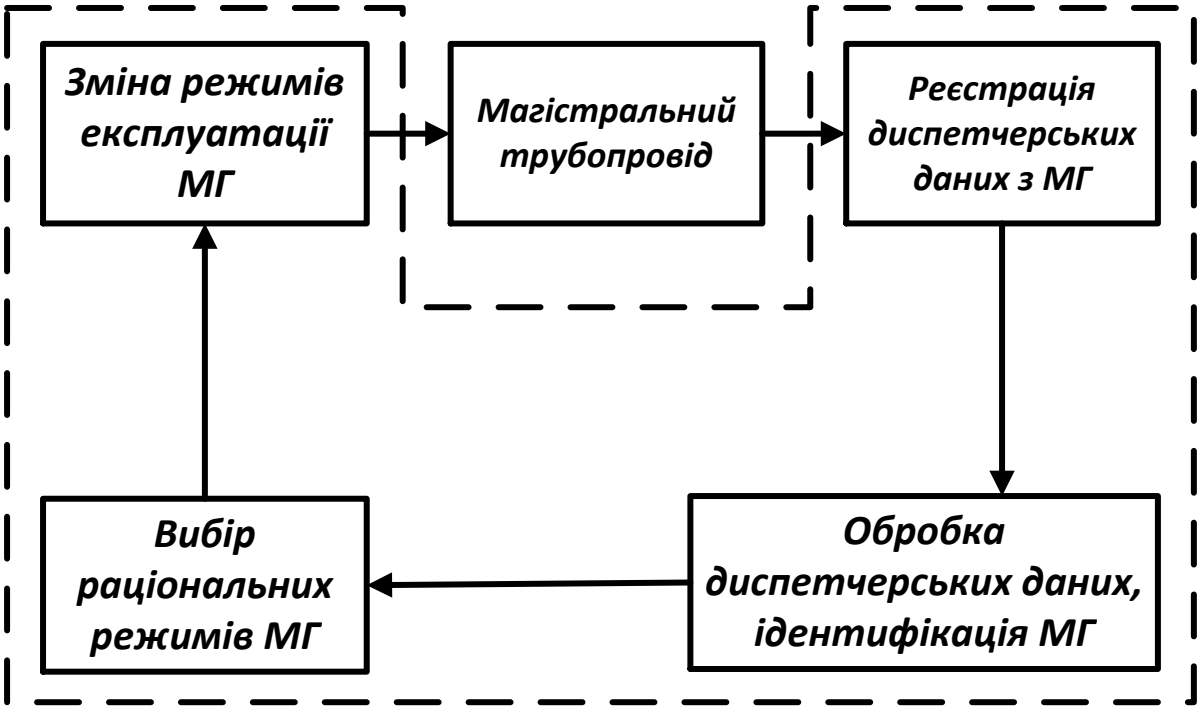


Рисунок 6.2 - Блок-схема диспетчерського оперативного управління режимами роботи МГ

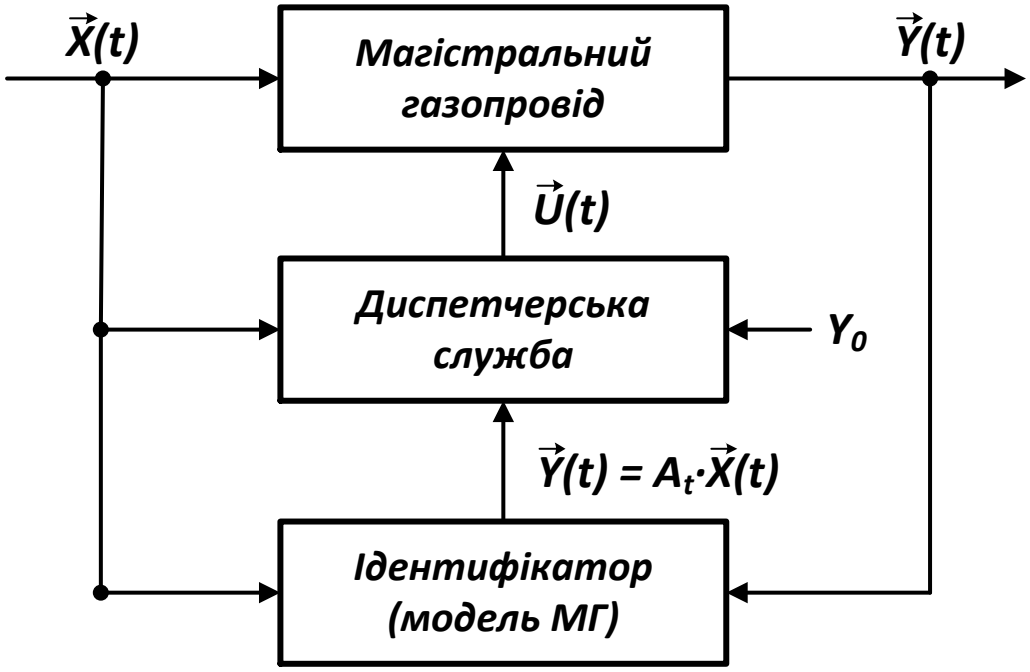


Рисунок 6.3 - Блок-схема диспетчерського управління МГ з ідентифікатором в ланцюгові зворотнього зв'язку

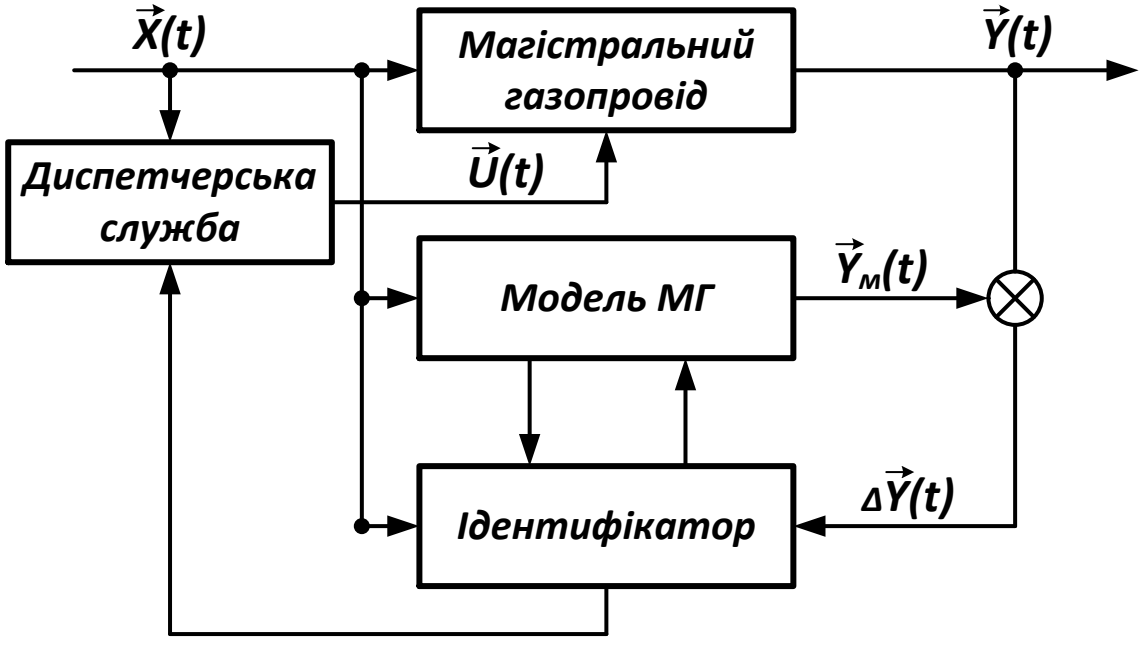


Рисунок 6.4 - Блок-схема диспетчерського адаптивного управління магістральним газопроводом

Ідентифікатор визначає структуру і параметри моделі МГ або оператор перетворення A_t. В цьому блоці здійснюється безперервне його уточнення. На рис. 6.4 наведена схема диспетчерського управління МГ за збуренням і за відхиленням в адаптивному режимі.

Процедура диспетчерського адаптивного управління працює безперервно і дозволяє відстежувати нестаціонарність моделі для МГ.

Задача ідентифікатора має дві сторони, вона виконує задачу стратегічної та оперативної ідентифікації МГ. В першому випадку визначається структура моделі, заданої регресійним рівнянням, у другому – відстеження (уточнення) коефіцієнтів моделі за значеннями неузгодженості в заданій структурі моделі. Наведені принципи управління реалізовані в роботі. Для стратегічної ідентифікації використовується алгоритм вибору найкращої моделі за умовою значимості факторів і мінімуму залишкової дисперсії, а для оперативної ідентифікації використовується однокроковий алгоритм адаптації

6.2. Адаптивні методи ідентифікації режимів магістрального газопроводу

Основним недоліком використання регресійних рівнянь для цілей ідентифікації режимів роботи МГ є те, що МГ належить до класу нестаціонарних процесів. В той час, як регресійне рівняння використовуються для ідентифікації стаціонарних процесів і лише для тієї області зміни вхідних контрольованих змінних, в якій була проведена ідентифікація. При надходженні нової інформації коефіцієнти регресійної моделі необхідно постійно враховувати, в цьому випадку з'являється можливість використовувати регресійні рівняння для ідентифікації режимів роботи МГ.

На рис. 6.5 і рис. 6.6 наведені приклади показують необхідність включення методів адаптації при використанні регресійних рівнянь для цілей прогнозування пропускної здатності магістрального газопроводу і вибору раціонального режиму експлуатації. На рис. 6.5 наведені три графіки, перший характеризує фактичні дані експлуатації магістрального газопроводу "Союз" в літній (липень) період часу, другий графік представляє собою передбачення цього ж параметра за моделлю режиму роботи в іншій період експлуатації – зимовий. Третій графік характеризує відхилення передбачених за моделлю фактичних значень $Q_ф$. Ця величина $RESI = Q_ф - Q_м$ коливається в діапазоні (–25÷380) т.м^3/год, по відношенню до середнього значення для $Q_ф$, що дорівнює $Q_{фср}$ = 3269 т.м^3/год, помилка складає 11 %. На рис. 6.6 наведено графіки, аналогічні рис. 6.5, відмінність полягає в тому, що тут для передбачення пропускної здатності в зимовий період експлуатації використовується "літня" модель. Параметр *RESI* в цьому випадку змінюється в межах (–75÷100) т.м^3/год, по відношенню до середнього значення для фактичних даних за цей період (лютий 2012 р.) $Q_{фср}$ = 3666 т.м^3/год, помилка складає (2÷2,8 %).

Як зазначалося, основним принципом ідентифікації в режимі постійного коригування коефіцієнтів регресії є принцип зворотного зв'язку. Перетворення вхідної функції $X(t)$ у вихідну $Y(t)$ здійснюється через оператор перетворення A_t, тоді $Y(t) = A_t \cdot X(t)$.

Блок ідентифікації обчислює оцінку вихідний функції $\hat{Y}(t)$ через оцінку оператора $\hat{A}_t$, $\hat{Y}(t) = \hat{A}_t \cdot X(t)$. Коригування оператора перетворення пропорційне відхиленню істинних значень для вихідної функції $Y(t)$ від обчисленої оцінки $\hat{Y}(t)$. На рис. 6.7 наведена блок-схема коригування оператора $\hat{A}_t$. Необхідність коригування оцінки оператора, крім перерахованих факторів, також пов'язана з наявністю неконтрольованої зміни самого оператора A_t. Причиною дрейфу може бути наявність неконтрольованих впливів, значення яких не були враховані або не могли бути враховані точно при побудові оператора, наприклад, старіння агрегатів на КС, зміна шорсткості внутрішньої поверхні трубопроводу і т.д. Як правило, зміна дрейфуючих параметрів значно повільніша, ніж зміна контрольованих параметрів для МГ, в цьому випадку вдається

скоригувати оцінку оператора A_t таким чином, щоб найкращим чином (в сенсі мінімуму квадрата відхилення *Y(t)* від $\hat{Y}(t)$) компенсувати вплив цих неконтрольованих параметрів.

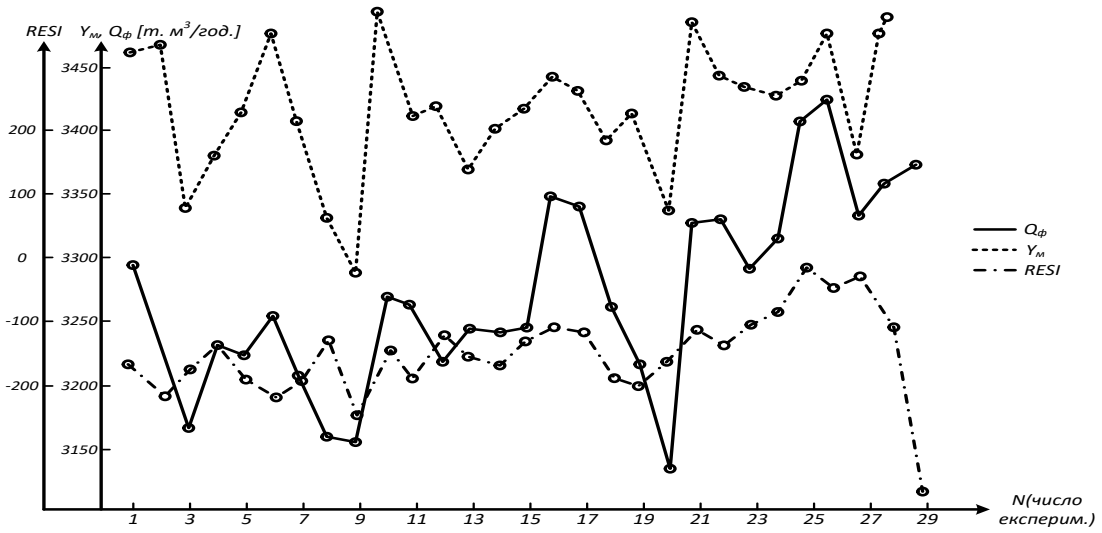


Рисунок 6.5 - Передбачення по «зимовій» моделі для МГ «Союз»

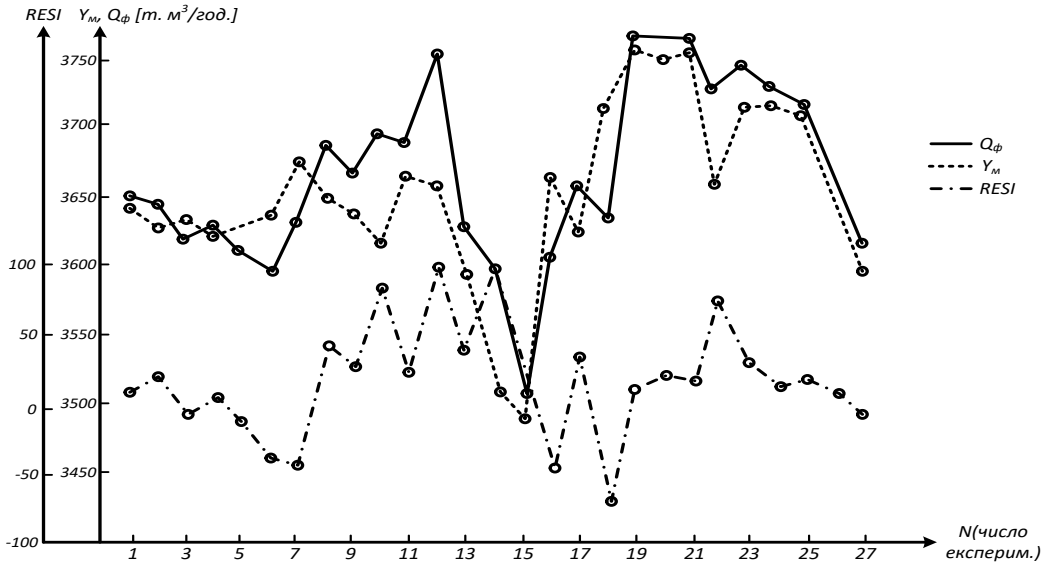


Рисунок 6.6 - Передбачення по «літній» моделі для МГ «Союз»

Нехай для опису режиму роботи МГ використовується регресійне рівняння виду:

$$Y_i = \sum_{j=1}^{n} \hat{a}_j x_j \qquad (6.1)$$

або в матричному вигляді:

$$Y_i = \hat{A}^T \cdot X_i$$

де: Y_i, X_i – вихідна і вхідна змінні в момент часу.

Модель (6.1) будувалася за даними диспетчерської інформації, знятих у момент часу

$$i = t_0 + \Delta t; t_0 + 2t; \ldots; t_0 + N\Delta t$$

де: i – дискретні моменти часу вимірювання Y_i та X_i;

Δt, N – інтервали часу, через які здійснюється експеримент і число експериментів відповідно.

Нехай значення y_i вимірюються з помилкою ε_i, тоді

$$y_i = y_i^* + \varepsilon_i$$

Для помилки ε_i зберігаються умови, введені раніше. За наявності дрейфу коефіцієнти змінюються в часі. Задача ідентифікації полягає в знаходженні оцінки $\hat{A}(N+\alpha)$, тобто в моменти часу $i = N + \alpha$, де $\alpha = 0,1,2\ldots << N, \alpha \geq 0$. Нехай $\alpha > 0$, розв'язок цієї задачі відповідає задачі прогнозування (при $\alpha = 0$ фільтрації).

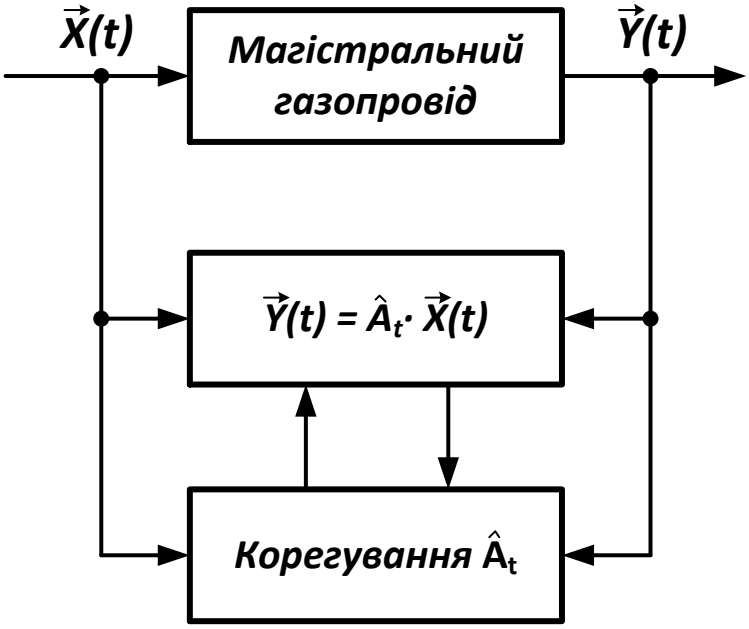


Рисунок 6.7 - Блок-схема корекції оператора $\hat{A}_t$ для МГ

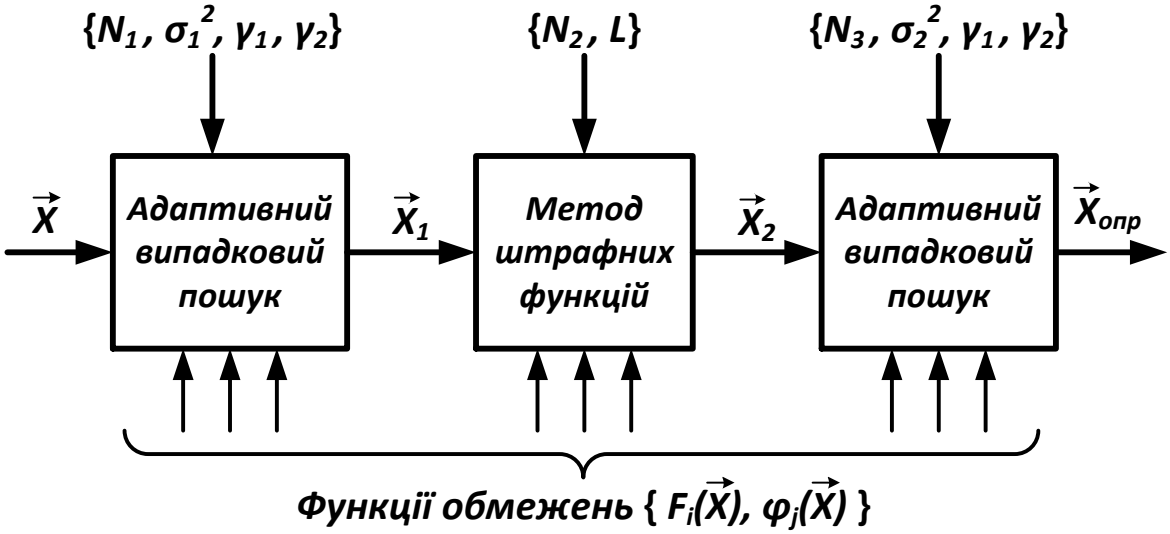


Рисунок 6.8 - Структурна схема пакету оптимізації

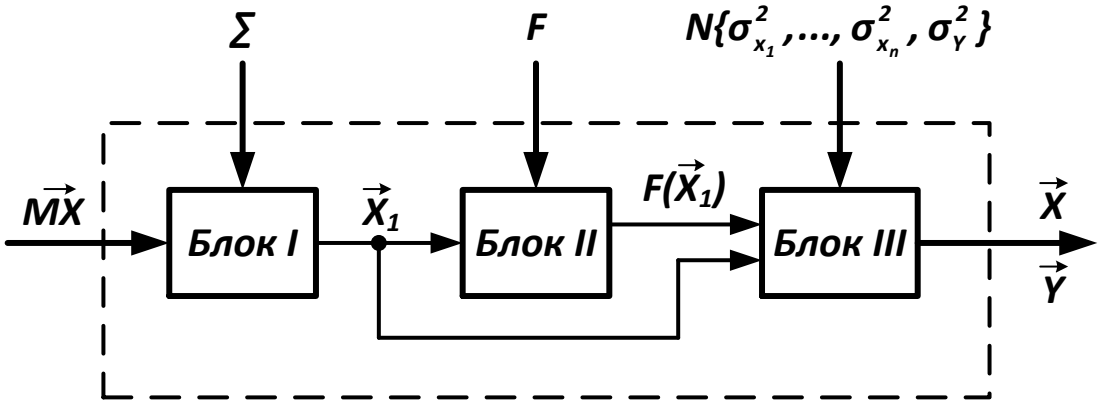


Рисунок 6.9 - Блок-схема імітації диспетчерських даних магістрального газопроводу на комп'ютері

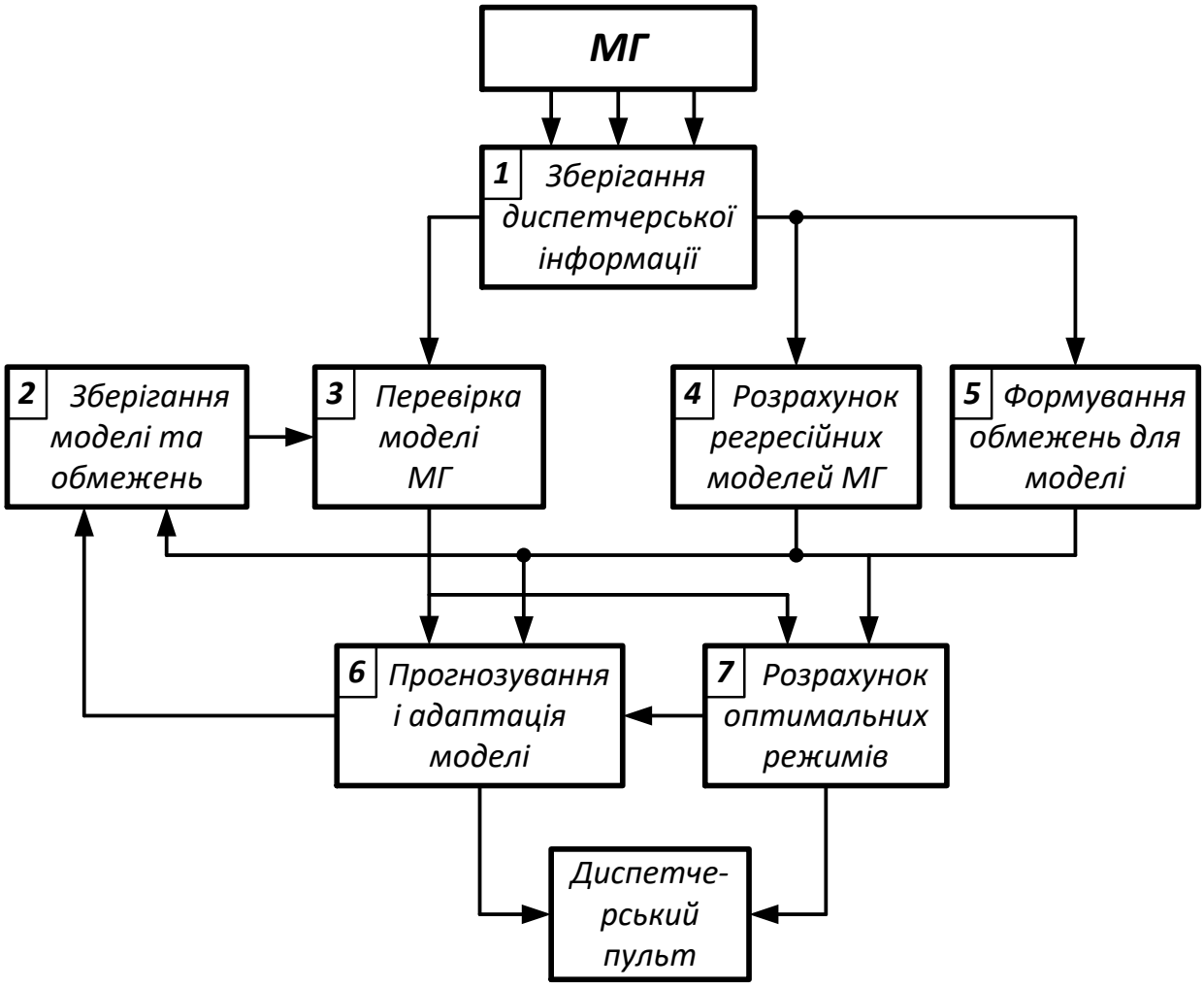


Рисунок 6.10 - Функціональна схема диспетчерського управління МГ

Представимо алгоритм обчислення оцінок $\hat{A}(N+\alpha)$ в рекурентній формі, в якій пов'язується обчислення оцінки для момента часу $(N+\alpha)$ з раніше знайденою оцінкою для моменту часу $(N+\alpha)$ та диспетчерською інформацією, що надійшла в момент часу *N*. В загальному вигляді рекурентний алгоритм записується у вигляді:

$$\hat{A}(N+\alpha) = F\left[\hat{A}(N+\alpha-1), x_N, y_N, \gamma\right] \tag{6.2}$$

де: *F* – деяка функція, що задає структуру алгоритму;

γ – параметр алгоритму, який підлягає визначенню в процесі налаштування алгоритму.

Вплив диспетчерської інформації, отриманої в моменти часу *N*, *N-1*, *N-2* і т.д. на точність оцінки $\hat{A}(N+\alpha)$ не однаковий. Для того, щоб це врахувати, вводиться функція ваги $\varphi(N,i,\gamma)$, тут *i* – номер поточного спостереження диспетчерської інформації.

Для визначення структури алгоритму *F* скористаємося критерієм найменших квадратів. Розглянемо величину:

$$L = \sum_{i=1}^{N}\left[y(i) - \hat{A}^T(N+\alpha)\cdot x(i)\right]^2 \varphi(N,i,\gamma) \tag{6.3}$$

Шукається мінімум *L* по $\hat{A}^T(N+\alpha)$, цей метод відповідає методу поточного регресійного аналізу. Мінімізуючи *L* по $\hat{A}(i+\alpha)$ отримаємо наступне рівняння

$$\hat{A}(i+\alpha) = \left(X_i^T W_i X_i\right)^{-1}\cdot\left(X_i^T W_i Y_i\right) \tag{6.4}$$

Оцінка $A(i+\alpha+1)$ обчислюється через відому оцінку $\hat{A}(i+\alpha)$ та додаткову вхідну інформацію X_{i+1} та Y_{i+1} (диспетчерську інформацію) таким чином:

$$\hat{A}(i+\alpha+1) = \left|X_{i+1}^T W_{i+1} X_{i+1}\right|^{-1} X_{i+1}^T W_{i+1} Y_{i+1} =$$

$$= \hat{A}(i+\alpha) + \frac{\left(X_i^T W_i X_i\right)^{-1} X_{i+1}}{X_{i+1}^T\left(X_i^T W_i X_i\right)^{-1} X_{i+1} + \gamma}\left(Y_{i+1} - X_{i+1}^T \hat{A}(i+\alpha)\right) \tag{6.5}$$

Алгоритм (6.5) відноситься до класу однокрокових алгоритмів, тобто для обчислення оцінки невідомих параметрів моделі (6.1) використовуються результати одного виміру, так для отримання $\hat{A}(i+\alpha+1)$ необхідні вимірювання X_{i+1} та Y_{i+1}.

Вплив окремих *i*-их вимірювань позначається на величині уточнення через вибір параметра *A*. Наведені рекурентні алгоритми досить громіздкі, серед однокрокових алгоритмів адаптації широке поширення отримав алгоритм виду:

$$\hat{a}_j(i) = \hat{a}_j(i-1) + \frac{y(i) - \sum_{j=1}^{n}\hat{a}_j(i-1)\cdot x_j(i)}{\gamma + \sum_{j=1}^{n} x_j^2(i)}\cdot x_j(i) \tag{6.6}$$

Величина коефіцієнтів на *i*-му кроці уточнення залежить від оцінок коефіцієнтів на (*i–1*)-му кроці і від результатів вимірювання на *i*-му кроці вхідних змінних $x_j(i)$ і вихідних змінних $y(i)$. В матричному вигляді рівняння (6.6) можна записати у вигляді:

$$\hat{A}(i) = \hat{A}(i-1) + \frac{Y(i) - \hat{A}^T(i-1)\cdot X(i)}{\gamma + X^T(i)\cdot X(i)}\cdot X(i) \tag{6.7}$$

Величина, на яку виправляються коефіцієнти моделі (6.1) пропорційні помилці прогнозування:

$$\Delta y(i) = y(i) - \hat{y}(i)$$

Введемо вектор помилки визначення оцінок коефіцієнтів $\hat{a}_j$, одержимо:

$$\Delta a_j(i) = a_j(i) - \hat{a}_j(i),\ j = 1,2\ldots n$$

де: *i* – крок уточнення коефіцієнтів.

Величина цієї помилки змінюється з тактом зміни коефіцієнтів з рівняння:

$$\Delta a_j(i) = \Delta a_j(i-1) - \frac{\sum_{j=1}^{n} \Delta a_j(i-1) \cdot x_j(i)}{\gamma + \sum_{j=1}^{n} x_j^2(i)} \cdot x_j(i) \qquad (6.8)$$

Умова монотоннї збіжності полягає в тому, що сума квадратів помилки визначення всіх коефіцієнтів $\hat{a}_j$ в кожному наступному кроці *i* в усякому разі не збільшується при будь-яких змінах вхідних даних $X(i)$ тобто

$$\lambda = \sum_{j=1}^{n} \Delta a_j^2(i-1) - \sum_{j=1}^{n} \Delta a_j^2(i) \geq 0 \qquad (6.9)$$

Для того, щоб на довільному кроці *i* відбулося зменшення помилки, достатньо, щоб вхідний вектор $X(i)$ не був перпендикулярним до попереднього вектору помилок $\Delta A(i-1)$, або вхідні вектори $X(i)$ та $X(i-1)$ не повинні бути паралельними, тобто повторне уточнення по одному і тому ж вхідному вектору не зменшує помилку в визначенні коефіцієнтів моделі, вхідні змінні повинні бути лінійно незалежними. Найбільша швидкість збіжності оцінок $\hat{a}_j$ до a_j виходить тоді, коли скалярний добуток вхідних векторів дорівнює нулю. При розмірності вхідного вектора, що дорівнює $\hat{a}_j$, існує тільки *n* лінійно незалежних векторів, ортогональних один одному, після *n* кроків такого уточнення всі коефіцієнти будуть визначені абсолютно точно. Умова ортогональності вхідних векторів $X(i)$ можлива тільки в тому випадку, коли всі змінні x_j керовані незалежно один від одного, це збігається з проведенням активного експерименту на МГ. В умовах нормальної експлуатації МГ випадок ортогональних вхідних векторів практично неможливий, оскільки умова безпеки роботи агрегатів на КС, а також можливих втрат при проведенні такого експерименту виключають таку ситуацію. Для МГ доцільно використовувати статистичну ортогональность вхідних векторів. Умова статистичної ортогональності рівносильна умові статистичної незалежності як самих векторів, так і їх компонент, при цьому помилка в обчисленні необхідних параметрів спадає по експоненті [37, 40]. Найбільша ефективність досягається при нульових значеннях математичного сподівання компонент вхідного вектора $X(i)$, отже доцільно провести центрування змінних щодо значень математичного сподівання.

Розглянемо вплив параметра γ і його призначення в рекурентному алгоритмі (6.6) і (6.7). Параметр γ вводиться для зменшення впливу послід, переписавши рівняння (6.7) у вигляді матричних перешкод, отримаємо:

$$\hat{A}(i) = \hat{A}(i-1) + \Delta(i) \cdot X(i) \qquad (6.10)$$

де:

$$\Delta(i) = \frac{\Delta A(i-1) \cdot X(i)}{\gamma + X^T(i) \cdot X(i)}$$

Якщо є повторні однакові вектори $X(i)$ та $X(i+1)$, то

$$\Delta(i+1) = \frac{\gamma \cdot \Delta(i)}{\gamma + X^T(i) \cdot X(i)} \quad (6.11)$$

При *S* повторних вхідних впливах і $S \to \infty$ коефіцієнти моделі дорівнюють:

$$\hat{A}(i+\infty) = \hat{A}(i-1) + \frac{\Delta A^T(i-1) \cdot X(i)}{X^T(i) \cdot X(i)} \cdot X(i) \quad (6.12)$$

Відповідно уточнення буде аналогічним як при відсутності перешкод або оптимальному кроці. При $\gamma \neq 0$ вигідно проводити уточнення оцінок $\hat{a}_j$, навіть якщо вхідні дії не змінюються.

Розглянемо властивості алгоритму (6.7) при змінних параметрах оператора перетворення A_t. В цьому випадку коефіцієнти змінюються в часі, запишемо цю умову вигляді:

$$a_j(i) = a_j(i-1) + \delta_j$$

де: δ_j – зміна істинних значень коефіцієнта за один такт.

Умову збіжності оцінок $\hat{a}_j$ до істинних значень на *i*-му кроці уточнення можна записати у вигляді наступного матричного рівняння:

$$\frac{\Delta A^T(i-1) \cdot X(i)}{X^T(i) \cdot X(i)} > \delta^T \delta + 2\frac{\Delta A^T(i-1) \cdot X(i) \cdot \delta^T}{X^T(i) \cdot X(i)} \cdot X(i) - 2\Delta A^T(i-1) \cdot \delta \quad (6.13)$$

При малих значеннях параметрів δ_j ця нерівність завжди виконується, тобто при повільній зміні коефіцієнтів збіжності $\hat{a}_j \to a_j$ завжди буде забезпечена для $j = 1,2\ldots n$ з точністю до δ_j, при $\delta_j(i)$ та $\delta_j(i+1)$ незалежних для $i = 1,2\ldots n$.

Якщо для моделювання МГ використовуються диференціальні рівняння, то для їх розв'язання можна використовувати рекурентні процедури, в цьому випадку рівняння представляються за допомогою різницевих схем, або дискретного аналога цих рівнянь виду:

$$y(i) = \sum_{j=1}^{n} a_j x(i-j) + \sum_{j=1}^{m} q_S \cdot y(i-j) \quad (6.14)$$

де: $y(i)$ – значення вихідного показника в момент часу *i* (в *i*-му такті);

$x(i-j)$ – вхідне значення в момент часу $(i-j)$;

a_j, q_j – невідомі параметри моделі.

Рівняння (6.14) відповідає одновимірному динамічному об'єкту. Для багатовимірного рівняння збільшиться в цьому випадку число сум – кожному виходу буде відповідати своя пара сум наведеного в (6.14) типу.

Якщо для моделювання береться модель (6.1), то при нестаціонарному режимі роботи магістрального газопроводу на основі розглядуваного алгоритму адаптації для пропускної здатності в кінці розраховуваної ділянки можна вивести таку рекурентну процедуру:

$$Q_S = \sum_{j=1}^{n} a_{jS} \cdot x_{jS} = \sum_{j=1}^{n} \left(a_{j-1,S-1} \cdot x_{jS} + \frac{\Delta Q_j \cdot x_{jS}}{\gamma + \sum_{j=1}^{n} x_{jS}^2} \right) =$$

$$= \sum_{j=1}^{n} a_{j-1,S-1} \cdot x_{jS} + \sum_{j=1}^{n} \frac{Q_{\Phi S} - \sum_{j=1}^{n} a_{j-1,S-1} \cdot x_{jS}}{\gamma + \sum_{j=1}^{n} x_{jS}^2} \cdot x_{jS} =$$

$$= Q_{S-1} \cdot (1 - b_S) + Q_{\Phi S} \cdot b_S \qquad (6.15)$$

Невідомий коефіцієнт b_S задається за структурою розраховуваного магістрального газопроводу, він дорівнює:

$$b_S = \sum_{j=1}^{n} \frac{x_{jS}}{\gamma + \sum_{j=1}^{n} x_{jS}}; x_{JS} = \sqrt{P_{jS}^2 - P_{jS}^2}$$

S – крок ітерації.

6.3 Стійкість алгоритмів адаптації до похибок у зміні диспетчерських даних

У реальних умовах експлуатації МГ вихідна змінна і вхідні змінні (дані диспетчерської інформації) вимірюються з помилками, таким чином всі обчислення ведуться зі спотвореннями, замість параметра x_j в рекурентному алгоритмі використовують величину $x_j^* = x_j + \delta x_j$, а замість вихідної величини *y* використовують $y^* = y + \delta y$. Розглянемо вплив похибок δx_j і δy на якість роботи алгоритму (6.7).

Нехай тільки вихідна змінна *y* змінюється з помилкою, тоді рівняння (6.7) прийме вигляд:

$$\hat{a}_j(i) = \hat{a}_j(i-1) + \frac{y(i) + \delta y(i) - \sum_{j=1}^{n} \hat{a}_j(i-1) \cdot x_j(i)}{\gamma + \sum_{j=1}^{n} x_j^2(i)} \cdot x_j(i) \qquad (6.16)$$

Використовуючи векторне позначення і ввівши похибки вимірювання коефіцієнтів $\Delta A(i)$, рівняння (6.16) прийме вигляд:

$$\Delta A(i) = \Delta A(i-1) - \frac{\Delta A^T(i-1) \cdot X(i) + \delta y(i)}{\gamma + X^T(i) \cdot X(i)} \cdot X(i) \qquad (6.17)$$

Для того, щоб оцінка $\hat{A}(i)$ сходилася до істинних значень $A(i)$ необхідно, щоб математичне сподівання помилки в *i*-му такті уточнення була меншою, ніж на (*i* – 1)-му. За умови, що $M\{\delta y\} = 0$ ця умова рівносильна виконанню нерівності:

$$M\{\Delta y(i)\} > M\{\delta^2 y(i)\} \qquad (6.18)$$

Отже оцінки параметрів $\hat{A}_t$ в середньому будуть уточнюватися правильно за алгоритмом (6.16) до тих пір, поки помилка передбачення вихідного параметра не стане меншою від

помилки його вимірювання. Умова (6.18) відповідає умові адекватності моделі (6.1) експериментальним даним.

При неточному вимірюванні вхідних змінних, алгоритм (6.7) дорівнює:

$$\hat{A}(i) = \hat{A}(i-1) + \frac{y(i) - \sum_{j=1}^{n} \hat{a}_j(i-1) \cdot x_j^*(i)}{\gamma + \sum_{j=1}^{n} \left(x_j^*(i)\right)^2} \tag{6.19}$$

В позначеннях через $\Delta A(i)$ отримаємо:

$$\Delta A(i) = \Delta A(i-1) - \frac{\Delta A^T(i-1) \cdot X^*(i) - A^T(i-1) \cdot \delta x(i)}{\gamma + X^{T*}(i) \cdot X^*(i)} \tag{6.20}$$

Роблячи припущення, аналогічні випадку з помилкою вимірювання вихідної величини, тобто $M\{\delta x_i\} = 0$, $\gamma = 0$ і δx_i не корельовані між собою і вхідними впливами, отримаємо наступну умову збіжності оцінок $\hat{A}_t$ до істинних A_t:

$$\left(\sum_{j=1}^{n} \Delta a_j(i) \cdot x_j(i) + \sum_{j=1}^{n} \Delta a_j(i) \cdot \delta x_j(i) \right)^2 > \sum_{j=1}^{n} \Delta a_j^2(i) \cdot \delta x_j(i) \tag{6.21}$$

Отже, збіжність покращується зі збільшенням вхідних впливів $x_j(i)$ та зменшенням помилки вимірювання вхідних величин δx_j.

Оптимальне значення $\gamma_{опт}$ для двох розглянутих випадків отримують після розв'язання рівнянь для помилок (6.17) і (6.20) відносності параметра γ. Для випадку з помилками при вимірюванні вихідного параметра *y* значення для γ дорівнює:

$$\gamma_{опт} = M\{\delta^2 y\} \cdot M\left\{ \frac{X^T(i) \cdot X(i)}{\left[\Delta A^T(i-1) \cdot X(i)\right]^2} \right\} \tag{6.22}$$

Для випадку з помилками при вимірюванні вхідних впливів $X(i)$, значення для γ доцільно вибрати рівним:

$$\gamma_{опт} = \frac{X^{T*}(i) \cdot X^*(i)}{\left[\Delta A^T(i-1) \cdot X^*(i)\right]^2} \cdot \sum_{j=1}^{n} a_j^2(i) \cdot \delta x_j(i) \tag{6.23}$$

6.4 Методи розрахунку оптимальних режимів експлуатації магістрального газопроводу.

Розв'язання задач вибору оптимальних режимів роботи МГ багато в чому визначається критерієм оптимізації і, відповідно, класом використовуваних моделей МГ. Частково критерії оптимізації були розглянуті в 1.2 розділу 1. На даний час серед задач оптимізації режимів роботи МГ найбільш успішно розв'язана задача вибору максимальної пропускної здатності МГ при мінімумі енергетичних затрат і заданому плані подачі газу споживачам. Розв'язання цієї задачі при оперативному управлінні призводить до можливості досягнення максимальної ефективності використання МГ, цей розв'язок був одержаний в [48] і знайшов велике практичне застосування. В основу методів знаходження оптимальних режимів закладено апарат динамічного програмування.

В даній роботі для моделювання режимів роботи МГ використовується апарат статистичної ідентифікації, розглянутий у попередніх розділах роботи. При виборі методів оптимізації необхідно враховувати цю особливість. Якість чисельних методів оптимізації характеризується багатьма факторами: областю збіжності, швидкістю збіжності, часом виконання однієї ітерації, об'ємом пам'яті, який необхідний для реалізації обраного методу, класом розв'язуваних задач і т.д. Слід також враховувати особливості задач за розмірністю оптимального вектора, багатоекстремальні, гладкі і негладкі задачі і т.д.

Тому один і той же метод може виявитися ефективним для одного типу задач і абсолютно неприйнятним для іншого типу [17]. У зв'язку з перерахованими особливостями на сьогоднішній день не існує найкращого в усіх відношеннях універсального чисельного методу оптимізації. Тому є необхідним не пошук універсального методу, а розумне поєднання різноманітних методів, що дозволяє з найбільшою ефективністю вирішувати поставлені задачі. Для створення пакету програм необхідно мати такі методи оптимізації, що дозволяють всебічно досліджувати задачу. Найкращим способом використання пакету є робота в діалоговому режимі із заданим сценарієм розрахунків, такий динамічний режим роботи дає можливість на максимальному рівні використовувати досвід та інтуїцію розробника і користувача пакетом.

Для системи управління МГ відсутня можливість створення діалогового пакету оптимізації, тут структура пакету і послідовність обчислень зафіксована, це обмеження пов'язане з недостатньою технічною базою на ЦДП. Вимоги промислової експлуатації методів оптимізації накладає обмеження виду: заданий час роботи пакету на ЕОМ, задана точність обчислень, висока експлуатаційна надійність, клас розв'язуваних задач і т.д.

В основу створення пакету був покладений досвід підходу для розробки створення методології розрахунку оптимальних режимів роботи магістральних газопроводів провідних наукових організацій, який базується на виростанні сучасних комп'ютерних технологій і математичних методів оптимізації технологічних процесів. Пакет включає на різних рівнях розрахунку метод штрафних функцій і метод адаптивного випадкового пошуку який дозволяє виключити зациклення ітераційних процедур пошуку екстремуму в "особливих точках" за рахунок використання випадкового пошуку, тим самим підвищується надійність пакета в цілому. Також у пакеті є можливість врахування технологічних обмежень, які задані функціями довільного виду за рахунок використання методу штрафних функцій при розв'язанні задач нелінійного програмування. В пакеті в якості цільової функції використовується регресійне рівняння, задане у вигляді параболи і обмежень у вигляді багатовимірного еліпсоїда розсіювання та лінійних обмежувальних функцій. Розв'язання цієї задачі оптимізації відноситься до класу випуклого програмування [17, 50] з наявністю одного глобального екстремуму. На рис. 6.8 наведено структурну схему пакету оптимізації, тут $\overline{X}$ – вхідний вектор стану МГ; $\overline{X}_{ОПТ}$ – вихідний вектор оптимального режиму роботи МГ.

Задача оптимізації режимів роботи МГ зводиться до наступної. Шукається $\max\left(F\left(\overline{X}\right)\right)$ при $x \in \Omega_p$ цільової функції при обмеженнях:

$$F_i\left(\overline{X}\right) = 0; i = 1,2\ldots l$$
$$\varphi_j\left(\overline{X}\right) \le 0;\ j = 1,2\ldots m \qquad (6.24)$$

де: Ω_p – область працездатності для функції;

$F(\overline{X})$ – цільова функція, що оптимізується (модель МГ);

$F_i(\overline{X})$ – функція обмеження у вигляді рівності;

$\varphi_j(\overline{X})$ – функція обмеження у вигляді нерівності.

Розв'яжемо задачу (6.24) методом штрафних функцій, для чого складемо функцію штрафу такого вигляду:

$$P(x,\tau) = -F(x_K) + \tau \cdot \left(\sum_{m=1}^{l} F_i(x_K)^2 + \sum_{j=l+1}^{m} \varphi_j^+(x_K)^2 \right) \quad (6.25)$$

де

$$\varphi_j^+(x_K) = \begin{cases} 0, при\ \varphi_J(x_K) \le 0 \\ \varphi_J(x_K), при\ \varphi_J(x_K) > 0 \end{cases}$$

Розглянемо задачу:

$$\max \min(P(x,\tau)) \text{ при } \tau \in T, x \in \Omega_P \quad (6.26)$$

В роботах [27,29] показано, що при $T \to \infty$ розв'язання задачі (6.26) сходиться до розв'язання задачі (6.24). Вибравши значення штрафу τ досить великим ($\tau \approx 300$), градієнтним методом розв'язується тільки внутрішня задача рівняння (6.26). Рекурентний алгоритм пошуку екстремуму дорівнює:

$$x_i(s) = x_i(s-1) - B^{'} \cdot P^{'}(x_i,\tau) \quad (6.27)$$

де $i = 1,2 \ldots n$, тобто пошук ведеться тільки за керуючими змінними. Тут *s* – крок ітерації за схемою (6.27).

Значення штрафу змінюється від 0 до $\tau_{\max}$ за законом:

$$\tau(s+1) = \tau(s) + \left(\sum_{i=1}^{l} F_i(x_K)^2 + \sum_{j=l+1}^{m} \varphi_j^+(x_K)^2 \right) \cdot \frac{C_1(\tau_{\max} - \tau(s))}{\sqrt{1+s}}$$

Отже, якщо не виконуються обмеження у вигляді рівності або нерівності, то величина штрафу $\tau(s)$ збільшується пропорційно квадрату значень функцій $F_i(x_K)$, $\varphi_j(x_K)$. Параметри $B^{'}$, c_1 підбираються для конткретного виду функцій, для початкового наближення його можна вибрати рівним $B^{'}$ = 0,01, C_1 = 0,001. Значення похідної обчислюється, якщо це можливо, аналітично, або чисельним методом, через приріст Δx_j, тоді

$$P^{'}(x,\tau) = \frac{P(x+\Delta x,\tau) - P(x-\Delta x,\tau)}{2\Delta x}$$

Адаптивний випадковий пошук за правильної організації є досить ефективним засобом пошуку глобального екстремуму [17, 29]. В області пошуку Ω, що включає область Ω_p і обмеження у вигляді рівності і нерівності в постановці задачі (6.24) із заданою щільністю розподілу (в даному прикладі рівномірною) $P\left(X \middle| m_x, \sigma_x^2\right)$ генеруються випадкові точки $x_1, x_2 \ldots x_n$. Для щільності розподілу: $m_x = \overline{X}$ – математичне сподівання, σ_x^2 –дисперсія випадкових величин. Алгоритм випадкового пошуку полягає в тому, що $\overline{X}$ розташовується в точці з оптимальним (раніше знайденим) або похідним значенням функції, що оптимізується:

$$F_K\left(\overline{X}\right) = \min\left(-F\left(\overline{X}\right)\right) = Q^*$$

Пошук Q^* проводиться на підставі рекурентної процедури:

$$\overline{X} = X^* = \begin{cases} X_{i-1}^*; Q_i^* = Q_{i-1}^*, при\ Q(X_i) \ge Q_{i-1}^* \\ X_i; Q_i^* = Q(X_i), при\ Q(X_i) < Q_{i-1}^* \end{cases}$$

де: *i* – крок рекурентного пошуку.

Цей підхід гарантує знаходження глобального екстремуму, при цьому застосовується адаптація дисперсії σ_x^2 в процесі пошуку. Дисперсію зменшують при невдалих випадкових спробах і збільшують при вдалих, тобто

$$\sigma_i = \sigma_{i-1} + \Delta\sigma_i$$

де:

$\Delta\sigma_i = \varphi(\sigma_{i-1}, \Delta Q_{i-1});$

або

$$\sigma_i = \begin{cases} \gamma_1 \sigma_{i-1}, \Delta Q_{i-1} > 0 \\ \gamma_2 \sigma_{i-1}, \Delta Q_{i-1} \le 0 \end{cases}$$

Коефіцієнти $\gamma_1 < 1,\ \gamma_2 \ge 1,$ чисельні значення для них підбираються в конкретно розв'язуваних задачах. При γ_1 і γ_2 близьких до одиниці, швидкість пошуку зменшується і адаптація дисперсії відсутня. При γ_1 і γ_2 відмінних від одиниці проводиться адаптація дисперсії, це збільшує швидкість пошуку, однак глобальний екстремум в цьому випадку може бути не знайдений. Для розв'язуваної задачі, цільова функція, що оптимізується, з системою обмежень утворюють випуклу множину, в якому локальний і глобальний екстрамуми збігаються, отже, доцільніше використовувати алгоритм з адаптацією.

На першому кроці роботи пакета оптимізації (рис. 5.8) працює алгоритм випадкового пошуку (з адаптацією дисперсії пошуку). В якості початкової точки пошуку $\overline{X_0}$ береться вектор $\overline{X}$ – вектор вхідної диспетчерської інформації. Далі вводяться параметри, що задають режими роботи цього методу пошуку: N_1 – число ітерацій; σ_{i1}^2 – дисперсія випадкового розкиду за керуючими параметрами; γ_1, γ_2 – коефіцієнти беруться відмінними від одиниці. Також вводяться функції обмежень для задачі (6.24), які задають область працездатності цільової функції Ω_p і функції обмежень у вигляді рівностей і нерівностей.

Після *N1* ітерацій на виході одержується вектор $\overline{X}_1$ для якого виконуються обмеження і отримано максимальне значення цільової функції $Q_1^* = F\left(\overline{X_1}\right)$. Вектор $\overline{X}$ є початковим вектором для методу штрафних функцій. Основним призначенням першого блоку в пакеті оптимізації є формування початкового вектора для алгоритму штрафних функцій, оскільки ефективність останнього дуже чутлива до його вибору.

Для задачі режиму роботи алгоритму штрафних функцій вводяться: N_2 – число ітерацій; σ_{1i}^2 – вектор параметрів, він включає наступні значення: τ_{max}, l, m, c_1, Δx. Також вводяться обмеження на допустиму область задачі (6.24). На виході цього блоку в пакеті оптимізації після N_2 ітерацій одержується вектор $\overline{X_2}$ для якого $Q_2^* = F\left(\overline{X_2}\right)$.

В останньому блоці пакету оптимізації знову використовується адаптивний випадковий пошук. Вхідним вектором цього блоку є вектор $\overline{X_2}$. Режими роботи, як і для блоку 1, задаються параметрами: σ_{2i}^2, N_3 , γ_1, γ_2. Відмінною особливістю роботи цього блоку в порівнянні з блоком 1 є: $\sigma_{2i}^2 > \sigma_{1i}^2$, $\gamma_1 = 1$, $\gamma_2 = 1$. Основним завданням блоку 3 є перевірка вектора $\overline{X_2}$ на глобальний екстремум.

Вигляд функції обмежень для задачі (6.24) задається наступним чином: область працездатності для цільової функції, заданої регресійним рівнянням, обмежена багатовимірним еліпсоїдом розсіювання виду:

$$\Omega_P : \left(X - \overline{X}\right)^T \cdot \left(RX\right)^{-1} \cdot \left(X - \overline{X}\right) - Q \le 0 \qquad (6.28)$$

Матриця *RX* обчислюється на стадії попереднього статистичного вивчення МГ, вона характеризує взаємний парний вплив параметрів у векторі стану $\overline{X}$. Параметр *Q* також вибирають на стадії попереднього статистичного аналізу із заданим рівнем ймовірності попадання даних диспетчерської інформації всередину. Конкретний вигляд функції в рівностях і нерівностях визначається технологічними обмеженнями для конкретно розраховуваного МГ.

Слід зазначити, що обмеження у вигляді рівності є найбільш складним видом обмежень для задачі нелінійного програмування. В практичних розрахунках доцільно їх замінити обмеженнями у вигляді нерівності.

З урахуванням вимог надійності найбільш вразливим місцем у пакеті є використання методу штрафних функцій. Згідно з ітераційним алгоритмом пошуку (6.27) зміна вектора стану в процедурі дорівнює:

$$\Delta\overline{x_j}(s) = B^{'} \cdot \overline{P^{'}}(x,\tau)$$

де: *s* – номер ітерації.

В разі невиконання обмежень різко зростає значення $P^{'}(x,\tau)$ і відповідно $\Delta\overline{x_j}(s)$. Оскільки для методу пошуку передбачається, що $\tau(s)$ велика величина, то вектор зміни $\Delta\overline{x_j}(s)$ спрямований в напрямі виконання обмежень. При невдалому виборі параметра штрафу можливий випадок стрибків $(s) \to (s+1)$, в яких значення x_j на такті *s* та $s+1$ будуть поза допустимою областю обмежень (в різних напрямах). В цій ситуації можливе розгойдування алгоритму, яке при розрахунку на ЕОМ через обмеження розрядної сітки призведе до аварійної зупинки.

Для запобігання розгойдування алгоритму пошуку вводяться обмеження на величину зміни вектора, які дорівнюють:

$$\left|\Delta x_j(s)\right| \le \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{n}(x_{jN}(s) - x_{jM}(s))^2}{3}} \qquad (6.29)$$

де: $x_{jN}(s)$, $x_{jM}(s)$ – розв'язок задачі перетину поверхні другого порядку з прямою.

Швидкість збіжності задачі оптимізації залежить від правильного вибору параметрів режиму роботи пакету σ_1^2, *L*, σ_2^2, γ_1, γ_2. Їх оптимальний вибір представляє розв'язання самостійної дослідної задачі. Час рахунку на ЕОМ залежить від числа ітерацій N_2 і N_3. Чисельні розрахунки і вибір параметрів наведено в 6.4 розділу 6 для МГ "Союз".

6.5 Імітатор диспетчерських даних режимів магістрального газопроводу.

Широкий розвиток обчислювальної техніки для ідентифікації і управління режимами роботи МГ призвело в ряді робіт [3, 12, 16, 43] до проведення на ЕОМ імітаційних експериментів, які мають метою обчислення за диспетчерськими даними невідомих параметрів моделі транспорту газу, як, наприклад, коефіцієнта гідравлічного опору, а також обчислення оптимальних режимів. В роботі у відповідності зі схемою управління МГ необхідність проведення імітаційних експериментів на ЕОМ пов'язано з тією особливістю, що в схемі управління використовуються окремі не пов'язані один з одним аналітичними залежностями блоки. Для оцінки стійкості алгоритму управління в цілому в схему управління доцільно замість магістрального газопроводу поставити аналог (імітатор на ЕОМ) з подібними за рядом статистичних характеристик властивостями. В цьому випадку з'являється можливість досліджувати на ЕОМ характеристики схеми управління на ЕОМ, не підключаючи до конкретних диспетчерських даних для МГ. Задача імітатора у схемі дослідження буде полягати в генерації даних диспетчерської інформації МГ. Розглянемо алгоритм побудови імітатора на ЕОМ для МГ, зробимо наступні припущенняня:

- до значення вихідного модельованого вектора $\overline{Y}(t)$ додається неконтрольований випадковий шум $\overline{N}(t)$, природа якого пов'язана з неврахованими в моделі зовнішніми збуреннями, а також з наявністю похибок у вимірюванні контрольованих величин.

Отже в диспетчерських даних вимірюється величина:

$$\overline{Y_g}(t) = \overline{Y}(t) + \overline{N}(t)$$

можна припустити, що вектор $\overline{N}(t)$ має нормальний закон розподілу, тобто $\overline{N}(t) \in N\{0, \sigma_N^2\}$ з нульовим математичним очікуванням і дисперсією, рівною σ_N^2. Аналогічні припущення можна зробити про багатовимірну нормальність закону розподілу для вектора $\overline{X}(t) \in N\{M\overline{X}, \Sigma\}$, де:

$M\overline{X}$ – вектор математичного сподівання;

Σ – коваріаційна матриця.

Коваріаційна матриця відображає статистичний взаємозв'язок між параметрами МГ, наприклад, між параметрами режиму роботи компресорних станцій уздовж траси МГ. Чисельні значення векторів $M\overline{X}$ і матриці Σ обчислюються на етапі попереднього диспетчерського дослідження режимів роботи МГ. Алгоритм імітації диспетчерських даних зводиться до генерації випадкового вектора $\overline{X}(t) \in N\{M\overline{X}, \Sigma\}$ і до перетворення $\overline{Y}(t) = F(\overline{X})$ по заданому функціоналу $F(\overline{X})$ і додавання випадкових похибок $\overline{N}(t)$. На рис. 5.9 наведена блок-схема імітації диспетчерських даних МГ на ЕОМ. На блоці 1 формується випадковий вектор $\overline{X}$, далі в блоці 2 за заданим оператором перетворення *F* формується значення вихідного показника і в блоці 3 до параметра *Y* і компонентів вектора $\overline{X}$ додається випадкова похибка по кожній змінній $\sigma_1^2 \ldots \sigma_n^2, \sigma_y^2$.

Розглянемо алгоритм генерації випадкового вектора $\overline{X}(t) \in N\{M\overline{X}, \Sigma\}$ в блоці 1. Для розв'язання цієї задачі скористаємося теоремою [13, 36], для цього розглянемо новий вектор $\overline{X_1} = \overline{X} - M\overline{X}$, тоді $\overline{X_1} \in N\{0, \Sigma\}$, в цьому випадку існує наступне лінійне перетворення:

$$\overline{U} = B^T \cdot \overline{X_1} \tag{6.30}$$

таке, що *B* – ортогональна матриця.

Математичне сподівання для добутку матриць лінійного перетворення дорівнює $M\{U \cdot U^T\} = \Lambda$, де:

$$\Lambda = \begin{pmatrix} \lambda_1 & 0 \ldots 0 \\ 0 & \lambda_2 \ldots 0 \\ & \ddots \\ 0 & \ldots \quad \lambda_n \end{pmatrix}$$

де: $\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq \ldots \geq \lambda_n \geq 0$ – корені характеристичного рівняння $|\Sigma - \lambda I| = 0$. Тут *I* – одинична матриця розмірності ($n \times n$). В лінійному перетворенні (6.30) стовпці матриці $B \to \overline{\beta_n}$ є власними векторами розмірності *n*, що відповідають власним значенням λ_n. Моделювання вектора $\overline{X_1}$ проводиться з використанням випадкового вектора $\overline{\xi} \in N\{0, I\}$ розмірності *n*. Представимо вектор $\overline{U}$ у вигляді $\overline{U} = \Lambda^{\frac{1}{2}} \cdot \overline{\xi}$. Для нього справедлива рівність $M\{U \cdot U^T\} = \Lambda$. Тоді порівнюючи рівняння (6.30) з представленням вектора $\overline{U}$ через вектор ξ отримаємо $B^T \cdot \overline{X_1} = \Lambda^{\frac{1}{2}} \cdot \overline{\xi}$, звідки $\overline{X_1} = \Lambda^{\frac{1}{2}} \cdot \overline{\xi} \cdot \left(B^T\right)^{-1} = \Lambda^{\frac{1}{2}} \cdot \overline{\xi} \cdot B$, оскільки $B^T = B^{-1}$ для ортогональних матриць. Для вектора $\overline{X_1}$ справедливо $\overline{X_1} \in N\{0, \Sigma\}$. Зробивши обернену поправку на вектор математичного сподівання, одержимо вектор, рівний $\overline{X} = \overline{X_1} + \overline{MX}$, для

якого $\overline{X_1} \in N\{\overline{MX}, \Sigma\}$. Цей вектор є вихідним для блоку 1. Остаточне рівняння для його моделювання задається:

$$\overline{X} = \Lambda^{\frac{1}{2}} \cdot \overline{\xi} \cdot B + \overline{MX} \tag{6.31}$$

Для генерації вектора $\overline{\xi}$ використовується наступний алгоритм [13, 36], в його основу береться підсумовування рівномірно розподілених на відрізку [0, 1] одновимірних векторів $\overline{\eta_i}$, $i = 1,2 \ldots k$. В результаті сумування отримаємо вектор $\overline{\eta} = \overline{\eta}_1 + \overline{\eta}_2 + \ldots + \overline{\eta}_k$. Значення *k* для практичних розрахункаів будуть знаходитись в інтервалі 8÷12. Відомо, що для η_i $M\{\eta_i\} = 0{,}5$ і $\sigma_\eta = \dfrac{1}{2\sqrt{3}}$, тому для суми $\overline{\eta}$ математичне сподівання і дисперсія дорівнюють:

$$M\{\overline{\eta}\} = \frac{k}{2};\ \sigma_\eta = \frac{\sqrt{k}}{2\sqrt{3}};$$

Перейдемо до вектора $\overline{\xi} \in N\{0, I\}$ для нього $\xi_i = \left(\eta - \dfrac{k}{2}\right) \Big/ \sigma_k$. При $k = 12$ одержимо $\xi_i = \sum_{i=1}^{12} \eta_i - 6$.

Рівняння (6.31) є генератором випадкових незалежних векторів, що відносяться до класу багатовимірного розподілу з параметрами MX і Σ, тобто $\overline{X_i} \in N\{M\overline{X}, \Sigma\}$.

В блоці 2 за оператором перетворення *F*, що дорівнює математичній моделі для МГ, і для випадкового згенерованого вектора $\overline{X_i}$ розраховується значення $\overline{Y_i} = F(\overline{X_i})$.

У блоці 3 до значень $\overline{Y_i}$ і параметрів вектора $\overline{X_i}$ додаються випадкові похибки, фізична природа яких для МГ задається похибкою приладів і неврахованих в моделі параметрів. На виході імітатора МГ формуються значення:

$$\begin{cases} \overline{Y_i'} = \overline{Y_i} \pm 3\sigma_Y \cdot \overline{\eta_i} \\ x_1' = x_1 \pm 3\sigma_{x_1} \cdot \eta_j \\ - - - - - - - \\ x_n' = x_n \pm 3\sigma_{x_n} \cdot \eta_l \end{cases}$$

де $\eta_{i,j,l} \ldots \in N\{0, I\}$

Наведений алгоритм імітації диспетчерських даних є базовим для імітації всієї системи МГ, серед алгоритмів генерації багатовимірного нормального закону розподілу слід також відзначити алгоритм використання розкладення Холецького [13], в порівнянні з наведеним алгоритмом імітації він істотних переваг в чисельних розрахунках не має як по точності моделювання, так і по часу розрахунків на ЕОМ.

6.6 Диспетчерське оптимальне керування режимами магістрального газопроводу

Задача диспетчерського оптимального управління режимами роботи МГ включає в себе розв'язання наступних задач:

1. Задача статистичної ідентифікації або побудови регресійних моделей параболічного виду за даними диспетчерської інформації. Методи розв'язання були наведені в розділі 4.

2. Задача визначення диспетчерського оптимального керування для МГ. В результаті розв'язання цієї задачі обчислюються оптимальні керуючі параметри режимів роботи МГ – тиску на КС вздовж траси МГ.

3. Задача адаптації в диспетчерському оптимальному управлінні розв'язання двома методами. В першому випадку вигляд моделі для МГ залишається невідомим, коригуються лише коефіцієнти моделі з використанням однокрокового алгоритму адаптації. В другому випадку передбачається побудова нового регресійного рівняння за новими диспетчерським даними. Методи розв'язання задачі адаптації були розглянуті в розділі 4 і 5.2.

4. Задача прогнозування вихідного показника якості роботи МГ, вибір критерію якості задається значенням пропускної здатності в кінці розраховуваної ділянки МГ.

На рис. 6.10 наведена функціональна схема диспетчерського оптимального управління МГ, схема складається з семи основних блоків, що мають таке призначення:

1. Блок зберігання і обробки диспетчерської інформації здійснює зв'язок МГ з алгоритмом диспетчерського оптимального управління. Тут вводяться і зберігаються на ЕОМ дані диспетчерської інформації МГ.

Значення параметрів вектора $\overline{X}(t)$ і $\overline{Y}(t)$ перевіряються на достовірність, для чого їх значення проходять трирівневий контроль. На першому рівні виключаються помилки при ручному введенні даних, для чого передбачається обчислення контрольних сум диспетчерських даних, при їх співпаданні помилок при введенні інформації немає. Контроль другого рівня передбачає перевірку диспетчерських даних $\overline{X}(t)$, що вводяться, за критерієм:

$$x_{i\min} \le x_i \le x_{i\max}$$

де: $x_{i\min}$, $x_{i\max}$ – технологічні обмеження на параметри зміни, що вводяться.

Контроль третього рівня передбачає перевірку на належність вектора $\overline{X}(t)$ робочій області Ω_p для регресійного рівняння, за яким обчислюються оптимальні режими МГ. Ця область апроксимується багатовимірним еліпсоїдом розсіювання або паралелепіпедом, якщо вектор $\overline{X}(t)$ не належить Ω_p, то в цьому випадку організовується лічильник, що фіксує кількість таких ситуацій. Після проходження контролю трьох рівнів вектор $\overline{X}(t)$ записується на зберінання в масив XM, в ньому зберігається тільки *N* векторів диспетчерських даних. В міру надходження нових $\overline{X}(t)$ в масиві здійснюється динамічна зміна інформації, на місце старих векторів $\overline{X}(t)$ в порядку надходження записується новий вектор.

2. У блоці зберігання моделей і обмежень зберігається регресійна модель режиму роботи МГ, за якою проводяться основні розрахунки з оптимізації режимів експлуатації та прогнозуванні вихідного показника. Обмеження для цієї моделі задаються багатовимірним еліпсоїдом розсіювання або паралелепіпедом, який обчислюється за масивом диспетчерських даних, а також системою технологічних обмежень на діапазон зміни всіх параметрів режимів МГ.

3. В блоці перевірки моделі і працездатність визначається якість регресійного рівняння за умовою прогнозування

$$\left|F(\overline{X}) - Y\right| \le \varepsilon$$

Y – фактичне значення пропускної здатності в кінці МГ. Для оцінки ε використовуються співвідношення, розглянуті в розділі 4. Вектор $\overline{X}(t)$ у цій перевірці відповідає останньому записаному вектору диспетчерських даних, він передається з блоку 1.

4. В блоці розрахунку регресійних моделей визначається структура моделі МГ і оцінюються невідомі коефіцієнти в ній. Розрахунки проводять за даними масиву XM з блоку 1, результати розрахунків передаються до блоку 2 для зберігання.

5. В блоці формування обмежень будується область, в якій дозволяється прогнозування вихідного параметра МГ за регресійною моделлю, тільки в цій області також дозволяється розрахунок оптимальних режимів. Область будується точно за тими ж даними диспетчерської інформації масиву XM з блоку 1, за якими будувалася регресійна модель в блоці 4.

6. В блоці прогнозування вихідного показника режиму роботи МГ та адаптації за моделлю МГ виконується прогнозування у точці з координатами, рівними диспетчерським даним. Модель МГ передається в цей блок з блоку 2, а поточне значення диспетчерських даних – з блоку 1. В цьому ж блоці на основі помилки прогнозування виконується коригування коефіцієнтів моделі з використанням однокрокового алгоритму адаптації. Скоригована модель передається на зберігання до блоку 2.

7. В блоці розрахунку оптимальних керувань розв'язується задача вибору оптимальних режимів для МГ в області, обмеженій статистичним матеріалом матриці XM і технологічними обмеженнями. Модель і обмеження в цей блок передаються з блоку 2 і блоку 3. Метод розв'язання, що використовується в цьому блоці, наведено в розділі 5.

Отримані результати в системі диспетчерського управління виводяться на друк у вигляді текстових і цифрових даних на центральному диспетчерському пульті управління.

Для нормального функціонування алгоритму диспетчерського оптимального управління МГ в блоці 2 повинні бути записані: регресійна модель МГ та обмеження на область її функціонування $F_i(\overline{X}) = 0,\ \varphi_j(\overline{X}) \le 0$. Вони виходять на етапі попереднього вивчення МГ.

Алгоритм управління працює наступним чином: в блок 1 надходить вектор диспетчерських даних $\overline{X}(t)$, потім цей вектор надходить в блок 3, де він перевіряється на належність робочій області для моделі МГ і по ньому проводиться оцінка адекватності моделі. Далі він передається в блок 7, де розв'язується задача оптимізації. В результаті її розв'язання одержується вектор $\overline{X}_{ОПТ}$. По ньому в блоці 6 оцінюється прогноз вихідного показника режиму МГ при оптимальному веденні процесу транспортування. Вектор оптимального управління $\overline{X}_{ОПТ}$ разом з прогнозом $F(\overline{X}_{ОПТ}) = Y_1$ виводиться на друк. Якщо в блоці 3 при перевірці на належність до робочої області або при перевірці на адекватність моделі виходять від'ємні результати, в цьому випадку в блоці 3 формується лічильник від'ємних подій *PLIM*. Його значення порівнюють з граничним значенням, що дорівнює $N/5$. Якщо $PLIM > N/5$, то управління передається блоку 4 та блоку 5. На вхід блоку 4 і блоку 5 передається масив XM з *N* диспетчерськими даними. За цією інформацією будується нова регресійна модель і для неї нові обмеження $\varphi_j(\overline{X}) \le 0, QM$, всі ці дані записуються в блок 2. Далі система диспетчерського оптимального управління очікує на черговий вхідний вектор диспетчерської інформації, після його проходження в блоці 1 з новою моделлю і новими обмеженнями шукається нове оптимальне управління $\overline{X}_{ОПТ}$.

Якщо $PLIM < N/5$, то його значення збільшують на одиницю, при цьому зміни моделі не відбувається і управління передається в блок 7, потім у блок 6 і на друк виводиться оптимальні характеристики роботи МГ, але із зазначенням того, що вхідний вектор диспетчерської інформації не належить робочій області моделі МГ або модель МГ не адекватна реальним даним. В цьому режимі оптимальні рекомендації слід ретельно досліджувати, перш ніж використовувати для управління МГ.

Розглянута послідовність функціонування алгоритму диспетчерського оптимального управління МГ відповідає випадку, коли виконується контроль першого і другого рівня. Якщо цей контроль не виконується, то на друк виводиться повідомлення про перевірку даних диспетчерської інформації, що вводиться.

За результатами проведених досліджень можна помітити, що вплив неконтрольованих збурень призводить до зміщення режимів роботи магістрального газопроводу від проектного,

запропоновані схеми диспетчерського управління дозволяють компенсувати цей вплив в режимі оперативного диспетчерського управління за даними диспетчерської інформації.

Для моделювання несталого режиму магістрального газопроводу доцільно використовувати адаптивний підхід. Аналіз існуючих розв'язків цієї задачі з використанням різницевих схем показав, що рекурентна процедура послідовного уточнення коефіцієнтів моделі з використанням пропонованого однокрокового алгоритму адаптації є окремим випадком цих різницевих схем.

На відміну від використовуваних раніше стохастичних методів апроксимації режимів магістральних газопроводів, пропонований метод адаптації може бути використаний для диспетчерської інформації, навіть з урахуванням її неповної інформативності.

Розроблена програма адаптації дозволяє коригувати коефіцієнти регресійних моделей в реальному масштабі часу, що є суттєвим при оперативному диспетчерському управлінні, аналітично доведено збіжність алгоритму адаптації та зроблено конкретні вимоги до диспетчерських даних, при яких швидкість збіжності буде максимальною. Досліджено стійкість алгоритму адаптації до похибки в обчисленні диспетчерських даних, встановлено аналітичними залежностями пороги точності, при яких збіжність алгоритму буде незадовільною.

Для розрахунку оптимальних режимів роботи магістральних газопроводів з використанням регресійних рівнянь для розрахунку пропропускної здатності в кінці розраховуваної ділянки доцільно використовувати пакет програм оптимізації, що складається з різних за своєю структурою програм, це необхідно для підвищення надійності розв'язання задачі оптимізації в практичній експлуатації. Доцільно використовувати метод штрафних функцій і метод адаптивного випадкового пошуку.

Обгрунтовано необхідність врахування обмежень двох типів у задачі оптимізації, перше обмеження – для області працездатності регресійного рівняння і друге – для обліку всіх технологічних особливостей магістрального газопроводу. Використовувані методи оптимізації не обмежують число цих обмежень, тому можна також розв'язувати задачу максимуму пропускної здатності при обмеженнях на ефективність компресорних станцій.

Розроблено пакет програми оптимізації, який, загалом, реалізовує завдання нелінійного програмування, можливості цієї програми такі, що в реальному масштабі часу можна обчислювати оптимальні режими для моделі практично будь-якої розмірності (реально існуючого газопроводу).

Розроблено програму імітації на ЕОМ даних диспетчерської інформації магістрального газопроводу, ця програма дозволяє проводити імітаційні дослідження для будь-якої з розроблених програм на ЕОМ, причому є можливість задавати будь-які особливості в диспетчерських даних, тим самим у чисельних експериментах досліджувати граничні можливості розроблених алгоритмів.

Розроблено програму оперативного оптимального диспетчерського управління режимами магістрального газопроводу, вона об'єднує в єдиному комплексі програм всі розглянуті раніше алгоритми. Комплекс зістикований з програмою імітації диспетчерських даних, що дозволяло до безпосереднього використання в промисловій експлуатації оцінити його роботу.

РОЗДІЛ 7. РОЗРАХУНКИ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ “СОЮЗ”

7.1 Організація збору диспетчерських даних на магістральному газопроводі “Союз”, первинне статистичне опрацювання

В якості прикладу розрахунку статистичних моделей, їх адаптації і вибору оптимальних режимів експлуатації взята ділянка магістрального газопроводу “Союз”. На рисунку 7.1 наведена схема цієї ділянки, а таблиці 7.1 режими роботи газотранспортної системи.

Таблиця 7.1 – Режими роботи газотранспортної системи (газопровід «Союз»

Газопроводів системи, Компресорна станція	Продуктивність млн. м^3 за добу	Тиски Вхід/вихід ата	Температур Вхід/вихід К	Ступінь охолодження, К	Потужність ГПА/КС кВт	К-ть ГПА
Борова	105,1	55,0/75,8	294/317	0	9617/48084	4
Первомайськ	105,1	60,0/75,3	301/317	0	7793/31173	4
Машевська	105,1	56,0/75,5	298/320	0	8878/44391	4
Кременчук	105,1	54,4/75,9	298/323	0	9971/49855	4
Александровка	105,1	59,1/75,5	304/322	0	8492/33968	4
Тальне	105,1	55,8/75,8	301/323	0	9045/45224	4
Гайсин	105,1	56,7/75,4	302/323	0	8430/42150	4
Бар	105,1	55,9/75,7	302/324	0	8986/44931	4
Гусятин	105,1	55,6/75,2	302/325	0	8902/44509	4
Богородчани	105,1	52,7/75,2	301/327	0	8945/53669	4
Хуст	105,1	50,9/75,9	301/331	0	8630/60408	4
Ужгород	105,1	57,6/75,7	308/328	0	9801/39205	4

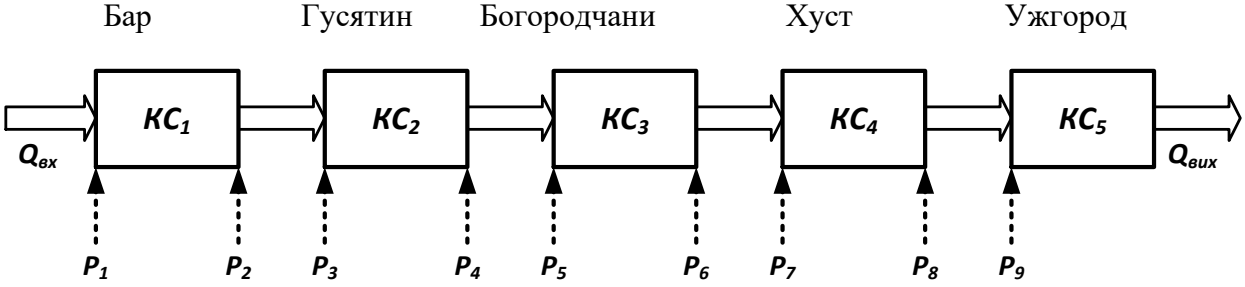


Рисунок 7.1. Схема магістрального газопроводу «Союз»

Диспетчерська інформація ЦДУ УКРТРАНСГАЗ включає реєстрацію наступних параметрів режиму раооти:

$Q_{вх}$ – об'єм вхідного газу, що транспортується (тис. м^3/год);

P_1, P_2 , n_1, ε_1 – вхідний і вихідний тиск, число працюючих агрегатів і ступінь стиснення для КС Борова, тиск вимірюється в МПа;

P_3, P_4 , n_2, ε_2 – вхідний і вихідний тиск, число працюючих агрегатів і ступінь стиснення для КС Первомайськ;

P_5, P_6 , n_3, ε_3 – вхідний і вихідний тиск, число працюючих агрегатів і ступінь стиснення для КС Машевська;

P_7, P_8 , n_4, ε_4 – вхідний і вихідний тиск, число працюючих агрегатів і ступінь стиснення для КС Кременчуг;

P_9, P_{10} , n_5, ε_5 – вхідний і вихідний тиск, число працюючих агрегатів і ступінь стиснення для КС Александровка

P_7, P_8 , n_6, ε_6 – вхідний і вихідний тиск, число працюючих агрегатів і ступінь стиснення для КС Тальне

P_{117}, P_{12} , n_7, ε_7 – вхідний і вихідний тиск, число працюючих агрегатів і ступінь стиснення для КС Гайсин

P_{13}, P_{14} , $n_{8,}\varepsilon_8$ – вхідний і вихідний тиск, число працюючих агрегатів і ступінь стиснення для КС Бар

P_{15}, P_{16} , n_9, ε_9 – вхідний і вихідний тиск, число працюючих агрегатів і ступінь стиснення для КС Гусятин

P_{17}, P_{18} , n_{10}, ε_{10} – вхідний і вихідний тиск, число працюючих агрегатів і ступінь стиснення для КС Богородчани

P_{19}, P_{20} , n_{11}, ε_{11}– вхідний і вихідний тиск, число працюючих агрегатів і ступінь стиснення для КС Хуст

P_{21}– вхідний тиск для КС Ужгород;

$Q_{вих}$ – об'єм газу, що передається споживачу (тис. м^3/год).

Для ЦДУ УКРТРАНСГАЗ значення вхідного об'єму газу не реєструється. Клас точності для виміряних значень дорівнює:

- для об'ємів газу (1,5% прилад – СС 734);
- для вхідних і вихідних тисків 1,5-2,5 % для ЛУ; 1,0-2,5 % для КС.

Дані диспетчерської інформації фіксуються в журналі диспетчерської служби через кожні дві години, за кожною добою також розраховуються усереднені значення режимів работи. При виборі інтервалу часу збору інформації використовувалися алгоритми первинного статистичного опрацювання.

Для перевірки незалежності скористаємося критерієм "висхідних" і "низхідних" серій, диспетчерська інформація включає реєстрацію $N = 21$ спостережень через 2 години. В таблиці 6.1 наведені дані для МГ "Союз", розглянемо динаміку зміни вхідного тиску на одній із КС.

Згідно з критерієм перевірки незалежності спостережень, вихідну послідовність запишемо в індексах (+) або (–), отримаємо + - - + + - - - + + - -

Число "серій" $\nu(N) = 12$;

Протяжність найдовшої "серії" $\tau(N)$.

Для рівня значущості $\alpha = 0{,}05$ складемо систему нерівностей:

$$\begin{cases} \nu(N) = 12 > \left[\frac{1}{3} \cdot \left(41 - 1{,}96 \cdot \sqrt{\frac{16 \cdot 21 - 29}{90}} \right) \right] \\ \tau(N) = 3 < 5 \end{cases}$$

Видно, що нерівності одночасно задовільняються, відповідно двогодинні вибірки є незалежними, при збільшенні інтервалу збору диспетчерських даних умова незалежності зберігається.

Як зазначалося в розділі 6, якість оцінок регресійних рівнянь залежить від виду розподілу векторів $\overline{X}(t)$ і $\overline{Y}(t)$. В постановці регресійної задачі передбачається, що $\overline{X}(t)$ – невипадкова величина, $Y(t)$ – випадкова величина. Всі інтервальні і точкові оцінки в роботі розглянуті для випадку нормальності розподілу $\overline{Y}(t)$, на основі даних диспетчерської інформації ЦДУ Мінгазпрому оцінимо вигляд цього розподілу. Статистичний матеріал включає дані по МГ "Союз", де вимірювалася пропускна здатність на кінцевій КС. Дані взяті в ЦДУ УМГ "Прикарпаттрансгаз". Обсяг інформації $N = 12$, пропускна здатність дорівнює: 3641, 3648, 3640, 3629, 3619, 3632, 3599, 3654, 3668, 3590, 3611 (тис. м^3/год).

Для перевірки нормальності закону розподілу $\overline{Y}(t)$ використаємо графічний метод перевірки [7], для чого побудуємо графік в константах $y^{(i)}$, $\upsilon^{(i)}$, де:

$y^{(i)}$ – варіаційний ряд на основі даних y_i;

$$\upsilon^{(i)} = \frac{i}{N+1}; i = 1,2\ldots12$$

На рис. 7.2 видно, що точки лежать близько до деякої прямої лінії, що узгоджується з нормальністю розподілу.

З урахуванням малості вибірки *N*, можна зробити висновок, що при збільшенні *N* нормальність розподілу зберігається.

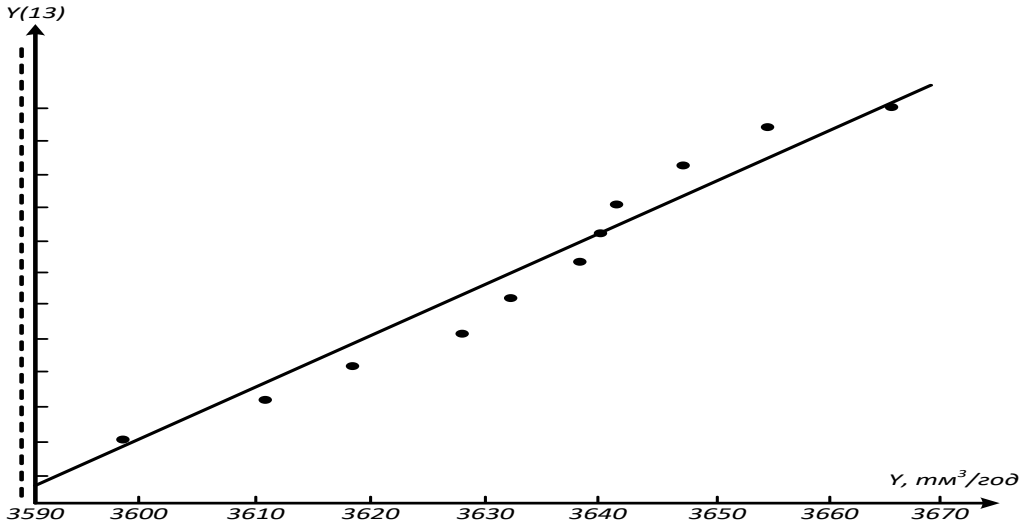


Рисунок 7.2. Графік для перевірки на нормальний закон розподілу диспетчерських даних МГ «Союз»

7.2 Розрахунок статистичних моделей магістрального газопроводу "Союз" за даними диспетчерської інформації

Статистичний розрахунок проводився за окремими серіями диспетчерської інформації, відмінними як за обсягом вибірки, так і за сезоном експлуатації МГ. Отримані розрахунки дозволяють в цілому оцінити можливість статистичного моделювання режимів роботи для МГ.

Ідентифікація проводилася за двома масивами диспетчерської інформації ЦДС УМГ "Прикарпаттрансгаз"

, один охоплює літній період, а другий зимовий.

Список диспетчерських даних для МГ "Союз" приведений у 7.1 за винятком того, що відсутнє значення пропускної здатності для КС, або вхідного потоку газу.

Масив диспетчерської інформації за липень включає $N = 2$ векторів $\overline{X}\{x_1, x_2 \ldots x_n\}$, з урахуванням технологічних позначень маємо:

$X_1 = P_1$; $X_2 = P_2$; $X_3 = P_3$; $X_4 = P_4$; $X_5 = P_5$;

$X_6 = P_6$; $X_7 = P_7$; $X_8 = P_8$; $X_9 = P_9$; $X_{10} = P_{вих}$;

$X_{10} = Y$ – вихідний параметр для МГ.

У таблиці 6.2 наведені коефіцієнти моделі, коли в рівняння включені всі змінні і основні статистичні характеристики моделі. Рівняння регресії будується в такому вигляді:

$$Y = a_0 + a_1\sqrt{P_2^2 - P_1^2} + a_2\sqrt{P_2^2 - P_3^2} + a_3\sqrt{P_4^2 - P_3^2} + a_4\sqrt{P_4^2 - P_5^2} + \\ + a_5\sqrt{P_6^2 - P_5^2} + a_6\sqrt{P_6^2 - P_7^2} + a_7\sqrt{P_8^2 - P_7^2} + a_8\sqrt{P_8^2 - P_9^2} \qquad (7.1)$$

На рис. 7.3 наведені графіки, що показують динаміку зміни вихідного показника – пропускної здатності, що реєструється за липень місяць раз на добу і графік прогнозування цього показника за моделлю таблиці 7.2. Також на цьому рисунку наведений графік зміни помилки прогнозування за моделлю на весь період липня, що дорівнює $RESI = Q_ф - Q_м$. Значення параметра *RESI*, як видно з рисунка 6.2 змінюється в діапазоні (–50÷40) тис. м^3/год. З урахуванням помилки вимірювання цього параметра, що дорівнює 1,5 %, і середнього значення, що дорівнює $Q_{фср}$ = 3269,2 тис. м^3/год, видно, що похибка прогнозування порівнянна з помилкою вимірювання параметра $Q_ф$, тому модель можна вважати адекватною фактичним режимам експлуатації для магістрального газопроводу “Союз” в липні .

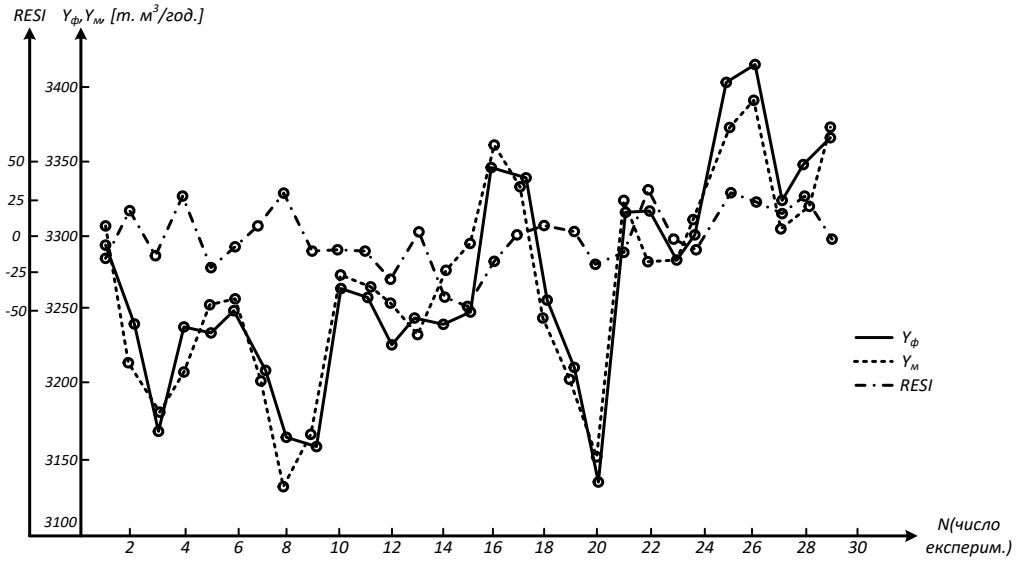


Рисунок 7.3. Передбачення по моделі (повної) для МГ «Союз» за липень

Аналіз статистичних характеристик цієї моделі показує, що модель має хороші статистичні характеристики, значення *R* близьке до ідеального значення, рівному одиниці, це свідчить про вдалий вибір класу моделі. Точність прогнозування визначається $\sigma_{ост}$, з урахуванням середнього значення для *Y*, що дорівнює $\overline{Y}$ = 3269,222 тис. м^3/год, похибка прогнозування вихідного значення не перевищує 1,5 %. За ступенем впливу на вихідний показник *Y* виділяється параметр a_7 перед змінною $\sqrt{P_8^2 - P_7^2}$, що відповідає режиму роботи на КС Чижа (t = 3,16). Найменш значимим за t-критерієм ($t = 0{,}24$) є перший параметр a_1, він виключається з моделі як незначний фактор.

Твблиця 7.2 Статистичні характеристики моделі МГ “Союз “

Найменування змінних	Коефіцієнти регресії	t–значення для
α_0	-170,974	
α_1	2,065	0,24
α_2	9,910	0,96
α_3	15,710	1,41
α_4	-8,285	-0,66
α_5	-11,168	-0,74
α_6	25,862	2,03
α_7	40,323	3,16
α_8	-2,150	-0,46
Коефіцієнт множинної кореляції, *R*	0.949	
Залишкова дисперсія, $\sigma_{зал}$	27,405	
Відношення дисперсій, *F*	22,74	

В результаті чотирьох уточнень з моделі були виключені незначущі фактори, остаточний вигляд моделі наведено в таблиці 7.3. На рис. 7.3 наведені графіки прогнозування *Q* з цієї ж моделі, аналогічні рис. 7.2.

Значення *F*-відношень характеризує дисперсійну ступінь ідентичності моделі з урахуванням ступенів свободи Це непряма характеристика адекватності моделі, порівнюючи розраховане значення з пороговим значенням (взятим з таблиць *F*-розподілів) $F_{\alpha=0,05}=12$ видно, що з імовірністю $P=1-\alpha$ модель можна вважати адекватною. В остаточній моделі (таблиця 7.3) всі параметри статистично значущі ($t_i > t_{\alpha=0,05}=2$).

Масив диспетчерської інформації для МГ “Союз” за зимовий період включив реєстрацію $N=27$ спостережень. Список параметрів, що реєструються, і вихідний показник в моделі аналогічні розглянутим раніше, дані збиралися в ЦДС УМГ “Прикарпаттрансгаз”

Таблиця 7.3 Статистичні характеристики моделі МГ “Союз “

Найменування змінних	Коефіцієнти регресії	t – значення для коефіцієнтів
α_0	-41.107	
α_3	16.913	2.2
α_5	-21.372	-3.0
α_6	30.233	2.7
α_7	43.990	5.1
Коефіцієнт множинної кореляції, *R*	0.946	
Залишкова дисперсія, $\sigma_{ост}$	25.847	
Відношення дисперсій, *F*	50.75	

У таблиці 7.4 наведені коефіцієнти моделі і основні статистичні характеристики для неї.

Таблиця 7.4 Статистичні характеристики моделі МГ "Союз "

Найменування змінних	Коефіцієнти регресії	t–значення для коефіцієнтів
α_0	976,388	
α_1	22,716	2,76
α_2	-4,008	-0,40
α_3	43,546	-4,14
α_4	-75,829	-4,41
α_5	-13,481	0,99
α_6	38,105	3,12
α_7	14,883	1,04
α_8	21,401	1,97
Коефіцієнт множинної кореляції, *R*	0,95	
Залишкова дисперсія, $\sigma_{зал}$	24,066	
Відношення дисперсій, *F*	21,18	

Наведено графіки, що характеризують точність прогнозування за цією моделлю за лютий. Порівняння фактичних значень показує, що модель має хорошу апроксимацію фактичних даних. Значення *RESI* коливається в межах (–47÷40) тис. м^3/год, з урахуванням похибки вимірювання, що дорівнює 1,5 % при середньому значенні $Q_{фср}$ = 3666,29 (тис. м^3/год видно, що похибка прогнозування знаходиться в межах точності вимірювання вихідного параметра $Q_ф$.

Порівняння чисельних значень коефіцієнтів моделі в таблицях 7.2 та 6.4 показує, що вони різко відрізняються, навіть знаками перед параметрами. Це характеризує нестаціонарність режимів роботи МГ в різні сезонні періоди.

Після виключення незначущих факторів з моделі таблиці 7.4 була отримана модель, наведена в таблиці 7.5. Всі параметри, що в ній залишилися, значно відрізняються від нуля ($t_i > t_{\alpha=0,05} = 2$).

Порівняння моделей таблиці 7.3 та 7.5 з моделями таблиці 7.2 та 7.4 і по $\sigma_{ост}$ показує, що в міру виключення незначущих параметрів це значення зменшується, отже, при меншому числі змінних точність прогнозування не погіршується..

Для оцінювання можливості побудови регресійного рівняння, що працює в широкі сезонні періоди, об'єднаємо дві вибірки – "літню" і "зимову". Об'єднаний статистичний матеріал включає $N = 56$ спостережень диспетчерської інформації. Результати чисельних розрахунків на ЕОМ наведені в таблиці 7.6. Аналіз статистичних характеристик показує, що значення множинного коефіцієнта кореляції *R* вище, ніж для попередніх моделей таблиць 7.3 та 7.5. Це пояснюється великим обсягом статистичного матеріалу, а також хорошим вибором класу моделі. Якість прогнозування, оцінена за $\sigma_{ост}$ показує, що ця модель грубша, ніж побудовані для окремих сезонних статистик, точність прогнозування погіршилася на 30 %, але проте вона знаходиться в межах 1,5 % від середнього значення $\overline{Y}$ = 3460,666 (тис. м^3/год). Остаточна модель після виключення незначущих змінних наведена в таблиці 7.7. Значення залишкової дисперсії $\sigma_{ост}$ також, як і в попередніх моделях, зменшилося при виключенні незначущих змінних. Рівень значущості в цьому розрахунку задавався значенням $\alpha = 0,05,\ t_{\alpha=0,05} = 2$. Хоча ці моделі і побудовані на основі великого обсягу статистичного матеріалу, проте дві вибірки відносяться до неоднорідних, цим і пояснюються гірші характеристики для прогнозування і диспетчерського управління, ніж для раніше розглянутих моделей.

Таблиця 7.6 - Статистичні характеристики моделі МГ “Союз”

Назва змінних	Коєфіцієнти регресії	*t*– значення для коєфіцієнтів
a_0	-439.728	
a_1	7.047	1.3
a_2	3.105	0.4
a_3	23.531	3.17
a_4	-22.138	-2.71
a_5	-5.602	-0.7
a_6	32.318	3.4
a_7	36.236	6.65
a_8	0.282	0.06
Коєфіцієнт множинної кореляції, R	0.989	
Залишкова дисперсія, $\sigma_{зал}$	33.942	
Відношення дисперсії, F	26.153	

На рис. 7.6 і рис. 7.7 наведені графіки, аналогічні рис. 7.4 і рис. 7.5, вони характеризують точність прогнозування пропускної здатності на КС Олександрів Гай за моделями таблиць 7.6 та 7.7. З наведених рисунків видно, що апроксимація експериментальних даних хороша, вона знаходиться в межах точності вимірювальних приладів за цим параметром. Використовуваний метод моделювання регресійними залежностями дозволяє отримати в даному прикладі хорошу апроксимацію за неоднорідними вибірками.

Таблиця 7.7 - Статистична характеристика моделі МГ ``Союз``

Назва змінних	Коефіцієнти регресії	t- значення для коефіцієнта регресії
αo	-502,211	
α1	9,529	2,3
α3	27,860	4,2
α4	-23,947	-3,2
α6	29,930	3,4
α7	34,446	7,8
Коефіцієнт множинної кореляції,R	0,989	
Залишкова дисперсія,δост	33,175	
Відношення дисперсії ,R	43,79	

З рис. 7.6 і рис. 7.7 видно, як відрізняються фактичні значення після 28-го експерименту, значення пропускної здатності збільшуються, цей період відповідає зимовому періоду експлуатації магістрального газопроводу “Союз”, попередні 28-м експериментів – літній період експлуатації. Незважаючи на такий різкий перехід у фактичних даних, моделі таблиць 7.6 та 7.7. дозволили провести хорошу аналітичну апроксимацію.

Проведемо технологічний аналіз отриманих результатів за моделями таблиць 7.3, 7.5 і 7.6, запишемо їх в позначеннях диспетчерських даних:

$$Y_1 = -41{,}107 + 16{,}913\sqrt{P_4^2 - P_3^2} - 21{,}372\sqrt{P_6^2 - P_5^2} + \\ + 30{,}233\sqrt{P_6^2 - P_7^2} + 43{,}990\sqrt{P_8^2 - P_9^2}$$

$$Y_2 = 1047{,}515 + 19{,}362\sqrt{P_2^2 - P_1^2} + 34{,}537\sqrt{P_4^2 - P_3^2} - 61{,}736\sqrt{P_4^2 - P_5^2} + \\ + 34{,}699\sqrt{P_6^2 - P_7^2} + 20{,}279\sqrt{P_8^2 - P_9^2}$$

$$Y_3 = -502{,}211 + 9{,}529\sqrt{P_2^2 - P_1^2} + 28{,}860\sqrt{P_4^2 - P_3^2} - 23{,}947\sqrt{P_4^2 - P_5^2} + \\ + 29{,}930\sqrt{P_6^2 - P_7^2} + 34{,}446\sqrt{P_8^2 - P_7^2}$$

Аналіз рівняння Y_1 показує, що на значення пропускної здатності для КС Богородчани впливає режим роботи на проміжній КС і на передостанній КС Хуст, причому, судячи з коефіцієнту моделі, вплив в кінці розраховуваної ділянки МГ поблизу КС Чижа істотніший.

Для рівняння Y_3 вплив режимів на КС аналогічний, як і для Y_2, і знаки перед змінними також в цих моделях однакові, це свідчить про стійкість обчислювальної процедури і правильність вибору класу функції.

Основні висновки за статистичною ідентифікацією наступні: проведені статистичні дослідження показали принципову можливість використання регресійних рівнянь для моделювання режимів експлуатації МГ. Через нестаціонарність МГ ці моделі можуть істотно відрізнятися в різні сезони роботи. Використання моделі для прогнозування вихідного модельованого параметра в широкому діапазоні призводить до значних похибок у межах невеликого періоду (до місяця), ці моделі забезпечують достатню точність прогнозування пропускної здатності (похибка не перевищує 2 %), що дозволяє їх використовувати без уточнення коефіцієнтів в задачі прогнозування пропускної здатності.

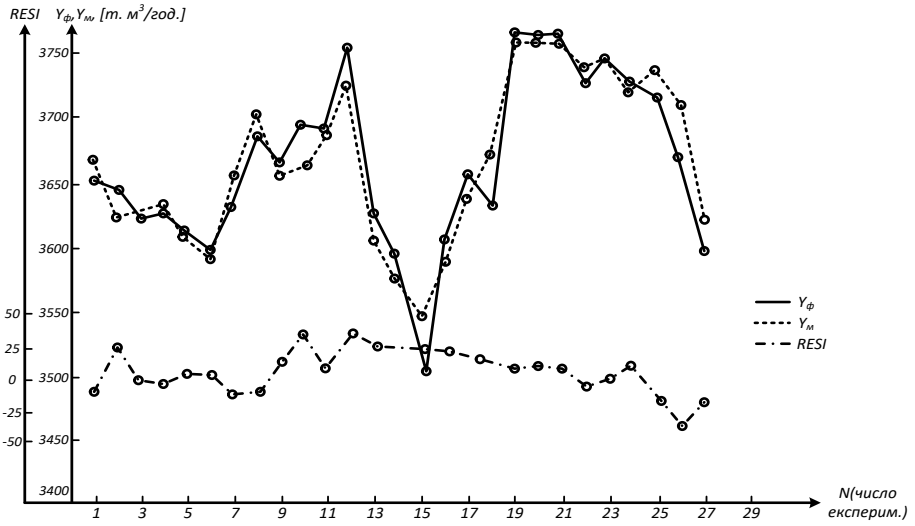


Рисунок 7.5. Передбачення по моделі («спрощена») для МГ «Союз» за лютий

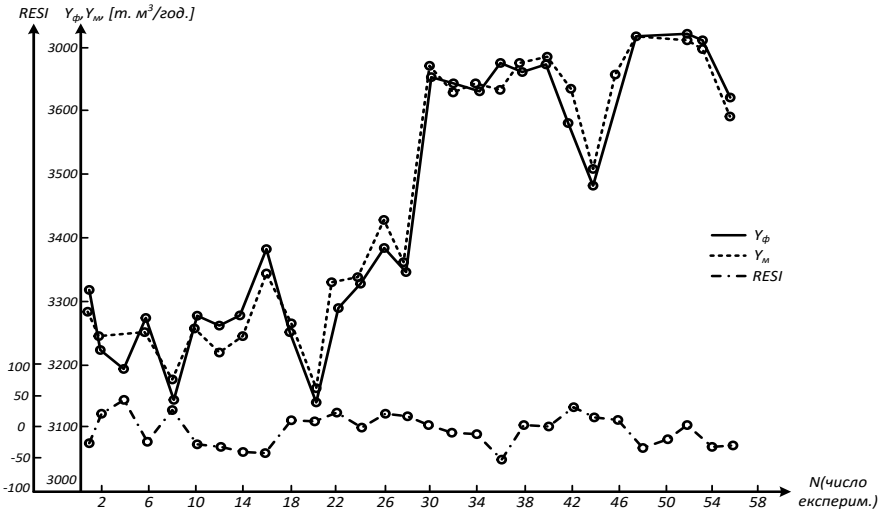


Рисунок 7.6. Передбачення по моделі («спрощена») для МГ «Союз» за лютий-липень

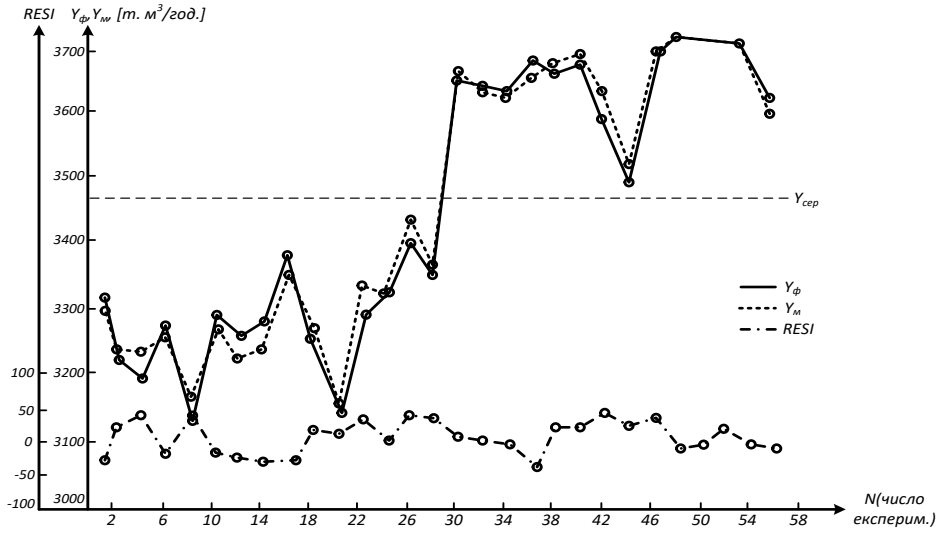


Рисунок 7.7. Передбачення по моделі (повній)для МГ «Союз» за лютий-липень.

7.3 Адаптація статистичних моделей за даними диспетчерської інформації для МГ “Союз”

Магістральний газопровід відноситься до класу нестаціонарних стохастичних процесів, тому коефіцієнти статистичної моделі режиму роботи МГ необхідно постійно уточнювати.

Розглянемо чисельні результати розрахунків з використанням алгоритму адаптації за даними диспетчерської інформації ЦДС УМГ “Прикарпаттрансгаз”.

Для оцінювання швидкості збіжності алгоритму адаптації були проведені наступні розрахунки: коефіцієнти моделі були обрані рівними нулю, ці значення служили початковими оцінками. Модель для МГ “Союз” вибиралися такого ж виду, що й при статистичній ідентифікації, будувалася модель виду:

$$Y = a_0 + a_1\sqrt{P_2^2 - P_1^2} + a_2\sqrt{P_2^2 - P_3^2} + a_3\sqrt{P_4^2 - P_3^2} + a_4\sqrt{P_4^2 - P_5^2} + \\ + a_5\sqrt{P_6^2 - P_5^2} + a_6\sqrt{P_6^2 - P_7^2} + a_7\sqrt{P_8^2 - P_7^2} + a_8\sqrt{P_8^2 - P_9^2} \qquad (7.2)$$

В таблиці 7.8 подано результати розрахунків, вони проводилися за даними диспетчерської інформації за літній період., яка включала $N = 28$ спостережень. В таблиці 7.8 наведені результати тільки за 15 даними уточнення, цього достатньо для оцінки роботи алгоритму адаптації. В останній колонці таблиці 7.8 дані значення параметра:

$$RESI = \left(Y_{мод} - Y_{фак}\right)$$

де:

$Y_{мод}$ – спрогнозоване за моделлю значення пропускної здатності для МГ “Союз”; $Y_{фак}$ – фактичне значення пропускної здатності МГ “Союз”, виміряне на КС Хуст.

Параметр *RESI* наочно показує збіжність алгоритму. З урахуванням того, що середнє значення за цією серією диспетчерських даних одне $\overline{Y}$ = 3269,222 (тис. м^3/год), видно, що точність прогнозування вже після другого кроку уточнення знаходиться в межах 5 %, при подальшому уточненні середній коридор похибки прогнозування зменшиться до 2 % і нижче.

На рис. 7.8 наведені графіки, що показують збіжність прогнозованих за цією моделлю $Y_м$ значень вихідного показника до фактичних значень диспетчерської інформації за літній період. Необхідно відмітити, що на швидкість збіжності алгоритму адаптації впливає значення параметра γ, вибір якого залежить від похибок при вимірюванні диспетчерських даних. Наведені результати розрахунків у таблиці 7.8 були проведені для $\gamma = 2000$, оптимальність вибору цього значення була перевірена на основі результатів розрахунків при γ, яке змінювалось в межах (0÷10000) з інтервалом 500.

Таблиця 7.8 - Результати адаптації моделі МГ “Союз “ за даними диспетчерської інформації

Найменування коефіцієнтів моделі									
Крок уточнення	Q_1	Q_2	Q_3	Q_4	Q_5	Q_6	Q_7	Q_8	REST (т.м^3/год
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3291.21
2	8.26	7.86	8.16	7.80	8.47	8.44	8.26	8.23	219.39
3	8.84	8.40	8.70	8.31	9.06	9.01	8.84	8.80	-57.92
4	8.69	8.26	8.56	8.17	8.90	8.86	8.70	8.65	26.77
5	8.76	8.33	8.63	8.24	8.97	8.93	8.76	8.72	-42.62
6	8.65	8.22	8.52	8.13	8.86	8.82	8.76	8.61	12.30
7	8.68	8.25	8.55	8.16	8.90	8.85	8.69	8.64	27.08
8	8.75	8.32	8.62	8.23	8.97	8.92	8.75	8.71	-7.27
9	8.73	8.30	8.60	8.21	8.95	8.90	8.74	8.69	-50.40
10	8.60	8.17.	8.47	8.09	8.15	8.77	8.61	8.57	-36.48
11	8.51	8.09	8.38	8.00	8.72	8.68	8.52	8.47	92.83
12	8.74	8.31	8.62	8.23	8.97	8.92	8.76	8.70	-29.68
13	8.66	8.24	8.54	8.16	8.89	8.85	8.69	8.63	32.48
14	8.75	8.31	8.62	8.23	8.98	8.93	8.77	8.71	-52.31
15	8.61	8.19	8.49	8.11	8.84	8.79	8.64	8.58	-17.62

Через громіздкість обчислень дані роздруківок не наводяться, слід зазначити, що параметр γ близький до величини, рівної:

$$\gamma = \left(P_2^2 - P_1^2\right) + \left(P_2^2 - P_3^2\right) + \left(P_4^2 - P_3^2\right) + \left(P_4^2 - P_5^2\right) + \left(P_6^2 - P_5^2\right) +$$
$$+ \left(P_6^2 - P_7^2\right) + \left(P_8^2 - P_7^2\right) + \left(P_8^2 - P_9^2\right)$$

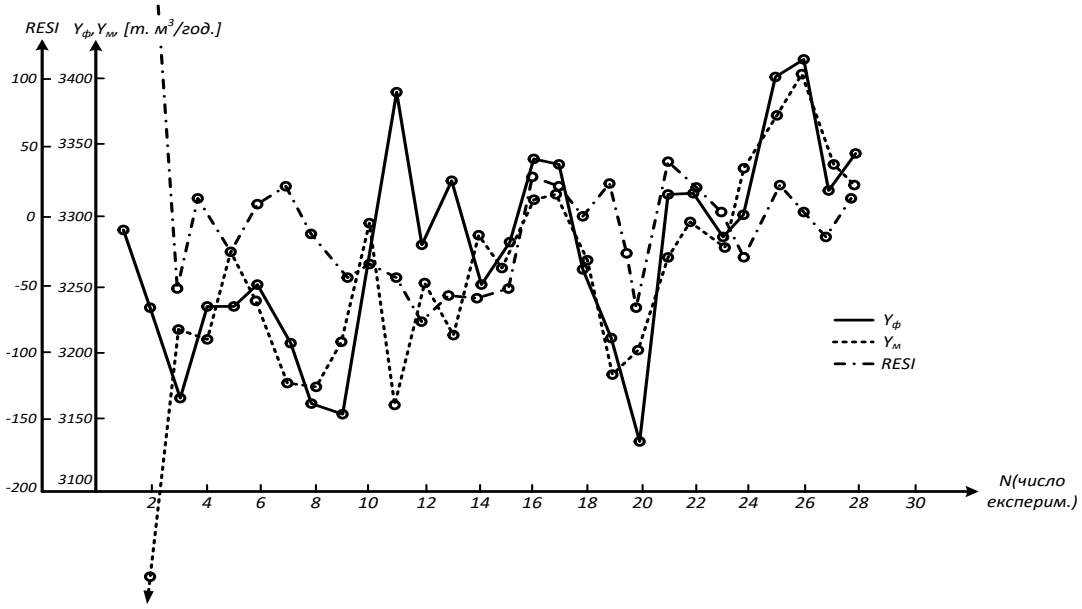


Рисунок 7.8. Передбачення по моделі для МГ «Союз» із використанням алгоритму адаптації

Недоліком однокрокового алгоритму адаптації є те, що при розрахунку коефіцієнтів a_j, $j = 1,2 \ldots 8$ не враховуються кореляційні співвідношення між змінними в моделі (параметрами диспетчерської інформації). Чисельні значення коефіцієнтів моделі, що уточнюється, завжди будуть пропорційними своїм середнім значенням, в даному прикладі середнім значенням для диспетчерської інформації за літній період, що дорівнюють:

48,37 45,80 47,00 45,20 48,52 48,87 47,16 47,14

Ці значення приблизно однакові і, як наслідок, значення коефіцієнтів в моделі a_j після уточнення приблизно рівні (змінюються в діапазоні 8,0÷9,0).

Аналіз технологічних режимів показує, що ступінь впливу окремих параметрів режиму роботи на вихідний показник не однаковий.

Однокроковий алгоритм адаптації доцільно використовувати, коли в якості початкових оцінок для коефіцієнтів моделі використовуються результати статистичних розрахунків методом множинної регресії, при цьому в їх значеннях вже закладений кореляційний зв'язок між змінними моделі. В цьому випадку уточнення буде йти від цих значень, технологічне трактування і статистичні особливості в цьому випадку не порушуються.

Для оцінювання роботи алгоритму адаптації були проведені наступні попередні розрахунки: за даними диспетчерської інформації ЦДС УМГ "Прикарпаттрансгаз" за зимовий період. була побудована регресійна модель, наведена в 6.2. Цю модель використовували для прогнозування вихідної величини пропускної здатності МГ "Союз" в інший, літній період. В таблиці 7.9 наведені результати розрахунків. Без уточнення коефіцієнтів у статистичній моделі помилка прогнозування складає приблизно 6 %. Після двох тактів уточнення за алгоритмом адаптації помилка прогнозування зменшилася в чотири рази і в середньому стабілізувалася в межах (1÷1,5 %) від значення середньої пропускної здатності МГ "Союз".

В табл. 7.9 наведено дані розрахунків при $\gamma = 2000$, було зроблено 29 уточнень, в таблиці 7.9 заповнені тільки для 15 уточнень коефіцієнтів моделі.

На рис. 7.9 наведено графіки, аналогічні рис. 7.8, точність збіжності алгоритму адаптації тут оцінюється за значенням *RESI*. За даними цього графіка видно, що точність прогнозування знаходиться в межах точності вимірювання фактичних значень для пропускної здатності *Q*, що задається 1,5 %-им класом вимірювальних приладів.

.

На рис. 7.10 – 7.13 наведено графіки зміни коефіцієнтів регресійної моделі та процес адаптації за даними диспетчерської інформації. Точність прогнозування після уточнення коефіцієнтів наведена на рис. 7.9.

Таблиця 7.9 - Результати адаптації моделі МГ «Союз» за даними диспетчерської інформації

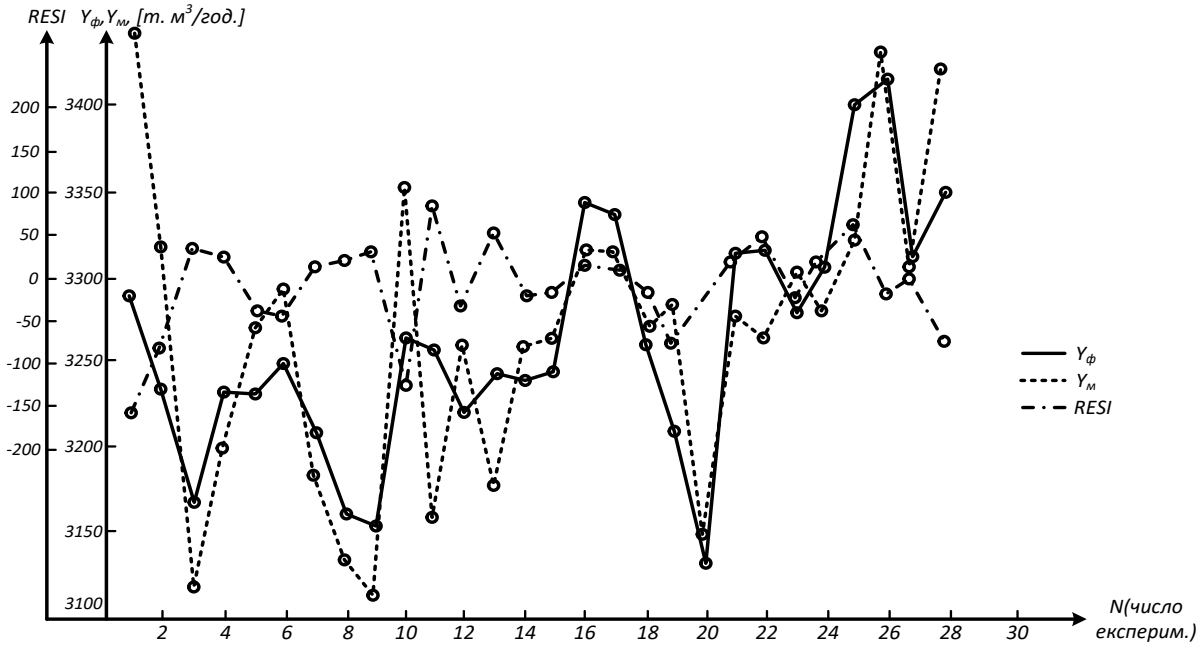


Рисунок 7.9. Передбачення по моделі для МГ «Союз» із використанням алгоритму адаптації

Крок уточнення	Найменування коефіцієнтів моделі								RESI (т.м^3/год.)
	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	a_8	
1	22.71	-4.01	43.55	75.83	13.48	38.11	14.88	21.40	-166.13
2	22.32	-4.39	43.16	-76.20	-13.89	37.70	14.49	21.01	-85.44
3	22.11	-4.59	42.95	-76.39	-14.10	37.49	14.27	20.80	45.93
4	22.22	-4.48	43.07	-76.29	-13.99	37.60	14.38	20.91	38.01
5	22.31	-4.39	43.16	-76.20	-13.90	37.70	14.47	21.00	-38.48
6	22.22	-4.48	43.07	-76.29	-13.99	37.60	14.38	20.91	-45.70
7	22.11	-4.58	42.96	-76.39	-14.10	37.49	14.28	20.80	25.18
8	22.24	-4.46	43.09	-76.27	-13.97	37.63	14.04	20.93	45.54
9	22.35	-4.35	43.20	-76.16	-13.85	37.74	14.51	21.04	-137.05
10	22.03	-4.65	42.88	-76.46	-14.18	37.41	14.20	20.69	106.58
11	22.28	-4.41	43.114	-76.22	-13.91	37.68	14.46	20.94	-41.20
12	22.18	-4.51	43.04	-76.31	-14.01	37.58	14.36	20.84	62.23
13	22.35	-4.35	43.20	-76.15	-13.84	37.75	14.53	21.01	-20.64
14	22.30	-4.40	43.15	-76.20	-13.89	37.70	14.48	20.96	-19.20
15	20.25	-4.44	43.11	-76.29	-13.93	37.65	14.44	20.92	31.75

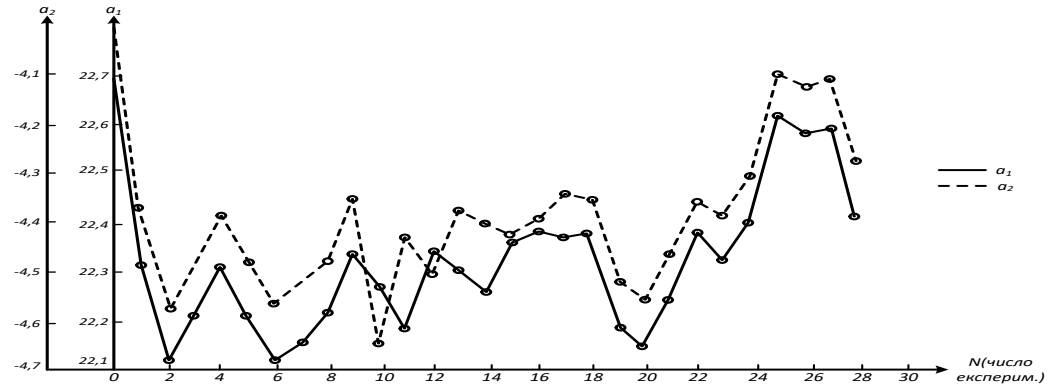


Рисунок 7.10. Уточнення коефіцієнтів a_1 і a_2 регресійної моделі для МГ «Союз»

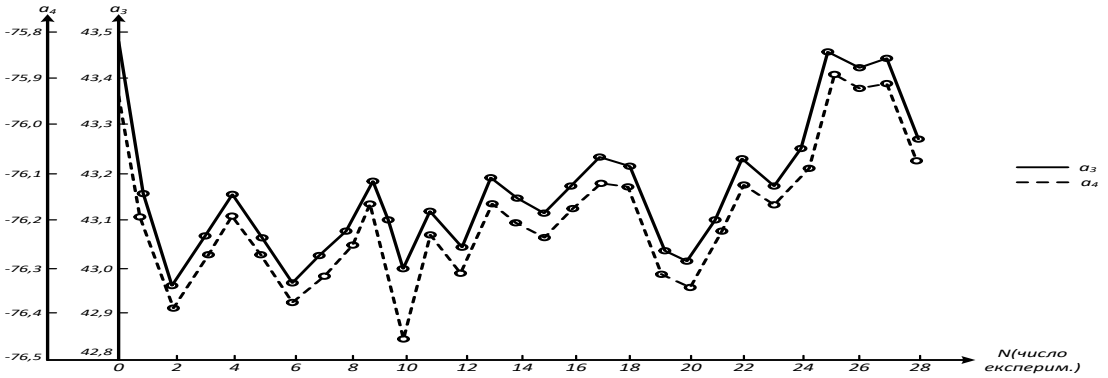


Рисунок 7.11 Уточнення коефіцієнтів a_3 і a_4 регресійної моделі для МГ «Союз»

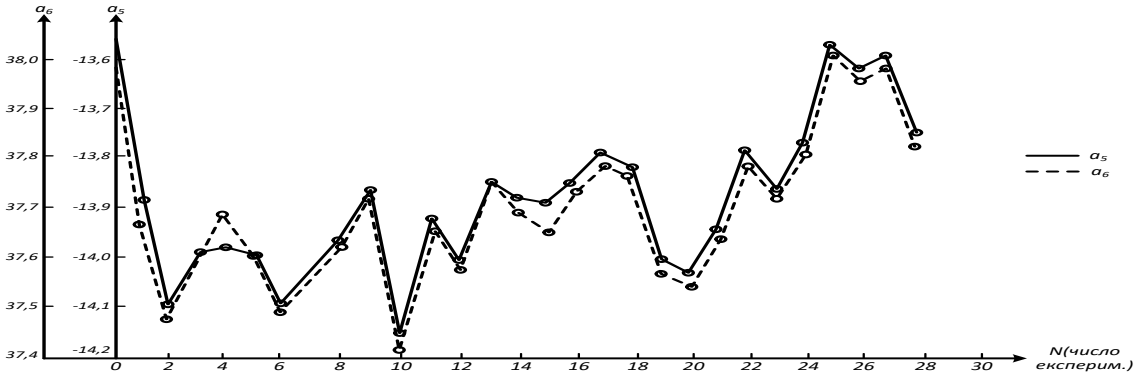


Рисунок 7.12. Уточнення коефіцієнтів a_5 і a_6 регресійної моделі для МГ «Союз»

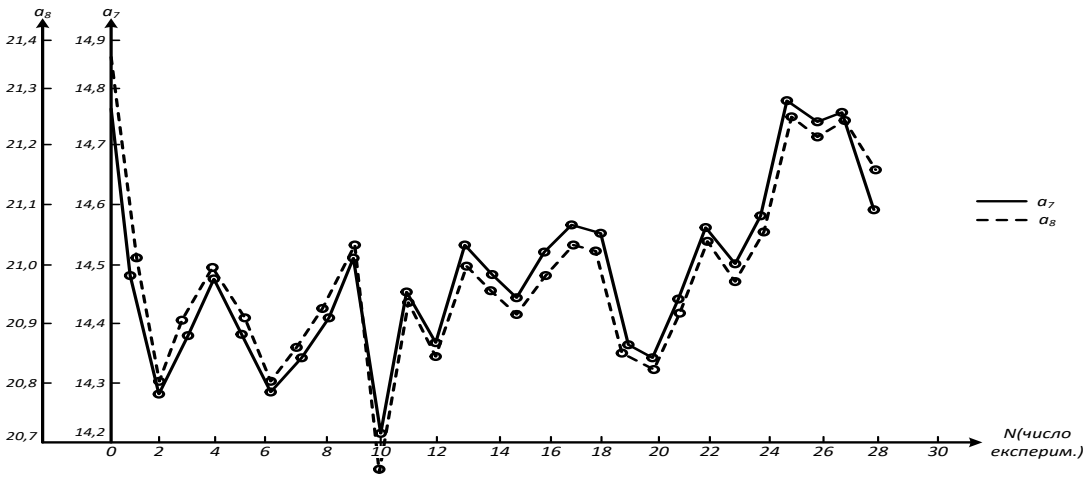


Рисунок 7.13. Уточнення коефіцієнтів a_7 і a_8 регресійної моделі для МГ «Союз»

7.4 Розрахунок оптимального режиму роботи для магістрального газопроводу “Союз” за даними диспетчерської інформації

Для розв’язання задачі вибору оптимального режиму роботи МГ “Союз” використовувався пакет програми оптимізації “*0PT1*”, що включає метод штрафних функцій і адаптивний випадковий пошук, алгоритми цих методів оптимізації були розглянуті в розділі 5. Оптимальний режим характеризується максимальним значенням пропускної здатності МГ.

В якості цільової функції $F(\overline{X})$ використовується регресійна модель режиму роботи МГ “Союз”, вихідним модельованим показником в ній є значення пропускної здатності на КС Хуст. В розділі 6 наведені регресійні моделі режиму роботи МГ “Союз” для різних періодів часу експлуатації – літнього та зимового, значення коефіцієнтів регресії наведені в таблиці 7.2 та таблиці 7.4.

Вхідний вектор стану $\overline{X}(x_1, x_2 \ldots x_n)$ задається набором даних диспетчерської інформації для МГ “Союз”, за якими будувалася модель $F(\overline{X})$. Оптимальні режими шукаються тільки за керуючими змінними, в розглянутому прикладі всі параметри вектора стану $\overline{X}$ є керуючими.

Область працездатності Ω для функції $F(\overline{X})$ визначається $(n+1)$-мірною “хмарою” розкиду параметрів x_i в даних диспетчерського статистичного матеріалу X, за яким будувалася регресійна модель. Область Ω апроксимуємо багатовимірним паралелепіпедом виду:

$$x_{i\min} \le x_i \le x_{i\max}$$

де: $x_{i\min}$, $x_{i\max}$ – мінімальні і максимальні значення для i-их керуючих змінних, які були в матриці статистичної інформації X.

Для задачі використовуються обмеження у вигляді нерівності $\varphi_j(\overline{X}) \le 0$, де

$$\varphi_j(\overline{X}) = x_i - x_{i\max} \le 0$$

$$\varphi_к(\overline{X}) = x_{i\min} - x_i \le 0$$

Технологічні обмеження задаються рівняннями у вигляді рівності і нерівності. Обмеження у вигляді рівності $F(\overline{X})$ в задачах оптимізації технологічних процесів можна замінити обмеженнями у вигляді нерівності. Для режимів МГ “Союз” технологічні обмеження включали:

- обмеження вихідного тиску (тиск нагнітача) для всіх КС вздовж траси МГ;

- обмеження на ефективність роботи для всіх КС за значенням коефіцієнта ступеня стиснення, воно обмежене з двох сторін мінімально і максимально можливим значенням.

Обмеження на область Ω для $F(\overline{X})$ і технологічні обмеження для МГ "Союз" в пакеті програми оптимізації "*0PT1*" задаються в підпрограмі-функції *F*. Вони включають дванадцять обмежень, за допомогою яких задається область Ω і технологічні обмеження, вони рівні:

$$\varphi_1 = x(2)/x(1) - 1{,}5 \le 0$$
$$\varphi_2 = x(4)/x(3) - 1{,}5 \le 0$$
$$\varphi_3 = x(6)/x(5) - 1{,}5 \le 0$$
$$\varphi_4 = x(8)/x(7) - 1{,}5 \le 0$$
$$\varphi_5 = x(2) - 7{,}5 \le 0$$
$$\varphi_6 = x(4) - 7{,}5 \le 0$$
$$\varphi_7 = x(6) - 7{,}5 \le 0$$
$$\varphi_8 = x(8) - 7{,}5 \le 0$$
$$\varphi_9 = 1{,}2 - x(2)/x(1) \le 0$$
$$\varphi_{10} = 1{,}2 - x(4)/x(3) \le 0$$
$$\varphi_{11} = 1{,}2 - x(6)/x(5) \le 0$$
$$\varphi_{12} = 1{,}2 - x(8)/x(7) \le 0$$

Рівнянь φ_1, φ_2, φ_3, φ_4, φ_9, φ_{10}, φ_{11} і φ_{12} обмежують ефективність роботи для КС Гусятин, КС Богородчани, КС Хуст, КС Ужгород, для них ступінь стиснення знаходиться в межах (1,2÷1,5). Рівняння φ_5, φ_6, φ_7 і φ_8 обмежують вихідний тиск для всіх КС вздовж траси МГ максимально можливим за технологією експлуатації значенням, що дорівнює 7,5 МПа. Спільне поєднання функцій φ_1, φ_5 і φ_9, φ_2, φ_6 і φ_{10}, φ_3, φ_7 і φ_{11}, φ_4, φ_8 і φ_{12} також обмежує значення для вхідних тисків для всіх КС, а саме $X(1)$, $X(3)$, $X(5)$ і $X(7)$. Використання аналітичної залежності між вхідними і вихідними значеннями тисків для окремих КС і ЛУ вздовж траси МГ в системах обмежень не представляється можливим, оскільки коефіцієнти λ, $\Delta T_{ср}$, $z_{ср}$, a, b_0 є невідомими величинами, що змінюються в часі.

Використовуваний метод оптимізації не обмежується числом обмежень *m*, зміною чисельних значень в обмеженнях (наприклад, обмеження на тиск нагнітання 7,5 МПа і ступінь стиснення 1,2÷1,4, є можливість досліджувати оптимальні розв'язки для різних типів агрегатів, їх числа на КС.

За моделями були розраховані оптимальні режими роботи для МГ "Союз" при різних обмеженнях.

На рис.7.14 наведені графіки, що задають фактичний режим експлуатації і оптимальний, обчислений за "зимовою" моделлю, коефіцієнти якої наведені в таблиці 7.4. При розрахунку оптимальних режимів в цьому прикладі не робилося ніяких обмежень на область вимірювання керуючих параметрів (тисків на КС). В результаті розрахунків оптимальне значення пропускної здатності вийшло рівним $Q_{опт}$ = 6815,07 тис. м^3/год, в той же час всі тиски $P_1, P_2 \ldots P_9$ окремо знаходяться в допустимих межах вимірювання. З технологічної точки зору наведений режим для МГ "Союз" є неприйнятним і значення $Q_{опт}$ виходить за рамки можливого для МГ, якщо режими роботи в цьому розв'язку для КС Бар, КС Гусятин і КС Хуст є прийнятними, то для КС Богородчани на МГ "Союз" вони є неможливими. Згідно з графіком на рисунку 6.14 виходить, що на ЛД між КС Гусятин і КС Богородчани тиск практично не падає, що є неможливим на практиці, помилковий результат цього розрахунку через відсутність додаткових технологічних обмежень.

На рис. 7.15 наведені графіки оптимальних режимів для МГ “Союз” за “літньою” моделлю, коефіцієнти якої наведені в таблиці 6.2. На відміну від розглянутого раніше розрахунку тиски нагнітання для всіх КС (P_2, P_4, P_6 і P_8) були обмежені значенням 7,0 МПа. На цьому рисунку окремо показані режими, що характеризують фактичний стан МГ “Союз” і оптимальний після розв’язання методом штрафних функцій і адаптивного випадкового пошуку. В результаті розрахунків для оптимальних траєкторій значення пропускної здатності дорівнює $Q_{опт}$ = 4100 тис. м^3/год після методу штрафних функцій і $Q_{опт}$ = 4347 тис. м^3/год після методу адаптивного випадкового пошуку. Аналізуючи отримані результати можна зробити наступний технологічний висновок: оптимальний режим характеризується більшим розмахом перепаду тисків, ніж для фактичного режиму, тому доцільно підвищити тиск нагнітання на КС Гусятин до гранично допустимого в даній задачі 7,0 МПа, підняти вихідний тиск на КС Хуст, перепад тисків на КС Чижа потрібно також збільшити. Оскільки тиск нагнітання P_8 обмежений, то в оптимальному режимі вхідний тиск для цієї КС необхідно знизити. Як зазначалося в розділі 4.4 прогнозування пропускної здатності за регресійною моделлю можливе лише в тій області зміни керуючих параметрів, в якій будувалась сама модель. З отриманих результатів розділі 4.2 видно, що за “літній” період збору диспетчерської інформації значення $Q_{вих}$ не перевищувало значення 3450 тис. м^3/год, відповідно отримані оптимальні результати виходять за допустиму область прогнозування і, відповідно, рекомендувати їх до експлуатації на МГ “Союз” не можна. Наведені результати оптимальних розрахунків на рис. 7.14 і рис. 7.15 показують тенденцію зміни керуючих параметрів, а саме: підвищення тиску нагнітання на всіх КС, особливо на першій і останній, підвищення навантаження на

агрегати для КС за рахунок підвищення ступеня стиснення газу.

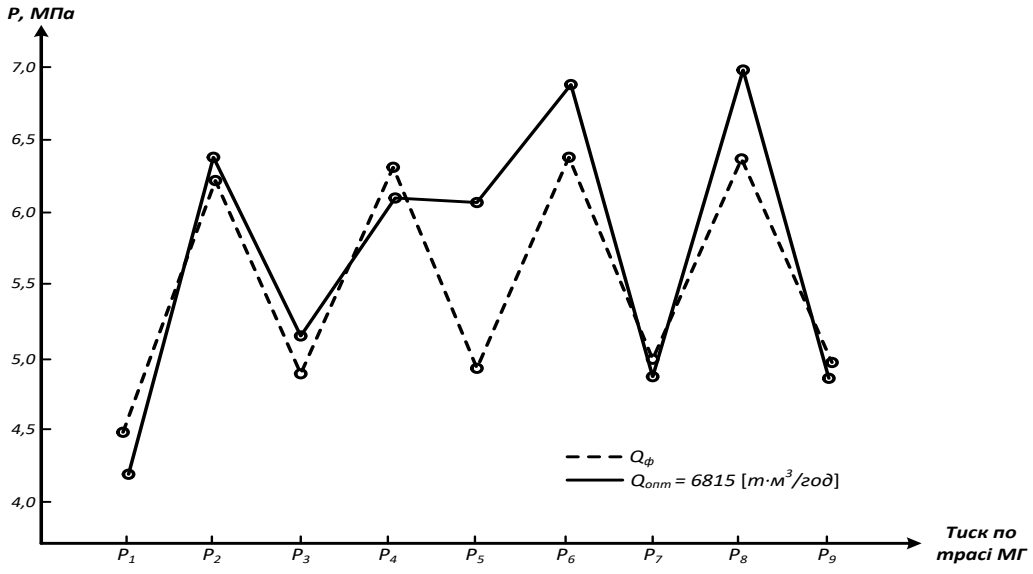


Рисунок 7.14. Розрахунок оптимального режиму для МГ «Союз»

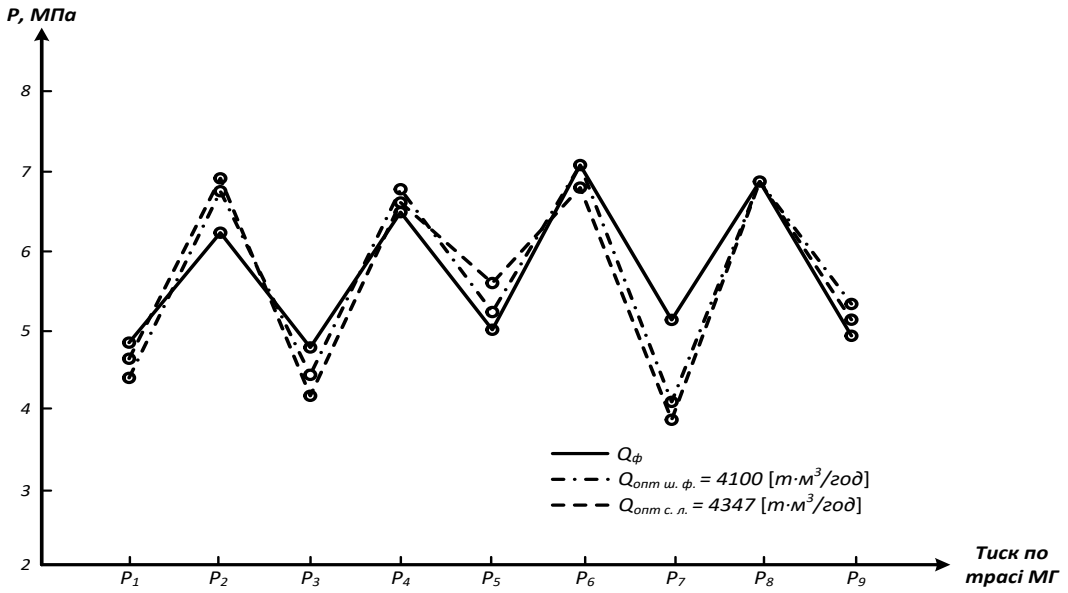


Рисунок 6.15. Розрахунок оптимального режиму для МГ «Союз»

Отримані висновки узгоджуються з відомими результатами, отриманими іншими методами дослідження [80].

В процесі розрахунку оптимальних режимів обмежимо значення для вихідного показника $Q_{вих}$, на рис. 6.16 наведені графіки оптимальних режимів, коли тиски нагнітання обмежені значенням 7,0 Мпа і $Q_{вих} \le 4000$ тис. м^3/год. Розрахунки проведені за літній період., фактичне значення пропускної здатності дорівнює $Q_ф$ = 3291,2 тис. м^3/год. Після методу штрафних функцій значення вихідного параметра дорівнює $Q_{опт}$ = 3431 тис. м^3/год, після методу адаптивного випадкового пошуку $Q_{опт}$ = 4000 тис. м^3/год. Порівнюючи оптимальний режим з фактичним видно, що тиск нагнітання на КС Богородчани слід підняти з 6,6 МПа до 6,8 МПа, в середньому також на (0,15÷0,2) МПа слід підвищити тиск і на інших КС. Вхідний тиск на КС Хуст необхідно зменшити. Слід зазначити, що режими роботи для МГ “Союз” на “літній” період через меншу подачу газу та поточний профілактичний ремонту агрегатів на КС не завжди повинні відповідати вибраному критерію оптимізації. В цьому випадку доцільно розв’язувати задачу оптимізації з обмеженим значенням $Q_{вих}$. За рекомендацією ЦДС УМГ “Прикарпаттрансгаз” в “літній” період часу були проведені розрахунки оптимальних режимів з системою технологічних обмежень і $Q_{вих} \le 3600$ тис. м^3/год. На рис. 7.17 наведено графіки фактичного режиму експлуатації МГ “Союз” і розраховано оптимальний, для першого режиму мали 3291,21 тис. м^3/год, для оптимального $Q_{опт}$ = 3600 тис. м^3/год. На рисунках 7.18 – 7.20 наведені фактичні і оптимальні режими на літній і зимовий період часу, для них значення пропускної здатності дорывнювало: $Q_ф$ = 3268 тис. м^3/год; $Q_ф$ = 3130,4 тис. м^3/год; $Q_ф$ = 3354 тис. м^3/год. Оптимальні режими для цих періодів дорівнюють: $Q_{опт}$ = 3599 тис. м^3/год; $Q_{опт}$ = 3500 тис. м^3/год; $Q_{опт}$ = 3600 тис. м^3/год. Технологічний аналіз режимів

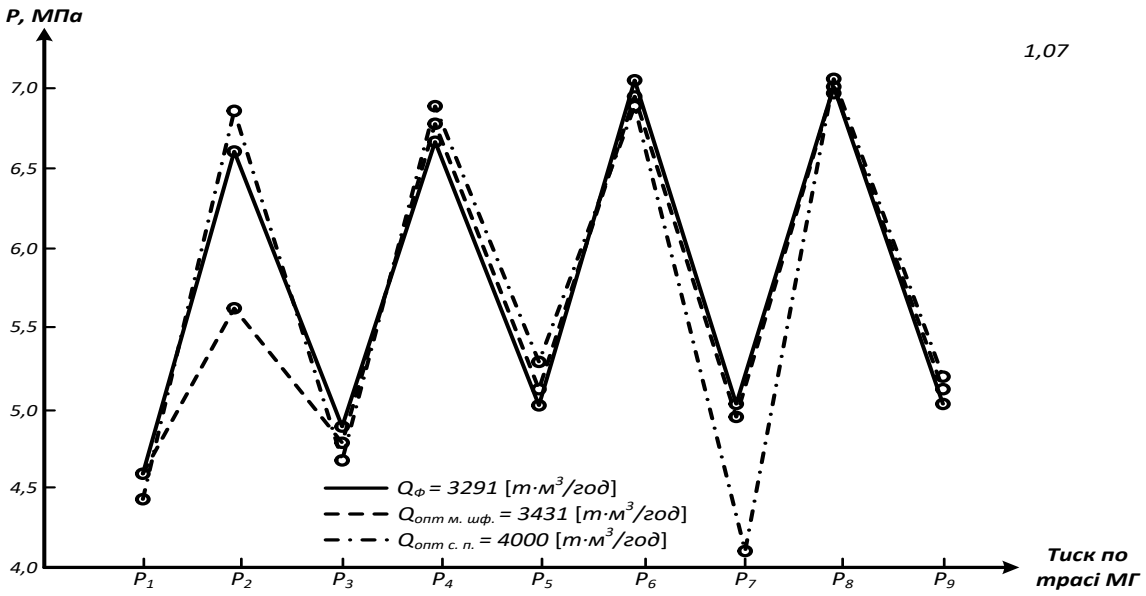


Рисунок 7.16. Розрахунок оптимального режиму для МГ «Союз»

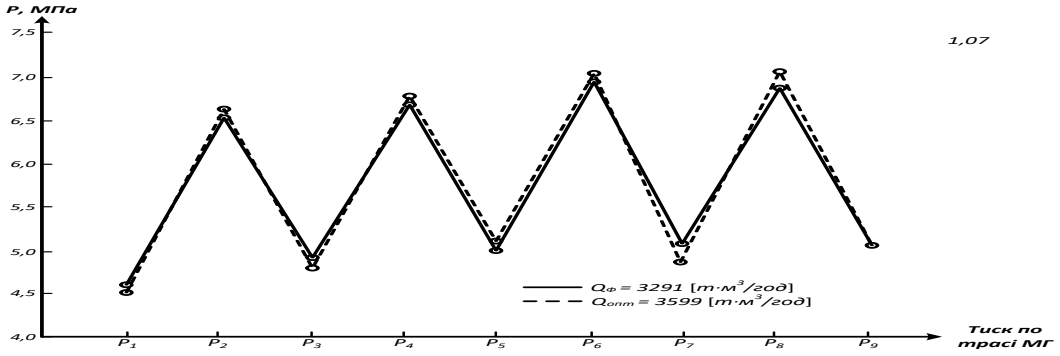


Рисунок 7.17. Розрахунок оптимального режиму для МГ «Союз»

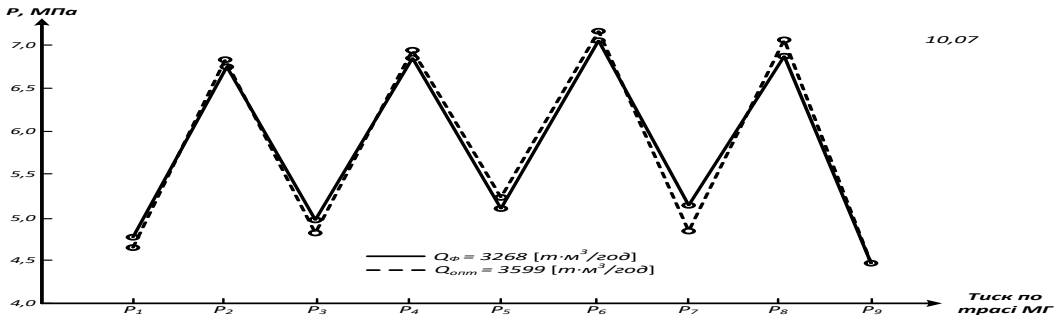


Рисунок 7.18. Розрахунок оптимального режиму для МГ «Союз»

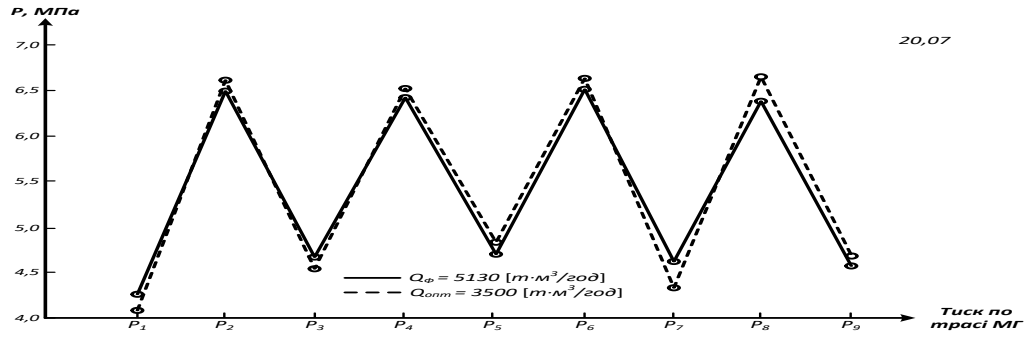


Рисунок 7.19. Розрахунок оптимального режиму для МГ «Союз»

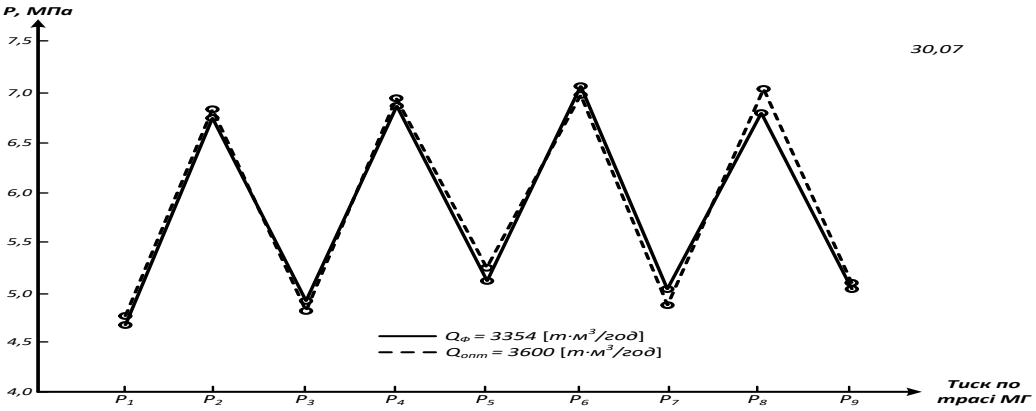


Рисунок 7.20. Розрахунок оптимального режиму для МГ «Союз»експлуатації показав, що для підвищення пропускної здатності МГ “Союз” за липень 2012 необхідно в середньому зробити наступне:

- збільшити тиск нагнітання P_2 для КС Бар на (0,1÷0,15) МПа;
- вхідний тиск P_3 для КС Гусятин зменшити на (0,05÷0,1) МПа;
- тиск нагнітання P_4 для КС Гусятин збільшити на (0,03÷0,05) МПа;
- вхідний тиск P_5 для КС Богородчани підняти на (0,05÷0,08) МПа;
- тиск нагнітання P_6 для КС Богородчани підняти на (0,03÷0,05) МПа;
- вхідний тиск P_7, для КС Хуст знизити на (0,15÷0,2) МПа;
- тиск нагнітання P_8 для КС Хуст підняти на (0,15÷0,2) МПа.

Основний внесок у зміну режиму відноситься до початкової КС Бар і передостанньої КС Хуст, для всіх КС вздовж траси МГ характерно підвищення продуктивності агрегатів на КС.

На рисунку 7.21 наведені графіки фактичних і оптимальних режимів на “зимовий” період експлуатації МГ “Союз”. Для вибору оптимального режиму використовувалася регресійна модель на “зимовий” період експлуатації, коефіцієнти для цієї моделі наведені в таблиці 7.4.

Режим експлуатації МГ “Союз” в “зимовий” період часу характеризується підвищенням продуктивності МГ в порівнянні з “літнім”, пропускна здатність за даними диспетчерської інформації в середньому змінилася від $Q_ф$ = 3253 тис. м^3/год для “літнього” до $Q_ф$ = 3652 тис. м^3/год для “зимового” періоду. Для задачі технологічних обмежень скористаємося системою обмежень, значення вихідного показника за рекомендацією ЦДС ПО “Прикарпаттрансгаз” обмежувалося величиною $Q_{вих} \leq$ 3800 тис. м^3/год. Оптимальні режими розраховувалися для зимового періоду часу: значення фактичної і розрахованої оптимальної пропускної здатності на кінцевій КС Ужгород для тих же періодів часу наступні:

$Q_ф$ = 3614 тис. м^3/год; $Q_{опт}$ = 3800 тис. м^3/год;
$Q_ф$ = 3502 тис. м^3/год; $Q_{опт}$ = 3800 тис. м^3/год;

$Q_ф$ = 3717 тис. м^3/год; $Q_{опт}$ = 3800 тис. м^3/год;

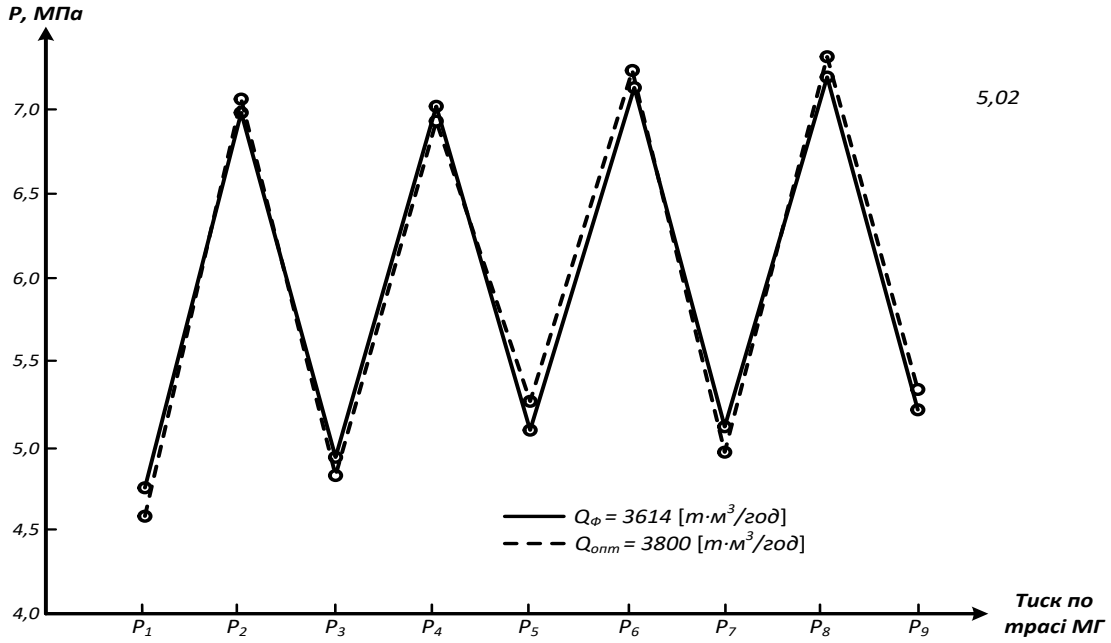


Рисунок 7.21. Розрахунок оптимального режиму для МГ «Союз»

Технологічний аналіз оптимальних режимів роботи для МГ “Союз” в “зимовий” період показав, що в середньому:

- значення тиску нагнітання P_2 для КС Бар коректується в залежності від фактичного режиму, у двох наведених прикладах (рис. 7.21 і 7.22) його необхідно підняти на 0,05 МПа, у випадку рис. 6.23 – знизити на 0,05 МПа;
- вхідний тиск P_3 для КС Гусятин необхідно зменшити на (0,03÷0,1) МПа;
- тиск нагнітання P_4 для КС Гусятин необхідно зменшити на (0,03÷0,1) МПа;
- вхідний тиск P_5 для КС Богородчани слід підняти на (0,03÷0,05) МПа;
- тиск нагнітання P_6 для КС Богородчани слід підняти на (0,03÷0,05) МПа;
- вхідний тиск P_7 для КС Чижа необхідно зменшити на (0,02÷0,03) МПа;
- тиск нагнітання Q для КС Хуст, в середньому, залишається незмінним.

Аналіз наведених рекомендацій показує, що фактичні режими роботи МГ “Союз” в “зимові” періоди часу близькі до оптимальних. Оптимізація досягається за рахунок коригування тисків фактичних режимів у розглянутому випадку до оптимальних. Це пояснюється тим, що практично всі КС на МГ “Союз” працюють в режимі максимального навантаження агрегатів, ступінь стиснення для всіх КС близький до 1,5, навіть якщо тиск нагнітання зменшується (наприклад, для КС Гусятин), то через менший вхідний тиск навантаження КС Гусятин не зменшується.

В результаті проведених розрахунків з оптимізації режимів для МГ “Союз” після коригування тисків передбачуване збільшення пропускної здатності в середньому очікується для “зимового” періоду часу на 3 %, а для “літнього” – на 5 %.

РОЗДІЛ 8 ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

8.1 Про критерії задач оптимізації системи газопостачання

Для складної системи магістрального транспорту газу системи газопостачання в цілому важливо сформулювати критерії, що забезпечують вибір цілеспрямованої стратегії функціонування і розвитку системи. Критерії можуть бути економічними: максимум прибутку, мінімум сумарних витрат, мінімум собівартості і т.д.; технічними: максимум надійності, максимум швидкодії, мінімум середньоквадратичного відхилення і т.д.

Питання про відносну важливість цих критеріїв істотно залежить від типу задачБ які розглядаються. Принципово важливо, по-перше, що в багатокритеріальному випадку різні критерії якості не можуть діяти в різних напрямках, вони повинні підпорядковуватися дії головного критерію, і, по-друге, в загальному випадку не можна знайти єдиний розв'язок. Такий розв'язок в кінцевому результаті може бути визначений інтуїтивно після відповідного аналізу розв'язків.

Проте, в деяких окремих випадках можна знайти розв'язок, що відповідає екстремуму векторного критерію якості.

Формально для векторного критерію можна виділити наступні дві ситуації: в допустимій області розв'язків існує точка, що забезпечує екстремум за всіма компонентами векторного критерію; точки екстремумів для різних цільових функцій не збігаються в допустимій області розв'язків. Першій ситуації відповідає випадок, коли цільові функції тотожні (відрізняються на постійну величину).

Більш цікавим є клас задач, для яких можна знайти мінімальну точку багатоцільового критерію. Однак, і в цьому випадку саму процедуру оптимізації здійснюють за єдиною цільовою функцією серед декількох, розглядаючи кожну з них по черзі.

В другій ситуації, коли відмінності між цільовими функціях суттєві розв'язки, отримані за окремими компонентами вектора якості, сильно відрізняються одне від одного і стають непорівнянними. Однак, в цьому випадку можна спробувати на основі множинності критерію якості ввести систему впорядкування або відповідні вагові коефіцієнти для окремих цільових функцій і тільки на їх основі співставляти розв'язки. Але в цьому випадку простіше завчасно ввести синтезуючу цільову функцію:

$$W_к = \sum_{i=1}^{n} \alpha_i W_i \qquad (8.1)$$

де $\alpha_i \geq 0$ і $\sum_{i=1}^{k} \alpha_i = 1$ є вагомими коефіцієнтами; W_i – компоненти (цільові функції) критерію якості.

Вагові коефіцієнти можуть змінюватися в часі.

Якщо, за цільові функції прийняти працездатність, швидкодію і вартість, то в динаміці вагові коефіцієнти можуть змінюватися так: на початку функціонування системи вагові коефіцієнти працездатності і швидкодії повинні бути більшими, а за вартістю – меншими. В міру стабілізації функціонування вимоги до працездатності можуть знижуватися, в той час, як вплив вартості на систему може зрости.

Критерій (8.1) досить універсальний, однак для широкого його застосування в задачах оптимального рівняння великими системами, в тому числі і СГ, необхідно провести спеціальні дослідження.

Критерій (8.1) називають критерієм адитивної корисності і підкреслюють, що він не завжди дозволяє втрату якості за одним критерієм компенсувати приростом якості за іншим.

Проте неважко помітити, що у випадку критерію (8.1) процедура оптимізації також здійснюється за одним критерієм.

Таким чином, розв'язання задач за кількома критеріями оптимальності, як правило, зводиться до процедури згідно з одним критерієм оптимальності, тобто до його скалярної величини. При оптимізації СГ переважне становище займають економічні критерії якості. Найчастіше використовують критерії максимуму ефективності роботи газотранспортної системи в цілому.

Запишемо його з урахуванням таких умов:

а) проводиться оптимізація паливно-енергетичного господарства і в результаті формуються ціни та оцінки;

б) виключається можливий тренд, що виникає при проектуванні та будівництві об'єктів;

в) різночасові витрати приводяться до часу початку експлуатації. Таким чином, для *n* об'єктів і *m* видів капітальних вкладень критерій ефективності у вигляді максимуму прибутку можна представити так:

$$\Phi = \sum_{i=1}^{\infty}\left[\sum_{k}^{n} P^k(t)\cdot Y^k(t) - \sum_{i,k}^{m,n} З_i^k(t)\cdot X_i^k(t)\right]\cdot\varphi(E,t) > \max \qquad (8.2)$$

де $P^k(t)$ – дохід за оптимальних цін на одиницю продукції, що випускається *k*-м об'єктом; $Y^k(t)$ – обсяг продукції, що випускається *k*-м об'єктом; $З^k(t)$ – питомі витрати при оптимальному плані на одиницю *i*-го використовуваного ресурсу *k*-го об'єкта; $\varphi(E,t)$ – функція, приведення за часом; $X_i^k(t)$ – величина *i*-го ресурсу *k*-го об'єкта.

Однак при оптимізації СГ вважається, що перед цим була проведена оптимізація паливно-енергетичного господарства і тому опоптимальні обсяги споживання (виробництва) знайдені. Отже, в процесі оптимізації прибутку фактично не братимуть участь складові, що характеризують випуск продукції. Перший член критерію (8.2) стає постійною величиною, і тоді критерій максимуму прибутку рівносильний критерію мінімуму сумарних витрат.

Отже, критерій максимуму прибутку еквівалентний критерію мінімуму витрат в тому випадку, коли, по-перше, оптимальні ціни затрачуваних ресурсів не залежать від обсягів споживання і, по-друге, до розв'язання задачі відомі оптимальні об'єми споживання (виробництва) СГ.

Тоді критерій (8.2) приймає вигляд:

$$\Phi = \sum_{t=1}^{\infty}\sum_{i,k}^{m,n} З_i^k(t)\cdot\varphi(E,t)\cdot X_i^k(t) \to \min \qquad (8.3)$$

Враховуючи те, що відома єдина норма ефективності та капітальні вкладення одноразові, а ресурси короткочасного використання (експлуатаційні витрати) постійні, переходимо до критерію мінімуму приведених витрат. Доцільно допустити таке:

1. Термін служби тривалого використання необмежений $(t \to \infty)$.

2. Капітальні вкладення здійснюються одноразово

$$K_i^k(t) = \begin{cases} K_i^k \ \textit{при}\ t = 0 \\ 0 \ \textit{при}\ t > 0 \end{cases}$$

3. Експлуатаційні витрати постійні

$$E_i^k(t) = E_i^k \ \textit{при}\ t = 0$$

Враховуючи ці умови і виділивши із $З^k(t)$ складові капітальних вкладень і експлуатаційних витрат, залишаючи складову газових ресурсів, що не залежить від часу, та беручи для $\varphi(E,t)$ формулу складних відсотків, критерій (8.3) можна написати у вигляді:

$$\Phi = \sum_{k}^{n}(EK^k + E^k)\cdot X^k \to \min$$

де $EK^k + E^k$ – питомі приведені витрати.

Надалі в задачах управління розвитком СГ часто буде зустрічатися ситуація, коли порівнювані варіанти відрізняються внутрішніми X_0 і зовнішніми X_1 змінними, причому $X_1 \in D(X_0)$.

Тоді задача оптимізації зводиться до наступної: знайти X_0, яке задовольняє

$$\min \Phi(X_0, X_1) = \min_{X_1} \min_{X_1 \in D(X_0)} \Phi(X_0, X_1) = \min_{X_0} \Phi(X_0)$$

Допускаючи для багатьох випадків умову адитивності функціоналу при векторах $X_0 = (X_{01}, X_{02} \dots X_{0m})$; $X_1 = (X_{11}, X_{12} \dots X_{1m})$

$$\Phi(X_0, X_1) = \sum \Phi_i(X_{0i}, X_{1i}) \tag{8.4}$$

і умова

$$D(X_0) = \bigotimes_i D_i(X_{0i}) \tag{8.5}$$

отримаємо

$$\min \Phi(X_0, X_1) = \min \sum \min \Phi_i(X_{0i}, X_{1i}) = \min \sum \Phi_i(X_{0i})$$
$$X_0, X_1 \in D(X_0); X_{01} \dots X_{om} \in D(X_{0i});$$

Наприклад, якщо взяти статичну задачу оптимізації потоків СГ, то X_{0i} –потік по *i*-ій ланці мережі, X_{1i} – параметри стану *i*-ї ланки (число ниток, їх діаметри, компресорні станції, типи машин і т.д.). Умова (8.4), очевидно, виконана, умова (8.5) виконана теж, якщо на ресурси не накладені обмеження.

8.2 Загальна характеристика завдань планування розвитку системи газопостачання

Велика кількість технологічних об’єктів, що представляються на різних ієрархічних рівнях і тимчасових розрізах управління розвитком Єдиної газопостачальної системи, потребує розв’язання широкого кола гідравлічних, прогностичних та оптимізаційних задач. Основна мета розв’язання цих задач – забезпечення оптимальних умов розвитку системи.

При класифікації задач планування розвитком СГ як великої системи енергетики дуже важливо враховувати необхідність суворої, взаємоузгодженої, логічної послідовності (ієрархічної та тимчасової) їх розв’язку. Тільки в цьому випадку буде забезпечена внутрішня узгодженість процесу планування та досягнуто значне зниження невизначеності прийняття рішень.

При розв’язанні задач СГ в багаторічному розрізі вельми важливим є узгодження задач глобального і локального характеру. Глобальною задачею СГ є визначення її оптимальної структури на перспективу.

Мета локальних задач – виявляти перспективу розвитку районних газопостачальних систем, систем газопостачання вузлів, промислових центрів, міст, сільськогосподарських комплексів, окремих підприємств, магістральних газопроводів.

Внаслідок існування надзвичайно великої кількості локальних задач, важко створити абсолютно чітку систему розв’язання всіх оптимізаційних задач. Точну регламентацію можна встановити тільки для основних задач оптимізації.

Задачі планування розвитку СГ можна коротко охарактеризувати наступним чином.

Це в основному задачі проектування з урахуванням обгрунтування надійності і задачі планування на періоди 5 і 15-20 років стосовно окремих і складних систем видобутку магістрального транспорту газу.

Для складання оптимальних планів розвитку СГ на 15-20 років необхідно розв’язати ряд задач. Це, в першу чергу, структурні задачі, які можуть грунтуватися на детермінованій, ймовірносно-визначеній і невизначеній інформації.

На основі розв’язання детермінованих задач визначають стратегію розвитку (структура потоків) газотранспортної системи, обсяги видобутку, кількість газу, що залучається в паливно-

енергетичне господарство, уточнюють тенденції науково-технічного прогресу. В результаті складають і обгрунтовують генеральну схему розвитку і розміщення об'єктів СГ, узгоджену з відповідними генеральними планами розвитку загальноенергетичної системи і всього народного господарства в цілому.

Структурні задачі СГ можуть бути лінійними, нелінійними і динамічними.

Лінійні структурні задачі дозволяють визначити найбільш раціональну структуру потоків, обсягів видобутку, склад споживачів і т.д.

Нелінійні структурні задачі СГ виникають через еквівалентуючі характеристик локальних об'єктів розвідки, видобутку і транспорту газу.

Істотне місце займають дискретні задачі, наприклад, задача з фіксованими доплатами на транспорт, задача оптимізації в динаміці та ін.

Динамічні структурні задачі дуже важливі для періоду 15-20 років оптимізації СГ. Вони можуть бути віднесені до класу не повністю визначених зі значною зоною рівноекономічних розв'язків.

Ймовірнісні структурні задачі як для регіональних підсистем, так і для системи в цілому досить актуальні для перспективного планування розвитку СГ. Наприклад, ретельна обробка геологічних даних з урахуванням їх пофакторного впливу на величину приросту запасів, а також оцінка необхідних витрат на приріст ресурсів дозволяє забезпечити необхідною інформацією для розв'язання дано типу задач.

Оптимізація структури СГ на 5 років охоплює приблизно те ж коло задач, лише з більшим ступенем деталізації. Для визначення більш обгрунтованих розв'язків на період 5 років необхідно встановити безпосередні зв'язки з аналогічними задачами періоду поточного планування і періоду планування на 15 років. Прямі і зворотні зв'язки із задачами поточного планування СГ виражаються при розгляді п'ятирічного плану по роках.

Розв'язання задач оптимізації енергетичного господарства країни тісно пов'язане із задачами перспективного розвитку СГ.

8.3 Спосіб обліку зовнішніх зв'язків системи газопостачання з суміжними галузями.

Розв'язання оптимізаційних задач енергетичного господарства країни і СГ також пов'язане з питаннями взаємоув'язки розв'язків між галузевими системами. Головним показником такої ув'язки вважають прикінцеві оцінки на види палива. Енергоекономічна сутність формування замикаючих витрат представлена в роботах [35, 57].

Однак СГ виступає не тільки як основна частина загальноенегетичної системи, але і як окрема ланка народного господарства. Деякі галузі по відношенню до газової промисловості є суміжними; вони постачають СГ елементи основних фондів – труби, газоперекачувальні агрегати, арматуру і т.д. Ці зв'язки, що є зовнішніми системними зв'язками в плануванні розвитку, повинні знайти відображення і в задачах оптимізації Єдиної газопостачальної системи. Продукція суміжних галузей з огляду на її лімітовану кількість в моделях СГ виступає в ролі обмежень.

Відповідно до загальних принципів оптимізації процес знаходження оптимального розподілу ресурсів від суміжних галузей можна здійснити за допомогою ітераційного процесу. На кожній ітерації цього процесу центр розподіляє ресурси за галузями (зокрема, газовій промисловості), а галузі видають двоякі оцінки (похідні функціоналу галузевої задачі з урахуванням обмеженого ресурсу), які використовуються при формуванні наступного наближення розподілу ресурсів. Зазначений процес має багато спільного з реальним процесом планування.

Кожен етап процесу пов'язаний з розв'язанням оптимізаційної задачі СГ з урахуванням обмежень на ресурси. Розв'язання цієї задачі служить одночасно двом цілям: знаходженню оптимального перспективного плану за наявності обмежень і отриманню необхідної інформації для продовження процесу ітераційної ув'язки розв'язків за галузями.

Зупинимося на обліку в моделі СГ одного з найбільш суттєвих обмежень – обмежень на постачання труб. Облік цього обмеження навіть у найпростішій постановці задачі істотно ускладнює процес пошуку розв'язку. Разом з тим підхід, що базується на використанні двоїстих оцінок, грає важливу роль в розв'язанні.

Отже, нехай $x_{\partial i}$, x_{mij}, x_{nk} – власне, шукані рівні видобутку в i-му районі, обсяги транспорту з i-го в j-ий пункт і споживання газу в k-му вузлі. Оскільки потреби не фіксовані, доцільно передбачити можливість використання в k-му районі замикаючого палива в кількості $X_{зk}$. Позначаючи через $F_{\partial i}(x_{\partial i})$, $F_{mij}(x_{mij}, d_{mij})$, $F_{nk}(x_{nk})$ і $F_{зk}(x_{зn})$ відповідно сумарні завитрати на видобуток, транспорт на один кілометр (з урахуванням вибору одного з дискретного ряду діаметрів), використання і замикаючий вид палива, сформулюємо задачу мінімізації функціоналу

$$\psi = \sum_k F_{\partial i}(x_{\partial i}) + \sum L_{ij} F_{mij}(x_{ij}, d_{ij}) + \sum_k F_{nk}(x_{nk}) + \sum_k F_{зk}(x_{зk}) \to \min$$

при обмеженнях

$$x_{\partial i} \le x_{\max i};\ i = 1,2\ldots \tag{8.6}$$

$$s \cdot x_m = x_n \tag{8.7}$$

$$x_{nk} + x_{зk} = B_k \tag{8.8}$$

$$x_{nk} \ge x_{\min k};\ \sum_k x_{зk} \le x_з^0 \tag{8.9}$$

$$\sum_i x_{\partial i} \ge x_\partial^0 \tag{8.10}$$

$$\sum_{ij} M(d_j) \cdot L_{ij} \le M^0 \tag{8.11}$$

Тут s – матриця інциденцій транспортної мережі; x_m – вектор обсягів транспортованого газу; L_{ij} – відстань між i-им і j-им пунктами; B_k – сумарна потреба в паливі в k-му вузлі; $x_{\min k}$ – незамінна частина потреби в газі в k-му пункті (якщо за суттю задачі ця величина дорівнює нулю, то приймемо її рівною малому додатньому числу, наприклад, 0,01 млрд. м^3) $\overline{x_n}$ – вектор потреби в газі; $x_{\max i}$ – максимально допустимий відбір газу в i-му газодобувному районі; $x_з^0$, x_∂^0 – сумарні величини обсягів замикаючого палива і видобутку газу по країні; M^0 – сумарні ліміти металу, виділені для розвитку СГ.

В цій моделі діаметр d_{ij} є однією з шуканих величин. Облік обмеження (8.11) робить поставлену задачу цілочисельною та нелінійною.

Наближений метод розв'язання поставленої задачі складається з декількох етапів:

1. Функцію $F_i(x_{ij}, d_{ij})$ еквівалентують наближеною функцією, при цьому умову (8.11) не враховують, тобто задачу оптимізації розв'язують без обмежень на метал. При цьому знаходять $x_{\partial i}^{(1)}$, $x_{mij}^{(1)}$, $x_{nk}^{(1)}$ і діаметр d_{ij}. Якщо при цьому обмеження (8.11) виконано, то задача розв'язана.

2. Якщо умова (8.11) не виконана, то визначають дефіцит металу $\Delta M = \sum M(d_{ij}^{'}) \cdot L_{ij} - M^0$. Від дефіциту можна позбутися за допомогою зменшення діаметра споруджуваних газопроводів, відмови від будівництва окремих ниток і переходу на використання замикаючого палива, більш інтенсивного завантаження діючих газопроводів.

Припустимо, обрано зменшення діаметра. Нехай на етапі 2 нові ділянки занумеровані числами V_r, причому $r = 1\ldots R$, а діаметри розташовані в порядку зростання $d_1 \ldots d_k$. Розглянемо будь-який з діаметром $d_r^{(1)} = d_k$ і потоком $x_r^{(1)}$. Як видно з характеристик газопроводів, при даному потоці $x_r^{(1)}$ можливий лише перехід до наступного меншого діаметру

d_{k-1}. При цьому на кожному кілометрі траси економиться $M(d_k) - M(d_{k-1})$ тонн металу. Однак, при новому діаметрі d_{k-1} транспортні витрати F_m будуть вищі на величину $F_m(x_r^{(1)}, d_{k-1}) - F_m(x_r^{(2)}, d_k)$. Заходу, який полягає в переході від діаметра d_k до d_{k-1}, відповідатимуть оцінки

$$\tilde{\psi}_r = \frac{F_m(x_r^{(1)}, d_{k-1}) - F_m(x_r^{(2)}, d_k)}{M(d_k) - M(d_{k-1})}$$

Після визначення величин $\tilde{\psi}_1, \tilde{\psi}_2 \ldots \tilde{\psi}_k$, розташуємо їх в порядку зростання. Найпростіший спосіб врахування обмеження (8.11) наступний: зменшення діаметра у відповідності з величиною оцінок, доки не буде задовільнятись обмеження (8.11).

Розглянемо другий спосіб позбавлення від дефіциту металу: відмова від будівництва окремих ниток. В складній газотранспортній мережі вручну важко визначити, як зміняться оптимальні потоки при виключенні даної нитки і як цей захід вплине на функціонал. Реальним є наступний підхід. Будемо тимчасово вважати (до наступного етапу 3), що із забороною даної гілки потік газу, що передається по ній, не перерозподілиться по системі і у споживача відповідна кількість газу заміниться замикаючим паливом. Якщо розглядається ділянка АВ довжини L_{AB}, то з його забороною пов'язана зміна функціоналу моделі СГ на величину

$$\Delta\varphi = F_з(B) \cdot x_{AB} - L_{AB} \cdot F_m(x_{AB}, d_i) - R_A \qquad (8.12)$$

де $F_з(B)$ – прикінцеві витрати в пункті В; R_A – витрати на доставку останнього млрд. м^3 газу на пункт А.

Щоб визначити величину R_A зауважимо, що в моделі (8.6) – (8.11) за визначенням $x_{\min k} > 0$ при всіх k і, отже, при розв'язанні на етапі 1 визначені двоїсті оцінки

$$O_A = -\frac{\partial \Phi}{\partial x_{A\min}}$$

Тоді в припущенні про малість x_{AB} (наприклад, $x_{AB} < 5$ млрд. м^3) маємо:

$$R_A = O_A \cdot x_{AB}$$

Визначивши $\Delta\varphi$ за формулами (8.12) і (8.13), знаходимо наближену оцінку використання ресурсу на гілці АВ за формулою

$$\tilde{\psi} = \frac{\Delta\varphi}{L_{AB} \cdot M(d_i)}$$

Величина $\tilde{\psi}$, може бути від'ємною, але якби на етапі 1 задача була розв'язана точно із урахуванням дискретності, то дотримувалася б умова, що $\tilde{\varphi} \geq 0$. Практично на етапі 1 функціонал апроксимується знизу опуклою функцією, причому найбільша похибка припадає на область малих потоків. Заходи по виключенню таких потоків найбільш ефективні (як видно зі співвідношення (8.12), $\tilde{\psi} < 0$ відповідає будівництву значних за довжиною ліній з малою пропускною здатністю). Решту заходів розташовуємо в порядку зростання $\tilde{\psi}$. Тепер вибираємо стільки заходів першого і другого роду, що відповідають ділянкам з мінімальними і окремими оцінками використовуваного ресурсу, щоб умова (8.11) було виконана. Діаметри позначимо через $d_{ij}^{(2)}$. Подальші етапи ведуть до покращення отриманого розв'язку.

3. Знову визначаємо потоки за моделлю (8.6) – (8.11). При цьому допускається, що:

а) $F_m(x_{ij}, d_{ij})$ представляють кусково-постійні питомі затрати, що відповідають вибарнним діаметрам $d_{ij}^{(2)}$ (з урахуванням можливої інтенсифікації);

б) за лініями з $d_{ij}^{(2)} = 0$ вводиться умова $x_{ij} \leq 0{,}01$;

в) за лініями з $d_{ij}^{(2)} > 0$ вводиться обмеження зверху, яке визначається максимальною пропускною здатністю труби діаметрів $d_{ij}^{(2)}$ (з урахуванням інтенсифікації).

В результаті розв'язання задачі (8.6) – (8.11) з урахуванням вищезгаданих припущень знаходять потоки $x_{mij}^{(3)}$, рівні видобутку $x_{\partial k}^{(3)}$, споживання $x_{nk}^{(3)}$ та оцінки обмежень згідно з п.п. б і в. При цьому намічаються два інших шляхи обліку (8.11): більш повне використання старої мережі і можливий перехід на замикаюче паливо.

При переході від етапу 2 до етапу 3 функціонал задачі не зростає.

4. На цьому етапі коригується розв'язок, прийнятий на етапі 2. Розглянемо довільну ділянку АВ. Нехай на ній по етапу 2 прийнятий діаметр d_k, а по етапу 3 – потік X. Вважатимемо, що ділянка АВ відноситься до 1-го типу, якщо $F_m(x, d_{k-1}) \le F_m(x, d_k)$; до 2-го типу, якщо $F_m(x, d_{ij}) > F_m(x, d_{k+1})$. На ділянках 1-го типу, звичайно, розглядають можливість зниження діаметра, а на ділянках 2-го типу – підвищення. Підрахувавши оцінки $\tilde{\psi}$ і розташувавши ділянки 1-го типу за підвищенням оцінок, а ділянки 2-го типу – за зниженням $\tilde{\psi}$ (для ділянок 2-го типу $\tilde{\psi} < 0$) та враховуючи обмеження (8.11), виберемо захід 1-го і 2-го типу по порядку. Таким чином, отримаємо новий допустимий розв'язок задачі (8.6) – (8.11) з меншим функціоналом, ніж на етапі 3.

Процес підрахунку можна закінчити на будь-якому етапі, але доцільніше завершити його, коли зменшення функціоналу від чергового етапу є нижчим від заданої величини.

Якщо розв'язувана задача включається як етап в ітераційну процедуру знаходження оптимального плану комплексу взаємопов'язаних галузей, то поряд з оптимальним планом СГ необхідно видати планувальному органу інформацію про дефіцитність та ефективність ресурсу – оцінку обмеження по металу. Загалом для зручності можна давати не точкові оцінки, а інформацію у вигляді характеристики в досить широкому діапазоні зміни металовкладень. Тоді, маючи інформацію у вигляді характеристик для галузей, що споживають метал, планувальний орган може раціонально розподілити ресурси.

8.4 Лінійні математичні моделі системи газопостачання та їх застосування

Незважаючи на істотну нелінійність еквівалентуючих характеристик окремих елементів СГ при побудові оперативних і до того ж дуже детальних за потоками моделей перспективного плануваннявання у багатьох випадках доцільно обмежитися спрощеними лінійними моделями.

Розробка тих чи інших моделей найчастіше визначається розрахунковим періодом планування. Наприклад, в процесі оптимізації структури СГ строком на 15 років розглядаються, головним чином, основні напрямки розвитку СГ. П'ятирічне планування, на відміну від перспективного, характеризується досить докладною і доволі достовірною вихідною інформацією. Дослідження показали, що в умовах п'ятирічки потоки варіюються в незначних межах, тому вплив нелінійності можна вважати несуттєвим. Крім того, для даного періоду доцільною є деталізація самої структурної схеми, тобто число центрів видобутку і споживання значно збільшується. Тоді розмірність задачі зростає настільки, що застосування нелінійних моделей є надзвичайно важким. Досвід показує, що для розв'язання практичних задач п'ятирічки модель СГ повинна враховувати 60-80 варіантів видобутку і споживання, а також декілька сотень експлуатованих і можливих нових газопроводів.

Тому для проведення оперативних розрахунків, пов'язаних з оптимізацією структури СГ на п'ятирічний період, була застосована спрощена лінійна модель СГ. Це є структурна модель, в якої внаслідок спрощень у видатковій частині і винесення ряду задач за рамки моделі досягається значна деталізація схеми міжрайонних потоків і районів видобутку газу.

Газотранспортна мережа розглядалася як кільцевий графік, що враховує експлуатовані і проектовані газопроводи, а також можливі міжрайонні потоки газу. По ряду напрямку подачі

газу передбачалася реверсивна робота газопроводу. Для всіх існуючих газопроводів задавалися експлуатаційні витрати без амортизаційних відрахувань на реновацію і враховувалися обмеження на пропускну здатність. Нові газопроводи представлялися економічними показниками транспорту газу у вигляді приведених затрат.

Важливим елементом спрощеної моделі є газовидобувний район або велике родовище, що реально описується відповідними еквівалентними характеристиками. Зважаючи на опуклий характер кривої, що відобрадає залежність приведених затрат від обсягів видобутку, допустима кусково-лінійна апроксимація характеристик газових родовищ і видобувних районів, яка може бути задана у вигляді

$$y = \alpha_1 x_1 + \alpha_2 x_2,\ 0 \le x_1 \le Q_p,\ 0 \le x_2 \le \Delta Q_m$$

де

$$\Delta Q_1 = Q_{p+1} - Q_p,\ \alpha_1 = \frac{З}{Q_p},\ \alpha_2 = \frac{З_1 - З_2}{\Delta Q_1}$$

Така апроксимація дозволяє використовувати затрати видобутку в лінійних моделях СГ. При побудові видаткової частини спрощеної моделі припускалось, що потреба в газі кожного економічного району зосереджена в одній точці. Обсяги газоспоживання приймаються відповідно до результатів розрахунку паливно-енергетично господарства, причому газ розподіляється по районам газоспоживання з урахуванням поточної структури використання палива, а також досягнутого рівня газоспоживання.

Цільова функція спрощеної моделі СГ в її матричному представленні виражає умову мінімуму затрат на видобуток і транспорт газу

$$\sum_i З_i x_i + \sum_i \sum_k (З_{ik} \cdot x_{ik} + З_{ik}^{cm} \cdot x_{ik}^{cm}) \to \min$$

при виконанні балансу видобутку (надходження) і споживання газу кожним економічним районом:

$$\sum_i x_{ik}(1 - \pi_{ik}) - \sum_i x_{ik}^{cm}(1 - \pi_{ik}^{cm}) = B_k$$

Модель враховує обмеження, накладені на пропускну здатність існуючих газопроводів

$$x_{ik}^{cm} \le \hat{x}_{ik}$$

і обмеження на обсяги видобутку газу

$$x_i \le D_i$$

Тут

x_i – обсяг видобутку газу в *i*-му газовидобувному районі;

x_{ik} – продуктивність нових газопроводів на ділянках;

x_{ik}^{cm} – продуктивність існуючих (старих газопроводів на ділянках *ik*)

$\hat{x}_{ik}$ – допустима пропускна здатність існуючого газопроводу на ділянках *ik*;

D_i – максимальний обсяг видобутку на *k*-му родовищі;

B_k – потреба в газі *k*-го району газоспоживання;

$З_{ik}^{cm}, З_{ik}$ – питомі експлуатаційні витрати, пов'язані з транспортом газу на ділянках *ik* існуючих, і питомі приведені затрати нових газопроводів;

$З_i$ – питомі приведені затрати *i*-го газовидобувного району;

π_{ik}^{cm}, π_{ik} – питома витрата газу на власні потреби експлуатованого і нового газопроводів на ділянках *ik*;

φ_{ik} – частка обсягу газу з *i*-го газовидобувного району в *k*-й район споживання.

Спрощена модель реалізована за допомогою модифікованого симплекс-методу великої розмірності.

Розв'язки, що одержуються за допомогою описаної вище моделі, узгоджуються з результатами оптимізації паливно-енергетичного господарства. При оптимізації паливно-енергетичного господарства на базі наближених техніко-ененономіческіх показників газової промисловості та інших галузей енергетики визначається потреба в газі основних економічних районів. Цю інформацію використовують як вихідну для економічних районів. Цю інформацію використовують в якості вихідної під час оптимізації міжрайонних потоків та обсягів видобутку за допомогою спрощеної моделі СГ. В результаті оптимізації структури СГ уточнюється техніко-економічна інформація, пов'язана з розвитком газової промисловості. Потім по ланцюгу зворотного зв'язку коректують економічні показники транспорту і видобутку газу в моделі оптимізації структури паливно-енергетичного господарства і знову визначають обсяги газоспоживання основних районів. Ітераційний процес продовжують, поки не буде досягнута необхідна точність.

8.5 Нелінійні і дискретні математичні моделі оптимізації системи газопостачання

Облік нелінійності і дискретності техніко-економічних характеристик викликає ряд труднощів при створенні методології перспективного планування розвитку Єдиної газопостачальної системи.

Розглянемо нелінійну задачу оптимізації структури СГ, тобто задачу оптимізації відборів, потоків та обсягів споживання газу на заданий розрахунковий період.

Задача формулюється наступним чином:

Необхідно знайти вектори потоків $\bar{x}$, відборів $\bar{y}$, обсягів споживання $\bar{z}$ і параметри, що їм відповідають (діаметри і число ниток газопроводів, компресорних станцій, родовищ і свердловин на кожному з них; структуру споживачів і склад різних видів палива і т.д.), які забезпечували б

$$\min \sum_{i=1}^{m} \psi_i(t_i) \cdot f_i(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z}) + \varphi(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z}), \text{ var } \bar{x}, \bar{y}, \bar{z} \in D(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z}) \qquad (8.14)$$

за умови виконання балансових нерівностей

$$\sum_{i=1}^{m} \bar{y}_i > \sum_{i=1}^{m} \bar{z}_i$$

і обмежень

$$\bar{x}, \bar{y}, \bar{z} \in D(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z})$$

де $f_i(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z})$ – узагальнена функція сукупних затрат; $\psi_i(t_i)$ – функція приведення за часом; $\varphi(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z})$ – залишкова частина функціоналу в післяплановий період; $D(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z})$ – узагальнена область допустимих розв'язків; T – період планування.

Для певного статистичного розрахункового рівня $\psi(t) = 1$, $\varphi(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z}) = const$, а узагальнена функція затрат $f(\bar{x}, \bar{y}, \bar{z}) = u(\bar{x}) + v(\bar{y}) + \omega(\bar{z})$, тобто представляється покомпонентно. Розв'язаня даної задачі представимо у вигляді трирівневої схеми побудови рішень. Задача (8.14) записана у відповідності з третім рівнем оптимізації.

На другому рівні оптимізації за окремими підсистемами багатократно розв'язується локальна задача, що полягає в наступному:

Знайти, що забезпечує

$$u(\bar{x}) = \min \sum_{j=1}^{n} f_j(\bar{x}),\ \text{var}\ \bar{x} \in D(\bar{x}) \qquad (8.15)$$

де $f_j(\bar{x})$ – функція витрат по *j*-му ланці підсистеми; $D(\bar{x})$ – область допустимих варіацій $\bar{x}$; *n* – число ланок підсистеми.

Аналогічно задачі (8.15) ставлять і розв'язують задачі для ν і ω.

Охарактеризуємо задачі першого і другого рівнів, виходячи з конкретних задач Єдиної газопостачальної системи.

Наприклад, для розв'язання задачі (8.15) стосовно системи транспорту газу спочатку визначають еквівалентуючі характеристики $f_j(\bar{x})$ за окремими існуючими і плановаными однонитковими газопроводами для деякої сукупності діаметрів для визначеного напряму транспорту газу. Потім на основі упорядкованого перебору варіантів розв'язують задачу (8.15). За допомогою багаторазового її розв'язання в певній області зміни знаходять оптимізовану еквівалентуючу характеристику транспорту газу.

Аналогічним чином на підставі характеристик газових родовищ будують *ЕХ* газовидобувних районів.

Значно важче отримати характеристики $\omega(\bar{z})$ за споживачами. В цьому випадку спостерігається складне переплетення різних видів палива і тому розв'язувати задачу (8.15) і будувати відповідну характеристику без додаткових умов неможливо. Якщо в районі споживання зафіксовані інші види палива, то збільшення або зменшення кількості газу, що надходить, може бути пояснено тільки глибиною газифікації. Якщо обсяги інших видів палива визначені з паливно-енергетичного балансу у вигляді діапазонів, то газ, що надходить, буде використаний у відповідності до своєї конкурентної здатності в порівнянні з іншими видами палива. Наклавши ті чи інші умови, що випливають з необхідності взаємоув'язки моделей СГ та паливно-енергетичного балансу, можна побудувати еквівалентуючі характеристики газоспоживання. При наявних характеристиках за всіма підсистемами (різних напрямках магістральних газопроводів, газовидобувним районам і районам газоспоживаня) розв'язується задача верхнього ієрархічного рівня.

Після розв'язання задачі (8.14) по ланцюгу зворотнього відтворення розв'язків легко знаходять оптимальні (з позиції всієї системи) параметри нижчих ланок і елементів, які можуть бути рекомендовані проектним організаціям.

Розглянемо приклад розв'язання нелінійної частини оптимізації структури СГ, роблячи основний акцент на облік нелінійності за транспортом газу.

Внаслідок складності реальної задачі оптимізації потоків розрахунки на 5- і 10-літній періоди проводили за спрощеною моделлю: обсяги видобутку і споживання були задані фіксованими величинами, а по транспорту застосовували еквівалентуючі характеристики, побудовані згідно з вимогами ієрархічного підходу.

В розрахунках *ЕХ* окремих ниток-газопроводів, які не мають на ділянці проміжних відборів, були замінені *ЕХ* ділянки в цілому. Використання *ЕХ* ділянок в нелінійній моделі має наступні переваги:

1. Значно зменшується число змінних в моделі і цим скорочується час підрахунку;

2. Оскільки в *ЕХ* ділянки включається *ЕХ* існуючих і проектованих ниток, продуктивність яких може змінюватися в значних межах, знімаються обмеження за продуктивністю зі всіх змінних, що також істотно знижує розмірність задачі, а відповідно скорочується і час підрахунку;

3. Похибка, що вноситься *ЕХ* ділянки, менша за сумарну похибку *ЕХ* окремих ниток;

4. Введення *ЕХ* ділянки дозволяє враховувати всю сукупність діаметрів труб, рекомендованих до використання при проектуванні в плановому періоді, що раніше не було можливим через велику розмірність задачі.

Далі розглянемо нелінійну задачу дискретного типу стосовно районної газопостачальної системи. Спрощена статистична модель оптимізації СГ, застосовувана для розрахунку міжрайонних потоків газу, представляє з математичних позицій так звану задачу з фіксованими доплами, тобто задачу такого вигляду:

$$F(x) = \sum_{1 \le i \le n} f_i(x_i) + \sum_{n+1 \le i \le n} c_i(x_i) \to \min,\ Ax = B,\ 0 \le x_i \le q_i \qquad (8.16)$$

де C_i – питомі затрати експлуатованих газопроводів; A – матриця інциденцій, що представляє реальну структуру газопроводів; B – матриця споживання; q_i – максимальна пропускна здатність i-го газопроводу.

$$f_i(x_i) = \begin{cases} 0, x_i = 0 \\ a_i x_i + b_i, x_i > 0, b_i > 0 \end{cases}$$

Ця задача дискретно-неперервна, нелінійна і багатоекстремальна. Вона може бути зведена до частково цілочисельної задачі лінійного програмування. Для такого роду задач великої розмірності в на даний час відсутні ефективні способи розв'язання.

Задачу (8.16) можна розв'язати наближено методом Балінського [14], коли функції $f_i(x_i)$ замінюють на лінійні $f_{npi}(x_i)$, а $F(x)$ – на $F_{np}(x)$. При цьому можно або прагнути до найбільш точної аппроксимації в області очікуваних потоків, або апроксимувати $f_i(x_i)$ знизу на всьому інтервалі можливої її зміни.

При другому способі можна дати двосторонню оцінку для розв'язання задачі (8.16), а саме:

$$F_{np}(x_{np}) \le \min F(x) \le F(x_{np}) \qquad (8.17)$$

де x_{np} – розв'язання задачі з функціоналом F_{np}. Різниця $\Delta F(x_{np}) - F_{np}(x_{np})$ показує, наскільки може бути покращений план потоків x_{np}, а, отже, чи доцільно застосовувати більш складні методи розв'язання.

Коли задача є багатоекстремальною, тоді доцільно відшукати її локальні оптимуми. Зазначимо, що внаслідок розривності функціоналу такі методи, як градієнтний, неможливі для застосування. Пошук локального оптимума можна починати з будь-якого опорного розв'язку (8.16), наприклад, з отриманого методом Балінського (тим самим вказаний вище розв'язок x_{np} буде покращено). Для знаходження локального оптимуму можна використовувати наступну модифікацію симплекс-методу. Нехай в опорному плані змінні $x_\alpha (\alpha \in \Omega)$ – базисні, а $x_\beta (\beta \in B)$ – позабазисні, тобто $\bar{x}_\alpha = Q\bar{x}_\beta + R\bar{B}$, $x_\beta = 0$. Змінна $x_{\beta_1} (\beta_1 \in B)$ в симплекс-методі вводиться в базис, якщо

$$\left. \frac{\partial F\left(Q\bar{x}_\beta, \bar{x}_\beta\right)}{\partial \bar{x}_\beta} \right|_{x_{\beta_1}} = 0$$

Нове значення цієї змінної

$$x_\beta^{(1)} = \max_{x_\beta} \left\{ x_{\beta_1}, Q\bar{x}_\beta + R\bar{B} \le d_\alpha, x_\beta \le d_\beta \right\}$$

Будемо розглядати невироджений випадок, коли із введенням x_{β_1} з базису виводиться змінна x_α. Для знаходження локального оптимуму у вигляді виразу (8.16) необхідно дещо видозмінити процес. Змінна x_{β_1} вводиться в базис, якщо

$$F\left(Q_{\bar{x}_\beta}^{(1)} + R\bar{B}, \bar{x}_\beta\right) \le F\left(Q_{\bar{x}_\beta} + R\bar{B}, \bar{x}_\beta\right)$$

де $x_\beta^{(1)} = \left(x_{\beta_1}^{(1)}, x_{\beta_2}^{(1)} \ldots\right)$.

Еквівалентна умова наступна:

$$\frac{\partial}{\partial x_{\beta_1}} F\left(Q\bar{x}_\beta + R\bar{B}, x_{\beta_1}^{(1)} - b\alpha_1 + b\beta_1\right) < 0 \qquad (8.18)$$

Тут за визначенням $b_1 = 0$, якщо $i > n$. Умова (8.18) перевіряється досить просто.

Поряд з пошуком локальних оптимумів і покращенням опорного плану великий інтерес представляє можливість наближення до глобального оптимуму.

Для знаходження глобального оптимуму в задачі (8.16) може бути застосований метод гілок і границь, а також його модифікації.

Опишемо суть однієї з таких модифікацій методу гілок і границь. Назвемо варіантом область

$$\Omega = (x_1 \ldots x_n) x_{\alpha_1} = \ldots = x_{\alpha_k} = 0;\ \alpha_1 \le \alpha_2 \le \ldots \le \alpha_k \le n;\ x_i > 0 \ \textit{при}\ n \ge i \pm \alpha_i \ldots \alpha_k$$

Тоді для кожного варіанта задача (8.16) перетворюється в задачу лінійного програмування (ЛП). Таким чином, для розв'язання задачі (8.16) досить розв'язати 2^n таких задач. Це, звичайно, нереально при будь-яких великих *n*. Для скорочення перебору можуть бути використані наступні два міркування: 1) судячи з усього, $F^{(x)}$ в багатьох варіантах далекий від оптимуму і було б раціонально відкинути ці варіанти, не розв'язуючи відповідних задач ЛП; 2) враховуючи невизначеність вихідної інформації, достатньо обмежитися розв'язком із заданою точністю (по функціоналу) ξ. За допомогою методу гілок і границь розглядаються не варіанти Ω_α, а їх об'єднання (і "гілки") R_i. Виходячи із структури задачі, зазвичай можна знайти оцінку функціоналу ("границю") повністю на гілки, що дозволяє відкинути заздалегідь неоптимальні варіанти.

В застосуванні до задачі (8.16) замінимо *F* на $F_{пр}$, де $F_{пр}$ – лінійна функція, $F_{пр} \le F$ в розглянутому діапазоні $x_i \le q_i$. Тоді

$$F_{прi} = (a_i + b_i q_i^{-1}) x_i$$

Основні етапи розв'язку:

1. Розв'язуємо задачу ЛП з функціоналом $F_{пр}$, визначаємо $x_{пр}^{(1)}$. Знаходимо $i = i_0$, для якого $f_i\left(x_{прi}^{(1)}\right) - f_{прi}\left(x_{прi}\right) = \max$. Тоді

$$f_{пр}\left(x_{пр}^{(1)}\right) \le \min F \le F\left(x_{пр}^{(1)}\right)$$

2. Гілки першого будують наступним чином: $R_1 = \left\{\Omega_\alpha, x_{io} = 0\right\}$, $R_2 = \left\{\Omega_\alpha, x_{io} \ne 0\right\}$. На множинах R_1 і R_2 розв'язуємо задачу ЛП, причому на R_2 функція $f_{io}(x_{io})$ замінюється на $a_{io} + x_{io} + b_{io}$. Отримуємо

$$\begin{array}{cc} x_{io} = 0 & x_{io} \ne 0 \\ R_1(x_{пр}) \text{------} x_{пр}^{(1)} \text{------} & R_1(x_{пр}) \\ (21) & (22) \end{array}$$

Очевидно,

$$F_{пр}^{(2i)}(x_{пр}^{(2i)}) \le \min F/R \le F(x_{пр}^{(2i)});\ i = 1,2\ldots$$

Маємо три опорних плани $x_{пр}^{(1)}$, $x_{пр}^{(21)}$ і $x_{пр}^{(22)}$. Очевидно,

$$F_{1н} = \max\left\{\min\left\{F_{пр}^{(21)}(x_{пр}^{(21)}, F_{пр}^{(22)}(x_{пр}^{(22)}), F_{пр}(x_{пр}^{(1)}\right\}\right\} \le$$
$$\le \min F \le \min\left\{F(x_{пр}^{(21)}, F(x_{пр}^{(22)}), F(x_{пр}^{(1)}\right\} = F_1 b$$

Це – границя на першому кроці. Крім того,

$$F_{np}^{(2i)}(x_{np}^{(2i)}) \le \min F/R_i \le F^{(2i)}(x_{np}^{(2i)})$$

Якщо $F_{np}^{(2i)}(x_{np}^{(2i)}) > F_i b - \xi$, то гілка R_i не може містити наближеного оптимуму. Тому така гілка надалі не "брунькується". Для "брунькування" вибирають гілку $\min F_{np}^{(2i)}(x_{np}^{(2i)})$, тобто ту, де нижня оцінка менше.

3. Процес завершується на n_i-му кроці, якщо

$$F(x_{np}^{(ni)}) \le F_{пн} + \xi$$

тобто цей розв'язок лежить в ξ-околі оптимуму. За запропонованою схемою можна прискорити обчислення. При утворенні нової гілки одержується задача ЛП, що відрізняється від вихідної або тільки функціоналом, або тільки матрицею обмежень. В першому випадку оптимальний план вихідної задачі буде опорним для нової, в другому випадку оптимальний план вихідної задачі буде опорним планом задачі, двоїстої до одержаної.

Розглянемо економічний район, що складається з 5 міст (I-V на рис. 8.1), кожен з яких має певне коло споживачів палива (технологічні процеси). Відома шкала ефективності використання різних видів палива (щодо твердого палива) для різних процесів в даному районі [58].

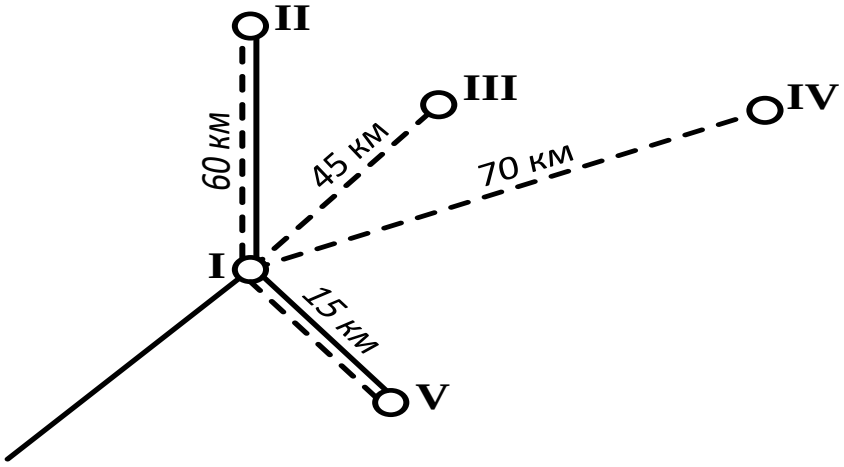


Рисунок 8.1.Схема району: нерозривна лінія – існуючі газопроводи; пунктирна – новий газопровід

Крім того відомі обсяги різних видів палива (газ, вугілля, нафта, мазут), що виділяються досліджуваному району.

Ставиться задача раціонального розподілу заданих ресурсів природного газу, нафти, мазуту, вугілля і т.д. між населеними пунктами району. При цьому вирішується також питання про будівництво нових газопроводів до міст, куди запланована подача газу.

Для оптимізації паливного балансу району була використана закрита транспортно-розподільна модель, в якій критерієм була мінімізуюча різниця внутрішньорайонних транспортних затрат і ефекту від використання кожного виду палива на споживальних установках порівняно із замикаючим твердим паливом.

Таким чмном розв'язувалась задача

$$\sum_{ijk} \varphi_{ik} \cdot x_{ijk} - \sum_{ijk} З_{irk}(x'_{irk}) \to \min \qquad (8.19)$$

за умов:

1) задоволення потреби в паливі *j* установок для *i*-го міста;

$$\sum_{k} x_{ijk} = B_{ij} \qquad (8.20)$$

2) балансу споживаного палива для *i*-го міста

$$\sum_{k,j} x_{ijk} = \sum_{k,r} x'_{irk} - \sum_{k} x^{\bullet}_{ik} \qquad (8.21)$$

3) обмежень на паливні ресурси виду:

$$\sum x_{ijk} \le B_{ijk} \qquad (7.22)$$

де $i = 1 \ldots n$ – міста, $j = 1$; m – види установок (процеси); $k = 1 \ldots l$ – види палива; φ_{jk} – ефективність використання палива k на j-ій установці; x_{ijk} –обсяг палива виду k, що використовується на j-ій установці i-го міста; x_{irk} –обсяг палива k виду, що транспортується в i-те місто r-м видом транспорту; B_{ij} – потреба в паливі; $x^{\bullet}_{ik}$ – взаємозамінна частина палива виду k в i-те місто.

В задачі (8.19) – (8.22) враховували також обмеження на пропускну здатність існуючих газопроводів.

Функція $З'_{rk}(x'_{irk})$ є неопуклою і має розриви на початку координат.

Для розв'язання задачі (8.19) – (8.22) був застосований метод розгалужень і границь. Згідно зі сказаним дерево варіантів розрахунків було

таким:

$$-3478 \le \min \Phi \le -3283, \Phi(x_1) = -3283$$

$$\begin{array}{ccc} x_{1r} = 0 & & x_{1r} > 0 \\ -3219 \le \min \Phi\big|_{x_{1r}=0} & \text{– – – – – – – – – –} & -3346 \le \min \Phi\big|_{x_{1r}>0} \le -3286, \Phi(x_{22}) = -3286 \\ x_{2r} = 0 & & x_{2r} > 0 \\ -3188 \le \min \Phi\big|_{\substack{x_{1r}>0 \\ x_{2r}=0}} & \text{– – – – –} & -3280 \le \min \Phi\big|_{\substack{x_{1r}>0 \\ x_{2r}>0}} \end{array}$$

Результати розрахунків наведені в табл. 8.1. За 5 етапів був знайдений точний розв'язок x_{32}. Розбіжність по функціоналу для x_{32} і x_1 виявилася рівною приблизно 1 %.

Спочатку досліджували можливість і необхідність застосування методу гілок і границь до задачі перспективного планування СГ. Оцінка типу (8.17) показала, що облік дискретності може поліпшити функціонал не більше, ніж на 1 %, що не окуповує суттєвого ускладнення розрахунків. Такий результат пов'язаний з тим, що в моделі велика частка значних потоків, за якими помилка апроксимації $F_{пр} - F$ є малою. Роль дискретності підвищиться при переході до задач з відносно невеликими потоками і схемами з великою надлишковістю варіантів. До них належать задачі оптимізації районних паливних балансів і районних газопостачальних систем. Хоча в розглянутій вище задачі залучені кілька видів палива, тобто ресурси постачаються кільком галузях народного господарства, але участь газової промисловості є специфічною: є нафта, вугілля перевозять в основному по наявній транспортній мережі, для постачання газу в значних масштабах необхідним є розвиток районних газопостачальних систем.

Таблиця 8.1 – оптимальні об'єми різних видів палива, розподілені по містам та установкам.

Місто	Об'єми різних видів палива, тис.т. у т.									
	Г1	Г2	Г3	Г4	К1	К2	ММ3	ММ6	В5	СМ6
I	2,5	19	83	115	5,5	135	24	-	49	47,6
II	0,7	17	47	98	2	115,3	13	8,4	50	1,8
III	2,7	-	12	170,4	60	-	-	25	-	-

Роль постійних затрат і, отже, вплив дискретності значний.

Місто[I] II, ММ7 – 9,6; місто III: Г7 – 2,7; Г8 – 267,7; К8 – 57,2; ММ7 – 43, місто IV; VII – 423,5; Г4 – 207,6; місто V V4 – 590.

Умовні позначення Г – газ, К – кокс, ММ – мало сірчаний мазут, СМ – сірчаний мазут, В - вугілля. Установки: I – вагранки, 2 – домни, 3- мартени, 4 – котельні, 5 – ТЕЦ, 6 - прокат, 7- термообробка,, 8 – кольорова металургія, 9 – скло, 10 – цегельне виробництво, 11 – цем

8.6 Модель оптимізації розвитку системи газопостачання при обмежуючих умовах

При плануванні на різні періоди і особливо на п'ятирічку слід враховувати, що газопостачальна система може іноді зазнавати деяких обмежень в матеріально-технічних ресурсах. Одним з найбільш дефіцитних матеріалів, як показує досвід планування, є труби. Тому при плануванні необхідно проводити відповідні розрахунки на моделях, що враховують додаткові обмеження. При цьому доводиться розв'язувати задачі типу (8.6) – (8.11), виключаючи умову дискретності і не розглядаючи зовнішні зв'язки.

Оптимізація структури СГ при заданому рівні металовкладень полягає у визначенні обсягу видобутку в газовидобувних районах і потоків, що забезпечують мінімум сумарних приведених затрат, при задоволенні запланованої потреби в газі та виконанні обмежень на труби.

Для розв'язання зазначеної задачі, як і раніше, окремі елементи системи представляються у вигляді відповідних еквівалентуючих характеристик.

В умовах обмеження за обсягом металу для труб, коли будівництво лупінгів є неможливим, обсяг подачі газу можна збільшувати тільки в результаті інтенсифікації діючих газопроводів, що досягається встановленням додаткових газоперекачувальних агрегатів, будівництвом нових проміжних КС або поєднанням того й іншого способу. Але в будь-якому випадку потрібні додаткові капіталовкладення, що викликає розрив у функції затрат.

Для дослідження поведінки системи та визначення її структури при заданому рівні металовкладень необхідно мати *EX*, що відображає залежність металозатрат на один кілометр газопроводу від пропропускної здатності труб різного діаметру.

Така характеристика для певного діапазону діаметрів представляє ступінчастий графік, причому ширина ступенів збігається з економічними інтервалами продуктивності газопроводів відповідного діаметру.

Поєднавши середини економічних інтервалів, отримаємо характеристику, що є нелінійною через відносне зниження питомих металовкладень при збільшенні діаметра газопроводу. При моделюванні структури систем газопостачання характеристика в якості першого наближення може бути представлена у вигляді прямої *AB*, тангенс кута нахилу якої α .

При моделюванні СГ в умовах обмежень на труби може бути запропонована наступна спрощена процедура:

1. За допомогою лінійної моделі розв'язують задачі оптимізації структури системи за відсутності обмежень на метал. В результаті моделювання визначають, які газопроводи доцільно будувати в розглянутому плановому періоді. Ці нові газопроводи складають множину $\{G\}$.

2. Визначають структуру системи в умовах ліміту на труби.

Нехай *M* – загальна кількість металу, що виділяється на будівництво газопроводів в плановому періоді. Припустивши, що в плановому періоді будуть будуватися всі газопроводи з множини $\{G\}$, обчислимо сумарні витрати металу *M*, пов'язані з наявністю постійної складової (до точки А) характеристики *AB*. Величина змінної складової загальних металовкладень може бути визначена зі співвідношення

$$M_{пер} = M - M_{пост}$$

Рівень металовкладень M , що задається, попередньо розраховують планові органи. Тому завжди $M > M_{пост}$. Змінна складова металовкладень M M_k в k-ий новий газопровід є функцією його довжини l_k і потоку x_k:

$$M_k = \alpha \cdot l_k \cdot x_k$$

Задача зводиться до такого перерозподілу потоків $x_k^{ст}$ по експлуатованих і x_k по можливих нових ділянках системи, щоб витрати металу, пов'язані зі змінною складової газопроводу, не перевищували величини $M_{пер}$.

Для розв'язання цієї задачі може бути представлено для кожного району у вигляді "незамінної частини" B_i з обов'язковим покриттям газом і "яка заміннює" ΔB_i, і включає споживачів, які використовують газ (в обсязі z_i), що може замикати паливом y_k.

Подача газу до установок (котельні, електростанції), що входять до "замінної частини", дає менший ефект, ніж при використанні у кваліфікованих споживачів. Тому у випадку, коли існують обмеження на труби, може бути передбачено переведення котельних і електростанцій на замикаюче паливо. Враховуючи зазначений перевід, будують модель, одночасно перерозподіляються потоки в системі з урахуванням відповідних обмежень і за умови, що загальний обсяг видобутку газу по країні $q_{стр}$ залишається незмінним.

Цільова функція моделі задовольняє вимозі мінімізації затрат на видобуток газу $З_i^{доб}(x_i)$, транспорт за існуючим $З_{ik}^{ст}(x_{ik}^{ст})$ і можливим новим $З_{ik}(x_{ik})$ газопроводам з i-го району видобутку в k-й район споживання, на замикаюче паливо $З_{замк}(y_k)$ і враховує ефект використання газу $\varphi_k \le k$ на установках "замінної частини":

$$\sum_i З_i^{доб}(x_i) + \sum_i \sum_k З^{ст}(x^{ст}) + \sum_i \sum_k З_{ik}(x_{ik}) + \sum_k З_{замк}(y_k) - \\ - \sum_k \varphi_k \cdot z_k \to \min \qquad (8.23)$$

В кожному вузлі повинні виконуватися умови балансу видобутку, транспорту і споживання газу:

$$\sum_i \lambda_{ik} \cdot x_i + x_k^{ст} + x_k - z_k = B_k \qquad (8.24)$$

при обліку обмежень, накладених на змінну складову виділеного металу:

$$0 \le \alpha \sum_i \sum_k l_{ik} \cdot x_{ik} \le M_{пер}$$

пропускну здатність існуючих газопроводів :

$$0 \le x_{ik}^{ст} \le П_{ik}$$

обсяг видобутку газу на родовищах:

$$0 \le x_i \le D_i$$

"Замінна частина" потреби кожного району покривається газом або замикаючим паливом:

$$z_k + y_k = \Delta B_k \qquad (8.25)$$

причому, по країні повинна виконуватись умова рівності сумарного видобутку $q_{стр}$ і загальної потреби в газі:

$$\sum_k^n (B_k + z_k) = \sum_i \sum_k x_{ik} = q_{стр} \qquad (8.26)$$

ЕХ видобутку газу, що відображають залежність приведених затрат від обсягів видобутку, можуть бути представлені у вигляді кусково-лінійної апроксимації:

$$З_i(x_i) = \sum_j B_{ij} x_{ij}$$

$$x_i = \sum_j x_{ij};\ 0 \le x_{ij} \le \Delta Q_{ij}$$

де B_{ij} – тангенс кута нахилу *j*-ї ділянки характеристики видобутку; ΔQ_{ij} –розмір *j*-ї ділянки характеристики.

ЕХ можливих нових газопроводів є нелінійними і невипуклими, тому для них на підставі експертних оцінок орієнтовно намічають продуктивність і відповідні економічні показники α_{ik} (питомі приведені затрати), які вводяться в модель, причому

$$З_{ik}(x_{ik}) = \alpha_{ik} \cdot x_{ik}$$

В разі, коли отримання експертних оцінок є проблематичним, ца першому етапі підрахунку *ЕХ* може замінюватися неспадною опуклою функцією, яка допускає лінійну апроксимацію з тангенсом кута нахилу $\alpha = 2$.

Далі проводять оптимізацію системи, в результаті чого визначають продуктивність окремих елементів СГ. Якщо при цьому виявиться, що попередньо прийняті показники не відповідають отриманій продуктивності, то розрахунок моделі повторюють при економічних показниках, що відповідають результатам отриманого розв'язку. Ітераційний процес продовжують до тих пір, поки не буде досягнута взаємна відповідність прийнятих економічних показників, які одержуються у результаті оптимізації структури СГ.

При моделюванні структури СГ враховували елементи існуючої мережі, що підлягають реконструкції, та нереконструровувані. Наприклад, для газопроводів, що йдуть з *i*-го району видобутку в *k*-й район споживання, затрати представляються у вигляді:

$$\sum_k З_{ik}^{ст}(x_{ik}^{ст}) = \sum З_{im}^{е}(x_{im}^{е}) + \sum_n З_{in}^{рек}(x_{in}^{рек});\ k = m + n$$

ЕХ експлуатованих газопроводів, що не підлягають реконструкції, можуть бути з достатньою для практичних розрахунків точністю (2,5÷4 %) лінеаризовані:

$$\sum_m З_{im}^{е}(x_{im}^{е}) = \sum_m \alpha_{im}^{е} \cdot x_{im}^{е};\ 0 \le x_{im}^{е} \le \hat{x}_{im}^{е}$$

де $\alpha_{im}^{е}$ – питомі експлуатаційні затрати *m*-го газопроводу з *i*-го району видобутку.

При розгляді СГ з урахуванням реконструкції газопроводів в моделях застосовували кусково-лінійну апроксимацію.

Якщо $\Delta \hat{x}_n$ – максимально допустиме збільшення пропускної здатності *n*-го газопроводу в результаті реконструкції, а $\hat{x}_n$ – його пропускна здатність до реконструкції, то відповідна *ЕХ* може бути представлена у вигляді:

$$З_n^{рек}(x_n^{рек}) = \alpha_{1n}^{рек} \cdot x_{1n}^{рек} + \alpha_{2n}^{рек} \cdot x_{2n}^{рек};\ 0 \le x_{1n}^{рек} \le \hat{x}_n;\ 0 \le x_{2n}^{рек} \le \Delta \hat{x}_n \quad (8.27)$$

Таким чином, характеристика містить дві ділянки: з тангенсом кута нахилу $\alpha_{1n}^{рек}$ ($\alpha_{1n}^{рек}$ – питомі експлуатаційні затрати до реконструкції) та $\alpha_{2n}^{рек}$ ($\alpha_{2n}^{рек}$ – питомі приведені затрати, пов'язані із збільшенням пропускної здатності газопроводу).

В співвідношенні (8.27) $\alpha_{2n}^{рек}$ спочатку задається на основі експортних оцінок про можливе збільшення пропускної здатності газопроводу за рахунок реконструкції, а потім уточнюється (за аналогією з моделюванням нових газопроводів).

За допомогою моделі (8.23) – (8.26) визначається структура СГ при заданому рівні металовкладень. При моделюванні може виявитися, що по *j*-му газопроводі, який спочатку планували побудувати, потік близький до нуля. Тоді цей газопровід виключають з множини $\{G\}$ і надалі не розглядають. Потім збільшують металовкладення, що розподіляються між рештою газопроводів, на величину постійної і змінної складової виключеного газопроводу і знову розв'язують задачу при змінених умовах.

Приклад розрахунку подібної моделі показує, що при зростанні дефіциту металовкладень магістральний транспорт газу інтенсифікується. Це добре узгоджується з висновками, отриманими на основі застосування системного підходу.

Розглянемо приклад розрахунку СГ при обмежених металовкладеннях.

Модель перевіряли на умовній системі газопостачання, представленій на рис. 8.2. Система газопостачання складається з 8 великих споживачів, яким подається газ із родовищ з нелінійно змінними витратами на видобуток 1000 м^3 газу (табл. 8.2).

Аналіз результатів розрахунку показує, що за відсутності обмежень на метал деякі із "старих" газопроводів не завантажені (8-7, 8-9, 3-9), або завантажені частково (2-3, 4-5, 1-6). Це пояснюється більш високими експлуатаційними затратами.

Таблиця 8.2 – Система газопостачання

Крок уточнення	Найменування коефіцієнтів моделі								RESI (т.м^3/год)
	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	A_7	A_8	
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3291,21
2	8,26	7,86	8,16	7,80	8,47	8,44	8,26	8,23	219,39
3	8,84	8,40	8,70	8,31	9,06	9,01	8,84	8,80	-57,92
4	8,69	8,26	8,56	8,17	8,90	8,86	8,70	8,65	26,77
5	8,76	8,33	8,63	8,24	8,97	8,93	8,76	8,72	-42,62
6	8,65	8,22	8,52	8,13	8,86	8,82	8,76	8,61	12,30
7	8,68	8,25	8,55	8,16	8,90	8,85	8,69	8,64	27,08
8	8,75	8,32	8,62	8,23	8,97	8,92	8,75	8,71	-7,27
9	8,73	8,30	8,60	8,21	8,95	8,90	8,74	8,69	-50,40
10	8,60	8,17	8,47	8,09	8,15	8,77	8,61	8,57	-36,48
11	8,51	8,09	8,38	8,00	8,72	8,68	8,52	8,47	92,83
12	8,74	8,31	8,62	8,23	8,97	8,92	8,76	8,70	-29,68
13	8,66	8,24	8,54	8,16	8,89	8,85	8,69	8,63	32,48
14	8,75	8,31	8,62	8,23	8,98	8,93	8,77	8,71	-52,31
15	8,61	8,19	8,49	8,11	8,84	8,79	8,64	8,58	-17,62

Як видно з рис. 8.2 вузол споживання може забезпечуватися газом по "старим" трубопроводам: з родовища 2 по газопроводах 2-3 і 3-9 загальною протяжністю 800 км: з родовища 8 з найбільш високими затратами на видобуток по газопроводу 8-9 довжиною 200 км, і з родовища 4 з найнижчими затратами на видобуток по газопроводах 4-3 і 3-9 загальною протяжністю 700 км.

В таких умовах найбільш економічним є прокладання газопрводу 4-9, щоб повністю покрити хоча б обов'язкову потребу.

В розрахунку було введено два рівні обмежень на труби. Накладене обмеження по трубах викликає перерозподіл потоків при повному забезпеченні газом обов'язкової потреби у вузлах споживання 3, 5, 7, 7 і повної або часткової заміни газу замикаючим паливом у вузлах споживання 1, 6, 9, 10, 11 (табл. 8.3).

Зрозуміло, що при обмеженнях по металовкладеннях існуючі газопроводи завантажуються все інтенсивніше (потік газопроводу 4-5: 9,9; 10,25; 11,9 млрд $м^3$/рік; потоки газопроводу 2-3: 4,0; 4,0; 9,5 млрд $м^3$/рік; потоки газопроводу 4-10: 7,5; 11,5; 11,5 млрд $м^3$/рік) не тільки до своєї оптимальної продуктивності, але і понад неї до максимально можливої (потік 8-6 і 4-10 до 11,5 млрд $м^3$/рік проти оптимуму 7,5 млрд $м^3$/рік).

Таблиця 8.3 Таблиця розподілу замикаючого палива

Вузол споживання замикаючого палива	Потреба в газі		Обсяг залученого замикаючого палива			Вартість замикаю-чого палива, грн	Вартість залученого замикаючого палива, млн. грн.		
	обов'яз-кова	змінна	без обмежень	I рівень	II рівень		без обмежень	I рівень	II рівень
1	6.0	1.5	1.5	1.5	1.5	16.0	24	24	24
3	9.5	2.0	-	-	-	17.5	-	-	-
5	2.9	4.0	-	-	-	17.7	-	-	-
6	25.5	4.0	4.0	4.0	4.0	18.0	72	72	72
7	40.0	5.0	-	-	-	19.0	-	-	-
9	23.0	3.0	3.0	3.0	3.0	17.0	51	51	51
10	17.0	2.0	2.0	2.0	2.017	35	35	35	35
11	8.0	4.0	0.8	0.8	0.8	18.5	14.8	14.8	14.8

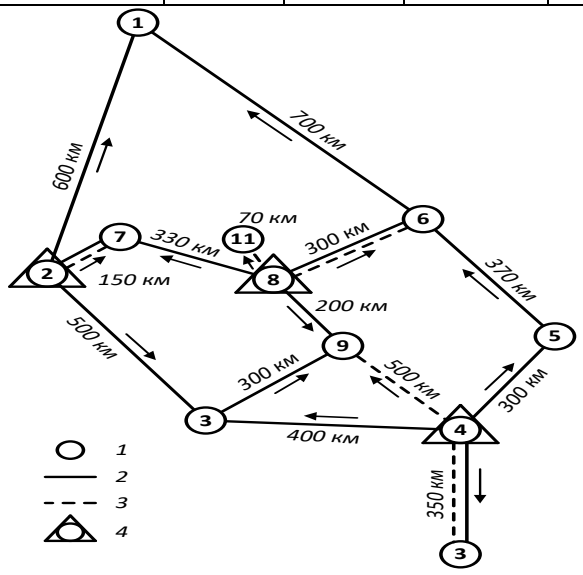


Рисунок 8.2. Схема газопостачальної системи: 1 – споживач; 2 – діючий газопровід; 3 – проектований газопровід; 4 – місце видобування

За відсутності обмеження по металу в системі, що розвивається, з родовища 8 з найвищими затратами на видобуток газу, незважаючи на сприятливе центрове розташування, здійснюється відбір тільки 27,8 з можливих 38 млрд $м^3$/рік, а з дешевших периферійних родовищ 2 і 4 здійснюються майже граничні відбори. Перший рівень обмеження вносить дуже незначні корективи у відбір, а другий рівень позначається вже помітно.

Відбір з родовища 4 падає з 57,4 до 49,3 млрд $м^3$/рік, а з родовища 8 зростає з 27,8 до 35,8 млрд $м^3$/рік. Пояснюється це тим, що довжина споруджуваних газопроводів 8-6 і 8-11 значно менша, ніж 4-10 і 4-9 (370 проти 650 км).

Зниження металовкладень може бути досягнуте зменшенням потоків за "новими" газопроводами (потоки газопроводу 2-7: 33,1; 33,1; 24,7 млрд $м^3$/рік; потоки 4-9: 23,0; 23,0; 8,9 млрд $м^3$/рік; потоки газопроводу 4-10: 9,5; 5,5; 5,5 млрд $м^3$/рік; потоки газопроводу 8-6: 9,1; 4,75; 3,1 млрд $м^3$/рік).

З введенням рівня обмеження на труби "старі" газопроводи завантажуються майже до максимальної продуктивності, не вимагаючи реконструкції газопроводів 2-3, 4-5, 8-7.

Перевага моделі полягає також в тому, що можна визначити відносний рівень перевитрати затрат від зниження металовкладень.

Використовуючи пропоновану методику, можна раціонально розподілити міжрайонні потоки в тих випадках, коли при плануванні розвитку СГ на перспективу виникає необхідність побудови системи із заданим рівнем металопоставок.

8.7 Модель оптимізації структури системи газопостачання з урахуванням динаміки запасів

Розглянуті вище математичні моделі СГ призначені для оптимізації структури СГ на певний розрахунковий період з урахуванням оптимізації видобутку або без її врахування. Такий підхід не дозволяє повністю (з урахуванням приросту запасів) вирішити питання про раціональний відбір газу з родовищ.

Рішення, які приймаються в плановому періоді, впливають на подальшу поведінку системи (прямий зв'язок) і, навпаки, подальші стратегії розвитку визначають спрямованість попередніх рішень (зворотний зв'язок). Тому при розгляді плану на який-небудь розрахунковий період необхідно мати уявлення про основні тенденції розвитку СГ у більш відокремленій перспективі.

Зв'язок між різними розрахунковими періодами частково проявляється в забезпеченості газовими ресурсами, тобто в процесі оптимізації структури СГ повинен прийматися до уваги зв'язок, що існує між видобутком і ресурсами даного і наступного періодів. Такий зв'язок зазвичай здійснюється через показник перевищення запасів над рівнем видобутку – кратність.

Кратність змінюється від району до району в широкому діапазоні і залежить від ступеня вивченості запасів, рівня розвитку газової промисловості. При визначенні кратності запасів необхідно враховувати дві тенденції. З одного боку, доцільно збільшити кратність, щоб зменшити ризик через недоподачу газу даного району у прийнятій стратегії розвитку СГ. З іншої строни, чим більша буде передбачена кратність, тим значнішими стануть втрати від "омертвіння" капіталовкладень в геологорозвідку. Отже, для кожного району повинна існувати економічно доцільна кратність запасів.

Необхідно враховувати , що газовидобувні райони є взаємопов'язаними елементами СГ. Зміна параметрів (обсягу видобутку, кратності, потужності міжрайонного потоку і т.д.) якої-небудь підсистеми СГ викликає далекосяжний ланцюжок послідовних впливів, що охоплюють в результаті всю систему. Тому питання про раціональну кратність запасів, як і питання про оптимальні обсяги видобутку, має вирішуватися в рамках оптимізації СГ.

Крім того, кратності по районах мають бути підібрані таким чином, щоб середня кратність по країні відповідала рівню резервів, передбачених у паливно-енергетичному господарстві країни. Пропорції резервів між окремими галузями повинні бути встановлені при складанні

паливно-енергетичного балансу, виходячи з надійності, стійкості, маневреності одних галузей по відношенню до інших.

Розглянемо модель СГ, що складається з m районів видобутку і розвідки, існуючої транспортної мережі, що задається матрицею інциденцій $\sigma = \{\sigma_{kl}\}$, і графіка можливого розвитку мережі, що задається матрицею інциденцій $\nu = \{\nu_{kl}\}$. Для кожного газовидобувного району передбачається відома *EX* видобутку та геологорозвідування (залежність затрат від приросту запасів), для ребер графіка існуючої мережі – залежність транспортних експлуатаційних затрат від кількості газу, що пропускається, на ділянці k і для проектованої мережі – залежність приведених затрат від потоку x_k.

Визначаються обсяги видобутку q_i, кратність k_i і приріст запасів x_i для кожного газовидобувного району, а також величина міжрайонних потоків газу по існуючій і проектованій мережі, що забезпечують мімімум сумарних приведених затрат на останній рік планового періоду з урахуванням подальших затрат, обумовлених рішеннями, прийнятими на даному етапі.

Функціоналом розглядуваної задачі може бути сума затрат на розвідку (протягом планового періоду), видобуток і транспорт газу (за всі роки, починаючи з останнього планового періоду за умови сталості видобутку), приведена до кінця планового періоду, з урахуванням різночасності затрат. При такому підході, у відповідності зі сказаним, для i-го району можуть бути розглянуті наступні три етапу розвитку:

1. Плановий період. В моделі представлений розрахунковий рівень, що співпадає з останнім роком планового періоду. Для вказаного рівня характерні зміни в структурі системи, з якими пов'язані капітальні вкладення у видобуток $K^{(1)}_{добі}$, геологорозвідувальні роботи $K^{(1)}_{геолі}$, розвиток транспортної мережі $K^{(1)}_{mpk}$.

2. Перший післяплановий період – з моменту закінчення планового періоду до k_i-го року (k_i – кратність запасів i-го району). В цьому періоді експлуатується вже побудована газотранспортна мережа (експлуатаційні затрати $E^{(1)}_{mpk}$) і ведеться розробка розвіданих в i-му районі в плановому періоді ресурсів (експлуатаційні затрати $E^{(1)}_{добі}$).

3 . Другий післяплановий період – охоплює інтервал після k-го року, коли внаслідок виснаження розвіданих в i-му районі запасів виникає необхідність провести одноразові капітальні вкладення $K^{(2)}_{добі}$ у видобуток відповідної кількості палива в районах-компенсаторах і $K^{(2)}_{mpi}$ у перебудову мережі. Перебудова полягає у будівництві газопроводів з районів-компенсаторів до існуючої закільцьованої системи, пов'язаної з вузлами споживання, які перебували раніше в сфері впливу газу i-го газовидобувного району. При використанні нових газопроводів виникають експлуатаційні витрати $E^{(2)}_{mpi}$, а при розробці родовищ району-коспенсатора $E^{(2)}_{добі}$. Транспорт газу по старій закільцьованій системі пов'язаний, як і в першому післяплановому періоді, з експлуатаційними затратами $E^{(2)}_{mpk}$.

Додаткові затрати, що виникають у другому післяплановому періоді, можна вважати лінійною функцією до q:

$$З_i = C_i q_i$$

де C_i – питомі додаткові затрати , спричинені недопостачанням споживачам кожної одиниці з i-го газовидобувного району.

Враховуючи сказане про основні етапи розвитку системи, одержимо:

$$З = \sum_i \left(K^{(1)}_{добі} + K^{(1)}_{геолі}\right) + \sum K^{(1)}_{mpk} + \sum_i \sum_{j=1}^{k_i} \frac{E^{(1)}_{добі}}{(1+E)^j} + \sum_k \sum_{j=1}^{\infty} \frac{E^{(1)}_{mpk}}{(1+E)^j} +$$

$$+ \sum_i \frac{K^{(2)}_{добі}}{(1+E)^{k_i+1}} + \sum_i \sum^{\infty} \frac{E^{(2)}_{добі}}{(1+E)^j} + \sum \frac{K^{(2)}_{mpi}}{(1+E)^{k_i+1}} + \sum_i \sum_{j=k_i+1}^{\infty} \frac{E_{mpi}}{(1+E)^j} \qquad (8.28)$$

де E – нормативний коефіцієнт ефективності.

Підставивши співвідношення

$$\sum_i \sum_{j=1}^{k_i} \frac{E^{(1)}_{добі}}{(1+E)^j} = \sum_i \sum_{j=1}^{\infty} \frac{E^{(1)}_{добі}}{(1+E)^j} - \sum_i \sum_{j=k_i+1} \frac{E^{(1)}_{добі}}{(1+E)^j}$$

у функціонал, отримаємо після заміни рядів їх сумами і множенням на E правої і лівої частини (8.28):

$$З_{пр} = E \cdot З = \sum_k \left(EK^{(1)}_{mpk} + E^{(1)}_{mpk}\right) + \sum_i Ek^{(1)}_{геолі} + \sum_i \left(EK^{(1)}_{добі} + E^{(1)}_{добі}\right) +$$

$$+ \sum_i \frac{1}{(1+E)^{k_i}} \left(EK^{(2)}_{mpk} + E^{(2)}_{mpi}\right) + \sum_i \frac{1}{(1+E)^{k_i}} \left(EK^{(2)}_{добі} - E^{(2)}_{добі} - E^{(1)}_{добі}\right) \qquad (8.29)$$

Позначивши перші три члени функціоналу $P(x_i, q_i, x_{k_1}, x_{k2})$, а решта $\sum_i \frac{1}{(1+E)^{k_i}} \cdot З_i$ знайдемо:

$$З_{пр} = \sum_{i,k} P(x_i, q_i, x_{k_1}, x_{k2}) + \sum \frac{1}{(1+E)^{k_i}} З_i$$

Вираз $P(x_i, q_i, x_{k_1}, x_{k2})$ можна наближено вважати лінійною (або опуклою кусково-лінійною) функцією змінних $x_i, q_i, x_{k_1}, x_{k2}$, а $З_i = C_i q_i$.

Функціонал (8.29) нелінійно залежить від k_i, що ускладнює знаходження розв'язку.

Величина $З_i \geq 0$, тому вираз (12.29) є випуклою функцією k_i. Використовуючи вказану властивість функціоналу, наближено замінимо вираз $C_i q_i (1+E)^{-k_i}$ випуклою кусково-лінійною функцією. Точність вихідної інформації в задачах оптимізації складає 10-15 %, внаслідок чого при лінеаризації функції $C_i q_i (1+E)^{-k_i}$ можна обмежитися $k_i \leq 20$; при $k_i > 20$ $(1+E)^{-k_i} \leq 0{,}1$.

Замінимо вираз $q_i (1+E)^{-k_i}$ на випуклу кусково-лінійну функцію

$$S_i = \begin{cases} q_i - \frac{1}{20} k_i q_i, k_i \leq 20 \\ 0, k_i > 20 \end{cases} \qquad (8.30)$$

За визначенням кратності

$$k_i q_i = x_i + Q_i - \frac{T}{2}(q_i + q_{io}) \qquad (8.31)$$

де q_{io} – річний видобуток в i-му районі до початку планового періоду; q_i – річний видобуток в i-му районі до кінця планового періоду; T – тривалість планового періоду; Q_i – запаси промислових категорій,

відомі до початку планового періоду в i-му районі.

Підставивши вираз (8.31) у формулу (8.30), отримаємо:

$$S_i = \max\left\{\left[q_i - \frac{1}{20}\left(x_i + Q_i - \frac{T}{2}(q_i + q_{io}) \right), 0 \right]\right\}$$

Тоді задача оптимізації структури СГ зводиться до мінімізації функціоналу

$$\sum_{i,k} P(x_i, q_i, x_{k_1}, x_{k2}) + \sum C_i S_i \qquad (8.32)$$

за умов виконання балансу видобутку (приходу) і споживання (витрати) газу кожним економічним районом:

$$\sum_j \sigma_{ij} x_{j1} + \sum_j \nu_{ij} x_{j2} + q_i = B_i \qquad (8.33)$$

а також з урахуванням наступних співвідношень

$$\sum_i q_i = \sum_i B_i = q_{cmp} \qquad (8.34)$$

$$\sum \left[x_i + Q_i - \frac{T}{2}(q_i + q_{io}) \right] \geq k_{cmp} \cdot q_{cmp} \qquad (8.35)$$

$$x_i + Q_i - \frac{T}{2}(q_i + q_{io}) \geq 0 \qquad (8.36)$$

$$0 \leq x_{k_1} \leq C_{k_1} \qquad (8.37)$$

$$0 \leq q_i;\ 0 \leq x_i \leq N_i;\ 0 \leq x_{k_1} \leq x_{k2} \qquad (8.38)$$

де q_{cmp} – сумарний видобуток по країні; k_{cmp} – середня кратність запасів по країні; C_{k_1} – пропускна здатність існуючого газопроводу на ділянці *k*.

Співвідношення (7.34) виражає вимогу рівності сумарного видобутку по країні потреби в газі всіх економічних районів.

Нехай в результаті геологорозвідувальних робіт в *i*-му районі за плановий період досягнуто приріст запасів x_i. Протягом планового періоду в районі було видобуто і передано по системі магістральних газопроводів $\frac{T}{2}(q_i + q_{io})$ млрд м^3 газу. Відповідно, запаси *i*-го району до кінця планового періоду складуть величину $x_i + Q_i - \frac{T}{2}(q_i + q_{io})$. Співвідношення (8.36) виражає вимогу забезпеченості запасами видобутку q_i в плановому періоді.

В моделі СГ величина x_i обмежена зверху. Таке обмеження N_i враховує існування перспективних геологічних структур в даному районі.

Нерівність (8.35) виражає вимогу: ресурси, що складають народногосподарський резерв, повинні забезпечити середню кратність по країні k_{cmp} при видобутку q_{cmp}, досягнутої за останній рік планового періоду.

Обмеження (8.38) враховує пропускну здатність існуючої газотранспортної системи.

Позначимо $\bar{x} = (x_i, x_{k_1}, x_{k2})$, $\bar{q} = (q_1 \ldots q_m)$ і $I_1 = (\bar{q}_i, x)$ значення функціоналу (8.32) при векторах $\bar{x}$ і $\bar{q}$, що задовольняють умовам (8.33) – (8.38). Щоб лінеаризувати по одержану задачу, введемо нові змінні $H = (H_1 \ldots H_m)$ і нові умови

$$q_i - \frac{1}{20}\left[x_i + Q_i - \frac{T}{2}(q_i + q_{io}) \right] + H_i \geq 0,\ H_i \geq 0,\ i = 1,2 \ldots m \qquad (8.39)$$

а функціонал (8.32) замінимо на наступний

$$\sum P(x_i, q_i, x_{k_1}, x_{k2}) + \sum C_i \left\{ q_i - \frac{1}{20}\left[x_i + Q_i - \frac{T}{2}(q_i + q_{io}) \right] + H_i \right\} \quad (8.40)$$

Позначимо значення функціоналу (8.32) при наборі змінних $\bar{q}$, $\bar{x}$, $\overline{H}$, що задовольняють умовам (8.33) – (8.39), через $I(q, x, H)$. Як неважко показати, за будь-яких $\bar{q}$ і $\bar{x}$, що задовольняють умовам (8.33) – (8.38)

$$I_1(\bar{q}, \bar{x}) = \min_{\{H\}} I_2(\bar{q}, \bar{x}, \overline{H})$$

де мінімум береться по всіх $\overline{H}$, що задовольняють умовно (8.39). Тому задачі (8.32) – (8.38) і (8.33) – (8.40) еквівалентні. В результаті розв'язання задачі лінійного програмування (8.32) – (8.38) визначаються потоки x_{k_1} і x_{k2}, обсяги видобутку q_i і геологорозвідки x_i по районах. Кратність k_i знаходиться потім зі співвідношення (8.31).

Описана вище модель була застосована для оптимізації структури системи газопостачання, що складається з 26 вузлів, центрів видобутку і споживання. Модель включала 61 рівняння, 129 змінних, 73 обмеження. При розрахунках використовували модифікований симплекс-метод розв'язання задачі лінійного програмування.

При моделюванні враховували газотранспортну мережу, що включала експлуатовані і можливі нові газопроводи. Досліджували варіант розвитку СГ з умовно прийнятим сумарним видобутком.

Моделювання структури системи дозволило встановити конфігурацію газотранспортної мережі, обсяги транспорту і видобутку газу, а також кратність запасів усіх родовищ. Результати обчислень наведені на рис. 8.3. Розрахунки показали, що в нових районах видобутку забезпеченість запланованих відборів газу повинна бути вищою, ніж у старих центрах з розвиненою газодобувною промисловістю при наявності закільцьованої газотранспортної мережі.

8.8 Динамічні моделі оптимізації розвитку системи газопостачання

В даний час актуальна задача створення динамічних моделей управління розвитком Єдиної системи газопостачання. Процес перспективного планування розвитку повинен бути безперервним. З огляду на надзвичайну складність задачі зазвичай застосовують спосіб дискретизації загального періоду планування. Розбиття на розрахункові рівні не веде до значної похибки, оскільки не виходить за межі інформації, тим довшим за тривалістю може бути прийнятий крок дискретизації.

Часто при оптимізації розвитку намагаються використовувати методи послідовної зміни статистичних станів. При такому підході необхідно оцінити помилки і ув'язку рішень за попередні періоди з подальшими, тобто прямі і зворотні зв'язки. Заміна задачі динаміки рядом статистичних задач в деяких випадках призводить до перевитрати витрат більше 4 % і до перерозподілу потоків газу між окремими вузлами до величин, що досягають 10 %.

Нижче розглянуті основні принципи побудови динамічної моделі розвитку на прикладі газотранспортної системи.

Нехай виділено кілька розрахункових рівнів $t_1, t_2 \ldots t_p$, і задані графіки існуючої і проектованої мережі з матрицею інциденцій *S* і *T* відповідно. У вузлах j $(1 \le j \le R)$ мережі задана потреба в газі b_{jl} на рік t_l $(1 \le l \le P)$, (якщо j – пункт видобутку, то b_{jl} замикається на b_{jl}). Позначимо $b_l = (b_{1l} \ldots b_{kl})$. В моделі шукається розподіл потоків по старій та новій мережі в роки $t_1, t_2 \ldots t_p$. Позначимо потік по k-ій ділянці старої мережі $(1 \le k \le N)$ в роки t_l

через $x_k l_1$, а по *k*-й ділянці нової мережі – через $x_k l_r$. Позначимо також $\overline{x_{l_1}} = (x_1 l_1 \ldots x_N l_1)$, $\overline{x_{l2}} = (x_1 l_2 \ldots x_N l_2)$

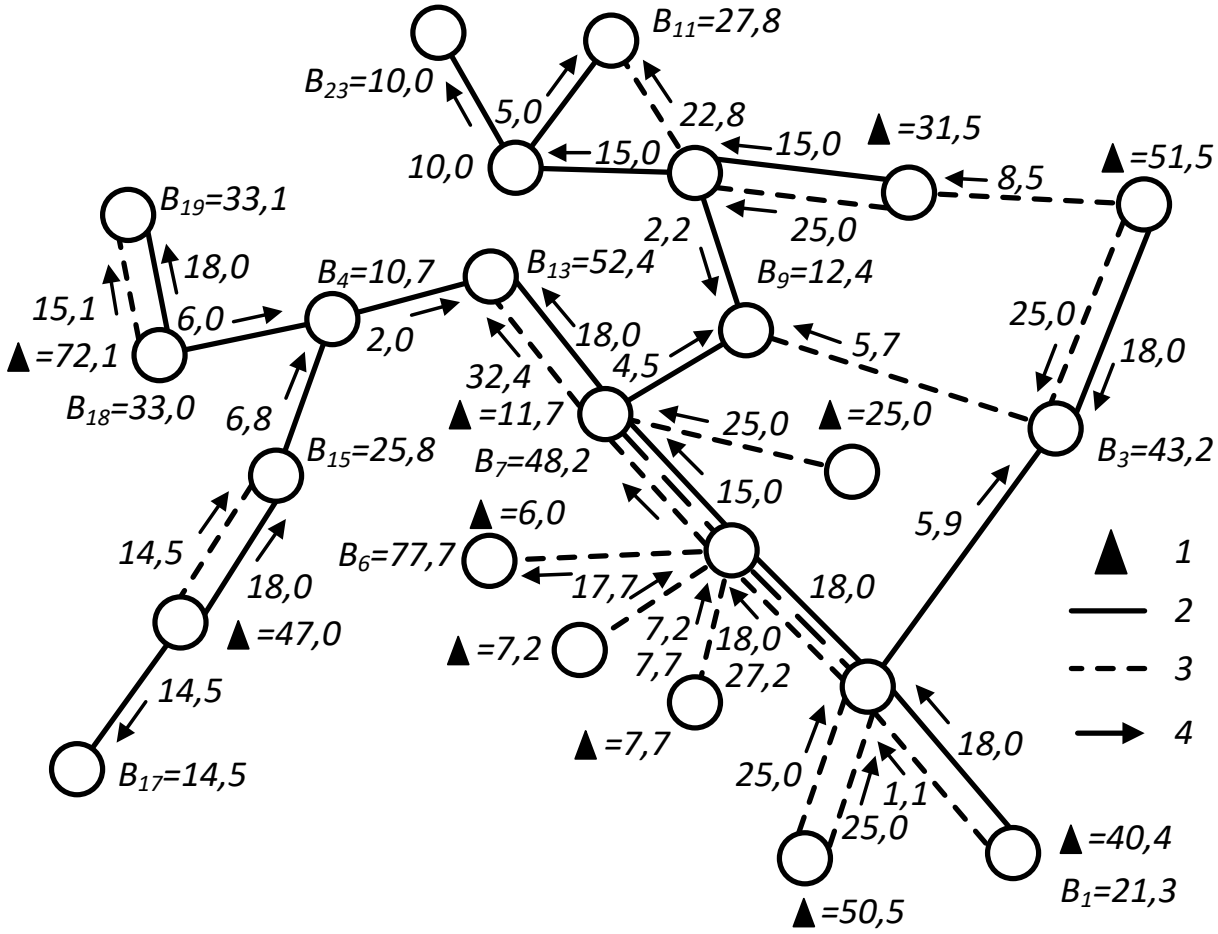


Рисунок 8.3. Розрахунок газопостачальної системи за допомогою моделі: 1 – район видобування газу (цифра – річний відбір газу); 2 – діючий газопровід; 3 – газопровід, який проектується; 4 – потоки газу; B_n – необхідність *n*-го району в газі

В кожному вузлі мережі дотримувався баланс видобутку, споживання і шуканих потоків

$$S\overline{x}l_1 + T\overline{x}l_2 = \overline{b_l}\ ;\ (l = 1,2 \ldots P) \qquad (8.41)$$

Основні труднощі при створенні моделі пов'язані з побудовою функціоналу, який повинен виражати затрати на спорудження і експлуатацію мережі за всі роки з урахуванням приведення за часом. Ці витрати істотно залежать від стану мережі (заздалегідь невідомого) в кожний наступний момент часу і тому не можуть бути визначені за звичайними статичним характеристикам. Крім того, виникають труднощі, пов'язані з дискретністю набору діаметрів d_i. Справді, нехай в результаті розв'язання задачі отримано вектор потоків по ділянці $x_1, x_2 \ldots x_p$, причому не всі x_i знаходяться в економічному інтервалі одного з діаметрів d_k. Необхідно вибрати, якому з варіантів будівництва d_k слід віддати перевагу.

При побудові характеристик припускається, що:

1) структура мережі змінюється в роки $t_1 - 1, t_2 - 1, \ldots, t_p - 1$.

2) якщо $t_{k-1} < t < t_k \ \ (1 \le k \le p)$ або $t_p < t$, то потік на рік t_k співпадає з поктоками на рік t_{k-1}.

3) приведення здійснюється до нульового року.

При побудові функціоналу розв'язують наступну допоміжну задачу: для заданого вектора потоків $Q=(Q_1\ldots Q_p)$ в роки $t_1\ldots t_p$ відповідно вибрати схему розвитку стандартної 1000-км ділянки мережі, що забезпечує мінімум $F(Q_1\ldots Q_p)$ затрат з урахуванням приведення по часу. Тоді динамічна характеристика $F(Q_1\ldots Q_p)$ є функцією декількох змінних, монотонної по кожній змінної, і яка має розриви на координатних площинах. Вона залежить від вибраного набору рівнів $t_1\ldots t_p$. Функціонал задачі дорівнює:

$$\Phi\left(\bar{x}\right)=\sum^{m}F(x_{1,2}\ldots x_{ip_2})+\sum_{k=1}^{N}\Bigg[E_k(x_{k+1})\frac{(1+E)^{-t}-(1+E)^{-t_2}}{E}+$$

$$E_k(x_{k21})\frac{(1+E)^{-t_2}-(1+E)^{-t_2}}{E}+\ldots+E_k(x_{kp_1})\frac{(1+E)^{-tp}}{E}\Bigg] \qquad (8.42)$$

при обмеженнях

$$x_{i12}\le\ldots\le x_{ip_2};\ (i=1\ldots m) \qquad (8.43)$$

$$x_{kj}\le z_{ik};\ (j=1\ldots p);\ (k=1\ldots N) \qquad (8.44)$$

Обмеження (8.43) виражають припущення, що потоки по знову споруджуваним ділянкам не зменшуються в плановий період. Умови (8.44) обмежують пропускну здатність діючої мережі. При постановці задачі можна врахувати можливість реконструкції діючої мережі та отримати відповідні динамічні характеристики.

Динамічна характеристика апроксимується однорідною лінійною функцією *P* змінних, а функції експлуатаційних затрат – випуклими кусково-лінійними функціями, після чого задача (8.41) – (8.44) зводиться до задачі лінійного програмування. Якщо замість x_{iq} $(1\le q\le p, 1\le i\le m)$ ввести змінні $x_{i12}, x_{i22}-x_{i12},\ldots,x_{ip_2}-x_{i(p-1)_2}$, то загальне число умов у статичній моделі. При 70÷100 вузлах і $p=2\div4$ для розв'язання цієї задачі можна застосувати наявні алгоритми лінійного програмування.

За розв'язком задачі неважко оцінити можливу похибку від заміни функціоналу $\Phi\left(\bar{x}\right)$ лінійною функцією $\Phi_л\left(\bar{x}\right)$, якщо $\Phi_л<\Phi$. Нехай $\overline{x_{np}}$ і $\overline{x_{опт}}$ – розв'язки відповідно лінеаризованої і точної задачі, тоді

$$\Phi_A(\overline{x_{np}})\le\Phi(\overline{x_{опт}})\le\Phi(\overline{x_{np}}),$$

що дає можливість оцінити похибку.

8.9 Розробка математичних моделей системи газопостачання при ймовірнісних умовах вихідної інформації

Перспективне планування розвитку СГ, як правило, проводиться в умовах невизначеності інформації. При цьому на структуру газопостачання ресурсів газу необхідно застосовувати ймовірнісний підхід, що використовує в основі ймовірнісні характеристики запасів газу.

Поряд з інформацією про запаси потреба в паливі також невизначена і грає роль збурюючого впливу на СГ. Прогнозування перспективної потреби в газі, її облік при плануванні наблизить математичну модель до реальних майбутніх умов паливопостачання.

Економічні показники, на основі яких оцінюється план перспективного розвитку СГ, також не є строго визначеними. Оцінка неточності економічних показників може бути зведена до визначення галузі економічної невизначеності структурної схеми газопостачання.

Нарешті, відмови елементів СГ можуть вплинути на визначення величин потоків, обсягів видобутку, обсягів закачування (відбору) в підземні сховища, на структуру розподілу газу споживачам і т.д.

З огляду на те, що одночасно врахувати всі фактори важко, зупинимся на головному факторі – невизначеності інформації про запаси газу.

Прогнозування запасів газу пов'язане з деякими труднощами, і особливо при визначенні достовірності величин прогнозних запасів. Ця достовірність характеризується коефіцієнтом промислових відкриттів (часток продуктивних структур в числі внутрішніх), а також величиною підтвердженості при переведенні перспективних запасів в промислові. Найвищу достовірність мають величини запасів родовищ із закінченою розвідкою і дорозвідкою. В розроблюваних родовищах запаси категорій *C* зустрічаються спільно із запасами категорій *A* і *B*, причому достовірність усіх трьох категорій достатньо близька. Однак, на знову відкритих родовищах (при оцінюванні запасів в оперативному порядку) в підрахунках запасів по категорії C_1 можливі суттєві помилки.

Все це необхідно враховувати при оптимізації структури СГ, щоб у разі, коли запаси газу не підтверджуються, мати можливість переорієнтувати розвиток системи газопостачання у відповідності з новою ситуацією. Разом з цим необхідно передбачити резерви. Величина можливого збитку і способи його компенсації відрізняються залежно від розташування розглянутого газоносного району (родовища) у системі газопостачання країни в цілому.

В якості резерву можна використовувати найменш сприятливі джерела газу або інші види палива. Головна вимога до таких резервів – можливість швидкого освоєння при порівняно низьких капітальних вкладеннях і відповідно підвищених експлуатаційних затратах.

З урахуванням викладеного задача оптимізації структури СГ в умовах випадкових величин ресурсів газу може бути представлена наступним чином.

Наявні *n* газопостачальних районів. Запаси *i*-го району ймовірнісно визначені і характеризуються математичним очікуванням *MO* і дисперсією σ_i^2. Ресурси районів газопостачання використовуються для задоволення потреб у газі економічних районів. Потреба в газі B_j для *j*-го району встановлюється в результаті оптимізації паливно-енергетичного господарства. По кожному району передбачаються резерви $\sum_{r=1}^{t} z_{jr} + k_j$ для відшкодування можливого дефіциту газу, пов'язаного з ймовірнісним характером обсягів видобутку (резерв $\sum_{r=1}^{t} z_{jr}$) і зі зміною запасів газовидобувних районів (резерв k_j).

Цільова функція оптимізації структури СГ включає складову затрат на видобуток , транспорт , а також перевитрату коштів через використання в *j*-му районі народногосподарського резерву (у випадку дефіциту газу), і тоді задача оптимізації в матричній постановці може бути записана наступним чином.

Необхідно знайти

$$\sum_{j=1}^{m}\left[\sum_{i=1}^{n} D^{\partial o\delta}(y_{ij}MQ_i) + \sum_{i=1}^{n} D^{mp}(y_{ij}MQ_i) + \sum^{t} \varphi_{jr} z_{jr} + C_j \sqrt{\sum_{i=1}^{n} y_{ij}^2 \sigma_i^2}\right] \to \min$$

за умови виконання балансу видобутку і споживання по кожному району

$$\sum_{i=1}^{n} y_{ij} MQ_i + \sum_{r=1}^{t} z_{jr} = B_j$$

а також обмежень на ресурси і резерви

$$\sum_{r=1}^{t} z_{jr} + k_j \le \Pi_j;\ \sum^{m} y_{ij} MQ_i \le q_i^{\max};\ \sum_{i=1}^{n} y_{ij}^2 \sigma_i \le k_j^2;\ (j = 1,2 \ldots m)$$

де y_{ij} – частка запасів *i*-го району, що добуваються для задоволення щорічної потреби *j*-го економічного району; Π_j – обмеження на резерви в *j*-му районі; $q_i^{\max}$ – максимально допустимий (з технічних міркувань) річний обсяг видобутку газу на родовищах *i*-го газовидобувного району.

У даному випадку MQ_i і σ_i^2 складають матрицю статистик коефіцієнтів обмежень стохастичного нелінійного програмування. Дану задачу в нелінійній постановці розв'язати важко, проте після лінеаризації складових функції мети і обмежень можна представити її у вигляді стохастичної задачі лінійного програмування, а після введення математичних очікувань і дисперсій (як записано вище) можна розглядати її як задачу детермінованого лінійного програмування. В результаті розв'язання поставленої задачі виходить мінімум функції мети при деяких поєднаннях середніх величин за запасами з урахуванням встановленого заздалегідь діапазону коливальності.

Однак, при цій постановці задачі затрати на розвідку враховували у вигляді постійної складової, включеної у затрати по видобутку. Насправді необхідно диференціювати запаси на ті, які визначені для даного планового періоду і на приріст запасів в результаті розширення геологорозвідувальних робіт.

З урахуванням диференціації запасів і, вважаючи приріст на більш віддалену перспективу ймовірнісним, можна сформулювати наступну задачу стохастичного програмування. Знайти:

$$З_{пр} = \sum_k C_{тр}^{(k)} x_{k_1} + \sum_j C_{тр}^{(j)} x_{j_2} + \sum C_{доб}^{(i)} q_i + \sum C_{разв}^{(i)} (N_i)(1+E)^{k_i^{(1)}} +$$

$$+ \sum_i C_{рез}^{(i)} \frac{1}{(1+E)^{k_1}} \cdot q_i \to \min$$

при наступних обмеженнях

$$\sum \sigma_{ik} x_{k_1} + \sum \nu_{ik} x_{j_2} + q_i = B_i$$

$$Q_i - \frac{T}{2}(q_i - q_{io}) + x_i = k_i q_i \qquad (8.45)$$

або

$$q_i = \frac{1}{k_i \tau_i} Q_i - \frac{T}{2k_i \tau_i} q_{io} + \frac{x_i}{k_i \tau_i};\ \tau_i = 1 + \frac{T}{2k_i} \qquad (8.46)$$

$$\sum_i q_i \le q_{стр};\ \sum_i k_i q_i \ge k_{стр} q_{стр} \qquad (8.47)$$

$$x_{k_1} \le x_{k_1} \le \hat{x}_{k_1};\ x_{j_2} \ge 0;\ 0 \le x_i \le \hat{x}_i;\ q_i \ge 0 \qquad (8.48)$$

З урахуванням функції розподілу ймовірностей приросту запасів, отриманої після апроксимації вихідних даних, маємо

$$N_i = \alpha_0 + \alpha_1 p_i + \alpha_2 x_i + \alpha_3 p_i + \alpha_4 x_i^2 + \alpha_5 p_i x_i \qquad (8.49)$$

де $C_{тр}^{(i)}$, $C_{доб}^{(i)}$, $C_{рез}^{(i)}$ – питомі приведені затрати на транспорт, видобуток і створення резервів відповідно; $C_{тр}^{(k)}$ – питомі експлуатаційні затрати для існуючої системи газопроводів; $(1+E)^{k_i^{(1)}}$ – оцінка "заморожування" капіталовкладень в геологорозвідку, вважаючи , що до

моменту $k_i^{(1)}$ будуть використовувати наявні запаси Q_i; k_i – кратність запасів; N – число геологічних структур i-го району видобутку, необхідних для визначення ймовірності приросту запасів не нижче величини $\hat{x}_i$; p_i – ймовірність приросту запасів не нижче $\hat{x}_i$; $\alpha_0 \ldots \alpha_5$ – коефіцієнти апроксимації.

В розглянутій задачі математичного програмування приріст запасів, а відповідно, і витрати на геологорозвідку є ймовірносними величинами. Для розв'язання цієї задачі пропонуєьбся наступна процедура послідовних дій.

Задача розв'язується при середніх приростах запасів по окремих районах, отриманих із знайденого закону розподілу (8.49), і середніх питомих затратах на геологорозвідку. При цьому середню велиличину проросту запасів встановлюють в якості верхньої межі $\hat{x}_i$.

Таким чином, розв'язання даної задачі можна представити у вигляді вектора $x_0 = \{x_1, x_2, x, q, k\}$ нульового наближення.

На другому етапі з огляду на те, що кратність і резерви визначені, а також уточнена конфігурація газопровідної мережі, критерій оптимізації можна представити так:

$$З_{пр} = \sum_k C_{mp}^{(k)} x_{ki} + \sum_j C_{mp}^{(j)} x_{j_2} + \sum_i C_{доб}^{(i)} q_i + \sum \alpha C_{разв}^{(i)}(N_i) + \sum_i \beta C_{рез}^{(i)} \cdot q_{io} \quad (8.50)$$

де $\alpha = (1+E)^{k_i^{(1)}}$ при фіксованому $k_i^{(1)}$; $\beta = (1+E)^{-k_i}$ при середньому k_i.

З обмежень (8.45), (8.46) і (8.48) для x_i знаходимо, що

$$x_i = k_i \tau_i \left[B_i - \sum \sigma_{ik} x_k - \sum \nu_{ij} x_{j2} \right] - Q_i + \frac{T}{2} q_{io} \le \hat{x}_i \quad (8.51)$$

Оскільки $\hat{x}_i$ – випадкова величина, а задача, представлена виразами (8.45), (8.48), (8.51), відповідає стохастичній задачі при випадковому B. Таким чином, одержуємо двоетапну задучу стохастичного програмування, яка може бути записана наступним чином.

Знайти

$$\min \left[З_{пр} + \min \sum_{ij} C_{доп}^{(ij)} M\left\{ y_i^+(x) \right\} + \sum_{ij} C_{доп2}^{(ij)} M\left\{ y_i^-(x) \right\} \right] \quad (8.52)$$

при обмеженнях

$$Iy_i^+(x) - Iy_i^-(x) = \hat{x}_i - \left[k_i \tau_i \varphi(x_0) - Q_i + \frac{T}{2} q_{io} \right] \quad (8.53)$$

$$y_i^+(x) - y_i^-(x) = 0;\ y_i^+(x) \ge 0;\ y_i^-(x) \ge 0$$

де I – одинична матриця.

$$y_i^+(x) = \hat{x}_i - \left[k_i \tau_i \varphi(x) - Q_i + \frac{T}{2} q_{io} \right];\ x_i < \hat{x}_i$$

$$y_i^-(x) = k_i \tau_i \varphi(x) - Q_i + \frac{T}{2} q_{io} - \hat{x}_i;\ x_i > \hat{x}_i$$

$$\varphi(x) = B_i - \sum_k \sigma_{ik} x_{k_1} - \sum_i \nu_{ij} x_{j2}$$

Для дискретних значень закону розподілу ймовірностей (8.49) математичне сподівання критерію (8.52) можна записати наступним чином:

$$M\left\{ y_i^+(x) \right\} = \sum_{l=1}^{l=l^*} p_i l \frac{1}{k_i} \left[\hat{x}_i l^* - \left(k_i \tau_i \varphi(x) - Q_i + \frac{T}{2} q_{io} \right) \right]$$

$$M\left\{y_i^-(x)\right\} = \sum^{l=l_k} p_i l \frac{1}{k_i}\left[k_i \tau_i \varphi(x) - Q_i + \frac{T}{2} q_{io} - \hat{x}_i l^*\right]$$

Величина $y_i^+(x)$ означає, що в деяких випадках приріст запасів може виявитися недостатнім для покриття заданих потреб по країні, а $y_i^-(x)$ – що можуть виникнути надлишки. Щоб краще збалансувати потребу і можливість в прирості запасів, у функції мети (8.52) введені два додаткових члена. Перший член дає оцінку середнього збитку при нестачі запасів, другий – при їх надлишках. Питомий показник збитку може бути визначений аналогічно $C_{рез}$. Що стосується штрафу за надлишки, то зважаючи на незначне відхилення запасів від середньої величини і меншу актуальності цього випадку останній член (8.52) можна виключити.

Задача (8.51), (8.52) може бути реалізована різними математичними прийомами, проте її реалізація вельми трудомістка.

Одним із способів розв'язання є спосіб узагальнених градієнтів [17]. Отримавши розв'язок x_0 на першому етапі, приймають його в якості нульового наближення при використанні наступного рекурентного співвідношення:

$$x^{s+1} = x^s + \rho_s \gamma_s \psi_x(x^s);\ s = 0,1\ldots \qquad (8.54)$$

де ρ – величина кроку градієнтного спуску; γ_s – нормуючий множник; $\psi_x(x^s)$ – градієнт функції мети (8.52) з точці x^s.

Таким чином, за допомогою ітераційної процедури згідно зі співвідношенням (8.54) знаходиться розв'язки задачі (8.52), (8.53), які забезпечують мінімум математичного сподівання затрат з урахуванням збитку від можливого дефіциту ресурсів газу при ймовірнісному способі їх визначення.

Таким чином, розроблена система математичних моделей при її подальшому вдосконаленні дозволить об'єктивно планувати розвиток складної системи газопостачання країни, одночасно забезпечуючи вибір рішень при найменших народногосподарських затратах.

РОЗДІЛ 9. ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ МЕТОДІВ ПОБУДОВИ ОБЛАСТЕЙ ДОПУСТИМИХ РЕЖИМІВ І ГРАНИЧНИХ ОБЛАСТЕЙ ЕНЕРГОЗАТРАТ

9.1 Загальні засади оптимізації

Системи магістрального транспорту газу є складними технічними системами, які характеризуються такими специфічними особливостями: великою територіальною протяжністю, величезною кількістю елементів, що формують систему, нестаціонарністю процесів, які протікають в системі, ієрархічною структурою, наявністю централізації керування технологічним процесом транспорту і децентралізацією розподілу цільового продукту, можливістю створення оперативних і стратегічних запасів енергетичної сировини у сховищах.

Основна мета керування газотранспортною системою полягає у задоволенні потреб споживачів в цільовому продукті при оптимальних значеннях технікоекономічних критеріїв та виконанні технологічних обмежень. Необхідно враховувати, що реальним ГТС, середовищам, в яких вони фукціонують і критеріям керування характерні такі основні типи невизначеностей:

1. Невизначеність моделі ГТС як об'єкта керування, зв'язана з тим, що метематична модель газопроводу описується сукупністю систем нелінійних диференційних рівнянь в часткових похідних і нелінійними алгебраїчними рівняннями. Спроба описати за їх допомогою реальний процес транспорту газу веде до нерозв'язаних проблем, пов'язаних із розробкою математичного забезпечення ЕОМ. Навіть при подоланні цих труднощів вирішення задач оперетивного керування в реальному масштабі часу при сучасному рівні розвитку технічної бази обчислювальних машин практично не можливе. Таким чином виникає необхідність створення спрощених моделей таких елементів газотранспортних систем, як магістральний газопровід, компресорна станція і лінійна ділянка, газоперекачуючий агрегат), вигідних для реалізації на ЕОМ і при цьому таких, які адекватно описують реальний процес.

2. Нестаціонарність ГТС, яка проявляється в дрейфі характеристик елементів системи, в стохастичному характері процесів постачання і споживання газу, в наявності великої кількості другорядних з точки зору мети керування і трудно формалізованих процесів.

3. Невизначеність критеріїв керування, яка проявляється в необхідності враховувати при прийнятті рішення декількох технологічних критеріїв, які часто протирічиві. При багатокритеріальній оптимізації задача полягає в одночасовій екстремізації локальних критеріїв і має розв'язок тільки тоді, коли розв'язки всіх задач однокритерієвої оптимізації співпадають. Однак, як правило, рішення, оптимальне по одному з критеріїв, не є оптимальним по групі інших. Таким чином, проблема знаходження режиму роботи газотранспортних систем в умовах багатокритеріальності полягає в першу чергу в упорядкуванні багатьох локальних критеріїв у відповідності з біжучим станом системи та середовища і складанням локальних критеріїв в скалярний глобальний критерій.

Згадані особливості відповідають нормальним режимам функціонування ГТС. При розробці систем керування транспортом газу, крім того, необхідно враховувати ще і можливості виникнення аварійних ситуацій в результаті відказів окремих елементів у випадкові моменти часу.

На основі приведеного вище можна зробити висновок про те, що процес прийняття рішень при керуванні складними газотранспортними системами, а також такими їх елементами як магістральний газопровід, які в свою чергу є складною системою, здійснюється в умовах впливу суттєвих невизначенностей, частина яких має стохастичний характер, а частина обумовлена факторами, які не мають випадкової природи. У відповідності з цим при створенні автоматизованих систем керування траспортом газу доцільне комплексне застосування ймовірнісних і детермінованих моделей елементів газотранспортних систем з тим, щоб максимально знизити ступінь невизначенності притаманний об'єкту керування.

9.2. Вибір вихідної інформації для побудови моделей

Процес магістрального транспорту газу є складним технологічним процесом і для нього може бути побудовано сімейство різних моделей, які відображають різні особливості процесу транспорту газу. Побудова адекватної моделі пов'язана з задачами керування, внаслідок чого модель магістрального газопроводу (МГ) доцільно вибирати з точки зору вирішення цих задач. При побудові моделі МГ необхідно прагнути описати технологічні процеси транспорту газу за допомогою опробованих в процесі експлуатації газопроводів моделей.

Вирішення задачі ідентифікації зв'язане з проведенням експерименту, тобто результати вимірів вхідних і вихідних змінних процесу, одержаних шляхом активного або пасивного досліду, служать для створення або уточнення вибраної апріорі моделі. Під ідентифікацією режимів роботи МГ за даними диспетчерської інформації слід розуміти побудову моделі його функціонування на основі отриманих в ході експлуатації МГ вхідних і вихідних змінних. Вхідними змінними є вимірені параметри режиму роботи МГ, такі як тиск на вході і виході компресорної станції, температура газу, потужність, яку споживають агрегати компресорної станції. Вибір вхідних змінних визначається критеріями керування МГ. Як вихідні зміні можуть бути вибрані:1) тискнавиході магістрального газопроводу (на вході газотранспортної системи), 2) пропускна здатність газопроводу, енергозатрати на транспорт газу і т.д.

У відповідності з загальними методами ідентифікації динамічних об'єктів в умовах невизначеності, МГ можна зобразити у вигляді багатомірного об'єкту на вході якого діє вектор вхідних змінних $X(t)=X\{x_1(t),...,x_n(t)\}$ з n складовими $x_i(t)$. Вектор $Y(t)=Y(y_1 ... y_n)$ характеризує мету керування. Значення $x_i(t)$, $y_i(t)$ відповідають наперед вибраним вхідним і вихідним параметрам газопроводу. Частина із контрольованих параметрів $x_i(t)$ можуть бути керуючими. Розглядаючи модель МГ, як векторний оператор перетворення певних динамічних характеристик, можна записати для кожної вихідної змінної.

$$y_i(t) = A_i\{ x_i(t),...,x_n(t) \} \qquad (9.1)$$

Конкретним виразом такого оператора може бути система алгебраїчних рівнянь, рівняння умовних густин імовірності, система рівнянь в часткових похідних і т.д., в залежності від вибраної моделі.

Вхідні і вихідні змінні оператора А МГ як правило, мають стохастичну природу внаслідок впливу на режим МГ багатьох зовнішніх неконтрольованих факторів, а також внаслідок випадкових похибок у вимірюваннях вхідних і вихідних параметрів. Вхідні змінні МГ завжди будуть випадковими, навіть якщо вхідні величини детерміновані.

Слід відмітити, що за результатами вимірювань $x_i(t)$ і $y_i(t)$ визначають не сам оператор об'єкту A(t), а його оцінку $\overline{A}(t)$.

Кількісною оцінкою степені близкості A(t) і $\overline{A}(t)$ є функція $\rho[Y(t), \overline{Y}(t)]$, яка мінімізує розбіжність між реальним значенням виходу об'єкту і значенням, розрахованим на основі моделі. Оптимальною по критерію середнього ризику є оцінка $\overline{A}(t)$, при якій

$$M\{ [y_i , y\ x_з], S \in T \} \notin \min A$$

тут M - символ математичного очікування;

T - область спостереження випадкових величин X(t) і Y(t);

XS - задана реалізація випадкової величини X(t).

В більшості практичних розрахунків оптимальний оператор визначається по критерію мінімуму середньоквадратичної похибки. Важливою характеристикою є також дисперсія вихідної величини D { y(t) }. На основі теореми про розподіл дисперсії в одномірному випадку можна записати:

$$D\{y_i\} = D_1 + D_2 ,$$

$$\text{де } D_1 = D\{ M\{y_i, x_з , S \in T_x \}$$

$$D_2 = M\{ D\{y_i\ x_з , S \in T_x \}$$

Дисперсія D_1 являє собою ту частину загальної дисперсії вихідної змінної, яка зв'язана з впливом вхідної змінної $x_з$ при всіх значеннях $S \in T_x$. Друга частина загальної дисперсії D_2 зв'язана з впливом сукупності всіх решти змінних, крім врахованої $x_з$.

Для детермінованого об'єкта $D_2=0$. Якщо у визначенні елементу ГТС існує деяка невизначеність, то $D_2 \neq 0$ і об'єкт відноситься до класу стохастичних.

Значення дисперсії D_1 і D_2 є оцінкою адекватності моделі об'єкту.

У зв'язку з складністю процесу транспорту газу важко зобразити МГ у вигляді(9.1), тому доцільно розглядати МГ як лінію послідовно з'єднаних елементів ГТС.

Операторами перетворення в даній моделі є компресорні станції і лінійні дільниці, методи одержання яких розроблені досить повно.

Характерним тут є вплив вихідних змінних кожної дільниці на вихідні змінні дільниці. В цій схемі взаємозв'язок між окремими технологічними елементами виражений більш повно, і вимоги до вихідних параметрів кожної дільниці визначаються вимогами до вихідних змінних всього газопроводу в цілому. Така схема зображення МГ в значній мірі відображає реальні взаємозв'язки, які можна оцінити з досвіду експлуатації МГ. Таким чином, задача ідентифікації пов'язана з декомпозицією технологічного процесу транспорту газу на окремі вивчені елементи, для яких можуть бути визначені оператори перетворення $A_i(t)$. При описанні магістрального газопроводу як такі елемени доцільно приймати компресорні станції та лінійні ділянки.

Для стаціонарного режиму роботи КС можно використовувати наступні співвідношення:

$$\varepsilon^2 = a_1 - a_2 Q^2_{BC} \tag{9.2}$$

або еквівалентні їм рівняння

$$P^2_H = a_1 P^2_{BC} - a_2 Q^2_K \tag{9.3}$$

$$\varepsilon^2 = a_1 + a_1 Q_{BC} + a_3 Q^2_{BC} \tag{9.4}$$

де ε - степінь стиску газу;

P_H, P_{BC} - тиски на виході і вході КС;

Q_{BC} - об'ємна витрата газу при умовах входу КС;

Q_K - комерційна витрата газу.

Тричленна апроксимація значення ε дозволяє підвищити точність апроксимації газодинамічних характеристик ГПА. Вибір виду апроксимаційного співвідношення визначається конкретними вимогами до моделі КС.

Для лінійної ділянки маємо співвідношення [53]

$$P^2_K = P^2_H - a Q^2_K \tag{9.5}$$

де P_K - тиск газу в кінці ділянки;

P_H - тиск газу на початку ділянки;

Q_K - комерційна витрата газу на дільниці;

a - коефіцієнт, що враховує параметри трубопроводу,

$$a = \frac{16 \cdot \rho_0^2 \cdot Z \cdot R \cdot T \cdot \lambda \cdot 1}{\pi^2 \cdot D^5}$$

де ρ_0 - густина газу при нормальних умовах;

Z - коефіцієнт стискуваності газу;

R - газова стала;

T - середня інтегральна температура газу по довжині газопроводу;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору;

l, D - довжина і внутрішній діаметр трубопроводу.

Нестаціонарний режим експлуатації ГТС можна описати системами рівнянь в часткових похідних для лінійних дільниць і рівняннями(9.2) або(9.3),(9.4) для КС.

При числовому рішенні систем рівнянь використовуються кінцеворізницеві схеми, методи кінцевих і граничних елементів і т.д. Такі моделі для керування нестаціонарними процесами для великих ГТС практично неприйнятні у зв'язку з їх надзвичайною складністю, тому для задач оперативного керування ГТС доцільно використовувати більш прості моделі елементів ГТС у вигляді(9.2, 9.5), що можуть коректуватись по довжині і в часі їх застосування тим більше обгрунтовано, якщо врахувати, що точність вихідної інформації при розрахунках режимів невелика.

9.3. Оптимальне планування режимів роботи газазотранспортних систем в умовах багатокритеріальнос

Процес керування складною газотранспортною системою звичайно розбивається на два етапи: планування режиму роботи і наступна його стабілізація. Для магістральних газопроводів інтервал планування режимів складає переважно місяць і більше. Як правило, використовуються стаціонарні моделі елементів МГ, а оптимальний режим знаходиться за допомогою методу динамічного програмування.

Застосування методу динамічного програмування до вибору оптимального плану описано в [61]. Програми, які реалізують запропоновані там алгоритми, широко використовуються на практиці. Однак ці алгоритми призначені для знаходження рішення однокритеріальної задачі оптимізації при цьому зміна глобального критерію приведе до необхідності вибору нової моделі.

В даний час в практиці планування режимів газотранспортних систем необхідно одночасно враховувати декілька основних критеріїв оптимальності, а саме: максимум пропускної здатності газопроводу, максимум тиску на виході КС, максимум акумуляції газу в трубопроводі, мінімум енергозатрат на компримування при заданому плані подачі газу та інш. Згорток критеріїв при цьому може здійснюватися одним із методів:

-один із локальних критеріїв вибирається в якості оптимізуючої функції, а на інші накладаються відповідні обмеження;

-критерії виставляються в лексикографічну впорядковану послідовність по спаданню значимості і порівняння цілевої функції по і – му критерію здійснюється для тих критеріїв, для яких виявились рівними значення (і – 1)-го критерія. Для систем газопостачання вибір основного критерію оптимізації залежить від стану навколишнього середовища (наприклад, потреба в понадпланових поставках), застосування задач, які жорстко фіксують мету керування, нераціональне. Велике значення в цій ситуації займає розробка і застосування моделей, для яких зміна головного критерію, або зміна лексикографічного порядку на множині локальних критеріїв не веде до рішення нової задачі або зміни методу рішеня. На даний час до них належить модель елементів ГТС, в основу яких покладено використання областей допустимих режимів.

Планування режимів магістрального газопроводу повинно проводитись із врахуванням технологічних обмежень, обумовлених характеристиками міцності труб, гідродинамічними і температурними характеристиками газопроводів і ГПА. До цих обмежень відносяться: максимальний робочий тиск в газопроводі P_{max} , мінімальна Q_{min} і максимальна продуктивність Q_{max} на вході в нагнітач, максимально допустима температура T_{max} , діапазон зміни частоти обертання нагнітача n, максимально допустиме навантаження на валу приводу N_{max}. Виразимо ці обмеження у вигляді системи нерівностей:

$$\begin{aligned}
&\frac{n_0}{n} Q_{BC} \geq 1.1 Q_{\min} \\
&\frac{n_0}{n} Q_{BC} \leq Q_{\max} \\
&n_{\min} \leq n \leq n_{\max} \\
&T \leq T_{\max} \\
&P_H \leq P_{\max} \\
&N \leq N_{\max}
\end{aligned} \qquad (9.6)$$

де n_0 - номінальне значення частоти обертання ротора нагнітача.

Область допустимих режимів (ОДР) будується для одного ГПА, або групи послідовно з'єднаних ГПА і дальше узагальнюється на цех і КС в цілому. При фіксованих умовах всмоктування ОДР являє собою область в координатній сітці (Q_K, ε), яка містить всі режими відповідного елементу газотранспортної системи, що задовільняють технологічним обмеженням.

При побудові області допустимих режимів ГПА перш за все визначаються значення максимальної і мінімальної комерційної продуктивності Q_{kmin} і Q_{kmax} по формулах:

$$Q_{K\min} = \frac{Q_{\min} \cdot P_{BC} \cdot n_{\min} \cdot 1.1}{2.45 \cdot z \cdot T_{BC}}$$

$$Q_{K\max} = \frac{Q_{\max} \cdot P_{BC} \cdot n_{\max}}{2.45 \cdot z \cdot T_{BC}}$$

де Q_{min} , Q_{max} - мінімальне і максимальне значення об'ємної витрати газу для одного типу нагнітача (беруться із паспортних даних);

P_{BC} - тиск на вході ГПА;

T_{BC} - абсолютна температура на вході;

n_{min} , n_{max} - граничні значення відносних обертів ротора нагнітача.

Інтервал (Q_{kmin}, Q_{kmax}) розбивається на дискрети, кількість котрих визначається вимогами до точності, одержаних результатів. Для кожної вузлової точки

$$Q_{kmin} \leq Q_{ki} \leq Q_{kmax}, \quad i = 1...m$$

виписується максимальне і мінімальне допустимі значення ступені стиску газу на виході ГПА

$$\varepsilon_{\max i} = 1 + \frac{n_{i\max}^2 \cdot 13040\,(A_0 + A_1 \cdot Q_{BCi} + a_3 \cdot Q_{BCi}^2)}{0.915 \cdot Z \cdot R \cdot T_{BC}}$$

і ε_{mini} визначається аналогічно, через $n_{i\,min}$,

де Q_{BCi} - значення об'ємної витрати газу, що відповідає комерційній витраті Q_{ki} при заданих P_{BC}, T_{BC}

A_0,A_1,A_2-коефіцієнти апроксимаці стандартної паспортної характеристики нагнітача.

В подальшому обчислюється значення тиску, температури на вході ГПА і потужності, яка споживається нагнітачем для обох точок. Якщо одержані результати задовільняють технологічним обмеженням(9.6), значення Q_{ki} і відповідні йому ε_{min} і ε_{max} і запамятовуються.

Якщо хоча б одне технологічне обмеження порушено, коректується значення n_i і процедура повторюється.

В тому випадку, коли вдається побудувати значення ε_{min} і ε_{max} для трьох і більше значень Q_{ki} область вважається побудованою. Значення ε_{min} і ε_{max} для точок $Q \in [Q_{min},Q_{max}]$, які не вважаються вузловими, добудовуються в найпростішому випадку за допомогою лінійної інтерполяції. При необхідності можна використовувати поліноміальну інтерполяцію.

Для ГПА, оснащених електроприводом, коректування відносних обертів технічно реалізувати неможливо. Тому для таких агрегатів кожному значенню комерційної витрати Q_{Ki},

при фіксованих умовах всмоктування може відповідати єдине значення $\varepsilon=\varepsilon(Q_{Ki})$ і областю є крива, аналогічна характеристиці агрегату.

Аналогічно тому, як будується ОДР для одного ГПА, вона може бути побудована і для групи послідовно з'єднаних агрегатів.

Для розрахунку ступеня стиску на черговій ступені використовуються вихідні значення тиску, температури і об'ємної витрати газу на попередній ступені, і побудова граничних точок ОДР для багатоступінчатого стиску реалізується за допомогою рекурентної процедури.

На рис.9.1 зображені типові ОДР для різних компресорних цехів.

Властивістю, якою після побудови володіють всі ОДР, полягає в тому, що при заданих умовах входу в ГПА кожному допустимому режиму об'єкта (ГПА, цех або КС в цілому) відповідає деяка точка з області. З іншого боку можна стверджувати, що для довільної точки (Q_K, ε), яка належить ОДР, існує таке значення n (для ГПА) або сукупність значень n_i (для групи або цеху), яке дозволяє одержати на виході об'єкта ступінь стиску газу при значенні вхідної комерційної витрати без порушення технологічних обмежень. Жодна точка, яка не належить ОДР, цією властивістю не володіє. Однак говорити про ізоморфизм між множиною допустимих режимів об'єкту і множиною точок ОДР можна тільки для ГПА, так як, точці ОДР цеху і КС можуть відповідати режими реалізовані при різному розподілі обертів між агрегатами.

Переваги ОДР при використанні їх при оптимальному плануванні режимів МГ полягають в тому, що для ряду критеріїв оптимізації, таких як максимум пропускної здатності газопроводу або максимум тисків нагнітання КС, оптимальним режимам відповідають граничні точки областей допустимих режимів. Завдяки цьому в деяких випадках оптимальні режими можна визначати без застосування оптимізації, а в тих випадках, коли без неї не можна обійтися, час виконання оптимізаційної процедури на ЕОМ значно скорочується.

Важливе значення має той факт, що перехід від одного критерію оптимізації до другого у випадку використання ОДР практично не викликає змін не тільки в розрахунковій схемі динамічного програмування, але і в методі розрахунку компресорних станцій. На рис. 9.2 і 9.3 проілюстровано використання ОДР КС при виборі оптимального режиму КС по двох різних критеріях: в першому випадку максимізується тиск нагнітача Рн на КС при фіксованій витраті газу Q_{KC} (рис. 9.2), у другому випадку по максимальному критерію шукається режим оптимальний по перепускній здатності газопроводу при обмеженнях на тиск на виході нагнітача (рис. 9.3).

Таким чином, в тих випадках, коли екстремальні значення головного критерію і критеріїв, які виступають обмеженнями, лежать на границі ОДР, перехід від одної постановки багатокриторіальної задачі оптимізації до другої досить простий. Дещо складніше стоїть страва в тому випадку, коли екстремальне значення досягається у внутрішній області ОДР. Така ситуація характерна наприклад, для оптимізації режиму газопроводу по критерію мінімуму енергозатрат на власні потреби. Розглянемо більш детально розрахунок оптимального по енергозатратах режиму для виконання фіксованого плану поставок.

В цьому випадку в якості функції мети можна використовувати сумарну потужність ΣN, що споживається ГПА і оптимізація здійснюється з допомогою стандартної процедури динамічного програмування.

В сучасних алгоритмах розрахунку багатоцехових КС з різнотипним обладнанням для розрахунку потужності, яка споживається при фіксованій комерційній витраті газу Q_{KC} і заданій схемі з'єднання агрегатів спочатку за допомогою ітераційної процедури розраховується розподіл потоків газу по групах, а потім по відомих значеннях відносних обертів на ступенях стиску визначається потужність, яка споживається агрегатом, по формулі(9.7)

$$N = n_i^3 \cdot \rho(a_0 + a_1 \cdot Q_{BC} + a_2 \cdot Q_{BC}^2 + a_3 \cdot Q_{BC}^3) \quad (9.7)$$

де n_i - відносні оберти ротора нагнітача;

ρ - густина газу;

Q_{BC} - приведена об'ємна продуктивність агрегата;

α_0, α_1, α_2, α_3 - коефіцієнти апроксимації паспортної характеристики по потужності для даного агрегата.

Очевидно, що у випадку, коли цехи КС описані з допомогою своїх ОДР, такий алгоритм можна реалізувати тільки для граничних точок області, так як для внутрішніх точок істині значення n невідомі. Тому для обчислення енергозатрат прийнято використовувати термодинамічне співвідношення типу:

$$N_i = \frac{\alpha}{a} Q_{Ki} (E^{\alpha} - 1) \qquad (9.8)$$

де N - потужність, що споживається і-м цехом;

Q_{ki} - комерційна витрата газу через цех;

α - коефіцієнт, який характеризує умови всмоктування;

α і a обчислюються по формулах

$$\alpha = \frac{k-1}{\eta \cdot k}; \alpha = \frac{k-1}{k} \eta_{max}$$

де к показник адіабати;

η - політропний ККд нагнітача;

η_{max} - механічний ККД, який враховує витрати потужності в підшипниках, редукторі і т. ін.

В якості значень к, η, η_{max} беруться, як правило деякі середні величини.

Витрата газу по цехах визначається із слідуючих співвідношень:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{l} Q_{ki} = Q_{kc} \\ \dfrac{Q_{ki}}{Q_{imax} + Q_{imin}} = \text{const} \end{cases}$$

де l кількість цехів КС;

Q_{imin} і Q_{imax} - максимальна і мінімальна витрати газу по і-му цеху при фіксованій ступені стиску.

Звідки:

$$Q_{ki} = \frac{Q_{kc}(Q_{imax} + Q_{imin})}{(Q_{imax} + Q_{imin})}$$

Такий метод розрахунку вигідний з точки зору обчислень і знайшов широке застосування на практиці. Однак, обчислене таким чином значення енергозатрат, необхідних для перекачки об'єму газу Q_{KC} зі ступінню стиску ε, практично не залежить від розподілу об'ємів газу по цехах КС і взагалі не є оптимальним. Це вносить деяку похибку в розрахунок значення функції мети, і в кінцевому результаті впливає на вибір режиму газопроводу.

Більш високої точності при обчисленні функції мети дозволяє досягнути застосування слідуючого алгоритму.

Одночасно з розрахунком граничних точок $\varepsilon_{min}(Q)$ і $\varepsilon_{max}(Q)$ при побудові ОДР групи нагнітачів обчислюються також відповідні значення потужності, що споживається N_{min}

Таблиця 9.1 Дослідження залежності між значеннями потужності і логарифму ступеня стиску для нагнітача 370-17-1

$\frac{n}{n_H}$	Ступінь 1			Ступінь 2			Ступінь 1			Ступінь 2		
	ε	$\lg\varepsilon$	N	ε	$\lg\varepsilon$	N	ε	$\lg\varepsilon$	N	ε	$\lg\varepsilon$	N
0.7	1.12	0.11	2800	1.22	0.2	2600	1.05	0.05	3200	1.08	0.08	2900
0.75	1.14	0.13	3500	1.27	0.24	3500	1.06	0.09	3900	1.12	1.11	3700
0.8	1.12	0.16	4000	1.32	0.28	4000	1.1	0.1	4600	1.17	0.16	4500
0.85	1.19	0.17	4630	1.37	0.31	4800	1.13	0.17	5420	1.22	0.20	5300
0.9	1.21	0.19	5400	1.42	0.35	5600	1.15	0.14	6400	1.27	0.24	6200
0.95	1.24	0.22	6200	1.48	0.39	6500	1.18	0.17	7300	1.32	0.28	7200
1.0	1.27	0.24	7000	1.55	0.44	7400	1.20	0.18	8310	1.38	0.32	8300
1.05	1.3	0.26	8000	1.63	0.49	8500	1.24	0.22	9600	1.43	0.36	9400
1.1	1.33	0.29	9000	1.69	0.52	9700	1.275	0.24	10800	1.19	0.4	10400
	F= 102.6						F= 150.9			F= 110.1		

Примітка: F – значення критерію Фішера

(Q), N_{max} (Q) по формулі(9.7). Таким чином будується область, яка обмежує значення енергозатрат, що відповідають допустимим режимам об'єкту (рис.9.2), тобто вона є граничною областю по енергозатратах (ГОЕ).

Встановимо відповідність між областями з допомогою слідуючого співвідношення при фіксованому Q:

$$N = N_{min} + \frac{\lg\left(E/E_{min}\right)\left(N_{max} - N_{min}\right)}{\lg\left(E_{max}/E_{min}\right)} \qquad (9.9)$$

де N - точка ГОЕ, яка ставиться у відповідність точці ОДР з координатами ε і N;

N_{min}, N_{max}, ε_{min} , ε_{max} - граничні співвідношення відповідних змінних.

Евристичне співвідношення (9.9) основане на припущенні про лінійну залежність між значеннями потужності, що споживається, і логарифму ступені стиску у випадку одноступінчатого і багатоступінчатого стискування газу. Доведення цього припущення базується на статичному аналізі регресійного рівняння

$$y = a_0 + a_1 x \qquad (9.10)$$

де $y=N$, $x=lg\ \varepsilon$

яке розглядається при фіксованому Q.

В якості критерію був прийнятий рівень статистичної адекватності лінійного регресивного рівняння (9.10) реальним даним, взятих із журналу стандартних характеристик центробіжних нагнітачів при різних значеннях n (швидкість обертання ротора).

В таблиці 9.1 наведені характерні серії випробовувань для ЦБН 370-171 при різних значеннях приведеної комерційної продуктивності Q_K на різних ступенях стиснення.

Адекватність регресійної моделі перевірялась по статистичному критерію Фішера. Приймаючи до уваги те, що при рівні значимості $\alpha = 0.01$ порогове значення критерію Фішера, при котрому гіпотеза про адекватність моделі приймається рівною 5.91, можна стверджувати, що лінійний зв'язок між значеннями N і lg ε дійсно має місце.

Результати, наведені в таблиці 9.2, дозволяють порівняти значення енергозатрат N, розрахованих по наближеній формулі (9.9) і по точній. Відносна похибка при обчисленні N по наближеній формулі лежить в межах 3,5% .

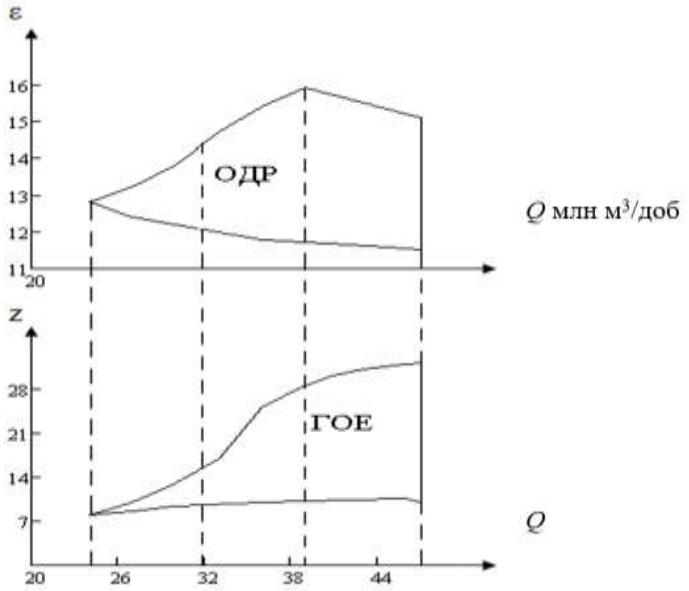
Перевага, яку дає використання співвідношення(9.9) при розрахунку функції мети полягає в тому, що організувавши відповідний перебір, ми можемо вибрати такий розподіл газу по цехах, якому при фіксованих значеннях ε і $Q_{кс}$ відповідають мінімальні енергозатрати. Якщо на КС експлуатуються три і більше цехів, перебір можна здійснити за допомогою процедури динамічного програмування, вибравши в якості фазової координати значення Q_K. Однак, на практиці така необхідність виникає не часто. Страва в тому, що для цехів, обладнаних нагнітачами з електроприводом, кожному значенню $Q_к$ при фіксованих умовах всмоктування відповідає єдиний допустимий режим. Таким чином, перебір необхідно виконувати тільки по цехах, оснащеними ГТУ.

Алгоритм вибору оптимального по енергозатратах розподілу $Q_{КС}$ по цехах конкретної КС проілюстровано [25].

Таким чином, використання областей допустимих режимів у сукупності з граничними областями по енергозатратах, дозволяє вирішувати ті оптимальні задачі, в котрих значення енергозатрат входять в функцію мети або в обмеження. Аналогічним чином може бути вирішена задача оптимізації по критерію мінімуму витрати паливного газу і інші аналогічні задачі.

Це підтверджує висновок про доцільність застосування критичних областей по технологічних параметрах при розв'язанні багатокритеріальних задач оптимізації режиму транспорту газу по магістральних газопроводах.

Якщо при цьому вважати створення бази ОДР першим етапом оптимізації, а вибір оптимального режиму з використанням цих областей другим етапом, то незалежно від того, як поставлена багатокритеріальна задача оптимізації, перший етап є загальним для всіх задач оптимізації, а методи реалізації другого етапу, як правило, співпадають з точністю до алгоритму розрахунку.



Риссунок 9.2. Побудова граничної області енергозатрат компресорного цеху ГТК-10

Фактичні режими магістральних газопроводів як правило відрізняються від оптимальних планових режимів. Причиною є нестаціонарність процесу транспорту газу, неповнота інформації про об'єкт керування і зовнішнє середовище на етапі планування, спрощеність моделей, які використовуються в процедурі оптимізації, і ряд інших факторів. Компенсація розходжень між фактичними режимами ГТС і плановими здійснюється диспетчерськими службами відповідного рівня на основі оперативної інформації про біжучий стан об'єкту і середовища в режимі реального часу. Ця процедура здійснюється до моменту прийняття нового плану, який враховує змінений стан об'єкту керування і навколишнього середовища.

В силу випадкової природи більшості збурень, що визначають фактичний режим газопроводу, дані диспетчерської інформації є випадковими величинами. Тому процедури прийняття рішень, в яких використовуються ці дані, зв'язані з статистичною ідентифікацією об'єкту керування. Статистичні методи ідентифікації розглядались в [18]. Врахування нестаціонарності процесу транспорту газу передбачалось здійснювати за допомогою стохастичної апроксимації режимних параметрів. Однак на практиці алгоритми, які реалізують цей підхід, виє надзвичайно громіздкими. Так, наприклад, вони передбачають оцінку густини розподілу для випадкових величин і використання їх в аналітичних залежностях. Якщо врахувати, що найбільше застосування в практичних задачах знаходить розподіли із нормальною густиною ймовірності то через складність цього виду функцій аналітичні розв'язки відсутні, а значення функцій задаються таблицями. Тому в реальних умовах, особливо в режимі оперативного диспетчерського керування газопроводами, доцільно використовувати більш прості алгоритми, які базуються на застосування методів регресійного аналізу.

9.4. Методи побудови регресійних моделей і статистичної оцінки адекватності

Введемо наступні позначення:

Y - вектор вихідних моделюючих змінних газотранспортної системи;

X - вектор вхідних контрольованих параметрів.

В постановці задачі регресійного аналізу Y_i - деяка випадкова величина, яка змінюється навколо невідомого параметра Y_i :

$$Y_i = Y_i + E\,Y_i$$

де $E\,Y_i$ - випадкова флуктація.

Шукаємо Y у вигляді:

$$Y = a_0 + \sum_{i=1}^{n} a_i \cdot x_i \qquad (9.11)$$

В процесах експерименту змінні x_i знаходяться під контролем і розглядаються як не випадкові. Параметри $a_0, a_1, ..., a_n$ вважаються невідомими.

Нехай маємо N1 спостережень вихідної змінної Y і відповідних значень x_{ij} , i=1,..., n, j=1,...,N1, які являють собою оперативні диспетчерські дані.

Вихідний параметр представляється у вигляді

$$Y_j = a_0 + \sum_{i=1}^{n} a_i \cdot x_{ij} + E \cdot Y_j \qquad (9.12)$$

де a_i - оцінки, що відповідають параметрам a_i

Запишемо рівняння(9.12) у матричному вигляді:

$$Y = X\,A + E \qquad (9.13)$$

при $x_{1,0} = x_{2,0} = ... = x_{n,0} = 1$,

Матриця X розміром [N1·(n+1)] називається регресійною матрицею. По рівнянню(9.13) з допомогою методу найменших квадратів (МНК) знаходять значення a_i. Суть МНК полягає в мінімізіції суми квадратів відхилень $S=\sum_{i=1}^{n} E_i^2$ по відношенню до вектора A.

Умова мінімуму визначається рішенням рівняння

$$\frac{\partial}{\partial A}(E^T E) = 0 \text{. Звідки}$$

$$A=[X^T X^{-1}] [X^T Y]$$

Мінімальне значення (E^T E) є залишковою сумою квадратів і визначає якість одержаних оцінок.

Змінні Y_i X_{ij} можуть мати різний масштаб вимірювання. Тому з обчислювальної точки зору доцільно проводити стандартизацію параметрів, або приведення їх до єдиного масштабу вимірювання:

$$Y_i^* = \frac{Y_i \cdot Y}{\sigma_y^2}; X_{ij}^* = \frac{X_{ij} \cdot X_j}{\sigma_{x_j}^2}$$

де Y^*_i ,X^*_{ij} - стандартизовані змінні;

Y_i, X_{ij} - вибіркові середні значення;

σ^2_y, σ^2_{xj} - вибіркові дисперсії Y і X_j .

Після стандартизації всі вхідні і вихідні змінні мають нульові середні значення і вибіркові дисперсії, рівні 1. Рівняння регресії, записане в стандартизованих змінних, не має вільного члена:

$$Y_j^* = \sum_{i-1}^{n} a_{ij}^* x_{ij}^*$$

де $a_{ij}^* = a_{i,j} \frac{\sigma_{x_j}^2}{\sigma_y}$

Між оцінками залишкової дисперсії $\sigma^2_{ост}$ і дисперсії вихідної величини Y^* існує зв'язок, який виражається таким рівнянням:

$$\sigma_{ос} = \frac{N1-1}{N1-n}\sigma_y^2(1-R^2)$$

Тут R оцінка коефіцієнту множинної кореляції між вихідною змінною Y^* і вхідними параметрами X_i . Коефіцієнт R характеризує статистичний зв'язок між входом і виходом регресійної моделі. Зв'язок між Y і X вважається істотним в тому випадку, коли значення R значно відрізняється від нуля.Перевірка здійснюється по критерію Фішера:

$$F = \frac{R^2(N1-n-1)}{n(1-R^2)}$$

Значення F порівнюється при заданому рівні значимості з табличним значенням . Якщо розрахункове значення перевищує табличне, то коефіцієнт R вважається таким, що значно відрізняється від нуля, а модель адекватною.

Якщо R є сукупною оцінкою зв'язку входу і виходу моделі, то значення периметру a_i характеризує суттєвість зв'язку між Y і X_i . Перевірка значимості a_i здійснюється з допомогою критерію Стьюдента. Для кожного знайдених значень a_i обчислюється відповідне значення t-критерію:

$$t_i = \frac{a_i}{\sigma_{a_i}}$$

і порівнюється з табличним при заданому рівні значимості. Якщо для деякого і-го фактору $t_i \le t_{таб}$, при заданому α, то з ймовірністю $(1-\alpha)$ приймається гіпотеза про те, що $a_i = 0$ у рівнянні регресії і-ий фактор x_i - вважається незначним. При проведенні конкретних досліджень часто виє, що $t_i \le t_{таб}$ для декількох факторів. В цьому випадку несуттєві фактори позачергово, починаючи з мінімального по /t/, виключаються з рівняння регресії. Потім рівняння перераховується без врахування цього фактора. Процедура продовжується, поки всі коефіцієнти не стануть значимими, тобто $t_{min} > t_{таб}$. Такий метод називається багатокроковим регресійним аналізом.

9.5. Адаптивні моделі елементів газотранспортної системи

Моделі технологічних об'єктів, побудовані за допомогою регресійного аналізу реальних даних, мають досить простий вигляд і зручні при керуванні.

Однак для нестаціонарних об'єктів, якими є елементи ГТС, параметри змінюються з часом і, таким чином, через певний термін, який залежить від ступені нестаціонарності процесу, регресійне рівняння перестає адекватно описувати об'єкт, по ньому неможливо передбачати поведінку об'єкту і керувати ним. Щоб запобігти цьому, оцінки параметрів моделі слід безперервно уточнювати. Уточнені в процесі функціювання об'єкту, моделі носять назву адаптивних моделей, і адаптація регресійних рівнянь по даних диспетчерської інформації дає можливість використовувати їх в керуванні нестаціонарним процесом транспорту газу.

Побудова адаптивних моделей технологічних процесів розглянута в [24].

Для керування ГТС доцільно використовувати методику адаптивних систем з ідентифікатором (АСІ), що дозволяє одночасно уточнювати параметри моделі і використовувати її в керуванні газотранспортною системою (рисунок 9.4).

Концепція АСІ передбачає два етапи ідентифікації - стратегічний (ідентифікація в широкому розумінні) і оперативний (у вузькому розумінні). На етапі стратегічної ідентифікації визначається попередня інформація про об'єкт: ступінь нелінійності, ступінь нестаціонарності, вхідні і вихідні змінні і ступінь зв'язку між ними, клас моделі і її адекватність реальному процесу. Стратегічна ідентифікація здійснюється поза контуром, тобто до включення моделі в контур керування, припускаючи, що побудована модель залишається незмінною. Включення стратегічного ідентифікатора в АСІ зв'язано з необхідністю періодично перераховувати ті чи інші характеристики моделі у зв'язку з зміною об'єкту

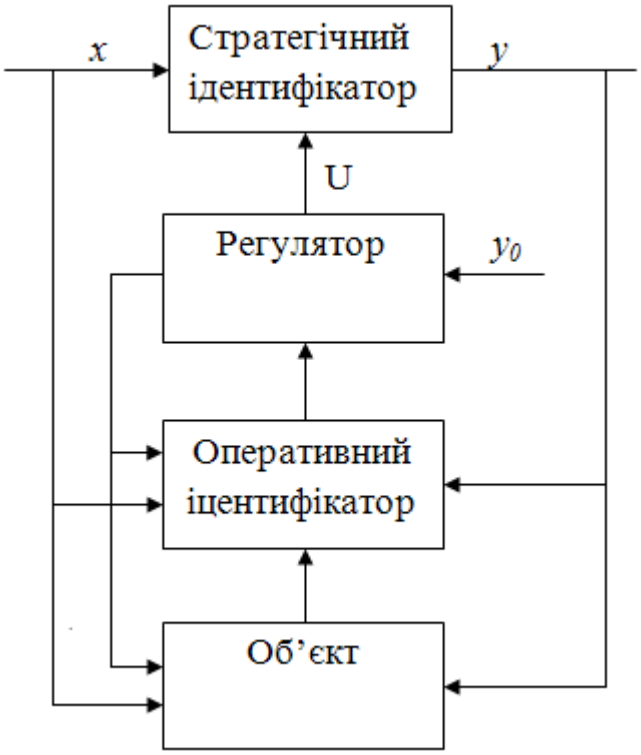


Рисунок 9.4. - Структура адаптивної системи керуванняз ідентифікатором.
у -стабілізоване значення виходу об'єкту;
U -керуюча дія.

Оперативний ідентифікатор зв'язаний з поточною оцінкою параметрів моделі. Для нього початковою інформацією є модель, вироблена в стратегічному ідентифікаторі, і набір статистичних даних за результатами вимірювання входу і виходу об'єкту.

При побудові моделей таких елементів газотранспортних систем (ГТС), як компресорних станцій (КС), лінійні дільниці (ЛД) на етапі стратегічної ідентифікації будується регресійне рівняння об'єкта у вигляді

$$Y = \sum_{i=1}^{n} a_i x_i$$

обчислюються оцінки його параметрів a_i , досліджується зв'язок між входом і виходом об'єкту і аналізується значимість факторів у відповідності з методами, описаними вище.

Для оперативної ідентифікації параметрів моделі доцільно застосовувати однокроковий оптимальний алгоритм. Який відрізняється простотою в реалізації мінімальною потребою в оперативній пам'яті ЕОМ і високою мобільністю, тобто чутливою реакцією на зміну параметрів об'єкту.

Нехай в дискретні моменти часу газотранспортна система описується рівняннями:

$$Y(N1) = \sum_{i=1}^{n} a_i x(N1) \qquad (9.14)$$

де Y(N1) - значення вихідного параметру газотранспортної системи на N1-му такті;
x_i (N1) - значення і-го входу на N1-му такті;
n - кількість входів;
a_i - невідомі параметри системи.
Будемо шукати модель газотранспортної системи у вигляді

$$Y(N1) = \sum_{i=1}^{n} a_i (N1-1) \cdot x_i (N1) \qquad (9.15)$$

де Y(N1) – оцінка вихідної змінної на N1-му такті;

a_i (N1) – оцінка і-го параметру на попередньому такті.

Тоді у відповідності з однокроковим алгоритмом адаптації оцінки параметрів a_i на кожному кроці уточнюються по рекурентній формулі

$$a_i(N1) = a_i(N1-1) + \frac{Y(N1) - \sum_{i=1}^{n} a_i(N1-1)\cdot x_i(N1)}{\gamma + \sum_{i=1}^{n} x_i(N1)} \qquad (9.16)$$

де γ - скалярний параметр, який впливає на швидкість сходження оцінок $\overline{a_i}$ до їх реальних значень a_i .

Величина, на яку виправляються коефіцієнти моделі, пропорційна похибці передбачення:

$$\Delta Y(N1) = \overline{Y}(N1) - Y(N1),$$

а також зміні відповідних вхідних параметрів X_i (N1).

Рівняння (9.16) можна переписати в більш простому вигляді:

$$a_i(N1) = a_i(N1) + \Delta(N1)\, x_i(N1), \quad i=1...n$$

де Δ(N1) - велечина, однакова для всіх x_i і обчислюється один раз в такт.

За початкові значення a_i (о) зручно взяти оцінки параметрів, одержані на етапі стратегічної ідентифікації, тобто оцінки параметрів регресійних рівнянь. Якщо за початкові оціноки взяти довільні значення, в тому числі нульові, то в цьому випадку перші такти адаптації, на яких похибка слідкування, яка характеризується дисперсією вихідної моделюючої величини, ще достатньо велика, відносяться до режиму навчання. Наступний період роботи алгоритму є періодом спостерігання. В цьому випадку помилка визначення параметрів об'єкту визначається зміною самих параметрів і збуреннями.

Введемо вектор помилки визначення коефіцієнтів

$$H(N1) = A - A(N1)$$

з складовими $H^T(N1) = h_1(N1),...,h_n(N1)$, де $h_i(N1) = a_i - a_i(N1)$.

У цих термінах рівняння(9.16) запишеться таким чином:

$$H(N1) = H(N1-1) - \frac{H^{\square}(N1-1)\cdot X(N1)}{X^{\square}(N1)\cdot X(N1)} X(N1)$$

Піднесемо обидві частини рівняння до квадрату і після спрощень їх, одержимо:

$$H^{\square}(N1)H(N1) = H^{\square}(N1-1)H(N1-1)\left\{1 - \frac{[H^{\square}(N1-1)X(N1)]^2}{H^{\square}(N1-1)H(N1-1)X^{\square}(N1)X(N1)}\right\}$$

Вираз у фігурних дужках являє собою $\sin^2$(H(N1-1)X(N1)). Отже величина H^T(N1)H(N1) в любому випадку не більше, ніж

H^T(N1-1) H(N1-1), а сума квадратів похибок від кроку до кроку не зростає.

Для зменшення похибки достатньо, щоб на кроці адаптації вектор вхідних змінних X(N1) не був паралельним попередньому вектору X(N1-1). З цього видно, що при випадкових вхідних впливах алгоритм забезпечує сходимість в середньому квадратичному, і для довільного вектора початкових оцінок A(о) у випадку, якщо кореляційна матриця вхідних змінних невироджена, можна записати умову сходимості:

$$\forall E > 0 \exists N1 : \left|A - A(N1)\right| < E$$

В реальних умовах експлуатації вхід і вихід газотранспортної системи вимірюють з похибкою. Це означає, що замість параметра x_j і у рівняннях(9.14-4.16) використовуються значення $x_j = x_j + \delta x_j$, аналогічно $Y = Y + \delta y$

Можна показати, що при умові

$$M\{\delta y\} = 0, \quad M\{\delta x_j\} = 0$$

оптимальне значення параметра γ у рівнянні(9.16) при котрому забезпечується максимальна швидкість сходимості оцінока $\overline{a}_i$ до реальних значень параметрів a_i, запишеться таким чином:

$$\gamma_{опт1} = M\{\delta_y^2\} M\left\{\frac{X^T(N1)X(N1)}{\left[A^T(N1-1)X(N1)\right]^2}\right\}$$

$$\gamma_{опт1} = \frac{X^T(N1)X(N1)}{\left[\Delta A^T(N1-1)X(N1)\right]^2}\sum_{j=1}^{n} a_j^2(N1)x_j(N1)$$

де $\gamma_{опт1}$ - оптимальне значення γ в ситуації, коли з похибкою вимірюється вихідна величина Y;

$\gamma_{опт2}$ - оптимальне значення γ у випадку, коли з похибкою вимірюються вхідні параметри x_j;

ΔA-вектор похибок параметрів, який виникає в результаті похибок вимірювання одержується в результаті підстановки значень Y, X_j у рівняння(9.16).

9.6. Ідентифікація компресорних станцій та лінійних ділянок газопроводу

На етапі стратегічної ідентифікації КС і ЛД в якості вхідних змінних вибрані тиск на вході $P_{ВХ}$ і подача газу $Q_{ВХ}$. Вихідним параметром служить звичайно тиск на виході лінійної ділянки або тиск нагнітача КС $P_{ВИХ}$. Крім того, для КС необхідно оцінювати енергозатрати N.

Стаціонарний режим роботи КС і ЛД описується параболічним рівнянням. Взявши це рівняння за основу при ідентифікації нестаціонарного режиму, одержимо співвідношення

$$P^2_{ВИХ}(N1) = a_1(N1\text{-}1)\,P^2_{ВХ}(N1) + a_2(N1\text{-}1)\,Q^2_{ВХ}(N1) \quad (9.17)$$

яке описує магістральний газопровід у дискретний момент часу N1. Це рівняння відбиває фізичну суть процесу транспорту газу і може застосовуватися в оперативному керуванні газопроводом, однак має такі недоліки. По-перше, нелінійність моделі викликає труднощі на етапі реалізації оптимізаційної процедури пошуку керуючих впливів.

Другий і більш суттєвий недолік полягає в тому, що контрольовані змінні $P_{ВХ}$ і $Q_{ВХ}$ вимірюються з похибкою, тобто замість значення змінної x_i фіксується величина $x_i = x_i + \delta_{xi}$. Порядок похибки визначається класом точності вимірювальних приладів і складає звичайно декілька процентів, що мало впливає на якість моделі. Однак, коли в моделі використані квадрати змінних, то похибки суттєво збільшуються

$$x^2_i = (x_i + \delta_{xi})^2 = x^2_i + \delta_{x_i^2}$$

$$\delta_{x^2} = \delta^2_{x_i} + 2x_i\delta_{x_i}$$

Похибка квадрату вхідної змінної набуває порядку самої змінної і суттєво погіршує результати моделювання. Розглянемо питання про можливості описання КС і ЛД за допомогою лінійних моделей виду

$$P_{ВИХ}(N1) = a_1(N1\text{-}1)\,P_{ВХ}(N1) + a_2(N1\text{-}1)\,Q_{ВХ}(N1) \quad (9.18)$$

Численні досліди показали, що застосування адаптивного ідентифікатора дозволяє використовувати лінійні моделі в оперативному управлінні режимами магістрального газопроводу (МГ). При побудові регресійних рівнянь типу(9.17) і(9.18) на етапі стратегічної ідентифікації режиму одної з КС газопроводу "Союз" були одержані наступні результати. Аналізувалась вибірка об'ємом n=30. У випадку параболічного рівняння коефіцієнт кореляції R=0.923, значення критерію Фішера, обчислене для оцінки адекватності моделі складає F = 6.71 при табличному значенні, що відповідає рівню значимості α =0.01, $F_{табл}$ = 2.48. Для лінійного регресійного рівняння, побудованого на основі тієї ж вибірки, відповідні значення склали R =

0.019, F=6.44. Тим самим лінійна модель КС показала високий ступінь адекватності реальному процесу, тільки незначно уступаючи параболічній моделі.

Однак, на етапі оперативної ідентифікації, коли уточнення моделі здійснюється на основі диспетчерських даних і збіжність оцінок параметрів до їхніх реальних значень залежить від рівня шумів, лінійна модель виявилась кращою від параболічної.

В результаті проведеного аналізу можна зробити висновок про доцільність описання КС і ЛД лінійними моделями типу(9.18) починаючи з етапу стратегічної ідентифікації.

На етапі оперативної ідентифікації КС і ЛД їхні моделі шукаються в дискретні моменти часу у вигляді(9.15) і адаптація здійснюється по оптимальному однокроковому алгоритму(9.16). Інтервал між тактами адаптації відповідає проміжку часу між двома послідовними моментами передачі оперативної інформації з об'єкта на диспетчерський пункт газотранспортного підприємства. В практиці диспетчерської служби цей інтервал звичайно складає 2-3 години.

Перш ніж використовувати оперативну інформацію, яка поступила на диспетчерський пункт, для уточнення параметрів, її необхідно піддати первинному статистичному аналізу. До нього входить аналіз різко виділених спостережень, перевірка однорідності декількох порцій диспетчерських даних та їх статистичну незалежність. Перелік вимог до первинної статистичної обробки може бути ширшим, тут тільки ті з них, котрі доцільно використовувати при статистичній ідентифікації елементів ГТС.

Необхідність аналізу різко виділених спостережень обумовлена тим, що неправильні спостереження диспетчерських параметрів можуть спотворювати статистичний матеріал в цілому.

В одномірному випадку при перевірці підозрілого спостереження обчислюється величина

$$V_k = \frac{|x - x_k|}{S}, \text{ де}$$

$$x = \frac{1}{N1}\sum_{i=1}^{N1} x_i, S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N1}(x_i - x)^2}{N1 - 1}}$$

Потім по заданому рівню значимості L шукаємо табличне значення $V_{max}(N1,q)$, де q=200% . Якщо $V_k > V_{max}(N1,q)$ підозрювана точка виключається з вибірки.

Вимога перевірки однорідності декількох наборів диспетчерських даних обумовлено тим, що збір статистичного матеріалу частіше відбувається порціями. В цьому випадку важливо знати, чи можна об'єднати дві або декілька порцій у загальну вибірку вважаючи її однорідною, і дальше використовувати її при уточненні моделі. Для цієї перевірки широко застосовується критерій Вілконсона і його різновиди, зв'язані з використанням різних статистик. Загальним у всіх критеріях є те, що досліджувані на однорідність статистики змішуються, і припускається, що у випадку однорідності всі перестановки в загальній статистиці рівноймовірні, що і перевіряється за критерієм $W(L/2, N_1, N_2)$.

Контроль незалежності спостережень викликаний тим, що у випадку невиконання цієї умови, якість моделі різко погіршується через корелювання стовбців в матриці диспетчерської інформації. Тут звичайно застосовують метод низхідних і висхідних серій.

Ідентифікація компресорних станцій і лінійних ділянок має самостійне значення для здійснення децентралізованого керування транспортом газу. Однак, використовуючи параметри моделей технологічних дільниць можна побудувати модель газопроводу в цілому. Якщо розглядати МГ як лінію послідовної перекачки, то оператор, який описує газопровід, як динамічний об'єкт, запишеться у вигляді:

$$A = A_n \{ A_{n-1} \{ ... \{ A_1 (x) \} ... \}$$

тобто являє собою суперпозицію операторів, які описують технологічні елементи.

Запишемо рівняння для послідовних ЛД і КС. Без порушення загальності припускається, що шляхові поступлення і відбори газу зосереджені на виходах КС. Тоді маємо:

$$P_{ni} = \alpha_i P_{BCi} + \beta_i Q_{i-1} \quad \text{- для } n_i \text{ -тої КС}$$

$$P_{BCi} = \gamma_i P_{ni-1} + \delta_{i-1} Q_{i-1} \quad \text{- для (i-1)-ї ЛД} \tag{9.19}$$

Вважаючи, що дільниця газопроводу починається з n-ї КС, запишемо граничні умови у вигляді:

$Q_0 = Q_{МГ}$ - подача газу в систему

$P_0 = P_{МГ}$ - тиск на вході системи.

Вихідною моделюючою змінною газопроводу вважаємо тиск на вході газорозподільчої станції (ГРС).

Із рівняння(9.19) для тисків нагнітання на двох послідовних КС маємо:

$$P_{ni} = b_{i-1} Q_{i-1} + a_{i-1} P_{ni-1} \tag{9.20}$$

де

$$a_{i-1} = \alpha_i \gamma_{i-1} \qquad b_{i-1} = \beta_i + \alpha_i \delta_{i-1}$$

Вихідна величина $P_{грс}$ зв'язана з тиском нагнітання на останній КС газопроводу співвідношенням

$$P_{грс} = a_n P_n + b_n Q_n ,$$

де

$$a_n = \gamma_n , \qquad b_n = \delta_n$$

Керування режимом газопроводу здійснюється через режими компресорних станцій, в той час як витрати газу Qi визначаються станом навколишнього середовища. Вважаючи, таким чином, керуючими змінними процесу транспорту газу значення тисків нагнітання P_{ni}, зв'яжем вихідну змінну газопроводу з К-ю керуючою змінною:

$$P_{грс} = b_n Q_n + a_n (b_{n-1} Q_{n-1} + ...(b_k Q_k + a_k P_{nk})_{n,k-1} ...)$$

Це співвідношення можна привести до вигляду

$$P_{грс} = B_к + A_к P_{ик}$$

де

$$A_k = \prod_{i=k}^{n} a_i$$

$$B_k = \sum_{i-k}^{n} \left(b_i \cdot Q_i \prod_{j=i+1}^{n} Q_j \right)$$

Виписавши ряд співвідношень для К = 1...n, і використувавши позначення $y = P_{грс}$, $x_i = P_{ні}$, одержимо:

$$y_1 = B_1 + a_1 x_1$$
$$y_2 = B_2 + a_2 x_2$$
$$\dots \dots \dots$$
$$y_n = B_n + a_n x_n$$

звідки

$$y = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^{n} B_k + \frac{1}{n} \sum_{k=1}^{n} A_k X_k$$

Зробивши ще одне перетворення:

$$A_0(N1-1) = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^{n} Q_i(N1) b_i(N1-1) \prod_{j=k+1}^{n} a_j(N1-1)$$

$$A_0(N1-1) = \frac{1}{n} \prod_{j=k+1}^{n} a_j(N1-1)$$

В кінцевому вигляді одержимо на кожному такті

$$y(N1) = A_0(N1-1) + \sum_{i=1}^{n} A_i(N1-1)x_i(N1) \qquad (9.21)$$

Вид одержаної моделі газопроводу(9.21) відповідає загальному вигляду(9.15) адекватних моделей газотранспортних систем, однак параметри A_i у рівнянні не уточнюються безпосередньо по даних диспетчерської інформації, а перераховуються кожен раз після того, як проведена адаптація моделей нижнього рівня. Тим не менше, модель газопроводу виду(9.12) є адаптивною моделью з точки зору визначення, тому що її параметри уточнюються в ході функціонування газопроводу.

Деколи в якості керуючих параметрів при побудові моделі газопроводу вигідніше використовувати не тиски нагнітання на КС а ступені стиску ε_i.

Зв'язок між P_{ni} (N1) і ε_i (N1) досить просто визначається із рівнянь

$$P_{ni}\ (N1) = \alpha_i\ (N1\text{-}1)\ P_{BCi}\ (N1)\ + \beta_i\ (N1\text{-}1)\ Q_i\ (N1) \qquad (9.22)$$

і

$$\varepsilon_\mu(N1) = \frac{P_{ni}(N1)}{P_{BC}(N1)}$$

звідки

$$\varepsilon_i(N1) = \frac{\alpha_i(N1-1)P_{ni}(N1)}{P_{ni}(N1) - \beta_i(N1-1)Q_i(N1)} \qquad (9.23)$$

Розглянемо випадок, коли вихід моделей КС і вихід моделі газопроводу являють собою вектори

$$Y = \begin{Vmatrix} y_1 \\ y_2 \end{Vmatrix}$$

де y_1 - тиск на виході газопроводу або КС;

y_2 - енергозатрати на транспорт газу.

Оскільки енергозатрати на компримування визначаються не тільки вхідними значенями P_{BX} і Q, але і тиском нагнітання газу P_H, то оператор, який описує функціонування КС в даному випадку, буде мати вигляд $A=A_2(x,A_1(x))$ (рисунок 9.6).

Для зберігання загальності класу моделей оператор A_2 шукаємо у вигляді лінійного рівняння:

$$N_i\ (N1) = C_i\ (N1\text{-}1)Q_i\ (N1) + d_i\ (N1\text{-}1)P_{BXi}\ (N1) + l_i\ (N1\text{-}1)P_{ni}$$

Значення енергозатрат на транспорт газу для всьому газопроводу

$$N_{\text{«‹}} = \sum_{i=1}^{n} N_i = \sum_{i=1}^{n} \left(C_i Q_i + d_i P_{BCi} + l_i P_{ni}\right)$$

Записуючи P_{BC} у відповідності з рівнянням(9.22) у виді

$$P_{BCi}(N1) = \frac{P_{ni}(N1) - \beta_{ii}(N1-1)Q_{i-1}(N1)}{\alpha_i(N1-1)}$$

і підставивши цей вираз у співвідношення для потужності, після перетворень одержимо:

$$N_{\text{«‹}}(N1) = B_0(N1-1) + \sum_{i=1}^{n} B_i(N1-1)x_i(N1) \qquad (9.24)$$

де

$$B_0(N1) = \sum_{i=1}^{n}\left[C_i(N1-1)Q_i(N1) - \frac{d_i(N1-1)\beta_i(N1-1)}{\alpha(N1-1)} \cdot Q_{i-1}(N1)\right]$$

$$B_i(N1) = C_i(N1-1) + \frac{d_i(N1-1)}{\alpha_i(N1-1)} \qquad (9.25)$$

$$i = 1,2,\ldots,n$$

Співвідношення(9.24) аналогічне рівнянню (9.21), яке моделює вихідний тиск.

Уточнення параметрів B_i (N1), так як і уточнення параметрів A_i (N1), здійснюється шляхом підстановки у формулу і(9.25) значень α_i , β_i , c_i , d_i , l_i , адаптація яких проводиться по формулі(9.16) з використанням диспетчерських даних.

Моделі газопроводу виду(9.21),(9.24),(9.25) відносяться до ієрархічних в тому розумінні, що оцінки параметрів цих моделей не визначаються безпосередньо на основі диспетчерських даних, а обчислюються по формулах через параметри моделей нижнього рівня. Однак можливий і другий підхід до ідентифікації газопроводу, коли модель вибирається таким чином, що дозволяється безпосереднє одержання оцінки параметрів, як на етапі стратегічної ідентифікації, так і на етапі адаптації. Прикладом застосування такого підходу може служити модель МГ, вихідною змінною в якій є пропускна здатність газопроводу, а в якості вхідних параметрів використані значення:

$$x_i = P^2_{ki} - P^2_{ni}$$

де

P_{ki} - тиск на виході і-ї технологічної дільниці (ЛД або КС);

P_{ni} - тиск на вході і-ї дільниці.

Модель газопроводу будуємо в класі параболічних рівнянь. Для j-ї ЛД вираз для пропускної здатності записується у вигляді:

$$Q = \frac{1}{\sqrt{a}}\sqrt{P^2_{nj} - P^2_{kj}}$$

Для МГ, який включає (n-1) ЛД, маємо

$$P^2_1 - P^2_2 = a_{1,2} Q^2 \quad \text{- для ЛД 1}$$
$$P^2_2 - P^2_3 = a_{2,3} Q^2 \quad \text{- для ЛД 2}$$
$$\ldots \quad \ldots \quad \ldots$$
$$P^2_{n-1} - P^2_n = a_{n-1,n} Q^2 \quad \text{- для ЛД n-1}$$

де P_1 P_2 - початковий і кінцевий тиск на і-ій ЛД і т.д.

Просумувавши ці рівняння, одержимо

$$(n-1)Q = \frac{1}{\sqrt{a_{1,2}}}\sqrt{P_1^2 - P_2^2} + \ldots + \frac{1}{\sqrt{a_{n-1,n}}}\sqrt{P_{n-1}^2 - P_n^2}$$

Введемо позначення

$$a_i = \frac{1}{(n-1)\sqrt{a_{i,i+1}}}$$

маємо

$$Q = \sum_{i=1}^{n} a_i \sqrt{P_i^2 - P_{i+1}^2}$$

Модель КС описувалась аналогічним рівнянням

$$Q = a\sqrt{P_{,}^2 - P_{BC}^2}$$

Записуючи послідовно рівняння для КС і ЛД можна одержати модель у вигляді

$$Q = \sum_{i=1}^{n-1} a_i \sqrt{P_{,i}^2 - P_{e,,\mu}^2} + \sum_{j=1}^{n} a_j \sqrt{P_{,j}^2 - P_{e,,j}^2} \quad (9.26)$$

для газопроводу, який складається з n КС і (n-1) ЛД. Зробивши заміну змінних

$$x_j = \sqrt{\left|P_k^2 - P_n^2\right|}$$

для j-ї технологічної ділянки, одержимо:

$$Y = \sum_{j=1}^{2n-1} a_j x_j$$

Застосування безпосередньо побудованої моделі МГ у порівнянні з ієрархічною моделлю відрізняється простотою і скороченням об'єму обчислень. Однак слід відмітити, що не всі вихідні змінні газопроводу можно виразити подібним чином, а крім того потрібне певне спрощення моделі, яке в даному випадку виразилось в неврахуванні шляхових відборів газу, чи притоків.

Модифікацією безпосереднього методу статистичної адаптивної ідентифікації газопроводу є слідуючий метод.

Грунтуючись на можливості зображення газопроводу моделями виду(9.21)-(9.24), на етапі стратегічної ідентифікації в якості вхідних змінних моделі МГ вибираються тиски нагнітання на КС P_{ni} або ступені стиснення ε_i і регресійне рівняння шукається у вигляді:

$$Y = a_0 + \sum_{i=1}^{n} a_i x_j$$

де n кількість КС, а на етапі оперативної ідентифікації оцінки параметрів a_0 і a_i уточнюються безпосердньо за диспетчерськми даними.

Численні експерименти, показали, що такі моделі часто дають високу ступінь статистичної адекватності, однак застосування іх для керування режимом МГ навіть в цих випадках може привести до помилок, так як завдяки наявності гідравлічного зв'язку між режимами сусідніх КС, параметри $x_i = P_{ni}$ можуть мати високий коефіцієнт парної кореляції. В результаті корелюються колонки кореляційної матриці X. Така ситуація називається в статистиці мультиколеніарністю. Матриця X в цьому випадку погано обумовлена і одержані по ній оцінки $\hat{a}_i$ можуть бути далекими від реальних значень. На етапі адаптації, як уже було показано, паралельність векторів вхідних змінних веде до суттєвого погіршення якості одержаних результатів.

Існує декілька методів побудови статистичних моделей газопроводу, як ієрархічних, основаних на використанні моделей КС і ЛД, так і безпосередніх. Кожний з них харатеризується певними перевагами і недоліками по відношенню до других. Тому вибір методу ідентифікації в кожному окремому випадку повинен визначатися конкретними вимогами до характеристик моделі, цілями її використання і умовами її застосування.

Коли мова йде про керування таким економічно важливим процесом, як магістральний транспорт газу, особливу важливість набирає якість прийнятих рішень, котра в свою чергу, визначається точністю оцінки параметрів моделі. В найвищому ступені це може гарантуватися застосуванням ієрархічних моделей виду(9.21),(9.24) і їм аналогічних, які використовують адаптивні моделі елементів газопроводу.

9.7. Розробка системи оперативного керування режимами газопроводу

Інерційність процесу транспорту газу і значні витрати на реалізацію керуючих збурень призвели до того, що керування газопроводом здійснюється дискретно. Мета оперативного керування полягає у підтримці режиму, який забезпечує задане значення вихідного параметра

процесу і є при цьому оптимальним по відношенню до любого технологічного критерію або згортки критеріїв. Якщо розглядати процес оперативного керування у вигляді послідовності прийнятих рішень [], то його можна зобразити за допомогою блок-схеми рисунок 9.7.

Прогнозування стану середовища при керуванні газопроводом по моделях(9.21) -(9.24) полягає у визначенні значень подачі газу Q_i на кроці (N1+1) по відомих попередніх значеннях Q_i (N1), Q_i (N1-1) і т.д. В результаті нерівномірності подачі газу в систему і змінного характеру шляхових відборів значень Q_i(N1), N1=1,2,... можна розглядати як реалізацію випадкової послідовності. Найпрстішим методом, який застосовується при пронгнозуванні таких послідовностей є метод середнього ковзання, який полягає в слідуючому. Розлядаючи послідовність, як функцію ξ (N1) з цілочисельними аргументами, прогнозуюче значення одержуємо, усереднюючи останні m значень:

$$a(N1) = \frac{1}{m}\sum_{k=1}^{m}\xi(N1-k)$$

При великих значеннях N1 прогноз a(N1) характеризується стійкістю, при малих N1 - мобільністю.

У випадку застосування методу експоненційного зглажування для передбачення використовується залежність:

$$\xi^*(N1+1) = a(N1)$$

В цьому випадку послідовність a(N1) підпорядковується співвідношенню

$$a(N1) = \alpha\xi\ (N1) + (1-\alpha)\ a(N1-1)$$

де $0 \le \alpha \le 1$. При $\alpha=1$ прогнозування здійснюється по останньому спостереженню. Із зменшенням α збільшується стійкість прогнозування. Роль передбачення підсилюється при застосуванні двокрокового методу. В цьому випадку поряд з послідовністю a(N1) вводиться послідовність b(N1), яка визначається за формулою

$$b(N1) = \alpha\ a(N1) + (1-\alpha)\ b(n-1)$$

Тоді передбачення здійснюється по формулі

$$\xi\ (N1+1) = a(N1) + \frac{1+\alpha}{1-\alpha}\,[a(N1) - b(N1)]$$

Після того, як прогнозні значення Q^*_i (N1+1) обчислені і підставлені у рівняння (9.21),(9.24), ці рівняння мають вигляд

$$Y(N1+1) = a_0 + \sum_{i=1}^{n} a_i x_i\,(N1+1)$$

де Y - модельована змінна МГ, в нашому випадку тиск або енергозатрати;

x_i - керуючі вхідні змінні, для нас - тиск нагнітання або ступінь стиску газу на КС.

Умова стабілізації вихідної величини виглядає таким чином:

$$Y(N1+1) = a_0 + \sum_{i=1}^{n} a_i x_i\,(N1+1) = Y_0 \qquad (9.27)$$

В загальному випадку рівняння(9.27) визначається не єдиним набором значень керуючих змінних x_i (N1+1). Доповнює задачу вибір критерію оптимальності, в якості котрого можна взяти мінімум енергозатрат, максимум тиску в системі для моделей(9.21),(9.24) і максимум пропускної здатності для моделі(9.26).

Вибір оптимальних керуючих впливів зводиться до рішення на кожному кроці задачі математичного програмування вигляду

$$\sum_{i=1}^{n} a_i x_i \to \max \qquad (9.28)$$

при обмеженні, яке виражає вимоги стабілізації вихідної змінної

$$b_0 + \sum_{i=1}^{n} b_i x_i = Y_0 \qquad (9.29)$$

Якщо задача стабілізації ставиться для векторної змінної, то маємо систему обмежень рівностей:

$$b_{0j} + \sum_{i=1}^{n} b_{ij} x_i = Y_{0j}, j = 1...m \qquad (9.30)$$

де m - розмірність вектора Y.

Крім обмежень виду(9.30), при визначенні керуючих впливів необхідно врахувати технологічні обмеження, що накладаються на режими КС і описуються системою співвідношень(9.6). Формалізація цих обмежень в термінах параметрів адаптивних моделей КС може визвати ускладнення. Зокрема, такі обмеження, як мінімум об'ємної витрати газу на вході в нагнітач, максимум навантаження на валу приводу повинні виконуватися по кожному агрегату, в той час, як моделі КС типу(9.17) -(9.18) не описують процес компримування газу так детально. Неврахування технологічних обмежень може привести до того, що оптимальний вектор X, одержаний при роз'язанні задачі(9.28)-(9.30), створює в газопроводі аварійний режим.

Найбільш раціональним способом врахування технологічних обмежень на етапі планування режиму газопроводу є використання областей допустимих режимів (ОДР). Зафіксувавши схему з'єднання агрегатів, значення P_{BX}, T_{BX} ми визначаємо єдину по агрегату, цеху або КС допустиму область, а задавши додатково значення витрати газу Q, по ОДР можна однозначно виділити інтервал (ε_{min}, ε_{max}) і відповідний йому інтервал (P_{nmin}, P_{nmax}), який обмежує значення відповідних параметрів режиму.

Однак на етапі оперативного керування режимом МГ в кожний момент часу t, вхідні значення КС є випадковими величинами, які можуть суттєво відрізнятися від планових значень. Таким чином, в кожний момент часу режим КС описується новою допустимою областю і парами значень $\varepsilon_{min}(t)$, $\varepsilon_{max}(t)$, $P_{nmin}(t)$, $P_{nmax}(t)$. Використання планової ОДР в цій ситуації приводить до значної похибки, а побудова ОДР для кожного з співвідношень параметрів, які зустрічаються при рішенні задачі оптимізіції(9.28) і(9.29) пов'язано із практично невизначеними труднощами обчислювального характеру.

Розглянемо, як змінюється ОДР компресорної станції в умовах штатного режиму транспорту газу.

На рисунках 9.5 і 9.6 показано, як змінюються граничні ОДР при зміні температури газу на вході КС і вхідного тиску газу. Аналіз рисунків дозволяє зробити висновок, що ці коливання температури газу, котрі спостерігаються при експлуатації МГ, практично не визивають змін границь ОДР. Тому можна вважати, що тренд ОДР обумовлений тільки зміною тиску всмоктування P_{BCM}, а конкретні значення ε_{min}, ε_{max} в кожний момент часу визначаються парою величин (P_{BX}, Q). Далі будемо вважати, що температура газу на вході КС незмінна і дорівнює своєму плановому значенню.

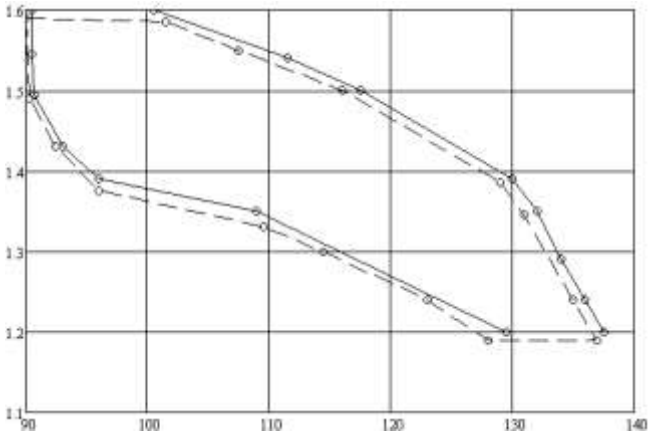


Рисунок 9.5. Зсув межі ОДР КС при зміні температури
на вході ($P_{вх}$=3,7 МПа)$T_{вх}$=10 ºС
$T_{вх}$=20 ºС

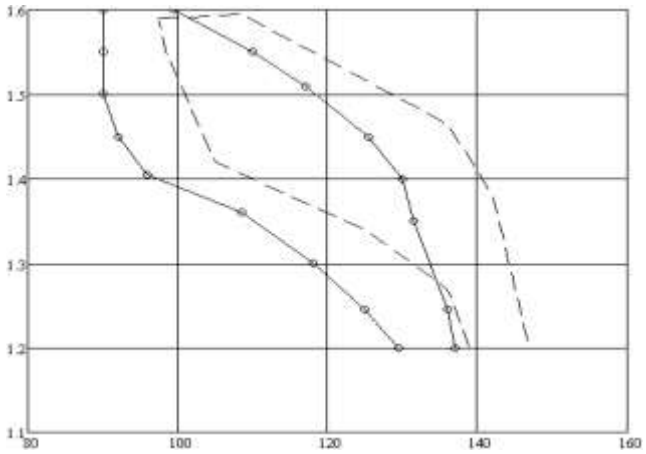


Рисунок 9.6. Зсув межі ОДР КС при зміні вхідного тиску ($T_{вх}$= 10 ºС)
$P_{вх}$= 3,5 МПа
$P_{вх}$= 3,7 МПа

Розглянемо КС як динамічний об'єкт, на вході якого контролюються P_{BX} і Q, а на виході - границі допустимої області ε_{min} і ε_{max}. Схема з'єднання агрегатів і температура газу на вході КС фіксовані. Для побудови моделі КС також застосуємо метод адаптивної ідентифікації. Для вибору класу рівнянь використаємо множинно регреійний аналіз.. Очевидно, що для опису поведінки границь ОДР слід використати параболічні рівняння виду

$$\varepsilon_{min} = a_{01} + a_{11}P_{eX} + a_{21}Q + a_{31}P_{eX}^2 + a_{41}Q^2$$

(9.31)

$$\varepsilon_{max} = a_{02} + a_{12}P_{eX} + a_{22}Q + a_{32}P_{eX}^2 + a_{42}Q^2$$

рівняння(9.31) забезпечують значно вищу ступінь адекватності реальним даним, ніж лінійні рівняння.

На етапі оперативної ідентифікації оцінки параметрів моделі(9.31) уточнювались у відповідності з оптимальним однокроковим адаптивним алгоритмом(9.16), де уточнення здійснювалось із порівнянням значень ε_{min}(N1), ε_{max}(N1), одержаних по моделі(9.31), зі значеннями, одержаними по імітаційній моделі КС. Середнє значення відносної похибки за результатами адаптації моделі склало 1,3%. Таким чином, точність обчислення границь допустимої області по рівняннях(9.31), із врахуванням адаптації зрівнима з помилкою вимірювань вхідних змінних і є достатньою, щоб використовувати ці рівняння для врахування технологічних обмежень при оперативному керуванні газопроводом.

Тепер можна остаточно сформулювати оптимізаційну задачу, до рішення котрої зводиться обчислення керуючих впливів на кожному кроці прийняття рішення.

$$\sum_{i=1}^{n} a_i x_i \rightarrow \max \qquad (9.32)$$

при обмеженнях:

$$b_0 + \sum_{i=1}^{n} b_i x_i = y_0 \quad \text{- умова стабілізіції}$$

$x_{imin} \le x_i \le x_{imax}$ - умова дотримування технологічних обмежень, де i=1,...,n - номер КС x_i - і-а керуюча змінна (може бути P_n , ε_i або функція від них) X_{imin} , X_{imax} - обмеження, обчислювані на кожному такті по формулах(9.31).

В залежності від вибору класу моделі, а також вхідних і вихідних змінних на етапі ідентифікації газопроводу і складових його технологічних ділянок, задача (9.32) допускає

рішення за допомогою тих чи інших методів математичного програмування. Коли моделі всіх рівнів будуються в класі лінійних рівнянь, керуючі впливи X_i можна визначити методами динамічного програмування, які не викликають труднощів при реалізації.

9.8. Числові методи побудови областей допустимих режимів газотранспортних систем

Рішення задач вибору раціональних режимів роботи МГ визначається критерієм оптимізіції і, відповідно класом використовуваних моделей МГ. В даний час серед задач оптимізації режимів роботи МГ найбільш вдало розв'язана задача вибору максимальної пропускної здатності МГ при мінімумі енергетичних затрат і заданому плані подачі газу споживачам. Рішення цієї задачі при оперативному керуванні приводить до можливості досягнення максимальної ефективності використання МГ, і знайшло велике практичне застосування. В основу методів знаходження оптимальних режимів покладено апарат динамічного програмування.

Для моделювання режимів роботи МГ неохідно використовувати апарат статистичної ідентифікації. При виборі методів оптимізації треба враховувати цю особливість. Якість числових методів математичного програмування характеризується багатьма факторами: областю збіжності, швидкістю збіжності, часом виконання однієї ітерації, об'ємом пам'яті, необхідним для реалізації вибраного методу, класом розв'язуваних задач і т.д. Слід також врахувати особливості задач по розмірeності оптимального вектора: багатоекстремальні, гладкі і негладкі і т.д.

Тому один і той же метод може бути ефективним для одного типу задач і зовсім неприйнятним для другого типу. У зв'язку з наведеними особливостями, в даний час не існує найкращого в усіх відношеннях універсального числового методу оптимізації. Тому необхідний не пошук універсального методу, а розумне поєднання різних методів, які дозволяють з найбільшою ефективністю вирішувати поставлені задачі. Для створення пакета програм необхідно мати такі методи оптимізації, які дозволяють дослідити задачу всебічно. Найкращим методом використання пакету є робота в діалоговому режимі з заданим сценарієм розрахунків, такий динамічний режим роботи дає можливість у максимальній степені використовувати досвід і інтуіцію розробника і користувача пакетом.

Для системи керування МГ нема можливості створити діалоговий пакет оптимізації, тут структура пакета і послідовність обчислень зафіксована, це обмеження зв'язано з недостатньою технічною базою на центральному диспетчерському пункті. Вимоги промислової експлуатації методів оптимізації накладають обмеження виду: заданий час роботи пакету на ЕОМ, задана точність обчислень, висока експлуатаційна надійність, клас задач, що роз'язуються і т.д.

В основу створення пакету був покладений досвід створення бібліотеки "DICO". Пакет включає на різних рівнях обчислення метод штрафних функцій і метод адаптивного випадкового пошуку. Сукупність цих методів дозволяє виключити зациклювання ітераційних процедур пошуку екстремуму в "особливих точках" за рахунок використання випадкового пошуку, тим самим підвищується надійність пакету в цілому. Також в пакеті є можливість враховувати технологічні обмеження, задані функціями довільного виду за рахунок використання методу штрафних функцій при рішенні задач нелінійного програмування. Коли в якості функції мети використовується лінійне рівняння і обмеження у вигляді багатомірного еліпсоїда розсіювання, лінійних і квадратичних функцій, можна показати, що рішення цієї задачі оптимізації відноситься до класу випуклого програмування з наявністю одного глобального екстремуму. На рисунку 9.10 наведена структурна схема пакета оптимізації, в якій використовується наступні позначення

$\overline{X}_1, \overline{X}_2$ - вихідні проміжкові параметри адаптивного випадкового пошуку та методу штрафних функцій.

$\overline{X}$ - вхідний вектор стану МГ,

$X_{опт}$ - вихідний вектор оптимального режиму роботи МГ.

Задача оптимізації режимів роботи МГ зводиться до слідуючої: знаходимо максимум max(F(x)) функції мети при обмеженнях:

$$x \in \Omega_p$$

$$\left.\begin{array}{l} F_i(x) = 0 : i = 1,2,\ldots,l \\ \\ \varphi_j(x) < 0 : j = i+1,\ldots,m \end{array}\right\} \qquad (9.33)$$

де Ω_p - область працездатності для функції F(x);

F(x) – функція мети, яка оптимізується (модель МГ);

F_i - функція обмеження у вигляді рівності;

φ_j - функція обмеження у вигляді нерівності.

Розв'яжемо задачу(9.33) методом штрафних функцій, для чого складаємо функцію штрафу слідуючого виду:

$$\Phi(x,\tau) = F(x_k) + \tau\left(\sum_{i=1}^{l} F_i(x_k) + \sum_{i=1}^{m} \varphi_j^{©} x_k)^2\right)$$

де

$$\varphi'_j(x_k) = \begin{cases} 0; \text{при} \quad \varphi_j(x_k) \le 0 \\ \\ \varphi_j(x_k); \text{при} \quad \varphi_j(x_k) > 0 \end{cases}$$

Розглянемо задачу:

$$\max_{\tau \in T} (\min_{X \in \Omega_p} (P(x,\tau))) \qquad (9.34)$$

Можна показати, що при $\tau \to \infty$ рішення задачі(9.34) збігається з рішенням задачі(9.33). Вибравши значення штрафу достатньо великим (τ=300) градієнтним методом розв'язується тільки внутрішня задача рівняння(9.34). Рекурентний алгоритм пошуку екстремуму має вид:

$$x_i(s) = x_i(s\text{-}1) - B(x_i, \tau) \qquad (4.35)$$

де i=1,2,...,n, тобто пошук ведеться тільки по керуючих змінних. Тут s - крок ітерації по схемі (9.35). Значення штрафу змінюється від 0 до τ_{max} за законом:

$$\tau(s+1) = \tau(s) + \left(\sum_{i=1}^{l} F_i(x_k)^2 + \sum_{j=i+1}^{m} \varphi_j(x_k)^2\right) \frac{l_1(\tau_{max} - \tau(s))}{\sqrt{s+1}}$$

Отже, якщо не виконуються обмеження у вигляді рівності, або нерівності, то величина штрафу $\tau(s)$ збільшується пропорційно квадрату значень функцій $F_i(x_к)$, $\varphi_j(x_к)$. Параметри B, C_1 підбираються для конкретного виду функції, для початкового наближення їх можна вибрати рівними B=0.01, C_1=0.001. Значення похідної обчислюється, якщо це можливо, аналітично, або числовим методом, через прирости Δx_j, тоді

$$\Phi(x,\tau) = (\Phi(x + \Delta x,\tau) - \Phi(x - \Delta x,\tau))/2\,\Delta x.$$

Адаптивний випадковий пошук при правильній організації є досить ефективним засобом пошуку глобального екстремуму. В області пошуку Ω, який включає підобласть Ω_p і обмеження у вигляді рівностей і нерівностей в постановці задачі(9.33) з заданою густиною розподілу (у даному прикладі рівномірною) $P(x \mid m_x;\sigma^2_x)$ генеруються випадкові точки $x_1,x_2\ldots,x_n$, для густини розподілу: m_x - математичне очікування випадкової величини x, σ^2_x - дисперсія випадкових величин. Алгоритм випадкового пошуку полягає в тому, що X розміщується в точці з оптимальним (знайденим раніше) або довільним значенням функції, що оптимізується

$$F_k(x) = \min(-F(x)) = Q^*$$

Пошук Q^* проводиться на основі рекурентної процедури:

$$X^* = \begin{cases} X^*_{i-1} : Q^*_i = Q^*_{i-1}; \bullet p \text{ЦQ}(x_i) > Q^*_{i-1} \\ \\ X_i : Q^*_i = Q(x_i); \bullet p \text{ЦQ}(x_i) \le Q^*_{i-1} \end{cases}$$

де і - крок рекурентного пошуку.

Цей підхід гарантує знаходження глобального екстремуму, при цьому застосовується адаптація дисперсії σ^2_x в процесі пошуку. Дисперсію зменшують при невдалих випадкових спробах і збільшують при вдалих, тобто $\sigma_\mu = \sigma_{\mu-1} + \Delta\sigma_\mu$,

де $\Delta\sigma_\mu = \varphi(\sigma_{\mu-1}, \Delta Q_{i-1})$

або

$$\sigma_i = \begin{cases} \gamma_1\sigma_{i-1}; \Delta Q_{i-1} > 0 \\ \\ \gamma_2\sigma_{i-1}; \Delta Q_{i-1} \le 0 \end{cases}$$

Коефіцієнти $\gamma_1 < 1$, $\gamma_2 \ge 1$, числові значення для них підбираються в конкретно розв'язуваних задачах. При γ_1 і γ_2 близьких до одиниці, швидкість пошуку зменшується і адаптація дисперсії відсутня. При γ_1 і γ_2 відмінних від одиниці проводиться адаптація дисперсії, це збільшує швидкість пошуку, однак глобальний екстремум в цьому випадку може бути не знайдений. Для задачі, яка розв'язується, цільова оптимізуюча функція із системою обмежень утворює випуклу множину, в якій локальний і глобальний екстремум співпадають, а це означає, що доцільніше використовувати алгоритм із адаптацією.

На першому кроці роботи пакета оптимізації рис.9.11 працює алгоритм випадкового пошуку (з адаптацією дисперсії пошуку). В якості початкової точки пошуку X_0 береться вектор X - вектор вхідної диспетчерської інформації. Дальше вводяться параметри, які задають режим роботи цього методу пошуку:

N_1 - кількість ітерацій;

σ^2_x - дисперсія вхідних параметрів.

γ_1 і γ_2 - коефіцієнти беруться відмінними від одиниці.

Також вводяться функції обмеження для задачі (9.33), котрі задають область працездатності цільової функції Ω_p і функції обмеження у вигляді рівностей і нерівностей.

Після N_1 ітерації на виході одержується вектор X_1, для котрого виконується обмеження і одержано максимальне значення цільової функції $Q^*_1=F(x_1)$. Вектор X_1 є початковим вектором для методу штрафних функцій. Основним призначенням першого блоку в пакеті оптимізації є формування початкового вектора для алгоритма штрафних функцій, тому що ефективність останнього дуже чутлива до його вибору.

Щоб задати режим роботи алгоритму штрафних функцій вводяться:

N_2 - кількість ітерацій;

L - вектор параметрів, він включає значення:

$$\tau_{max}, l, m, l_1, \Delta x$$

Також вводяться обмеження на допустиму область задачі(9.33). На виході цього блоку в пакеті оптимізації після N_2 ітерацій одержуємо вектор X_2, для котрого $Q^*_2=F(x_2)$. В останньому блоці пакета оптимізації використовується знову адаптивний випадковий пошук. Вхідним вектором цього блоку є вектор X_2. Режими роботи, як і для блоку 1, задаються параметрами: σ^2_x, N_3, γ_1 і γ_2. Відмінною особливістю роботи цього блоку у порівнянні з блоком 1 є:

$\sigma^2_{2i} > \sigma^2_{1i}$, $\gamma_1 = 1$, $\gamma_2 = 1$. Основним завданням блоку 3 зробити перевірку вектора X_2 на глобальний екстремум.

Вид функції обмежень для задачі(9.33) задається таким чином: область працездатності для цільової функції, заданої регресійним рівнянням, обмежена багатомірним еліпсоїдом розсіювання вигляду:

$$\Omega_p : ((X\text{-}X)^T (RX)^{-1} (X\text{-}X) - Q \le 0)$$

Матриця (RX) обчислюється на стадії попереднього статистичного вивчення МГ, вона характеризує взаємний парний вплив параметрів у векторі стану X. Параметр Q також вибирають на стадії попереднього статистичного аналізу із заданим рівнем ймовірності попадання даних диспетчерської інформації в середину. Конкретний вид функції у рівностях і нерівностях визначається технологічними обмеженнями для конкретно розраховуваного МГ. Необхідно зауважити, що обмеження у вигляді рівності є найбільш складним видом обмежень для задачі нелінійного програмування. В практичних розрахунках доцільно замінити іх обмеженнями у вигляді нерівності.

Із врахуванням вимог надійності найбільш вразливим місцем в пакеті є використання методу штрафних функцій. Згідно ітераційного алгоритму пошуку (9.35) зміна вектора стану в процедурі дорівнює:

$$\Delta X_j(s) = B^2 \Phi^2(\rangle, \tau)$$

де S - номер ітерації.

У випадку невиконання обмежень різко зростає значення $\Phi(x,\tau)$ і отже ΔX_j (s). Так як для методу пошуку вважається що τ (s) велика величина, то вектор зміни X (s) направлений у бік виконання обмежень. При невдалому виборі параметра штрафу можливий випадок скачків (S)→(S+1), в яких значення X_j на такті S і (S+1) будуть поза допустимою областю обмежень (по різні боки). В цій ситуації можливе розкачування алгоритму, котре при розрахунку на ЕОМ через обмеження розрядної сітки приводить до аварійної зупинки [].

Щоб запобігти розкачуванню алгоритму пошуку вводяться обмеження на величину зміни вектора, рівні:

$$\left|\Delta x_j(s)\right| \le \frac{\sqrt{\sum_{j=1}^{n} \left(x_j(s) - x_{jM}(s)\right)^2}}{3}$$

де x_j (s),$x_{jм}$ (s) - розв'язок задачі перетину поверхні другого порядку з прямою.

Швидкість збіжності задачі оптимізації залежить від правильного вибору параметрів режиму роботи пакету σ^2_1 , L, σ^2_2 , γ_1 і γ_2 . Їх оптимальний вибір являє собою рішення самостійної дослідницької задачі. Час рахування на ЕОМ залежить від числа ітерацій N_1 , N_2 , N_3 .

9.9. Організація збору диспетчерських даних на газопроводі "Союз" і первинна статистична обробка

В якості прикладу розрахунку статистичних моделей, їх адаптації і вибору оптимального режиму експлуатації взяли ділянку МГ "Союз", який включає п'ять багатоцехових КС.

Диспетчерська інформація включає регістрацію слідуючих параметрів режиму роботи даної ділянки:

$Q_{вх}$ - об'єм вхідного транспортованого газу на КС (тис.м^3 /год);

P_1 , P_2 , n_1 , ε_1 - вхідний і вихідний тиск, кількість працюючих агрегатів і ступінь стиску газу по КС-1 (тиск вимірюється в МПа);

P_3 , P_4 , n_2 , ε_2 - вхідний і вихідний тиск, число працюючих агрегатів і ступінь стиску газу для КС-2;

P_5 , P_6 , n_3 , ε_3 , P_7 , P_8 , n_4 , ε_4 - аналогічні дані по КС-3 і КС-4;

P_0 - вхідний тиск для КС 5;

$Q_{вих}$ - об'єм газу, який передається споживачу (тис.м^3 /год).

Значення вхідного об'єму газу не регіструється. Клас точності вимірювань дорівнює:

для об'ємів газу - 1.5% (прилад ДСС 734);

для вхідних і вихідних тисків - 1,0 - 2,5% .

Дані диспетчерської служби фіксуються в журналі диспетчерської служби з інтервалом у дві години.

Для перевірки незалежності спостережень використовуємо критерій висхідних і низхідних серій. Розглянемо динаміку зміни вхідного тиску на

КС І наведеного в таблиці 9.8.

Згідно з алгоритмом перевірки, початкову послідовність запишемо в індексах (+) або (-) і одержимо:

— + + — — — + + + — + + — + + — + + — +

Кількість серій ν (N1) = 12.

Протяжність найдовшої серії τ (N1) = 3.

Для рівня значимості α = 5% складемо систему нерівностей:

$$\begin{cases} \nu(\mathrm{N1}) = 12 > \left[\frac{1}{3}\left(41 - 1.96\sqrt{(16.21 - 29/90)}\right)\right] \\ \tau(\mathrm{N1}) = 3 < 5 \end{cases}$$

Нерівності задовольняються одночасно, отже, двохгодинні вибірки є незалежними.

Якість оцінок регресійних рівнянь залежить від виду розподілу вектора Y(t). В постановці регресіної задачі передбачається, що Y(t) - нормально розподілений випадковий вектор.

Для перевірки нормальності розподілу величини $Q_{вих}$ використовувався графічний метод, для чого будувався графік в координатах $Y^{(i)}$, $V^{(i)}$, де

$Y^{(i)}$ - варіаційний ряд на основі вимірювань $Q_{вих}$

$$V^{(i)} = \frac{1}{N+1}, \quad i=1,2,...,N$$

N - об'єм вибірки.

На рисунку 9.12 зображено графік , побудований на основі реальних даних експлуатації КС-2, при N=12. Точки розміщені близько до деякої прямої лінії, що узгоджується з нормальністю розподілу.

9.10. Розрахунок статистичної моделі магістрального газопроводу "Союз" за даними диспетчерської інформації.

Статистичний розрахунок проводився по окремих серіях диспетчерської інформації, одержаним на МГ "Союз" в літній і зимовий період експлуатації.

Масив диспетчерської інформації включає N=29 векторів $X=\{x_1, x_2,...,x_{10}\}$. Із врахуванням прийнятих позначень маємо:

$$x_1 = P_1 , x_2 = P_2 , x_3 = P_3 , x_4 = P_4 , x_5 = P_5 ,$$
$$x_6 = P_6 , x_7 = P_7 , x_8 = P_8 , x_9 = P_9 , x_{10} = Q_{вих}$$

при чому вихідний параметр МГ

$$Y = x_{10}$$

Рівняння регресії має вигляд:

$$Y = a_0 + a_1\sqrt{P_2^2 - P_1^2} + a_2\sqrt{P_3^2 - P_2^2} + a_3\sqrt{P_4^2 - P_3^2} +$$

$$+ a_4\sqrt{P_5^2 - P_4^2} + a_5\sqrt{P_6^2 - P_5^2} + a_6\sqrt{P_7^2 - P_6^2} + \qquad (9.36)$$

$$+ a_7\sqrt{P_8^2 - P_7^2} + a_8\sqrt{P_9^2 - P_8^2}$$

В таблиці 9.9 наведені значення оцінок параметрів моделі, одержані методом множинної регресії, і основні статистичні характеристики моделі. Аналіз статистичних характеристик показує, що модель має добрі статистичні показники, значення R близьке до одиниці, що свідчить про вдалий вибір класу моделей. Точність передбачення вихідної величини визначається значенням $\sigma_{ост}$. Як показав числовий експеримент, похибка передбачення вихідного значення не перевищує 1.5%, тобто має порядок точності вимірювальних приладів. По ступені впливу на вихідний показник Y виділяється параметр a_8 (t = 3.16), який характеризує вплив КС 4.

Проводячи покрокове виключення незначимих параметрів моделі, починаючи з a_1 (t = 0.24), одержимо модель в кінцевому виді, що описує функціонування газопроводу:

$$y = -41.1 + 16.9\sqrt{P_4^2 - P_3^2} - 21.37\sqrt{P_6^2 - P_5^2} +$$

(9.37)

$$+ 30.23\sqrt{P_6^2 - P_7^2} + 43.99\sqrt{P_8^2 - P_9^2}$$

причому статистичні характеристики моделі мають такі значення: $\sigma_{ост}$ = 25.8, R= 0.946, F = 50.75, мінімальне значення t- критерію t_{min} =2.2. Враховуючи, що порогове значення $F_{\alpha=0.05}$ = 12 і $t_{\alpha=0.05}$ = 2, можна зробити висновок, що з ймовірністю P = (1- α) модель вважається адекватною.

Аналогічній обробці підлягали дані по експлуатації МГ «Союз» в зимовий період. Масив диспетчерської інформації включив регістрацію N=27 вимірювань.

Побудована по них модель має вигляд:

$$y = 1047.5 + 19.36\sqrt{P_2^2 - P_1^2} + 34.54\sqrt{P_4^2 - P_3^2} -$$

(9.38)

$$- 61.74\sqrt{P_4^2 - P_5^2} + 34.7\sqrt{P_6^2 - P_7^2} + 20.28\sqrt{P_8^2 - P_9^2}$$

Аналіз статистичних характеристик моделі, наведених в таблиці9.10**,** показав, що модель придатна для передбачення пропускної здатності газопроводу. Точність передбачення, так як і для моделі(9.37), має порядок 1.5% .

Порівняння моделей(9.37) і(9.38) показує, що вони суттєво відрізняються як змінними, що входять до них, так і значеннями параметрів. Це характеризує нестаціонарність режиму роботи МГ. Щоб оцінити можливість побудови регресійного рівняння, працюючого в широких сезонних періодах, "зимова" і "літня" вибірки були об'єднані. Результати розрахунків на ЕОМ по отриманій вибірці наведені в таблиці 9.11. Погіршення якості передбачення, що оцінюється по значенню $\sigma_{ост}$, показує, що одержана модель менш точніша ніж моделі, побудовані для окремих сезонних статистик. Точність передбачення знизилась на 30% . Можна зробити висновок про те, що дві вибірки неоднорідні, і використання моделі для передбачення вихідного значення в широкому діапазоні часу призводить до значних похибок.

РОЗДІЛ 10. ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОПРОВОДУ В УМОВАХ РИНКОВОЇ ЕКОНОМІКИ

10.1 Проблеми а підвищення ефективності функціонування газотранспортних систем в умовах формування ринкових відносин

Проблема оцінювання та підвищення економічної ефективності трубопровідного транспорту газу в умовах формування ринкових відносин постала надзвичайно гостро. Для її розв′язання необхідна розробка та наукове обгрунтування принципово нової економічно рентабельної концепції використання фондового та енергоресурсного потенціалу систем газопостачання.

Це стосується, насамперед, науково-методичного обгрунтування та розв′язання ключових задач порівняльного аналізу ринкових стратегій управління функціонуванням і технічною реабілітацією систем магістральних газопроводів; підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів на трубопровідний транспорт газу; обгрунтування раціональних схем реконструкційного розвитку систем газопостачання відповідно до оперативних і довгострокових планів розподілу потоків газу; аналізу фактичних режимів, віднайдення "вузьких місць" і підвищення продуктивності газопроводів за рахунок заходів щодо реконструкції та технічного переобладнання компресорних станцій магістральних газопроводів; забезпечення функціональної надійності систем газопостачання та прогнозування зміни системних властивостей магістральних газопроводів при взаємодії факторів кон′юнктурного типу; оперативного планування режимів, визначення експлуатаційно можливої зони надійного газопостачання, рівня технологічних запасів та обсягів їх реалізації; оптимізації розподілу потоків газу, поєднаного з мінімальним і достатнім обсягом використання виробничих ресурсів.

Розв′язок означених задач є досяжним тільки за умови створення спеціалізованої науково-методичної основи ринково-орієнтованого аналізу та прогнозування наслідків від вживаних і потенційно можливих схем управління трубопровідним транспортом газу. Головний напрямок відпрацювання наукових засад підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу має скласти методологія оцінювання впливу чинників виробничої (функціональної) спроможності трубопровідних систем на прибутковість газотранспортного виробництва, яка в ринкових умовах є базовим критерієм ефективності систем газопостачання.

Ідея пріоритетності економічної ефективності трубопровідного транспорту газу спричиняє фундаментальні, безпрецендентні науково-методичні проблеми, які належить вирішувати з врахуванням успадкованих особливостей схемної структури систем газопостачання України; фізичного зносу та наднормативної експлуатації технологічних об′єктів магістральних газопроводів; кон′юнктурних обмежень в структурах постачання і споживання газу; відсутності наукового обгрунтування альтернативних варіантів управління розвитком та функціонуванням систем трубопроводів в умовах внутрішньої та зовнішньої конкуренції з іншими енергоносіями та енергоресурсами загальнодержавної концепції енергоресурсозбереження в народному господарстві; нагальної потреби технічної реабілітації окремих газопроводів та реконструкції систем трубопровідного транспорту газу в цілому; необхідності оптимізації компромісу між економічними інтересами газовидобувників, газотранспортників та споживачів газової енергії; необхідності підвищенні функціональної надійності (належної якості) газопостачання.

Математичне відтворення окреслених проблем диктує необхідність переглянути та удосконалити вживану на часі концепцію моделювання режимно-технологічних показників магістрального транспорту газу. Це зумовлено тим, що через

незбалансованість схемної структури систем газопостачання, безперервну їх адаптаційну реконструкцію та ситуаційно-залежні комутації потоків газу газопроводи можуть працювати в діапазоні непроектних режимів. А відтак, розробка методики моделювання непроектних режимів роботи магістральних газопроводів постає найневідкладнішою.

Існуюча практика замісних розрахунків режимних показників газопроводів чисельно-різницевими методами потребує ідеологічної і методологічної переорієнтації, оскільки чисельні моделі не враховують специфічності термодинамічних характеристик транспортованого газу як носія енергії, а також не узгоджені з критеріями оптимальної продуктивності магістральних газопроводів, залежних від чинників економічної природи. Чисельні розрахунки магістральних газопроводів без врахування економічно-орієнтованих показників оптимальності потоків газу не відповідають загальноприйнятій логіці ринкових відносин.

На сьогодні роль наріжного каменю управлінської політики галузевого рівня відіграють показники витрат паливно-енергетичних ресурсів на компресорних станціях магістральних газопроводів. Традиційно обсяги витрат паливно-енергетичних ресурсів визначались за рівнем технологічно оптимальної (максимальної) пропускної спроможності магістральних газопроводів. В умовах ринкової економіки витрати енергетичних ресурсів і обсяги транспортованого газу підпорядковані і визначаються за критерієм оптимальності економічного змісту, а саме – надходжень коштів за виконувану газотранспортну роботу. Останні визначаються за приписами ринкової економіки, або ситуаційно, і це диктує концептуально нову схему розв′язку проблеми нормування витрат паливно-енергетичних ресурсів на трубопровідний транспорт газу. Провідна ідея ринкової концепції витрат паливного газу зводиться до побудови якісно нової інтегрованої системи критеріальних показників ефективності витрат технологічного і економічного походження, в якій домінують економічні фактори.

Традиційно газотранспортна робота магістральних газопроводів оцінюється добутком кількості транспортованого газу Q на відстань L. Вимірник газотранспортної роботи $Q \cdot L$ ($м^3 \cdot км$) за певний період є аналогічним вимірнику звичайних вантажоперевезень (кг·км). Проте, фізична природа звичайних вантажоперевезень і трубопровідного транспортування газу різна. Відмінність полягає в тому, що вантаж зазвичай є пасивним переміщуваним предметом, а газ є носієм енергії тиску, яка уможливлює сам процес транспортування газу.

Енергія тиску змінює фізичний стан транспортованого газу (густину, температуру і тиск) по довжині газопроводу. Через це енергетичні витрати на транспортування газу залежать від кількості транспортованого газу неоднозначно. Ця неоднозначність не дозволяє використати успадковану традиційну товаротранспортну роботу $Q \cdot L$ в якості універсального вимірника ″продукції″ газотранспортного виробництва. Товаротранспортна робота $Q \cdot L$ може використовуватись тільки у випадках співставних режимно-технологічних варіантів транспортування газу. Можна відзначити і таке: для фіксованої довжини газопроводу і фіксованих шляхових відборах і надходженнях газу вимірником ″продукції″ (в слові продукція позначки ″…″ далі не вживаються) може слугувати обсяг транспортованого газу за довільно визначений період, тобто продуктивність газопроводу. Продуктивність газопроводу є інтегральним показником. Отже, при з′ясуванні причин відхилення експлуатаційних режимів газопроводів від проектних чи планових, або технічно можливих необхідно використовувати поняття пропускної здатності (спроможності) газопроводу, яке визначає максимальний обсяг транспортованого газу при максимальному використанні потужностей компресорних станцій і фактичних розрахункових параметрах транспортування газу.

В доринковій літературі [40,61] відомий підхід до формування вимірника продукції газопроводу на основі поняття ″еквівалентної товаротранспортної роботи″. Суть підходу зводиться до того, щоб методично узгодити розрахункові моделі товаротранспортної роботи для компресорних станцій і лінійних ділянок магістральних газопроводів. В рамках доринкової концепції підходу введено поняття ″еталонного линейного участка″, для якого розрахункові

параметри: діаметр труби, гідравлічна ефективність, продуктивність та інші вибираються довільно. Не визначеною залишається тільки довжина еталонної ділянки, яка потім підбирається таким чином, щоб товаротранспортна робота на еталонній і реальній ділянці газопроводу була однаковою. За цієї умови еквівалентна товаротранспортна робота реальної ділянки газопроводу розраховується за формулою

$$A = c\,(P^2_1 - P^2_2)\cdot Q, \qquad (10.1)$$

в якій c – константа, яка розраховується за параметрами еталонної лінійної ділянки;

P_1, P_2 - тиски на початку і в кінці ділянки;

Q – продуктивність газопроводу.

Еквівалентна товаротранспортна робота для всього газопроводу обчислюється як сума еквівалентних товаротранспортних робіт для окремих лінійних ділянок, а саме:

$$A_{\text{МГ}} = \sum_{i=1}^{i} A_i = C \cdot \sum_{i=1}^{i} Q\left(P^2_{1i} - P^2_{2i}\right), \qquad (10.2)$$

де c – константа для узгодження одиниць виміру, P^2_{1i} і P^2_{2i} відповідно тиск на початку і в кінці лінійних ділянок, Q – продуктивність газопроводу. Величина під знаком суми (10.2) відбиває різницю потенціальної енергії потоку газу лінійних ділянок газопроводу.

Для компресорної станції в межах концепції еквівалентної товаротранспортної роботи політропна робота стискування газу визначається за формулою

$$R = C_0\ z_{\text{Н}}\ T_{\text{Н}}\ Q\left(\varepsilon - \frac{1}{\varepsilon}\right), \qquad (10.3)$$

де c_0 – константа, ε - ступінь стискування газу, $z_{\text{Н}}$ і $T_{\text{Н}}$ - коефіцієнт стискуваності і температура газу на вході компресорної станції, Q – продуктивність КС.

Після деяких модифікацій формули (10.3), остаточно еквівалентну товаротранспортну роботу компресорної станції моделюють формулою

$$A = c_2\, z_{\text{Н}}\, T_{\text{Н}}\, Q\,(P^2_{\text{к}} - P^2_{\text{Н}})\cdot\nu\,,$$

де $\nu = 1 - (\Delta P_{\text{в}} + \Delta P_{\text{н}}) / (P_{\text{к}} - P_{\text{н}})$ - коефіцієнт втрат тиску газу в комунікаціях компресорної станції .

Показник еквівалентної газотранспортної роботи (ЕГР) дещо досконаліший за вимірник звичайної товаротранспортної роботи, однак він не набув подальшого поширення через відсутність, зокрема, науково-обгрунтованих методів нормування перепадів тиску на вході ($\Delta P_{\text{н}}$) і виході ($\Delta P_{\text{в}}$) компресорних станцій та обчислення режимно-технологічних характеристик магістральних газопроводів в непроектних умовах їх функціонування.

Оскільки непроектні режими експлуатації магістральних газопроводів в ринкових умовах не є винятковими і їх ефективнсть має оцінюватись за економічними критеріями прибутковості, то проблема формування ринково-орієнтованого вимірника продукції газотранспортного виробництва є надзвичайно загостреною. Ринково-орієнтований підхід до її розв′язку пролягає через удосконалення і унормування методичної бази розрахунків непроектних режимів роботи магістральних газопроводів. Непроектно орієнтовані методи розрахунків виконуваної газотранспортної роботи (виробничої функції) в системах трубопровідного транспорту газу мають спиратися на адекватні моделі законів газової термодинаміки щодо

основних технологічних процесів, які відбуваються в газопроводі: розширення газу в лінійних ділянках і стискування газу на компресорних станціях.

Існує термодинамічна залежність між тиском, густиною і температурою транспортованого газу. Така залежність моделюється рівнянням стану

$$F (P, \upsilon, T) = 0, \qquad (10.4)$$

яке, проте, для реальних газів не має однозначного розв′язку. Для прикладних задач використовуються здебільшого розв′язки для ідеальних газів, або наближені багаточленні моделі, відтворені спеціалізованими організаціями у вигляді табульованих таблиць чи відповідних діаграм стану [1,41,57]. Хоч діаграмні моделі (10.4) для реальних газів і є наближеними, проте їх використання в докомп′ютерний період було єдиним можливим засобом моделювання режимів роботи магістральних газопроводів. На сьогодні обчислення режимно-технологічних параметрів магістральних газопроводів виконуються з допомогою потужної комп′ютерної техніки. Це дозволяє ідеологічно переорієнтувати та оновити методичну основу розрахунків систем магістральних газопроводів, зокрема концепцію моделювання режимів роботи лінійних ділянок і компресорних станцій.

При формуванні проектів потужних газових магістралей традиційно використовувались графо-аналітичні паспортні характеристики газостискуючих агрегатів в поєднанні з діаграмними різновидами закону про відповідність газових станів (10.4). В непроектних умовах роботи магістральних газопроводів графо-аналітичні (″альбомні″) характеристики втрачають свою самодостатність, оскільки можуть бути використані тільки в діапазоні технологічних обмежень

$$Q \geq Q_{min} \text{ та } \quad N \leq N_{min} .$$

Обмеженим є також і політропічний к.к.д. газостискувальних процесів та рівень технічного стану газоперекачувальних агрегатів.

Ускладнень у використанні графо-аналітичних характеристик можна уникнути, якщо розрахунки енерготехнологічних характеристик КС виконувати на основі базових термодинамічних моделей газостискувальних процесів, які первісно використовуються для побудови ″альбомних″ характеристик ГПА . Методи побудови паспортних характеристик газоперекачувальних агрегатів через наближеність рівняння газового стану також є наближеними [24].

Існує також проблема удосконалення технології моделювання термодинамічних характеристик потоків транспортованого газу. Точного рівняння стану для реальних газів немає. Можливі тільки диференційні співвідношення між термодинамічними характеристиками газу. Тут продуктивною може бути ідея використання напівемпіричних рівнянь стану, адаптованих до реальних умов експлуатації лінійних ділянок [57,62]. В літературі ця ідея плідно використана для побудови спрощених характеристик газостискувальних агрегатів з метою прогнозування їх фактичного стану та підвищення ефективності експлуатації компресорних станцій [24,45].

Означені аспекти моделювання режимно-технологічних характеристик линійних ділянок і компресорних станцій магістральних газопроводів – це стрижень проблеми обчислення виконуваної газотранспортної роботи, за якою має оцінюватись економічна ефективність систем трубопровідного транспорту газу. Обгрунтування методів аналізу та розробка єдиних методичних стандартів щодо прибутковості магістральних газопроводів потребує спеціального концептуально нового підходу. Прибутковість (ефективність) належить оцінювати не інтуітивно, а розраховувати виключно на формульній основі.

Поняття «використовувані ресурси» є комплексним. Умовно використовувані ресурси можна поділити на дві частини: 1) основні фонди (ОФ) – виробничі приміщення,

енергоустаткування компресорних станцій, технологічна структура газопроводів та ін.; 2) поточно змінні ресурси (ЗР), залежні від обсягів транспортування газу та можливості впливати на загальну кількість всіх зайнятих у газотранспортному виробництві ресурсів.

Основні фонди практично є фіксованими: вони можуть бути змінені лише протягом значного відрізку часу. У газотранспортній галузі така зміна може тривати декілька років. Оскільки зміна кількості ресурсів, використовуваних при транспортуванні газу, є різнотривалою в часі, то необхідно розрізняти короткостроковий і довгостроковий періоди.

Короткостроковий період – це період, за який газотранспортна галузь не може змінити якісний і кількісний склад основних (фіксованих) ресурсів, але достатньо тривалий, щоб вплинути на інтенсивність використання фіксованих ресурсів. В межах короткострокового періоду основні виробничі фонди залишаються незмінюваними, але обсяг газотранспортних послуг, а отже і ефективність використання основних виробничих фондів може змінюватись в залежності від управлінських рішень щодо поточно-експлуатаційних енергоресурсних витрат та оптимального розподілу потоків газу. Існуючі виробничі ресурси у короткостроковому періоді можуть використовуватися з різною інтенсивністю.

Довгостроковий період з точки зору газотранспортних структур – це період такої тривалості, за який можна змінити кількість всіх зайнятих у виробництві ресурсів, включаючи і виробничі потужності. З точки зору галузі, довгостроковий період є достатнім, щоб в ній відбулися процеси реструктуризації: існуючі структури могли покинути галузь, а нові сформуватися і вступити в галузь. Очевидно, що довгостроковий і короткостроковий періоди відрізняються один від одного концептуально, а не за відрізком часу.

Витрати на транспортування газу протягом короткострокового періоду можна мінімізувати за рахунок економічно обгрунтованого поєднання змінюваної кількості ресурсів з фіксованими потужностями. Постає питання: як буде змінюватись обсяг транспортованого газу і відповідно обсяг виконуваної газотранспортної роботи в залежності від керованих витрат паливно-енергетичних ресурсів при некерованих фіксованих ресурсах виробничої структури. Якраз це питання, тобто короткостроковий технологічний аспект проблеми максимізації ефективності (прибутковості) трубопровідного транспорту газу обговорюється в наступних розділах дисертаційної роботи..

Основна мета досліджень полягає у створенні методичного поля для забезпечення ефективного використання паливно-енергетичних ресурсів та обгрунтованого аналізу зрушень в економіці газотранспортної галузі. Практично це зводиться до побудови концепції газотермодинамічних розрахунків газотранспортних систем з використанням співвідносних економічних моделей.

Концепція модельного аналізу ринкового спрямування має стати формуючим ядром для відпрацювання управлінських рішень щодо використання внутрішніх резервів економічного зростання. Це стосується, зокрема, методично обгрунтованого аналізу результатів інтенсифікації магістрального транспорту газу за рахунок зменшення питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів (кубометрів газу чи кВт·час енергії, віднесених до продуктивності чи газотранспортної роботи) на транспортування газу та збільшення прибутку від його реалізації.

Укрупнений аналіз методів інтенсифікації транспорту газу за показниками питомої енергомісткості газопроводів можна виконати за моделями пропускної спроможності лінійних ділянок та енергетичних витрат на компресорних станціях

$$q = \varsigma \cdot \sqrt{1 - \frac{1}{\varepsilon^2}}$$

$$N = \vartheta \cdot \left(\varepsilon^{\chi} - 1 \right)$$

де $\varsigma = \varsigma (D, L, T, P, \upsilon)$, $\vartheta = \vartheta (T, P, \upsilon, к, \eta_{пол})$, $\chi = \chi (к, \eta_{пол})$. В наведених вище формулах позначення загальноприйняті.

В зв′язку зі зміною кон′юнктури ринку енергоносіїв постає питання про доцільність низьконапірної технології транспортування газу. Фізичною передумовою для цього є зменшення втрат тиску в газопроводі за рахунок підвищення середнього тиску транспортованого газу. Від ступеня стискування газу залежить ефективність використання потужності КС. Ефективність використання потужності КС можна оцінити коефіцієнтом

$$\eta_{кс} = \lim_{\varepsilon \to 1} \sum H_{кс},$$

де $\sum H_{кс} = \sum H/(\sum H)_0$ – відносний сумарний політропний напір КС; $\sum H$, $(\sum H)_0$, сумарний напір КС при фактичному і традиційному ($\varepsilon_0 = 1{,}45$) ступені стискування газу.

Дослідженнями ВНДІгазу встановлено [60] , що залежність $\eta_{кс} = f(\varepsilon)$ є нелінійною, причому такою, що ефективність використання корисного напору при $\varepsilon = 1{,}45 \div 1{,}5$ складає $\eta_{кс} = 0{,}68 \div 0{,}7$, а при зменшенні ступеня стискування газу до $\varepsilon = 1{,}1$ ефективність використання корисного напору збільшується до $\eta_{кс} = 0{,}92$. Зменшення ε від 1,45 до 1,35 дозволяє орієнтовно зменшити питомі енерговитрати КС на 7% при збереженні продуктивності газопроводу на постійному рівні.

Низьконапірна технологія транспортування газу за доринкових часів повсюдно не впроваджувалась через відносно низькі ціни на паливно-енергетичні ресурси. На часі з′являється необхідність додаткового поглибленого техніко-економічного аналізу можливостей енергоощадної технології транспортування газу на основі зниженонапірної технології.

Однією з гостро актуальних проблем транспортування газу є визначення оптимальної продуктивності магістрального газопроводу. При традиційній технології транспортування газу оптимальна продуктивність газопроводу формувалася за економічним критерієм мінімальних приведених витрат [61]

$$\left(\frac{П_{кс} + П_{ох}}{L} + П_{тр} \right) : q = \min,$$

в якому приведені витрати на стискування газу $П_{кс} = П_{кс}^{з} + П_{кс}^{н}$, де $П_{кс}^{з}$ – витрати, залежні від потужності КС і $П_{кс}^{н}$ – витрати, які не залежать від потужності КС. Незалежні витрати $П_{кс}^{н}$ – це витрати на об′єкти допоміжного призначення: під′їзні автодороги, огорожа КС, будівництво житлових будинків (пропорційно кількісному складу персоналу КС) та інших об′єктів інфраструктури.

Доринкова порівняльна оцінка експлуатаційних варіантів транспортування газу зводилась до визначення найменшого значення питомих приведених витрат для різних обсягів транспортованого газу.

$$\frac{П_1}{Q_1} < \frac{П_2}{Q_2}$$

Через це в доринкових розрахунках оптимальний обсяг транспортованого газу не призначався апріорі як складова частина паливного балансу регіону, а становив шукану максимально досяжну величину.

Визначення оптимальної продуктивності газопроводу – задача економічна і залежить не стільки від абсолютної величини вказаних вище елементів, скільки від їх співвідношення.

Щоб повернути механізм підходу до формування методичної бази підвищення ефективності магістральних газопроводів у ринкову площину, належить керуватися методичними стандартами ринкової економіки, як ідеологічним інструментом аналізу та оцінювання економічної ефективності використання основних фондів та керовано змінних паливно-енергетичних ресурсів.

Одним з ключових понять ринкової економіки є прибутковість. Це поняття в ринковому середовищі виконує роль синтетичного критеріального показника ефективності трубопровідного транспорту газу. Кількісна оцінка рівня прибутковості ідеологічно і методично спирається на закон змінюваних пропорцій між витрачуваними ресурсами на транспортування газу та обсягом вироблюваної продукції - виконуваної газотранспортної роботи. На основі закону змінюваних пропорцій (зменшуваної віддачі) розрахунково ідентифікуються постійні, змінні і загальні витрати, середні та граничні витрати, пов′язані з експлуатацією магістральних газопроводів, а також інші складники формули економічного прибутку.

10.2 Принципи структуризвції прикладних моделей для підвищення ефективності використання виробничих ресурсів систем трубопровідного транспорту газу

Оцінювання та підвищення ефективності газотранспортного виробництва пов′язане з необхідністю проведення оперативних та прогнозних розрахунків виробничої функції (спроможності) систем газопостачання в реально можливих діапазонах роботи магістральних газопроводів. При формуванні показників ефективності за приписами ринкової економіки виникає потреба прибутково-орієнтованої оптимізації потоків газу, які є залежними як від схемно-структурних характеристик газопроводів, так і від керовано змінюваної технології використання виробничої спроможності систем трубопровідного транспорту газу. Проблема оптимізації потоків газу за критерієм прибутковості майже не досліджена. Одним з провідних аспектів цієї проблеми є ринковоорієнтована структуризація прикладних моделей виробничих функцій основних технологічних об′єктів – лінійних ділянок і компресорних станцій магістральних газопроводів. Цей аспект проблеми, а саме концепція структуризації розрахункових моделей для обчислення виконуваної газотранспортної роботи ефективності використання виробничих ресурсів є предметом дослідження.

Для моделювання процесів транспортування газу широко вживаними є аналітичні

$$\begin{Vmatrix} P(x,t) \\ T(x,t) \\ G(x,t) \end{Vmatrix} = A \times \begin{Vmatrix} P(x=0) \\ T(x=0) \\ G(x=0) \end{Vmatrix}, \qquad (10.5)$$

методи, які грунтуються на використанні нелінійних матрично-векторних залежностей між тиском, температурою та обсягом транспортованого газу

де A -тривимірна матриця коефіцієнтів, залежних як від конструкційних параметрів газопроводів так і від режимів транспортування газу. Розв′язок матричного рівняння (10.5) при довільних граничних умовах складає фундаментальну проблему математичної фізики.

Виконувана газотранспортна робота визначально залежить від перепадів тиску в лінійних ділянках магістральних газопроводів. Питання про моделювання перепадів тиску при неізотермічному русі реального газу в трубопроводі приналежне до числа складних теплофізичних задач. У виробничій практиці традиційно використовуються наближені рішення, грунтовані на використанні емпіричних рівнянь стану реальних газів. Зниження тиску газу в горизонтальній лінійній ділянці газопроводу моделюється рівнянням розподілу потенційної

$$-P\frac{dP}{dx} = P\upsilon\left[\frac{u^2}{2g}\left(\frac{2}{\upsilon}\cdot\frac{d\upsilon}{dx} + \frac{\lambda}{D} + \frac{d\zeta}{dx}\right)\right] \qquad (10.6)$$

роботи [61] :

та його різновидами

$$-P\frac{dP}{dx} = \frac{P\upsilon}{1-M^2}\left[\frac{u^2}{2g_n}\left(\frac{2a_\upsilon}{T}\cdot\frac{dT}{dx} + \frac{\lambda}{D} + \frac{d\zeta}{dx}\right)\right]$$

де: термодинамічні характеристики газу – коефіцієнт об′ємного розширення a_υ і показник ізотерми n_t відповідно D_i та C_P - коефіцієнт Джоуля -Томпсона і теплоємність газу при сталому тиску; w - лінійна швидкість руху газу, g_n – стандартне прискорення вільного

$$\text{і} \qquad -\left(1-\frac{1}{\eta_t}\cdot\frac{\upsilon}{P}\cdot\frac{u^2}{g_n}\right)\cdot P\frac{dP}{dx} = -\left(1-\frac{1}{\eta_t\cdot P\upsilon}\cdot\frac{w^2}{g_n}\right)\cdot P\frac{dP}{dx} =$$

$$a_\upsilon = \frac{T}{\upsilon}\left(\frac{\partial\upsilon}{\partial T}\right)_P = 1+\frac{D_i C_P}{A\upsilon}; \quad \eta_t = -\frac{\upsilon}{P}\left(\frac{\partial P}{\partial\upsilon}\right),$$

$$= P\upsilon\left[\frac{u^2}{2g_n}\left(\frac{2a_\upsilon}{T}\cdot\frac{dT}{dx}-\frac{\lambda}{D}+\frac{d\zeta}{dx}\right)\right], \qquad (10.7)$$

падіння тіла: в системі кг – кГ - м - сек $g_n = 9{,}80665$ (м · кг) / (сек^2 · кГ) ; λ - коефіцієнт опору тертя, а $d\zeta / dx$ - темп збільшення коефіцієнту локальних опорів (лінійні крани, підкладні кільця та ін.), віднесений до одиниці лінійного виміру довжини газопроводу.

Розрахункові формули (10.6) – (10.7) мають силу за умови , що масова швидкість газу u в будьякому перерізі трубопроводу є незмінною, тобто потік газу є суцільним:

$$u = (w / \upsilon) = G / f = \text{idem}. \qquad (10.8)$$

Система рівнянь (10.6)-(10.8) не є замкнутою, а отже не є самодостатньою для оцінювання виконуваної газотранспортної роботи, а відтак і ефективності використання ресурсно-технологічного потенціалу лінійних ділянок магістральних газопроводів. Необхідно також розглянути моделі зовнішнього і внутрішнього теплообміну трубопроводу. Такими моделями можуть слугувати моделі теплового балансу, які згідно з першим законом термодинаміки формулюються у вигляді

$$\delta Q = \delta Q_1 + \delta Q_2 ,$$

де δQ_1 – кількість тепла зовнішнього теплообміну, δQ_2 - кількість тепла внутрішнього теплообміну.

$$\frac{1}{G}\cdot\frac{\delta Q_1}{dx} = \frac{k\pi}{G\cdot C_p}\left(T - T_{гр.}\right);$$

$$\frac{1}{G}\cdot\frac{\delta Q_2}{dx} = \frac{Aw^2}{2g_n}\cdot\left(\frac{\lambda}{D}+\frac{d\zeta}{dx}\right)$$

Вихідне рівняння зовнішнього і внутрішнього теплообміну реального газу в диференційній формі для прикладних розрахунків можна інтегрувати у такому вигляді [60] :

$$\frac{k\,\pi\,D}{G}(T-T_{гр.}) + (C_P + \Delta C_P)\frac{dT}{dx} + \left(\frac{a_\upsilon}{1-M^2}-1\right)\left(\frac{\lambda}{D}+\frac{d\zeta}{dx}\right)\cdot\frac{Aw^2}{2g_n} = 0 , \qquad (10.9)$$

$$M = w / \sqrt{g_n n_t \cdot P\upsilon} ,$$

де $w = \upsilon \cdot u = \upsilon \cdot (G/f)$,

M – безрозмірний параметр (аналогічний числу Маха)

поправка на теплоємність газу Δc_P

$$\Delta C_P = \frac{a^2 \upsilon}{1-M^2} \cdot \frac{A w^2}{g_n T} ; \frac{a \upsilon}{1-M^2} - 1 = \left(M^2 - \frac{D_i c_p}{A \cdot \upsilon} \right) \frac{1}{1-M^2}$$

Розв′язок рівняння (10.9) призводить до розрахункової формули для розподілу температури газу в довільному перерізі горизонтального газопроводу

в якій введена гранично можлива температура газу T_0

$$T - T_0 = (T_1 - T_0) \cdot \exp(-\chi),$$

.

$$T_0 = \lim_{\chi \to \infty} T = T_{гр} - \frac{D}{\beta} \cdot \Delta T_m(x).$$

Безрозмірна незалежна змінна величина χ, яка характеризує зовнішній теплообмін трубопроводу

за фізичним змістом є аналогом критерія Шухова $Шу = к_m \cdot \pi D x / G \cdot C_P$. Принципова

$$\chi = \frac{\beta x}{D} = \frac{4 \cdot k}{u} \cdot \frac{1}{c_p + \Delta c_p} \cdot \frac{x}{D}$$

відмінність χ від критерія Шу в тому, що критерій χ дає можливість віднайти відстань L_0 від початку лінійної ділянки до критичного її перерізу, за яким температура газу починає підвищуватися:

$$L_0 = \frac{D}{\beta} \ln \left[1 + \frac{\beta}{D} \cdot \frac{T_1 - T_{гр}}{\Delta T_m(x)} \right]$$

Наведене дає підставу дійти висновку, що перевагу має варіант формування системи розрахункових моделей для обчислення розподілу тиску, а отже і оцінки газотранспортної роботи та ефективності використання неізотермічного режимно-технологічного ресурсу лінійних ділянок газопроводів у вигляді:

$$P_1^2 - P_2^2 = 2 (P \upsilon)_m \left[\frac{u^2}{2 g_n} \left(2 \cdot \ln \frac{\upsilon_2}{\upsilon_1} + \frac{\lambda L}{D} + \zeta \right) \right], \qquad (10.10)$$

де масова швидкість руху газу u та продуктивність газопроводу G:

$$u = \sqrt{\frac{1}{2}\,\frac{P_1^{\,2} - P_1^{\,2}}{(P\upsilon)_m} \cdot \frac{2g_n}{2\ln\frac{\upsilon_2}{\upsilon_1} + \frac{\lambda L}{D} + \zeta}}\,, \qquad G = u \cdot f\,.$$

За припущення , що тиск в газопроводі розподілений лінійно і коефіцієнт Джоуля - Томпсона є сталою величиною (D_i = const) , в літературі одержана [61] наближена розрахункова формула

$$T = T_{гр.} + (T_{1.} - T_{гр.})\, e^{-Шу} - D_i \frac{P_1 - P_2}{L} \cdot \frac{1 - e^{-Шу}}{a}\,. \qquad (10.11)$$

Наближені моделі теплообмінних процесів у доринковий період набули широкого практичного використання і були унормованими, однак на практиці випадало з поля зору те, що температура газу на лінійній ділянці може бути нижчою, ніж температура зовнішнього середовища (грунту), оскільки ефект Джоуля-Томпсона може змінювати знак зовнішнього теплообміну. Спостереження В.С. Бурних на газопроводі Шебелинка-Харків довели [22], що температура газу в кінці газопроводу виявляється нижчою за температуру грунта на 7-8 ^{0}C. Для трубопроводів великих діаметрів відносна тепловіддача в навколишнє середовище зменшується і газ не встигає охолонути до наступної компресорної станції. В розрахунково-експлуатаційній практиці вплив температури газу на перепад тиску в газопроводі ($\Delta P = P_1 - P_2$) при заданій його продуктивності (G = idem) необхідно враховувати: зі збільшенням перепадів тиску на ділянках між компресорними станціями збільшуються питомі витрати енергії на транспорт газу. Відносні компенсаційні втрати енергії на компресорних станціях складають орієнтовно 1/3 % на 1^0 C [24]. Отже, висновок: при обчисленні виробничої спроможності лінійних ділянок з метою оцінювання та прогнозування економічної ефективності трубопровідного транспорту газу в реально можливих ситуаціях врахування особливостей неізотермічного руху газу має суттєве значення. Проте слід мати на увазі і таке: якщо завантаження газопроводу не є надмірним, то для оцінювальних розра-хунків достатньо обмежитися формулою (10.11). При цьому з точністю до 3% можна використати апроксимацію [41]

$$D_i = A\,\frac{T\left(\frac{\partial \upsilon}{\partial T}\right)_P - \upsilon}{C_P} = a_1 + b_1 T\,,$$

де коефіцієнти a_1 і b_1 залежать від тиску (через C_p) і складають: a_1 = 15,5 К/мПа, b_1 = - 3,926·10^{-2} 1/МПа при 240 ≤ T ≤ 320 К; 4,5 мПа ≤ P ≤ 8 мПа.

Із аналізу формул (10.10) - (10.11) можна дійти висновку, що в газопроводах більшого діаметру температура газу на лінійних ділянках зменшується повільніше, а отже ефект Джоуля - Томпсона в трубопроводах більших діаметрів менш відчутний. В експлуатаційних умовах неізотермічність потоку газу зменшує пропускну спроможність газопроводу в порівнянні з ізотермічним ре-жимом на 3 - 7% . Граничне зменшення пропускної спроможності газопроводу (8 – 10 %) має місце, якщо критерій Шухова

$$Шу = k_m \cdot \pi\, D\, x / G \cdot C_P \to 0.$$

При Шу > 4 неізотермічність потоку незначна і вона майже не впливає на пропускну здатність газопроводу, оскільки температура транспортованого газу практично по всій довжині лінійної ділянки дорівнює температурі навколишнього грунту .

Зовнішній теплообмін суттєво впливає на температуру транспортованого газу і, отже, на енергетичну характеристику виробничої функції лінійних ділянок магістральних газопроводів. Вперше задача стаціонарного зовнішнього теплообміну підземного трубопроводу з навколишнім середовищем математично сформульована Форхгеймером в 1888-1889 р.р. як розв′язок

$$q = \frac{\lambda_{гр}\,(T - T_{пов.})}{R_0 \ln\left[h_0/R_0 + \sqrt{(h_0/R_0)^2 - 1}\right]},$$

в якому q - щільність теплового потоку; $\lambda_{гр}$ - коефіцієнт теплопроводності грунту; T – температура газу; h_0 - глибина закладання трубопроводу; R_0 – радіус трубопроводу. В подальшому формула Форхгеймера удосконалювалась за рахунок більш детального врахування умов теплообміну на поверхні грунту. На основі аналізу формули Форхгеймера можна дійти висновку, що теоретичний розрахунок зовнішнього теплообміну є суто наближеним, оскільки практично неможливо ідентифікувати теплофізичні властивості грунтів відповідно до реальних умов експлуатації магістральних газопроводів. З цієї причини у 70-ті роки минулого століття поширення набули експериментальні дослідження процесів зовнішнього теплообміну. Найбільш грунтовні дослідження в цьому напрямку проведені під орудою І.Є. Ходановича Б.Л. Кривошеїним [60], який експериментально довів, що теплопровідність грунтів змінюється в широких межах. Зокрема встановлено [46], що коефіцієнт теплопровідності грунтів на окремих ділянках газопроводу Бухара-Урал змінюється від 0,4 до 1,27 ккал/(м·год.· ^{0} С) . Співставивши узагальнену формулу теплопередачі

$$K_m\,\pi\,D\,(T_m - T_0)\,L = G\cdot di \qquad (10.12.)$$

з першим законом термодинаміки по зовнішньому балансу

$$di = c_p \cdot dT + A\left[\upsilon - T\left(\frac{\partial \upsilon}{\partial T}\right)_p\right] dP,$$

можна одержати для визначення коефіцієнта теплопередачі K_m наближену розрахункову формулу [61]

$$K_m \cong \frac{G\,(i_1 - i_2)}{\pi D\,(T_m - T_{гр})}\,L,$$

в якій

$$i_1 - i_2 = \Delta i = (C_p)_{m,1} \cdot \Delta T - (C_p \cdot D_i)_{m,2} \cdot \Delta P .$$

В формулі для обчислення K_m позначення такі: m – індекс середнього значення; $(C_P)_{m,1}$ - середня теплоємність при ізобаричному процесі (P_1 = idem); $(C_p\,D_i)_{m,2}$ – середнє значення функції при середній температурі (при ізотермічному процесі) транспортованого газу.

В літературі розв′язок оберненої задачі (10.12) відомий також у вигляді [41]

$$k_m = \frac{G \cdot c_p}{\pi D L} \cdot \ln \left(\frac{T_1 - T_0}{T_2 - T_0 + \dfrac{D_i \, c_p \, (P_1 - P_2)}{c_p}} \right).$$

Для орієнтовних розрахунків середній коефіцієнт теплопередачі K_m приймають таким [58]: для сухого піску k_m =1,16 Вт/м$^2 \cdot {}^0$К ; для дуже вологого піску k_m= 3,5 Вт/м$^2 \cdot {}^0$К ;для середньо вологої глини k_m =1,6 Вт/м^2 К Наближене середнє значення коефіцієнта теплопередачі k_m =1,75 Вт/м$^2 \cdot$ К .

Через наявність безпосередніх матеріальних зв′язків між окремими технологічними елементами магістральних газопроводів та розширенням параметричного простору їх функціонування принципово новою постає проблема обгрунтування вибору математичної моделі газового стану f (P,υ,T). Нормована в доринковий період будівництва надпотужних магістралей [89] залежність Pυ = zRT у графо-аналітичному варіанті через її наближений характер та неадекватність комп′ютерних технологій розрахунків не відповідає сучасним вимогам щодо стратегії моделювання режимів роботи магістральних газопроводів. Пропоновані в літературі [89] модифікації математичного відтворення функції газового стану f (P,υ,T) за допомогою напівемпіричних рівнянь Бенедикта-Вебба-Рубіна, Бертло та інших через складність формульних залежностей і необхідність уточнення емпіричних констант також не знайшли подальшого повсюдного застосування.

При моделюванні режимів роботи магістральних газопроводів набуло широкого використання рівняння газового стану у вигляді [57]

$$\frac{P\upsilon}{RT} = 1 + \frac{9}{128} \cdot \frac{P}{P_c} \cdot \frac{T_c}{T} \left(1 - 6 \frac{T_c^2}{T^2} \right),$$

T_C , P_C – критичні температур а і тиск газу

для якого є відповідні напрацювання ідей щодо побудови структури термогазодинамічних характеристик газостискуючих агрегатів КС. Отже, є сенс і при моделюванні режимів роботи лінійних ділянок використовувати рівняння газового стану саме у вигляді (10.13). У різницевому співвідношенні (10.13) величина Δυ складає

$$\upsilon = \frac{RT}{P} - \Delta \upsilon , \qquad (10.13)$$

$$\Delta\upsilon = a_1 / T^n - a_0 .$$

Сталі величини a_1 , a_0 і n визначаються експериментальним шляхом. На основі дослідних даних встановлено [41], що для метану n = 2, a_0 = 0,00217 м^3/кг і a_1 = 340 м$^3 \cdot {}^0$К^2/кг . Для реального газу з вмістом метану 85-99 % сталі величини a_1,a_0 і n коригуються, а саме n =1,965,a_0 = 0,00133 м^3/кг і a_1 = 285,2 м$^3 \cdot$К^2 / кг .

$$p \cdot \upsilon = RT - \frac{C \cdot p}{T^2},$$

В умовах роботи магістральних газопроводів при T = 20 ÷100 ^{0}C і P = 0,1÷10 МПа прийнятні найпростіші рівняння стану, зокрема рівняння Джоуля-Томпсона у вигляді :

$$D_i = \left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_i = \frac{1}{C_p}\left[\upsilon - T\left(\frac{\partial \upsilon}{\partial T}\right)_\rho\right],$$

де стала величина C визначається за відсотковим складом газової суміші C = 360 – 66 · r_{cH4} . При наявності в суміші > 90% метану C ≅ 300.

З метою перевірки роботоздатності моделей, що наведені вище, в наступному розділі 3 проведені розрахунки залежності виконуваної газотранспортної роботи , а отже і витрачуваних енергоресурсів лінійних ділянок від кількості транспортованого газу Q. Наведена аналітична модель (10.6) свідчить: залежність виконуваної газотранспортної роботи , а отже і витрачуваних ресурсів лінійної ділянки газопроводу ΔP від кількості транспортованого газу Q є нелінійною. Причому такою, що є діапазон продуктивності газопроводу, в якому темп зростання газотранспортної роботи перевищує темп зростання кількості транспортованого газу Q. Цей результат є ключем до висновку про наявність об′єктивного концептуально нового методологічного механізму оцінювання та підвищення ефективності використання ресурсного потенціалу лінійних ділянок магістральних газопроводів.

Необхідність удосконалення розрахункових методів аналізу та підвищення ефективності непроектних режимів виникає в зв′язку з відчутними на практиці відхиленнями від проектних умов роботи газопроводів. Найбільші відхилення спричиняє незбалансованість схемної структури газотранспортної системи, яка успадкована як складова частина колишньої ЄСГ. Породжують непроектні режими також безперервна (через прогресуюче старіння) реконструкція газопроводів та вимушені зміни регламентних режимів, залежні від конкретної енергетичної ситуації. Існування окремого різновиду непроектних режимів практично неможливе. Отже, виникає потреба створення такої методики аналізу та оцінювання виробничої спроможності непроектних режимів роботи КС, яка б визначала стратегію та конкретний механізм підвищення економічної ефективності функціонування газотранспортних систем для будь-яких непроектних режимів з врахуванням можливості їх комбінації.

Проблема створення методики є глибинною і об′єктивно ускладнена тим, що характеристики КС залежать від термодинамічного стану f (p, T, υ) транспортованого газу. Ця особливість газотранспортних процесів для КС в докомп′ютерний період відтворювалась адіабатичними еталонами графоаналітичних залежностей [43]:

$$[N/\gamma]_{пр} = f_N(Q_{пр}),\ \varepsilon_{пр} = f_\varepsilon(Q_{пр}) \quad та \quad \eta_{пол} = f_\eta(Q_{пр}),$$

де $[N/\gamma]_{пр}$, $\varepsilon_{пр}$, $\eta_{пол}$ та $Q_{пр}$

відповідно зведені відносна потужність, ступінь стискування газу, політропічний ккд та зведена об′ємна продуктивність відцентрових нагнітачів.

Залежності $[N/\gamma]_{пр}$, $\varepsilon_{пр}$ та $\eta_{пол}$ побудовані з використанням постулату Ван-дер-Ваальса про відповідність газових станів, який стверджує, що $\upsilon = f\ (P/P_{кр}, T/T_{кр})$. Проте, точних рівнянь стану реальних газів не існує: термодинаміка не дозволяє безпосередньо встановити залежність $\zeta\ (P,\upsilon,T)=0$. Для більшості газів критичний коефіцієнт стискуваності $0{,}26 < Z_{кр} > 0{,}29$, а отже положення (закон) про відповідність газових станів припустимо узагальнювати лише наближено з точністю 5-8% [24]. Точність положення для різних газів різна, а відтак

критичний коефіцієнт стискуваності $Z_{кр}$ не є реперною константою для всіх газів. Тому для обчислення енерготехнологічних характеристик ГПА і компресорних станцій в цілому в експлуатаційних умовах поширення набули напівемпіричні рівняння, зокрема [62]:

$$P\upsilon = Z\,RT \qquad (10.14)$$

Співставляючи рівняння (10.9) і (10.10), можна дійти висновку про можливість наближених розрахунків коефіцієнта стискуваності газу за формулою

$$Z = 1 - P\cdot\Delta\,\upsilon / RT = 1 - (P/RT)\cdot(\,a_1 / T^n - a_o), \qquad (10.15)$$

або за співвідношенням $Z = P\upsilon/(RT) = 1 - (C\cdot P/RT^3)$, в якому стала величина C емпірично визначена різницею $C = 360 - 66\,r_{CH4}$, де $r_{CH4} = 0{,}85 \div 1$ – молярна концентрація метану в природному газі.

Економічним змістом проблеми оцінювання і підвищення ефективності експлуатаційних режимів роботи магістральних газопроводів є визначення залежності витрат енергетичних ресурсів N від кількості транспортованого газу Q та економічної ефективності цих витрат за ринковим критерієм прибутковості

$$Пр = f\,(ОФ, N\,),$$

де ОФ – витрати, що є незалежними від завантаження газотранспортної системи (витрати на обслуговування основних виробничих фондів ОФ), а N – керовано змінні в короткостроковому періоді витрати (енергетичні та ін.), що залежать від обсягів транспортованого газу , тобто N = f (Q). Технологічному змісту проблеми відповідає її математичне формулювання, сутність якого можна умовно поділити на дві частини:

1) – побудова цільової, критеріально екстремальної функції N = f (Q)

2) – знаходження екстремуму функції N = f (Q) при обмеженнях, які накладає формула прибутковості Пр = f (ОФ, N).

Величина ОФ є ринково і ситуаційно визначеною, тому в дослідницькому варіанті її покладаємо сталою (ОФ = const) і, на першому етапі задачу зводимо до побудови та розв′язку системи моделей термодинамічних процесів, що супроводять зміну кінетичної і потенціальної енергії стискуваного газу.

Базові моделі процесів стискування газу грунтуються на постулатах першого закону термодинаміки:

$$dq = d[u + A\cdot p\upsilon] + A\cdot d(w^2/2g\,)\,, \qquad (10.16)$$

в якому u - внутрішня енергія газу, w – швидкість потоку стискуваного газу. В залежності від вибраних параметрів $p\upsilon$, υT чи pT перший закон термодинаміки приймає різні математичні форми. Стосовно ГПА на КС при незалежних p і υ та w = const перший закон термодинаміки математично відтворюється рівнянням:

$$d[u + A\cdot P\upsilon] = d\mathit{i} = C_P\cdot dT = A\cdot\,\upsilon dP - dq_{зовн.} + dq_{тертя}\,.$$

де :C_P, i – відповідно теплоємність та ентальпія стискуваного газу, $dq_{зовн.}$ - тепло, що відводиться від газу в процесі його стискування, $dq_{тертя}$ – тепло, яке надходить за рахунок механічної енергії внутрішнього тертя потоку газу. Зв′язок між тиском P, питомим об′ємом υ і температурою T стискуваного газу відслідковується рівняннями політропи $P\cdot\upsilon^m = const$ і $T\cdot\upsilon^{m-}$

^{1} = const . Отже, процес стискування газу можна досліджувати як термодинамічний процес із змінюваним показником політропи m, який визначають на основі співвідношення [62]

$$m = \left(1 - \frac{\lg(T_2/T_1)}{\lg(P_2/P_1)}\right) \tag{10.17}$$

Головною виробничою характеристикою компресорної станції є залежність між напором H, (кГ·м)/*кг* та обсягом стискуваного газу Q. Відносна величина напору H для політропічного процесу за умови, що в рівнянні (10.16) w = const , обчислюється за розв′язком термодинамічного співвідношення [9]

$$H_{пол} = \int_1^2 \upsilon \cdot dp = \frac{m}{m-1} \cdot p\upsilon \left[\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{m-1}{m}} - 1\right],$$

$$N_{кс} = \Delta h \cdot M = \xi \cdot \frac{\kappa}{\kappa - 1} \cdot P\upsilon \cdot \left[\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa \eta_{пол}}} - 1\right] \cdot M . \tag{10.18}$$

яке є різновидом розрахункової формули потужності компресорної станції.

В (10.18) інтегральна величина ξ враховує кількість та рівень завантаження газостискувальних агрегатів, технічний стан газових турбін, вплив температури навколишнього повітря на потужність компресорних агрегатів та ін.

Для розрахунку ентальпійної характеристики стискуваного газу Δi використовується формула [41]

$$\Delta i = c_{pm,1} \ (T_2 - T_1) - (c_p \cdot D_i)_{m,2} (P_2 - P_1),$$

в якій коефіцієнт Джоуля –Томпсона D_i обчислюється з врахуванням термодинамічного стану стискуваного газу

$$D_i = \left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_i = \frac{1}{c_p}\left[\upsilon - T\left(\frac{\partial \upsilon}{\partial T}\right)_\rho\right],$$

а теплоємність газу $C_p = C_p^{(0)} + \Delta C_p$. Якщо калоричні властивості транспортованого газу з вмістом метану > 85% визначати з використанням рівняння Джоуля -Томпсона у варіанті (10.9), то [41]

$$C_p^{(0)} = (1{,}4 + 2{,}79 \cdot r_{ch4}) \cdot C_{p\ ch4}^{(0)},$$

де $C_{p\ ch4}^{(0)} = 2{,}175 + 0{,}00244 \cdot T$, кДж/ (кг·^{0}C), а $\Delta C_p = P \cdot (5{,}826 \cdot a_1 / T^3)$.

При проведенні енерготехнологічних розрахунків за моделями (10.15) - (10.18) необхідно визначати показники для політропічного, зовнішньоадіабатичного, ізотермічного та ін. процесів, за якими формується підсумковий критерій економічності роботи газоперекачувальних агрегатів. У загальному випадку відношення корисної роботи до споживаної енергії визначається політропічним ккд $\eta_{пол}$ за формулою [24] , в якій

$$\eta_{пол} = \frac{w_{1,2}}{i_{1,2}} ,$$

За рахунок теплоти тертя в неохолоджуваному ГПА показник політропи m завжди більше показника адіабати. Осереднення показників m,κ і їх комплексів проводяться для процесів, що лінійно відхиляються від адіабатного за потенціальною функцією (p·υ). Для природних газів з вмістом метану 94–100 % за даними В.А. Загорученко для потенціальної функції (p·υ) одержана така наближена розрахункова формула [41]:

$$P\cdot\upsilon = (p\cdot\upsilon)_{ch4}\,(1.49 - 0.49\,r_{ch4}), \qquad (10.19)$$

де r_{ch4} – мольний вміст метану в газі в долях одиниці. При вмісті метану в газі > 98 % для експрес-розрахунків можна скористатися емпіричним співвідношенням [49]

$$P\cdot\upsilon = -0{,}1 + 0{,}5081\,T - 9{,}88\,p + 0{,}0252\,p\cdot T\,.$$

При використанні розрахункової формули (10.18) робочі параметри газоперекачувальних агрегатів мають задовольняти обмеженням:

$P_{вих} \le P_{вих\,max}$, $Q \ge Q_{min}$, $n_{min} \le n \le n_{max}$, $N_{ед} \le N_{ед\,max}$.

В число обмежень експлуатованих агрегатів входить також і рівень їх технічного стану .

Формули (10.15) - (10.19) використовуються, також, в практиці розрахункової

$$T_2 = T_1 \cdot \varepsilon^{\frac{\kappa - 1}{\kappa \cdot \eta_{пол}}}\,. \qquad (10.20)$$

діагностики функціонального стану газоперекачувальних агрегатів [62]. При цьому температура стиснутого газу (на виході КС) визначається за розв′язком термодинамічної моделі енергії газового потоку у вигляді [60]

В першому наближенні припустимо [24,57] прийняти $\kappa = 1{,}34$ та $\eta_{пол} = 0{,}8$.

Обчислювальна ефективність та самодостатність (замкненість) системи розрахункових моделей (10.6) – (10.20), що наведені в цьому розділі, доведена шляхом модельних розрахунків виробничих функцій лінійних ділянок, компресорних станцій магістрального газопроводу з робочим тиском 7,5 МПа і зміною завантаження газопроводу в діапазоні Q =20 ÷95 %.

Процеси трубопровідного транспортування газу в лінійних ділянках газопроводів характеризуються розширенням газу, який змінюючи свій стан, виконує роботу проти зовнішніх сил. Згідно з першим законом газової термодинаміки [3] виконувану роботу в системі координат: тиск P – питомий об′єм υ можна віднайти за формулою

$$\vartheta = \int_{\upsilon_1}^{\upsilon_2} P\,d\upsilon \qquad (10.21)$$

Формула (10.21) показує, що робота розширення газу в лінійній ділянці газопроводу залежить від характеру процесу, тобто її можна віднайти якщо буде відомий розв′язок рівняння стану $f(P, \upsilon) = 0$. Для ізотермічних процесів $P\upsilon = P_1\upsilon_1 = \ldots = const$ і, отже, $P = (P_1\upsilon_1)/\upsilon$. Звідси виконувана ізотермічна робота газу ϑ в лінійних ділянках теплоізольованого газопроводу становить[24]

$$\vartheta = (P_1\upsilon_1)\times\ln(\upsilon_2/\upsilon_1)$$

Реальні процеси розширення газу в лінійній ділянці газопроводу є неізотермічними: газ змінює свій стан під впливом зовнішнього середовища (грунту), яке змінює температуру транспортованого газу. Зміна температури газу впливає на його внутрішню енергію u і виконувану зовнішню роботу).

Термодинамічно це відтворюється формулою

$$dq = d\,u + A \cdot (P \cdot d\upsilon)\,, \qquad (10.22)$$

в якій тепловий еквівалент роботи $A = 1/426,45$ ккал / кг м.

Рівняння (10.22) придатне для моделювання як реальних, так й ідеальних газів.

За однакової швидкості руху газу, коли

$$M = \frac{F \cdot \omega}{\upsilon} = \frac{F_1 \cdot \omega_1}{\upsilon_1} = \frac{F_2 \cdot \omega_2}{\upsilon_2} = \cdot\cdot\cdot = \text{const},$$

формула (10.22) в прикладному аспекті для довільного обсягу транспортованого газу набуває вигляду

$$dq = du + A\,d\vartheta + \frac{d\omega^2}{2g} \qquad (11.23)$$

В рівнянні (10.23):

dq - зовнішнє тепло, яке сприймає газ на лінійній ділянці;

du - зміна внутрішньої енергії газу;

$d\vartheta = d(P \cdot \upsilon)$ - робота проти зовнішніх сил (робота проштовхування);

$(d\omega^2 / 2g)$ - приріст кінетичної енергії газу при його переміщенні на лінійній ділянці.

Наближений розв'язок рівняння (10.3) за умови, що $M = (F \cdot \omega) / \upsilon = idem$, для непересічених трубопроводів середнього і високого тиску припустимо [108] еквівалентувати розрахунковими формулами

$$M = F \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{P\upsilon \cdot \lambda L}} \qquad (10.24)$$

та $$T = (T_H - T_0)\, e^{-aL} - D_i \frac{P_1 - P_2}{L} \cdot \frac{1 - e^{-aL}}{a}\,, \qquad (10.25)$$

де критерій Шухова $a = \frac{к \pi D}{M C_p}$.

10.3 Принципи побудови виробничих функцій елементів газотранспортних систем

Формули (10.24) і (10.25) покладені в основу проведених розрахунків ефективності експлуатаційних витрат енергетичних ресурсів лінійних ділянок (енергії тиску газу) ΔP від обсягів транспортованого газу Q. Вхідні дані для розрахунків енерговитратних характеристик лінійних ділянок наведені в табл. 10.1, а вхідні дані для відводів в табл. 10.2.

Результати розрахунків для побудови виробничих функцій лінійних ділянок газопроводу табульовані в табл. 10.3

За результатами розрахунків нижче наведена графічна модель залежності Δ P = f (Q) для лінійної ділянки Борова – Першотравнева.

Аналіз одержаних результатів, що наведені в табл. 10.3 та на рис. 10.1, дозволяє стверджувати наступне: залежність витрат в лінійних ділянках енергії тиску газу ΔР від обсягів транспортованого газу Q є нелінійною. Специфічність нелінійної характеристики ΔР = f (Q) проявляється в тому, що вона є вогнутою донизу. Саме ця її особливість дає можливість віднайти шляхом порівняння результатів розрахунків за формулою

$$Над = ц \times Q$$

надходжень за кількістю транспортованого газу Q з результатами розрахунків енергетичних витрат ΔР = f (Q) оптимальний за показником енергоефективності режим роботи лінійної ділянки газопроводу. За оптимального режиму роботи лінійної ділянки надходження будуть більші, ніж витрати енергоресурсів ΔР , тобто

Над = ц ×Q > ΔР = f (Q).

Графічно цей висновок ілюструється рис. 10.2.

Таблиця 10.1 - Виідні дані для розрахунків енерговитратних характеристик лінійних ділянок

Назва ділянки	L , км	$T_{гр}$, ^{0} C	D , мм	E
Новопсков-Борова	124,0	8,0	1420	1,00
Борова-Першотравнева	102,0	8,0	1420	0,97
Першотравнева-Машевка	124,5	8,0	1420	1,00
Машевка-Кременчук	131,5	8,0	1420	1,00
Кременчук-Олександрівка	109,0	8,0	1420	1,00
Олександрівка-Тальне	121,5	8,0	1420	0,99
Тальне-Гайсин	119,6	8,0	1420	0,98
Гайсин-Бар	120,9	8,0	1420	0,98
Бар-Гусятин	123,0	8,0	1420	0,97
Гусятин-Богородчани	137,0	8,0	1420	0,98
Богородчани-Хуст	146,8	8,0	1420	0,97
Хуст-Ужгород	101,0	8,0	1420	0,97

Таблиця 10.2 - Вихідні параметри для відводів

Назва ділянки з відводом	Відвод на	$Q_{відбору}$, млн. $м^3$/добу
Новопсков-Борова	Борову	0,06
Борова-Першотравнева	Олексіївку	0,037
Першотравнева-Машевка	Ковалівку	0,001
Машевка-Кременчук	–	–
Кременчук-Олександрівка	Іванківці	0,000467
Олександрівка-Тальне	Чигирин	0,368
Тальне-Гайсин	Умань	0,547
Гайсин-Бар	Гайсин	0,938
Бар-Гусятин	Бар	0,61
Гусятин-Богородчани	Горжків	0,94
Богородчани-Хуст	Богородчани	0,0006
Хуст-Ужгород	Ясин	0,813

Таблиця 10.3 - Залежність витрат енергії тиску газу $\Delta P = P_{поч} - P_к$ від продуктивності Q лінійної ділянки Борова-Першотравнева; L = 102 км.

Q / Q_{max}	$P_{поч}$, кг/ $см^2$	$P_к$, кг/ $см^2$	$T_{поч}$, ^0C	$T_к$, ^0C	$\Delta P / \Delta P_{max}$
1, 000	72,07	52,97	35,03	17,23	1,000
0, 989	73,43	55,37	35,16	17,60	0,946
0, 966	75,00	58,44	35,11	17,92	0,868
0, 944	75,00	59,39	34,57	17,71	0,818
0, 908	75,00	60,73	33,85	17,42	0,748
0, 849	75,00	62,81	32,51	16,86	0,639
0,789	75,00	64,68	31,04	16,17	0,541
0, 730	75,00	66,37	29,33	15,28	0,452
0, 609	75,00	69,19	25,85	13,39	0,305
0, 487	75,00	71,38	22,09	11,43	0,190
0, 364	75,00	73,01	18,12	9,67	0,104
0, 119	75,00	74,78	11,77	8,02	0,012

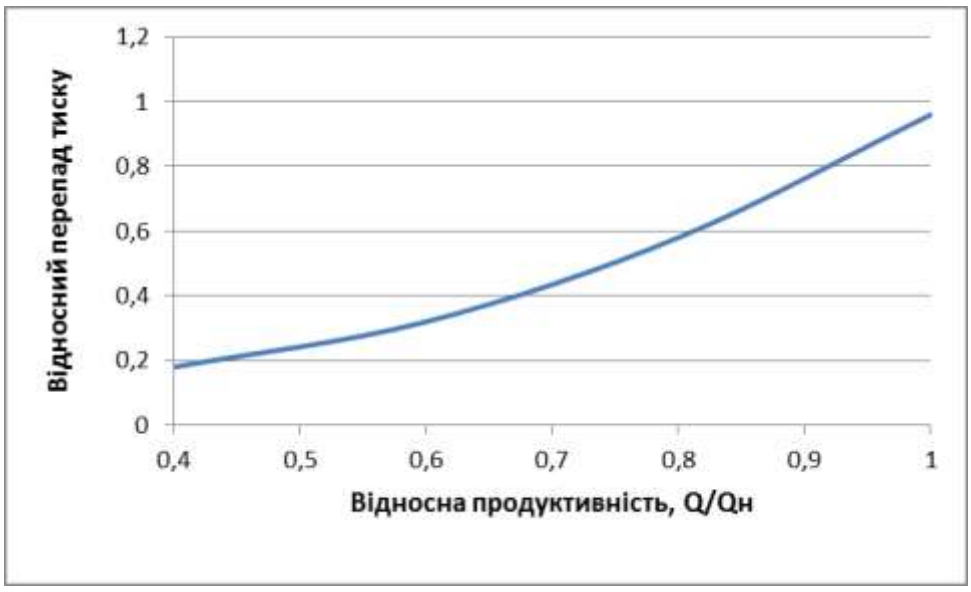


Рисунок 10.1 Графічна модель залежності витрат енергії тиску газу $\Delta P = P_{поч} - P_к$ від продуктивності Q лінійної ділянки Борова – Першотравнева

Концепція оптимізації режимів роботи лінійних ділянок відіграє ключову роль у формуванні енергоефективних технологій трубопровідного транспортування газу. Проте, слід мати на увазі, що для магістральних газопроводів високого тиску витрати ΔP залежать не тільки від завантаження газопроводу, а й від безпосередньо керованих режимів роботи (робочого тиску) компресорних станцій. Енерговитрати в лінійних ділянках взаємопов′язані з енерговитратами на КС і є важливою, проте похідною складовою показника ефективності магістральних газопроводів.

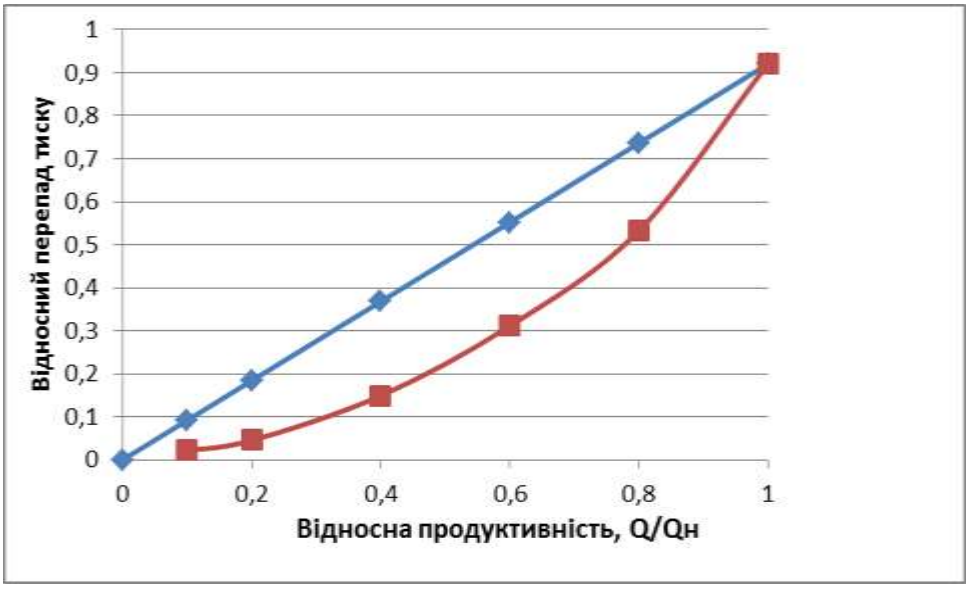


Рисунок 10.2 - Оптимальний режим роботи лінійної ділянки Борова – Першотравнева за показником (Над - ΔP) $\rightarrow$ мах.

Необхідною передумовою для оцінювання, аналізу та підвищення ефективності функціонування як лінійних ділянок та компресорних станцій, так і газопроводів в цілому постають розрахунки енерговитрат на компресорних станціях. Кількісному аналізу цієї проблеми присвячено наступний підрозділ.

Технологічні розрахунки трубопровідного транспорту газу грунтуються на використанні приведених термогазодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів. В той же час стандартне відтворення цих характеристик не задовольняє потреби в розрахунках непроектних режимів роботи магістральних газопроводів, які супроводжують зміну продуктивності газопроводу в діапазоні 0 - $Q_{мах}$. В зв′язку з цим у практику розрахунків режимів роботи газопроводів введені термогазодинамічні моделі газостискуючих агрегатів, які дозволяють визначати технологічні параметри роботи КС, не вимірювані в експлуатаційних умовах.

Технологічні розрахунки непроектних режимів роботи КС за паспортними характеристиками можуть суттєво відрізнятися від реальних, оскільки паспортні характеристики дуже чутливі до технічного стану КС , який погіршується, зокрема, через ерозійний знос проточної частини нагнітачів. Паспортні характеристики в експлуатаційних умовах належить періодично контролювати. Мінімальна вхідна інформація для визначення основних технологічних параметрів, у тому числі витрачуваної потужності за непроектного завантаження газопроводу Q, містить такі дані: вимір температур T_1 , T_2 і тисків P_1, P_2 газу на вході і виході КС. Якщо за зміною температур і тиску газу побудувати термогазодинамічну модель, то вона матиме такий вигляд :

різниця ентальпій стискуваного газу

$$\Delta i = f (P_1 , P_2 , T_1 , T_2) = f (P_1 , T_1 , \Delta P, \Delta T) ;$$

потенціальна робота стискування газу (напір)

$$w_{1,2} = f (P_1 , P_2 , T_1 , T_2);$$

політропний к.к.д.

$$\eta_{пол} = w_{1,2} / \Delta i .$$

Процес стискування газу у відцентровому нагнітачі протікає при невеликих зовнішніх теплових втратах, якими в технологічних розрахунках припустимо нехтувати. У цьому випадку індикаторна внутрішня потужність нагнітача N еквівалентна різниці ентальпій газу Δi , тобто

$$N = G \times \Delta i , \qquad (10.26)$$

де G – масова продуктивність нагнітача.

Побудова виробничої функції КС за формулою (10.1) у координатах: витрачувані енергетичні ресурси N - обсяг стискуваного газу G узгоджується з діагностичними моделями (10.1) та зміни ентальпії газу

$$\Delta i = Cp_{m,1} (T_2 – T_1) – (Cp D_i)_{m,2} \times (P_2 – P_1) ,$$

в якому

D_i – коефіцієнт Джоуля-Томпсона;

$Cp_{m,1}$ - середня ізобарна теплоємність газу при P_1 = idem в інтервалі температур від T_1 до T_2 ;

$(Cp D_i)_{m,2}$ - середня величина при T_2 = idem в інтервалі тисків від P_1 до P_2.

Саме ці моделі еквівалентовані формулою (10.18) покладені в основу розрахунків виробничої функції компресорних станцій.

Вхідні дані для розрахунків КС газопроводу "Союз" наведені в табл. 10.4.

З метою порівняльного аналізу індивідуальних властивостей виробничих функцій КС проведені кількісні розрахунки залежності N = f (Q) як для кожної компресорної станції газопроводу окремо, так і (в наступному підрозділі) для всієї газотранспортної системи "Союз" як єдиної неподільної виробничої одиниці.Деталізовані розрахунки залежності N = f (Q) для КС окремо ілюстровані табл. 10.5 .

Таблиця 10.4 - Вихідні дані для розрахунків виробничих функцій компресорних станцій газопроводу "Союз"

Назва КС	P_{max}, атм.	T_{max}, ^{0} C	$T_{пов}$, ^{0} C	$\Delta P_{вх}$, атм.	$\Delta P_{вих}$, атм.
1	2	3	4	5	6
Борова	75,0	50,0	20,0	0,6	0,7
Першотравнева	75,0	50,0	20,0	0,6	1,1
Машевка	75,0	50,0	20,0	0,2	0,3
Кременчук	75,0	50,0	20,0	0,2	0,2
Олександрівка	75,0	50,0	20,0	0,6	0,5
Тальне	75,0	50,0	20,0	0,7	0,9
Гайсин	75,0	50,0	20,0	0,5	0,8
Бар	75,0	50,0	20,0	0,8	0,8
Гусятин	75,0	50,0	20,0	0,7	0,7
Богородчани	75,0	50,0	20,0	0,6	0,7
Хуст	75,0	50,0	20,0	0,7	0,8

Таблиця 105 – Залежність витрат потужностей N від продуктивності Q КС Борова

$Q_{тр}$ / $(Q_{тр})_{max}$	N / N_{max}	$P_{вх}$, кг/ см^2	$P_{вих}$, кг/ см^2	$T_{вх}$, ^{0}C	$T_{вих}$, ^{0}C
1,00	1,00	49,55	72,07	12,37	35,03
0,988	0,995	50,21	73,43	12,49	35,16
0,964	0,955	51,48	75,00	12,72	35,11
0,941	0,851	52,69	75,00	12,91	34,57
0,905	0,745	54,40	75,00	13,15	33,85
0,846	0,597	56,99	75,00	13,41	32,51
0,786	0,474	59,30	75,00	13,53	31,04
0,726	0,365	61,36	75,00	13,51	29,33
0,605	0,227	64,82	75,00	13,05	25,85
0,484	0,135	67,50	75,00	12,06	22,09
0,363	0,077	69,51	75,00	10,62	16,12
0,119	0,016	71,72	75,00	8,05	11,77

З метою порівняння одержаних результатів розрахунків виробничих функцій КС з літературними даними на рис. 10.3 співставлені графіки виробничої функції КС Машевка і виробничої функці**ї.**

Порівняння графіків на рис. 10.3 дає підставу стверджувати прийнятну вірогідність та обгрунтованість проведених в цьому розділі розрахунків виробничих функцій КС.

Побіжно слід зауважити, що структура виробничої функції КС суттєво залежить від режиму роботи КС. Про це свідчать літературні дані [61], які наведено на рис. 10.4. та рис. 10.5.

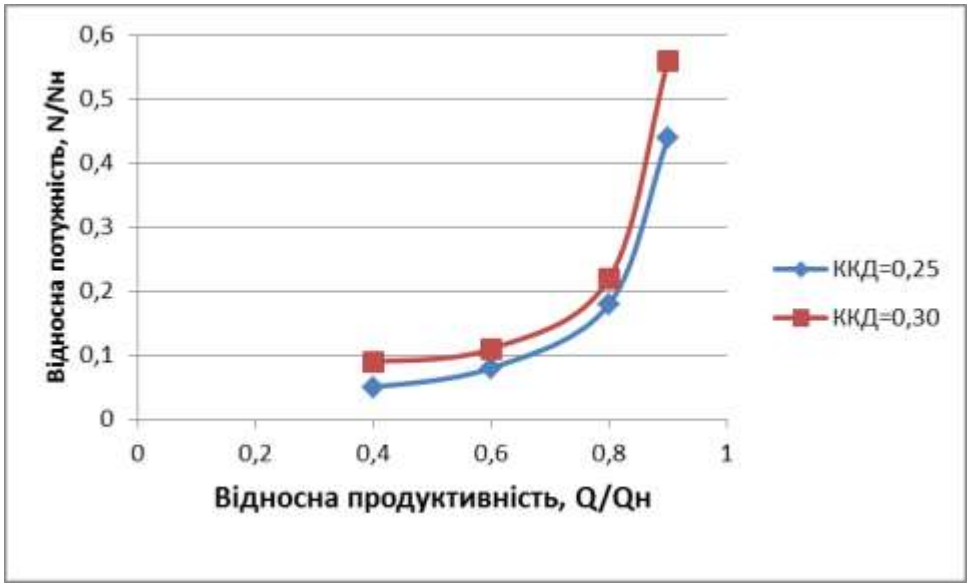


Рисунок 10.3. Порівняльні графіки виробничих функцій Машівка КС при різних значеннях ККД

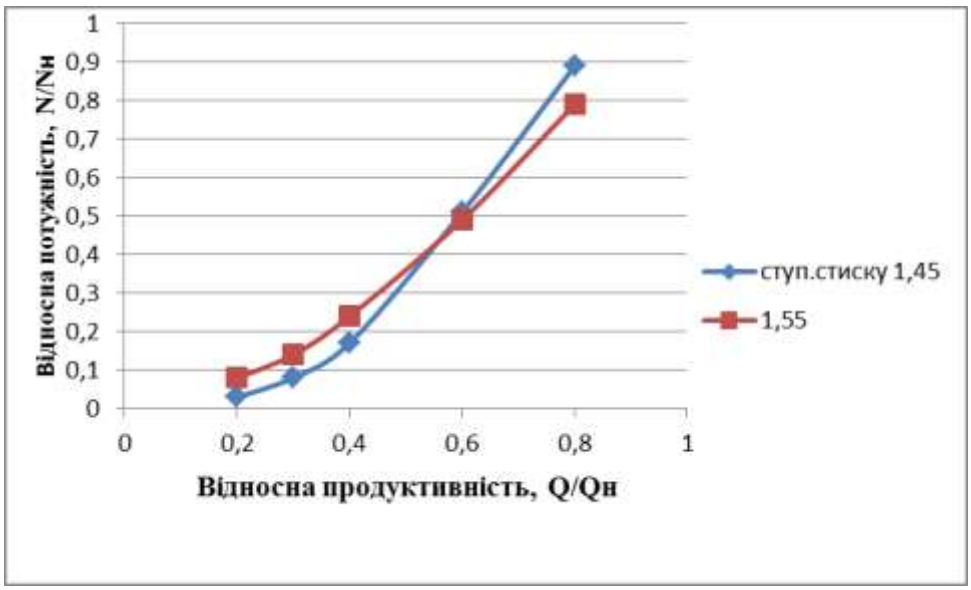


Рисунок 10.4. Залежність продуктивності КС від витрат енергетичних ресурсів при різних режимах роботи КС

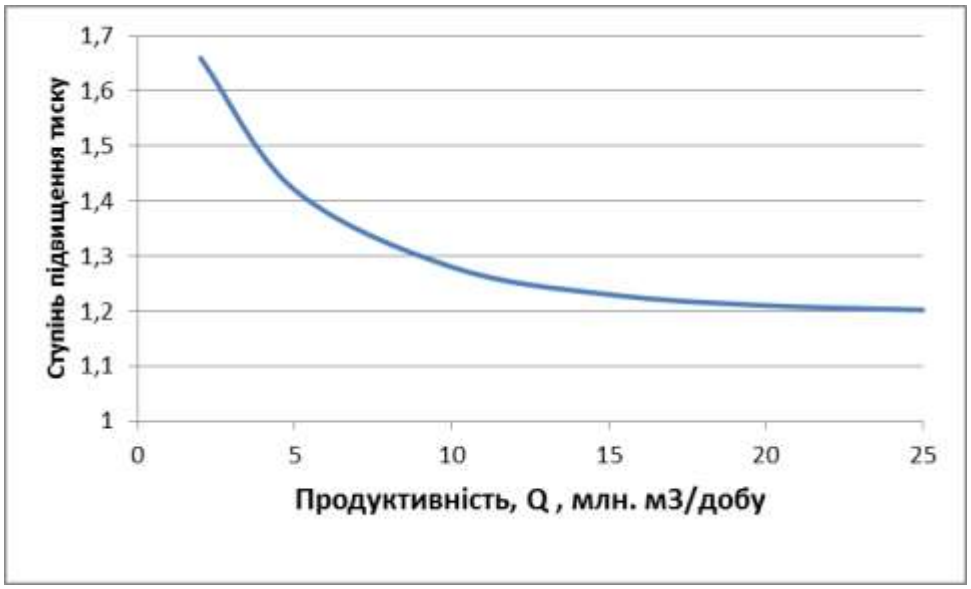


Рисунок 10.5 Оптимальні ступені стискування газу ε в залежності від пропускної спроможності газопроводу з параметрами :
D = 1020 мм, $P_{роб}$ = 55 ата .

З метою порівняльного аналізу енергоефективності компресорних станцій і газопровідної системи в цілому в цьому підрозділі проведені тестові розрахунки залежності сумарних витрат потужностей КС від комерційної продуктивності газопроводу "Союз". Система базових аналітичних формул для розрахунків сформована в [24]. Основу системи складає сукупність газотермодинамічних моделей (10.12) - (10.20). З використанням вказаних моделей одержані

числові результати, які співставлені з розрахунковими результатами для однієї з типових КС газопроводу - КС Машевка.

Результати розрахунків інтегральної виробничої функції N = f (Q) газопроводу "Союз" як ключової характеристики енергоефективності функціонування газопроводу наведені в табл. 10.20.

Результати розрахунків залежності N = f (Q), що наведені в табл. 3.20, використані для побудови порівняльних графіків для КС – Машевка і газопроводу "Союз". Порівняльні графіки ілюстровані на рис. 10.6.

Числові дані (табл. 10.6) та порівняльні графіки, що на рис. 10.6, свідчать про однотипність у відносному вимірі виробничих функцій N = f (Q) компресорних станцій і газопроводу "Союз" в цілому. Тобто, можливий уніфікований підхід до вироблення галузевої концепції максимізації економічної ефективності функціонування магістральних газопроводів за інтегральним показником енергоефективності компресорних станцій, чи енергоефективності систем газопроводів як цілісних виробничих одиниць.

Таблиця 10.6 – Залежність N = f (Q) для газопроводу "Союз"

$Q_{ком}$ / $Q_{ком.\ мах}$	$N_{спож.}$ / $N_{спож.мах}$	$Q_{ком}$ / $Q_{ком.\ мах}$	$N_{спож.}$ / $N_{спож.мах}$
1,0	1,0	0,813	0,418
0,992	0,950	0,754	0,322
0,973	0,868	0,630	0,186
0,954	0,792	0,503	0,0953
0,923	0,690	0,373	0,049
0,870	0,536	0,109	0,0086

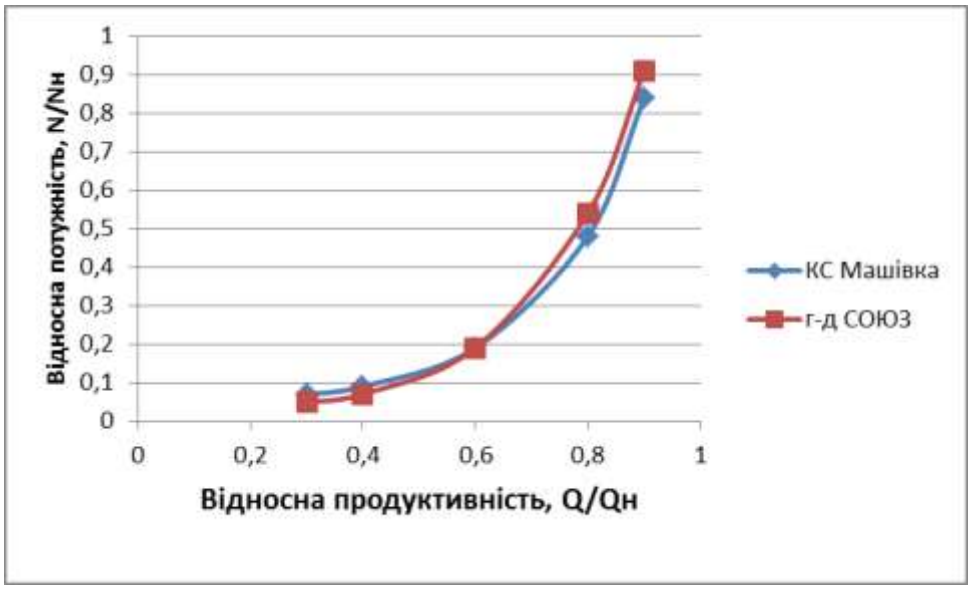


Рисунок 10.6. Залежність витрат потужностей від обсягів транспортованого газу для КС Машівка і газопроводу "Союз" :
* - КС Машівка
× - газопровід "Союз"

Тут наявні (дещо завуальовані) підстави для висновку про те, що головний внесок в структурі критерія енергоефективності газотранспортної системи у відносних координатах приналежний не лінійним ділянкам (через некерований вплив теплообмінних процесів), а

компресорним станціям газопроводів. Висновок майже очевидний, проте має контролюватись для кожної конкретної виробничої ситуації за результатами розрахунків витрат енергоресурсів (ΔР для лінійних ділянок і потужностей N для КС) у абсолютному вимірі.

По аналогії можна співставити надходження за виконання газотранспортної роботи з витратами енергоресурсів на компресорних станціях газопроводу. Математично це зводиться до розв′язку системи рівнянь:

$$\begin{aligned} \text{Над} &= \text{ц} \times Q \\ N &= f(Q), \end{aligned} \qquad (11.27)$$

які разом складають математичну основу ідеології порівняльного аналізу та оцінювання ефективності використання енергетичних ресурсів в системах магістральних газопроводів. Система рівнянь (10.27) має розв′язки (точки перетину) в точках $Q = 0$ і $Q = Q_{max}$.

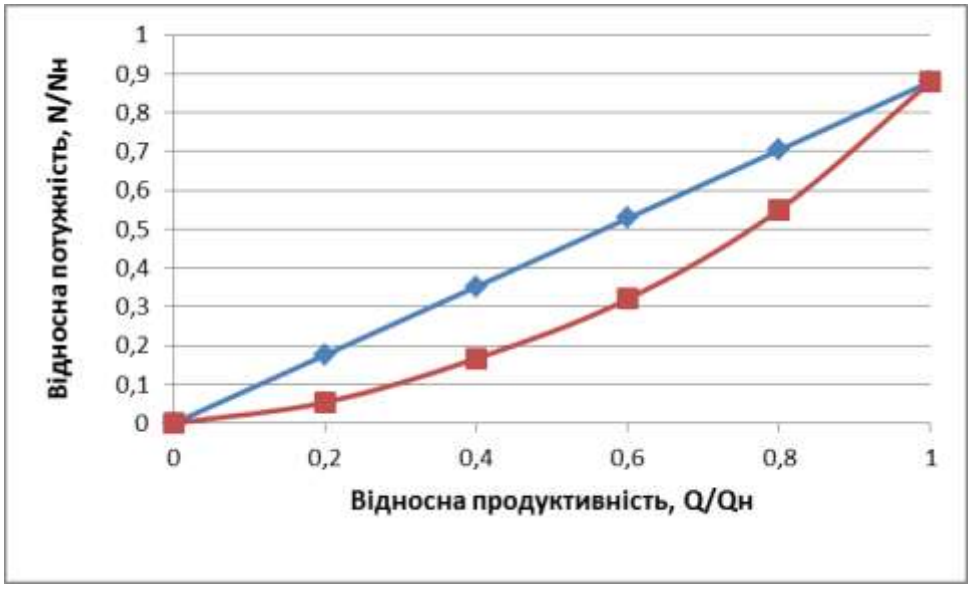


Рисунок 10.7. Оптимальний режим роботи КС – Борова.

Для кращого сприйняття суті проблеми розв′язок системи рівнянь (10.27) для КС – Борова графічно відтворений на рис. 10.7

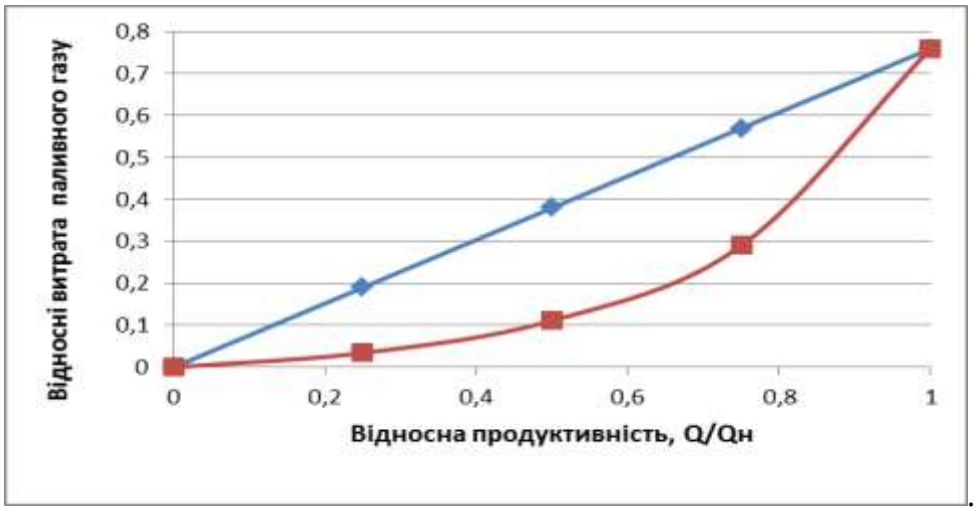


Рисунок 10.8. Оптимальний режим роботи КС – Машівка

На рис. 10.8 наведено графічний розв′язок системи рівнянь (10.27) для газопроводу "Союз".

Графічно ілюстрована на рис. 10.7 та рис.10.8 концепція оптимізації режимів роботи магістральних газопроводів є стрижнем ринкового підходу до формування нової ринково орієнтованої методології аналізу, оцінювання та підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу. Ідеологічні засади методології та системно-розрахункові моделі її реалізації конкретизовані в наступному розділі.

10.4 Підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу

Формування ринкових відносин в сфері трубопровідного транспорту газу пов′язане з необхідністю використання ринкових законів, на основі яких належить віднайти спонукальні мотиви для трансформаційних реформ, що мають забезпечити максимальну прибутковість газотранспортного виробництва. Ринкова переорієнтація газотранспортної галузі - найважливіша методологічна установка підвищення її економічної ефективності. Це прямо й безпосередньо виводить на економічний блок проблем. Йдеться, передусім, про необхідність відпрацювання методологічних засад і принципів, в яких за кінцеву мету слугує показник прибутковості функціонування систем трубопровідного транспорту газу. Головні протиріччя в економіці газотранспортної галузі полягають у невідповідності існуючої системи виробничих (у тому числі і управлінських) технологій тим умовам, в яких вони працюють. Ринкові механізми саморегулювання не спрацьовують, хоч і створюється небезпечна ілюзія поступу в інтересах галузі.

Ринкові знання на сьогодні постають стандартом. Нова реальність вимагає знаходити нові нетрадиційні рішення щодо максимізації прибутку за рахунок ефективного і повного використання виробничих ресурсів систем трубопровідного транспорту газу (ТТГ). Оперативне одержання відповідної інформації про ситуацію; автоматизована обробка, систематизація та аналіз інформації, яка використовується для підготовки рішень, має бути матеріалізована у вигляді системи розрахункових моделей, яка спроможна визначити економічно доцільні варіанти функціонування та адаптаційного розвитку виробничих структур, а також спрогнозувати ефективність (чи неефективність) вживаних на часі стратегічних орієнтирів щодо покращення економічного стану газотранспортної галузі.

Використовуючи модельний експеримент можна вийти на аналіз причин і певних наслідків. Це один із найбільш реальних, відносно маловитратних та дієвих засобів доказової оцінки можливої вартості основних виробничих фондів структурних підрозділів галузі та базових показників ефективності їх використання. Зважаючи на актуальність, проблема модельного відтворення принципу прибутковості трубопровідного транспорту газу та загальна методика проведення аналізу засобами математичного експерименту покладена в основу дослідження, проведеного в цьому розділі.

Дослідження конкретизовані відповідно до стану газотранспортної галузі в короткостроковому та середньостроковому періоді. Для довгострокового періоду нереалістично виключати можливу зміну складу використовуваних ресурсів та зовнішніх чинників: ринку газоенергетичної продукції, законодавчих положень, загальної політичної ситуації, соціальних умов та ін. Врахування "неекономічних факторів" зовнішнього середовища на сьогодні практично неможливе: правильна сама по собі ідея максимально розширити і поглибити розрахунковий аналіз наштовхується на невизначеність відокремлених аспектів проблеми та відсутність модельного і інформаційного її забезпечення. З цієї та інших об′єктивних причин дослідження ефективності трубопровідного транспорту газу у довгостроковому періоді винесені за межі дисертаційної роботи.

Складність дослідження проблеми ефективності трубопровідного транспорту газу зумовлена протилежно спрямованою взаємодією різних за своєю сутністю внутрішніх і зовнішніх чинників. Найбільш впливовими внутрішніми чинниками є:

- незбалансованість схемної структури систем трубопровідного транспорту газу України, яка формувалася у відповідності з колишньою ідеологією створення Єдиної системи газопостачання та централізованих обмежень на пріоритетність споживачів;
- фізичне старіння газопроводів, яке супроводжується погіршенням технічного стану технологічного устаткування компресорних станцій та лінійних ділянок і, отже, диктує необхідність перманентної реконструкції та удосконалення технологічної структури систем трубопровідного транспорту газу;
- схема розподілу потоків газу, яка не відповідає проектній конфігурації систем трубопровідного транспорту газу (ТТГ), а, відтак, породжує непроектні режими роботи газопроводів, внаслідок чого зменшується ефективність використання встановлених потужностей компресорних станцій магістральних газопроводів (МГ) та знижується їх функціональна спроможність;
- відсутність впровадженої технології використання методичної бази оцінювання та аналізу ефективності функціонування систем ТТГ за стандартами ринкової економіки.

Головні зовнішні некеровані фактори – це ринково зумовлена вартість обслуговування основних та змінних в короткостроковому періоді фондів, кон′юнктурно-ситуаційна нестабільність обсягів газотранспортних послуг та інші.

Серед наведених чинників практичну значущість (внаслідок керованості та короткострокової дії) має методологічна та методична обгрунтованість розподілу потоків газу та вибору економічно доцільних варіантів використання енергетичних ресурсів, що є залежними від обсягів транспортованого газу. Фактор керованості відіграє ключову роль у формуванні виробничої функції магістральних газопроводів, а отже, створює реальну можливість підвищення ефективності використання у короткостроковому періоді незмінюваних основних фондів та залежних від завантаження магістральних газопроводів енергетичних ресурсів.

За законами ринкової економіки газотранспортне виробництво (як і будь-яке інше) є економічно ефективним тільки тоді, коли витрати на обслуговування основних фондів (незалежних від обсягів транспортованого газу) та змінних ресурсів (залежних від обсягів транспортованого газу) є меншими, ніж надходження за газотранспортні послуги. А відтак, головними чинниками ефективності трубопровідного транспорту газу постають витрати і надходження. Ринкова природа цих чинників надзвичайно складна і є предметом спеціальних фундаментальних досліджень як теоретичного, так і прикладного спрямування [55]. Проте, складність аналізу взаємовпливу витрат і надходжень на економічну ефективність газотранспортного виробництва може бути дещо зменшена, якщо розглядати загальні витрати і всі надходження узагальнено, не вдаючись до деталізації допоки неусталеної і дещо суперечливої (пов′язана з політичними і соціальними аспектами енергозабезпечення країни в цілому) структури витрат і надходжень. В дисертації розробка і дослідження реально можливих методів підвищення економічної ефективності систем трубопровідного транспорту газу виконані в межах саме такого узагальнення.

Інструментом дослідження і аналізу ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу слугують розрахунки залежності витрат енергетичних ресурсів від обсягів транспортованого газу. Специфічність і складність цих розрахунків полягає у тому, що загальновживані (приналежні до командних орієнтирів господарювання) методи моделювання режимів роботи магістральних газопроводів, замінені ринково-орієнтованими методами з принципово новими критеріями оптимальності функціонування газотранспортних систем. Загальновідомі зведені графічно-аналітичні характеристики компресорних станцій, які були домінуючими при формуванні проектних рішень в доринковий період, для непроектних режимів є обмежено придатними, оскільки грунтуються на використанні моделі "ідеального пару" і критеріях подібності газотермодинамічних процесів, яка має місце тільки у вузькому

діапазоні зміни режимно-технологічних параметрів [43]. Обмежено спроможними є і чисельні методи [61] аналізу режимів роботи магістральних газопроводів, грунтовані на модифікаціях ньютонівської технології побудови обчислювальних схем та факторизованих матрицями без врахування функціональної залежності режимно-технологічних параметрів магістральних газопроводів від витрат паливно-енергетичних ресурсів на стискування газу в діапазоні непроектних режимів роботи газопроводів. Використання в розрахунках середньоарифметичних величин витрат паливного газу, коефіцієнта стискуваності газу та ін. для побудови виробничих функцій магістральних газопроводів не є правомірним.

На сьогодні нормування витрат енергетичних ресурсів в системах трубопровідного транспорту газу відіграє провідну роль в сфері управлінської політики галузевого рівня. Традиційно нормовані обсяги витрат паливних ресурсів на КС магістрального газопроводу корелювались з його технологічно досяжною продуктивністю. В умовах ринкової економіки витрати енергетичних ресурсів і обсяг газотранспортного виробництва є підпорядкованими і визначаються за критерієм оптимальності економічного змісту, а саме – надходженнями коштів за виконувану газотранспортну роботу. Останні в значній мірі визначаються ринково-кон′юнктурно, і це диктує концептуально нову схему розв′язку проблеми нормування витрат паливно-енергетичних ресурсів на трубопровідний транспорт газу.

Зважаючи на методичну складність моделювання непроектних режимів роботи газотранспортних систем є доцільним використати для розрахунків витрат паливного газу на КС магістральних газопроводів формулу узагальненого типу, а саме :

$$Q_{\text{пг}} = \frac{N}{Q^{p}_{\text{н}} \cdot \eta_{e} \cdot \eta_{\text{пол}}} \cdot \frac{1}{к^{в}_{\text{гту}}} \cdot \sqrt{\frac{T_{a}}{T_{a\ \text{ном}}}} \cdot \frac{P_{a}}{P_{a\ \text{ном}}} \ , \qquad (10.28)$$

де N – потенційна робота стискування газу, необхідна для забезпечення продуктивності та співвідношення тиску газу на вході і виході нагнітачів; $Q^{p}_{н}$ - робоча теплота згоряння паливного газу ; η_{e} , $\eta_{\text{пол}}$ – ефективний к.к.д. ГТУ і політропний к.к.д. відцентрових нагнітачів, що враховує як технічний стан, так і робочу зону КС ; $к^{в}_{\text{гту}}$ - коефіцієнт, що враховує перевитрати паливного газу через погіршення технічного стану ГТУ ($к^{в}_{\text{гту}} < 1$).

Фактичним витратам паливного газу відповідає умова, за якою

$$k_{з}\ k_{\text{т.с.}}\ k_{\text{агр.}}\ N_{\text{ном}} = p\upsilon \cdot \frac{m}{(m-1)\,\eta_{\text{ном}}} \cdot \left(\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right) \cdot M \ , \qquad (10.29)$$

де $k_{з}$, $k_{\text{т.с.}}$ і $k_{\text{агр}}$ - відповідно коефіцієнт завантаження ГПА, коефіцієнт технічного стану та кількість агрегатів, m - показник політропи стискування газу. Якщо для приводу нагнітачів

$$M = F \sqrt{\frac{(p^{2}_{1} - p^{2}_{2})}{\lambda \cdot p\upsilon \cdot L}} \ . \qquad (10.30)$$

використовуються електродвигуни, то $k_{\text{т.с.}} = 1$.

Параметри газопроводу також мають відповідати рівнянню продуктивності лінійних ділянок.

В рівнянні (10.30) позначення параметрів загальновживані.

При проведенні енерготехнологічних розрахунків за моделями (10.28.) - (10.29.) використовуються показники термодинамічних процесів – ізотермічних, ізоентальпійних, ізоенергетичних та інших, визначення яких пов′язане з вибором відповідної форми запису рівняння стану газів. Рівняння стану має бути сумісним як для компресорних станцій так і для лінійних ділянок.

Аналізуючи структуру розрахункових формул (10.28) - (10.2.9) доходимо висновку, що витрати паливного газу на КС газопроводів безпосередньо залежать від ефективної потужності

КС, а отже від обсягу транспортованого газу та технології транспортування. Така залежність у відносних величинах в літературі [50] наведена у вигляді, як це показано на рис. 10.9.

Одержана нами розрахункова залежність витрачуваних потужностей КС від обсягів транспортованого газу для газопроводу "Союз" ілюстрована в таблицях 10.4 –10.6. Конкретні розрахунки доводять таке: витрати паливного газу, а отже і потужностей КС найбільш відчутно залежать від потокових та режимно-технологічних характеристик систем трубопровідного транспорту газу.

Відтак, раціональний розподіл потоків газу в системах магістральних газопроводів постає як реальний управлінський резерв підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів. Цьому сприяє і перехід на низьконапірну технологію транспортування газу , оскільки при високих ступенях стискування газу пропускна здатність газопроводу зменшується. Висновок про це підтверджується також літературними даними[57,61]. Розрахунково доведено, що витрати паливного газу і потужності КС зростають нелінійно і відносно більш інтенсивно, ніж продуктивність магістрального газопроводу. А відтак, проблема нормування витрат паливного газу є оптимізаційною. Розмір і структура оптимізаційної області залежать як від технології транспортування газу, так і від рівня витрат на функціонування виробничих фондів газотранспортної галузі. Тож, є принципова можливість ідентифікувати витрати паливного газу з показниками неповного використання ресурсів, непродуктивного використання ресурсів і перевитрат ресурсів. Нормою постає розрахункова величина витрат паливного газу, оскільки ні зекономити, ні перевитратити паливо для даного розподілу потоків газу і технічного стану системи газопостачання не можна.

Відхилення від "норми" можливе тільки за рахунок зміни завантаження та режиму роботи газопроводу, або за рахунок зміни технічного стану технологічного устаткування КС і лінійних ділянок. Обидва чинники є поліфакторними і їх вплив сукупно і диференційовано можна оцінити розрахунково за наведеними вище формулами (10.28) - (10.29).

Технологія оцінювання ефективності використання паливного газу орієнтована на децентралізовану схему управління газопроводами, за якою на диспетчерському рівні достатньо задати тільки вхідні і вихідні параметри технологічних об′єктів газопроводів. Досягнення мінімуму енерговитрат при обов′язковому підтриманні заданих параметрів покладається на обслуговуючий персонал. Розподіл потоків у системі газопроводів тут відіграє оптимізаційну роль щодо пошуку найменш енерговитратного режиму роботи технологічного устаткування. Такий підхід до нормування витрат паливного газу дозволяє на управлінському рівні завчасно зважити реальні можливості підвищення економічної ефективності використання енергоресурсів і своєчасно розрахунково обгрунтувати та вжити відповідні заходи, аби змінити ситуацію на краще.

Виконані наскрізні розрахунки режимно-технологічних параметрів газопроводу "Союз", що наведені в роділі 3, довели таке: якщо витрати паливного газу суттєво ($Q_{пг}$ > ОФ) перевищують витрати на обслуговування основних фондів (в еквівалентних одиницях виміру), то досяжна економія паливного газу можлива більше 15 %.

Ринкова концепція інтенсифікації газотранспортного виробництва має в основі мінімізацію витрат використовуваних ресурсів на одиницю вироблюваної продукції. Виходячи з цього, для оцінювання ефективності трубопровідного транспорту газу необхідно чітко і однозначно визначити поняття "продукція" газотранспортного виробництва. Без кількісного виміру вироблюваної продукції оцінювання ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу принципово неможливе.

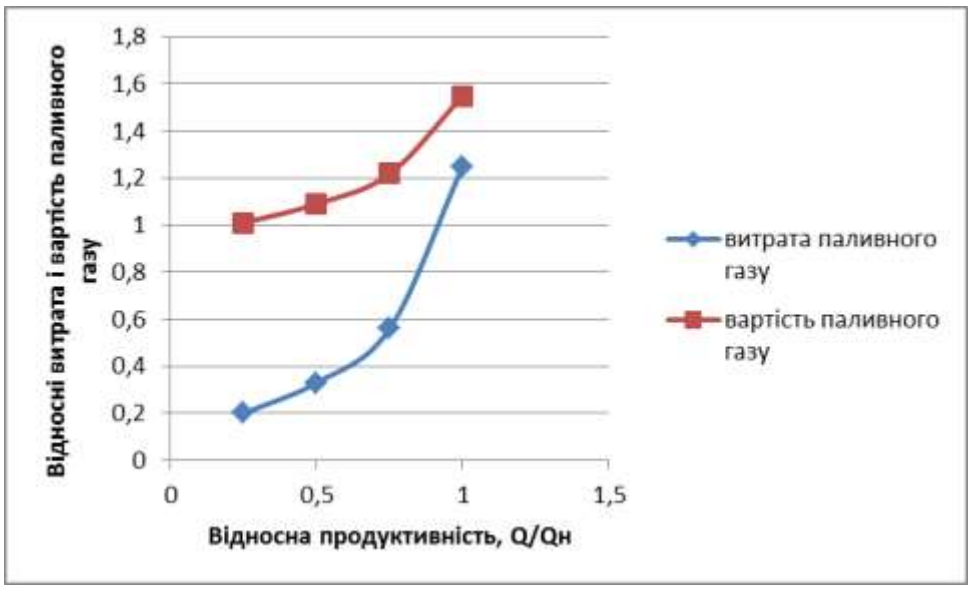


Рисунок 10.9 - Залежність питомих витрат паливного газу $Q_{пг}$ та ступеня стискування газу ε від продуктивності газопроводу Q

Продукція газопроводу за своїм змістом є результат виконання роботи, яка в колишні часи розраховувалась за формулою

$$U = Q \times L, \qquad (10.31)$$

де Q – кількість транспортованого газу за одиницю виміру часу, L – довжина газопроводу (відстань до споживача). Для традиційної технології магістрального транспорту газу, орієнтирами якої були максимальна проектна продуктивність газопроводу та максимальне використання потужностей КС при проектних параметрах транспортування газу, використання формули (10.31) було прийнятним. В умовах роботи газопроводів, коли мають місце непроектні режими, оцінювання виконуваної роботи за показником

$$U = Q \times L$$

втрачає сенс, оскільки $U = f(Q, L)$ не відбиває динаміку змінних витрат енергоресурсів. Використовувана потужність компресорних станцій не є пропорційною продуктивності газопроводу. Вона зростає нелінійно і більш інтенсивно в порівнянні зі збільшенням продуктивності газопроводу. Взаємозалежність витрачуваних енергетичних ресурсів і продуктивності газопроводу визначається законами газової термодинаміки. Математичні аспекти моделювання взаємозалежності між витратами енергетичних ресурсів і кількістю транспортованого газу досліджені в розділі 2.

Причинно-наслідкова взаємозалежність між витрачуваними енергетичними ресурсами і завантаженням газопроводів містить в собі орієнтир вибору робочого інструменту для вимірювання виконуваної газопроводами газотранспортної роботи. За своєю сутністю конструювання інструменту зводиться до використання газотермодинамічної системи моделей, а також рівнянь (10.28) – (10.30), за допомогою яких можна кількісно відтворити параметричний стан магістрального газопроводу, а, отже, і енерговитратні показники технологічних об′єктів: лінійних ділянок і компресорних станцій. Цим можна скористатися для вимірювання виконуваної газотранспортної роботи шляхом газотермодинамічних розрахунків. Принципово можливе вимірювання газотранспортної роботи також на основі

експериментальних (чи експлуатаційних) даних щодо використання потужностей КС і втрат енергії тиску газу на лінійних ділянках газопроводів.

Відповідна обробка енерговитратних показників дозволяє структурувати характеристику вимірника виконуваної газотранспортної роботи залежно від вибраної одиниці виміру. Математично розрахункова формула для вимірювання виконуваної газотранспортної роботи варіантно структурується у такому вигляді:

$$U_{гтр} = a_1 \cdot N_{кс}(Q_{гтр}) + a_2 \cdot f (\Delta p_{л.д.}), \qquad (10.32)$$

де $N_{кс}$ - енергетичні витрати на КС магістрального газопроводу, $\Delta p_{л.д.}$ – витрати енергії тиску газу в лінійних ділянках газопроводу, a_1 і a_2 - коефіцієнти для узгодження одиниць виміру газотранспортної роботи з одиницями виміру енергетичних витрат на стискування газу та з одиницями виміру енергії тиску газу відповідно.

В розділі 3 розрахунково доведено, що енергетичні витрати на КС газопроводу суттєво перевищують витрати енергії тиску в лінійних ділянках. Тому для експрес-оцінки обсягів виконуваної газотранспортної роботи достатньо використати першу частину формули (10.32), а саме:

$$U_{гтр} = a_1 \cdot N_{кс}(Q_{гтр}).$$

Для побудови вимірника газотранспортної роботи достатньою є інформація, яка унормована для живлення моделей (10.28) – (10.30).

При виконанні конкретних розрахунків для вимірювання обсягів виконуваної газотранспортної роботи в дисертаційній роботі прийнята одиниця виміру - кВт·год. / добу.

З метою встановити залежність виконуваної газотранспортної роботи $U_{гтр}$ від обсягів транспортованого газу $Q_{гтр}$ проведені розрахунки та використана залежність виконуваної газотранспортної роботи від витрачуваних потужностей у вигляді

$$U_{гтр} = f [N_{кс}(Q_{гтр})].$$

Числові моделі, що наведені в розділі дозволяють відслідкувати таку особливість залежності виконуваної газотранспортної роботи

$$U_{гтр} = f [N_{кс}(Q_{гтр})]$$

від обсягів транспортованого газу: виконувана газотранспортна робота $U_{гтр}$ починаючи з деякого початкового завантаження газопроводу зростає стрімкіше, ніж обсяги транспортованого газу $Q_{гтр}$. Завантаження газопроводу, при якому обсяги виконуваної газотранспортної роботи починають зростати стрімкіше, є оптимальним, хоч при цьому може і не бути повного використання виробничих ресурсів. За літературними даними [26] підвищення продуктивності газопроводу відносно оптимуму на 16% призводить до збільшення енерговитрат на 40-50%. Таке співвідношення, оскільки існує прямий зв′язок $U_{гтр} = f (N_{кс})$, зберігається і щодо виконуваної газотранспортної роботи $U_{гтр}$. Розрахункова залежність виконуваної газотранспортної роботи $U_{гтр}$ від обсягів транспортованого газу $Q_{гтр}$ газопроводу "Союз" наведена на рис. 10.10.

Аналіз проблеми максимізації ефективності газопроводів за обсягом виконуваної газотранспортної роботи та повного використання виробничих ресурсів пов′язаний з ринковою концепцією визначення основних показників ефективності функціонування систем газопроводів та врахування витрат на обслуговування незалежних від режимів роботи газопроводів фондів ОФ. Ці аспекти проблеми досліджуються в наступних підрозділах.

Витрати, які газотранспортна одиниця несе при транспортуванні газу, залежать від можливості змінювати кількість всіх задіяних ресурсів. Такі ресурси, як використовувана встановлена потужність компресорних станцій, можуть бути змінені легко і швидко. Інші

ресурси, як наприклад схемна структура газопроводу, можуть бути змінені лише через значний проміжок часу, можливо кілька років. Оскільки на зміну використовуваних ресурсів треба витрачати різний час, то необхідно відрізняти короткостроковий і довгостроковий періоди. Дослідження в цьому підрозділі проведені для короткострокового періоду. Це період, коли газотранспортна структура не встигає змінити свої виробничі потужності, але достатній, щоб змінити інтенсивність використання всіх існуючих потужностей. Короткостроковий і довгостроковий періоди відрізняються один від одного більше концептуально, ніж за проміжком часу.

Виробничі потужності газотранспортних структур залишаються фіксованими в межах короткострокового періоду, але обсяг транспортованого газу може бути змінений шляхом зміни режимів роботи системи газопроводів, а отже і витрат енергетичних ресурсів на КС газопроводів. Центральним аспектом цієї проблеми є питання: як буде змінюватись кількість вироблюваної продукції (виконуваної газотранспортної роботи) при збільшенні витрат оперативно змінюваних потужностей КС, але фіксованих, незмінюваних у короткостроковому періоді інших ресурсах.

Відповідь на це питання дає залежність

$$N_{кс} = f\ (P,\ \upsilon,\ \varepsilon,\ \eta_{пол},\ ккд,\ к_{тс},\ Q_{гтр}).$$

Ця залежність є такою, що має нелінійно змінювану пропорцію

$$СВ = \frac{Q_{гтр}}{N_{кс}}\ , \qquad (10.33)$$

яка з деякого моменту (сідлової точки) зменшується. Отже, віддача від збільшення витрат змінних ресурсів (енергетичних ресурсів КС) є зменшуваною. Ця закономірність в економіці відома як "закон зменшуваної віддачі" [8,9].

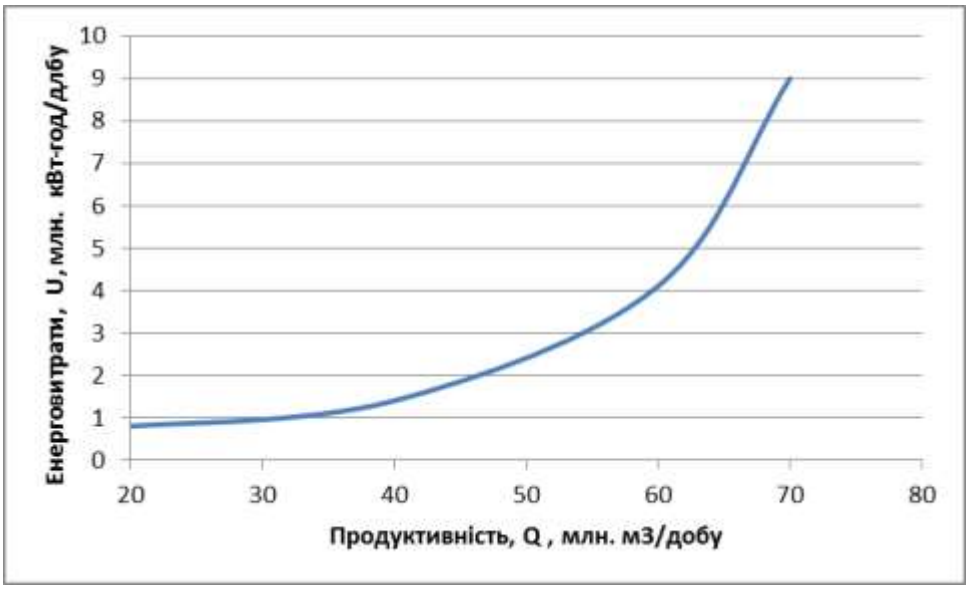


Рисунок 10.10 - Залежність виконуваної газотранспортної роботи U від обсягів транспортованого газу Q газопроводу "Союз".

Логічне пояснення цьому закону стосовно магістральних газопроводів випливає з сутності фізики газотермодинамічних процесів транспортування газу, а саме: витрати енергії на подолання опору тертя в конфузорах стисувальних агрегатів зростають нелінійно зрощуваним темпом залежно від потужності газового потоку.

З метою ілюстрації та дослідження поведінки співвідношення (10.33) як характеристики середньої віддачі від збільшення витрат енергетичних ресурсів, нижче в табл. 10.7 наводимо результат розрахунку середньої віддачі СВ (виробничої продуктивності) газопроводу "Союз" (стовпці 1,2,3).

Для більш повного уявлення середня віддача $СВ = Q_{гтр} / Q_{пг}$ для газопроводу "Союз" відтворена на рис. 10.11 .

Як таблиця 10.7, так і рис 10.11 дають змогу засвідчити, що середню віддачу $СВ = Q_{гтр} / Q_{пг}$ від використовуваних енергетичних ресурсів на транспорт газу можна використати як характеристику ефективності магістральних газопроводів.

В роботі досліджена залежність максимальної виробничої продуктивності (віддачі) газопроводу "Союз" від обсягів витрат на обслуговування основних фондів ОФ. Результати розрахунків ілюстровані нижче таблицею 10.8 .

Таблиця 10.7-Числова модель закону зменшуваної середньої віддачі (продуктивності) для транзитного газопроводу "Союз".

$Q_{гтр}$, млн. $м^3$ / добу	$Q_{пг}$, млн. $м^3$ / добу	$СВ = Q_{гтр} / Q_{пг}$	$\Delta Q_{гтр}$, млн. $м^3$ / добу	$\Delta Q_{пг}$, млн. $м^3$ / добу	$ГВ = \Delta Q_{гтр} / \Delta Q_{пг}$
1	2	3	4	5	6
83,0	8,13	10,21	-	-	-
82,0	7,75	10,58	1	0,38	2,62
80,0	7,14	11,20	2	0,61	3,28
78,0	6,60	11,81	2	0,54	3,70
75,0	5,89	12,73	3	0,71	4,23
70,0	4,87	14,37	5	1,02	4,90
65,0	4,14	15,70	5	0,73	6,85
60,0	3,56	16,85	5	0,58	8,62
50,0	2,79	17,92	10	0,77	12,98
40,0	2,31	17,31	10	0,48	20,83
30,0	2,08	14,45	10	0,23	42,74

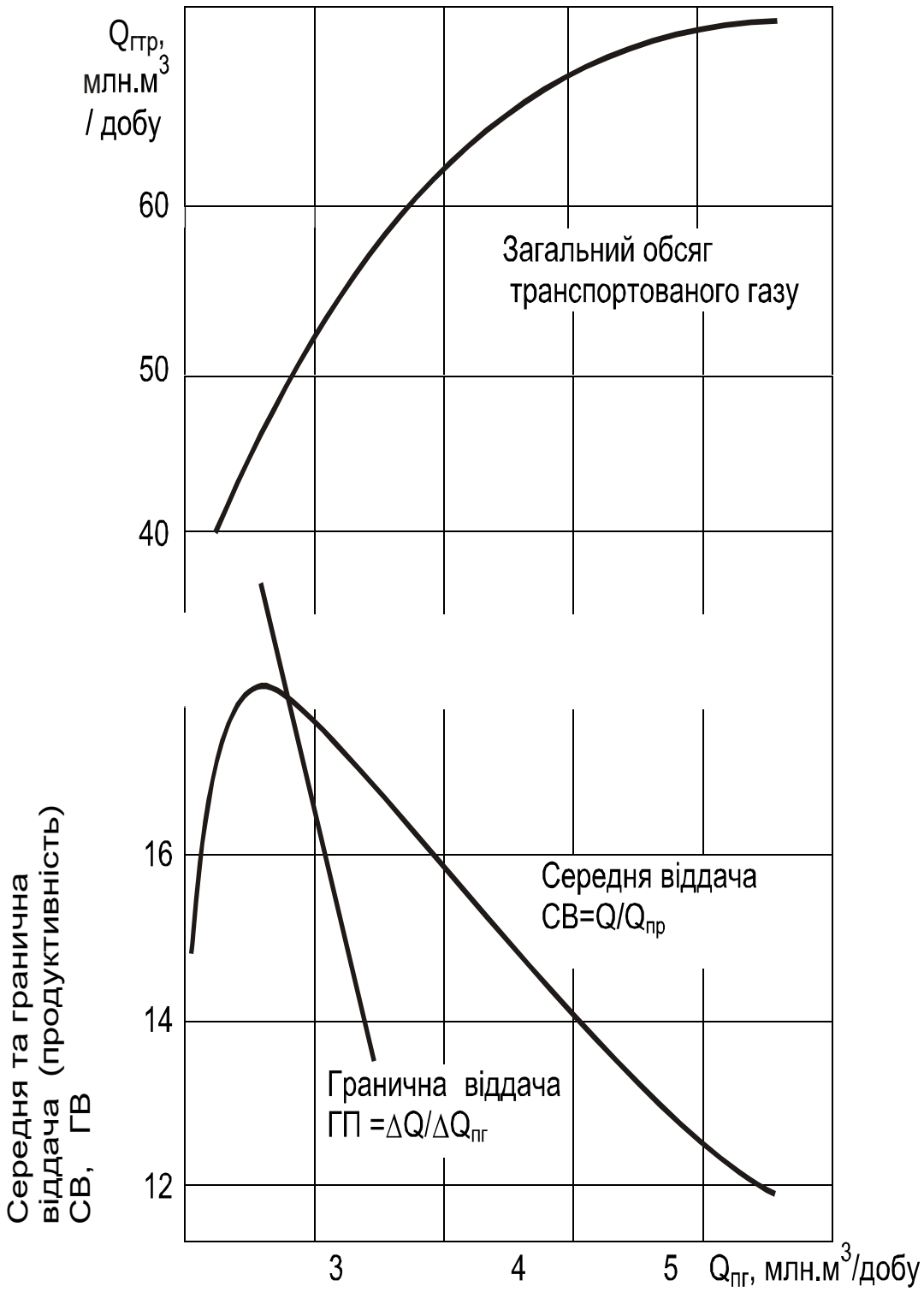


Рисунок 10.11 - Залежність між загальним обсягом транспортованого газу $Q_{гтр}$, витратами паливного газу $Q_{пг}$ та середньою СВ і граничною віддачею ГВ магістрального газопроводу "Союз".

Таблиця 10.8 - Залежність ефективності витрачуваних ресурсів $Q_{пг}$ та витрат на обслуговування основних фондів ОФ від обсягів транспортованого газу $Q_{гтр}$.

$Q_{гтр}$, млн. м^3 / добу	$Q_{пг}$, млн. м^3 / добу	$Q_{гтр}$ / ($Q_{пг}$+ОФ) при ОФ/ $Q_{пг}$ = 0,2	$Q_{гтр}$ / ($Q_{пг}$+ОФ) при ОФ/ $Q_{пг}$ = 2,0	$Q_{гтр}$ / ($Q_{пг}$+ОФ) при ОФ/ $Q_{пг}$ = 3,1
80,0	7,14	8,77	23,41	32,15
78,0	6,60	8,23	22,87	31,60
75,0	5,89	7,52	22,16	30,09
70,0	4,87	6,51	21,14	29,87
65,0	4,14	5,77	20,40	29,14
60,0	3,56	5,20	19,83	28,57
50,0	2,79	4,42	19,06	27,80
40,0	2,31	3,94	18,58	27,30
30,0	2,08	3,70	18,34	27,07
10,0	1,87	3,49	18,13	26,80

Другу характеристику ефективності функціонування газопроводів становить показник граничної віддачі від використання керованих енергетичних ресурсів. Цей показник є похідним від показника середньої віддачі СВ. Розрахунково показник граничної віддачі (ГВ) визначається за формулою

Результати розрахунку показника граничної віддачі за формулою (10.34) для газопроводу "Союз" наведені в таблиці 10.7 та на рис. 10.11. Нижче в табл. 11.9 наведені результати розрахунків показника граничної віддачі для газопроводу "Союз" при ОФ = 0,2 × $Q_{пг\ мах}$

Показник граничної віддачі ГВ вимірює темп зміни загального обсягу виробництва (кількості транспортованого газу $Q_{гтр}$) і проходить ті ж три фази, через які проходить показник середньої віддачі СВ. Якщо обсяг транспортованого газу зростає зі збільшуваною швидкістю, то гранична віддача теж зростає. Потім, обсяг виробництва зростає, але зі зменшуваною швидкістю; гранична віддача залишається позитивною (плюсовою), але знижується. Коли обсяг транспортованого газу досягає максимальної точки, то гранична віддача дорівнює нулю. Зрештою, кількість транспортованого газу

$$ГВ = \frac{\Delta Q_{гтр}}{\Delta N_{кс}} . \qquad (10.34.)$$

на одиницю витрачуваних ресурсів починає зменшуватись; гранична віддача набуває від′ємного значення.

Динаміка граничної віддачі є такою ж дугоподібною, як і залежність середніх витрат від кількості транспортованого газу. Але має місце суттєва відмінність: там, де гранична віддача перевищує середню віддачу, остання зростає; а там, де гранична віддача менше середньої, середня віддача знижується. Звідси випливає, що крива граничної віддачі ГВ перетинає криву середньої віддачі якраз в тій точці, в якій остання досягає свого максимуму.

Показник граничної віддачі витрат енергоресурсів є центральним. Його побудова спирається на ідеологію формування виробничої функції в координатах: питомі витрати енергетичних ресурсів – обсяг транспортованого газу . Ця ідеологія постулює, що інтересам галузі на перспективу відповідає не менше за обсягом, а найбільш ефективне використання паливно-енергетичних ресурсів за показником граничної віддачі ГВ.

Таблиця 10.9. Результати розрахунку показника граничної віддачі ГВ для газопроводу "Союз" при ОФ =0,2 × $Q_{пг\ мах.}$

Збільшення загальних витрат $\Delta(Q_{пг} + ОФ)$	Збільшення обсягів транспортованого газу $\Delta Q_{гтр}$	Гранична віддача $ГВ = \Delta Q_{гтр} / \Delta (Q_{пг} + ОФ)$
0,20	0,06	0,30
0,24	0,13	0,54
0,07	0 ,05	0,71
0,07	0,07	1,0
0,04	0,06	1,50
0,01	0,04	4,01
0,01	0,04	4,01
0,03	0,16	5,30

Щоб визначити загальні витрати на транспортування газу та витрати з розрахунку на одиницю транспортованого газу, необхідно об′єднати дані про виробничу функцію, яка ілюструє закон зменшуваної віддачі, з інформацією на ціни використовуваних ресурсів.

Постійні витрати - це такі витрати, які не змінюються при будь-яких обсягах транспортування газу. Постійні витрати пов′язані з самим існуванням виробничого обладнання (виробничих ресурсів) і мають бути сплачені, навіть коли завантаження газопроводів є мінімальним. До постійних витрат, як правило, відносяться рентні платежі, частина відрахувань на амортизацію приміщень і технологічного устаткування, страхові внески, а також заробітна плата вищому управлінському персоналу. При дослідженні в цьому розділі гіпотетично прийнято, що постійні витрати (витрати на обслуговування основних фондів) є меншими, ніж змінні витрати.

Змінні витрати – це витрати, що є залежними від завантаження магістральних газопроводів. До таких витрат відносяться, головним чином, витрати потужностей КС, частина трудових ресурсів та інші, безпосередньо залежні від обсягів транспортованого газу.

Поведінка змінних витрат зумовлюється принципом (законом) зменшуваної віддачі, числова модель якого наведена в табл. 10.7.

Загальні витрати - це сума постійних і змінних витрат для кожного конкретного обсягу транспортованого газу. Існує відмінність між постійними і змінними витратами: змінними витратами можна керувати, а постійні витрати знаходяться поза контролем управлінців. Постійні витрати являються обов′язковими і мають бути сплачені незалежно від технологічної ситуації.

Розрахунки середніх витрат необхідні для порівняння з ціною одиниці вироблюваної продукції. Підходи до визначення одиниці вироблюваної продукції газотранспортного виробництва є альтернативними. Тут проведений аналіз середніх витрат з розрахунку на одиницю транспортованого газу.

$$B_{оф} = \frac{ОФ}{Q_{гтр}} .$$

Середні постійні витрати визначаються шляхом поділу постійних витрат на обслуговування основних фондів на відповідну кількість транспортованого газу за формулою:

Оскільки сума постійних витрат, за визначенням, є незалежною від кількості транспортованого газу, то середні постійні витрати $B_{оф}$ зі збільшенням обсягів транспортованого газу $Q_{гтр}$ безперервно зменшуються.

Середні змінні витрати визначаються шляхом поділу суми змінних витрат на відповідну кількість транспортованого газу за формулою:

$$B^{сер}_{зм} = \frac{N_{кс}}{Q_{гтр}} .$$

Середні загальні витрати можна розглядати як суму середніх постійних витрат і середніх змінних витрат, тобто

$$B^{сер}_{заг} = B^{сер}_{оф} + B^{сер}_{зм}.$$

Середні загальні витрати можна розрахувати також за формулою:

$$B^{сер}_{заг} = \frac{ОФ + [Q_{пг} = f(N_{кс})]}{Q_{гтр}} . \qquad (10.35)$$

Концепція граничних витрат має стратегічне значення, оскільки вона дозволяє визначити ті витрати, величину яких газотранспортна структура може контролювати безпосередньо. Показники середніх витрат такої можливості не дають. Граничні витрати ГВит обчислюються за формулою:

$$ГВит = \frac{\Delta (ОФ + Q_{пг})}{\Delta (Q_{гтр})} . \qquad (10.36)$$

Результати розрахунків за формулами (10.35) та (10.36) для газопроводу "Союз" наведені в таблиці 10.9 та ілюструються рис 10.10.

Таблиця 10.10 - Динаміка середніх та граничних витрат на трубопровідний транспорт газу газопроводу "Союз" при $ОФ = 0{,}41 \times Q_{пг.мах}$.

$Q_{гтр}$, млн. $м^3$ / добу	Середні постійні витрати, $ОФ / Q_{гтр}$	Середні змінні витрати, $Q_{пг} / Q_{гтр}$	Середні загальні витрати, $СВ = (Q_{пг} + ОФ) / Q_{гтр}$	Δ СВ	Граничні витрати, $ГВ = \Delta СВ / \Delta(Q_{гтр})$
83,0	0,0401	0,0979	0,138		
82,0	0,0406	0,0945	0,135	0,38	0,38
80,0	0,0416	0,0893	0,131	0,60	0,30
78,0	0,0427	0,0846	0,127	0,55	0,275
75,0	0,0444	0,0786	0,123	0,71	0,237
70,0	0,476	0,0697	0,117	1,01	0,202
65,0	0,0512	0,0637	0,115	0,74	0,148
60,0	0,0555	0,0595	0,1148	0,58	0,116
50,0	0,0666	0,0559	0,1226	0,76	0,076
40,0	0,0833	0,0579	0,1410	0,49	0,049
30,0	0,111	0,0692	0,1810	0,23	0,023

Зв′язок між граничною віддачею і граничними витратами очевидний: збільшувана віддача відбивається в зниженні граничних витрат, а зменшувана віддача – в збільшенні граничних витрат. Зі збільшенням граничної віддачі граничні витрати обов′язково падають. В момент, коли гранична віддача досягає максимуму, граничні витрати найменші. Ця взаємозалежність між основними показниками ефективності трубопровідного транспорту газу в наступному підрозділі покладена в основу визначення ефективності магістральних газопроводів за економічним критерієм прибуткового використання виробничих ресурсів.

Завантаження газопроводу, при якому енергетичні витрати починають зростати стрімкіше є оптимальним $Q_{опт.}$ За оптимального режиму роботи газопроводу загальні витрати основних фондів ОФ та енергетичних ресурсів $N_{кс}$ на транспортування газу є меншими, ніж при подальшому завантаженні газопроводу, тобто

$$\frac{ОФ + N_{кс.опт}}{Q_{опт}} < \frac{ОФ + N_{кс}}{Q_{гтр}} < \frac{ОФ + N_{кс}}{Q_{мах}} . \qquad (10.37)$$

Отже, якщо розраховувати собівартість газотранспортного виробництва за обсягом транспортованого газу $Q_{мах}$, то збільшення обсягів транспортування газу $Q_{опт} < Q_{мах}$, тобто більш повне використання задіяних у виробництві ресурсів є збитковим. Цей парадокс командної економіки у ринковому середовищі спрацьовує як руйнівний фактор і мотивує необхідність і невідкладність глибинного аналізу сутності ринково-орієнтованого методу аналізу і підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу.

Нижче ідеологія ринково орієнтованого аналізу, оцінювання та використання методологічних засобів підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу при повному завантаженні магістральних газопроводів прийнята такою:

1. Оцінюємо надходження за командною і ринковою схемою. За командною схемою надходження при $Q_{мах}$ становлять

$$Н_Q = ц_Q \times Q_{max} = ОФ + N_{кс.мах.}$$

2. Звідси вартість транспортування одиниці транспортованого газу (ціна)

$$ц_Q = \frac{ОФ + N_{кс.мах}}{Q_{мах}} .$$

3. За ринковою схемою надходження становлять

$$Н_Q = ц_Q \times U_{гтр},$$

де $ц_Q$ – ціна одиниці виконуваної газотранспортної роботи $U_{гтр}$.

4. В точці, де загальні витрати мінімальні, покладаємо

$$ц_Q \times Q_{опт} = ц_{гтр} \times U_{опт} = \frac{ОФ + N_{кс.опт}}{Q_{опт}} = \left(\frac{ОФ + N_{кс.мах.}}{Q_{мах}}\right) \times Q_{опт.} .$$

5. Звідси вартість одиниці виконуваної газотранспортної роботи $U_{гтр}$ становить

$$ц_{гтр.} = \left(\frac{ОФ + N_{кс.мах.}}{Q_{мах.}}\right) \times \frac{Q_{опт.}}{U_{опт.}}$$

6. Отже, в будь-якій точці оптимізаційної області надходження такі:
за ринковою схемою

$$Н_{гтр} = ц_{гтр} \times U_{гтр} = \left(\frac{ОФ + N_{кс.мах.}}{Q_{мах.}} \right) \times \frac{Q_{опт.}}{U_{опт.}} \times U_{гтр.} ,$$

а за командною (витратною) схемою

$$Н_{Q} = ц_{Q} \times Q = \frac{ОФ + N_{кс.мах.}}{Q_{мах}} \times Q .$$

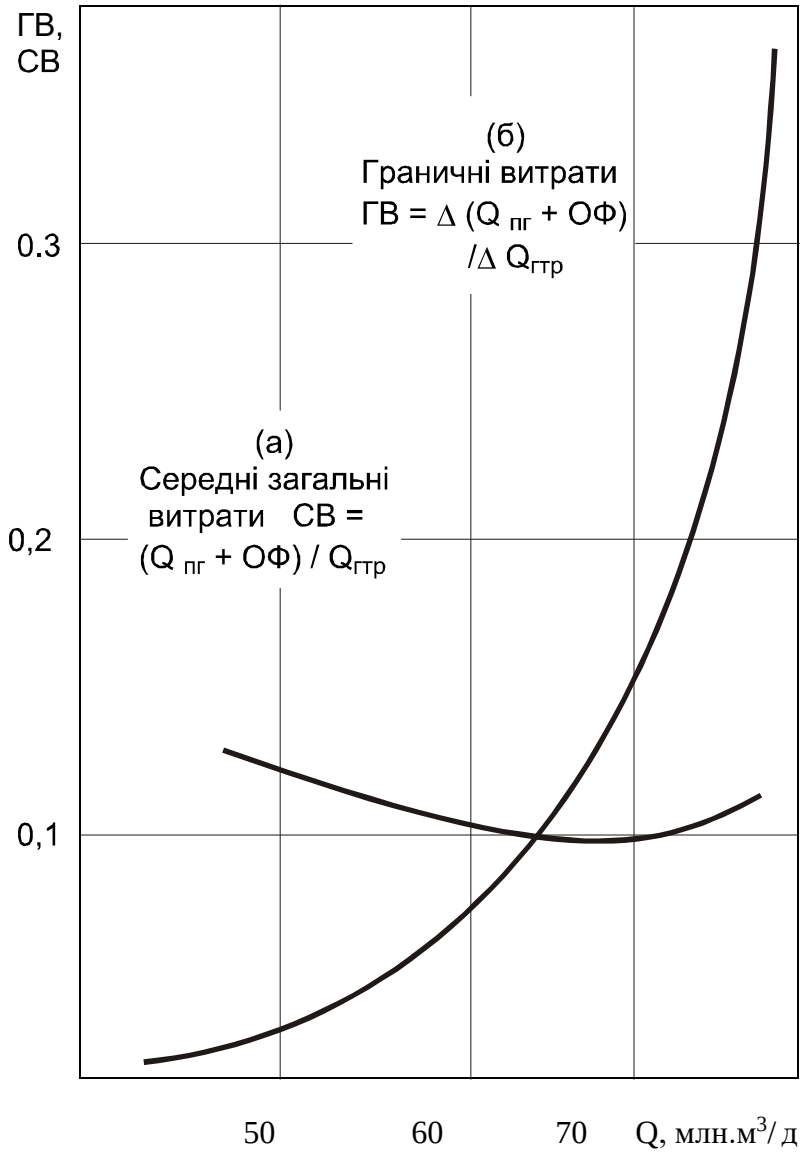


Рисунок 10.12 - Залежність середніх (а) та граничних (б) витрат від обсягів транспортованого газу $Q_{гтр}$ при витратах на обслуговування основних фондів $ОФ = 0,4 \cdot Q_{пг}$.

7. Різниця між надходженнями $Н_{гтр.}$ і $Н_Q$ за будь-якого завантаження газопроводу становить

$$Н_{гтр} - Н_Q = \frac{N_{кс.мах}}{Q_{мах}} \times \left[\left(\frac{Q_{мах}}{N_{кс\ опт}} \times U_{гтр} \right) - Q \right].$$

Ця різниця, отже і прибуток Пр, визначений як різниця між повною виручкою і всіма витратами, при максимальному завантаженні газопроводу складає:

$$Н_{гтр.} - Н_{Q.} = \frac{ОФ + N_{кс.\ мах.}}{Q_{мах.}} \times \left[\left(\frac{Q_{опт}}{U_{гтр.\ опт}} \times U_{гтр.\ max} \right) - Q_{мах} \right],$$

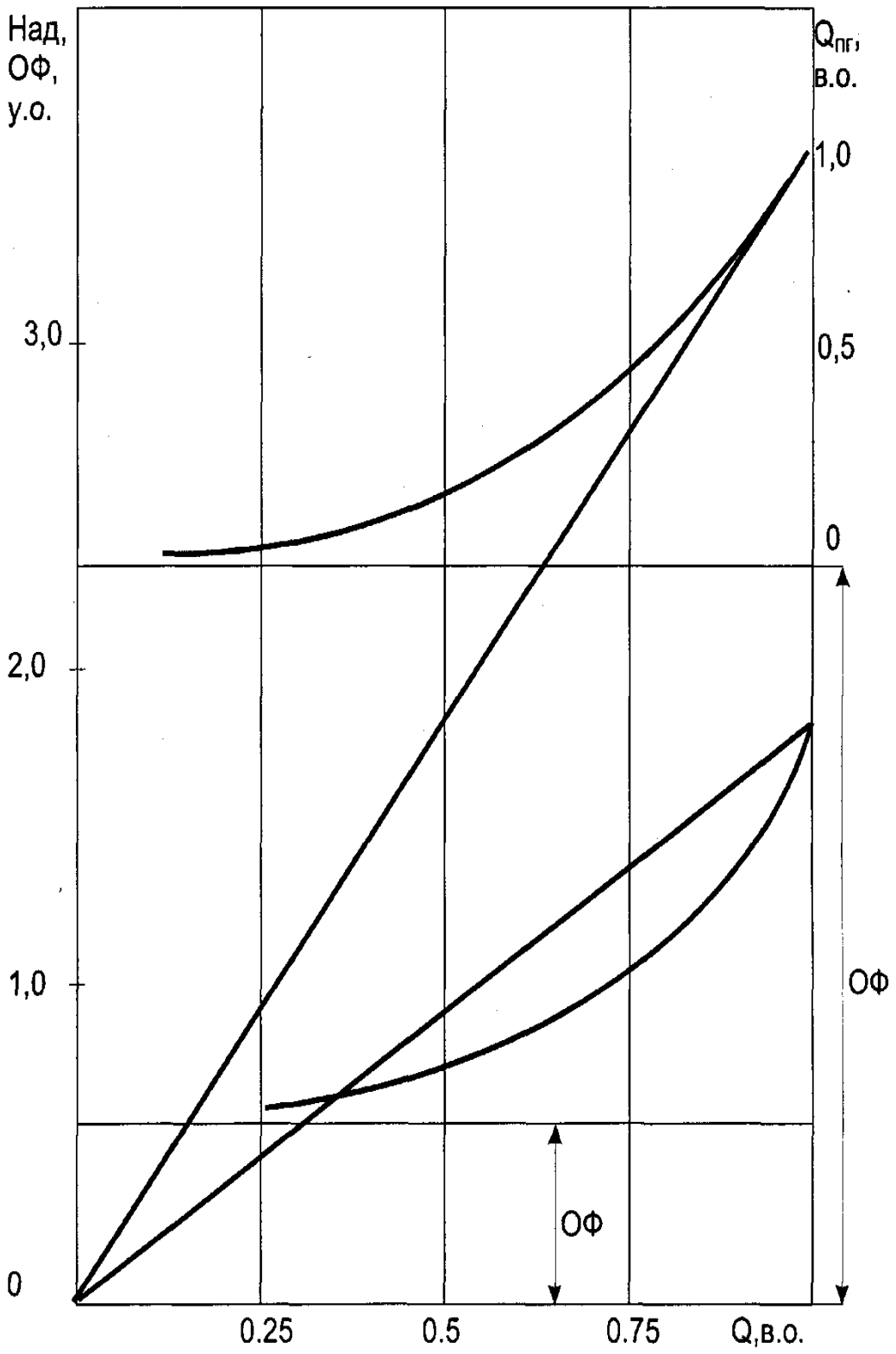
$$Пр = Н_{гтр} - Н_Q = (ОФ + N_{кс\ мах}) \times \left[\left(\frac{Q_{опт}}{Q_{мах}} \times \frac{N_{кс\ мах}}{N_{кс\ опт}} \right) - 1 \right] \qquad (10.39)$$

8. Якщо витрати на обслуговування основних фондів ОФ надмірні і такі, що $Q_{опт} = Q_{max}$ і, отже, $N_{кс\ опт} = N_{кс\ мах}$, то прибуток $Пр = Н_{гтр} - Н_Q$ буде нульовим, тобто, газотранспортне виробництво за ринковими орієнтирами буде економічно збитковим.

Концепція прибутковості газотранспортних систем за формулою (10.39) графічно ілюструється рис. 10.13 та рис. 10.14.

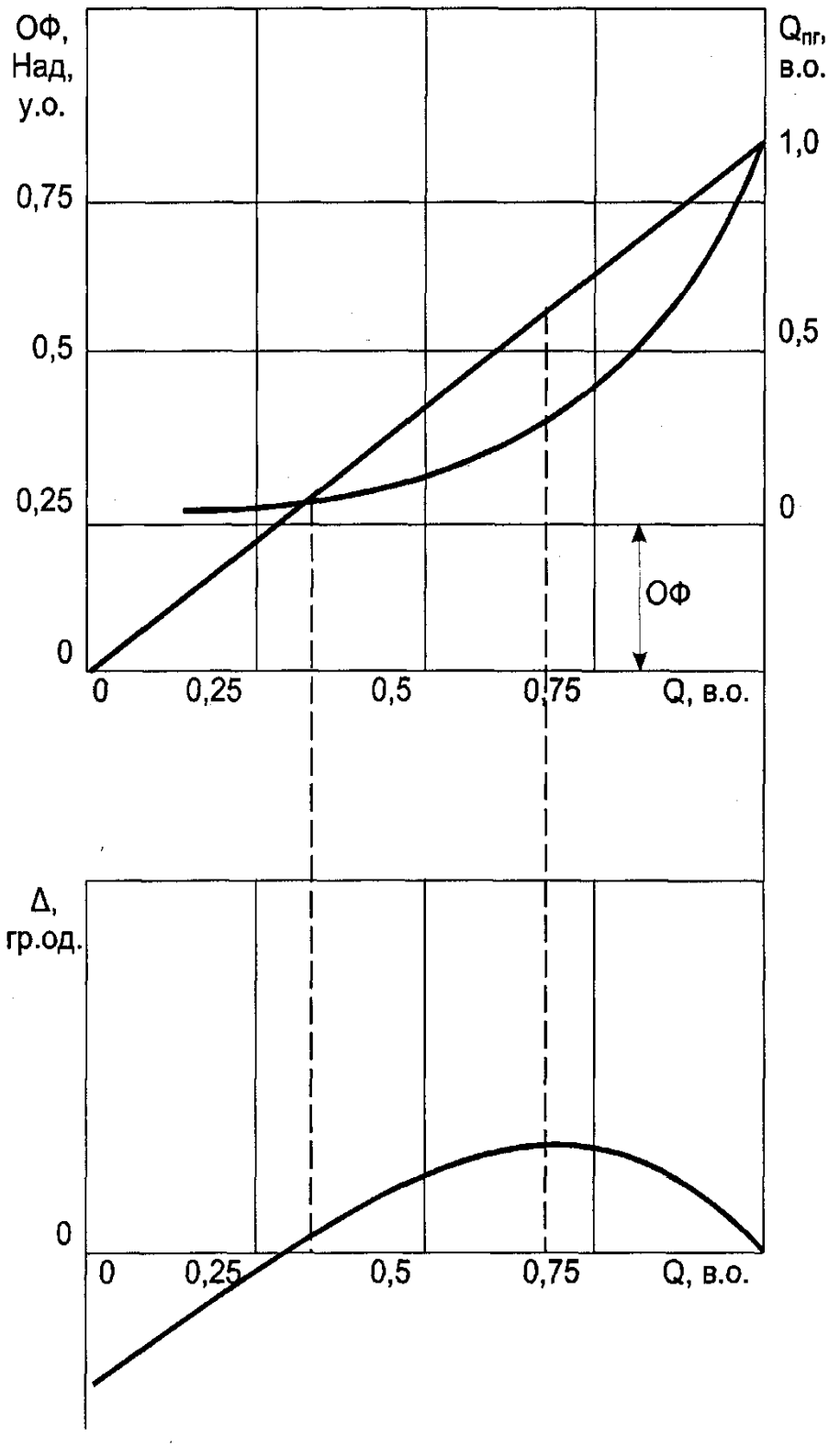
За формулою (10.39) є можливість упорядкувати систему взаємопов′язаних показників, які відбивають кількісну відповідність між надходженням та використанням паливно-енергетичних ресурсів конкретною газотранспортною системою. Таким чином встановити об′єктивні показники енергоємності газотранспортних послуг (вироблюваної продукції), посилити збалансованість та достовірність прогнозів, виявити резерви та стимули енергозбереження у газотранспортному виробництві, оскільки інтересам суспільства відповідає не найменша кількість, а найменш витратне використання паливно-енергетичних ресурсів.

Функції вироблення довгострокової стратегії, визначення відношень власності та регулювання в сфері ціноутворення є взаємопротирічні. За формулою (10.19) вказані функції для середньострокової перспективи можна належним чином збалансувати. Розв′язком задачі для конкретної ситуації будуть порогові значення прибутковості. За результатами розрахункового аналізу економічного стану можна визначити "больові точки" в схемі управління витратами і прибутком і на цій основі визначити напрямки удосконалення організаційних структур, методів і механізмів формування управлінських рішень щодо підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу.



Рисеуjr 10.13. Залежність структури оптимізаційної зони газопроводу від співвідношення витрат ОФ/ Qnr мах.

1. ОФ/$Q_{ПГ\ мах}$ =1,9;
2. ОФ/$Q_{ПГ\ мах}$ =0,5.



Рисеуjr 10.14. Ефективність трубопровідного транспорту газу для розрахункового газопроводу з параметрами Δ = Над - ($Q_{ПГ}$ + ОФ) при ОФ = 0,35 $Q_{пг\ max}$.

Вирішена проблема створення концептуально нової методичної основи для розв′язку важливих народногосподарських задач оцінювання, прогнозування та підвищення ефективності трубопровідного транспортування газу в умовах формування ринкових відносин. Проблема вирішена засобами математичного моделювання та розрахункового аналізу непроектних режимів роботи магістральних газопроводів, що породжують системну специфічність прояву нелінійної залежності витрат паливно-енергетичних ресурсів на транспортування газу від обсягів транспортованого газу. Сформульована і вирішена проблема методичного забезпечення розрахунків оптимальної продуктивності магістральних газопроводів, яка відіграє ключову роль у формуванні ринково-орієнтованих критеріїв ефективності газотранспортного виробництва. Концепція оптимізації потоків транспортованого газу є першопроходжуваною.

Для відтворення об′єктивно існуючої взаємозалежності між обсягом витрат виробничих ресурсів і обсягом транспортованого газу сформована система математичних моделей, грунтована на використанні базових законів газової термодинаміки. Запропоновано проблемно-орієнтований метод реалізації сформованої системи моделей та створено аналітичну основу моделювання непроектних режимів роботи лінійних ділянок і компресорних станцій магістральних газопроводів. На основі сформованої системи моделей встановлена специфічність залежності витрат паливно-енергетичних ресурсів від обсягів транспортованого газу. Розрахунково доведено, що витрати енергетичних ресурсів в порівнянні з кількістю транспортованого газу зростають більш інтенсивно і нелінійно: збільшення продуктивності газопроводу на 1% призводить до збільшення енерговитрат на 3-5% .

Запропонована концепція визначення оптимальної продуктивності газопроводу, яка в ринковому середовищі формує вихідну основу для оцінювання і прогнозування ефективності використання виробничих ресурсів. Концепція грунтується на порівнянні надходжень з витратами ресурсів на транспортування газу. Для реалізації принципу порівняльного аналізу сформована система розрахункових моделей, на основі якої відтворена залежність оптимальної продуктивності газопроводу від обсягу витрачуваних ресурсів. Розрахунково доведено, що оптимальна продуктивність газопроводу суттєво залежить від структури витрачуваних ресурсів: якщо умовно постійні витрати перевищують витрати керовано змінних енергетичних ресурсів, то оптимальна і максимальна (технологічно досяжна) продуктивності співпадають.

Розроблена і досліджена концептуально нова ринково-орієнтована система моделей, яка грунтована на ідеї максимізації ефективності систем трубопровідного транспорту газу за рахунок ефективного і повного використання виробничих ресурсів. Запропонована система моделей дозволила аналітично відтворити взаємозв′язок між ефективністю витрачуваних ресурсів та рівнем завантаження магістрального газопроводу. Розрахунковою реалізацією моделей доведено, що недовикористання потужностей газопроводу на 10% при співвідношенні умовно постійних і керовано змінних витрат ресурсів у вимірі 0,5 ефективність газотранспортної системи за показником прибутковості зменшується орієнтовно на 30%. Кількісна характеристика цього співвідношення є залежною від схемної структури, фізичного зносу та реальних умов експлуатації газопроводів. Запропонована система моделей самодостатня як методичний інструмент системного аналізу причин і певних наслідків за ринковими критеріями ефективності використання ресурсного потенціалу магістральних газопроводів. Це один з найбільш реальних, відносно маловитратних та дієвих засобів оцінювання, прогнозування та підвищення ефективності магістральних газопроводів.

В цілому, виконана робота містить ідеологію зміни сучасних орієнтирів газотранспортного виробництва і концепцію підходу до розв′язання сукупності взаємопов′язаних проблем оцінювання вартості трубопровідного транспорту газу, рівня нормативних відрахувань на обслуговування виробничих фондів, реструктуризації вартості основних фондів

РОЗДІЛ 11. ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

11.1 Особливості режимів роботи газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження

В основу проектування газотранспортної системи в якості визначального вихідного параметру задається пропускна здатність газопроводу, яка трактується як максимальна кількість газу, яка може бути перекачаною за одиницю часу. Ця величина визначає в кінцевому рахунку основні проектні рішення з вибору діаметра, кількості компресорних станцій, робочих тисків на їх виході, обмежених зверху міцністю труб, і на вході, обмежених знизу умовами нормальної роботи газоперекачувальних агрегатів. Максимальний і мінімальний тиски взаємопов'язані з пропускною здатністю; зменшення їх різниці призводить до зниження продуктивності і навпаки.

Магістральний газопровід як єдина енергосистема характеризується не тільки витратами енергії на привід газоперекачувальних агрегатів, але й великими обсягами транспортування середовища, яке в свою чергу є енергоносієм. Нарощування довжини магістрального газопроводу вимагає зростання кількості компресорних станцій, що призводить до збільшення витрати енергії на транспортування або зниження пропускної здатності, тобто зменшення подачі енергоносія споживачу, що приведе до зростання питомих енергозатрат на транспорт. Тому зі збільшенням довжини магістрального газопроводу енергетична вартість перекачуваного газу умовно зменшується. Цей ефект може бути оцінений шляхом реалізації математичної модулі газопроводу створеної з урахуванням енергоємності компресорних станцій і енерговтрат в лінійних дільницях

В умовах неповного завантаження газотранспортної системи суттєве зниження продуктивності в порівнянні з пропускною здатністю призводить до розширення діапазону зміни максимального і мінімального тисків. Граничними варіантами допустимих режимів слід вважати наступні; максимальний, що характеризується максимальним значенням тиску на початку лінійної ділянки, і мінімальний, що характеризується мінімальнми значенням тиску в кінці лінійної ділянки. Множина всіх решта допустимих режимів знаходиться в діапазоні між вказаними граничними.

Отже, при неповному завантаженні складної газотранспортної системи можливі варіації тисків газу в газопроводах при заданій постійній продуктивності. Діапазон можливих змін тиску обмежується зверху лінією депресії при максимальному початковому тиску і знизу – лінією депресії при мінімальному кінцевому тиску. Порушення вказаного діапазону може призвести до руйнування трубопроводу за рахунок перевищення допустимого тиску або до відмови нормальної експлуатації відцентрових нагнітачів на КС за рахунок пониження тиску нижче від мінімально допустимого. Процес формування депресії тиску в кожний поточний момент при зміні величини продуктивності є нестаціонарним і характеризується коливанням тисків з певною частотою і амплітудою. Суперпозиція тисків при верхній граничній лінії депресії може призвести до перевищення початкового тиску, а при нижній граничній лінії депресії – до пониження тиску нижче за допустимий.

Для прогнозування режимів роботи газотранспортної системи в умовах частої зміни продуктивності необхідно розробити особливі методи розрахунку, які б характеризувалися достатньою точністю і високою швидкістю реалізації за умов різкої зміни параметрів.

Методи аналізу роботи елементів газопостачання можна розділити на теоретичні (математичні), експериментальні і експериментально-теоретичні. Теоретичний аналіз може бути аналітичним або чисельним, таким, що проводиться за допомогою сучасних комп'ютерних систем.

У першому випадку ми отримуються результати у вигляді формул, що дозволяють досить просто і наочно простежити залежність вихідних координат від початкових даних, структури системи і її параметрів. Проте іноді зв'язки настільки складні і які важко простежуються, що

для кожного випадку треба проводити розрахунок з урахуванням не лінійності, інерційності, змінності в часі параметрів. Аналітичні рівняння отримують шляхом теоретичного аналізу процесів тепло- і масопереносу, фізико-хімічних перетворень і т. д. Найбільші труднощі виникають при знаходженні чисельних значень коефіцієнтів отриманих рівнянь. Для цього необхідно заздалегідь знати геометрію елементу, швидкості руху, коефіцієнти теплопередачі і т. д. Критерієм правильності складених рівнянь є збіг з певною точністю їх чисельних рішень з експлуатаційними даними.

Узагальнюючи викладене, слід зробити висновок про необхідність прогнозування нестаціонарних процесів в складних газотранспортних системах великої протяжності, що включають значну кількість компресорних станцій.

11.2 Прогнозування стаціонарних режимів роботи систем газопостачання методом інтегральних коефіцієнтів

Експлуатація транзитної газотранспортної системи в умовах неповного завантаження передбачає часті зміни обсягів транспортування газу, що викликає необхідність в оперативному прогнозуванні стаціонарних режимів роботи системи. Для прогнозування поведінки системи транспорту газу в умовах зміни режимів експлуатації важливо важливо оцінити стан трубопроводів і компресорних станцій з метою вибору оптимального режиму експлуатації. Така задача вимагає проведення детального обстеження елементів газотранспортної системи, що передбачає значні витрати часу. Тому актуальним питанням є створення спрощених методик оцінки гідравлічного стану газотранспортної системи і оперативного прогнозування стаціонарних режимів її експлуатації.

Основи методу інтегральних коефіцієнтів впливу стосовно нафтових і газових родовищ були розроблені в працях [43,57] і отримали подальший розвиток для дослідження систем газопостачання в [24]. На їх основі можливе створення простих і ефективних способів, що дозволяють судити про стан газопроводу тільки за витратами і тисками на входах і виходах системи, тобто за тими даними, які підлягають контролю в процесі експлуатації. Застосування методів інтегральних коефіцієнтів впливу економлять машинний час розрахунку і виявляються досить ефективними для складних газотранспортних систем без компресорних станцій, або на ділянках мережі між компресорними станціями. Процеси, що спостерігаються на входах і виходах системи транспорту газу, інтегрально враховують параметри трубопроводу, як ось: його довжину, діаметр, гідравлічний опір тощо. Використовуючи поняття про коефіцієнти впливу, вдається отримати співвідношення, що значно спрощують аналіз роботи системи транспорту газу.

Нехай на усіх входах і виходах газопровідної системи підтримуються нульові умови, тобто $p_1^2, p_2^2,..., p_1^2 = 0$. В цьому випадку зміна витрат у вузлах трубопроводу також відсутня. Для того, щоб зв'язок $q_1^2 = p_2^2 = ... = p_n^2 = 0$ був лінійним, використовуємо квадрати тиску і пропускної спроможності. Припустимо, що в деякій точці трубопроводу станеться одиничний стрибок квадрата тиску від $p_0^2 = 0$ до p_{01}^2 Па^2. В усій внутрішній області спостерігатиметься деяке підвищення тиску, а на усіх входах і виходах системи витрата, яка визначається характеристикою системи, через деякий час зросте. Отримані при цьому функції Q_{ij}^2 називаються коефіцієнтами впливу за витратою. При одиничній стрибкоподібній зміні квадрата тиску на усіх входах і виходах отримаємо n^2 коефіцієнтів впливу за витратою. Вони утворюють матрицю

$$Q^2 = \begin{bmatrix} Q_{11}^2 \ldots Q_{1n}^2 \\ Q_{21}^2 \ldots Q_{2n}^2 \\ \ldots\ldots\ldots\ldots \\ Q_{n1} \ldots Q_{nn}^2 \end{bmatrix} \qquad (11.1)$$

де Q_{12}^2 — реакція на першому виході (вході) при одиничному стрибку на другому вході (виході)

На діючому газопроводі не завжди підтримуються сталі тиски на усіх входах і виходах, тому коефіцієнти впливу необхідно визначати за нульових граничних умов [18]. При тиску на входах і виходах газопроводу $p_1^2, p_2^2, p_3^2, \ldots, p_n^2$ відповідно встановляться деякі квадрати витрат $q_1^2, q_2^2, q_3^2, \ldots, q_n^2$.

При зміні тиску на першому вході або виході $\Delta p_1^2 = p_1^2 - p_{11}^2$ через певний час спостерігатимуться нові квадрати витрат $q_{11}^2, q_{21}^2, q_{31}^2, \ldots, q_{n1}^2$.

При зміні квадрату тиску на величину Δp_1^2 коефіцієнт впливу на першому вході або виході за пропускною спроможністю описується рівнянням

$$Q_{1j}^2 = \frac{q_{j1}^2 - q_j^2}{p_1^2 - p_{11}^2} = \frac{\Delta q_j^2}{\Delta p_1^2}. \qquad (11.2)$$

Аналогічно визначаються коефіцієнти впливу за витратою для усіх інших входів і виходів системи. Коефіцієнти впливу є приростами квадратів витрат на кожному вході або виході, віднесені до значення стрибка квадрата тиску в точці збурення.

Якщо зміни витрати реєструвати в часі, можна визначити функцію впливу між кожним вхідним і вихідним параметром системи. Користуючись коефіцієнтами впливу, оцінюють статику системи транспорту газу.

Функція впливу дає можливість аналізувати нестаціонарні процеси в цій системі. Якщо задаватися не тиском, а пропускною спроможністю газотранспортної системи, то відношення змін квадратів тисків на входах і виходах системи до довільного стрибка квадратів витрати на вході дає систему коефіцієнтів впливу за тиском:

$$P_{1j}^2 = \frac{p_{j1}^2 - p_j^2}{q_1^2 - q_{11}^2} = \frac{\Delta p_j^2}{\Delta q_1^2}. \qquad (11.3)$$

Для усієї газотранспортної системи отримуємо матрицю коефіцієнтів впливу за тиском

$$P^2 = \begin{vmatrix} p_{11}^2 p_{12}^2 \ldots p_{1n}^2 \\ p_{21}^2 \ldots\ldots\ldots p_{2n}^2 \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ p_{n1}^2 \ldots\ldots\ldots p_{nn}^2 \end{vmatrix}. \qquad (11.4)$$

Матриці коефіцієнтів за тиском і пропускною спроможністю між собою взаємопов'язані і характеризують систему транспорту газу як технологічний об’єкт, що підпорядковується керівним впливам. Коефіцієнти впливу за тиском і пропускною спроможністю можуть бути використані при розв’язанні низки завдань, пов'язаних з експлуатацією газопроводу, що працює в стаціонарному режимі; для аналізу нестаціонарних режимів роботи газопроводів будується

функція впливу. Для стаціонарних режимів роботи газопроводів, що описуються в загальному випадку рівняннями Лапласа, формула Гріна записується у вигляді

$$\sum_{i=1}^{n}\left(q_i^2\Delta p_i^2 - p_i^2\Delta q_i^2\right)=0, \tag{11.5}$$

де

$$\Delta \mathrm{P}_i^2 = \mathrm{P}_{i1}^2 - \mathrm{P}_i^2$$

$$\Delta q_i^2 = q_{i1}^2 - q_i^2$$

Звідси виводимо формулу для визначення квадрата витрати на будь-якому *j*- тому вході або виході при збуреннях на *n* входах або виходах

$$q_j^2 = \sum_{i=1}^{n}\mathrm{P}_i^2 Q_{ji}^2 \tag{11.6}$$

і формулу для визначення квадрата тиску

$$p_j^2 = \sum_{i=1}^{n} q_i^2 \mathrm{P}_{ji}^2 \tag{11.7}$$

Коефіцієнти впливу можуть бути визначені за експлуатаційними даними [18,112]. Для знаходження матриці коефіцієнтів доводиться вдаватися до визначення зміни тиску і продуктивності в декількох діапазонах часу $T_1, T_2, T_3 \ldots, T_n$.

Для цих інтервалів визначаємо квадрати витрат на входах і виходах системи [q_i^2] і квадрати тисків [p_i^2]. Підставивши у формули (11.6) і (11.7) виміряні дані, отримаємо систему рівнянь

$$[q_i]^2 = \sum_{i=1}^{n}[p_i]^2 Q_{ji}^{2\,2}\ , \tag{11.8}$$

звідки знаходимо коефіцієнти впливу за витратою. З виразу

$$[p_j]^2 = \sum_{i=1}^{2}[q_i]^2 p_{ji}^2\ , \tag{11.9}$$

знаходимо величину p_{ji} .

Для розгляду нестаціонарних режимів системи газопостачання необхідно використати функції впливу. В цьому випадку треба отримати матриці коефіцієнтів у вигляді

$$Q_{ij}^2(t) = \frac{\Delta q_j^2(t)}{\Delta p_j^2} \qquad \text{і} \qquad p_{ij}^2(t) = \frac{\Delta p_j^2}{\Delta q_i^2} \tag{11.10}$$

де

$$q_j^2(t) = q_j^2(t) - q_{j0}^2(t)$$

$$p_j^2(t) = p_j^2(t) - p_{j0}^2(t)$$

Тут Δp_i^2. Δq_i^2 - стрибкоподібні дії на вході або виході ГТС (індекс «0» означає первинний стаціонарний режим).

В цьому випадку маємо:

$$[q_j(t)]^2 = \sum_{i=1}^{n} [p_i]^2 Q_{ji}^2(t) = \sum_{i=1}^{n} f_i S_{ji}(t); \tag{11.11}$$

$$[p_j(t)]^2 = \sum_{i=1}^{n} [q_i]^2 p_{ji}^2(t) = \sum_{i=1}^{n} m_i h_{ij}(t), \tag{11.12}$$

де

$$f_i = [p_i]^2, \quad S_{ji} = Q_{ji}, \qquad m_i = [q_i]^2; \quad p_{ij} = h_{ij}.$$

Якщо крайові умови мають довільний вигляд, то, апроксимуючи їх серією імпульсних дій і далі використовуючи інтеграл Дюамеля

$$x(t) = \int_0^t x'(t) h(t-\tau) d\tau \tag{11.13}$$

де *h(t-x)* - функція впливу, *x'(t)* - імпульсна дія на входах і виходах системи, перейдемо до формул для аналізу систем газопостачання в нестаціонарному режимі:

$$q_j^2(t) = \sum_{i=1}^{n} \int_0^t [f_i(t)]' S_{ji}(t-\tau); \tag{11.14}$$

$$p_j^2(t) = \sum_{i=1}^{n} \int_0^t [m_i(\tau)]' h_{ij}(t-\tau) d\tau, \tag{11.15}$$

або, якщо це зручніше,

$$q_j^2(t) = \sum_{i=1}^{n} \int_0^t f_i(t-\tau) S''(\tau) d\tau; \tag{11.16}$$

$$p_j^2(t) = \sum_{i=1}^{n} \int_0^t m_i(t-\tau) h'(\tau) d\tau. \tag{11.17}$$

Проте для визначення функцій впливу можна використати лише статистичні методи, що обмежує можливості методики.

За цією методикою були розраховані стаціонарні режими для магістрального газопроводу СОЮЗ завдовжки 803 км. на ділянці Бар-Ужгород (рисунок11.1).

Досвід експлуатації свідчить, що перші п'ять ділянок газопроводу працюють в режимі, близькому до стаціонарного. Остання ділянка – Хуст - Ужгород – характеризується нестаціонарним режимом газопередачі, який усереднювався по площі. Під час визначення коефіцієнтів впливу за витратою використовувалися значення витрати і тиску, узяті за відповідні моменти часу з експлуатаційних журналів. Шляхом розрахунку отримано для ділянки Гусятин – Богородчани значення коефіцієнтів Q_{ij}^2:

$$Q_{11}^2 = 22{,}65; \; Q_{12}^2 = 19{,}95; \; Q_{13}^2 = 8{,}07;$$
$$Q_{21}^2 = 19{,}95; \; Q_{22}^2 = 35{,}46; \; Q_{23}^2 = 13{,}56;$$
$$Q_{31}^2 = 8{,}07; \; Q_{32}^2 = 13{,}56; \; Q_{33}^2 = 39{,}81.$$

Коефіцієнт Q_{21}^2 показує, наскільки збільшиться витрата під час відбору (індекс 2) при збільшенні тиску на вході газопроводу (індекс 1) і т. д.

Під час апробації методики були отримані наступні витрати. При обчисленні витрат відносна похибка розрахунків коливалася від 1,5 до 14%.

Коефіцієнти за тиском для ділянки Гусятин – Богородчани**:**

$$p_{11}^2 = 0{,}270;\ \ p_{12}^2 = 1{,}181;\ \ p_{13}^2 = 0.123;$$
$$p_{21}^2 = 0{,}181;\ \ p_{22}^2 = 0{,}163;\ \ p_{23}^2 = 0{,}090;$$
$$p_{31}^2 = 0{,}123;\ \ p_{32}^2 = 0{,}090;\ \ p_{33}^2 = 0{,}089$$

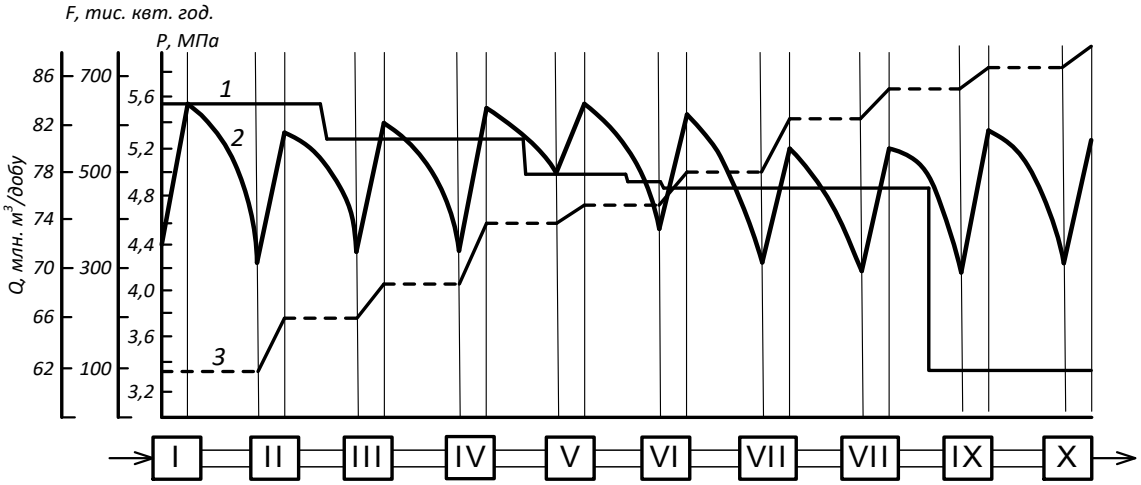


Рисунок 11. 1 - Оптимальні режими магістрального газопроводу: 1 – витрата газу; 2 – тиск; 3 – енергетичні витрати: I – КС-10; II – КС-11; III – КС-12; IV – КС-13; V – КС-14; VI – КС-15; VII – КС-16; VIII – КС-17; IX – КС-18; X – КС-19: I-IV – ГТ-6-750; V – ГТ-750-6 (4x1); VI, VII – ГТ-750-6 (4x2); VIII-X – АФЗ-4500 (5x2)

Для м. Гусятина на виході КС p_p = 52,4 кгс/см^2; $p_д$ = = 53,9 кгс/см^2, Δ = 2,8%;

для м. Богородчани p_p - 42,2 кгс/см^2; $p_д$ = 44,2 кгс/см^2; Δ = 4,5%;

для м. Хуст на вході КС $p_р$ = 27,9 кгс/ см^2; $p_д$ = 29,0 кгс/ см^2; Δ = 3,8%,

де $p_р$ - розрахунковий тиск; $p_л$ - тиск за даними диспетчерських служб. Відносна похибка коливається від 1 до 8%.

За цією методикою для стаціонарного випадку створена проста аналогова модель, яка моделює фізичні величини за електричними.

Для *k*-того вузла схеми залежність між напругою *U* і струмами *I* записується у вигляді:

$$\sum_{k=1}^{k=n} g_{ik} u_k = I_k, \tag{11.18}$$

де g_{ik} - провідність елементів схеми, що порівняно з розглянутим вище рівнянням (11.6).

Шляхом установки провідності $g_{ik} = c_Q Q_{ij}^2$ струмів $I_i = c_q q_i^2$, напруги $u_i = c_p p_i^2$, (де c_Q, c_q, c_p — коефіцієнти перерахунку), отримуємо:

$$q_{ij} \frac{c_q}{c_p c_Q} = \sum_{i=1}^{i=n} p_i^2 Q_{ji}^2, \tag{11.19}$$

тобто умовами тотожності початкових рівнянь і рівнянь аналогової моделі є критерій

$$\frac{c_q}{c_p c_Q} = 1$$

Коефіцієнти Q_{ij}^2 визначаються розглянутими методами за даними експлуатації для конкретного газопроводу.

Методика дозволяє створити аналогову систему-радник для складних газопроводів. Основний недолік такого підходу полягає в тому, що коефіцієнти впливу необхідно визначати при кожній зміні системи газопостачання. Якщо ж коефіцієнти впливу визначені і не коригуються, то при підключенні нових споживачів газу, газопроводів або газових родовищ помилка зросте.

11.3 Математичне моделювання нестаціонарних режимів газотранспортних систем за умов неповного завантаження

В умовах неповного завантаження газотранспортної системи єдиними критеріями оптимальності режимів роботи можуть служити мінімум енергозатрат на транспортування газу і максимум надійності газопроводу. Керуючись першим з критеріїв, виберемо принцип оптимізації режимів з вказаної множини допустимих.

З цією метою розглянемо гіпотетичний газопровід з внутрішнім діаметром d, що складається з двох компресорних станцій, тиски на вході і виході яких відповідно P_{Hi}, P_{Bi}, і двохлінійних ділянок довжинами L_i.

Пропускна здатність кожної з ділянок газопроводу як функція параметрів режиму є основним виробничим показником, який характеризує ступінь його використання за призначенням, і визначається з основного рівняння газопроводу [108]

$$Q = 0.326 \cdot 10^{-6} \cdot d_i^{2.5} \cdot \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\lambda_i \Delta z T_{cp} L_i}}$$

$$\lambda_i = 0.067\left(\frac{158}{\mathrm{Re}_i} + \frac{2K_l}{d_i}\right)^{0.2}$$

$$\mathrm{Re}_i = 1.81 \cdot 10^3 \frac{Q_\Delta}{d_i \eta}$$

де λ_i - коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу; T_{cp} - середня температура газу на ділянці; Re - число Рейнольдса; k_e - еквівалентна жорсткість труб; η - коефіцієнт динамічної в'язкості.

Для вказаного гіпотетичного газопроводу визначимо сумарну потужність компресорних станцій, виходячи з умови ізотермічного стиску газу.

$$N_\Sigma = N_1 + N_2 = Q_{B1}P_{B1}\ln\frac{P_{H1}}{P_{B1}} + Q_{B2}P_{B2}\ln\frac{P_{H2}}{P_{B2}} = Q_B P_B \ln\frac{P_{H1}}{P_{B1}}\frac{P_{H2}}{P_{B2}} \qquad (11.20)$$

В (11.20) вважається, що в умовах стаціонарного ізотермічного режиму добуток $Q_{B1}P_{B1} = Q_{B2}P_{B2} = Q_B P_B = const$. Виразивши тиск P_{B2} через тиск P_{H1} з основного рівняння газопроводів, отримаємо

$$N_\Sigma = Q_B P_B \ln\frac{P_{H2}}{P_{B1}\sqrt{1 - \dfrac{\lambda \Delta z T_{cp} L_1 Q^2}{(0{,}326 * 10^{-6})^2 d^5 P_{H1}^2}}} \qquad (11.21)$$

З (11.21) очевидно, що з збільшенням P_{H1} сумарна потужність компресорних станцій знижується і досягає мінімального значення при $P_{H1} = P_{\max}$. Таким чином, з точки зору мінімізації енерговитрат на транспортування газу в умовах неповного завантаження

газотранспортної системи слід вибирати режими з максимально допустимими тисками на виході компресорних станцій.

Висновок про доцільність транспортування газу при високих тисках з

точки зору мінімізації витрат енергії на транспорт має фізичне пояснення. При високих тисках зростає густина газу (за інших ідентичних умов), що при стаціонарній течії газу призводить до зменшення лінійної швидкості, величина якої має вплив на гідравлічні втрати тиску на тертя.

Отже, при неповному завантаженні складної газотранспортної системи можливі варіації тисків газу в газопроводах при заданій постійній продуктивності. Діапазон можливих змін тиску обмежується зверху лінією депресії при максимальному початковому тиску і знизу – лінією депресії при мінімальному кінцевому тиску. Порушення вказаного діапазону може призвести до руйнування трубопроводу за рахунок перевищення допустимого тиску або до відмови нормальної експлуатації відцентрових нагнітачів на КС за рахунок пониження тиску нижче від мінімально допустимого. Процес формування депресії тиску в кожний поточний момент при зміні величини продуктивності є нестаціонарним і характеризується коливанням тисків з певною частотою і амплітудою. Суперпозиція тисків при верхній граничній лінії депресії може призвести до перевищення початкового тиску, а при нижній граничній лінії депресії – до пониження тиску нижче за допустимий.

Створена математична модель коливання тиску в газотранспортній системі, викликаного зміною величини продуктивності за умови неповного завантаження, реалізація якої для умов реальних газопроводів дозволила встановити амплітудні і частотні характеристики нестаціонарного процесу. Встановлено, що в низькочастотній області коливань тиску амплітуда може перевищувати значення в 1 МПа, що призведе до виходу абсолютного значення тиску за межі допустимого інтервалу. Крім того, слід зважати на факт, що швидкості розповсюдження збурень в газопроводі при високих і низьких тисках будуть суттєво різними, що вплине на частотні характеристики нестаціонарного процесу

Виходячи з сказаного, слід зробити висновок, що, незважаючи на характеристики економічної ефективності транспортування газу при високих тисках, бажано залишити певний запас можливого амплітудного коливання тисків з метою запобігання виходу абсолютного значення тиску за межі граничних ліній депресії. Визначенню допустимих границь коливання тисків в газотранспортній системі за умови її неповного завантаження на математичних моделях присвячено дане дослідження.

Математичну модель нестаціонарного ізотермічного одномірного руху газу в трубопроводі можна представити у вигляді наступних рівнянь:

$$\begin{aligned} &\frac{\partial p}{\partial x}+\rho\alpha\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{\omega^2}{2\rho^2}\right)+\beta\rho g\frac{\partial h}{\partial x}+\frac{\lambda\omega^2}{2\rho D}+\gamma\frac{\partial\omega}{\partial t}=0,\\ &\frac{\partial\omega}{\partial x}+\frac{1}{c^2}\frac{\partial p}{\partial t}=0, \end{aligned} \qquad (11.22)$$

де: $p=p(x,t)$ – тиск як функція лінійної координати x та часу t; ω - лінійна швидкість газу; λ - коефіцієнт гідравлічного опору; ρ - густина газу; D - діаметр; h - геодезична позначка профілю; $c=\sqrt{kzRT}$ — швидкість звуку в газі; α — коефіцієнт Коріоліса (для ламінарного потоку α = 2, а для турбулентного — α = 1,1). У першому рівнянні враховано сили тертя, різниці перепаду висот трубопроводу й інерційний опір. Друге рівняння характеризує кількісний баланс газу. При цьому зміна температури від довжини трубопроводу враховується на основі побудови ітераційного алгоритму. В системі (11.22) коефіцієнти β і γ введено з метою вивчення впливу відповідних складових сил.

Нехтуючи впливом гравітаційних і коріолісових сил, зведемо систему (11.22) до рівняння

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2}\frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{c^2}\frac{\partial^2 P}{\partial t^2} \qquad (11.23)$$

де *2a* – коефіцієнт лінеаризації

$$2a = \frac{\lambda\omega}{2D}$$

Дане рівняння відображає коливальний процес функції тиску в просторі і часі і в математичній фізиці відоме під назвою телеграфного рівняння.

Зауважимо, що коливання тиску в потоці газу можуть мати різну частоту і амплітуду в залежності від причини, що їх викликала. У відповідності до сказаного коливання тиску умовно розділяють на високочастотні, середньо частотні та низькочастотні. Високочастотні характеризуються частотою в діапазоні 0,4 – 4,0 Гц і, як правило, є наслідком стрибкоподібної зміни параметру (тиску, витрати) в певному перерізі газопроводу. Амплітуда таких коливань може досягати величини 1 МПа. Коливання розповсюджуються вздовж газопроводу з швидкість звуку, при цьому амплітуда і частота знижуються. Середньочастотний діапазон складає 0,5 – 10 Гц; такі коливання викликають плавні зміни параметрів потоку в часі. Вони розповсюджуються вздовж трубопроводу з суттєво меншим дискриментом затухання. Низькочастотні коливання викликані добовою нерівномірнісю газоспоживання і лежать в частотному діапазоні 10^{-5} – 0,5 Гц. Амплітуда коливання тиску залежить від характеру фактора збурення і може бути необмеженою (наприклад, для умов наповнення ділянки газопроводу газом). В умовах високочастотних коливань вирішальну родь в формуванні процесу відіграють інерційні сили і сили гідравлічного опору в потоці газу. Для коливань середньої і низької частоти основним джерелом є сили гідравлічного опору трубопроводу. З точки зору забезпечення надійної експлуатації газотранспортної системи вирішальна роль відводиться високочастотним коливанням тиску, в зв’язку з тим, що такий процес найнепередбачувальніший.

Оскільки частота і амплітуда коливань тиску, викликаних збуреннями параметрів газового потоку, є характеристиками нестаціонарного процесу, то повинен існувати зв'язок амплітудно-частотних характеристик з критерієм нестаціонарності [24,62].

Таким чином, існує оптимізаційна задача, яка полягає у визначенні раціональних значень тисків стаціонарного процесу в газопроводі, при яких з одного боку досягається мінімум енерговитрат на транспорт, а з іншого забезпечується безпека експлуатації трубопровідних систем. Як зазначалося, максимально можливі тиски в газопроводах дозволять звести до мінімуму гідравлічні втрати при транспортуванні газу, тобто добитися мінімальних витрат енергоносіїв. Однак, коливання тисків в нестаціонарних процесах, викликаних стрибкоподібною зміною параметрів (найчастіше витрати газу за умов неповного завантаження) можуть вийти за межі допустимих величин навантажень з точки зору забезпечення міцності. Тому необхідно вибрати такі максимально можливі тиски стаціонарного процесу в газопроводах, при яких результат суперпозиції з амплітудним значенням тиску в нестаціонарному процесі не виводив би значення навантаження стінок труби за межі допустимого.

Така постановка задачі вимагає розв’язку рівняння (11.23) при наступних початкових і граничних умовах, вибраних з таких міркувань. До початку нестаціонарного процесу, викликаного збуренням витрати газу, газопровід працював в стаціонарному технологічному режимі з розподілом тисків по довжині за параболічним законом.

$$P(x,0) = \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x / L} \qquad (11.24)$$

де $P(x,0)$ - тиск на відстані x від початку газопроводу довжиною L; $P_H.P_K$ - тиски на початку і в кінці газопроводу відповідно.

При заданих тисках $P_H.P_K$ забезпечується певна масова продуктивність газопроводу Q_0, яку в умовах неповного завантаження можна змінити в кожен момент часу в сторону збільшення або зменшення на деяку величину ΔQ. Нехай, починаючи з моменту часу $t>0$ подача газу в газопровід не змінилася, а відбір в кінці траси змінився на величину ΔQ. Тоді граничні умови для реалізації рівняння (11.23) матимуть вигляд:

$$Q\ (0,t)=Q_0; \qquad Q\ (L,t)=Q_1; \tag{11.25}$$

де $Q_1=Q_0+\Delta Q$

Використавши перше рівняння системи (19) і знехтувавши всіма видами енерговитрат окрім гідравлічного опору, отримаємо:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial P}{\partial x}_{x=0} &= \frac{2a}{F^2}Q_0; \\ -\frac{\partial P}{\partial x}_{x=L} &= \frac{2a}{F^2}Q_1; \end{aligned} \tag{11.26}$$

$F=\dfrac{\pi D^2}{4}$ - площа поперечного перерізу трубопроводу.

Розв'язок (11.23) при початкових (11.24) і граничних (11.25) умовах шукається методом Фур'є

$$P(x,t)=\frac{\lambda\rho w}{2dF^2}x(Q_0-\frac{Q_0-Q_L}{2L}x)+\frac{2}{L}\sum_{n=1}^{\infty}\{\int_0^L\sqrt{P_H^2-(P_H^2-P_K^2)x/L}\cos\frac{\pi nx}{L}dx-\frac{\lambda w}{\pi nF}[Q_0(1-(-1)^n]-$$
$$-\frac{1}{2\pi n}(Q_0-Q_L)(-1)^n]\}\exp(-\frac{\lambda w}{4d}t)\sin[\frac{\lambda w}{4d}t\sqrt{(\frac{4\pi ncd}{\lambda w})^2-1}]\cos\frac{\pi nx}{L} \tag{11.27}$$

Отримана математична модель дозволяє оцінити величину амплітуди коливання тисків в газопроводі по його довжині і в часі при виникненні збурень у вигляді стрибкоподібної зміни продуктивності на початку або в кінці ділянки газопроводу. Очевидно, що з точки зору безпечної експлуатації газопроводу найбільший інтерес представляють коливання тиску в початковому перерізі *P(0,t)*, де найбільші значення абсолютних тисків, що в суперпозиції з амплітудними коливаннями може призвести до перевищення допустимого навантаження.

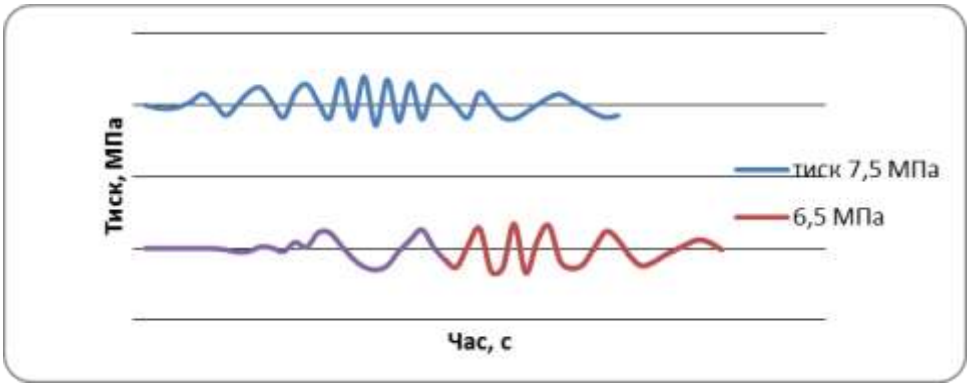
Величина амплітуди коливання тиску залежить від величини стрибкоподібної зміни витрати газу як фактору збурення, координати виникнення збурень, абсолютних значень тиску і температури, фізичних властивостей газу. Для встановлення характеру вказаних залежностей проводилася реалізація моделі (11.26) при різних значеннях перерахованих величин як параметрів моделі. Результати реалізації математичної моделі засвідчують, що при зміні температури газу і основних його фізичних властивостей в діапазонах, що відповідають реальним режимам роботи газопроводів їх вплив на величину амплітудних коливань тиску не суттєвий. Тому основними параметрами, що визначають величину амплітуди і частоти коливання тиску в нестаціонарному процесі, викликаному стрибкоподібною зміною витрати газу, слід вважати робочий тиск, величину витрати і лінійну координату відбору газу

Зауважимо, що якщо фізичні властивості газу визначати газовою сталою R, а тепловий режим – абсолютною температурою T, то на основі результатів реалізації моделі можна стверджувати, що добуток RT є характерним параметром динаміки нестаціонарного процесу, від величини якого залежать (хоч і не в значній мірі) амплітуда і частота коливань тиску. Іншими словами, при зміні газової сталої і температури газу таким чином, щоб їх добуток залишався незмінним, то характер коливання тиску в нестаціонарному процесі буде ідентичним. З іншого боку, добуток RT характеризує швидкість розповсюдження малих збурень в газі, тобто швидкість звуку $c = \sqrt{kRT}$. Отже, для характеристики нестаціонарного процесу доцільно вибрати в якості незалежного параметру швидкість розповсюдження звуку в потоці газу.

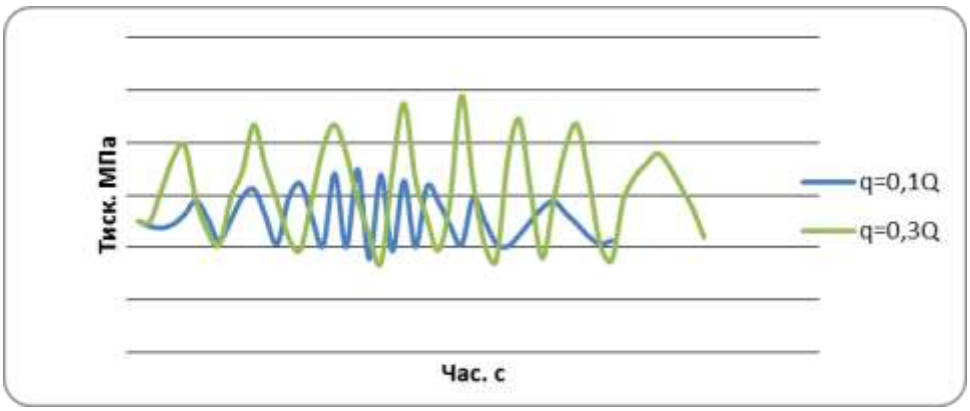
Аналіз результатів дослідження показує, що при стрибкоподібній зміні витрати газу хвиля тиску розповсюджується з швидкістю звуку до початкового перерізу газопроводу, тиск в якому максимальний, і викликає коливальний процес, амплітуда і частота якого поступово зростають і досягають максимуму через 4 – 6 періодів коливань, після чого починається зниження амплітуди і частоти процесу. Загальна тривалість коливального процесу з високими значеннями амплітуди і частоти лежить в межах 50 – 60 с, що вважається короткочасним перевантаженням трубопроводу. В подальшому амплітуда і частота коливань тиску суттєво знижуються, і на протязі 1800 – 2100 с коливальний процес повністю загасає, переводячи роботу газопроводу в новий стаціонарний режим.

Серії виконаних розрахунків за запропонованою математичною моделлю дозволили встановити ряд закономірностей характеру коливального процесу, викликаного стрибкоподібною зміною витрати газу. Зокрема, встановлено, що при зменшенні робочого тиску в газопроводі загальна тривалість як високочастотного діапазону коливального процесу, так і нестаціонарного процесу в цілому зростає, а частота коливань і їх амплітуда зменшуються. Так, при зниженні робочого тиску з 7,5 МПа до 7 МПа (на 6,7%) максимальна амплітуда коливань тиску знижується з 0,199 МПа до 0,18 МПа, тобто на 9,5%, а при зниженні робочого тиску до 6,5 МПа (на 13,3%) зниження амплітуди коливання тиску становить 34,7%. Максимальна частота коливального процесу при робочому тиску 7,5 МПа складає 0,44 Гц, а при зниженні тиску до 7 МПа зменшується на 21,8%, а при подальшому зниженні тиску до 6,5 МПа – на 39.4%. З фізичної точки зору така закономірність пояснюється зниженням пружності середовища поширення коливальних хвиль, що призводить до зменшення швидкості розповсюдження збурень і, як наслідок, зростання тривалості нестаціонарного процесу і його високочастотної смуги.

а



б



в

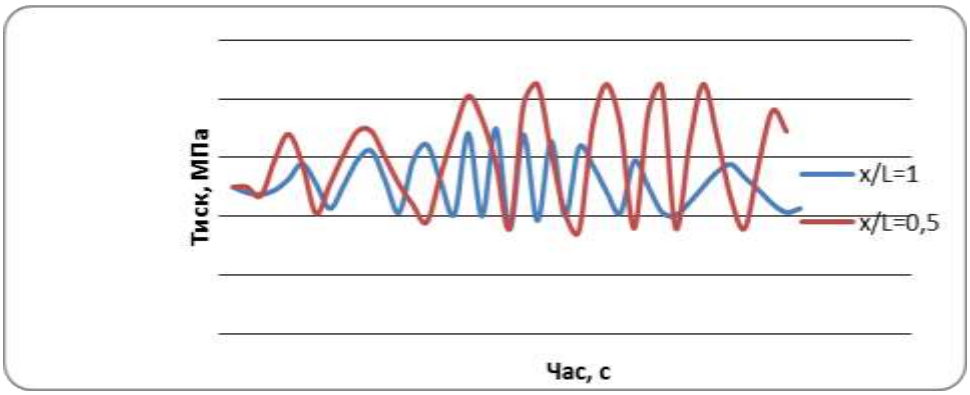


Рисунок 11.2 – Характер нестаціонарного процесу при включенні шляхового відбору (коливання тиску на початку лінійної ділянки)
а – при різних значеннях початкового тиску; б – пи різних значеннях величини відбору; в – при різних значеннях лінійної координати відбору.

Лінійна координата зосередженого відбору газу має суттєвий вплив на характер протікання нестаціонарного процесу, зокрема на величину амплітуди коливання тиску та частоту. З наближенням місця зосередженого відбору до початкового перерізу лінійної ділянки, де стаціонарний тиск максимальний, амплітуда коливання тиску зростає, а частота зменшується. Якщо зосереджений відбір газу знаходиться посередині лінійної ділянки газопроводу, то максимальна амплітуда коливання тиску на її початку на 18,3% менша, ніж у випадку розміщення зосередженого відбору в початковому перерізі газопроводу. Якщо зосереджений відбір газу перенести в кінцевий переріз лінійної ділянки, то зменшення амплітуди складе 48,5% при інших ідентичних умовах. Частота коливального процесу змінюється в меншому діапазоні. Так, в першому випадку (зосереджений відбір знаходиться посередині лінійної ділянки) зростання частоти складає 7,2%, а в другому (зосереджений відбір знаходиться в кінці лінійної ділянки) – 11,4%.

Зміна швидкості звуку в меншій мірі впливає на характер коливання тиску в нестаціонарному процесі, викликаному стрибкоподібною зміною витрати газу, причому збільшення швидкості звуку призводить до зростання амплітуди і частоти коливань. При збільшенні швидкості звуку з 400 м/с до 440 м/с (на 10%) зростання амплітуди складає 5,7%, а частоти = 3,1%, при зростанні швидкості звуку до 480 м/с (на 20%) зростання амплітуди складає 8,5%, а частоти – 4,9%.

В найбільшій мірі впливає на величину амплітуди і частоти коливання тиску на початку лінійної ділянки газопроводу в нестаціонарному процесі, викликаному стрибкоподібною зміною витрати газу, величина зосередженого відбору газу. Якщо стрибкоподібна витрата зосередженого відбору складає 10% від загальної витрати газу в газопроводі в умовах стаціонарного режиму, то максимальна амплітуда коливання тиску в нестаціонарному процесі,

викликаному раптовою появою витоку, складе 0,154 МПа. При зростанні витрати зосередженого відбору до 20% амплітуда коливань тиску збільшується до 0,287 МПа тобто в 2,45 рази. Якщо витрата зосередженого відбору складе 30% від загальної витрати газу в газопроводі в умовах стаціонарного режиму, то амплітуда коливання тиску складе 0, 517 МПа, тобто зросте в 3,55 рази, а при стрибкоподібному збільшення витрати зосередженого відбору до 50% від витрати газу в газопроводі в умовах стаціонарного режиму амплітуда коливання тиску складе 1,14 МПа, що може становити загрозу безпечній експлуатації газопроводу внаслідок короткочасного перевантаження.

Максимальна частота коливання тиску в нестаціонарному процесі з зростанням витрати зосередженого відбору зменшується. При збільшенні витрати зосередженого відбору з 10% від витрати газу в газопроводі до 20% максимальна частота коливання тиску знижується на 5,8%, а при подальшому зростанні витрати зосередженого відбору до 30% від витрати газу в газопроводі зниження максимальної частоти коливання тиску складає 12,3%.

Одним з варіантів регулювання є виключення з роботи окремих компресорних станцій. Як показано в [47], залежно від кількості і порядкових номерів працюючих станцій можна досягнути необхідної продуктивності газотранспортної системи. При цьому, враховуючи низький ККД газоперекачувальних агрегатів з газотурбінним приводом, відключення окремих КС може бути найбільш ефективним методом регулювання продуктивності з енергетичної точки зору. Очевидно, що такий метод регулювання може бути застосований для сезонного регулювання продуктивності, і при цьому слід враховувати,що зупинка і повторний пуск КС вимагатиме додаткових енергозатрат.

З технологічної точки зору зупинка і повторний пуск компресорної станції призведуть до виникнення нестаціонарного процесу, тривалість якого слід прогнозувати з метою забезпечення споживачів газом.

Узагальнюючи викладене, слід зробити висновок про необхідність прогнозування нестаціонарних процесів в складних газотранспортних системах великої протяжності, що включають значну кількість компресорних станцій.

Прогнозування і аналіз вказаних виробничих ситуацій на газотранспортній системі, а також оцінка енергетичних втрат, можливі лише на основі математичної моделі. Така модель побудована на основі рівнянь нестаціонарного руху газу в трубах з врахуванням підвищення тиску на компресорних станціях та нерозривності потоку [112]

$$-\frac{\partial P}{\partial x}+\sum_{i=1}^{m}\Delta P_{KCi}\delta(x-x_i)=\left(\frac{\partial(\rho w)}{\partial \imath}+\frac{\lambda\rho w^2}{2d}\right),$$

$$\frac{\partial P}{\partial t}=-c^2\frac{\partial(\rho w)}{\partial x}, \qquad (11.28)$$

де $P(x,t)$ – тиск в газопроводі як функція лінійної координати x і часу t; ΔP_{KCi} – підвищення тиску на компресорній станції з координатою x_i; $\delta(x-x_i)$ – функція джерела Дірака, що моделює підвищення тиску на компресорній станції, ρ – густина газу; w – лінійна швидкість газу; d – внутрішній діаметр газопроводу; λ – коефіцієнт гідравлічного опору.

Відмітимо, що з метою моделювання хвильових загасаючих процесів в газопроводі рівняння руху включає інерційні гідравлічні втрати та втрати на тертя.

Приведена система диференційних рівнянь (11.28) зводиться до рівняння

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}=\frac{1}{c^2}\frac{\partial^2 P}{\partial t^2}+\frac{2a}{c^2}\frac{\partial P}{\partial t}+\sum_{i=1}^{m}\Delta P_{KCi}\delta^*(x-x_i), \qquad (11.29)$$

де $\delta^*(x-x_i)$ – лінійна похідна функції Дірака по лінійній координаті; c – швидкість звуку в газі;

Нехай газотранспортна система протяжністю L містить m проміжних компресорних станцій, які починають працювати одночасно в момент часу $t=0$, і нехай в момент часу t_1 виключено з роботи станцію з номером k. Для такого випадку рівняння (11.29) матиме вигляд

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2}\frac{\partial^2 P}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2}\frac{\partial P}{\partial t} + \sum_{i=1}^{m} \Delta P_{KCi}\delta^*(x - x_i) + \Delta P_{KCk}\delta^*(x - x_k)[\sigma(t) - \sigma(t - t_1)] \qquad (11.30)$$

де $\sigma(t)$ – одинична функція Хевісайда.

Будемо вважати, що в початковий момент часу газопровід було зупинено і в ньому підтримувався по всій довжині сталий тиск P_o. Тоді початкові умови

$$t = 0, \quad P(x,0) = P_0, \quad \partial P \big/ \partial x = 0. \qquad (11.31)$$

Починаючи з моменту часу $t > 0$, на початку газопроводу підтримується сталий тиск $P(0,t) = P_H$, а в кінці – сталий тиск $P(L,t) = P_K$.

Для отримання розв'язку математичної моделі використовувалися інтегральні перетворення, зокрема: синус-перетворення Фур'є та перетворення Лапласа [63]

Застосування обернених перетворень Лапласа і Фур'є після нескладних перетворень дозволяє отримати залежність зміни тиску по довжині і в часі нестаціонарного процесу у вигляді

$$P(x,t) = P_0 + (P_H - P_K)\frac{x}{L} + \sum_{\substack{i=1 \\ i\neq k}}^{m} \Delta P_{KCi} \begin{Bmatrix} \left(1 - \dfrac{x}{L}\right) & при \quad x > x_i \\ \left(-\dfrac{x}{L}\right) & при \quad x < x_i \end{Bmatrix} +$$

$$+ \Delta P_{KCk}[\sigma(t) - \sigma(t - t_1)] \begin{Bmatrix} \left(1 - \dfrac{x}{L}\right) & при \quad x > x_i \\ \left(-\dfrac{x}{L}\right) & при \quad x < x_i \end{Bmatrix} + \sum_{n=1}^{\infty} C_n e^{-at} f(n,t) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) + \qquad (11.32)$$

$$+ \frac{2}{\pi}\Delta P_{KCk} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right) \sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right) e^{-a(t-t_1)} f(n, t - t_1)\sigma(t - t_1).$$

$$f(n,t) = \cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}\right)t + \frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}} \sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi n c}{L}\right)^2 - a^2}\right)t$$

Перші чотири доданки розв'язку (11.32) характеризують стаціонарний режим роботи газотранспортної системи. П'ятий доданок описує нестаціонарний процес, викликаний одночасним включенням всіх компресорних станцій в момент часу $t=0$. Останній доданок моделює нестаціонарний процес, викликаний відключенням k-тої компресорної станції, починаючи з моменту часу t_1. Якщо вважати $t_1 >> 0$, тобто розглядати процес в газопроводі після протікання значного проміжку часу від моменту включення всіх КС, тоді початкова нестаціонарність не буде мати впливу на процес внаслідок вищого порядку малості множника e^{-at}, і розв'язок задачі відключення k-тої компресорної станції можна представити у вигляді

$$P(x,t)=P_0+(P_H-P_K)\frac{x}{L}+\sum_{\substack{i=1\\ i\neq k}}^{m}\Delta P_{KCi}\begin{Bmatrix}\left(1-\dfrac{x}{L}\right) & при & x>x_i\\ \left(-\dfrac{x}{L}\right) & при & x<x_i\end{Bmatrix}+$$
$$+\frac{2}{\pi}\Delta P_{KCk}\sum_{n=1}^{\infty}\frac{1}{n}\cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right)\sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right)e^{-a(t-t_1)}f(n,t-t_1)\sigma(t-t_1). \qquad (11.33)$$

Розв'язок (11.33) описує нестаціонарний процес, викликаний відключенням *k*-тої компресорної станції і не враховує вплив нестаціонарності початкового процесу включення в роботу всіх КС. Тому відлік часу можна розпочати від моменту виключення *k*-тої компресорної станції. В такому випадку отримаємо

$$P(x,t)=P_0+(P_H-P_K)\frac{x}{L}+\sum_{\substack{i=1\\ i\neq k}}^{m}\Delta P_{KCi}\begin{Bmatrix}\left(1-\dfrac{x}{L}\right) & при & x>x_i\\ \left(-\dfrac{x}{L}\right) & при & x<x_i\end{Bmatrix}+$$
$$+\frac{2}{\pi}\Delta P_{KCk}\sum_{n=1}^{\infty}\frac{1}{n}\cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right)\sin\left(\frac{\pi n x}{L}\right)e^{-at}\left(\cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2-a^2}\right)t+\frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2-a^2}}\sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2-a^2}\right)t\right). \qquad (11.34)$$

Рівняння (11.34) дає змогу прогнозувати характер нестаціонарного процесу в протяжних газотранспортних системах з великою кількістю компресорних станцій, викликаного виключенням з роботи та повторним включенням однієї з станцій.

Щоб оцінити тривалість нестаціонарного процесу, необхідно побудувати залежність коливання в часі масової витрати газу, як найбільш інерційної характеристики, в початковому або кінцевому перерізі газопроводу [63].

З цією метою використаємо рівняння руху газу з системи (11.28). Очевидно, що для початкового (x=0) чи кінцевого перерізу (x=L) дельта-функція Дірака $\delta(x-x)=0$, тому

$$-\frac{\partial P}{\partial x}=\frac{\partial(\rho w)}{\partial \imath}+\frac{\lambda\rho w^2}{2d}. \qquad (11.35)$$

Для спрощення обчислювального процесу знехтуємо в початковому і кінцевому перерізах інерційними втратами, тобто приймемо $\partial(\rho w)/\partial \imath = 0$ [62]. Це, звичайно, пов'язано з певною похибкою в обчисленні масової витрати газу, однак, в прогнозних розрахунках важливим є не абсолютне значення витрати газу, а динаміка її зміни в часі. Крім того, використаємо лінеаризацію рівняння руху, тоді отримаємо

$$m(0,t)=-\frac{\pi d^3}{\lambda w}\frac{\partial P}{\partial x}_{|x=0}, \qquad m(L,t)=-\frac{\pi d^3}{\lambda w}\frac{\partial P}{\partial x}_{|x=L} \qquad (11.36)$$

Використавши рівняння (11.34) після диференціювання отримаємо

$$m(0,t)=-\frac{\pi d^3}{\lambda w}\left(\frac{P_H-P_K}{L}-\frac{\sum\limits_{\substack{i=1\\ i\neq k}}^{m}\Delta P_{KCi}}{L}+\frac{2L}{\pi^2}\Delta P_{KCk}\sum_{n=1}^{\infty}\frac{1}{n^2}\cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right)e^{-at}\left(\cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2-a^2}\right)t+\right.\right.$$
$$\left.\left.+\frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2-a^2}}\sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2-a^2}\right)t\right)\right),$$
$$m(L,t)=-\frac{\pi d^3}{\lambda w}\left(\frac{P_H-P_K}{L}-\frac{\sum\limits_{\substack{i=1\\ i\neq k}}^{m}\Delta P_{KCi}}{L}+\frac{2L}{\pi^2}\Delta P_{KCk}\sum_{n=1}^{\infty}\frac{(-1)^n}{n^2}\cos\left(\frac{\pi n x_k}{L}\right)e^{-at}\left(\cos\left(\sqrt{\left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2-a^2}\right)t+\right.\right.$$
$$\left.\left.+\frac{a}{\sqrt{\left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2-a^2}}\sin\left(\sqrt{\left(\frac{\pi nc}{L}\right)^2-a^2}\right)t\right)\right). \qquad (11.37)$$

Отримані залежності дозволяють прогнозувати характер коливання масової витрати в часі на початку і в кінці газотранспортної системи великої протяжності, яка включає *m* проміжних компресорних станцій, викликані відключенням чи повторним включенням *k*-тої компресорної станції (*k=1,2,… m*).

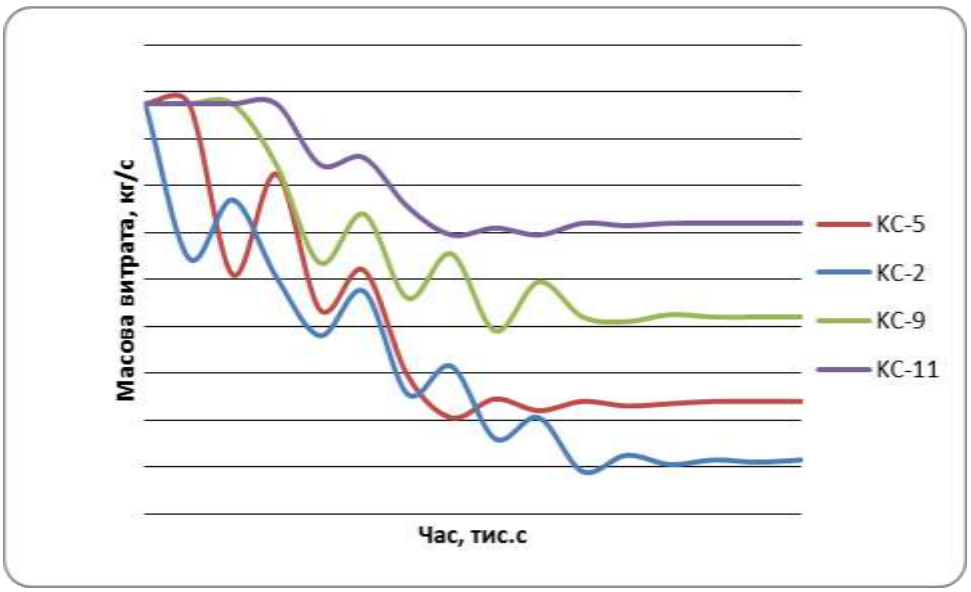
Для проведення досліджень з впливу номера відключеної компресорної станції на тривалість нестаціонарного процесу в системі проводився обчислювальний експеримент на базі магістрального газопроводу «Союз» загальною довжиною 1567.3 км (територією України), діаметром 1420 мм та з товщиною стінки 20 мм, по трасі якого розміщено 13 компресорних станцій, обладнаних газоперекачувальними агрегатами ГТК–10І . Прогнозні розрахунки нестаціонарних процесів, викликаних відключенням КС, будемо проводити для умов проектного режиму, згідно з яким пропускна здатність газопроводу складає 26 млрд. м^3 за рік, при початковому тиску (на виході КС) 7.5 МПа і кінцевому (на вході КС 5 МПа, що відповідає перепаду на станції ΔP_{KC}=2.5 МПа, який будемо вважати однаковим для всіх КС. Початкову станцію КС–11 Новопсков будемо вважати головною, а інші 12 – проміжними. Поставлена задача полягає в визначенні характеру зміни в часі продуктивності газопроводу на його початку і в кінці за (11.37) при поетапному виключенні з роботи кожної з проміжних КС.

Розрахунки, проведені за викладеною методикою, дозволили отримати результати, які у вигляді графіків подано на рисунку 11.3.

Аналіз графічних залежностей коливання масової витрати газу на початку (*x*=0) та в кінці (*x=L*) газотранспортної системи дозволили визначити тривалість нестаціонарного процесу, викликаного поетапним відключення кожної з компресорних станцій. Зауважимо, що нестаціонарні процеси в газопроводах є збитковими з точки зору енерговитрат на трубопровідний транспорт, оскільки викликають появу інерційних сил в потоці неперервного середовища, робота яких призводить до зниження загального ККД системи. Тому найвигіднішим режимом (при інших ідентичних умовах) слід вважати режим, для якого тривалість нестаціонарного процесу мінімальна.

Як показали розрахунки реалізації приведеної математичної моделі, найбільша тривалість нестаціонарного процесу характерна для відключення КС–2 Борова і складає на початку газотранспортної системи (на виході КС Новопсков) 12252 с (3 год. 24 хв. 12 с) і в кінці траси 13316 с (3 год. 42 хв.). Отже, тривалість нестаціонарного процесу в кінці системи на 30,6% більша ніж на початку, що пояснюється значною відстанню від зупиненої КС до кінця траси. При відключенні КС Борова продуктивність нового стаціонарного режиму менша за пропускну здатність (при всіх працюючих КС вона становить 675 кг/с) на 22,5%

а



б

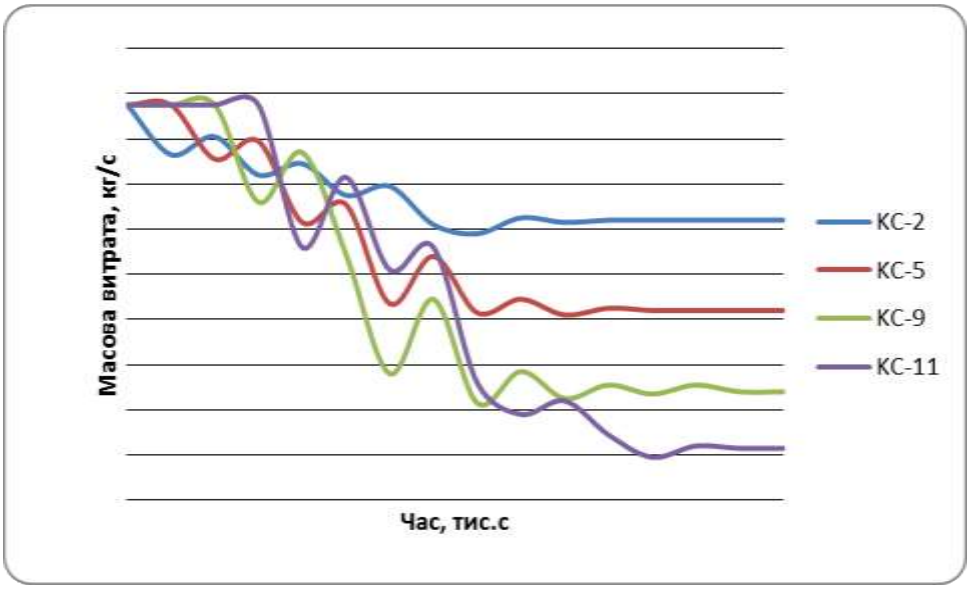


Рисунок 11.3– Характер нестаціонарного процесу при відключенні КС
(коливання масової витрати в часі)
а – на початку газопроводу; б – в кінці газопроводу

При відключенні КС Хуст (друга від кінця траси компресорна станція) тривалість нестаціонарного процесу найменша і складає 9180 с (2 год. 33 хв.) на початку газотранспортної системи і 8123 с (2 год. 15 хв. 23 с) в кінці траси. Тривалість нестаціонарного процесу на початку системи на 11,3% більша, ніж в кінці траси, що пояснюється різницею у віддалях від зупиненої КС до кінців трубопроводу. Зниження продуктивності газопроводу в порівнянні з пропускною здатністю складає 7,6%.

На рисунку 11.4 приведено графіки тривалості нестаціонарного процесу на початку і в кінці газотранспортної системи при поетапному відключенні кожної з компресорних станцій. Як видно з графіків, тривалість нестаціонарного процесу, викликаного відключенням КС, зменшується на початку і в кінці газопроводу з зростанням номера відключеної станції, причому на початку газопроводу тенденція зменшення продуктивності має більш пологий характер, ніж в кінці. Так, при відключенні КС–2 відношення тривалості нестаціонарного процесу в кінці траси до відповідної тривалості на початку газопроводу складає 1.306, при

відключенні КС–5 таке співвідношення рівне 1.022, а при відключенні КС–10 воно становить 0.935. Цю обставину слід враховувати при прогнозуванні регулювання режимів роботи газотранспортної системи шляхом відключення окремих КС для безперебійного забезпечення споживачів газом.

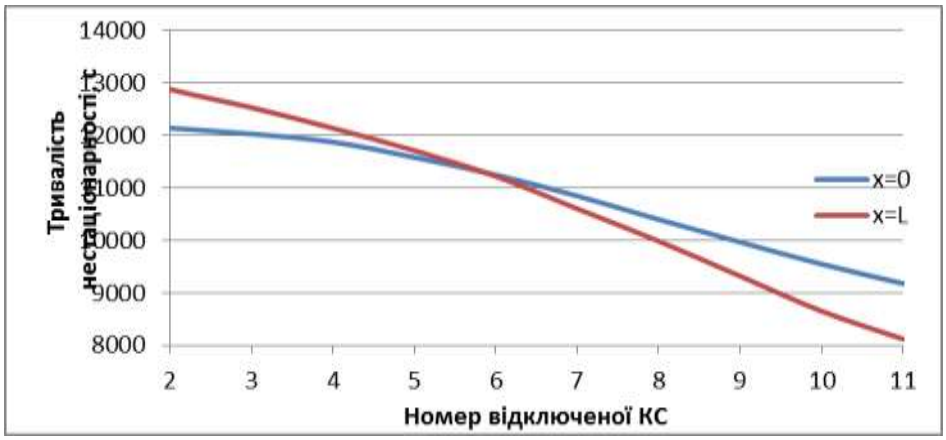


Рисунок 11.4 – Тривалість нестаціонарного процесу, викликаного відключенням компресорних станцій для початкового (x=0) і кінцевого (x=L) перерізу газопролводу

Результати проведених досліджень на основі математичного моделювання дозволили встановити закономірності протікання нестаціонарних процесів в газотранспортних системах великої протяжності з значною кількістю компресорних станцій, зокрема доведено, що на тривалість нестаціонарного перехідного режиму має суттєвий вплив розміщення відключеної КС на трасі газопроводу, причому зі збільшенням її порядкового номера в системі тривалість нестаціонарного процесу і величина зниження продуктивності зменшуються.

11.4 Принципи оптимізації режимів газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження

Оптимізація режимів роботи газотранспортної системи в умовах її роботи з неповним завантаженням має свої особливі підходи і принципи їх реалізації. Особливості процедури оптимізації стосуються в першу чергу розширення області допустимих режимів і відповідно вибору технологічних схем і обладнання газотранспортної системи, адже при суттєвому зменшення продуктивності експлуатація можлива при зменшенні числа працюючих компресорних станцій чи кількості працюючих газоперекачувальних агрегатів на кожній з них.

В умовах неповного завантаження газотранспортної системи суттєве зниження продуктивності в порівнянні з пропускною здатністю призводить до розширення діапазону зміни максимального і мінімального тисків. Граничними варіантами допустимих режимів слід вважати наступні; максимальний, що характеризується максимальним значенням тиску на початку лінійної ділянки, і мінімальний, що характеризується мінімальнми значенням тиску в кінці лінійної ділянки. Множина всіх решта допустимих режимів знаходиться в діапазоні між вказаними граничними.

Слід зауважити, що в умовах неповного завантаження газотранспортної системи єдиними критеріями оптимальності режимів роботи можуть служити мінімум енергозатрат на транспортування газу і максимум надійності газопроводу. Керуючись першим з цих критеріїв, можна вибрати принцип оптимізації режимів з вказаної множини допустимих. Другий критерій встановлює оптимальні принципи обслуговування технологічного обладнання та газопроводів газотранспортного комплексу. З метою їх практичної реалізації необхідно виробити стратегічні напрямки і методи оптимізації режимів і обслуговування газотранспортної системи в умовах неповного завантаження.

Оптимізація режимів роботи газотранспортної системи в умовах неповного завантаження вимагає в першу чергу мінімізації енерговитрат на транспортування газу. Враховуючи енергетичні характеристики природного газу як енергоносія, критерій енергоефективності можна виразити в обсягах газу, затрачених на його транспортування. До таких затрат газу слід віднести паливний газ, який витрачається на компресорних станціях для приводу газоперекачувальних агрегатів і обсяг якого залежить від режиму роботи ГПА, та технологічний газ, що знаходиться безпосередньо в трубопроводах для підтримання тиску, необхідного для нормальної роботи КС, обсяг якого також залежить від режиму роботи системи. Тому врахування витрати газу т при різних експлуатаційних режимах, в тому числі вартості паливного та технологічного газу є одним з економічних показників експлуатаційного режиму з енергетичної точки зору.

Якщо газотранспортна система складається з декількох паралельних ниток, то в умовах неповного завантаження системи розподіл газопотоків між нитками буде нерівномірним, що вимагає розрахунку оптимального завантаження кожної з паралельних ниток.

Розрахунок ведеться методом ітерацій при відомій величині абсолютної похибки у визначенні сумарної витрати газу та витрати в кожній з паралельних ниток δQ. В основу розрахунку покладено модель стаціонарного руху газу в трубах, зокрема основне рівняння газопроводів у вигляді

$$Q_i = 0{,}326 * 10^{-6} d_i^{2,5} E_i \sqrt{\frac{P_{Hi}^2 - P_{Bi+1}^2}{\lambda_T \Delta Z_{cpi} T_{cpi} L_i}}$$

де Q - витрата газу в млн..м^3/добу; i- номер ділянки; d_i , L_i - діаметр (мм) і довжина (км) ділянки; E_i - коефіцієнт гідравлічної ефективності ділянки; P_{Hi}, P_{Bi+1} - тиски відповідно на виході початкової КС і вході в кінцеву КС (ата); λ_T - теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору; T_{cpi} - середня температура газу на ділянці (К); Z_{cpi} - коефіцієнт стисливості газу при середніх тиску і температурі; Δ - відносна густина газу.

Вихідна інформація для кожної ділянки задається у вигляді:

- сумарна фактична витрата газу по всіх нитках Q (млн..м^3/добу);
- абсолютні значення тисків газу на початку P_{Hi} і в кінці P_{Bi+1} ділянки (ата);
- абсолютні температури газу на початку T_{Hi} і в кінці T_{Bi+1} ділянки (К);
- геометричні характеристики внутрішній діаметр d_i (мм) і довжина L_i (км) ділянки;
- коефіцієнт гідравлічної ефективності ділянки E_i ;
- фізичні властивості газу: відносна густина Δ і динамічна в'язкість η (кГс/м^2).

В початковому наближенні приймається гіпотеза про те, що рух газу відбувається в зоні шорстких труб турбулентного режиму, і коефіцієнт гідравлічного опору не залежить від критерію Рейнольдса. Тоді для розподілу витрати між нитками системи справедливі співвідношення

$$Q_1^{(s=0)} / Q_i^{(s=0)} = (d_1 / d_i)^{2,6}$$

$$\sum_{i=1}^{n} Q_i = Q$$

де n – число паралельних ниток системи; s - номер ітерації.

На основі приведених формул отримано

$$Q_1^{(s=0)} = \frac{Q}{1 + \sum_{i=2}^{n} (d_1 / d_i)^{2,6}} \; ; \; Q_{i+1}^{(s=0)} = Q_1^{(s=0)} (d_1 / d_i)^{2,6}$$

При відомих (в початковому наближенні) значеннях витрат газу в кожній з паралельних ниток визначаються:

- значення критерію Рейнольдса

$$\mathrm{Re}_i = 1{,}81 * 10^3 \frac{Q_{i1}^{(s)} \Delta}{d_i \eta}$$

- теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору

$$\lambda_{Ti} = 0{,}067 \left(\frac{158}{\mathrm{Re}_i} + \frac{2k_e}{d_i} \right)^{0,2}$$

- фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору

$$\lambda_{Fi} = \lambda_{Ti} / E_i^2$$

- значення середньої температури газу на ділянці

$$T_{cpi} = T_{гр} + \frac{T_{Hi} - T_{Bi+1}}{\ln \frac{T_{Hi} - T_{гр}}{T_{Bi+1} - T_{гр}}}$$

де $T_{гр}$ - температура грунту на глибині залягання трубопроводу в непорушеному тепловому стані, яка визначається на основі даних гідрометеоцентру України за формул

$$t_{гр} = 6{,}9 + 3{,}6 \sin \frac{\pi}{180} (\tau + 165)$$

τ - момент часу року (в добах), починаючи з дати 01.01.

- значення середнього тиску газу на ділянці

$$P_{cpi} = \frac{2}{3} (P_{Hi} + \frac{P^2{}_{Bi+1}}{P_{Hi} + P_{Bi+1}})$$

- значення коефіцієнта стисливості газу при середньому тиску і середній температурі газу на ділянці

$$Z_{cpi} = 1 - 5{,}5 * 10^5 \frac{P_{cpi} \Delta^{1,3}}{T^{3,3}{}_{cpi}}$$

Уточнюється значення витрати газу по кожній нитці

$$Q_i^{(s=1)} = 0{,}326 * 10^{-6} d_i^{2,5} \sqrt{\frac{P_{Hi}^2 - P_{Bi+1}^2}{\lambda_{Fi} \Delta Z_{cpi} T_{cpi} L_i}}$$

Визначається сумарна витрата газу по системі в першому наближенні

$$Q^{(s=1)} = \sum_{i=1}^{n} Q_i^{(s=1)}$$

Перевірка умови точності:

якщо $\left|Q_i^{(s=1)} - Q\right| > \delta Q$ (δQ - точність прогнозу), то встановлюється новий розподіл витрати між нитками

$$Q_1^{(s+1)} = \frac{Q}{1 + \sum_{i=2}^{n} (d_1 / d_i)^{2,5} (\lambda_{Fi} / \lambda_{F1})^{0,5}};$$

$$Q_{i+1}^{(s+1)} = Q_1^{(s+1)} (d_1 / d_i)^{2,5} (\lambda_{Fi} / \lambda_{F1})^{0,5},$$

і повертаються до уточнення режиму (визначення числа Рейнольдса)

Розрахунок завершують після виконання умови $\left|Q_i^{(s=1)} - Q\right| < \delta Q$ і виводять необхідну інформацію на друк.

Знаючи кількість працюючих компресорних станцій на кожній з паралельних ниток газотранспортної системи, тиски і температури на вході і виході кожної з них і їх продуктивність при даному режимі, можна визначити витрату паливного газу по кожній КС і системі в цілому за однією з відомих методик [25,49,50].

Для розрахунку запасів газу в трубах використовується інформація, отримана при реалізації задачі про розподіл витрати газу між паралельними нитками складної газотранспортної системи. Вихідна інформація для кожної ділянки задається у вигляді:

- абсолютні значення тисків газу на початку P_{Hi} і в кінці P_{Bi+1} ділянки (ата);
- абсолютні температури газу на початку T_{Hi} і в кінці T_{Bi+1} ділянки (К);
- геометричні характеристики лінійних ділянок: внутрішній діаметр d_i (мм) і довжина L_i (км) ділянки;
- геометричні характеристики обв'язки КС: геометричний об'єм трубопроводів і обладнання на низькій стороні V_{Bi} та геометричний об'єм трубопроводів і обладнання на високій стороні V_{Hi} ($м^3$)
- відносна густина Δ;
- середніі значення тисків P_{cpi} і температур газу T_{cpi}, а також коефіцієнта стисливості Z_{cpi} як результати реалізації задачі

Кількість газу в кожній з паралельних ниток газотранспортної системи на кожній з ділянок між компресорними станціями з номерами *i* та *i+1* знаходиться за стандартних умов (P_c=1 ата, T_c =293 К) з формули

$$W_{ij} = \frac{\pi d_{ij}^2}{4} L_i \frac{P_{cpi}}{P_c} \frac{T_c}{T_{cpi}} \frac{1}{Z_{cpi}}$$

Сумарний об'єм газу в лінійний частині газотранспортної системи

$$W_{лч} = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{k} W_{ij}$$

де *k* – кількість лінійних ділянок..

Кількість газу в обвязці кожної з компресорних станцій на низькій стороні

$$W_{Bj} = V_{геом\,B} \frac{P_{Bi}}{P_c} \frac{T_c}{T_{Bi}} \frac{1}{Z_{Bi}}$$

- на високій стороні

$$W_{Hj} = V_{геом\,H} \frac{P_{Hi}}{P_c} \frac{T_c}{T_{Hi}} \frac{1}{Z_{Hi}}$$

Сумарна кількість газу в обвязках КС

$$W_{KC} = \sum_{j=1}^{k} (W_{Bj} + W_{HBj})$$

Витрата паливного газу визначається за потужністю працюючих газоперекачувальних агрегатів на КС і нормами витрати палива на одиницю потужності.

$$W_{ПГ} = Q_{ПГ} \tau = N_{KC} q_{нор} \tau$$

де: $Q_{ПГ}$ - витрата паливного газу на протязі часу експлуатації τ; N_{KC} - ефективна потужність ГПА; $q_{нор}$ - норма витрати паливного газу на одиницю потужності для даного типу ГПА.

Індикаторна зведена потужність ГПА

$$\left[\frac{N_i}{\rho_B}\right]_3 = c_0 + c_1(Q_B/\bar{n}) + c_2(Q_B/\bar{n})^2$$

де: Q_B - обємна продуктивність ГПА за умов входу; $\bar{n}$ - відносні оберти ротора; c_i - апроксимаційні коефіцієнти.

Ефективна потужність працюючих ГПА на КС

$$N_{KC} = \sum_{j=1}^{n} (N_{ij} + \Delta N_{Mj})$$

де: N_{ij} - індикаторна потужність ГПА для КС з номером j

$$N_{ij} = \left[\frac{N_i}{\rho_B}\right]_{3j} \rho_{Bj} \bar{n}^3$$

ρ_{Bj} - густина газу за умов входу в ГПА

$$\rho_{Bj} = \frac{P_{Bj}}{z_{Bj} R T_{Bj}}$$

P_{Bj}, T_{Bj} - тиск і температура на вході ГПА J -тої КС.

Сумуючи витрати паливного та технологічного газу для кожного з конкуруючих режимів експлуатації газотранспортної системи в умовах неповного завантаження, отримаємо критерій, який характеризує даний режим з точки зору його енергоефективності. Мінімальні витрати паливного і технологічного газу відповідатимуть оптимальному режиму експлуатації газотранспортної системи в умовах неповного завантаження.

Запропонований принцип оптимізації режимів реалізований методом конкуруючих варіантів, які відрізняються максимальними робочими тисками, для оптимізації режимів газопроводу СОЮЗ при заданій продуктивності. Результати процедури у вигляді графіків приведено на рисунках 11.5, 11.6.

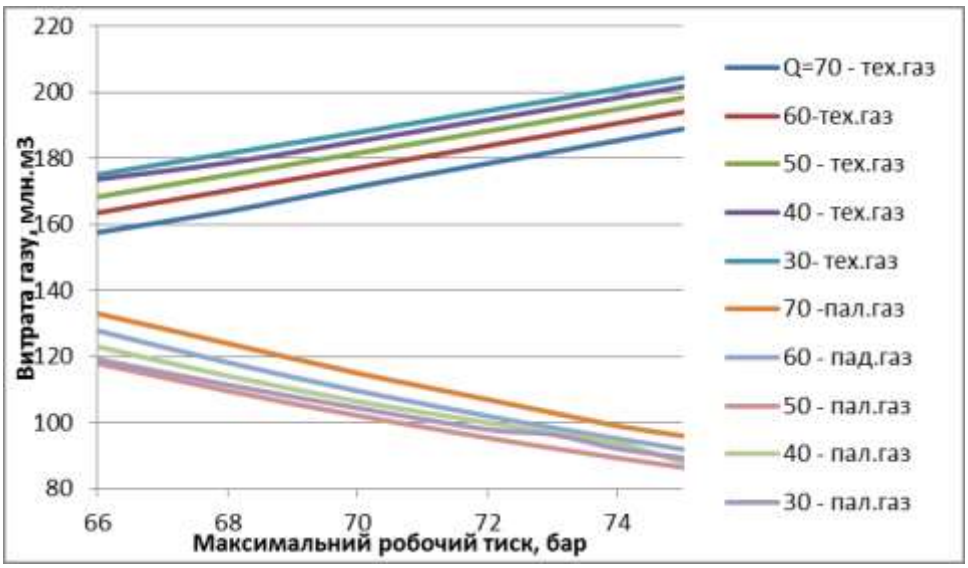


Рисунок 11.5 – Витрати паливного і технологічного газу в залежності від робочого тиску за різних ступенів завантаження газопроводу СОЮЗ

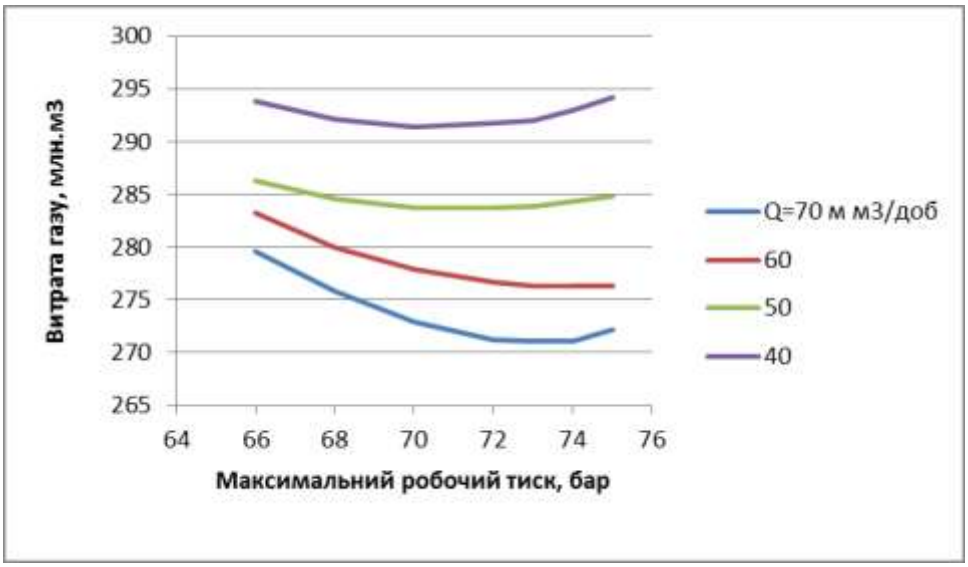


Рисунок 11.6 – Залежність сумарних витрат газу від робочого тиску за різних ступенів завантаження газопроводу СОЮЗ

Аналіз отриманих залежностей дає підстави стверджувати, що існує оптимальне значення робочого тиску на виході КС, якому відповідає мінімум енерговитрат на транспортування газу.

Збільшення кількості технологічного газу в трубах призводить до зростання робочих тисків, а, значить, до зменшення енергетичних втрат при транспорті, отже, до зменшення витрати паливного газу. Тому при оптимальному режимі сума витрат паливного і технологічного газу має мінімум.

11.5 Оптимізація режимів компресорних станцій газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження

Газотранспортна система, працюючи в умовах неповного завантаження, характеризується широким діапазоном керуючих факторів і впливів для вибору режиму роботи її елементів, зокрема компресорних станцій.

Компресорна станція, як локальний об'єкт керування, є складним комплексом компресорного устаткування, режим роботи якого змінюється від коливання витрати газу та обсягу відборів по трасі магістрального газопроводу. Для компенсації коливань режимів у технологічних схемах КС передбачені різні ступінчасті (дискретні) способи регулювання: числом задіяних в процес машин, зміною схеми підключення машин (число груп і агрегатів в групі); застосуванням коліс нагнітачів різних діаметрів. До плавних способів регулювання відносяться: зміна швидкості обертання ротора нагнітача (в регульованому приводі), перепуск газу з виходу на вхід групи агрегатів і дроселювання.

Питанням оптимізації режимів роботи компресорних станцій газотранспортної систем присвячено роботи Бобровського С.А. [3,61], Жидкової М.О. [40], Щербакова С.Г. [63], Яковлєва Є.І. [64].

Однією з головних завдань керування технологічним режимом роботи КС є підтримання тиску нагнітання на заданому рівні при оптимальному розподілі навантаження між агрегатами [62]. При цьому під оптимальним розподілом розуміється таке навантаження агрегатів, яке забезпечує мінімум енерговитрат на компримування заданого обсягу газу при відповідних граничних умовах на вході і виході станції [43].

Ряд авторів пропонують різні підходи до питання оптимізації режимів роботи ГПА на компресорних станціях газопроводів [40,61]; використовуються різноманітні критерії оптимальності [61,62]. Однак, в умовах неповного завантаження газотранспортної системи вказані підходи до принципу оптимізації режимів роботи КС і вибір критерію оптимальності при цьому мають певні особливості, зокрема, це стосується багатоцехових станцій.

З огляду на особливості математичного опису компресорних станцій і результати аналізу керуючих впливів, сформулюємо завдання оптимізації режимів роботи компресорної станції, а саме: при заданому обсязі газу і фіксованих граничних умовах (тиск на вході P_B і виході P_H та температура газу на вході T_B) слід визначити таке поєднання машин, діаметр робочих коліс нагнітачів, оберти ротора агрегату кожного ступеня стиску, щоб був забезпечений мінімум енергетичних витрат по КС:

$$F = \min \sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n} f_{ij}(r,u) \ . \qquad (11.38)$$

При цьому повинні виконуватись такі технологічні обмеження:

$$P_H < P_H^{\max}; T_H < T_H^{\max}; n_{i\min} < n_i < n_{i\max}; N_{ij} < N_{ij}^{\max}; \Delta Q < \Delta Q^{\max} \qquad (11.39)$$

де u - вектор керування, компонентами якого є параметри: число обертів і агрегатів, встановлення положення кранів; r - вектор режимів, який визначається робочим тиском, витратою і температурою газу; m - число паралельних груп агрегатів, n - число послідовних ступенів; $N_{ij}^{\max}$, $T_H^{\max}$, $\Delta Q^{\max}$, $P_H^{\max}$ - максимальні значення відповідно потужності, температури, байпасованої кількості газу і тиску на виході; $n_{i\min}, n_{i\max}$ - мінімальні і максимальні допустимі оберти роторів нагнітачів.

Рішення завдання пов'язане з перебором великої кількості варіантів режимів, тому для спрощення розрахунку доцільно використовувати технологічні закономірності процесу компримування.

Рядом дослідників [60,61] було висунуто припущення про ступінь завантаження компресорних машин: перші машини по ходу газу економічно доцільно завантажити в більшій

мірі. Враховуючи низький ККД газотурбінного приводу [37,52], висунуто наступні передумови

а) з точки зору енергетичних експлуатаційних витрат при однакових граничних умовах *n* агрегатів завжди гірше ніж *n-1* агрегат;

б) у всіх випадках економічно вигідно більше завантажувати першу по ходу газу машину.

В даний час відомі методи динамічного програмування, метод розподілу ресурсів, комбінаторний метод і ін. [43,63] , придатні для компютерної оптимізації експлуатаційних режимів компресорних станцій. Пропонується метод, заснований на логіко-комбінаторних принципах, що впливають на сформульовані вище передумови про завантаження машин на компресорній станції. З огляду на правомірність висунутих припущень, можна розпочати створення методу оптимізації режимів КС, алгоритм якого реалізується наступним чином.

1. Визначити число паралельних груп машин за формулою

$$m = \frac{Q_{np}}{q_{np\max}}, \tag{11.40}$$

де Q_{np} - зведена об'ємна продуктивність КС, $q_{np\max}$ - зведена максимальна продуктивність агрегату, що входить в паралельну групу.

Якщо відношення m містить дробову частину, то число груп приймають рівним *m+1*, а продуктивність однієї групи коректують відповідно за формулою

$$q_{np} = \frac{Q_{np}}{m+1} \ . \tag{11.41}$$

2. Перевіряють умову $P_{Hj}(\theta) > P_{H1}^{\max}$, де $P_{Hj}(\theta)$ - тиск для j-го ступеня при мінімальних приведених обертах θ, $P_{H1}^{\max}$ - заданий тиск після першого ступеня стиску. Якщо умова виконується, то переходять и до пункту 5, в іншому випадку визначають компоненти вектора стану $r(P_{Hj}, T_{Hj})$ і значення функціоналу F_j при inf θ.

3. Аналізують нерівність $P_{Hj}^{*}(\theta) > P_{H2}^{\max}$, де $P_{Hj}^{*}(\theta)$ – тиск при максимальних приведених обертах θ, $P_{H2}^{\max}$ - заданий тиск після першого ступеня стиску. Якщо умова виконується, то переходять до пункту 6, в іншому випадку визначають компоненти вектора стану $r(P_{Hj}, T_{Hj})$ і значення функціоналу F_j при sup θ.

4. Збільшують на одиницю число ступенів і перевіряють умову $j \oplus 1 = y$

Якщо рівність не виконується, то переходять до пункту 1, якщо виконується, то встановлене число машин не може виконати заданих граничних умов.

5. Визначають перепад тиску на вхідному крані за формулою

$$P_{Hj-1}^{*} = \frac{P_{H1}^{\max}}{\varepsilon_j}; P_{Hj-1}^{*}(\theta) = P_{Hj-1} + \Delta P_i \tag{11.42}$$

і дають оцінку функціоналу відповідно до нерівності $\sum F^{(c)} - \sum F^{(c-1)} > 0$

(*c* - індекс функціоналу, що вказує на номер варіанта).

Шляхом порівняння значень функціоналів вибирають оптимальні керуючі впливи Потім перевіряють умову $m \oplus 1 = I$, що характеризує перебір діаметрів коліс нагнітачів. Якщо код сполучення не дорівнює кінцевій комбінації I, то здійснюється перехід до пункту 2, інакше – до видачі результатів,

6. Знаходять ступінь підвищення тиску $\varepsilon_{j+1}(\theta)$ при θ і дають оцінку $P_j(\varepsilon) > P_j(\theta)$.

Якщо виконується нерівність, то переходять до наступного пункту, якщо ні, то змінюють дискретну величину керуючого впливу. Рахунок продоложается до виконання умови нерівності.

7. Якщо тиск $P^*_{H2} < P_{j+1}(\varepsilon)$, то необхідно визначити ΔP_{j+1} і дальше $\nu = \Delta P_{j+1} / P^*_{H2}$. Знаючи величину ν, знаходять $\Delta P_j = \nu P_j(\theta)$ і аналогічно ΔT_j, за якими корегують $P_j(\theta)$ і $T_j(\theta)$ за співвідношеннями

$$\overline{P}_j(\theta) = P_j(\theta) - \Delta P_j;$$
$$\overline{T}_j(\theta) = T_j(\theta) - \Delta T_j. \qquad (11.43)$$

8. Проводять зворотнє виконання кроків, перевіряючи при цьому умову $-j \oplus 1 = 0$. Якщо кількість кроків не рівна нулю то переходять до пункту 6, в іншому випадку - до пункту 5.

Для компресорних станцій, обладнаних різними типами агрегатів з электро- і газотурбінними приводами або машинами різної потужності з газотурбінним приводом, пропонується застосувати два способи. Перший спосіб грунтується на використанні багатовимірної нелінійної екстраполяції для наближеного відшукання параметрів компресорної станції за інформацією про фактичні режими роботи.

Нехай *F=f(R)* є невідомою залежністю критерію якості від оптимальних параметрів системи. Складовими вектора *R* можуть бути число включених машин, число обертів по кожному з агрегатів, *Q, P, T* - режимні параметри, енерговитрати на компримиування газу і ін. Нехай $\bar{R} = (Q, P_{\text{вх}}, \text{T}_{\text{вх}}, n)$ даний вектор стану.

Завдання полягає у відтворенні невідомої векторної функції *F =f(*$\bar{R}$*)* за кінцевим числом відомих значень вектора $\bar{R}$ і відповідних значень *F*.

Для КС з різними типами привода отримано характеристики

$$F = f(Q, P_B, \varepsilon, m, n),\ m,n) \qquad T_H = f(T_B, \varepsilon)) \qquad (11.44)$$

у вигляді полінома

$$Y = \sum_{i=0}^{m}\sum_{j=0}^{n}\ldots\sum_{k=0}^{p} a_{ij\ldots k} X_1^{\pm i} X_2^{\pm j} \ldots X_p^{\pm k} \quad . \qquad (11.45)$$

Коефіцієнти поліному визначаються за параметрами фактичних режимів роботи КС, в результаті створюються передумови для визначення числових значень функціоналу.

Другий спосіб полягає в тому, що складна багатоцехова КС розподіляється на декілька умовних компресорних станцій, обладнаних однотиповими агрегатами. У разі, коли однотипове устаткування зосереджене в окремих цехах і компримування газу здійснюється за послідовною схемою їх з'єднання, кожен такий цех розглядається як самостійна компресорна станція зі своїми технологічними обмеженнями. Щоб укласти це в загальну схему розрахунку газопроводу, між такими КС вводять фіктивну лінійну ділянку, що допускає падіння тиску не більше, ніж в технологічній обв'язці КС.

Щоб відшукати оптимальний варіант роботи багатоцехової КС, обладнаної агрегатами різних типів, застосовують методи послідовних наближень.

Розрахунок багатоцехової компресорної станції заснований на описаному вище методі вибору оптимального режиму роботи компресорної станції, обладнаної однотиповими агрегатами.

За заданою величиною потоку газу Q_i через КС, тисками на вході P_{Bi} і виході P_{Hi} вибирають таку схему підключення агрегатів (з наявних можливих), тобто такі значення числа груп k_i *i*-тої компресорної станції і числа ступенів стиснення s_i, щоб енергетичні витрати на компримування газу були мінімальними:

$$F_i(r,u)_{Q_i} = F^{(i)}_{\min}(r,u) \quad . \qquad (11.46)$$

Уявімо компресорну станцію, що складається з i_1 паралельно і j_1 послідовно діючих цехів $i_1 = 1,n$; $j_1 = 1,m$. Цехи відрізняються різними типами нагнітачів, а отже, і обмеження у них різні (наприклад, границі регулювання за обертами, максимально допустимі потужності агрегатів, діапазон зміни об'ємної продуктивності відцентрових нагнітачів). Сукупність цих обмежень визначає область допустимого керування.

У загальному випадку для складної багатоцехової компресорної станції ставиться завдання при наступних додаткових умовах

$$\sum_{i=1}^{n}\sum_{k_1=1}^{k_r} q_{i_1 k_1}^{(i)} = Q_i ; i = 1,2,\ldots,n; k_i = 1,2,\ldots,k_r$$

$$\sum_{j_1=1}^{m}\sum_{s_1=1}^{s_p} \Delta P_{j_1 s_1}^{(i)} = P_H^{(i)} - P_B^{(i)} = \Delta P_i ; j_1 = 1,2,\ldots,m; s_1 = 1,2,\ldots,s_p \qquad (11.47)$$

$$\Delta P_1 = \Delta P_2 = \ldots = \Delta P_n$$

де Q_i — величина потоку газу в i-тій групі j -го цеху; $\Delta P_{j_1,s_1}$ — підвищення тиску на s_1 -го ступеня j_1 -го цеху.

Функціонал, що мінімізується, при цьому складатиметься з суми витрат на компримування газу по всіх цехах:

$$F_i(r,u)_{Q_i} = \sum_{i_1=1}^{n}\sum_{j_1=1}^{m} F_{i_1 j_1}^{(i)}(r,u) \quad . \qquad (11.48)$$

Таким чином, завдання розрахунку оптимального варіанту роботи багатоцехової компресорної станції є завданням пошуку оптимального плану розподілу навантажень між окремими її цехами. При цьому виходять з мінімуму сумарних енергетичних витрат з урахуванням відповідних технологічних обмежень.

Задачу вирішують, знижуючи розмірність функціоналу методом послідовного наближення і подальшого розрахунку одновимірного завдання оптимізації КС за логіко-комбінаторним методом.

Для кожного варіанту плану розподілу Q_i вирішують задачу оптимізації режиму роботи кожного цеху КС, підраховують відповідні до цього плану сумарні енерговитрати, на підставі чого ухвалюють рішення про подальший хід обчислень. Така покрокова процедура оцінки планів розподілу Q_{il}, Q_{il-1} шляхом зіставлення відповідних їм мінімальних енерговитрат $F(Q_{il})$ і $F(Q_{il-1})$ дозволяє за два кроки визначити напрям пошуку екстремуму і потім визначити його величину з наперед заданою точністю. При цьому передбачається, що функція $F(Q_{il})$ увігнута, має єдиний екстремум. Крок дискретизації по Q_i в області екстремуму може бути вибраний скільки завгодно малим.

Як приклад застосування запропонованого методу оптимізації розглядається прогнозування режимів роботи багатоцехової компресорної станції, яка складається з двох цехів: цех 1 обладнаний газоперекачувальними агрегатами типу ГТК-10І в кількості 7 одиниць; цех 2 обладнаний газоперекачувальними агрегатами типу ГТК-25І в кількості 3 одиниці (всі ГПА працюють за паралельною схемою включення). Для кожного одиничного агрегату на основі графічних зведених характеристик будуються аналітичні моделі у формі:

для витрати

$$\varepsilon_j^2 = (\alpha_j + \beta_j \bar{n}\sqrt{\frac{z_3 R_3 T_{B3}}{z_B R T_B}}) - (\gamma_j + \vartheta_j \bar{n}\sqrt{\frac{z_3 R_3 T_{B3}}{z_B R T_B}})(Q_{Bj}/\bar{n})^2 , \qquad (11.49)$$

для потужності

$$N_{ij} = \left[\frac{N_i}{\rho_B}\right]_{3j} \rho_{Bj}\bar{n}^3 \qquad (11.50)$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho_B}\right]_{3j} = c_0 + c_1(Q_B/\bar{n}) + c_2(Q_B/\bar{n})^2$$

де j - номер цеху; $\alpha_j, \beta_j, \gamma_j, \vartheta_j, c_0, c_1, c_2$ - сталі коефіцієнти, що визначаються для кожного типу нагнітачів за їх зведеними характеристиками; $\bar{n} = n/n_н$ - відносні оберти ротора; z_3, R_3, T_{B3} - параметри зведення характеристик; ε_j – ступінь підвищення тиску; Q_{Bj}, ρ_{Bj} - об'ємна витрата і густина газу за умов входу в кожен цех.

Задача оптимального розподілу навантаження між цехами формулюється наступним чином: прогнозувати розподіл витрати між цехами при заданій сумарній продуктивності КС та тисках на вході і виході, при якому енерговитрати на компримування будуть мінімальними.

На рисунку 1 представлено графіки витрати одиничного ГПА різних типів (ГТК-10І та ГТК-25І) та їх потужності в залежності від швидкості обертання ротора для заданого ступеня підвищення тиску $\varepsilon = P_H / P_B$, однакового для обох цехів з причини їх паралельного включення.

Якщо відома продуктивність КС за умов входу Q_B^{KC}, то розподіл її між цехами матиме вигляд

$$Q_B^{KC} = Q_B^1 + Q_B^2 = Q_B^1(1 + Q_B^2/Q_B^1) = Q_B^1(1 + R_Q)$$

Звідси продуктивності цехів становлять

$$Q_B^1 = Q_B^{1KC}/(1+R_Q); Q_B^2 = Q_B^1 R_Q \quad . \qquad (11.51)$$

У відповідності до (11.51), задаючись розподілом витрати газу між цехами R_Q, можна визначити множину режимів, які забезпечать задану продуктивність станції. З цієї множини слід вилучити всі режими, які не можуть бути реалізовані на практиці з умови протипомпажного захисту та інших обмежень.

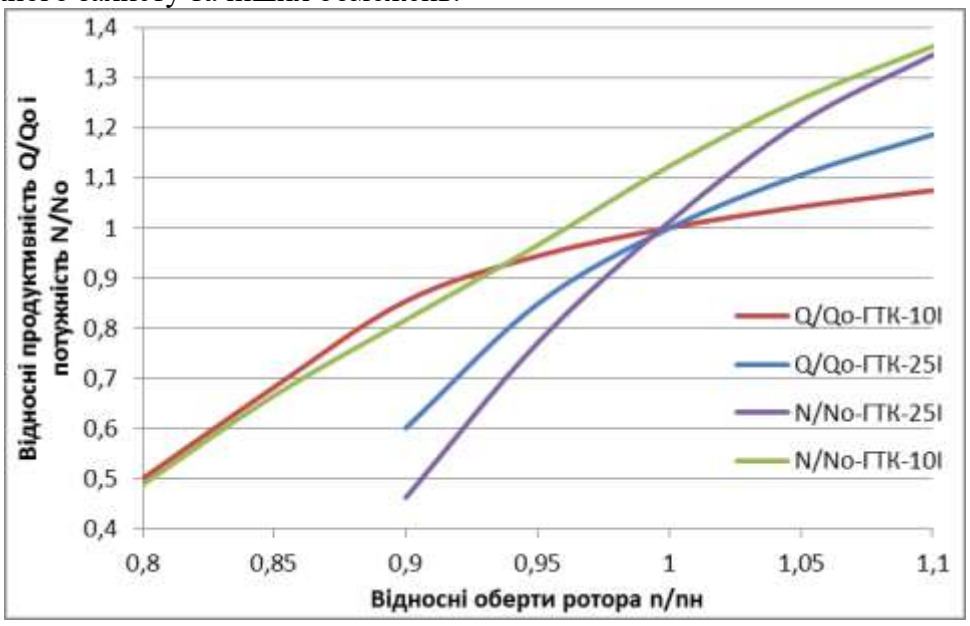


Рисунок 11. 7– Залежність продуктивності і потужності ГПА від швидкості обертання роторів

Решта допустимих режимів слід порівняти за критерієм енерговитратності, оскільки при неповному завантаженні газотранспортної системи цей критерій слід визнати найбільш доцільним.

Для кожного з допустимих режимів, що характеризуються співвідношенням R_Q, визначають число паралельно працюючих агрегатів у кожному з цехів.

$$r_j = Q_B^j / Q_{Bj}, \tag{11.52}$$

де Q_B^j - продуктивність *j*-того цеху у відповідності до(11.14); Q_{Bj} - продуктивність одиничного ГПА в *j* -тому цеху, визначена за(11.49) або з графіків (рисунок 11.7).

Змінюючи оберти ротора нагнітачів у кожному цеху, визначають продуктивність одиничного ГПА в кожному з цехів таким чином, щоб число паралельно працюючих агрегатів у кожному з цехів, знайдене за(11.52), було цілим. Якщо задану умову виконати не можливо, то даний режим відкидають як неприпустимий. Таким чином, для кожного з можливих режимів визначають число паралельно працюючих агрегатів в кожному з цехів, їх продуктивність за умов входу і відносні оберти ротора. Ці дані дозволяють за(11.50) або графіками (рисунок 11.7) визначити потужність одиничного агрегату в кожному з цехів і потужність кожного цеху загалом і сформувати для кожного з режимів критерій енергоефективності у формі(11.49). При цьому слід враховувати умову, що з точки зору мінімуму енергетичних експлуатаційних витрат при однакових граничних умовах *n* агрегатів завжди гірше, ніж *n-1* агрегат. За мінімум критерію енергоефективності вибирають оптимальний режим, для якого прогнозовано розподіл продуктивності КС між цехами, кількість працюючих ГПА в кожному з цехів, продуктивність та потужність кожного з агрегатів і швидкість обертання їх роторів.

В наведеному прикладі розглядалася гіпотетична двоцехова компресорна станція, і в результаті використання розробленої методики отримано результати визначення критерію енергоефективності, які подано в таблиці 11.1.

Таблиця 11.1 – Результати оптимізації режиму КС за критерієм енергоефективеості

№	R_Q	Q_B^1 м^3/х	Q_B^2 м^3/хв	r_1	r_2	$\bar{n}_1$	$\bar{n}_2$	$(N/No)_1$	$(N/No)_2$	$F(Q_{il})$
1	1	578,4	578,4	3	1	0,934	1,026	0,921	1,011	0,9462
2	0,8	642,7	514,2	3	1	1,021	0,978	1,018	1,007	0,9457
3	0,6	723,3	433,8	3	1	1,019	0,955	1,028	0,889	0,9719
4	0,5	771,2	385,6	4	1	0,95	0,917	0,978	0,922	1,0
5	0,4	826,3	330,5	4	1	режим	немо	жливий		

Як видно з результатів обчислень, наведених в таблиці 11.1, оптимальним режимом роботи двоцехової КС слід вважати режим, згідно з яким в цеху 1 працюють паралельно 3 ГПА ГТК-10І з відносними обертами $\bar{n} = n/n_н$=1,021 загальною потужністю 30,54 МВт, а в цеху 2 – 1 ГПА ГТК-25І з відносними обертами $\bar{n} = n/n_н$=0,978 загальною потужністю 25,175 МВт і забезпечують при цьому задану продуктивність станції 95 млн.м^3 на добу при тиску на вході 5 МПа, а на виході - 7,5 МПа.

Вирішено важливу задачу керування технологічним режимом роботи компресорної станції, яка полягає в підтриманні заданого тиску нагнітання при оптимальному розподілі навантаження між агрегатами. Для багатоцехових КС, обладнаних різнотиповими ГПА, оптимальним розподілом навантаження між цехами слід вважати такий розподіл потужностей, який забезпечує мінімум енерговитрат на компримування заданого обсягу газу при відповідних граничних умовах на вході і виході станції. Встановлено форму та зміст критерію оптимальності, наведено математичний апарат для практичної реалізації задачі.

РОЗДІЛ 12. ОПТИМІЗАЦІЯ ОБСЛУГОВУВАННЯ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЇХ НАДІЙНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

12.1 Загальні засади організації обслуговування газотранспортних систем

Потужність сучасних газопроводів така, що відмовлення й ушкодження на ЛЧ МГ приводять до значних утрат газу, витратам на проведення ремонтно-відновлювальних робіт, великим збиткам від недопоставки газу споживачам [31]. Так, середньорічні втрати газу при аваріях складають 240.1 млн.м^3 при загальному обсязі заміни труб у 5031 пог. м. Сумарний річний час простою газопроводів у ході ліквідації аварій складає 3554 години. В останні роки намітилася тривожна тенденція росту питомої ваги аварій по причинах механічних ушкоджень у ході експлуатації (з 10.3% у 1984 р. до 27.5% від загальної кількості аварій у 1987 р.). При такому ж положенні справ прогнозування і запобігання можливих аварій стає дуже важко.

Крім аварій на лінійній частині газопроводів, до непередбачених зупинок перекачування газу приводять також численні несправності, дефекти й ушкодження, багато хто з який не можуть бути відразу ліквідовані в силу недостатньої потужності експлуатаційних підрозділів.

В останні роки спостерігається ріст кількості несправностей (свищів, тріщин і ін. дефектів) є наслідком широкого впровадження в практику експлуатації МГ засобів і методів раннього виявлення вогнищ розвитку відмовлень. З іншого боку, це вимагає використання дорогої техніки й апаратури, веде до додаткових витрат у підвищенню собівартості транспортування газу [15,52].

Значний збиток [18, 70] від недопоставки газу споживачу в зв'язку з порушенням технологічних процесів, простоїв робочої сили, недовипуском продукції і необхідністю заміни газу (на час АВР) альтернативним паливом. Збиток від недоподачі газу звичайно вважають лінійною функцією від часу простою газопроводу [6]. Причому питомий збиток, кожного споживача залежить від типу виробництва (галузі промисловості) і складає в середньому 153 руб на 1000 м^3 недопоставленного газу.

Ефективна і діюча система технічного обслуговування і ремонту є одним з основних методів забезпечення експлуатаційної надійності магістральних газопроводів. Ціль створення і функціонування такої системи - забезпечення безперебійної й ефективної роботи газотранспортних магістралей, зниження народногосподарских витрат і втрат газу в ході транспортування. Основні виробничі задачі системи ТОіР ЛЧ МГ [35]:

- систематичний контроль за станом лінійної частини і її об'єктів;
- обробка результатів контролю і прийняття рішень про виконання тих чи інших робіт;
- проведення комплексу профілактичних, планових і інших відновлювальних робіт;
- невідкладне відновлення ЛЧ, ліквідація аварій і ушкоджень.

Система ТОіР ЛЧ МГ являє собою складну динамічну систему, ефективність якої визначається різними факторами, що впливають на успішність виконання кожної з перерахованих задач. Характер цього впливу дуже складний, по багатьом аспектам носить випадковий характер і некерований. Оцінювати ефективність і виробляти рішення по удосконалюванню настільки складної системи необхідно з позицій системного підходу на основі комплексного розгляду всіх питань, що стосуються задач, структури, складу, стратегій і режиму функціонування, організаційно-технологічного забезпечення системи ТОіР ЛЧ МГ.

Склад, структура, виробничі задачі, що ставляться перед підрозділами, що здійснюють експлуатаційне обслуговування ЛЧ МГ, визначені в діючих галузевих нормативних документах [34, 35]. До цих підрозділів відносяться:

- лінійні експлуатаційні служби при лінійних виробничих управлінь МГ (ЛВУ МГ);
- виробничі відділи по експлуатації газопроводів (ВВЕГ);
- аварійно-відбудовні потяги (АВП) при газотранспортних об'єднаннях;
- спеціалізовані служби (групи) (електрохімзахист, теплоелектротехнічні лабораторії й ін.);

Структура ЛЕС може варіюватися в залежності від конкретних умов експлуатації (наявності матеріально-технічних, людських ресурсів, природно-кліматичних умов і ін,). Істотно розрізняються між собою потужність, комплектація, оснащення служб і підрозділів, що також визначає неоднакові можливості РЕП у ході ТОіР.

У залежності від особливих умов експлуатації (гори, болота, водяні перешкоди, значна розгалуженість і довжина ділянки, що обслуговується,) до складу ЛЕС включається так званий аварійний опорний пункт (АОП). Ціль створення АОП - підвищення оперативності й ефективності технічного обслуговування, виявлення і локалізації аварій на лінійній частині.

Система ТОіР ЛЧ МГ знаходиться в постійному розвитку. Будівництво нових газотранспортних систем, "старіння" газопроводів, впровадження сучасних засобів контролю за станом лінійної частини, створення нових могутніх транспортних вузлів у складі системи газопостачання - усе це вимагає розробки нових форм організації системи ТОіР, що забезпечують більш ефективне обслуговування ЛЧ МГ з урахуванням специфіки експлуатації.

Досвід експлуатації лінійної частини МГ країни дозволяє виявити наступні основні організаційні форми системи ТОіР [54, 62]:

- традиційна;
- базова;
- комбінована ,
- аварійно-централізована,

Традиційна форма має на увазі обслуговування ділянок газопроводів силами лінійно-експлуатаційних служб при ЛПУ МГ (плановий огляд, профілактика, ППР, аварійний ремонт), і доцільна для районів України із розвитою інфраструктурою і мережею доріг. Особливості експлуатації газопроводів в умовах степів призвели до створення базової форми організації ТЕ, що заснована на обслуговуванні ЛЧ МГ двома типами ЛЕС. У рамках кожного ЛВУ створені ДЕС для проведення планових оглядів і ліквідації невеликих ушкоджень і несправностей. За окремими ЛВУ закріплені великі базові ремонтно-відновлювальні служби (БРВС), оснащені могутньою технікою для проведення складних аварійно-відновлювальних робіт на ділянках своїх і сусідніх ЛВУ.

Комбінована форма організації ТОіР передбачає поряд зі створенням малопотужних ЛЕС (для проведення робіт з обслуговування й аварійно-відбудовного ремонту) формування аварійно-відбудовних потягів (АВП), призначених для виконання великих планових робіт. Дана схема забезпечує значну концентрацію ресурсів у рамках АВП і сприяє більш ефективному використанню машин і механізмів.

У районах Західного Сибіру (Росія) одержала поширення аварійно-централізована форма організації ремонтно-експлуатаційного обслуговування, при якій частини АВП поєднуються управлінням ремонтно-профілактичних робіт, покликаним виконувати всі роботи по обслуговуванню і ремонту лінійної частини магістральних газопроводів.

Необхідно відзначити, що на сьогоднішній день не мається науково-обґрунтованих принципів доцільності використання будь-якої організаційної форми системи ТОіР ЛЧ МГ з врахуванням специфіки експлуатації конкретної газотранспортної системи. Це обумовлює необхідність розробки методики формування оптимальної організаційної структури системи ремонтно-експлуатаційного обслуговування і раціональної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування складної мережі МГ.

Кожна з перерахованих форм організації системи обслуговування МГ характеризується визначеним рівнем концентрації матеріально-технічних і інших ресурсів. Однієї з основних тенденцій, що склалися в галузі, є централізація обслуговування газотранспортних магістралей, котра створює умови для більш ефективного й ощадливого використання матеріально-технічних і трудових ресурсів, впровадження нової високопродуктивної техніки і передових методів проведення ремонтно-відновлювальних робіт, що, в остаточному підсумку, дозволяє домогтися скорочення експлуатаційних витрат і втрат у результаті виникнення несправностей і аварій на лінійній частині магістральних газопроводів, підвищити оперативність і

продуктивність ремонтних підрозділів, забезпечити надійну і безперебійну роботу газотранспортну систему.

В працях ведучих учених галузі Э.М. Ясина, К.Е. Ращепкина, А.Ф. Комягина, З.Т. Галиуллина й ін. уперше на наукову основу були поставлені питання розробки й вдосконалювання централізованого обслуговування і ремонту магістральних трубопроводів [15, 34].

Заслуговують на увагу розробки по централізації системи аварійно-відбудовного обслуговування магістральних і промислових нафтопроводів, що вирішують подібні задачі стосовно до транспорту нафти.

В області організації ефективного обслуговування ТОіР присутні дві тенденції [26], що мають право на існування: централізація і децентралізація. Завдання полягає у виборі оптимального співвідношення між ними в рамках єдиної системи ТОіР. Адекватність одержуваних при реалізації подібної задачі рішень визначає рівень ефективності експлуатаційного обслуговування трубопровідних систем [20].

Створення централізованої системи обслуговування магістральних трубопроводів забезпечує умови для впровадження і використання сучасних високопродуктивних методів ТОіР, прогресивної техніки [34, 42]. На основі математичних методів теорії масового обслуговування економічно обґрунтована ефективність централізованих форм організації лінійних експлуатаційно-ремонтних служб [62]. Однак, не розглянуте питання формування раціональної структурної схеми розміщення виробничих підрозділів у системі ТОіР.

Дослідження показують, що централізована система обслуговування в 1.5 рази ефективніше традиційної децентралізованої при використанні сучасних швидкохідних засобів транспортування РЕП у ході роботи [37].

На сьогоднішній день проведений ряд досліджень по розробці схеми розміщення пунктів базування РЕП і визначенню ділянок обслуговування на ЛЧ [5, 46]. Основою для рішення подібних задач є показники безвідмовності досліджуваної системи. Звичайно для характеристики надійності використовується показник середньої інтенсивності аварій (відмовлень) за одиницю часу λ, обумовлений статистично. В залежності від умов експлуатації середня інтенсивність відмовлень ЛЧ МГ коливається від 0.2 10^{-3} 1/км рік до 1.5 10^{-3} 1/км рік [63]. Статистика по відмовленнях дозволяє побудувати, так звану, епюру надійності. Далі вибираються ділянки з підвищеною аварійністю і ставиться задача оптимального розміщення пунктів базування РЕП (АВП) за критерієм мінімального часу на доставку техніки і людей на трасу для проведення АВР (задача "комівояжера"). При цьому враховується структура дорожньої мережі шляхом використання спеціальних коефіцієнтів:

- коефіцієнта збігу траси трубопроводу з під'їзними коліями:

$$K_C = \frac{\sum l_i}{L} \tag{12.1}$$

де L - довжина ділянки трубопроводу; l_i - довжина автодоріг на ділянках рівнобіжного проходження траси.

- коефіцієнта віддалення траси від автодоріг:

$$K_n = \frac{\sum h_i}{n} \tag{12.2}$$

де h_i - віддалення автодороги від траси; n - число ділянок.

- коефіцієнта перетинань траси трубопроводу з автомобільними дорогами:

$$K_n = \frac{N}{100 \quad км} \tag{12.3}$$

де N - число перетинань автодорогами траси трубопроводу.

Час доставки визначається як функція:

$$t_д = f(K_C, K_Y, K_n) \tag{12.4}$$

Шляхом прорахунку варіантів розміщення пунктів розміщення АВП визначається найкраща схема обслуговування системи трубопроводів.

Інший підхід складається у визначенні оптимального плеча обслуговування газопроводу за умови базування АВП безпосередньо на трасі (наприклад, на промплощадці КС). ЯК критерій розрахунку $l^*_{опт}$ прийняті сумарні питомі витрати, включаючи витрати на АВБ і на резервування при недопоставці газу споживачу. З результаті отримане наступний вираз для оптимального плеча обслуговування:

$$l^* = \sqrt{\frac{(З + E \cdot k) \cdot V}{З_У \cdot \Delta q \cdot \lambda \cdot n\left[1 + X_* \sqrt{\frac{1 + c^2}{\lambda n L}}\right]}} \qquad (12.5)$$

де З - річні експлуатаційні витрати; Е - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень; К - капітальні вкладення; V - швидкість транспортування АВП; $З_У$ - питомі витрати по резервуванню; λ - інтенсивність відмовлень; n - число ниток; L - загальна довжина МГ; С - коефіцієнт варіації часу; X_* - корінь рівняння Ф(х)=β.

Існуючі шляхи вдосконалювання ремонтно-експлуатаційного обслуговування газотранспортних систем мають три основних напрямки [3, 52]:

- зниження питомих витрат на відбудовні роботи в ході ТОіР;
- зменшення втрат газу в атмосферу;
- зниження збитку і тривалості простою газопроводу в результаті аварії (недовідпускання газу).

$$\Phi\left(\overline{З}_Р + \overline{У}_{ЩН} + \overline{У}_{ЩПОТ}\right) \Rightarrow \min \qquad (12.6)$$

Методи досягнення цих цілей дуже різні і поєднують у собі задачі вдосконалювання технології виконання робіт, впровадження нової техніки і засобів малої механізації, оптимізації планування й організації робіт з ТОіР, доцільній централізації і спеціалізації РЕП, раціональному розміщенню лінійних служб і підрозділів, організації ефективної системи матеріально-технічного постачання.

Наукові розробки в цій області поєднують широке коло питань вдосконалення технічних засобів для виробництва ТОіР на об'єктах ЛЧ, технології і нових методів ремонту й обслуговування лінійної частини, оптимальної організації і керування процесом контролю і відновлення МГ [34, 35, 71].

Можна відзначити наступні тенденції розвитку системи ТОіР ЛЧ МГ:

- розвиток і широке впровадження в практику експлуатації газотратранспортних систем нових ефективних методів і технічних засобів контролю стану ЛЧ;
- розвиток високопродуктивних методів ремонту МГ із метою скорочення часу простою МГ (у тому числі без зупинки перекачування газу);
- створення спеціалізованих служб і підрозділів по контролі стану ЛЧ. МГ (у тому числі повітряне патрулювання і дефектоскопія) з метою своєчасного виявлення й оперативної ліквідації аварій і ушкоджень;
- створення могутніх спеціалізованих підрозділів по усуненню великих аварій і виконанню планових робіт великого обсягу (АВП, базові ЛЕС і ін.).

Вибір раціональної технології й вдосконалювання організації робіт при ТОіР ЛЧ МГ, у даний час здійснюється або на основі особистого досвіду окремих керівників, або шляхом найпростіших детерминоваaних розрахунків на мережних моделях за критерієм мінімуму тривалості робіт, трудозатрат. Подібний підхід не дозволяє робити адекватну оцінку ефективності тих чи інших організаційно-технологічних рішень з врахуванням специфіки конкретної системи ТОіР, її структури, стратегій і режиму контрольно-відновлювальних заходів, стану і рівня безвідмовності ЛЧ, випадкового характеру появи і розвитку ушкоджень і відмовлень на МГ.

Однієї з найважливіших характеристик системи ТОіР ЛЧ МГ є режим функціонування РЕП у ході обслуговування. Режим функціонування визначається насамперед стратегією обслуговування, прийнятою в даній системі, і графіком (періодичністю) контрольно-відновлювальних заходів (КВЗ) [16, 18].

В даний момент, у зв'язку з "старінням" багатьох газопроводів системи газопостачання, підвищеними вимогами по безпеці і екологічності магістрального транспорту газу, особливо гостро стоїть питання забезпечення діючого й ефективного контролю стану лінійної частини в ході експлуатації. Діючі нормативні документи не містять конкретних рекомендацій з плануванню КВЗ на ЛЧ МГ і носять дуже загальний характер [54]. Причому, терміни проведення оглядів, їхня періодичність і обсяги повинні встановлюватися в рамках кожного підрозділу виходячи з конкретних умов (характер місцевості, наявність населених пунктів, технічний стан МГ і ін.). Приймаються такі рішення, як правило, без наукового опрацювання, на основі традиційних схем і інструкцій.

Аналіз закордонного досвіду експлуатаційного обслуговування МГ і наукових розробок у цій області показує, що велика частина досліджень присвячена питанням удосконалювання старих і створення нових методів і технічних засобів контролі стану ЛЧ, перспективних технологій і механізмів для проведення ремонтно-відновлювальних робіт [70, 71].

Не розглядаються питання ефективності використання тих чи інших технічних засобів у ході ТОіР, планування термінів контролю і профілактики ЛЧ і її елементів з врахуванням нерівномірного розподілу показників надійності по довжині МГ, випадкового характеру появи відмовлень і ушкоджень. Не вирішені задачі організації територіально-виробничої системи ТОіР складної регіональної мережі МГ з урахуванням конфігурації ЛЧ. Питання вибору раціональних стратегій ТОіР ЛЧ МГ розглядаються на основі загальних підходів і методів теорії надійності складних систем, пропонується спрощена модель руйнування ізольованого газопроводу і методика оцінки кількісних показників безвідмовності. Однак, у запропонованих моделях не враховується можливість використання різних методів і засобів контролю стану МГ, що характеризуються визначеною вартістю і дозволеною здатністю. Не розглядаються питання стратегічного планування КВЗ на окремих елементах (зосереджених об'єктах) ЛЧ МГ, що вимагають сполученого виконання контрольних, профілактичних (чи регулювальних) робіт з метою виявлення схованих відмовлень. Істотно впливає на.ефективність КВЗ структура спеціалізація і потужність ремонтно-експлуатаційних підрозділів. Ці параметри, у свою чергу, багато в чому визначаються прийнятою технологією й оснащеністю бригад, служб і підрозділів, характером робіт у потоці вимоги на ремонтно-відбудовче і профілактичне обслуговування.

Формування комплексу показників для оцінки ефективності системи ремонтно-експлуатаційного обслуговування газопроводів з урахуванням основних факторів і істотних структурно-технологічних зв'язків - є важливим етапом розробки узагальненої моделі системи ТОіР ЛЧ МГ. Рішення задачі аналізу системи і наступний перехід до синтезу оптимальних параметрів системи повинні базуватися на універсальних техніко-економічних показниках ефективності.

Система ТОіР ЛЧ МГ має всі ознаки складної системи і характеризується наявністю великого числа різнорідних елементів і об'єктів, різноманітних видів робіт з ТОіР, різних типів РЕП (по потужності, оснащеності і комплектації). Окремі елементи системи мають між собою складний функціональний зв'язок. Тому для оцінки ефективності функціонування системи ТОіР існує багато різних показників. Найбільше часто використовувані з них: економічні витрати і характеристики тривалості ТОіР [12, 20]. До них відносяться: вартість роботи (витрати на ремонтно-відбудовчі роботи) $З_р$; тривалість виконання відбудовних робіт $Т_р$; трудомісткість ремонтних і інших робіт (в люд. годинах). Становить інтерес розгляд середньої тривалості робіт з ТОіР, обумовлене як математичне чекання тривалості одного набору робіт даного виду за деякий період експлуатації:

$$T_{СР} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} T_{Pi} \qquad (12.7)$$

а також середньої пжцоемкости і середніх витрат на проведення ТОіР (визначених аналогічно). Відношення середньої сумарної тривалості робіт до наробітку системи на відмовлення - є питома сумарна тривалість робіт з ТОіР.

Аналогічним образом, питома сумарна вартість робіт з ТОіР (витрати на ТОіР);

$$\overline{З}_{\Sigma Р} = \frac{З_{\Sigma Р}}{t'_{Р}} \qquad (12.8)$$

де t'_P - наробіток на відмовлення.

Існує також ряд комплексних показників надійності експлуатованої системи, що враховують як властивість безвідмовності, так і ремонтопридатності. Найбільш розповсюджені серед них: коефіцієнти готовності, надійності, технічного використання, оперативної готовності й інші [59].

Задача вибору показників ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ зводиться до обґрунтування доцільного набору параметрів, що дозволяють врахувати (з розумним ступенем деталізації) найбільш значні фактори функціонування системи.

Дослідження суті питання доводить, що визначальними факторами в питанні вдосконалювання системи ТОіР є: структура, розміщення й оснащення підрозділів, технологія ремонтно-експлуатаційного обслуговування, організація і керування ходом виконання робіт, стратегія контрольно-відновлювальних заходів.

Показник ефективності функціонування системи (у задачі аналізу) повинний виступати як критерій оптимальності при рішенні задач удосконалювання системи. Причому розглядати подібну проблему необхідно з позицій народногосподарської ефективності [30, 39].

Система ТОіР ЛЧ МГ, як важливий засіб забезпечення експлуатаційної надійності МГ вимагає значних матеріально-технічних, трудових витрат, що багато в чому визначають ефективність системи в цілому.

Це обумовлює доцільність використання як параметр для оцінки ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ найбільш розповсюдженого техніко-економічного показника ефективності - сумарних питомих витрат.

В загальному виді, метою підвищення ефективності функціонування системи ТОіР ЛЧ МГ є забезпечення надійної роботи об'єктів МГ із найменшими сумарними витратами (на створення, оснащеності і зміст ремонтно-експлуатаційних підрозділів і на проведення КВЗ) і збитками від втрат і недопоставок газу споживачам унаслідок простоїв (чи зниження продуктивності) газопроводів у ході ремонтно-відновлювальних робіт. Таким чином, середні сумарні питомі витрати виступають не тільки як параметр оцінки ефективності ТОіР, але і як критерій оптимальності організаційно-технологічних рішень по вдосконалюванню досліджуваної системи:

$$\overline{С}_{\Sigma} = \overline{С}_{\Sigma РЕП} + \overline{С}_{\Sigma ТОиР} + \overline{О}_{Щ} \qquad (12.9)$$

де $\overline{З}_{\Sigma РЕП}$ - середнє питомі витрати на будівництво, оснащення, комплектацію і утримання ремонтно-експлуатаційних підрозділів; $\overline{З}_{\Sigma ТОиР}$ - середньо питомі витрати на проведення заходів щодо ТОіР; $\overline{У}_{Щ}$ - середній питомий збиток споживачів від недоподачі газу при зниженні пропускної здатності газопроводів у ході АВР.

При комплексному розгляді процесу функціонування системи ТОіР ЛЧ МГ необхідно врахувати вплив безлічі випадкових і керованих факторів, що визначають значення тих чи інших параметрів системи, що впливають на її ефективність.

Система обслуговування і ремонту сучасних магістральних газопроводів має складну структуру і склад, різні форми організації робіт на лінійній частині, що забезпечує різний рівень ефективності експлуатації МГ. Більш високий рівень ефективності система ТОіР ЛЧ МГ досягається при відшуканні значень параметрів (і їхнього співвідношення), що забезпечують екстремальне значення цільової функції. У рамках сформульованого вище комплексу задач по вдосконалюванню системи ТОіР лінійної частини газопроводів, що поєднує питання розробки

оптимальної структурної схеми розміщення ремонтно-експлуатаційних підрозділів, планування контрольно-відновлювальних заходів і організації робіт на об'єктах лінійної частини, цільова функція приймає різні значення і залежить від великої кількості факторів. При рішенні кожної з перерахованих оптимізаційних задач цільова функція $\overline{З}_{\Sigma}$ є математичним виразом взаємозв'язку параметрів, що підлягають оптимізації, і вартісних (затратних) показників ефективності, що забезпечують нормальне функціонування системи.

Таким чином, ціль і задачі формування критерію ефективності системи ТОіР зводиться до детального пророблення й оцінки всіх складових цільовий функції з врахуванням їх взаємного впливу.

Значення складових цільової функції формується в результаті розв”язку часткових задач:

- на вибір стратегії і режиму КВЗ;
- формуванню схеми розміщення РЕП;
- розбивці ЛЧ газ об транс кравець системи на експлуатаційні ділянки;
- закріпленню окремих ділянок за конкретними РЕП;
- вибору технології КВЗ;
- комплектації РЕП технікою і людьми.

Суперечливий характер впливу перерахованих керованих факторів на цільову функцію обумовлює необхідність використання комплексного підходу, тобто спільного рішення часткових задач. Суть реалізації комплексного підходу зводиться до розбивки проблеми на часткові задачі, дослідженню кожної окремої задачі й об'єднанню результатів дослідження часткових задач. Для цього використовуються принципи, покладені в основу декомпозиційних методів дослідження складних ієрархічних систем. Формалізація подібної математичної багатофакторної моделі дозволяє шляхом перебору альтернативних варіантів вихідних параметрів і різних обмежень здійснювати пошук оптимальних організаційно-технологічних рішень за критерієм мінімуму цільової функції - середніх сумарних питомих витрат у системі ТОіР:

$$\min_{R,L,S,M,H} \quad \overline{З}_{\Sigma}(R, L, S, M, H) \tag{12.10}$$

де R - характеристики розміщення РЭП у регіоні обслуговування;

L - характеристики прикріплення ділянок системи ЛЧ МГ, що обслуговуються РЕП; S - стратегія і режим контрольно-відбудовних заходів (КВЗ), прийнятих в кожнім РЕП; М - характеристики потужності, оснащеності, комплектації РЕП; Н - прийнята технологія й організація робіт.

При розгляді подібної задачі глобальної оптимізації перераховані характеристики системи ТОіР ЛЧ МГ R, L, S, M, H відіграють роль аргументів, виступаючи як керуючі параметри.

Оптимальне планування контрольно-відновлювальних заходів на ЛЧ здійснюється шляхом вибору раціональної стратегії обслуговування об'єктів МГ і режимів функціонування ремонтно-експлуатаційних підрозділів у рамках діючої систем ТОіР:

$$\min_{S} \quad \overline{З}_{\Sigma}(S..a, b, c) \tag{12.11}$$

де a, b, c - різні системні обмеження.

Задача планування КВЗ містить у собі безліч часток підзадач, розглянутих докладно в третьому розділі даної роботи.

Найважливішим засобом підвищення ефективності системи ТОіР ЛЧ МГ є удосконалювання структурної схеми розміщення РЕП у регіоні обслуговування, що поєднує часткові задачі по визначенню пунктів базування підрозділів, установленню границь (зон) обслуговування; прикріпленню експлуатаційних ділянок ЛЧ МГ за конкретними РЕП:

$$\min_{R,L} \quad \overline{З}_{\Sigma}(R, L..a, b, c) \tag{12.12}$$

За умови сформованої структури системи ТОіР, прийнятої стратегії і режимі контрольно-відбудовних заходів на МГ розглядається питання вибору технології й організації робіт з обслуговування лінійної частини з залученням певних виробничих потужностей і ресурсів:

$$\min_{M,H} \quad \overline{З}_{\Sigma}(M, H...a, b, c) \tag{12.13}$$

де a, b, c - величини, що характеризують граничні умови функціонування системи (обмеження за часом, матеріалам, ресурсам і т.д.).

Запропонований у роботі комплексний підхід дозволяє здійснювати пошук оптимальних варіантів організації ТОіР ЛЧ МГ як при удосконалюванні (коректуванню) діючих, так і при проектуванні створюваних систем обслуговування.

В рамках комплексного підходу можливо провести більш детальне дослідження окремих задач вдосконалювання організації системи ТОіР ЛЧ МГ на різному рівні.

12.2 Принципи оптимального керування транспортом газу з урахуванням чинника надійності

В період дефіциту постачання газу в Україну особливе значення надається скороченням недопоставок його споживачам, тобто повному і безперебійному їх газозабезпеченню. З іншого боку зростають втрати газу, пов’язані з технологічними затратами на транспортування, зокрема, викликані нестаціонарністю газових потоків і частими змінами режимів роботи газотранспортної мережі [61,62].

Як відомо, втрати від недопоставок газу споживачам значно перевищують втрати, пов'язані з технологічними затратами на транспорт газу [63]. Тому тут розглядається задача вибору оптимального співвідношення між вартістю і надійністю перекачування газу. Зазначена задача досліджується за допомогою змішаної моделі, заснованої на використанні методів динамічного програмування і математичних методів теорії надійності.

Для задоволення вимог максимізації навантаження газотранспортної системи при відповідних технологічних обмеженнях і гарантії безперервності в постачанні споживачам заданої витрати газу зазвичай вирішуються такі основні завдання:

- прогнозування навантаження протягом певного інтервалу часу (доби, тижня);
- виділення набору газоперекачувальних агрегатів компресорної станції;
-відшукання оптимального розподілу загального навантаження між газоперекачувальними агрегатами, що мінімізує сумарну вартість перекачування.

Ці три проблеми тісно пов'язані між собою. У зв'язку з цим зазначені проблеми об'єднуються під загальною назвою планування перекачування газу.

З метою вирішення завдання оптимального планування перекачування газу перш за все відшукуються очікувані втрати через недостатню надійність постачання споживачів газом. Відмови при постачанні газу викликані випадковим характером функціонування системи, який проявляється в відмовах окремих елементів, а також у випадковому коливанні навантаження системи. Кожен агрегат системи в процесі функціонування може перебувати в стані відмови і в стані роботи з частковою втратою вихідної потужності. Ймовірності стану системи представляються у вигляді добутку ймовірностей стану окремих елементів.

Нехай $M_I(t_1, t_2)$ - математичне очікування частки часу знаходження системи в стані i протягом інтервалу (t_1, t_2), тоді

$$M_I(t_1, t_2) = \frac{1}{t_1 - t_2} \int_{t_1}^{t_2} P_i(t_i) dt \tag{12.14}$$

де $P_i(t_i)$ -ймовірність того, що в момент t_i система знаходиться в стані i.

Ймовірності станів всієї системи, що складається з R агрегатів, в дискретному виді матиме вигляд

$$P_i(t_i) = \prod_{r=1}^{R} \Pr_i(t) \tag{12.15}$$

Якщо $t = n\Delta t$ де Δt - крок часу, то вираз(12.15) набуде вигляду

$$P_i(n\Delta t) = \prod_{r=1}^{R} \Pr_i(n\Delta t)$$

Тоді інтервал(12.14) можна представляти в дискретному вигляді

$$M_l(t_1, t_2) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N} \frac{P_i(k\Delta t\ ) + P_i(k+1)\Delta t\ )}{2} = \frac{I_i(t_1, t_2)}{(t_1 - t_2)} \tag{12.16}$$

Очікуване число переходів в стан *i* на інтервалі часу (t_1, t_2) визначається формулою

$$F(t_1, t_2) = \sum_{j \neq i} \int_{t_1}^{t_1} P_j(t) \lambda_{ji} dt \tag{12.17}$$

де λ_{ji} - інтенсивності переходів зі стану *i* в стан *i + 1, j = i + 1.*

У дискретній формі маємо

$$F(t_1, t_2) = \sum_{j \neq i} \lambda_{ji} I_i(t_1, t_2)$$

Припустимо, що для перекачки газу на інтервал часу (t_1, t_2) виділено певну кількість агрегатів R і прогнозована кількість перекачування становить G_0. Протягом зазначеного інтервалу часу справжнє навантаження G може коливатися щодо величини G_0 відповідно до нормального закону розподілу.

Недостатність в постачанні газу, яка виникає в результаті відмови деяких агрегатів і внаслідок випадкових збурень, теоретично може коливатися від 0 до G (на практиці діапазон зміни нестачі кількості газу досить вузький через акумулюючу здатність газопроводу). В силу цього передбачається, що залежність між загальними вартісними втратами і величиною нестачі кількості газу є лінійною

$$C^n = C_1 H,$$

де C^n -вартістні втрати;

C_1 - коефіцієнт;

H - недостача газу споживачам.

При нормальному законі розподілу випадкових величин загальні втрати підсумовуються як втрати на перекачування та втрати через недоподачу газу. Ці втрати можна подати таким чином

$$W = C_2 \sum_j \sum_i [\sum_{j \neq 1} \lambda_{ji} I_{ij}(t_1, t_2)] u_{ij}^n A_j + C_3 \sum_j \sum_i I_{ij}(t_1, t_2) H_{ij} A_j,$$

де C_2, C_3 - коефіцієнти, що враховують вартість від перекачування і недоподачі;

u_{ij}^n - дискретна зміна втрат за час Δt;

A_j -коефіцієнт, що враховує розподіл втрат по нормальному закону.

Кількість перекачуваного газу G_0, значені втрати і недостача H приймають дискретні значення в інтервалах $n\Delta t$, де число можливих значень H залежить від числа станів всієї ситеми, причому кожному стану відповідає певне значення потужності комбінацій агрегатів. Для цього можна використовувати наближений метод розрахунку пропускної здатності системи, заснований на однотипності рівнянь падіння тиску для різних елементів. В якості універсального рівняння для агрегату можна використати вираз

$$P_i^2 - \alpha P_j^2 = \varphi Q_{ij} + \psi Q_{ij}^{\ 2}, \tag{12.18}$$

де Q – продуктивність газопроводу.

Дане рівняння використовується також для еквівалентування груп паралельно включених агрегатів компресорної станції, що і є звичайним з'єднанням ГПА. Коефіцієнти α, φ, ψ є параметрами r-го агрегату, який вважається відомим; P_{1r}, P_{2r} - тиски на вході і виході r-го агрегату, тобто

$$P_{1r}^2 - \alpha P_{2r}^2 = \varphi_r Q_{ij} + \psi_r Q_{ij}^{\ 2},$$

$$Q = \sum_{r=1}^{R} m_r Q_r,$$

де r — номер ГПА в групі;
R — число ГПА в групі;
m_r — коефіцієнт, що дозволяє виключити з розгляду непрацюючі елементи, рівний 1, або 0.

Для двох послідовно з'єднаних елементів еквівалентні коефіцієнти

$$\alpha = \alpha_1\alpha_2; \varphi = \varphi_1 + \alpha_1\varphi_2; \psi = \psi_1 + \alpha_1\psi_2.$$

Отримані рівняння не в повному обсязі визначають пропускну здатність системи через обмеження на продуктивність кожного агрегату, тому їх доцільно звести до іншого виду відносно витрат на перекачування

$$f_1(Q) = f(\varepsilon_i, N_i, \eta_i, n_i, C_i), \tag{12.19}$$

де ε_i - ступінь підвищення тиску; N_i - потужність агрегату; η_i - к. к. д .; n_i - частота обертання; C_i - питомі витрати.

Позначивши a_r, b_r нижні і верхні межі вихідної потужності кожного агрегату, матимемо

$$A_R \le G \le B_R,$$

де

$$A_R = \min(a_1, a_2.,..., a_R); B_R = \sum_{r=1}^{R} b_r$$

З графіків споживання можна отримати верхні і нижні границі необхідної кількості газу для k-го споживача на кожному кроці обчислення. Тоді мінімум вартості в одиницю часу є оптимальним рекурентним співвідношенням:

$$f_R(G) = \min\{ f_R(x) + f_{R-1}(G - x)\}$$

де *x*- поточна кількість перекачуваного газу.

Якщо ε_i, η_i, n_i - постійні величини, то використання останніх співвідношень дає оптимальну схему виділення агрегатів і розподілу навантаження між ними. При сталості ε_i, η_i, N_i можна отримати оптимальне керування у вигляді зміни частоти обертання n_i.

З урахуванням втрат через ненадійність перекачування газу завдання оптимального планування представляється в такий спосіб. Для прогнозованого добового споживання відрізок в 24 години розділяється на 12 інтервалів, тому можна вважати, що покази вважаються постійними. Ці інтервали називатимемо етапами. На кожному етапі визначається програма перекачування газу, яка мінімізує сумарні витрати на перекачування з урахуванням надійності газопостачання. Для вирішення поставленої задачі використовується метод динамічного програмування [5]. Якщо встановлено *R* агрегатів на КС, то загальне число можливих комбинацій агрегатів складає *R*, звіки можно отримати розмірність вирішуваної задачі динамічного програмування.

На кожному етапі f_{nj} - вартість перекачування газу при *j*-тій комбінації агрегатів на етапі *nj; W* – очікувані втрати через недостачу газу при використанні комбінації *j* на етапі *nj*

Мінімум сукупних затрат f_{nj} для комбінації *j* на етапі *nj* можна знайти за допомогою рекурентного співвідношення

$$F_{nj} = \min\{ F_{n-1} + f_{nj} + W_{nj}\} \tag{12.20}$$

Для першого етапу п = 1 оптимальна комбінація визначається виразом

$$F_{1j} = \min\{ f_{1j} + W_{1j}\} \tag{12.21}$$

Після того, як пройдено усі *n* етапів, мінімальні сукупні витрати на перекачування газу визначаються з рівняння

$$F_N = \min F_{Nj} \tag{12.22}$$

Для цієї задачі вводяться наступні припущення. На даній КС всі (робочі і резервні) ГПА однотипні і їх вихідні характеристики надійності однакові. Відключення і включення ГПА як в аварійних, так і в планових ситуаціях миттєве.

У обмеження входить автоматичне відключення ГПА при визначенні часу експлуатації.

Рішення завдання дискретного динамічного програмування здійснюється за допомогою стандартного алгоритму. Ідея алгоритму полягає в наступному.

Розглядається послідовність моментів часу 0,1 ... Керована система в кожен момент часу може знаходитися в одному з *j* станів. Управління системою, що знаходиться в момент часу *n* в стані j_n, полягає в тому, що приймається рішення про переведення її в момент *n+1* в стан j_{n+1}. Визначена локальна ціна такого переходу, тобто число (для всіх можливих пар j_n, j_{n+1}). У початковий момент часу *n = 0* система може знаходитися в якомусь фіксованому j_0 стані. У кінцевий момент часу *N* система повинна знаходитися в одному із заданих j_N станів. Завдання полягає у визначенні такої послідовності станів (траєкторії) $f_0, f_1, \dots f_n, \dots f_N$, яка мінімізує загальну ціну еволюції системи, тобто функції

$$R(f_0, f_1, ..., f_N) = \Phi_0(f_0) + \sum_{n=0}^{N-1} f_{j_n, j_{n=1}}^{n+1/2} + \Phi_N(j_N)$$

де Φ_0, Φ_N - витрати на початковий і кінцевий стан системи.

Рішення задачі здійснюється спеціальним алгоритмом, що використовує типову для динамічного програмування функцію Беллмана $F_N(j)$, яка визначається наступним чином: нехай система в момент n знаходиться в стані j. Потрібно перевести її до моменту N, мінімізуючи за рахунок вибору станів $f_{n+1},..., f_N$ значення

$$\sum_{n=0}^{N-1} f_{j_n, j_{n=1}}^{n+1/2} + \Phi_N(j_N),\ j_N = j \qquad (12.23)$$

Мінімум(12.10) знаходиться методами динамічного програмування, в результаті чого обчислюється функція $F_N(j)$ для всіх n і j. Це рівняння отримується на підставі наступного принципу оптимальності: перехід зі стану j в момент n в деякий стан j_N в момент часу N можна здійснити в два етапи. Спочатку система переводиться в стан в момент $n + 1$, а потім з цього стану оптимальним чином за ціну, $F_{n+1}(i)$ 1) - в кінцевий стан. Загальна вартість такого переходу складає

$$f_{j_n i}^{n+1/2} + F_{n+1}(i)$$

Так як j вважається фіксованим, то параметром оптимізації є номер стану i в момент $n + 1$. Тоді рівняння динамічного програмування буде

$$F_n(j) = \min\{ f_{j=i}^{n+1/2} + F_{n+1}(i)\}$$

Алгоритм рішення полягає в наступному.

1. Функція $F_N(j)$ задається початковими даними

$$F_N(j) = \Phi_N(i).$$

2. Визначається $F_{N-1}(j)$ в попередній момент $N - 1$ за формулою

$$F_{N-1}(j) = \min\{ f_{j,i}^{N+1/2} + F_N(i)\},$$

рішення цього завдання здійснюється методом перебору.

3. Аналогічні розрахунки тривають для іншого моменту $N - 2$

$$F_{N-2}(j) = \min\{ f_{j,i}^{N+1/2} + F_N(i)\}$$

Таким чином, знайшовши всі $F_N(j)$, вирішуємо задачу $\min\{\Phi_0(j) + F_0(j)\}$ і визначаємо першу точку траєкторії j_0. Потім визначають точки $j_1 = i_{1/2}(j_0)$, $j_2 = i_{1+1/2}(j_1)$ і так дальше до побудови всієї траєкторії.

На основі викладеної методики прогнозування оптимальних параметрів режиму газопостачання з урахуванням чинника надійності проведено розрахунки оптимізації експлуатації компресорної станції Богородчанського ПСГ за 24.08.2017 р періоду компресорного закачування газу в сховище. Результати розрахунків приведено у вигляді графіків на рисунку 12.1.

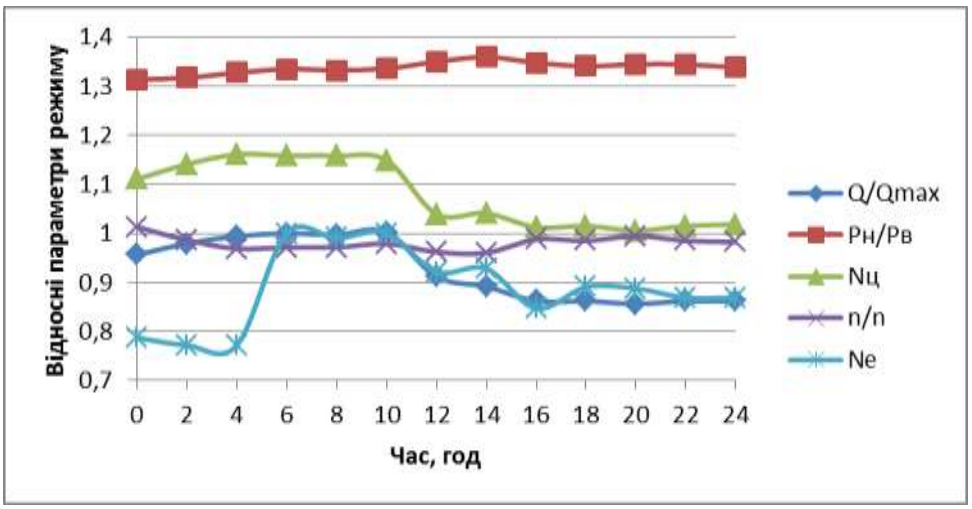


Рисунок 12.1 – Результати розрахунку оптимізації експлуатації компресорної станції Богородчанського ПСГ

Вихідними даними для реалізації поставленої оптимізаційної задачі служили реальні показники експлуатації компресорнбої станції в період закачування газу в сховище. Серед нах інтенсивність відмов силової частини газомотокомпресора склала 0.001344 1/год і для компресорної 0.001275 1/год. Максимальна продуктивність закачування за фактичними даними становила 102,64 тис.м^3/год. В результаті проведених обчислень за запропонованою методикою оптимізації визначено оптимальні розрахункове число компресорних циліндрів $N_ц$, швидкість обертання колін валу $n/n_н$ та ефективну потужність компресора Ne. Прогнозні параметри впроваджено у виробництво, і їх порівняння з фактичними показало задовільну збіжність.

Таким чином, вирішено важливу технологічну задачу оптимального планування перекачування газу з врахуванням очікуваних втрат через недостатню надійність забезпечення споживачів газом, і випадковим навантаженням системи, яка полягає в тому, що що приймається рішення про переведення керованої системи з початкового стану в кінцевий шляхом такої послідовності станів, яка мінімізує загальну ціну еволюції системи.

12.3 Теоретичні засади підвищення надійності систем газопостачання на основі оптимізації обслуговування

Для математичного опису процесу функціонування системи формування і складування запасів і для можливості прогнозування параметра потоку заявок на запасні частини і устаткування для аварійного і профілактичних ремонтів необхідно мати можливість оцінювати інтенсивність відмов (параметр потоку)на лінійній частині магістрального газопроводу і компресорних станціях

Комплект запасних інструментів і приладдя (ЗІП) повинен містити всі необхідні а процесі експлуатації елементи. Іноді відсутність необхідних елементів в комплектах ЗІП набагато збільшує час відновлення апаратури. Проте створення надмірних розмірів ЗІП економічно нераціонально, оскільки при цьому відбувається заморожування величезних засобів і нерідко дефіцитних елементів. Отже, правильне комплектування ЗІП, оптимізація його за вартістю - важлива проблема у вирішенні питань ремонтопридатності основного устаткування систем газопостачання.

Кількість необхідних елементів в комплектах запасних частин газового устаткування визначається розрахунком залежно від причин відмов і середньої кількості очікуваних відмов (замін), раптових (поломка) і поступових (зношування, старіння, корозія) відмов.

Кількість запасних частин для основного газового устаткування залежить від рівня технічної експлуатації, термінів умов і режимів експлуатації, кваліфікації обслуговуючого персоналу, рівня організації і матеріального постачання резервними елементами і ін.

Інтенсивність відмов залежить від часу поповнення ЗІП, його необхідної достатності, організації постачання і ступеня його відновлюваності.

За характером використання елементи устаткування можна диференціювати на відновлювані (блоки, вузли, модулі і т.д.) і невідновлювані. До невідновлюваних відносяться такі елементи устаткування які після відмови недоцільно відновлювати. Відновлювані елементи групового устаткування ремонтують або на місці експлуатації силами обслуговуючого персоналу чи виїзних ремонтних бригад, або в спеціальних ремонтних службах.

Аналітично інтенсивність відмов елементів визначається співвідношенням:

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P(t)}, \tag{12.24}$$

де *f(t)* - щільність імовірності часу безвідмовної роботи;

P(t) - імовірність безвідмовної роботи за час *t*.

Припущення про те, що інтенсивність відмов є постійною величиною приймається за робочу гіпотезу H_1, тобто при H_1 $\lambda(t)=t$, а припущення, що це не так, за альтернативну гіпотезу, тобто H_a - $\lambda(t)$ = *const*. Нехай $T_1, T_2, \ldots, T_m$ являють собою вибірку, обсягом *n* незалежних спостережень (безаварійна робота різноманітних елементів) із генеральної сукупності з довільною щільністю імовірності. Вважається, без обмеження сукупності, що вибірка являє собою ряд значень, розташованих у порядку зростання: $T_1, T_2, \ldots, T_m$.

Інтервали D_i і нормалізовані інтервали D_{Hi} визначаються в такий спосіб:

$$D_1 = T_1, \qquad D_{H_1} = mD_1$$

$$D_2 = T_2 - T_1, \qquad D_{H_2} = (m-1)D_2$$

$$\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots$$

$$D_m = T_m - T_{m-1}, \qquad D_{H_m} = D_m$$

Припустимо

$$V_{ij} = \begin{cases} 1 \;\; при \;\; D_{Hi} \le D_{Hj} \\ 0 \;\; при \;\; D_{Hi} < D_{Hj}, i > j \end{cases} \tag{12.25}$$

Статистика *Vn* визначена в такий спосіб:

$$V_n = \sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{i} V_{ij}. \tag{12.26}$$

Тоді робоча гіпотеза діє до рівня m , якщо $Vm > V_{m,\alpha}$, де граничне значення $V_{m,\alpha}$ визначається так, щоб $P\{V_m > \gamma_{m,\alpha} / H_0\} = \alpha$. У цьому випадку робоча гіпотеза не діє. При $V_m < V_{m,\alpha}$ приймається робоча гіпотеза.

Евристична перевірка гіпотези за допомогою даного критерію може бути обгрунтована в такий спосіб. При робочій гіпотезі нормалізовані інтервали D_{Hi} розподілені незалежно, кожний по експонентному закону так, що

$$P\{V_{i,j} = 1\} = 0{,}5 \;\; при \;\; i, j = 1,\ldots m, \;\; i \ne j \tag{12.27}$$

При справедливості альтернативної гіпотези $P\{V_{i,j}=1\}>0{,}5$ при i, j = *1,2,...m.* коли $i < j$, так як для більш ранніх моментів часу розміри інтервалів повинні бути більші, ніж для пізніших. Таким чином, кожне значення $V_{i,j}$ і отже, V_{m} буде більше при альтернативній гіпотезі. Тому при великих V_{m} робоча гіпотеза відхиляється.

Для практичного застосування критерію необхідно знати розподіл V_{m} , виходячи з якого можна знайти $V_{\text{m},\alpha}$.

Розподіл імовірностей $P\{V_m = k\}$ при справедливості робочої гіпотези визначається такою формулою з [102]:

$$P\{V_m = K\} = \frac{\Pi_m(k)}{m!}, k = 0,1,2,..., \tag{12.28}$$

де $\Pi_m, (k)$ - число перестановок нормалізованих інтервалів D_{Hi}, у яких має місце точно k випадків $D_{Hi} > D_{Hj}$ при $i > j$.

Для $\Pi_m(k)$ справедливо таке рекурентне співвідношення (при $m>2$):

$$\Pi_m(k)=\Pi_{m-1}(k)+\Pi_{m-1}(k-1)+...+\Pi_{m-1}(k-m+1), \tag{12.29}$$

де $\Pi_{m-1}(k) = 0$ при $\kappa < 0$.

На основі зазначених співвідношень імовірність $P(V_m = k)$ може бути підрахована для будь-якого значення m. Для цього використовуються табличні значення функції розподілу

$$F(\gamma) = P\{V_m \le k\} - \text{для} \quad m \ge 10$$

.

отриманої за допомогою написаної раніше рекурентної формули для $\Pi_m(k)$.

Визначивши V_m по дослідних даних, знаходимо процентну точку $V_{\text{m},\alpha}$ розподілу V_m , що задається рівнянням

$$F\{\gamma_{m,\alpha}\} = 1-\alpha$$

Порівняння V_m і $V_{m,\alpha}$ закінчує розв'язок задачі.

Якщо при аналізі надійності газотранспортної системи використовувати зведення про заявки на аварійний ремонт, коли відбувається їх заміна, то за даними про їх безаварійну роботу до моменту аварії утворюється не оцінка інтенсивності відмов $\lambda(t)$, а оцінка параметра потоку відмов $\omega(t)$. Параметр (або інтенсивність) потоку відмов дорівнює середньому числу відмов в одиницю часу:

$$\omega(t) = \omega(i\Delta t) = \omega_i = \frac{m_i(\Delta t)}{M^* \Delta t}, \tag{12.30}$$

$i = 1,2,...\lfloor T_p / \Delta t \rfloor$,

де $m_i(\Delta t)$ - кількість елементів труб, замінених в i-ому інтервалі напрацювання $[i\,\Delta t,(i+1)\,\Delta t]$;

M^* - кількість елементів труб, замінених на початку експлуатації.

T_p - час, протягом якого ведеться спостереження за об'єктом (тобто час ресурсу).

Прийнятій моделі зміни інтенсивності аварій відповідає наступна щільність імовірності часу безаварійної роботи:

$$f(t) = \lambda e^{-\int_0^t \lambda(\bar{t})d\bar{t}} = \lambda e^{-\lambda t} \tag{12.31}$$

Параметр потоку відмов $\omega(t)$, що утворюється при експлуатації з заміною аварійних ділянок трубопроводу, якщо інтенсивність аварій на цих ділянках $\lambda(t)$ відома, задається фундаментальною формулою теорії відновлення:

$$\omega(t) = f(t) + \int_0^t f(t-\tau)\omega(\tau)d\tau \tag{12.32}$$

де *f(t)* - щільність імовірності часу безаварійної роботи.

Процес формування комплекту запасних частин складається з двох етапів: визначення номенклатури запасних вузлів, елементів і розрахунку їх кількості.

Номенклатурою запасних частин є перелік номерів і найменувань ЗІП, складених за певними групами і послідовностями відповідно до технічної документації заводів-виготовлювачів і містить механічні деталі, вузли і агрегати; деталі, комплекти і складальні одиниці електроустаткування, гідрообладнання, прилади паливної апаратури і систем живлення; вироби з гуми, пластмас, пробки і інших матеріалів. У номенклатуру запасних частин включаються також елементи систем, ресурс яких є меншим повного ресурсу системи до списання; елементи, які можуть мати в процесі експлуатації випадкові і аварійні пошкодження, які можуть виникнути при розбірно-складальних операціях; елементи, які можуть бути загублені в процесі експлуатації. Вказана номенклатура повинна розроблятися на початок випуску системи і уточнюватися в процесі їх експлуатації.

Номенклатура запасних частин газового устаткування в ремонтних комплектах залежить від умов і досвіду експлуатації аналогічних деталей; можливості попередження їх відмов; середнього ресурсу деталей; методики і досвіду ремонту устаткування на місці або на ремонтній базі.

При використанні агрегативного методу ремонту у складі ЗІП повинні знаходитися знімні агрегати (блоки, модулі). Якщо ремонт знімних відновлюваних елементів відбувається на місці експлуатації, то ЗІП додатково повинен містити невідновні елементи механізму.

Під час розрахунку кількості запасних елементів може статися так, що деякі деталі, включені в попередню номенклатуру, необхідно з неї виключити у випадку, якщо результати розрахунку свідчать, що вірогідність відмови їх в період експлуатації або ремонту незначна.

Для виявлення кількості запасних елементів для газового устаткування необхідно визначити залежність цієї кількості від стратегії профілактичного обслуговування. Профілактичні стратегії передбачаються в такому виді [1,5]:

- нульова або базова стратегія, яка полягає в наступному: при технічному обслуговуванні замінюють елементи, що тільки відмовили, тобто устаткування експлуатують без профілактичних замін елементів;

- групова стратегія замін, при якій належить встановлювати оптимальний інтервал замін $T_З$. При цьому в моменти часу $T_З$, $2T_З$, $3T_З$ ... замінюють всі елементи даного типу, включаючи і ті з них, які недавно поставлені замість тих, що відмовили;

- стратегія замін із напрацювання або індивідуальна стратегія. В цьому випадку елемент, що знаходиться в системі, замінюють при напрацюванні $T_З$. Якщо відмова відбулася до цього часу, то профілактична заміна нового елементу, поставленого замість того, що відмовив, відтерміновується і її здійснюють тільки після фактичного досягнення цим елементом нормативного ресурсу.

Розглянемо вплив роду відмов устаткування систем газопостачання на кількість запасних частин. Розрізняють два різновиди відмов: раптові і поступові. У разі раптової відмови невідновлювані елементи в системі замінюють справними елементами з числа запасних, а елементи, що відмовили, не ремонтують. ЗІП поповнюється з фондів загального складу.

Незалежно від методики ремонту газового устаткування можуть бути здійснені три схеми забезпечення її запасними елементами [46]:

1. Нормальна, коли є одиничний і груповий комплекти запасних елементів.
2. Одиночна, коли відсутній груповий комплект запасних елементів.
3. Групова, коли відсутні одиничні комплекти запасних елементів.

Час відсутності необхідного елементу в комплекті запасних елементів назвемо часом відновлення елементу ЗІП. Він складається з часу доставки елементу, заміни його на складі і очікування заміни або ремонту.

Середній час відновлення механізму можна представити у вигляді чотирьох компонентів [35]:

$$T_{ВП} = T_{АР} + T_{ЗЧ} + T_{ОР} + T_{П},$$

де $T_{АР}$, $T_{ЗЧ}$, $T_{ОР}$ - середній час відповідно активного ремонту, вимушеного простою устаткування через відсутність в ЗІП необхідних елементів (час постачання), вимушеного простою устаткування при поточному ремонті через адміністративні чинники (виклик бригади ремонту і т.д.).

Цей вираз зручніше представити у вигляді:

$$T_{ВП} = Tвп^* + T_{ЗЧ},$$

де $T_{вп}^* = T_{АР} + T_{ОР} + T_{п}$ - середній час відновлення устаткування при необмеженому (ідеальному) комплекті ЗІП, тобто за відсутності затримки в постачанні.

У свою чергу середній час відновлення устаткування можна виразити через середній час відновлення устаткування при відмові певних елементів:

$$T_{ВП} = \sum_{i=1}^{N} t_{ВПi} q_i \qquad (12.33)$$

де $t_{ВПi}$ - середній час відновлення устаткування при відмові *i-го* елементу;

$$t_{ВПi} = t_{ВПi}^* + t_{ЗЧi}.$$

$t_{ВПi}^*$, $t_{ЗЧi}$ - компоненти тільки для *i-го* елементу; N - кількість елементів в механізмі; q_i - вірогідність відмови устаткування *i-го* елементу при достовірному факті відмови устаткування.

Не порушуючи спільності в(12.33), можна перейти від конкретного елементу до групи однотипних елементів заміною $t_{ВПi}$ на $t_{ÂÏJ}$ q_J

$$\text{Т}_{\text{ВП}} = \text{Твп}^* + \text{Т}_{\text{ЗЧ}} = \sum_{J=1}^{k} t_{ÂÏJ}\, q_J \ .$$

Звідки

$$\text{Т}_{\text{ЗЧ}} = \sum_{J=1}^{k} t_{Ç\times J} q_J \ ,$$

де k - кількість груп елементів в механізмі (номенклатура елементів); $t_{ПJ}$ - середній час вимушеного простою устаткування при поточному ремонті через елементи J *-ї* групи;

q_J - вірогідність відмови механізму через елементи J *-ї* групи при відмові механізму взагалі, тобто умовна вірогідність відмови устаткування через елементи J *-ї* групи.

Величина $T_{ЗЧ}$ може бути прийнята за критерій достатності ЗІП. Проте ЗІП безпосередньо впливає на коефіцієнт готовності газового устаткування, яким задається в технічному завданні на апаратуру, що обумовлює необхідність пов'язати критерій достатності ЗІП з коефіцієнтом готовності механізму [6,7], який можна записати так:

$$K_Г = \frac{T_Р}{T_Р + T_{ВП}^* + T_{ЗЧ}},$$

де $T_р$ - напрацювання на відмову або

$$K_Г = \frac{T_Р}{T_Р + T_{ВП}^*} * \frac{T_Р + T_{ВП}^*}{T_Р + T_{ВП}^* + T_{ЗЧ}} = K_Г^* P_D, \qquad (12.34)$$

де $K_Г^* = \frac{T_Р}{T_Р + T_{ВП}^*}$ - коефіцієнт готовності устаткування при необмеженому комплекті ЗІП;

$P_D = \frac{T_Р + T_{ВП}^*}{T_Р + T_{ВП}^* + T_{ЗЧ}}$ - коефіцієнт забезпеченості устаткування КС запасними елементами.

З(12.34) слідує, що коефіцієнт забезпеченості механізму ЗІП істотно впливає на коефіцієнт готовності механізму і відображає ступінь зменшення його за рахунок ЗІП.

Таким чином, якщо середній час відновлення устаткування $T_{ВП}$ і коефіцієнт готовності механізму $K_Г$ - критерії ремонтопридатності, то середній час простою механізму $T_{ЗЧ}$ через ЗІП і коефіцієнта забезпеченості устаткування механізму ЗІП P_D - критерії забезпеченості устаткування запасними елементами. Для приблизного розрахунку визначення кількості запасних частин використовуємо принцип, заснований на оцінках вірогідності появи відмови в період регулярної заміни елементів.

Тривалість простою між двома регулярними або плановими оглядами залежить від надійності механізму і визначається середнім числом його відмов і часом, що витрачається на усунення цих відмов. Якщо середнє напрацювання на відмову механізму рівне T_0, то можна знайти, наскільки часто він відмовлятиме за час t_0 між двома регулярними оглядами (T_0 - напрацювання механізму, рівне поточному часу за вирахуванням загальної тривалості простою). Якщо між двома регулярними оглядами на механізм не впливають відмови унаслідок зносу, і його працездатність змінюється за експоненціальним законом [35], вірогідність безвідмовної роботи між двома оглядами:

$$P(t_0) = \exp(-t_0 / T_0), \tag{12.35}$$

Середній час між оглядами $T_{ср}$ - обчислюють для напрацювання t_0 аналогічно тому, як розраховують середнє напрацювання на відмову інтеграцією $P(t)$ від нуля до безмежності. Середній час між оглядами фактично є середнім часом між плановими і позаплановими оглядами:

$$\text{Tcp} = \int_0^{t_0} P(t)dt\tau$$

У разі експоненціального закону:

$$\text{Tcp} = \int_0^{t_0} \exp(-t / T_0)dt = T_0\left[\exp(-t / T_0)\right]_0^{t_0} = T_0 Q(t_0)$$

Якщо прийнята планова регулярна заміна деталей, кількість відмов через зношення може бути значно зменшена, а практично їх можна зовсім виключити, завдяки правильному вибору періоду заміни. Вірогідність того, що механізм відмовить під час роботи, різко зменшується, якщо в період між регулярними замінами елементів можуть відбутися тільки раптові відмови [59], число однотипних елементів, що підлягають заміні, зважаючи на відмови в період до регулярної заміни τ_3 складатиметься:

$$k = NQ(\tau_3),$$

де N- число однотипних елементів газового устаткування; $Q(\tau_3)$ - вірогідність відмови одного елементу за період напрацювання між двома регулярними замінами (τ_3).

Якщо $Q(\tau_3)$ мале і наголошуються тільки раптові відмови, може бути використане наближення:

$$Q(\tau_3) = \frac{\tau_3}{T_0},$$

Звідси

$$k = \tau_3 \frac{N}{T_0}.$$

Точний розрахунок номенклатури і кількості запасних частин грунтується на обліку фізичної моделі виникнення відмов, показників безвідмовності і довговічності, а також значення регламентованої вірогідності, обслуговуючої необхідний рівень надійності виробу при регулярній заміні деталей із ЗІП.

Кількість запасних частин одиночного комплекту встановлюється розрахунковим методом залежно від характеристик для елементу причин відмови, тобто за раптовими відмовами (поломка) або за поступовими (зношування, старіння, корозія). Кількість запасних частин кожного типорозміру може бути визначене як для одного і того ж типу машин, так і для устаткування різних типів, зважаючи на те, що вони володіють конструктивною спадкоємністю.

Попит на запасні частини і матеріали може носити детермінований або випадковий характер. У останньому, більш загальному випадку, попит розглядають у вигляді стаціонарного процесу, описуваного розподілом Пуассона [36], який позначає вірогідність отримати m_i відмов і-го типу елементів устаткування системи газопостачання за час t, якщо інтенсивність відмов цих елементів λ_i:

$$P_{m_i,\lambda_i,t} = \frac{(\lambda_i t)^{m_i}}{m_i!}\exp(-\lambda_i t) \quad (12.36)$$

.

Вірогідність того, що число відмов m_i не перевищить числа запасних частин k_{3i}:

$$P(m_i \le k_{3i}, \lambda_i, t) = \sum_{l=1}^{k_{3i}} \frac{(\lambda_i t)^l}{l!}\exp(-\lambda_i t) \quad (12.37)$$

.

Число k_{3i} запасних частин буде достатнім, якщо

$$P(m_i \le k_{3i}) \ge P_D .$$

де P_D - достатність запасних частин (близька до одиниці).

Середнє число замін елементів даного вигляду:

$$m_i = N\lambda_i t, \quad (12.38)$$

де N – число елементів i- го типу в устаткуванні системи газопостачання.

З(12.38) знаходимо сумарну інтенсивність замін конструктивних елементів

$$\Lambda_3 = N\lambda_i, \quad (12.39)$$

Підставивши(12.39) в(12.37), отримаємо вірогідність того, що за час t число елементів, що відмовили, не перевищить числа запасних частин k_{3i}:

$$P(m_i \le k_{3i}) = P_3 = \sum_{l=1}^{k_{3i}} \frac{(\lambda_i t)^k}{k!}\exp(-\lambda_i t) \ge P_D \quad (12.40)$$

.

Для зручності проведення розрахунків часто користуються іншою формулою:

$$1 - P_3 = 1 - \sum_{l=1}^{k_{3i}} \frac{(\lambda_i t)^k}{k!}\exp(-\lambda_i t) = \sum_{k_3+1}^{\infty} \frac{(\lambda_i t)^k}{k!}\exp(-\lambda_i t) \ge P_D \quad (12.41)$$

.

де $1 - P_3 = P(m \ge k_3)$ - вірогідність того, що замінювана кількість елементів i-го типу буде більша від числа запасних частин k_{3i}.

Отже, якщо відомі значення Λ_3 і t, то, задавшись достатністю запасних частин P_D можна встановити необхідну кількість запасних частин k_3.

Залежність складу ЗІП від допустимої його недостатності також очевидна. Ступінь недостатності вимірюється вірогідністю того, що число елементів, що відмовили, буде більшим

числа елементів, що знаходяться в ЗІП для заміни. Якщо в ЗІП є два елементи, а вірогідність того, що за час *T* відбудеться більше двох відмов, рівна *0,1,* то це означає, що достатність ЗІП рівна *0,9*, а недостатність - *0,1*. Коефіцієнт достатності ЗІП P_D задається зазвичай *0,9...0,99*.

Запишемо процедуру визначення числа запасних частин деякого і-го типу для елементарного випадку, коли потік відмов - простий і замінювані елементи не відновлюються. Нехай інтенсивність відмов *i*-го типу елементів рівна λ_i час поповнення *i*-го типу елементів T_{inon}, число *i*-х елементів N_i, достатність ЗІП P_D.

Визначимо значення сумарної інтенсивності відмов *i*-го елементу

$$\Lambda_3 = \lambda_i N_i .$$

Заповнимо таблицю *1* значеннями вірогідності наступним чином. За час поповнення ЗІП T_{inon} відбудеться деяке число m_i випадкових відмов. В залежності від числа m_i = 0, 1, 2, 3,… k_{3i} і числа Λ_3 будут мінятися P_{mi} , Λ_3 Другий рядок таблиці заповнюється значеннями P_{mi} , Λ_3, розрахованими по(12.14), де λ_i замінено Λ_3. Третій рядок заповнюється для кожного m_i, причому кожне значення рівне сумі всіх елементів в попередньому рядку аж до даного. Четвертий рядок - доповнення третього до одиниці.

Таблиця 12.1 - Значеня вірогідності P_{mi}, Λ_3 залежно від m_i і k_{3i}

k_{3i}	$k_{3i}=0$	$k_{3i}=1$	$k_{3i}=2$	…	k_{3i}
$P(m_i, \Lambda_3)$	P_0, Λ_3	P_1, Λ_3	P_2, Λ_3	…	P_{k3}, Λ_3
$P(m_i \le k_{3i})$	$P(m_i \le 0)$	$P(m_i \le 1)$	$P(m_i \le 2\ )$	…	$P(m_i \le k_{3i})$
$P(m_i \succ k_{3i})$	$P(m_i \succ 0)$	$P(m_i \succ 1)$	$P(m_i \succ 2\ )$	…	$P(m_i \succ k_{3i})$

Якщо кількість запасних частин кожного типу k_{3i} має необхідну вірогідність P_i, вірогідність достатності загальної кількості запасних частин P_D всіх типів протягом часу експлуатації устаткування буде рівна твору всієї приватної вірогідності P_i:

$$P_D = \prod P_i ,$$

Необхідна кількість запасних частин для підтримки працездатності устаткування компресорних станцій магістральних газопроводів слід визначати в такому порядку. З таблиці *1* виберемо таке значення P_D, яке не менше заданого значення достатності ЗІП P_D. Число k_{3i} відповідне цьому значенню P_D, рівне числу запасних елементів в ЗІП можна також скористатися рядком таблиці. У цьому випадку $1 - P_3$ повинне бути менше допустимої недостатності ЗІП.

Величину P_i залежно від наслідку відмови об'єкту приймають:

- при відмові з тяжкими наслідками, пов'язаними з небезпекою для людського життя - 0,95...0,99;
- при відмові в режимі роботи (викликає збитки від простою) - 0,90...0,99;
- при невиконанні функції в заданому обсязі (факт відмови) - 0,95...0,96.

У практичних розрахунках вважають, що вірогідності можна прийняти рівними. Тоді

$$P_i = \sqrt[k]{P_D}$$

Або наближено

$$P_i = 1 - \frac{1 - P_D}{k}.$$

Для кожного типу запасних частин устаткування систем газопостачання середня очікувана кількість відмов протягом часу *Tp* (час експлуатації) можна визначити так [5,6]:

$$m_i = N\lambda_{pi}T_{pi} + N\lambda_{очі}T_{очі}. \quad (12.42)$$

де λ_{pi} - інтенсивність відмов *i*-го елементу в робочому режимі; *Tp.* - напрацювання *i*-го елементу; $\lambda_{очі}$ - інтенсивність відмов *i*-го елементу у відключеному режимі (режимі зберігання); $T_{очі}$ - час очікування *i*-го елементу; *N*- кількість елементів *i*-го типу.

Для підтримки працездатності устаткування протягом заданого часу з вірогідністю, достатньо близькою до одиниці, кількість запасних частин кожного типу повинна відповідати не середньому очікуваному, а достатньому, щоб із заданою вірогідністю підтримати працездатність механізму.

Достатня кількість запасних частин k_{3i} І-го типу визначається таким чином:

- за заданою вірогідністю знаходимо P_D;
- знаходимо P_i для кожного типу запасних частин.

Інтенсивність відмов:

$$\Lambda_{3i} = \frac{m_i}{T_k}. \quad (12.43)$$

Далі використовується методика, що описана вище.

Питання оптимізації об'ємів запасів розглядаються в теорії управління запасами, яка дає наступний вираз функції витрат:

$$C = C_3 \sum_{m=0}^{k_3-1}(k_3 - m)P(m) + C_n \sum_{m=k_3-1}^{\infty}(m - k_3)P(m), \quad (12.44)$$

де C_3 - питомі (віднесене до однієї одиниці зберігання) витрати, пов'язані з постачанням і зберіганням запасу на складі; *P(m)* - вірогідність відмови *m* деталей за час *t* C_n - питомі (віднесені до однієї одиниці зберігання) збитки від простоїв агрегату через брак деталей на складі.

Перший член(12.44) є математичним очікуванням витрат, пов'язаних з постачанням і зберіганням запасу на складі; другий - математичне очікування збитків від простоїв агрегатів через брак там деталей.

Оптимальна величина запасу $k_{3опт}$ відповідна мінімуму функції визначається при відомих значеннях величин C_3 і C_n за умови:

$$P(m \le (k_{3опт} - 1)) \le E \le P(m \le k_{3опт}). \quad (12.45)$$

Причому

$$E = \frac{C_n}{C_3 + C_n},$$

З(12.32) видно, що показник *E*, по суті, оцінює економічно обґрунтований рівень вірогідності забезпечення достатності запасних елементів $P_{Допт}$. Практично можна прийняти

$$E = P_{Donm}.$$

Або

$$E = P(m \le k_{3_{onm}}).$$

При спрощених розрахунках питомі витрати C_3 можна приймати вартість деталі, а питомі збитки C_n оцінювати твором среднього значення годинної собівартості елементів, що відмовили, за час простою через відсутність запасних деталей на складі.

Таким чином, приведені принципи вибору обсягу запасних частин під час експлуатації систем газопостачання для випадків відновлювальних і не відновлювальних елементів дали змогу створити методику, яка містить засади формування номенклатури як перелік номерів і найменувань запасних інструментів та приладдя, складений в певному групуванні і послідовності, критерії оцінки достатності комплекту запасних частин, які вибрано з умови достатньої надійності процесу експлуатації системи, засновану на оцінках вірогідності появи відмови в період регулярної заміни елементів. Показано, що попит на запасні частини і матеріали носить випадковий характер і розглядається у вигляді стаціонарного процесу, описуваного розподілом Пуассона. Принцип розрахунку зводиться до визначення вірогідності того, що в механізмі будуть заповнені всі канали обслуговування і всі місця очікування відповідно до теорії масового обслуговування.

12.4. Підвищення ефективності обслуговування газопроводів в умовах централізованої систем

Система магістральних газопроводів, з точки зору процесу обслуговування, є надзвичайно складною технічною мережею з розгалуженою і закільцованою газотранспортною сіткою, спорудженою з різнотипних газопроводів як її елементів, компресорних (КС) та газорозподільних станцій (ГРС), пов’язаних між собою складними функціональними залежностями. Тому процес профілактичного обслуговування газотранспортної системи (ГТС) слід розглядати як багатофакторну оптимізаційну задачу в умовах центалізованої системи обслуговування.

Одним з визначальних способів забезпечення надійності є технічне обслуговування магістралі, спрямоване на ефективне попередження аварійних ситуацій і усунення наслідків аварій лінійної частини. Тут доводиться стикатися з суперечливою проблемою: якщо зосередити зусилля на профілактичному обслуговуванні, то це підвищить надійність магістралі, але вимагатиме великих матеріальних витрат; в той же час, якщо все обслуговування звести до ліквідації аварійних ситуацій, виключивши заходи попереджувального характеру, показники надійності системи виявляться вельми низькими. Очевидно, існує оптимальний розподіл ресурсів, призначених для виконання різних видів експлуатаційного обслуговування.

Однак пошук такого оптимального рішення утруднений через цілого ряду невизначеностей, пов'язаних з прогнозуванням змін експлуатаційних умов, появою несправностей, аварій і т. д. Все це ускладнює вибір раціональної системи технічного обслуговування лінійної частини. Розробка оптимальної системи технічного обслуговування полягає в побудові комплексу взаємопов'язаних заходів по чисельності персоналу, кількості аварійно-відновлювальних бригад, раціональному їх розміщенню, регламенту профілактичних робіт, технічного оснащення, технології і транспортному забезпеченню ремонтних робіт, а також резерву запасних частин і матеріалів на аварійно-відновлювальні ремонти.

Розглянемо процес керування технічним станом об'єктів у регіоні централізованого обслуговування системи газопостачання, що включає незалежні і безупинно функціонуючі об'єкти (розглянуті як технічні підсистеми). Під незалежними підсистемами розуміють

незалежність їхніх відмов - допущення, що є основним, як правило, при розгляді надійності трубопровідних систем з позиції системного підходу.

Як підсистеми беруться до уваги окремі КС, ГРС, багатониткові ділянки лінійної частини трубопроводів, а також окремі вузли (перемички, запірна арматура).

Географічно централізована система обслуговування ГТС опирається на ряд пунктів, розміщених вздовж траси магістрального газопроводу і обладнаних спеціальною ремонтною технікою, яка дозволяє раціонально проводити роботи з обслуговування різних об'єктів. Збільшення числа опорних пунктів призведе, з одного боку, до прискорення робіт з відновлення технічного стану газотранспортної системи (підвищення експлуатаційної надійності) і до здорожчання процесу обслуговування загалом за рахунок збільшення витрат на їх утримання. Тому має місце оптимізаційна задача вибору раціонального числа опорних пунктів централізованої системи обслуговування і їх розміщення вздовж траси газопроводу. При цьому виникає задача оптимального керування централізованою системою обслуговування, яка повинна за наявності даної кількості технічних засобів і їх розміщення в опорних пунктах забезпечити максимально високу надійність експлуатації ГТС.

Мета задач керування обслуговуванням - складання оптимального графіка планових відновлювальних ремонтів технологічного устаткування на об'єктах зони централізованого обслуговування і ремонту об'єктів ГТС.

При виведенні основних залежностей, що описують процес обслуговування системи і дають змогу одержати оптимальні його показники, використовуються наступні припущення для технологічного устаткування об'єктів системи газопостачання:

1) потік відмов технологічного устаткування є пуасонівським нестаціонарним. Імовірність появи *K* відмов на *i*-му технологічному об'єкті системи газопостачання за час $(t_1,\ t_2)$ визначиться як:

$$P_K^{(i)}(t_1,\ t_2) = \frac{[\Lambda_i(t_2) - \Lambda_i(t_1)]}{K!} \exp[\Lambda_i(t_1) + \Lambda_i(t_2)]\ ; \qquad (12.45)$$

2) планові профілактичні роботи на окремих об'єктах системи газопостачання незалежні;

3) тривалість аварійного ремонту ξ_1 технологічного устаткування на *i*-му об'єкті є випадковою величиною з довільною функцією розподілу $G_i(x)$ і з математичним очікуванням $\tau_{ср}^{АР(i)}$;

4) середня тривалість планових попереджувальних ремонтів на *i*-му об'єкті обслуговування детермінована і стала, тобто $\bar{\tau}_{ср}^{пр} = \text{const}$;

5) порядок організації обслуговування: *i*-тий експлуатований об'єкт через деякий календарний період часу τ_i після проведення планового ремонту *(i – 1)*-го технологічного об'єкта і триваючого $\bar{\tau}_{ср}^{пр(i-1)}$, виводиться на плановий ремонт із середньою тривалістю $\bar{\tau}_{ср}^{пр(i-1)}$ для $i = 1$ підсистеми, з номером *(i –1)* буде m-на підсистема.

У практиці експлуатації основного устаткування газотранспортної системи виділяються два випадки планового обслуговування: а) планові ремонти проводяться при нормально функціонуючому об'єкті включенням резервних блоків; б) планові ремонти пов'язані з порушенням основного технологічного режиму об'єкта обслуговування. Оскільки основні об'єкти системи газопостачання є резервованими, доцільно розглянути перший випадок проведення планових заходів, однак для більшої простоти висновків розглянемо другий випадок, після чого врахуємо специфічні особливості першого підходу.

Оптимальний розклад технологічного обслуговування визначиться з умови вибору значень $\tau_1, \tau_2, \ldots, \tau_i, \ldots, \tau_m$, що забезпечують екстремум показників якості функціонування комплексу технологічних об'єктів у зоні централізованого обслуговування системи газопостачання.

Як критерій оптимізації системи ремонтів варто використовувати техніко-економічний показник, зокрема середні сумарні питомі витрати на експлуатацію системи. У цьому випадку розв'язок задачі полягає в описі показника середніх сумарних питомих витрат $C\left(\vec{\tau}\right)$ і зводиться до процедури

$$\min_{\tau} C\left(\vec{\tau}\right) = C\left(\vec{\tau}^{*}\right), \tag{12.47}$$

де $\vec{\tau}$ - m-мірний вектор.

Функція мети визначиться з залежності:

$$C\left(\vec{\tau}\right) = \frac{\sum_{i=1}^{r} a_i C}{K_r\left(\vec{\tau}\right)}, \tag{12.48}$$

де r - число станів системи газопостачання; a_i - середні питомі витрати, зв'язані з перебуванням комплексу об'єктів системи газопостачання в *i*-тому стані; $K_i\left(\vec{\tau}\right)$ - коефіцієнт, визначений як частка часу, яку система проводить у *i*-му стані в стаціонарному процесі обслуговування; $K_r\left(\vec{\tau}\right)$ - коефіцієнт готовності системи (комплексу експлуатованих об'єктів) газопостачання загалом.

Якщо припустити, що кожний з територіально розосереджених об'єктів обслуговування може перебувати в трьох станах: справного функціонування, у планово-попереджувальному ремонті ППР) та аварійному ремонті (АР), то загальне число станів системи газопостачання складе $r = q^m$, де $q = 3.$

Введемо в розгляд випадковий вектор $\eta(t)$, що характеризує стан системи газопостачання в довільний момент часу t; *i*-тий компонент $\eta(t)$ (i = 1, 2, ..., m) вектора $\eta(t)$ має реалізації:

$$\eta(t) = \begin{cases} 1, \text{ якщо } i-\text{тий об'єкт знаходиться в робочому стані } E_1^{(i)}; \\ 2, \text{ якщо на } i-\text{тому об'єкті проводяться ППР і він перебуває в стані } E_2^{(i)}; \\ 3, \text{ якщо } i-\text{тий об'єкт системи газопостачання знаходиться в стані АР } E_3^{(i)}. \end{cases}$$

Таким чином, навіть при невеликому *m* число станів системи загалом є суттєво великою множиною. Число розглянутих станів системи газопостачання можна значно скоротити, якщо врахувати, що регіональна система газопостачання обслуговується однією централізованою базою.

Припустимо, що на централізованій базі обслуговування системи наявна спеціалізована бригада планового обслуговування й аварійна бригада з високою оперативною готовністю, тобто обслуговування є роздільним. Тоді події, що полягають у реалізації станів $E_2^{(i)},\ i = 1, 2, ...,\ m,$ - несумісні, що випливає з умови почергового планового обслуговування об'єктів системи. Події, що відповідають станам $E_1^{(i)}, E_3^{(i)},\ i = 1, 2, ...,\ m,$ - сумісні, так само як і події $E_2^{(i)},\ E_3^{(i)},\ i = 1, 2, ...,\ m.$

Якщо припустити, що одночасне настання більш двох аварійних відмов технологічних об'єктів у регіоні однієї централізованої бази обслуговування є подією малоймовірною, так само як і проведення планових робіт, коли в системі аварійно вийшло з ладу більше одного об'єкта, число розглянутих станів може бути додатково скорочено.

Припустимо також, що технологічне устаткування на кожному з об'єктів у зоні централізованого обслуговування системи обслуговується за зручною в практичній реалізації і дуже ефективною стратегією технічного обслуговування - стратегією календарного планування [2]. Тоді система загалом повертається у вихідний стан після проведення планових робіт на і-тій підсистемі стосовно її стану в момент закінчення попередніх планових робіт на тій же

підсистемі. Отже, випадковий процес зміни станів $\eta(t)$ - процес відновлення з періодом

$$t_p = \sum_{i=1}^{m}\left(\tau_i + \bar{\tau}_{cp}^{пр(i)}\right), \tag{12.49}$$

що дає змогу скористатися математичним апаратом теорії відновлення.

З огляду на(12.48) і(12.49), а також зроблені допущення про структуру обслуговування, функція мети набуває вигляду:

$$C(\vec{\tau}) = \frac{\sum_{i=1}^{m} a_{пр}^{(i)} M\left\{T_2^{(i)}(\vec{\tau})\right\} + \sum_{i=1}^{m} a_{AP}^{(i)} M\left\{T_3^{(i)}(\vec{\tau})\right\} +}{M\left\{T_1(\vec{\tau})\right\}} \rightarrow$$
$$\rightarrow \frac{\sum_{i=1}^{m}\sum_{K=1\ K>i}^{m}\left(a_{AP}^{(i)} + a_{AP}^{(K)}\right) M\left\{T_3^{(i,K)}(\vec{\tau})\right\} + \sum_{i=1}^{m}\sum_{K=1\ K\neq i}^{m}\left(a_{пр}^{(i)} + a_{AP}^{(K)}\right) M\left\{T_{2,3}^{(i,K)}(\vec{\tau})\right\}}{(\bullet)} \tag{12.50}$$

де $M\left\{T_1(\vec{\tau})\right\}$ - математичне очікування (МО) часу безвідмовної роботи системи газопостачання за період відновлення випадкового процесу $\eta(t)$;

$M\left\{T_2^{(i)}(\vec{\tau})\right\}$ - МО часу перебування і-го об'єкта системи газопостачання в плановому попереджувальному ремонті при справній роботі інших m - 1 експлуатованих об'єктів;

$M\left\{T_3^{(i)}(\vec{\tau})\right\}$ - МО часу перебування і-го технологічного об'єкта в аварійному відновлювальному ремонті при нормальній роботі інших m - 1 об'єктів системи;

$M\left\{T_3^{(i,K)}(\vec{\tau})\right\}$ - МО часу спільного перебування і-го і К-го ($K \neq 1$) об'єктів системи газопостачання в аварійному відмовленні при справній роботі інших;

$M\left\{T_{2,3}^{(i,K)}(\vec{\tau})\right\}$ - МО часу простою і-го технологічного об'єкта в плановому ремонті разом з К-м в аварійному ремонті ($K \neq 1$) при нормальній роботі інших m = 2 об'єктів системи газопостачання.

Тоді

$$M\left\{T_1^{(i)}(\vec{\tau})\right\} = \sum_{i=1}^{m}\int_0^{\tau_i}\prod_{j=1}^{m}\left[1 - \tau_{cp}^{AP(i)}\lambda_j(\xi_{ij} + x)\right]dx \cdot \tag{12.51}$$

Середній час перебування і-го експлуатованого об’єкта системи газопостачання в плановому відбудовному ремонті при справному функціонуванні інших об’єктів комплексу визначиться аналогічним чином:

$$M\left\{T_2^{(i)}(\vec{\tau})\right\} = \int_0^{\bar{\tau}_{cp}^{пр(i)}} S_i(\theta)\, d\theta \cdot \tag{12.52}$$

де $S_i(\theta)$ - імовірність безвідмовної роботи m - 1 об'єктів системи в момент θ з інтервалу (0, $\bar{\tau}_{cp}^{пр(i)}$), i = 1, 2, ... , m .

Оскільки остання подія спостерігається при настанні m - 1 спільних подій, то

$$S_i(\theta) = \prod_{\substack{j=1\\ J\neq i}}^{m} P_{ij}(\theta) \quad , \tag{12.53}$$

де $P_{ij}(\theta)$ - імовірність того, що j-й об'єкт системи газопостачання нормально функціонують у даний момент .

Враховуючи дані припущення, вираз для $P_{ij}(\theta)$ у(12.53) визначиться аналогічно(12.50):

$$P_{ij}(\theta) \approx \prod_{\substack{j=1 \\ J\neq i}}^{m}\left[1-\tau_{cp}^{AP(j)}\lambda_j\left(\xi_{ij}+\tau_i+\theta\right)\right]. \qquad (12.54)$$

Підставивши(12.53) і(12.54) у(12.50), одержимо:

$$M\left\{T_2^{(i)}\left(\vec{\tau}\right)\right\} = \int_0^{\tau_{cp}^{-пр(i)}} \prod_{j=1}^{m}\left[1-\tau_{cp}^{AP(j)}\lambda_j\left(\xi_{ij}+\tau_i+\theta\right)\right]d\theta \cdot \qquad (12.55)$$

Аналогічно(12.49) середній час перебування і-го експлуатованого об'єкта в аварійному ремонті при безвідмовній роботі інших технологічних об'єктів системи газопостачання за період відновлення процесу $\eta(t)$:

$$M\left\{T_3^{(i)}\left(\vec{\tau}\right)\right\} = \int_0^{t_p} U_i(t)\,dt = \sum_{K=1}^{m}\int_0^{\tau_i} U_i(t)\,dt \cdot \qquad (12.56)$$

де $U_i(t)$ - імовірність перебування і-го об'єкта в аварійному відновленні (позначимо подію А) при нормальній роботі інших об'єктів системи (події B_J, J = 1, 2, ... , m, $j \neq 1$).

Оскільки подія А і події В сумісні, то

$$U_i(t) = P_{Ki}^{A}(t)\prod_{\substack{j=1 \\ J\neq i}}^{m} P_{Kj}^{B}(t), \quad K = 1,2, \dots , m, \qquad (12.57)$$

де $P_{Ki}^{A}(t)$ - імовірність застати і-тий експлуатований об'єкт у стані аварійного ремонту в момент t, $0 \le t \le \tau_K$; $P_{Kj}^{B}(t)$ - імовірність перебування j-го об'єкта обслуговування системи газопостачання в працездатному стані в момент t з інтервалу (0, τ_K).

Подія А спостерігається при реалізації трьох неспільних подій:

A_1, що полягає в тому, що до моменту t *i*-тий технологічний об'єкт зовсім не відмовляв, але аварійне відмовлення настало саме до цього моменту;

A_2 - до моменту t устаткування *i*-го об'єкта системи відмовляло, але його працездатність була відновлена проведенням аварійних ремонтів і до розглянутого моменту часу t відмовило в черговий раз;

A_3 - *i*-тий експлуатований об'єкт системи відмовляв і до моменту t його черговий аварійний ремонт ще не закінчився.

Очевидно, $A = A_1 \cup A_2 \cup A_3$. Подія типу А полягає в тому, що при зроблених припущеннях про експлуатоване устаткування системи газопостачання можна вважати, що

$$P_{Ki}^{A}(t) \approx \tau_{cp}^{AP(i)}\lambda_j\left(\xi_{Ki}+t\right), \quad K = 1, 2, \dots, m, \qquad (12.58)$$

де ξ_{Ki} визначається з(12.49).

Оскільки події B_j ідентичні подіям $\overline{A}$, j = 1, 2, ... , m, J $\neq$ i), то

$$P_{Ki}^{B}(t) \approx 1-\tau_{cp}^{AP(J)}\lambda_j\left(\xi_{Ki}+t\right). \qquad (12.59)$$

Підставивши(12.55) у(12.49), з врахуванням (12.57) і(12.58) запишемо:

$$M\left\{T_3^{(i)}\left(\vec{\tau}\right)\right\} = \sum_{K=1}^{m}\tau_{cp}^{AP(i)}\int_0^{\tau_K}\lambda_j\left(\xi_{Ki}+t\right)\prod_{\substack{J=1 \\ j\neq i}}^{m}\left[1-\tau_{cp}^{AP(J)}\lambda_j\left(\xi_{Ki}+t\right)\right]dt \cdot \qquad (12.60)$$

С – перебування інших об’єктів системи в справному функціонуванні до цього ж моменту t;

$$P_j^{C}(t) \approx 1+\tau_{cp}^{AP(j)}\lambda_j\left(\xi_{ij}+\tau_i+t\right), \quad J = 1, 2, \dots, m, \quad j \neq i \neq K \cdot$$

$P_j^{C}(t)$ На підставі попередніх висновків

$$M\left\{T_{2,3}^{(i,K)}\left(\vec{\tau}\right)\right\}=\int_0^{\tau_{cp}^{пр(i)}} P_K^{B}(t)\prod_{\substack{J=1\\ J\neq i\neq K}}^{m} P_j^{c}(t)\,dt. \tag{12.61}$$

Для кожного з об'єктів системи можна записати:

$$M\left\{T_2^{(i)}\left(\vec{\tau}\right)\right\}=\bar{\tau}_{cp}^{пр(i)}-M\left\{T_{2,3}^{(i,K)}\left(\vec{\tau}\right)\right\};$$

$$M\left\{T_1^{(i)}\left(\vec{\tau}\right)\right\}=t_p-M\left\{T_3^{(i)}\left(\vec{\tau}\right)\right\}-M\left\{T_3^{(i,K)}\left(\vec{\tau}\right)\right\}.$$

Остаточний вираз для функції мети $C\left(\vec{\tau}\right)$ запишемо підстановкою (12.51), (12.50), (12.60) і (12.47-12.50) у (12.51).

$$C\left(\vec{\tau}\right)=\frac{\sum_{i=1}^{m} a_{пр}^{(i)}\int_0^{\bar{\tau}_{cp}^{пр(i)}}\prod_{j=1,\,j\neq i}^{m}\left[1-\tau_{cp}^{AP(j)}\lambda_j\left(\xi_{ij}+\tau_i+t\right)\right]dt+}{\sum_{i=1}^{m}\int_0^{\tau_i}\prod_{J=1}^{m}\left[1-\tau_{cp}^{AP(j)}\lambda_j\left(\xi_{ij}+t\right)\right]dt}\rightarrow$$

$$\rightarrow\frac{\sum_{i=1}^{m} a_{AP}^{(r)}\sum_{i=1}^{m}\tau_{cp}^{AP(i)}\int_0^{\tau_i}\lambda_r\left(\xi_{ir}+t\right)\prod_{J=1,J\neq r}^{m}\left[1-\tau_{cp}^{AP(j)}\lambda_j\left(\xi_{ij}+t\right)\right]dt+}{(\bullet)}\rightarrow \tag{12.62}$$

$$\rightarrow\frac{+\sum_{i=1}^{m}\sum_{K=1\,K>r}^{m}\left(a_{AP}^{(r)}+a_{AP}^{(K)}\right)\sum_{i=1}^{m}\tau_{cp}^{AP(r)}\tau_{cp}^{AP(K)}\int_0^{\tau_i}\lambda_r\left(\xi_{ir}+t\right)\lambda_K\left(\xi_{iK}+t\right)\times}{(\bullet)}\rightarrow$$

$$\rightarrow\frac{\times\prod_{J=1,J\neq r}^{m}\left[1-\tau_{cp}^{AP(j)}\lambda_j\left(\xi_{ij}+t\right)\right]dt+\sum_{i=1}^{m}\sum_{K=1\,K\neq i}^{m}\left(a_{пр}^{(i)}+a_{AP}^{(K)}\right)\tau_{cp}^{AP(K)}\times}{(\bullet)}\rightarrow$$

$$\rightarrow\frac{\times\int_0^{\bar{\tau}_{cp}^{пр(i)}}\lambda_K\left(\xi_{iK}+\tau_i+t\right)\prod_{J=1,J\neq i\neq K}^{m}\left[1-\tau_{cp}^{AP(j)}\lambda_j\left(\xi_{ij}+\tau_i+t\right)\right]dt}{(\bullet)}$$

де вираз для ξ_{ij}, $i,\ j=1,\ 2,\ldots,\ m$ визначаються з(12.9).

Як вказувалося раніше, планові відновлювальні ремонти основного устаткування, проведені на ряді об'єктів системи газопостачання, не пов'язані з порушенням технологічного режиму роботи об'єкта, що обслуговується. У цих випадках не виключені можливості настання аварійних відмов і під час проведення власне планового ремонту технологічного устаткування. Тоді події $E_3^{(i)}$ можуть відбуватися на всьому періоді відновлення випадкового процесу $\eta(t)$, що характеризує стан системи.

Отримані залежності дають змогу досліджувати режими обслуговування складної системи газопостачання, що включає m різнотипних, територіально розосереджених, але функціонально взаємозалежних (загальними цілями функціонування) технологічних об'єктів системи газопостачання в регіоні центральної бази технічного обслуговування і ремонту, вони дають змогу розраховувати оптимальний графік планових ремонтів системи газопостачання, що включає m різнотипних розосереджених безупинно функціонуючих технологічних об'єктів.

У випадку обслуговування двох однакових об'єктів системи газопостачання (m = 2) розв’язок розглянутої задачі зводиться до оптимізації виду:

$$\min_{\tau_1,\tau_2} C(\tau_1,\tau_2)=C(\tau_1{}^*,\tau_2{}^*). \tag{12.63}$$

У випадку двох однакових підсистем, якщо виконується умова $1-\tau_{ср}^{АР}\lambda(0)\geq 0$, мінімум функції $1-K_r(\tau_1,\tau_2)$ досягається при $\tau_1=\tau_2$. Оскільки для ряду технологічних об'єктів системи газопостачання умова $1-\tau_{ср}^{АР}\lambda(0)\geq 0$, як правило, виконується, то для експлуатованого устаткування зводиться до

$$\min_{\tau} C(\tau)=C(\tau^*)\cdot \qquad (12.\ 64)$$

Тоді з (12.62) запишемо наступний вираз для функції мети:

$$C(\tau)=\frac{a_{пр}\bar{\tau}_{ср}^{пр}+a_{АР}\tau_{ср}^{АР}\left[\Lambda\left(\tau+\bar{\tau}_{ср}^{пр}\right)+\Lambda(\tau)+\Lambda\left(2\tau+\bar{\tau}_{ср}^{пр}\right)\right]}{\tau-\tau_{ср}^{АР}\left[\Lambda(\tau)+\Lambda\left(2\tau+\bar{\tau}_{ср}^{пр}\right)+\tau_{ср}^{АР}\int_0^{\tau}\lambda(t)\lambda\left(\tau+\tau_{ср}^{пр}+t\right)\right]dt}. \qquad (12.\ 65)$$

Рівняння для визначення локальних екстремумів показника якості обслуговування в розглянутій системі визначиться з умови $dC(\tau)/d\tau$.

$$2\lambda\left(2\tau+\bar{\tau}_{ср}^{пр}\right)\frac{\tau-\tau_{ср}^{АР}\left[\int_0^{\tau}\lambda(t)+\int_0^{\tau}\lambda\left(\tau+\bar{\tau}_{ср}^{пр}+t\right)dt-\right.}{1-\tau_{ср}^{АР}\{\lambda(\tau)-\lambda\left(2\tau+\bar{\tau}_{ср}^{пр}\right)+2\lambda\left(2\tau+\bar{\tau}_{ср}^{пр}\right)-}\rightarrow$$

$$\left.-\tau_{ср}^{АР}\int_0^{\tau}\lambda(t)\lambda\left(\tau+\bar{\tau}_{ср}^{пр}+t\right)dt\right] \qquad (12.66)$$

$$\rightarrow\frac{}{-\tau_{ср}^{АР}\left[2\lambda(\tau)\lambda\left(2\tau+\bar{\tau}_{ср}^{пр}\right)-\lambda(\tau)\lambda\left(\tau+\bar{\tau}_{ср}^{пр}\right)+\lambda'(\tau)\int_0^{\tau}\lambda\left(\tau+\bar{\tau}_{ср}^{пр}+t\right)dt\right]\}}-$$

$$-\left[\int_0^{\tau}\lambda(t)dt+\int_0^{\bar{\tau}_{ср}^{пр}}\lambda(\tau+t)dt+\int_0^{\tau}\lambda\left(\tau+\bar{\tau}_{ср}^{пр}+t\right)dt\right]=\frac{a_{пр}\bar{\tau}_{ср}^{пр}}{a_{АР}\tau_{ср}^{АР}}$$

Розвязком (12.66) може бути безліч значень $\tau_1,\tau_2,....,\tau_i,...,\tau_m$, яким функція лівої частини $\psi(t)$ стає рівною значенням правої частини:

$$\frac{a_{пр}\bar{\tau}_{ср}^{пр}}{a_{АР}\tau_{ср}^{АР}}=\text{const}\cdot$$

Оптимальні показники якості обслуговування обох об'єктів системи газопостачання - періодичність планових ремонтів і відповідне мінімальне значення середніх сумарних питомих витрат на експлуатацію - визначаються для значення $\tau_i=\tau^*$, при цьому досягається глобальний екстремум функції мети $C(\tau)\rightarrow C(\tau^*)$.

Якщо глобальний екстремум функції мети $C(\tau)$ досягається для значень аргументу $\tau^*=\infty$, це означає, що проведення планових ремонтів технологічного устаткування на експлуатованих об'єктах системи газопостачання недоцільне. У цьому випадку розв’язок матиме вигляд:

$$C(\infty) = \frac{a_{AP}\tau_{cp}^{AP}}{\tau_{cp}}. \qquad (12.67)$$

Оскільки система складається з двох незалежно функціонуючих підсистем, функція розподілу часу безвідмовної роботи системи загалом $F(x)$, необхідна для визначення τ_{cp} у(12.67), визначиться як

$$F(x) = F_1(x) * F_2(x), \qquad (12.68)$$

тобто є композицією функцій розподілів часу безвідмовної роботи обох об'єктів обслуговування системи.

Оскільки в даному випадку розглядаються однакові об'єкти обслуговування, то

$$F(x) = \int_0^{\infty} f(x-z) f(x) dx, \qquad (12.69)$$

де $f(t)$ - щільність розподілу часу безвідмовної роботи кожної з підсистем; $f(t) = dF_i(t)/dt, \ i = 1,2.$

На рисунку 12.2 зображено графік функції середніх сумарних питомих витрат $C(\bar{\tau})$ на обслуговування і ремонт двох однакових ГРС, розглянутих як єдиний комплекс.

Слід зазначити, що показник середніх сумарних питомих витрат на експлуатацію вироджується в середні питомі втрати.

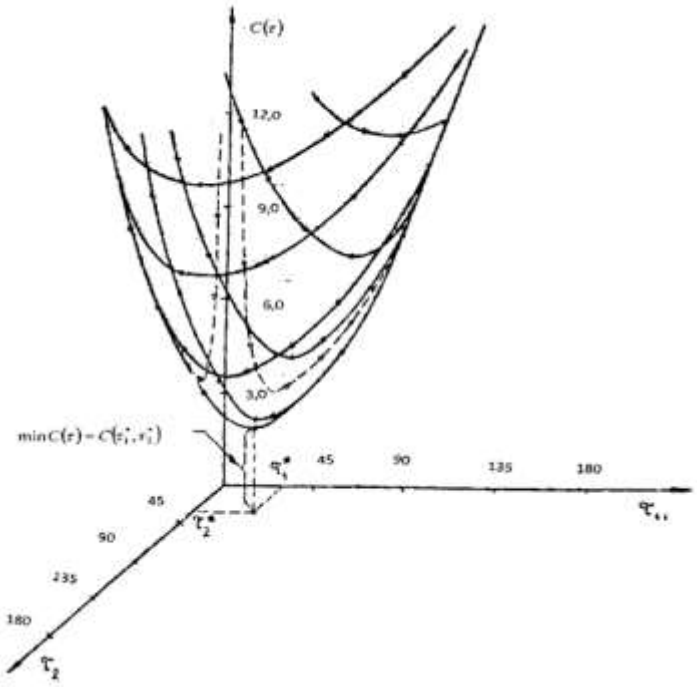


Рисунок 12.2 - Показники обслуговування і ремонту двох ГРС, розглянутих як єдиний комплекс

Як бачимо, імовірність перебування системи в стані аварійної відмови одночасно двох об'єктів обслуговування і пов'язані з ними втрати – значення C_3 - дуже малі щодо інших станів і втрат, що викликаються їхньою реалізацією. Ця обставина є визначальною для розглянутих

об'єктів системи газопостачання, що володіють високою працездатністю. Аналіз процесу обслуговування системи газопостачання, що включає різні за чисельністю і характеристиках ГРС і ГРП, не змінює це уявлення про відносне кількісне співвідношення втрат $C_1 – C_5$.

Аналізовані стратегії обслуговування й отримані залежності дають змогу розраховувати оптимальні показники процесу обслуговування і ремонту основного устаткування системи газопостачання в рамках кожної зі стратегій - календарна періодичність τ^*, напрацювання θ^* стан K^* до планових попереджувальних ремонтів, а також відповідні екстремальні значення показника якості обслуговування і ремонту $C(\tau^*)$, $C(\theta^*)$ чи $C(K^*)$. У практиці експлуатації систем газопостачання через різні причини іноді виникають проблеми, пов'язані з дотриманням оптимальних графіків планових ремонтів. Тому доцільно враховувати й оцінювати можливості і наслідки перенесення чергового планового профілактичного ремонту. При цьому виникають дві типові ситуації.

1. Дострокове проведення профілактичного ремонту бажано в тому випадку, якщо виникає відмова експлуатованого устаткування, оптимальний термін якого наблизився до значень τ^*, θ^* або K^* . Іноді доцільно не тільки усунути виниклу відмову, але і провести позачергові регламентні роботи.

2. Відтягування терміну початку планових попереджувальних заходів, коли до оптимального моменту τ^*, θ^* або K^* не існує достатніх умов для їхнього проведення: відсутні резервне устаткування, чи запчастини достатня оперативна готовність ремонтних бригад або виникали різні розуміння оперативно-управлінського характеру.

У практиці експлуатації систем газопостачання профілактичні допуски для різного типу устаткування і різних експлуатаційних умов визначаються на підставі виробничого досвіду обслуговуючого персоналу. У теоретичних і прикладних дослідженнях організації ремонтного обслуговування устаткування систем газопостачання профілактичні допуски задаються заздалегідь. Значення Δ_1 і Δ_2 можна вибирати в границях 10...15% відповідних номінальних розрахункових чи нормативних значень.

12.5 Підвищення ефективності обслуговування об’єктів газотранспортного комплексу у складних умовах

На даний час через слабо розвиненою мережі вздовж трасових доріг в гірських умовах і недостатньою прохідності наявних в розпорядженні газотранспортних підприємств транспортних засобів у вітчизняній практиці експлуатації трубопроводів широко поширена, розосереджена система обслуговування Така система вимагає додаткових витрат на утримання зайвого персоналу і великого числа аварійно-відновлювальних пунктів.

Розвиток мережі магістральних трубопроводів в гірських і важкопрохідних районах вимагає вдосконалення системи технічного обслуговування газопроводів на рівні сучасних досягнень науки і техніки. Цій меті відповідає обслуговування трубопроводу з одного або декількох вузлових пунктів траси за допомогою авіації.

Така система відрізняється кращою організаційної структурою і при досить високій мобільності вимагає менше ремонтного персоналу, але в значній мірі залежить від стану погодних умов, оскільки збіг необхідності в обслуговуванні трубопроводу з періодами нельотну погоду викликає затримку вильоту бригади до місця виконання робіт. Це знижує ефективність використання повітряного транспорту для обслуговування ремонтних робіт в зв'язку з несвоєчасною ліквідацією аварій та наслідків від них.

Стаціонарна ймовірність події, що полягає в затримці вильоту відновлювальної бригади до місця робіт через нельотну ситуації, визначається співвідношенням

$$\rho = \lambda_n \tau \tag{12.70}$$

де λ_n - параметр потоку, що характеризує розподіл льотних ситуацій;

τ - середній час тривалості нельотну ситуації.

Згідно з даними гідрометеоцентру, для конкретної системи трубопроводів значення λ_n і τ можуть бути отримані з виразів:

$$\lambda_n = \frac{\sum_1^{12} \frac{N}{\tau_i}}{8760} \qquad \tau = \frac{\sum_1^{12} \tau_i}{12} \tag{12.71}$$

де 8 760 - загальний річний фонд часу (годин);

N - середньомісячна повторюваність умов погоди (число випадків);

τ_i - повторюваність періодів середньої безперервної тривалості умов погоди K_{100x1} (годин);

$\frac{N}{\tau_i}$ - інтенсивність виникнень умов K_{100x1}

K_{100x1} - мінімум метеоумови, коли висота хмар> 100 м, а горизонтальна видимість> 1 000 м

Подальші розрахунки зводяться до порівняння збитку від простою перекачування нафтопроводом в разі використання повітряного або наземного виду транспорту для доставки до місця аварії бригади і засобів для ліквідації ушкоджень. Це порівняння виконується за формулами:

$$q_1 = 8400\, C_0 \left(p\lambda\ (\theta_0 + \theta_1) + (1-p)\lambda\ \theta_1 \right) \tag{12.72}$$

$$q_2 = 8400\, C_0 \lambda\ \theta_2 \tag{12.73}$$

де 8400-середньорічний фонд робочого часу, C_0 - питомий збиток від простою нафтопроводу, θ_0 - час затримки вильоту через погану погоду, θ_1 - час знаходження повітряного транспорту в дорозі, θ_2 - час знаходження наземного транспорту в дорозі, λ - параметр потоку відмов газопроводу.

Централізована система обслуговування вимагає значно менше ремонтного персоналу, ніж при зосередженому обслуговуванні. Потрібне кількість відновлювальних бригад на централізованому пункті визначається, виходячи зі стану системи трубопроводів, що підлягають обслуговуваннюів в кожен певний момент часу. При дослідженнях таких систем може бути застосований однорідний марковский процес з кінцевим числом станів [59], під якими розуміється число несправних в даний момент елементів (трубопроводів чи обладнання).

У загальному випадку число станів дорівнює 2^m, де m – число об'єктів обслуговування. Оскільки марковський ланцюг досить повно характеризують ймовірності переходу, тобто ймовірності попадання системи трубопроводів в кожне з можливих станів, складається у відповідності до [42] система рівнянь, що описують ці ймовірності.

Якщо параметри потоку відмов і відновлення об'єктів рівні відповідно λ_i і μ_i, а через нуль позначено стан справності всіх об'єктів (k - порядковий номер стану), то для стаціонарних ймовірностей станів отримуємо:

$$\begin{aligned}
p_0(t+dt) &= p_0[1-(\lambda_1+\lambda_2+\lambda_3+...+\lambda_i)dt] + p_1\mu_0 dt + ... + p_\varsigma \mu_j dt;\\
p_1(t+dt) &= p_1[1-(\lambda_1+\lambda_2+\lambda_3+...+\lambda_i)dt] + p_0\lambda_0 dt + ... + p_\eta \mu_j dt;\\
&\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\\
p_k(t+dt) &= p_k[1-(\mu_1+\mu_2+\mu_3+...+\mu_j)dt] + p_{k-1}\lambda_1 dt + ... + p_{k-1}\mu_j dt;
\end{aligned} \tag{12.74}$$

Після нескладних алгебраїчних перетворень в припущенні, що dt прямує до нуля, отримаємо

$$\begin{aligned}
&-(\lambda_0+\lambda_1+\lambda_2+...+\lambda_i)p_0+p_1\mu_1+...+p_{\varsigma}\mu_j=0\\
&-(\lambda_1+\lambda_2+...+\lambda_i+\mu_0)p_0+p_0\mu_0+...+p_{\eta}\mu_j=0\\
&.....\\
&-(\mu_0+\mu_1+\mu_2+...+\mu_j)p_k+p_{r-1}\lambda_1+...+p_{k-1}\lambda_i=0
\end{aligned} \qquad (12.75)$$

З коефіцієнтів при шуканих ймовірностях переходів складається стохастична матриця, що володіє наступними властивостями:

$$0\le p\le 1 \qquad\qquad \sum_0^m p_k=1$$

В загальному випадку така матриця має вигляд:

$$\begin{array}{lll}
p_{c_m^k} & p_{c_m^k} & p_{c_m^k}\\
C_m^k-[\sum_{i=1}^{m}(1-\delta)\lambda_i+\sum_{i=1}^{m}(1-\delta)\lambda_i] & \delta\mu_j & \delta\mu_j \qquad (12.76)\\
C_m^k & -[\sum_{i=1}^{m}(1-\delta)\lambda_i+\sum_{i=1}^{m}(1-\delta)\mu_i] & \delta\mu_j\\
C_m^k & \delta\lambda_j \qquad -[\sum_{i=1}^{m}(1-\delta)\lambda_i+\sum_{i=1}^{m}(1-\delta)\mu_i] &
\end{array}$$

При цьому

$$\delta=\begin{cases}1....при...i=j\\ \overline{0...при...i\ne j}\end{cases}$$

Матриця(12.76) побудована з $m+1$ груп рядків і такого ж числа стовпців. Кількість рядків в кожній групі визначається числом сполучень C_m^k, де k – порядковий номер групи, причому, дотримується умова

$$0\le k\le m$$

У формулах, що визначають діагональні елементи матриці, число доданків (λ_i) першої суми рівне $m-k$, а число доданків (μ_i) другий суми рівне k. Індекси i та j при λ і μ приймають будь-які дійсні значення від 1 до m і належать підмножині цілих додатних чисел A_1 і A_2, які складають єдину множину A, причому. A_2 доповнює A_1 до множиниі A, що може бути записано наступним чином

$$\begin{array}{ll}
i\ э\ A_1CA & i=(1,m)\\
A_1=A\,|\,A_2 & \qquad (12.77)\\
j\ э\ A_2CA & j=(1,m)
\end{array}$$

Отримана матриця вірна для випадку, коли число ремонтних бригад, що беруть участь в процесі відновлення, дорівнює числу що виникають вимог на обслуговування.

У практиці експлуатації найбільш цікавий варіант обслуговування з обмеженим числом ремонтних бригад, тобто якщо $m > n$, де n - число бригад.

Матриця переходу в цьому випадку будується аналогічно матриці при $m = n$, лише з тією різницею, що загальне кількість членів в формулах, що визначають діагональні елементи, і в кожному стовпці матриці не повинно перевищувати n.

На підставі розвязку системи рівнянь (12.74) оптимізується число бригад на централізованому пункті з умов отримання мінімуму витрат через простій трубопроводу, через

нестачу бригад і витрат на утримання зайвого ремонтного персоналу. Попередні розрахунки, виконані відповідно до даної методики, показали, що обслуговування 4-х трубопроводів може виконуватися силами однієї авірійно-відновлювальної бригади.

Тоді для загальної оцінки ефективності, організації централізованої системи обслуговування виконується порівняння можливого річного збитку від простою трубопроводів, витрат на оренду того чи іншого виду транспорту, а також витрат на утримання ремонтних бригад за формулами:

$$Q_1 = q_1 + r_1 c_1 + n_1 c_2$$

$$Q_2 = q_2 + r_2 c_2 + n_2 c_3 \qquad (12.78)$$

де Q_1; Q_2 - загальні річні витрати відповідно при централізованому і децентралізованому обслуговуванні;

r_1; r_2 -необхідне кількість відповідно повітряних і наземних транспортних засобів;

c_1; c_2 -вартість річної оренди однієї одиниці відповідно повітряного і наземного транспорту;

n_1; n_2 - кількість ремонтних бригад відповідно при централізованому і децентралізованому обслуговуванні;

c_3 - річні витрати на утримання однієї ремонтної бригади.

Виконані розрахунки показують, що загальні витрати на децентралізоване обслуговування приблизно в 1,5 рази перевищують витрати на централізоване обслуговування.

З точки зору забезпечення запасними частинами і матеріалами, попит на які створюється в результаті виходу з ладу окремих елементів трубопроводу, проблема для нафтопроводів полягає перш за все у визначенні розміру і розміщення аварійного запасу труб, як найбільш великого і дорогого резервного обладнання.

Існує певна аналогія між підтримкою деякого рівня запасів при наявності випадкового попиту на ці запаси і надійністю технічної системи, коли попит створюється виходами з ладу окремих її елементів

Мінімум очікуваних витрат, пов'язаних з утриманням резерву і збитком від затримки в ліквідації пошкодження через несвоєчасне забезпечення трубами, визначається з співвідношень [35]:

$$W_j = \sum_{i=0}^{\infty} W_{ij} p_i \qquad (12.79$$

$$W_{ij} = \begin{cases} C_j \text{.....при...} i = j \\ C_j + (i-j)U \text{..при...} i \neq j \end{cases} \qquad (12.80)$$

де W_j -загальні збитки від простою трубопроводу і витрат на зберігання труб;

W_{ij} -збитки для випадку, коли запас становить одиниць *i* труб, а потрібно *j* одиниць;

C_j -вартість одиниці труб аварійного запасу;

U - ущерб від простою трубопроводу через затримку в доставці труб.

Розрахунки, виконані за цією методикою, показали, що аварійний запас труб не повинен перевищувати 0,1% від протяжності трубопроводу і при централізованій системі обслуговування може бути розміщений на централізованому аварійно-відновлювальному пункті.

Забезпечення надійної роботи обладнання магістрального трубопроводу вимагає певного рівня резерву запасних частин. Відсутність резерву або його недостатній обсяг може привести при відмовах основного обладнання до значних збитків у зв'язку з вимушеним простоєм трубопроводу. У той же час надмірно завищений резерв запасних частин веде до замороження

коштів, морального зносу невикористаного обладнання і супроводжується складськими витратами.

У зв'язку з цим виникає задача про знаходження оптимального рівня резерву запасних частин, при вирішенні якої необхідно враховувати випадковість в потреби на запасних частин. При цьому слід враховувати, що забезпечення кожної перекачивающей станції запасними частинами тільки з власного резерву може бути пов'язане зі значними економічними затратами. Так, електродвигунів основних насосних агрегатів, силових трансформаторів, арматури великих проходів нараховується на насосній станції зазвичай одиниці і математичне очікування потреби в запасних частинах до названих видів, обладнання може бути дуже малим. У той же час вихід з ладу будь-якого із зазначених типів обладнання при відсутності запасних частин до нього може серйозно порушити роботу трубопроводу, так як ці види обладнання можуть мати специфічні особливості і випускатися промисловістю в обмежених кількостях.

Тому доцільним є створення об'єднаного резерву, обслуговуючого всі об'єкти трубопроводу. Однак особливістю магістрального трубопроводу є лінійна протяжність на багато сотень і тисячі кілометрів, внаслідок чого однотипне обладнання може знаходитися на значній відстані один від одного і доставка запасних частин з резерву до місця використання може вимагати значних витрат часу. Цей фактор слід враховувати при визначенні загального рівня резерву і вибору пунктів, в яких повинні розміщуватися запасні частини.

В якості критерію оптимальності при призначенні резерву запасних частин можуть бути взяті розрахункові витрати, що враховують затрати на створення і зберігання резерву, збитки від затримок доставки запасних частин до місця використання і збиток, що наноситься трубопроводу відсутністю запасних частин при його пошкодженні.

Розглянемо задачу забезпечення резервом n одиниць однотипного обладнання, розташованих в точках $y_1, y_2, y_3 ... + y_n$. Очевидно, розрахунок резерву може проводитися окремо на кожен вид однотипного обладнання. При сформованій системі планування виділення фондів запасних частин, і устаткування зазвичай проводиться на один рік, тому розрахунки можна проводити виходячи з умови, що поповнення резерву до рівня x проводиться один раз на рік.

При найбільшій величині резерву запасних частин, рівній x одиниць, збитки від недостатнього рівня резерву будуть мати місце щоразу, коли загальна потреба в запасних частинах m, (m = 0,1,2...) за аналізований період буде більше резерву, тобто. при $m > x$. Якщо позначити через p_m ймовірність виникнення вимоги на m одиниць запасних частин для всього трубопроводу, то математичне очікування числа вимог, які не будуть задовільнені, складе

$$M = \sum_{m=x+1}^{\infty}(m-x)p_m \qquad (12.81)$$

Тоді при величині втрат, які несе трубопровід при виникненні вимоги внаслідок відсутності одиниці запасного обладнання, рівних c_2, збитки від недостатнього рівня резерву складуть

$$y = c_2 \sum_{m=x+1}^{\infty}(m-x)p_m \qquad (12.82)$$

Знаходження величини c_2 може бути виконано з урахуванням конкретних умов експлуатації обладнання і його відповідальності. У тому випадку, коли відсутність запасних частин веде до простою всієї системи трубопроводу або його частини, рівному проміжку часу, протягом якого необхідне обладнання вишукуються з інших зовнішніх джерел, то величина c_2 може бути оцінена виразом

$$c_2 = c_0 T$$

де c_0 - збиток, що наноситься народному господарству простоєм трубопроводу (або його частини) в одиницю часу; T- час, необхідний для вишукування запасного обладнання.

У деяких випадках, через відсутність резервного обладнання, трубопровід може бути пущений в роботу за тимчасовою схемою. Надалі, для забезпечення нормальної експлуатації, виникає необхідність переходу на основну схему роботи. Цей перехід може бути здійснений тільки при зупинці трубопроводу або його частини, в зв'язку з чим будуть мати місце певні збитки від простою. У цьому випадку величина c_0 може бути оцінена виразом

$$c_2 = c_0 t$$

де t - час простою трубопроводу (або його частини), повязаний з переходом на роботу за загальною схемою.

У тих випадках коли можливі обидва рішення, показані вище, в якості оцінки може бути прийнята величина, менша з(12.81),(12.82).

Збитки, які несе трубопровід від наявності невикористання обладнання, можна визначити за формулою

$$y = c_1 x \tag{12.83}$$

де c_1 - витрати на створення і зберігання одиниці запасного обладнання, які можна виразити в наступному вигляді:

$$c_1 = KE + c,$$

де *K*-' вартість одиниці запасного обладнання; *E* - нормативний коефіцієнт економічної ефекності;

c - складські витрати (витрати на зберігання і переконсервацію обладнання).

Крім того, при визначенні величини c_1 в деяких випадках може виявитися доцільним облік старіння і морального зносу обладнання, що знаходиться на зберіганні.

Розглянемо питання про збитки, які несе трубопровід внаслідок втрат в доставці запасних частин, пов’язаних з їх транспортуванням. При експлуатації протягом проміжку часу між моментами поповнення резерву кожен об'єкт (обладнання) може вимагати m одиниць запасних частин m =0, 1, 2.. .) і ця потреба може бути охарактеризована ймовірністю p_m, причому

$$\sum_{m=0}^{\infty} p_m = 1 \quad ; \qquad \sum_{m=0}^{\infty} m p_m = \lambda_0,$$

де λ_0 -математичне очікування потреби в запасних частинах для кожного об'єкта.

Тоді при середній швидкості транспортування запасних частин, рівній *v* збитки, що розглядаються для *n* одиниць обладнання складуть

$$y_3 = n \sum_{m=1}^{x} \frac{c_0}{v} m p_m L_m(x), \tag{12.84}$$

де $L_m(x)$ - середня відстань підвезення m запасних частин, яку можна отримати наступним чином.

Трубопровід ділиться на x ділянок так, щоб на кожній з них було n/x одиниць обладнання. Якщо n/x дробове, то число одиниць обладнання на кожній ділянці заокруглюється в меншу сторону.

Розміщення одиничного резерву на кожному такому ділянці повинно бути виконано таким чином, щоб середня відстань, на яку необхідно підвозити запасні частини, була мінімальною.

Місцезнаходження резерву може бути знайдено як «центр ваги» системи об'єктів рівного ваги, розміщених на одній прямій, при цьому координати розміщення резервів Z_j (j= *1, x*) будуть рівні

$$Z_j = \frac{\sum_{i=n_{j-1}+1}^{n_j} y_j}{n_j - n_{j-1}}, \qquad (12.85)$$

де $n_j = E(j\,n/x)$ - ціла частина дробового $j\,n/x$).

Отримані значення Z_j можуть бути округлені до співпадання з координатами розміщення перекачувальних станцій або аварійно-відновлювальних пунктів. Тоді, в випадку її виникнення вимоги на m запасних частин i - го об'єкта середня відстань підвезення складе

$$l_{im} = \frac{\sum_{j=1}^{m} l_j}{m}$$

де l_j, (j = 1,x) ряд відстаней від j - го пункту до місцерозташувань резервів, розташованих в порядку зростання.

З урахуванням викладеного, в середньому по трубопроводу вели

чину $L_m(x)$ можна оцінити

$$L_m(x) = \frac{1}{n}\sum_{j=1}^{n} l_{jm} \qquad (12.86)$$

Таким чином, отримана наближена оцінка для віддалей підвезення запасних частин.

З урахуванням викладеного постановку задачі вибору і розміщення резерву можна записати у вигляді

$$\min\left[c_1 x + c_2 \sum_{m=x+1}^{\infty}(m-x)\,p_m n \frac{c_0}{v}\sum_{m=1}^{x} m\;\; p_m L_m(x)\right] \qquad (12.87)$$

Оптимізація(12.70) може бути виконана методом послідовних наближень. У першому наближенні задачу можна вирішувати у вигляді

$$\min\left[c_1 x + c_2 \sum_{m=x+1}^{\infty}(m-x)\,p_m\right] \qquad (12.88)$$

Отримане значення x дозволяє з допомогою(12.85-12.87) визначити $L_m(x)$ і вирішити задачу в постановці(12.87). Наступні ітерації дають уточнення значення x, а остаточним результатом є значення x . яке співпадає в двох суміжних ітераціях.

Таким чином, запропоновані підходи дозволять розвинути методику централізованого обслуговування газотранспортних систем в складних трасових умовах і забезпечити достатній рівень надійності їх експлуатації.

Перелік джерел посилання

1. Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XXII міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 20-21 травня 2021р.).– К.: Інтерсервіс, 2021.– 1104 с.158 -
2. Воловецький В.Б., О.Ю. Витязь О.Ю., Щирба О.М. Дослідження гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу від УППГ наріжнянського ГКР до УКПГ-2 юліївського НГКР. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2012. №3(44) –С.158 - 164
3. Гончарук М.І.,Середюк М.Д. Шелудченко В.І. Довідник з газопостачання населених пунктів України.Івано-Франківськ,» Сімик. – 2006. – 1313с.
4. Грудз В.Я., Грудз Я.В. , Стасюк Р.Б.,Баволяк В.І., Капущак Я.С., Туровський О.А. Раціональні режими газотранспортних систем в умовах нестаціонарного транспортування газу. .//Прикарпатський вісник НТШ. Число. №18(68) – 2023. – С. 137 - 145. https://doi.org/10.31471/2304-7399-2023-18(68)-137-145
5. В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, А. Р. Дзюбик Я. С.Капущак,Р. Б.Стасюк, В.М. Корендій, В. С.Труш Оцінка якості природного газуза температурою продуктів згоряння//Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2025. – Т 61, №6. – С. 120 – 126. https://doi.org/10.15407/pcmm2025.06.119
6. Steel pipeline in the presence of surface defects. Andrii Dziubyk, Andriy Dzhus, Liudmyla Dziubyk, Yaroslav Kapushchak, Yurii Porokhovskyi, Vitaliy Korendiy. Vibroengineering procedia. December 2025, VOLUME 60 p.615-625 https://doi.org/10.21595/vp.2025.25420
7. Грудз, В. Я., Капущак, Я. С. Перспективи і проблеми використання водню як енергоносія. прикарпатський вісник наукового товариства імені Шевченка. Число, 21(79), (2025). 324–334. https://doi.org/10.31471/2304-7399-2025-21(79)-324-334
8. Гончарук М.І. Корозія та розгерметизація газопроводів // Нафтова і газова промисловість. — 2003. — № 2. — С. 56-57.
9. Гончарук М.І. Аналіз причин втрат природного газу // Нафтова і газова промисловість. — 2003. — № 1. — С. 51-53.
10. Гончарук М.І., Крижанівський Є.І., Побережний Л.Я. Корозійно-механічна поведінка металу газопроводу // Науковий вісник Національного технічного університету нафти і газу. — 2003. — № 1(5). —С. 54-59.
11. Гончарук М.І. Щодо ситуації на ринку природного газу України // Нафтова і газова промисловість. Спец. випуск. — 2003. — С. 16-20.
12. Гончарук М.І., Репалюк В.І., Казанцева Н.Л. Стан та перспективи виробництва і реалізації скрапленого газу в Україні // Нафтова і газова промисловість. — 2003. — № 3. — С. 54-56.

13. Гордієнко А.І., Богомолець І.Г., Чуб М.В. До питання переходу на облік природного газу як енергоносія // Нафтова і газова промисловість, 2001. – №3. – С. 42–43.

14. Грудз Я.В. Енергоефективність газотранспортних систем/Я.В. Грудз – Івано-Франківськ.: Лілея-НВ, 2012. – 208с.

15. Грудз В.Я. Технічна діагностика трубопровідних систем/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В Костів та ін. – Івано-Франківськ.: Лілея-НВ, 2012.-512с.

16. Грудз В.Я. Автомобільні газонаповнювальні компресорні станції.,/ В.Я Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів тв. Ін..//Івано-Франківськ.: Лілея-НВ, 2014 – 320 с.

17. Грудз В.Я. Гідравлічна ефективність складних газотранспортних систем. /В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, М.М. Якимів// Нафтогазова галузь України. № 1, 2014. – 2014.-№1. – С. 16-20.

18. Грудз В.Я.Енергетичний підхід до питання про гідравлічну ефективність газопроводів/ В.Я. Грудз Я.В. Грудз, М.М. Якимів// Восточно-европейский журнал передовых технологий, № 6/8(72) 2014.-2014. №6/8(72).-С.56-62.

19. Грудз Я.В. Оптимальне планування режимів роботи газотранспортних систем в умовах багатокритеріальності. *Прикарпатський вісник НТШ*. Число. 2016. 1(33). С. 272-291.

20. Грудз В.Я. Технічна діагностика трубопровідних систем/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В Костів та ін. – Івано-Франківськ.: Лілея-НВ, 2012.-512с.

21. Грудз В.Я. Ефективність використання енергоресурсів у процесі трубопровідного транспорту газу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк// Нафтогазова енергетика. № 1. – 2008

22. Грудз В.Я. Статистична оцінка втрат газу в розподільних мережах/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Фейчук та ін. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – №2. – 2012. – С. 34-36

23. Грудз Я.В. Енергетичний баланс трубопровідного транспорту газу/Я.В. Грудз// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – № 3(40). – 2012. – С.

24. Грудз Я.В. Оцінка впливу нестаціонарності газового потоку на енергоефективність транспорту газу/ Я.В. Грудз // Науковий вісник ІФНТУНГ. Випуск 3, 2012 – С.137 - 143

25. Грудз Я.В. Оптимізація режимів роботи газопроводу з урахуваням енерговитратності транспотру газу/ Я.В. Грудз // Нафтогазова енергетика. № 2. – 2012 – С.12 - 15

26. Грудз В.Я. Математична модель магістрального газопроводу як єдиної енергосистеми/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Л.Т. Гораль та ін. // Міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи» Івано-Франківськ 2009р.- – С.34-35

27. Грудз В.Я. Дослідження енергетичного стану складних газотранспортних систем/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.І. Слободян та ін. // Матеріали Всеукраїської наук.-прак. конф. «Шляхи

підвищення ефективності експлуатації трубо-провідного транспорту нафти і газу іта підготовка кадрів для галузі» Ів-Франківськ, 2010-С.9-12

28. Грудз В.Я. Аналітичні дослідження витоків газу з газопроводу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів// Матеріали між народ.наук.-техн. конф.»Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу».Ів.-Франківськ, 15-18 травня 2012.С.66-67

29. Грудз Я.В. Вплив нестаціонарності газового потоку на енерговитрати при транспортуванні/Я.В. Грудз// Матеріали між народ.наук.-техн. конф. «Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу».Ів.-Франківськ, 15-18 травня 2012.С.66-67

30. Гулька П.П. Проблеми енергозбереження при транспортуванні газу і подачі його споживачам. Нафтогазова енергетика №4(5) 2007 – С.40 – 42.

31. ДСТУ 2925-94. Якість продукції. Оцінювання якості. Терміни та визначення.

32. ДБН В.2.5–20–2018. Газопостачання

33. Довідник з нафтогазової справи /За загальною ред.В.С.Бойка, Р.М.Кондрат, Р.С. Яремійчук. –Львів, 1996. – 620 с.

34. Дорошенко Я.В. Спорудження магістральних трубопроводів: підручник/ Я.В. Дорошенко- Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010 – 563с.

35. Жидкова М.О. Моделювання технологічних процесів і підвищення ефективності трубопровшдного транспортугазу. //Вісник АН УРСР Т3.-Київ.:Наукова думка,1985.с.37-44

36. Керування режимами газотраспортних систем /В.Я.Грудз, М.Т.Лінчевський, В.Б.Михалків та ін. – К.:Укргазпроект, 1996.–140 с.

37. Кирило Костогриз. Перші випробування українських газових мереж на водні. Нафтогазова галузь України. Київ, 2020. № 5 (47). С. 24– 28.

38. Козій В.М., Лур’є А.І., Рубанова І.А. Якість газу родовищ України // Питання розвитку газової промисловості України. Збірник наукових праць УкрНДІгаз. – Вип. 28. – 2000. – С. 66-68.

39. Ксенич А. І. Середюк М. Д. Порівняння енерговитратності транспортування газу в сталевих і поліетиленових газопроводах систем газопостачання населених пунктів. Науковий вісник Івано–Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2009. № 3(21). С. 20–25.

40. Кудінов Л.П., Лур'є А.І. До питання вимірювання густини природного газу об’ємно-гравіметричним методом. – Збірник наукових праць УкрНДІгаз. – 2004. – Вип. 32. – С. 220–224.

41. Куць В.Р., Столярчук П.Г. Визначення коефіцієнтів важливості при комплексній оцінці якості за номінальними і гранично допустимими значеннями показників // Вісник НУ “Львівська політехніка”, 2001. – №420. – С. 72– 77.

42. А.І. Лур'є, Л.П. Кудінов, А.Г. Іванов, В.М. Козій, О.В. Хвостова. Дослідження метрологічних характеристик вологомірів природного газу різних типів в умовах експлуатації на об′єктах ДК “Укртрансгаз”. – Збірник наукових праць УкрНДІгаз. – 2006. – Вип. 34. – С.187–195.

43. Мельник В.І., Цимбал Б.М. Аналіз проблем підвищення енергоефективності аграрного виробництва. Інженерія природокористування, 2022, №1(23), с. 99 – 114

44. Методика розрахунку розподілення потоків газу в складних газотранспортних системах і підрахунку його запасів в трубах//В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Д.Ф. Тимків та ін. // Фонди НАК ”Нафтогаз України”, 2003

45. Мотало А. Оцінювання якості природного газу за його теплотворною здатністю // Метрологія та вимірювальна техніка, 2007. – Вип. 67. – С. 92–100.

46. Мотало А., Мотало В. Методи і засоби гігрометрії природного газу // Метрологія та вимірювальна техніка, 2006. – Вип. 66. – С.

47. Мотало В. П. Аналіз методик верифікації та калібрування засобів вимірювальної техніки/ В.П. Мотало// Вимірювальна техніка та метрологія. - 2019. – Вип. 80 (1). – С. 51-66.

48. Обслуговування і ремонт газопроводів / В. Я. Грудз та ін.; під. заг. ред. В. Я. Грудз. Івано-Франківськ : Лілея НВ, 2009. 711с

49. Перспективи використання водню як енергетичного ресурсу/ Ольга Сітуха; Олена Павлова; Костянтин Павлов// Галицький економічний вісник, № 5 (72) 2021 https://doi.org/10.33108/galicianvisnyk_tntu2021.05

50. Проєктування інтелектуальної системи глобального пошуку зон розущільнень порід колекторів вуглеводнів з використанням дискретних технологій/ М.М. Яцишин, І.З. Лютак, Х.І. Думка, В.В. Процюк, С.О. Дмитренок / Науковий вісник ІФНТУНГ.- 2023. 2(55), С. 70–76. https://doi.org/10.31471/1993-9965-2023-2(55)-70-76. ISSN 1993-9965 print. - ISSN 2415-3524 online

51. Режими газотранспортних систем/Яковлев Е.І.,Казак О.С., Михалків В.Б.,Тимків Д.Ф., Грудз В.Я. -Львів.:Світ,1993.-170 с

52. Середюк М.Д. Газодинамічні режими експлуатації газових мереж низького тиску при транспортуванні газо–водневих сумішей. Міжнародний науковий журнал «Інтернаука», 2021. № 1 (101). Т.1. С. 52–62.

53. Середюк М. Д. Особливості газодинамічних процесів у газових мереж середнього і високого тиску за транспортування газо– водневих сумішей. Міжнародний науковий журнал «Інтернаука», 2021. № 2 (102). С.87–95.

54. . Середюк М.Д., Малик В.Я., Болонний В.Т. Проектування та експлуатація систем газопостачання населених пунктів:Навч. Посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003 -140 с.

55. Середюк М.Д., Пилипів Л.Д.,Зарубіна Ю.І. Технологічні розрахунки газових мереж населених пунктів: Навч. Посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003 -152 с.

56. Середюк М.Д., Великий С,В, Аналіз методів визначення газодинамічної енерговитратності газових мереж населених пунктів. Нафтогазова енергетика №2(38) 2022 – С.31 – 61.

57. Середюк М.Д., Великий С,В, Вплив концентрації водню на властивості газоводневих сумішей та газодинамічні процеси в розподільних газових мережах. Нафтогазова енергетика №2(40) 2023 – С.25 – 37.

58. Станіслав Казда, Леонід Уніговський. Наукове супроводження експериментів транспортування сумішей водню та природного газу розподільними газопроводами. Нафтогазова галузь України. Київ, 2020. № 5 (47). С. 9–14.

59. Стадник Б., Мотало А., Мотало В., Петровська І. Теоретичні та практичні задачі кваліметрії природного газу // Метрологія та вимірювальна техніка, 2005. – Вип. 65. – С. 81–86.

60. Стадник Б., Мотало В., Мотало А. Методологія побудови системи оцінювання відповідності природного газу // Стандартизація, сертифікація, якість. – 2008. – №2. – С. 51–59

61. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко та ін. Київ : АренаЕКО, 2002. 600 с.

62. ТУ У 320.001.58764.007-95. Гази горючі природні, що подаються в магістральні газопроводи. Технічні умови.

63. Якимів М.М. Оцінка ефективності газопроводів з шляховими відборами та витоками газу. - *Ефективна економіка*. 2015. №5. [електронне видання].

64. Chudyk, I., Sudakova, D., Dreus, A., Pavlychenko, A., & Sudakov, A. (2023). Determination of the thermal state of a block gravel filter during its transportation along the borehole. *Mining of Mineral Deposits*, *17*(4), 75-82. https://doi.org/10.33271/mining17.04.075

65. Energy Charter Secretariat. Gas Transit Tariffs in selected Energy Charter Treaty Countries. – www.encharter.org. – January 2016. – 86 p.

66. Francis K . Gip . New operation strategies in heavy crycle pipeline will increase profit margin *Oil S Gas journal*. 2013. № 10. P. 60-64.

67. Kevin Topolski, Evan P. Reznicek, Burcin Cakir Erdener, Chris W. San Marchi, Joseph A. Ronevich, Lisa Fring, Kevin Simmons, Omar Jose Guerra Fernandez, Bri-Mathias Hodge, and Mark Chung. Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology. URL: https://doi.org/10.2172/1893355 .

68. Leicher, A. Giese, K. Görner, M. Werschy, "Natural gas quality fluctuations - surveys and statistics on the situation in Germany", *Energy Procedia*. pp. 165-172, 2017. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07

69. Motalo V., Stadnyk B., Motalo, A., Likhnovsky, I, Hydrocarbon Gases Quality: Impact on Sustainable Development Goals and Environment. Monograph: Sustainable Production: Novel Trends in Energy, Environment and Material Systems/ Editors: Krolczyk, G.M., Wzorek, M., Król, A., Kochan, O., Su, J., Kacprzyk, J. (Eds.). Part 8, pp. 105-129. - Springer, 2020. - https://www.springer.com/us/book/9783030112738

70. Motalo V. Evaluation of Qualimetrical Measurements Quality Based on the Uncertainty Concept / V. Motalo, B. Stadnyk //Pomiary. Automatyka. Kontrola. – Warszawa, 2013. - №.9. – p. 950-953.

71. Motalo V. Qualimetric Estimation of CPSs and Their Products/ V. Motalo, B. Stadnyk, S. Yatsyshyn. - Cyber-Physical Systems: Metrological Issues. Monograph. - Barselona: International Frequency Sensor Association (IFSA) Publishing, 2016. - 326 p. - Part. 7. – P. 293-219.

72. Vasyl Motalo, Bogdan Stadnyk, Mykola Mykyjchuk, Andriy Motalo, Qualimetrical Measurements: the Methodology of Relationship between Qualimetry and Metrology// Metrology and Measurements Systems, 2019, Vol. 26, No 4, pp. 431-443. - https://journals.pan.pl/mms.

73. Euromot, "Requirements on the quality of natural gas", Euromot position paper, Novemeber 9, 2017. [Online]. Available: https://www.euromot.eu/wpcontent/uploads/2018/02/EUROMOT-Position-Gas-Qu... 2017-11-09-.pdf

74. Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing. URL: https://acer.europa.eu/ Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/ Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure Overview of studies.pdf

75. Yue Su, Jingfa Li, Wangyi Guo, Yanlin Zhao, Jianli Li, Jie Zhao and Yusheng Wang Prediction of Mixing Uniformity of Hydrogen Injection in Natural Gas Pipeline Based on a Deep Learning Model. URL: https://www.mdpi.com/ 1996-1073/15/22/8694

76. M. Yatsyshyn.Computer aided analysis of ball burnishing process / M. Yatsyshyn., Y. Storozh, I. Lyutak, B. Storozh, O. Vasylyk / УСиМ, 2015, No 5. – Київ, 2015. – С.61-65

77. M. Yatsyshyn.Information-Categorical formalization of processes and objects of oil and gas object domain/ M. Yatsyshyn., Mykola Pasyeka, Vladimir Yurchushun, Yaroslav Storog / Petroleum Science and Engineering, No 3/2 2017, p. 59-63

78. War-Josepk P.,Blesh I.I. The Stability of Flexible Rotor Supported by Circumferentially Fed-Journal bearings. Trans.ASME,1977,F99,N4.p.469-477

79. Zvirko, O. Hydrogen Embrittlement and Fracture Behavior of Aged Pipeline Steels: Challenges for Hydrogen Transport in Gas Infrastructure. Procedia Structural IntegrityOpen source preview, 2026, 77, pp. 484–489

80. Zvirko, O. Serviceability assessment of existing gas pipelines under hydrogen transportation. Procedia Structural IntegrityOpen source preview, 2025, 68, pp. 868–873

81. Demianchuk, D.O., Tsyrulnyk, O.T., Solovei, P.R., Nykyforchyn, H.M., Zvirko, O.I. The influence of operation and notch orientation on the impact toughness of API 5L X67 steel. Materials ScienceOpen source preview, 2025, 61(2), pp. 249–255

82. Nykyforchyn, H.M., Zvirko, O.I., Tsyrulnyk, O.T., Venhryniuk, O.I. Assessing Hydrogen Embrittlement of Gas Pipeline Steels Using Fracture Mechanics Approaches. International Applied MechanicsOpen source preview, 2025, 61(2), pp. 207–211

83. Zvirko, O.I., Mokryy, O.M., Kyryliv, V.I., ... Maksymiv, O.V., Kulyk, Y.O. The influence of hydrogen charging on surface acoustic waves propagation in structural steel with a nanocrystalline layer Materials ScienceOpen source preview, 2025, 60(5), pp. 557–564

84. Zvirko, O., Tsyrulnyk, O., Venhryniuk, O., Nykyforchyn, H. Hydrogen Related Issues at Hydrogen Transport via Existing Gas Pipelines. Lecture Notes in Intelligent Transportation and InfrastructureOpen source preview, 2025, Part F230, pp. 210–219

85. Zvirko, O., Demianchuk, D., Tsyrulnyk, O., Nykyforchyn, H. Effect of Hydrogen-Assisted Strain Aging on Mechanical and Fracture Properties of Pipe Steel. Advances in Science Technology and InnovationOpen source preview, 2025, pp. 221–225