

УДК 622.692.4

КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ З ВИКОРИСТАННЯМ ОБЛАСТЕЙ ДОПУСТИМИХ РЕЖИМІВ І ГРАНИЧНИХ ЕНЕРГОЗАТРАТ

В. Я. Грудз

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. +380 (342) 4-21-57; e-mail: public@nung.edu.ua*

Наведено методи побудови областей допустимих режимів та граничних областей енерговитрат для компресорних станцій магістральних газопроводів при різних схемах роботи газоперекачувальних агрегатів. Показано принципи оптимізації режимів та оперативного керування роботою системи.

Ключові слова: *область допустимих режимів, гранична область енерговитрат, оптимізація.*

Системи магістрального транспорту газу є складними технічними системами, які характеризуються такими специфічними особливостями: великою територіальною протяжністю, величезною кількістю елементів, що формують систему, нестационарністю 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 (ГТС) 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 функціонують і критеріям керування характерні такі основні типи невизначеностей:

1. Невизначеність моделі ГТС як об'єкта керування, зв'язана з тим, що математична 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 оперативного 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 (МГ), компресорна станція (КС) і

лінійна ділянка (ЛД), газоперекачуючий агрегат (ГПА), вигідних для реалізації на ЕОМ і при цьому таких, які адекватно описують реальний процес.

2. Нестационарність 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 протирічливі. 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 невизначеностей, частина яких має стохастичний характер, а частина обумовлена факторами, які не мають випадкової природи. У відповідності з цим при створенні автоматизованих систем керування транспортом газу доцільне комплексне застосування ймовірнісних і детермінованих моделей елементів газотранспортних систем з тим, щоб максимально знизити ступінь невизначеності притаманний об'єкту керування.

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 дослідження, служать для ство-

рення 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 зміни можуть бути вибрані:

- 1) тиск на виході 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 $X(t) = X\{x_1(t), \dots, x_n(t)\}$ з n складовими $x_i(t)$. Вектор $Y(t) = Y(y_1 \dots y_n)$ 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

$$y_i(t) = a_i \{x_1(t), \dots, x_n(t)\}. \quad (1)$$

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 A 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 $\bar{A}(t)$.

Кількісною оцінкою ступеня близькості $A(t)$ і $\bar{A}(t)$ є функція $\rho[Y(t), \bar{Y}(t)]$, яка мінімізує розбіжність між реальним значенням виходу об'єкту і значенням, розрахованим на основі моделі. Оптимальною по критерію середнього ризику є оцінка $\bar{A}(t)$, при якій

$$M\{[y_i, ux_3], S \in T\} \notin \min A,$$

тут M – символ математичного сподівання; T – область спостереження випадкових величин $X(t)$ і $Y(t)$; x_3 – 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:

$$D\{y_i\} = D_1 + D_2,$$

де $D_1 = D\{M\{y_i, x_3, S \in T_x\}\}$, $D_2 = M\{D\{y_i, x_3, S \in T_x\}\}$.

Дисперсія D_1 являє собою ту частину загальної дисперсії вихідної змінної, яка зв'язана з впливом вхідної змінної x_3 при всіх значеннях $S \in T_x$. Друга частина загальної дисперсії D_2 зв'язана з впливом сукупності всіх решти змінних, крім врахованої x_3 .

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 (1), тому доцільно розглядати МГ як лінію послідовно з'єднаних елементів ГТС.

Операторами перетворення в даній моделі є компресорні станції (КС) і лінійні дільниці (ЛД), 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 елементи доцільно приймати компресорні станції та лінійні ділянки.

Для стаціонарного режиму роботи КС можна використовувати наступні співвідношення

$$\varepsilon^2 = a_1 - a_2 Q_{bc}^2 \quad (2)$$

або еквівалентні їм рівняння

$$P_n^2 = a_1 P_{bc}^2 - a_2 Q_{bc}^2, \quad (3)$$

$$\varepsilon^2 = a_1 + a_1 Q_{bc} + a_3 Q_{bc}^2, \quad (4)$$

де ε – степінь стиску газу; $P_n, P_{вс}$ – тиски на виході і вході КС; $Q_{вс}$ – 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 [1]

$$P_k^2 = P_n^2 - aQ_k^2, \quad (5)$$

де P_k – тиск газу в кінці ділянки; P_n – тиск газу на початку ділянки; Q_k – комерційна витрата газу на дільниці; a – коефіцієнт, що враховує параметри трубопроводу,

$$a = \frac{16 \cdot \rho_0^2 \cdot Z \cdot R \cdot T \cdot \lambda \cdot l}{\pi^2 \cdot D^5},$$

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 (2) або (3), (4) для КС.

При числовому рішенні систем рівнянь використовуються кінцеворізнцеві 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 [2,5], що можуть коректуватись по довжині і в часі їх застосування тим більше обґрунтовано, якщо врахувати, що точність вихідної інформації при розрахунках режимів невелика.

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 [1,2,5]. Програми, які реалізують запропоновані там алгоритми, широко використовуються на практиці. Однак ці алгоритми призначені для знаходження рішення однокритеріальної за-

дачі 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. Згортка 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 цільової функції по i -му критерію здійснюється для тих критеріїв, для яких виявились рівними значення $(i-1)$ -го критерію. 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 рішення. 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

$$\begin{aligned} \frac{n_0}{n} Q_{BC} &\geq 1,1 Q_{\min}, & \frac{n_0}{n} Q_{BC} &\leq Q_{\max}, \\ n_{\min} &\leq n \leq n_{\max}, & T &\leq T_{\max}, \\ P_H &\leq P_{\max}, & N &\leq N_{\max}, \end{aligned} \quad (6)$$

де n_0 – номінальне значення частоти обертання ротора нагнітача.

Область допустимих режимів (ОДР) будується для одного ГПА, або групи послідовно з'єднаних ГПА і далі 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 відповід-

ного елементу газотранспортної системи, що задовольняють технологічним обмеженням.

При побудові області допустимих режимів ГПА перш за все визначаються значення максимальної і мінімальної комерційної продуктивності $Q_{K \min}$ і $Q_{K \max}$ 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_{ec} – тиск на вході ГПА; T_{ec} – абсолютна температура на вході; n_{\min} , n_{\max} – граничні значення відносних обертів ротора нагнітача.

Інтервал $(Q_{K \min}, Q_{K \max})$ розбивається на дискрети, кількість котрих визначається вимогами до точності, одержаних результатів. Для кожної вузлової точки

$$Q_{K \min} \leq Q_{Ki} \leq Q_{K \max}, \quad i = 1 \dots m,$$

випишується 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 $\varepsilon_{\min i}$ визначається аналогічно, через $n_{i \min}$,

де Q_{BCi} – значення об'ємної витрати газу, що відповідає комерційній витраті Q_{ki} при заданих P_{ec} , T_{ec} ; A_0 , A_1 , A_2 – коефіцієнти апроксимації стандартної паспортної характеристики нагнітача.

В подальшому обчислюється значення тиску, температури на вході ГПА і потужності, яка споживається нагнітачем для обох точок. Якщо одержані результати задовольняють технологічним обмеженням (6), значення Q_{ki} і відповідні йому ε_{\min} і ε_{\max} і запам'ятовуються.

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, добуваються 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 ступені 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.

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 ізоморфізм між множиною допустимих режимів об'єкту і множиною точок ОДР можна тільки для ГПА, так як, точки ОДР цеху і КС можуть відповідати режиму 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.

Таким чином, в тих випадках, коли екстремальні значення головного критерію і критеріїв, які виступають обмеженнями, лежать на границі ОДР, перехід від одної постановки багатокритеріальної задачі оптимізації до другої досить простий. Дещо складніше стоїть справа 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 потре-

би. Розглянемо більш детально розрахунок оптимального по енергозатратах режиму для виконання фіксованого плану поставок.

В цьому випадку в якості функції мети можна використовувати сумарну потужність $\sum N$, 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 (7)

$$N = n_i^3 \cdot \rho (a_0 + a_1 \cdot Q_{BC} + a_2 \cdot Q_{BC}^2 + a_3 \cdot Q_{BC}^3), \quad (7)$$

де n_i – відносні оберти ротора нагнітача; ρ – густина газу; Q_{BC} – приведена об'ємна продуктивність агрегату; $\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ – коефіцієнти апроксимації паспортної характеристики по потужності для даного агрегату.

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 істинні значення n невідомі. Тому для обчислення енергозатрат прийнято використовувати термодинамічне співвідношення типу

$$N_i = \frac{\alpha}{a} Q_{Ki} (E^\alpha - 1), \quad (8)$$

де N – потужність, що споживається i -м цехом; Q_{Ki} – комерційна витрата газу через цех; α – коефіцієнт, який характеризує умови всмоктування; α і a обчислюються по формулах

$$\alpha = \frac{k-1}{\eta \cdot k}; \quad \alpha = \frac{k-1}{k} \eta_{\max},$$

де k – показник адіабати; η – політропний ККД нагнітача; η_{\max} – механічний ККД, який враховує витрати потужності в підшипниках, редукторі і т. ін.

В якості значень k, η, η_{\max} беруться, як правило деякі середні величини.

Витрата газу по цехах визначається із наступних співвідношень

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^l Q_{ki} = Q_{kc}, \\ \frac{Q_{ki}}{Q_{i\max} + Q_{i\min}} = const, \end{cases}$$

де l – кількість цехів КС; $Q_{i\min}$ і $Q_{i\max}$ – максимальна і мінімальна витрати газу по i -му цеху при фіксованій ступені стиску.

Звідки

$$Q_{ki} = \frac{Q_{kc}(Q_{i\max} + Q_{i\min})}{(Q_{i\max} + Q_{i\min})}$$

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 слідуєчого 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 $N_{\min}(Q)$, $N_{\max}(Q)$ по формулі (7). Таким чином будується область, яка обмежує значення енергозатрат, що відповідають допустимим режимам об'єкту, тобто вона є граничною областю по енергозатратах (ГОЕ).

Встановимо відповідність між областями з допомогою наступного співвідношення при фіксованому Q

$$N = N_{\min} + \frac{\lg\left(\frac{E}{E_{\min}}\right)(N_{\max} - N_{\min})}{\lg\left(\frac{E_{\max}}{E_{\min}}\right)} \quad (9)$$

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) основане на припущенні про лінійну залежність між значеннями потужності, що споживається, і логарифму ступені стиску у випадку одноступінчатого і багаступінчатого стискування газу. Доведення цього припущення базується на статичному аналізі регресійного рівняння

$$y = a_0 + a_1x, \quad (10)$$

де $y = N$, $x = \lg \varepsilon$, яке розглядається при фіксованому Q .

В якості критерію був прийнятий рівень статистичної адекватності лінійного регресивного рівняння (10) реальним даним, взятих із журналу стандартних характеристик центробіжних нагнітачів при різних значеннях n (швидкість обертання ротора).

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 функції мети.

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.

Література

1. Вольський Э.Л. Режимы работы магистрального газопровода / Э.Л. Вольський, И.М. Константинова. – М.: Недра, 1970. – 168 с.
2. Грудз В.Я. Енергетична ефективність використання високопотужних газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях багатониткових систем / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.І. Слободян // Нафтогазова енергетика. – 2010. – №2. – С. 30-33.
3. Грудз В.Я. Характеристика режимів роботи компресорних станцій магістрального газопроводу / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.І. Слободян // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – № 4. – 2010. – С. 124-126

4. Грудз Я.В. Энергоефективність газотранспортних систем / Я.В.Грудз. – Івано-Франківськ: Лілея НВ, 2012. – 186 с.
5. Трубопровідний транспорт газу / М.П.Ковалко, В.Я.Грудз, В.Б.Михалків та ін. – Київ, АренаЕКО, 2002. – 600 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 20.12.2013 р.
Рекомендовано до друку д.т.н., професором Тимківим Д.Ф.,
д.т.н., професором Говдяком Р.М. (м. Київ)*

MANAGEMENT BY MODES WORKS OF MAIN GAS PIPELINES WITH THE USE OF REGIONS POSSIBLE MODES AND MAXIMUM ENERGY EXPENSES

V. Y. Grudz

*Ivano-Frankivs'k National Technical University of Oil and Gas;
76019, Ivano-Frankivs'k, Carpats'ka str., 15;
ph. +380 (3422) 4-21-57; e-mail: public@nung.edu.ua*

The methods of construction of regions of the possible modes and maximum regions of energy expenses are resulted for the compressor stations of main gas pipelines at different charts of work of gas pumping aggregates over. Principles of optimization of the modes and operative management by work of the system are shown.

Key words: *region of the possible modes, maximum region of energy expenses, optimization.*