УДК 681.513.5:622.691.4

ВРАХУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ В ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РОБОТОЮ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ

М.І. Горбійчук, Я.І. Заячук

ІФНТУНГ, 76019,м.Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504521,
e-mail: ksm@nung.edu.ua

Стаття присвячена питанням розробки методу та алгоритмів оптимального керування процесом компримування природного газу. Розроблена методика ранжування газоперекачуючих агрегатів за їх технічним станом на основі методу нечіткого виводу. Для побудови математичних моделей процесу компримування газу вибраний індуктивний метод моделювання, заснований на принципі самоорганізації моделей.

Поставлено і вирішено завдання оптимального керування процесом компримування природного газу, виходячи з реального технічного стану нагнітачів, мінімальних витрат на процес і обмежень на технологічні параметри.

Програмне забезпечення завдання оптимального керування оформлене у вигляді прикладного програмного модуля, інтегрованого в Citect HMI верхнього рівня комп'ютерної системи управління ЛПУМГ.

Ключові слова: компресорна станція, відцентрові компресори, нечітка логіка, математичні моделі, критерій оптимальності, оптимізація, система управління.

Статья посвящена вопросам разработки метода и алгоритмов оптимального управления процессом компримирования природного газа. Разработана методика ранжирования газоперекачивающих агрегатов по их техническому состоянию на основе метода нечеткого вывода. Для построения математических моделей процесса компримирования газа избран индуктивный метод моделирования, основанный на принципе самоорганизации моделей.

Поставлена и решена задача оптимального управления процессом компримирования природного газа, исходя из реального технического состояния нагнетателей, минимальных расходов на процесс и ограничений на технологические параметры.

Программное обеспечение задачи оптимального управления оформлено в виде прикладного программного модуля, интегрированного в Citect HMI верхнего уровня компьютерной системы управления ЛПУМГ.

Ключевые слова: компрессорная станция, центробежные компрессоры, нечеткая логика, математические модели, критерий оптимальности, оптимизация, система управления.

The article deals with the methods and algorithms development for natural gas compression process optimal control. The following problems have been solved:

Mathematical models for natural gas compressors have been created on the basis of information gained in the process of the compressor's normal operating by means of the objective method of modeling;

Ranging of compressors according to their technical condition has been made by means of fuzzy logic method and load factors have been calculated that make possible to decrease expenses on natural gas transportation;

Compression station operating has been optimized on the basis of cost criterion that make possible to take into account power expenses on gas compression, technological parameter limits, and load factors;

The system of optimal control for natural gas compressor operating has been designed.

Software of optimal control system has been designed as the applied program module integrated in Citect HMI SCADA-system of control of natural gas compression process.

Keywords: compressor station, models, optimization, adaptation, algorithms, control system, fuzzy.

Вступ

У зв'язку з поступовим виснаженням енергоресурсів на нашій планеті проблема створення енергозберігаючих технологій стає все більш актуальною. Питання енергозбереження дуже гостро постає і для України, оскільки споживання енергії на одиницю валового продукту в 3-4 рази вище, ніж у країнах Західної Європи. Для виходу країни на самозабезпечення енергоресурсами необхідно знизити енергоємність нашої продукції та споживання природного газу принаймні на 40%.

Для транзиту природного газу до країн Західної та Центральної Європи Україна має розгалужену газотранспортну систему загальною протяжністю близько 35 тис. км. Для компенсації втрат тиску на магістральних газопроводах встановлено 72 компресорні станції (КС) загальною потужністю 5,4 млн. кВт. Витрати газу на власні потреби тільки по одній КС складають близько $32 \cdot 10^3$ ст.м^3/год. За цих умов важливого значення набувають питання раціонального використання енергоресурсів, які витрачаються на переміщення газу магістральними газопроводами.

Основний зміст

Встановлено, що на транспортування газу магістральними газопроводами необхідні значні енергетичні витрати, які складають 1,5–2% від об'єму транспортованого природного газу. Тому розроблення методики й алгоритмів оптимального керування роботою відцентрових нагнітачів (ВЦН) природного газу має практичне значення, оскільки їх реалізація дає змогу зменшити витрати на компримування природного газу.

Питанням оптимізації режимів роботи КС при досягненні мінімуму витрати паливного газу присвячено багато праць (Биков Г.О., Горбійчук М.І., Ковалів Є.О., Гордієнко І.А., Дудко П.Г., Старовойтов В.Г., Беккер М.В., Тевяшива О.А., Фролов В.А.) [1-5]. Проте автори не враховують технічний стан газоперекачувального обладнання, який з часом погіршується, і, відповідно, змінюються характеристики ГПА.

Головним завданням системи оптимального керування компресорним цехом (КЦ) є підтримання продуктивності на виході цеху при оптимальному розподілі навантаження між агрегатами і технологічними об'єктами, тобто визначення оптимального режиму ведення технологічного процесу, за якого сумарні витрати на експлуатацію групи паралельно включених ГПА з відцентровими нагнітачами мали б мінімальне значення з врахуванням впливів зовнішнього середовища та обмежень на технологічні параметри.

На сьогоднішній день все частіше формулюється такий критерій оптимальності [6-7]: підтримання продуктивності на виході цеху з розподілом навантаження між агрегатами, який забезпечує мінімізацію енергетичних затрат (витрати паливного газу). В цих роботах технічний стан визначається на основі одного показника, або коефіцієнта технічного стану ГТУ за потужністю, або на основі політропного к.к.д. нагнітача.

Проте ці показники не повною мірою визначають фактичний технічний стан газоперекачувального обладнання, тому розв'язок задачі не буде оптимальним. У зв'язку з цим актуальною постала задача оптимального керування процесом компримування природного газу з врахуванням реального технічного стану ГПА. Дослідження показали, що таке керування дає змогу зменшити на 0,19 грн витрати на транспортування 1000 ст.м^3 природного газу [8]. Метою даної роботи було підвищення ефективності керування технологічним процесом компримування природного газу шляхом зменшення споживання паливного газу із врахуванням реального технічного стану газоперекачувального обладнання.

З метою отримання експериментального матеріалу для побудови моделей нагнітачів природного газу були використанні природні зміни технологічних параметрів процесу компримування природного газу. Існуючі системи автоматизованого збору інформації про процес забезпечують архівування результатів вимірювання за тривалий проміжок часу. Вимірювання і реєстрація технологічних параметрів нагнітача здійснювалось за допомогою штатних технічних засобів, якими оснащена компресорна станція.

Розроблена методика вибору кроку дискретизації для технологічних параметрів процесу компримування природного газу з використанням існуючої системи збору інформації про хід технологічного процесу дає змогу оптимізувати об'єм вихідного експериментального матеріалу при побудові емпіричних математичних моделей процесу.

Методика обчислення основних параметрів, що визначають реальний стан газоперекачувального обладнання на основі його параметричної, вібро- та трібодіагностики, яка дає можливість ранжувати ГПА за технічним станом, полягає в наступному.

За основні параметри, які визначають технічний стан i-го ГПА, вибрано:

- швидкість накопичення продуктів спрацювання в моторній оливі, C_i;
- коефіцієнт технічного стану нагнітача за політропічним к.к.д., $K_i^{(н)}$;
- коефіцієнт технічного стану газотурбінного двигуна (ГТД) за потужністю, $K_i^{(Г)}$;
- віброшвидкість, $V_i^{(v)}$ та вібропереміщення, $S_i^{(v)}$.

При розробленні системи оптимального керування актуальною є задача врахування технічного стану кожного із нагнітачів. Для визначення ранжиру кожного нагнітача вибрано узагальнений коефіцієнт його технічного стану k_i^T.

Між параметрами, які визначають технічний стан, і величиною k_i^T існує певний зв'язок

$$k_i^T = f_i\left(C_i, K_i^{(н)}, K_i^{(Г)}, V_i^{(v)}, S_i^{(v)}\right).$$

Введемо такі позначення: $x_i^{(1)} = C_i$; $x_i^{(2)} = K_i^{(н)}$; $x_i^{(3)} = K_i^{(Г)}$; $x_i^{(4)} = V_i^{(v)}$; $x_i^{(5)} = S_i^{(v)}$. Тоді

$$k_i = f_i\left(x_i^{(1)}, x_i^{(2)}, x_i^{(3)}, x_i^{(4)}, x_i^{(5)}\right),\ i = \overline{1,N}.$$

Області зміни параметрів, які характеризують технічний стан ГПА, подамо у вигляді діапазонів:

$$X_i^{(k)} = \left[x_{i,min}^{(k)}; x_{i,max}^{(k)}\right],\ k = \overline{1,M},\ M = 5.$$

Аналогічно для вихідної змінної k_i будемо мати

$$K_i = \left[k_i^{(min)}; k_i^{(max)}\right],$$

де індексами min, max позначені нижні та верхні значення вхідних $x_i^{(k)}$ і вихідної k_i змінних.

Для оцінки лінгвістичних змінних використано якісні терми із терм-множин:

$$U_i^{(f)} = \left\{u_i^{(1)}, u_i^{(2)}, \dots, u_i^{(q_f)}\right\},$$

$$K_i^T = \left\{k_i^{(1)}, k_i^{(2)}, \dots, k_i^{(l_i)}\right\},$$

де: $U_i^{(f)}$, K_i^T – терм-множини вхідних $x_i^{(f)}$ та вихідної k_i^T змінних;

$x_i^{(f)}$ – одна із змінних $C_i, K_i^{(н)}, K_i^{(Г)}, V_i^{(v)}, S_i^{(v)}$;

$u_i^{(p)}$ – p-ий лінгвістичний терм вхідної змінної $x_i^{(f)}$, $p=\overline{1,q_f}$;

$k_i^{(s)}$ – s-ий лінгвістичний терм вихідної змінної k_i^T, $s=\overline{1,l_i}$;

q_f, l_i – кількість лінгвістичних термів змінних $x_i^{(f)}$ і k_i^T;

i – номер нагнітача;

f – номер змінної.

Якщо із елементів $u_i^{(p)}$, $k_i^{(s)}$ множин $U_i^{(f)}$, K_i поставити у відповідність певну нечітку множину $U_i^{(p)}$ та $K_i^{(s)}$, тоді процес фазифікації відбувається на основі нечітких правил [9-10]:

$R_i^{(j)}$: **якщо** ($x_i^{(1)}$ це $U_i^{(j1)}$ **і** $x_i^{(2)}$ це $U_i^{(j2)}$ … **і** $x_i^{(k)}$ це $U_i^{(jk)}$), **то** (k_i це $K_i^{(js)}$), $j=\overline{1,D}$, (1)

де: D – кількість нечітких правил;

$U_i^{(jp)}$, $K_i^{(js)}$ – елементи множин $U_i^{(p)}$ та $K_i^{(s)}$.

Увівши позначення

$$U_i = U_i^{(1)} \times U_i^{(2)} \times ... \times U_i^{(\eta_k)} \text{ та}$$

$$\left(x_i^{(1)}, x_i^{(1)}, ... x_i^{(M)}\right)^T = x_i \in X_i,$$

де $X_i = X_i^{(1)} \times X_i^{(2)} \times ... \times X_i^{(M)}$, а символом "$\times$" позначено декартовий добуток множин, правило (1) подамо у вигляді нечіткої імплікації

$$R_i^{(j)}: U_i^{(j)} \to K_i^{(j)}. \quad (2)$$

Це означає, що правило (2) можна інтерпретувати як нечітке відношення на множині $X_i \times K_i$, тобто $R_i^{(j)} \subseteq X_i \times K_i$ – нечітке відношення з функцією належності

$$\mu_{R_i^{(j)}} = \mu_{U_i^{(j)} \to K_i^{(j)}}\left(x_i, k_i\right). \quad (3)$$

На основі нечітких правил (1) необхідно прийняти певне рішення стосовно технічного стану ГПА. У відповідності з правилом modus ponens таке рішення визначається співвідношенням [3]:

$$k_i^{(j)} = U^{(j)} \circ R_i^{(j)}, \quad (4)$$

де "$\circ$" – символ операції композиції.

Якщо відомі функції належності $\mu_i\left(x_i^{(k)}\right)$, $i=\overline{1,N}$, то знайти функцію належності (3) можна за одним із правил [3]. Найчастіше використовують правило Мамдані, у відповідності з яким

$$\mu_{R_i^{(j)}} = \mu_i\left(x_i^{(1)}\right) \wedge \mu_i\left(x_i^{(2)}\right) \wedge \ldots \wedge \mu_i\left(x_i^{(M)}\right) =$$
$$= \min\left(\mu_i\left(x_i^{(1)}\right), \mu_i\left(x_i^{(2)}\right), \ldots, \mu_i\left(x_i^{(M)}\right)\right). \quad (5)$$

Формули (3)-(5) лежать в основі алгоритму нечіткого висновку Мамдані, основними етапами якого є [11]:

– формування бази правил системи нечіткого висновку;

– фазифікація вхідних змінних;

– агрегування підумов в нечітких правилах продукцій;

– активізація або композиція в нечітких правилах продукцій;

– акумулювання правил продукцій;

– дефазифікація.

Визначено необхідну кількість термів та побудовано їх функції належності. Для визначення кількості термів застосована методика подання невизначених вихідних даних, які описують процес як динамічний стохастичний об’єкт, що функціонує за умов апріорної та поточної невизначеності. Якщо відомі мінімальне $\underline{x}_i$ і максимальне $\overline{x}_i$ значення кожного сигналу, можна визначити інтервали, в яких знаходяться їх припустимі значення. Тоді кількість термів може бути визначена за формулою [12]

$$w_i = \frac{\overline{x}_i - \underline{x}_i}{R_i}, \quad (6)$$

де R_i – розмах контрольованого параметру.

Для побудови функцій належності був використаний метод, що, на відміну від відомого методу Сааті, не вимагає розв’язання характеристичного рівняння матриці парних порівнянь при знаходженні елементів їх власного вектора. Функції належності були обчислені з використанням рангових оцінок.

Кількість термів, яка потрібна для фазифікації технологічних параметрів в межах допуску, наведені у таблиці 1.

Таблиця 1 – Кількість термів, яка потрібна для фазифікації параметрів у межах допуску

Назва параметра	Кіл-сть термів
Швидкість накопичення продуктів спрацювання в моторній оливі	4
Коефіцієнт технічного стану нагнітача за політропним к.к.д.	5
Коефіцієнт технічного стану ГТД за потужністю	5
Віброшвидкість	5
Індекс концентрації оксидів азоту і вуглецю у викидних газах	5

Як видно із таблиці, для більшості параметрів необхідна кількість термів рівна 5. Тому, для опитування експертів було використано розбиття усіх параметрів на п’ять термів:

– «low» (низький) – L;

– «middlelow» (середньо-низький) – ML;

– «middle» (середній) – M;
– «middlehigh» (середньо-високий) – MH;
– «high» (високий) – H.

Функції належностей вхідних $x^{(1)}, x^{(2)}, x^{(3)}, x^{(4)}, x^{(5)}$, та вихідного k^T параметрів побудовано з використанням таких методів: статистична обробка тверджень кількох експертів; метод парних порівнянь, який виконується одним експертом; метод нечіткої кластеризації. При цьому дані множини: множина термів $L = \{L, ML, M, MH, H\}$ та універсальні множини параметрів:

$$U_1 = \{[0, 0.1),[0.1, 0.3),[0.3, 0.5),[0.5, 0.7),[0.7, 1)\};$$

$$U_2 = \{[0.7, 0.76),[0.76, 0.82),[0.82, 0.88), [0.88, 0.94),[0.94, 1)\};$$

$$U_3 = \{[0.7, 0.76),[0.76, 0.82),[0.82, 0.88), [0.88, 0.94),[0.94, 1)\};$$

$$U_4 = \{[0, 2),[2, 4),[4, 7),[7, 10),[10, 12)\};$$

$$U_5 = \{[0, 0.5),[0.5, 1.0),[1.0, 1.5),[1.5, 2.0),[2.0, 2.3)\};$$

$$U_6 = \{[0.5, 0.6),[0.6, 0.7),[0.7, 0.8),[0.8, 0.9),[0.9, 1)\}.$$

Експертами були технологи-оператори компресорних станцій. Кожен експерт заповнив анкету, в якій виклав свою думку про наявність у елементів властивостей нечіткої множини.

На основі цих даних були побудовані функції належності термів вхідних та вихідного параметрів. Створені відповідності між функціями належності μ_{li}, і правилами керування P_{li} , та сформульовані відповідні правила.

За результатами експериментальних досліджень та використовуючи методику ранжування можна отримати значення узагальнених коефіцієнтів технічного стану ГПА $k_i^{(T)}$. На основі цих значень визначаються коефіцієнти завантаження для i-го ГПА за формулою:

$$k_i = \frac{k_i^T}{\sum_{i=1}^{N} k_i^T}. \qquad (7)$$

Запропонований метод ранжування ГПА за їх технічним станом дає змогу розробити спосіб оптимального розподілу навантаження між паралельно працюючими агрегатами з врахуванням їх технічного стану, що дозволить економити енергетичні витрати на компримування природного газу.

Для побудови математичних моделей процесу компримування газу обрано індуктивний метод моделювання, який заснований на принципі самоорганізації і мінімального обсягу апріорної інформації про об’єкт [13]. Характерною особливістю індуктивного методу побудови оптимальних моделей є те, що початкова вибірка експериментальних даних розбивається на три множини: множина A – навчальна; множина B – перевірочна і множина C – екзаменаційна. Множина A слугує для визначення коефіцієнтів моделей. Для того, щоб отримати однозначну модель, додатково формулюють зовнішні критерії як на множині B, так і на множині C. До таких критеріїв відносять: критерій регулярності $\Delta^2(B)$ та критерій зміщення моделі $n^2_{зм}$. При реалізації індуктивного методу моделювання допускається, що модель об’єкта задана у вигляді поліноміальної залежності

$$y = \sum_{t=1}^{Y} a_t \prod_{k=1}^{r} u_k^{\alpha_{kt}}, \ \sum_{k=1}^{r} \alpha_{kt} \le j, \qquad (8)$$

де: Y – кількість експериментальних точок;

a_t – коефіцієнти моделі;

α_{kt} – степені аргументів, які рівні 0, 1, …, j і задовольняють вказаному обмеженню;

r – кількість аргументів моделі (вхідних змінних об’єкта).

Для реалізації розробленого алгоритму побудови моделі оптимальної складності як приклад розглянуто визначення залежності температури природного газу на виході із ВЦН T_{out} від таких технологічних параметрів, як частота обертання вала нагнітача $n_н$, температура природного газу на вході в нагнітач T_{in}, ступінь підвищення тиску природного газу в нагнітачі ε, тиск природного газу на вході в нагнітач P_{in}, температура T_c та тиск P_c навколишнього середовища. Прийняті такі позначення: $y = T_{out}$; $u_1 = T_{in}$; $u_2 = n_н$; $u_3 = \varepsilon$; $u_4 = P_{in}$; $u_5 = T_c$, $u_6 = P_c$ та вибрано модель, у якій $j \le 2$.

Для побудови моделі оптимальної складності був вибраний критерій зміщення, а кількість моделей, що підлягали відбору – три. Розподіл даних спостережень проведено у такий спосіб: $A = 0,5Y$; $B = 0,4Y$; $C = 0,1Y$. Було отримано три моделі:

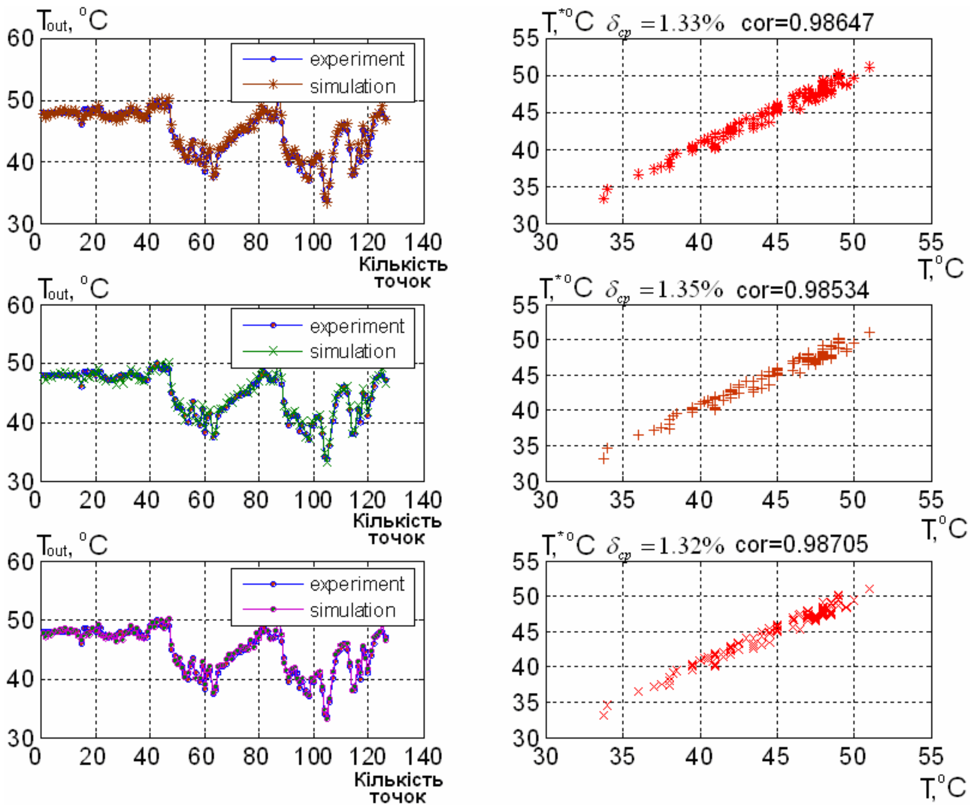
$$y = a_0 + a_2u_2 + a_5u_5 + a_8u_1u_2 + a_9u_2^2 + a_{11}u_2u_3 + a_{12}u_3^2 + a_{16}u_1u_5 + a_{18}u_2u_5 + a_{21}u_5^2 + a_{23}u_2u_6 + a_{25}u_4u_6, \qquad (9)$$

$$y = a_0 + a_3u_3 + a_7u_1^2 + a_8u_1u_2 + a_{12}u_3^2 + a_{14}u_2u_4 + a_{17}u_1u_5 + a_{22}u_1u_6, \qquad (10)$$

$$y = a_0 + a_1u_1 + a_2u_2 + a_5u_5 + a_8u_1u_2 + a_9u_2^2 + a_{11}u_2u_3 + a_{12}u_3^2 + a_{18}u_2u_5 + a_{21}u_5^2 + a_{23}u_2u_6 + a_{15}u_4u_6 + a_{27}u_6^2, \qquad (11)$$

які майже з однаковою точністю апроксимують вихідні дані (рис. 1 та табл. 2).

Аналіз моделей (9) – (11) свідчить, що поліноміальна модель (10) має найменшу кількість доданків і включає всі шість вхідних змінних, а це є одним із вирішальних факторів, оскільки він визначає придатність моделі для розв'язання задачі оптимального розподілу навантаження між агрегатами.



T^{*} – експериментальні значення температури;
T – обчислені значення температури; cor – коефіцієнт кореляції

Рисунок 1 – Апроксимація температури на виході із нагнітача за критерієм зміщення

Таблиця 2 – Значення коефіцієнтів полінома

Коефіцієнти моделей	Моделі ГПА оптимальної складності			Коефіцієнти моделей	Моделі ГПА оптимальної складності		
	1 модель	2 модель	3 модель		1 модель	2 модель	3 модель
a_0	0,1885	0,0143	0,1291	a_{14}	0	-0,1510	0
a_1	0	0	0,4101	a_{15}	0	0	0
a_2	0,4814	0	0,3991	a_{16}	0,1333	0	0
a_3	0	1,1149	0	a_{17}	0	0,1213	0
a_4	0	0	0	a_{18}	0,3041	0	0,4731
a_5	-0,2315	0	-0,2827	a_{19}	0	0	0
a_6	0	0	0	a_{20}	0	0	0
a_7	0	-0,2023	0	a_{21}	-0,2117	0	-0,2167
a_8	0,2650	0,4781	-0,1958	a_{22}	0	0,1124	0
a_9	-1,6461	0	-1,4218	a_{23}	0,7905	0	0,7882
a_{10}	0	0	0	a_{24}	0	0	0
a_{11}	2,662	0	2,5623	a_{25}	0,3226	0	0,3313
a_{12}	-0,8860	-0,3797	-0,8637	a_{26}	0	0	0
a_{13}	0	0	0	a_{27}	0	0	-0,2167

Аналогічні алгоритми побудови моделей оптимальної складності виконані для визначення залежностей продуктивності нагнітача Q, витрати паливного газу G та температури відпрацьованих газів на виході турбіни низького тиску (ТНТ) T_v.

Оскільки станції мають надлишкову потужність, працюють не всі агрегати, а тільки їх частина, тому виникає необхідність вибору кількості агрегатів, які повинні працювати паралельно і забезпечувати задану продуктивність станції. Окрім цього, для заданої продуктивності компресорної станції необхідно досягти оптимального розподілу потоків газу між окремими нагнітачами. А це – задача вибору робочих режимів окремих агрегатів за умови, що будуть забезпечені мінімальні енергетичні витрати на їх експлуатацію з врахуванням технічного стану ГПА (ранжування агрегатів).

Задача оптимального керування складається із кількох підзадач. На першому етапі розв'язана підзадача визначення коефіцієнтів технічного стану кожного із нагнітачів. На другому етапі розв'язана підзадача вибору необхідної кількості агрегатів з врахуванням їх технічного стану за умови, що забезпечується задана продуктивність компресорної станції.

На третьому етапі розраховані коефіцієнти завантаження кожного із нагнітачів та знайдені режими їх роботи, які забезпечують необхідну продуктивність станції, з врахуванням обмежень на технологічні параметри та загальні мінімальні енергетичні витрати на експлуатацію агрегатів.

Для КС із газотурбінним приводом нагнітачів витрати на компримування природного газу складаються із вартостей газу, який спалюється в ГТУ, і виражаються таким співвідношенням:

$$\min : J = C_Г \sum_{i=1}^{m} G_i , \qquad (12)$$

де: J – вартість роботи групи із m агрегатів, віднесена до одиниці часу;

$C_Г$ – вартість одиниці об'єму природного газу;

G_i – витрата паливного газу, віднесена до стандартних умов, яку споживає i-ий агрегат.

Кількість компресорів повинна бути такою, щоб забезпечити задану продуктивність компресорної станції.

Компресорна станція як об'єкт керування є складним комплексом агрегатів, режим роботи яких необхідно змінювати при коливанні відбору природного газу вздовж траси магістрального трубопроводу. З цією метою в технологічних схемах КС передбачений такий параметр керування, як зміна частоти обертання ротора нагнітача.

Тому завданням оптимізації є вибір частоти обертання ротора нагнітача, виходячи із мінімізації критерію оптимальності (12). Такий вибір повинен здійснюватись з врахуванням цілого ряду обмежень на процес компримування природного газу.

У відповідності з технологічним режимом необхідно обмежити температуру природного газу на виході із нагнітача T_{out}, температуру продуктів згорання на виході ТНТ T_v. Для безпомпажної роботи нагнітачів повинна бути обмежена нижня частота обертання ротора для компресорного агрегату. Таким чином:

$$T_{out} \le T_{out}^{(\max)} , \qquad (13)$$

$$T_v \le T_v^{(\max)} , \qquad (14)$$

$$n_i^{(\min)} \le n_i \le n_i^{(\max)} , \qquad (15)$$

де: $T_{out}^{(\max)}$, $T_v^{(\max)}$ – максимально допустимі значення величин T_{out} та T_v;

n_i – частота обертання ротора i-го нагнітача природного газу;

$n_i^{(\min)}$, $n_i^{(\max)}$ – нижнє і верхнє обмеження на частоту обертання ротора i-го нагнітача.

При виконанні обмежень (13)-(15) повинна виконуватись вимога забезпечення заданої продуктивності КС

$$Q = m \sum_{i=1}^{m} k_i Q_i \left(n_i \right) , \qquad (16)$$

де k_i – коефіцієнт завантаження i-го нагнітача, і $0 \le k_i \le 1$.

Таким чином, оптимізація процесу компримування природного газу зводиться до знаходження мінімуму функціоналу (12) з врахуванням обмежень (15) і (16). При цьому в обмеженні (16) враховується технічний стан i-го ГПА через його відносний показник оцінки технічного k_i.

Задача (12)–(16) є задачею нелінійного програмування, для розв'язання якої можна застосувати прямі або непрямі методи.

У прямих методах безпосередньо використовують обмеження на змінні і пошук оптимального рішення здійснюють шляхом генерації послідовності значень $n_i^{(k)}$, $i = \overline{1,m}$, $k = 0,1,2,...$ таких, що критерій оптимальності (10) зменшує своє значення в міру зростання k. Серед непрямих методів найчастіше використовують метод проекції градієнтів [14], метод змінного допуску [15] та метод Бокса [16].

У задачі нелінійного програмування обмеження утворюють деяку область Ω. Програмна реалізація методу починається з вибору деякої початкової точки $\overline{n}^{(0)}$, яка повинна бути внутрішньою точкою області Ω. Якщо $\overline{n}^{(0)}$ внутрішня точка області Ω, то метод, що розглядається, зводиться до градієнтного методу

$$\overline{n}^{(k+1)} = \overline{n}^{(k)} + a_k \overline{p}_k ,$$

де $\overline{p}_k$ – напрямок руху до оптимальної точки, який визначається з використанням інформації про градієнт функції.

У процесі руху до оптимальної точки відбувається вихід на границю області Ω. Подальший рух точки у вибраному напрямку – $\overline{p}_k$ може призвести до порушення обмежень задачі (вихід за межі області Ω). Тому вектор $\overline{p}_k$ проектується на лінійне утворення L_k, яке апроксимує ділянку границі у точці $\overline{n}_k$. Рухаючись у напрямку, протилежному проекції $\overline{p}_k$ на L_k, знаходять точку $\overline{n}^{(k+1)}$, у якій $J\left(\overline{n}^{(k+1)}\right) < J\left(\overline{n}^{(k)}\right)$; приймають за початкове наближення и продовжують обчислювальний процес. Відмітимо, що алгоритм проекції градієнтів працює задовільно лише у тому випадку, коли допустиму область Ω утворюють обмеження типу нерівностей. Остання обставина не є суттєвим обмеженням на використання методу, оскільки будь-яку рівність, яка виступає як обмеження у задачі оптимізації, можна подати у вигляді двох нерівностей.

У методі змінного допуску на певному k-ому кроці обчислень можливий вихід за межі допустимої області Ω. При цьому точка, яка знаходиться поза областю Ω, повинна бути близькою до допустимих. Точки, які знаходяться поза областю Ω, але близькі до допустимих, називають майже допустимими точками [15]. У процесі розв'язку задачі оптимізації віддалі між допустимими і майже допустимими точками скорочується, так що при $k \to \infty$ отримуємо оптимальну точку, яка належить області Ω. За такою стратегією оптимізаційного пошуку задачу (12)–(16) можна замінити простішою задачею [15]

$$\min : J\left(\overline{n}\right) \tag{17}$$

при обмеженнях

$$\Phi^{(k)} - \Gamma\left(\overline{n}\right) \geq 0, \tag{18}$$

де: $\Phi^{(k)}$ – значення критерію змінного допуску на k-ому кроці обчислень;

$\Gamma\left(\overline{n}\right)$ – позитивно визначений функціонал над множиною всіх функцій, які задають обмеження як у вигляді рівностей, так і у вигляді нерівностей.

Для розв'язання сформульвоаної задачі, яка еквівалентна початковій задачі (12)–(16), можна застосувати метод аналогічний методу Нелдера-Міда [17]. У цьому випадку функція вибирається такою, щоб координати точок були вершинами здеформованого багатогранника у m мірному просторі. Якщо s число рівностей в обмеженнях задачі оптимізації, то $r = m - s$ число ступенів свободи критерію оптимальності $J\left(\overline{n}\right)$ Тоді $\Phi^{(k)} = \Phi^{(k)}\left(n_1^{(k)}, n_2^{(k)}, ..., n_{r+1}^{(k)}, n_{r+2}^{(k)}\right)$, тобто точки $n_1^{(k)}, n_2^{(k)}, ..., n_{r+1}^{(k)}, n_{r+2}^{(k)}$ є вершинами здеформованого многогранника E^m.

Функція Φ є критерієм, який характеризує порушення обмежень впродовж всього ітераційного процесу обчислень. Крім того, вона є критерієм, який дає змогу визначити момент закінчення процесу розв'язання задачі оптимізації. Не існує єдиного способу вибору функції Φ. У [15] наведено один із можливих способів вибору такої функції:

$$\Phi^{(k)} = min\left(\Phi^{(k-1)}, \theta^{(k)}\right),$$

$$\Phi^{(0)} = 2\left(s+1\right)l,$$

де: l – величина, яка визначає розмір початкового багатогранника;

$$\theta^{(k)} = \frac{s+1}{r+1}\sum_{i=1}^{r+1}\left(\overline{n}_i^{(k)} - \overline{n}_{r+1}^{(k)}\right);$$

$\overline{n}_{r+1}^{(k)}$ – вектор, який визначає положення вершини, що відповідає центру ваги поточного багатогранника [17].

Величина $\theta^{(k)}$ залежить від розмірів поточного багатогранника, які можуть залишатись незмінними, збільшуватись або зменшуватись в залежності від того, яка із чотирьох операцій (відображення, розтяг, стиснення, редукція) використовується для переходу від $\overline{n}^{(k)}$ до $\overline{n}^{(k+1)}$.

Якщо в задачі оптимізації (12) – (16) через $h_i\left(\overline{n}\right)$ позначити обмеження типу рівностей, а через $g_j\left(\overline{n}\right)$ обмеження типу нерівностей, то згідно з [15]

$$\Gamma\left(\overline{n}\right) = \left(\sum_{i=1}^{s} h_i^2\left(\overline{n}\right) + \sum_{j=s+1}^{K} \pi_i g_i^2\left(\overline{n}\right)\right)^{1/2}, \tag{19}$$

де: K – загальне число обмежень в задачі оптимізації;

π_i – функція Хевисайта, яка володіє наступною властивістю:

$\pi_i = 0$ при $g_i\left(\overline{n}\right) \geq 0$ і $\pi_i = 1$ при $g_i\left(\overline{n}\right) < 0$.

Функція $J\left(\overline{n}\right)$ володіє властивістю, яка безпосередньо випливає із формули (19): якщо сума $\sum_{i=1}^{s} h_i^2\left(\overline{n}\right)$ є опуклою, а всі функції $g_j\left(\overline{n}\right)$ – вигнуті, то $\Gamma\left(\overline{n}\right) = 0$ має глобальний мінімум у будь-якій точці, яка належить області Ω. Ця властивість функції $\Gamma\left(\overline{n}\right)$ дає змогу використовувати її як індикатор належності точки $\overline{n}^{(k)}$ до допустимого розв'язку: якщо $\Gamma\left(\overline{n}\right) = 0$, то $n^{(k)} \in \Omega$; у випадку, коли $\Gamma\left(\overline{n}\right) > 0$ $n^{(k)} \notin \Omega$. При цьому суттєвим є те, що при малих значеннях $\Gamma\left(\overline{n}\right)$ точка $\overline{n}^{(k)}$ знаходиться неподалік від області Ω, якщо ж значення $\Gamma\left(\overline{n}\right)$ є досить великим, то точка $\overline{n}^{(k)}$ лежить на значній віддалі від межі допустимої області.

У процесі обчислень позитивно визначена функція $\Phi^{(k)}$ монотонно зменшує своє значення. В той же час $\theta^{(k)}$ може зростати або зменшуватись, але з наближенням до екстремальної точки і $\theta^{(k)}$, та $\Phi^{(k)}$ прямують до нуля.

Якщо при використанні методу Нелдера-Міда подальше зменшення критерію оптимальності неможливе внаслідок використанні операції відображення, то вершини здеформованого многогранника поступово наближаються до тої вершини, яка відповідає найменшому значенню критерію оптимальності.

Метод Бокса є модифікацією здеформованого багатогранника і призначений для розв'язання задач оптимізації з обмеженнями-нерівностями [16].

Програмна реалізація методу Бокса починається з вибору першої величини початкового багатогранника, якою може бути будь-яка допустима точка області Ω. Координати інших η -1 ($\eta = m+1$) вершин багатогранника визначаються співвідношенням

$n_{ij}^{(k)} = n_{i,\min} + \beta_j^{(k)}\left(n_{i,\max} - n_{i,\min}\right)$, $i=\overline{1,m_н}$, $j=\overline{2,\eta}$,

де $\beta_j^{(k)}$ – випадкове число, яке рівномірно розподілене на інтервалі $[0;1]$.

Отримані у такий спосіб точки (вершини багатогранника) задовольняють обмеженню (15), але частина обмежень $g_j\left(\overline{n}\right) \geq 0$ може бути порушена. У такому випадку недопустима точка (вершина) замінюється новою, яка лежить посередині відрізка, що з'єднує недопустиму точку з центром ваги вибраних допустимих вершин багатогранника. Остання операція повторюється до виконання всіх обмежень задачі. У подальшому, як і у методі здеформованого багатогранника, вершина, у якій критерій оптимальності приймає найбільше значення, замінюється новою вершиною у результаті операції відображення [17]. Точка $\overline{n}_p^{(k)}$, яка отримана у результаті виконання операції відображення і яка замінює вершину $\overline{n}_h^{(k)}$ з найбільшим значенням критерію оптимальності, визначається за формулою

$$\overline{n}_p^{(k)} = (\mu+1)\overline{n}_j^{(k)} + \mu\overline{n}_h^{(k)},$$

де μ – коефіцієнт відображення.

Метод прямого пошуку, як і всі безградієнтні методи, має меншу швидкість збіжності порівняно з градієнтними методами.

При реалізації непрямих методів здійснюється перетворення задачі нелінійного програмування за наявності обмежень в одну або еквівалентну послідовність задач без обмежень.

Одним із найвідоміших методів розв'язку задач оптимізації з обмеженнями-рівностями і обмеженнями нерівностями є комбінований метод штрафних і бар'єрних функцій [18], у відповідності з яким задача на умовний мінімум замінюється еквівалентною їй задачею без обмежень

$$L(\rho,\overline{n}) = J\left(\overline{n}\right) - \rho\sum_{i=1}^{s}\ln g_i\left(\overline{n}\right) + \frac{1}{\rho}s\sum_{j=s+1}^{K}h_i^2\left(\overline{n}\right). \quad (20)$$

У цій формулі величина ρ повинна зменшувати своє значення в ітераційному процесі обчислень.

Даний метод має ряд обмежень, що знижує його ефективність при розв'язку задач оптимізації. По-перше, функції $g_i\left(\overline{n}\right)$ і $h_j\left(\overline{n}\right)$ повинні бути гладкими; по-друге, нерівності-обмеження утворюють область Ω, яка має бути опуклою. Крім того, погана обумовленість матриці Гессе функції $L(\rho,\overline{n})$ зумовлює погану збіжність у міру наближення до точки мінімуму. Одним із ефективних методів розв'язку таких задач є метод модифікованих функцій Лагранжа [19, 20].

У процесі синтезу модифікованої функції Лагранжа обмеження-рівності завжди враховуються однаково, а для обмежень-нерівностей можливі варіанти. Бертсеканс Д. запропонував [20] модифіковану функцію Лагранжа для задачі оптимізації, яка вміщує як обмеження-рівності, так і обмеження-нерівності:

$$L_c\left(\overline{n},\overline{\lambda},\overline{\mu}\right) = J\left(\overline{n}\right) + \sum_{i=1}^{m}\lambda_i h_i\left(\overline{n}\right) + \frac{c}{2}\sum_{i=1}^{m}h_i^2\left(\overline{n}\right) + \\ + \frac{1}{2c}\sum_{j=m+1}^{K}\left(\left(\max\left[0,\mu_j + c\tilde{g}_j\left(\overline{n}\right)\right]\right)^2 - \mu_j^2\right), \quad (21)$$

де $\tilde{g}_j\left(\overline{n}\right) = -g_j\left(\overline{n}\right) \leq 0$.

За умови гладкості функцій $h_i\left(\overline{n}\right)$ і $g_j\left(\overline{n}\right)$ функціонал (21) є неперервною і має похідні за своїми змінними [20], на відміну від функціоналу (20), похідні якого мають розрив на межі області Ω.

Алгоритм розв'язку задачі оптимізації з використанням методу модифікованих множників Лагранжа передбачає вибір такої послідовності c_k, $k = 0,1,2,...$, за якої значення c_k збільшується у процесі ітераційного обчислення.

Множники λ_i та μ_j визначаються такими рекурентними співвідношеннями [20]:

$$\lambda_i^{(k+1)} = \lambda_i^{(k)} + c_k h_i\left(\overline{n}\left(\overline{\lambda}^{(k)},\overline{\mu}^{(k)},c_k\right)\right),\ i=\overline{1,m}; \quad (22)$$

$$\mu_j^{(k+1)} = \max\left[0,\mu_j^k + c\tilde{g}_j\left(\overline{n}\left(\overline{\lambda}^{(k)},\overline{\mu}^{(k)},c_k\right)\right)\right],$$

$$\mu_j^{(k)} \geq 0,\ j=\overline{m+1,K},\ k=0,1,2,... . \quad (23)$$

Якщо $\overline{n}\left(\overline{\lambda}^{(k)},\overline{\mu}^{(k)},c_k\right)$ прямує до свого оптимального значення $\overline{n}^*$, то ряд обмежень-нерівностей перетворюються в обмеження-рівності (активні обмеження). Інші обмеження-нерівності будуть строгими нерівностями (пасивні обмеження) і, як це випливає із (23), відповідні множники Лагранжа $\mu_j^{(k)}$ приймуть нульове значення.

Успішна програмна реалізація методу модифікованих множників Лагранжа можлива лише при виконанні ряду умов [20]:

– починаючи з деякої ітерації, c_k повинно бути більшим деякого порогового значення. Тільки за цієї умови модифікований метод функцій Лагранжа володіє вищою збіжністю, ніж комбінований метод штрафних і бар'єрних функцій;

– початкове значення параметру c_0 повинно бути не досить великим. При великому значенні c_0 перша ж допоміжна задача може бути погано обумовленою;

– не рекомендується c_k збільшувати надто швидко. Це може призвести до того, що на перших же ітераціях метод буде непрацездатним;

– не можна c_k збільшувати надто повільно, особливо на початкових ітераціях, щоб не допустити розбіжності ітераційного процесу.

Таким чином, як комбінований метод штрафних і бар'єрних функцій, так і метод модифікованих функцій Лагранжа дають змогу початкову задачу з обмеженнями-рівностями та обмеженнями-нерівностями звести до задачі безумовної оптимізації за допомогою методу штрафних і бар'єрних функцій чи методу модифікованих функцій Лагранжа. Для розв'язання таких задач використовують ітераційний процес, на кожній ітерації якого розв'язують задачу оптимізації, яка залежить від параметра c або ρ. Не існує формалізованих правил вибору цих параметрів. Для кожної задачі оптимізації параметри c і ρ доводиться підбирати індивідуально, послуговуючись досвідом і інтуїцією дослідника, а також певними загальними міркуваннями.

Після того, як здійснений перехід від задачі умовної оптимізації до задачі безумовної оптимізації, для розв'язку останньої можна скористатись одним із методів пошуку мінімуму функції багатьох змінних. З цією метою доцільно скористатись добре розробленими градієнтними методами [14-15]. Використання градієнтних методів для пошуку оптимального розв'язку функціоналу (20) пов'язане з певними труднощами, які зумовлені тим, що на межі допустимої області Ω частина часткових похідних від $L(\rho,\bar{n})$ за змінними n_i мають розриви. Крім того, в околі оптимальної точки матриця Гессе функціоналу (20) погано обумовлена, що робить алгоритм, який синтезований на основі методу штрафних і бар'єрних функцій, малоефективним для розв'язку задач на умовний мінімум. Цих недоліків позбавлений модифікований метод множників Лагранжа. Основна трудність у його застосуванні – це досить складний вираз фунціоналу (21) і відсутність формалізованого правила вибору параметра c. Першу трудність можна обійти, якщо скористатись безградієнтними методами пошуку оптимального розв'язку задачі (21), використавши, наприклад, метод Нелдера-Міда [17] або скориставшись методом генетичних алгоритмів [21].

Враховуючи складність прямого і непрямого методів розв'язку задачі (12) – (16), слід розробити ефективні методи пошуку її оптимальних значень n_i^*, $i=\overline{1,m}$.

Аналіз критерію оптимальності (12) та обмежень свідчить, що під оператором суми знаходяться функції, кожна із яких є функцією лише однієї змінної n_i. Функції типу (12) і (15) мають назву сепарабельних, а задача оптимізації, де присутні тільки сепарабельні функції, – задачею сепарабельного програмування [14].

Із фізичного змісту функцій $G_i(n_i)$ і $Q_i(n_i)$ (зі збільшенням числа обертів ротора i-го нагнітача природного газу зростає витрата технологічного газу та збільшується продуктивність нагнітача) випливає, що названі функції є опуклими при $n_i \in [n_{i\min}; n_{i\max}]$, $i=\overline{1,m_н}$. Вказана властивість функцій $G_i(n_i)$ і $Q_i(n_i)$ дозволяє реалізувати спрощений алгоритм [17] розв'язку задачі (12)–(16).

Для цього відрізок $[n_{i\min}; n_{i\max}]$ розіб'ємо на N_i, $i=\overline{1,m_1}$ рівних частин, тобто k-ту точку розбиття визначимо за допомогою наступного співвідношення:

$$x_i^{(k)} = x_i^{(k-1)} + \Delta_i,\ k=\overline{1,N_i},$$

де $x_i^{(0)} = n_{i\min}$; $\Delta_i = \dfrac{n_{i\max} - n_{i\min}}{N_i}$.

Залежності $G_i(n_i)$ і $Q_i(n_i)$ будемо апроксимувати ламаними лініями, кожен i-тий відрізок яких на осі абсцис утворює проекцією $\left[x_i^{(k-1)}; x_i^{(k)}\right]$. Позначимо через $\alpha_{iG}^{(k)}$ і $\alpha_{iQ}^{(k)}$ кути нахилу i-тих відрізків до осі абсцис, а через $n_i^{(k)}$ – зміну змінної n_i на інтервалі $\left[x_i^{(k-1)}; x_i^{(k)}\right]$. Тоді

$$G_i(n_i) \cong \sum_{k=1}^{N} \alpha_{iG}^{(k)} n_i^{(k)} + G_i\left(x_i^{(0)}\right),$$

$$Q_i(n_i) \cong \sum_{k=1}^{N} \alpha_{iQ}^{(k)} n_i^{(k)} + Q_i\left(x_i^{(0)}\right),$$

$$n_i = \sum_{k=1}^{N_i} n_i^{(k)},$$

за умови, що

$$0 \le n_i^{(k)} \le x_i^{(k)} - x_i^{(k-1)}.$$

Таким чином, замість задачі (12)–(16) розв'язуватимемо таку задачу:

$$J(\bar{n}) = \sum_{i=1}^{m_н} \left(\sum_{k=1}^{N_i} \alpha_{iG}^{(k)} n_i^{(k)} + G_i\left(x_i^{(0)}\right) \right),$$

при обмеженнях

$$\sum_{i=1}^{m_н} k_i \left(\sum_{k=1}^{N_i} \alpha_{iQ}^{(k)} n_i^{(k)} + Q_i\left(x_i^{(0)}\right) \right) = q,$$

$$0 \le n_i^{(k)} \le x_i^{(k)} - x_i^{(k-1)},\ k=\overline{1,N_i},$$

де : $\alpha_{iG}^{(k)} = \dfrac{G_i\left(x_i^{(k)}\right) - G_i\left(x_i^{(k-1)}\right)}{x_i^{(k)} - x_i^{(k-1)}}$;

$$\alpha_{iQ}^{(k)} = \frac{Q_i\left(x_i^{(k)}\right) - Q_i\left(x_i^{(k-1)}\right)}{x_i^{(k)} - x_i^{(k-1)}}.$$

Отримана задача може бути розв'язана одним із варіантів симплекс-методу, який призначений для розв'язання задач з обмеженими зверху змінними [22]. При цьому немає необхідності дотримуватись правила обмеженого вве-

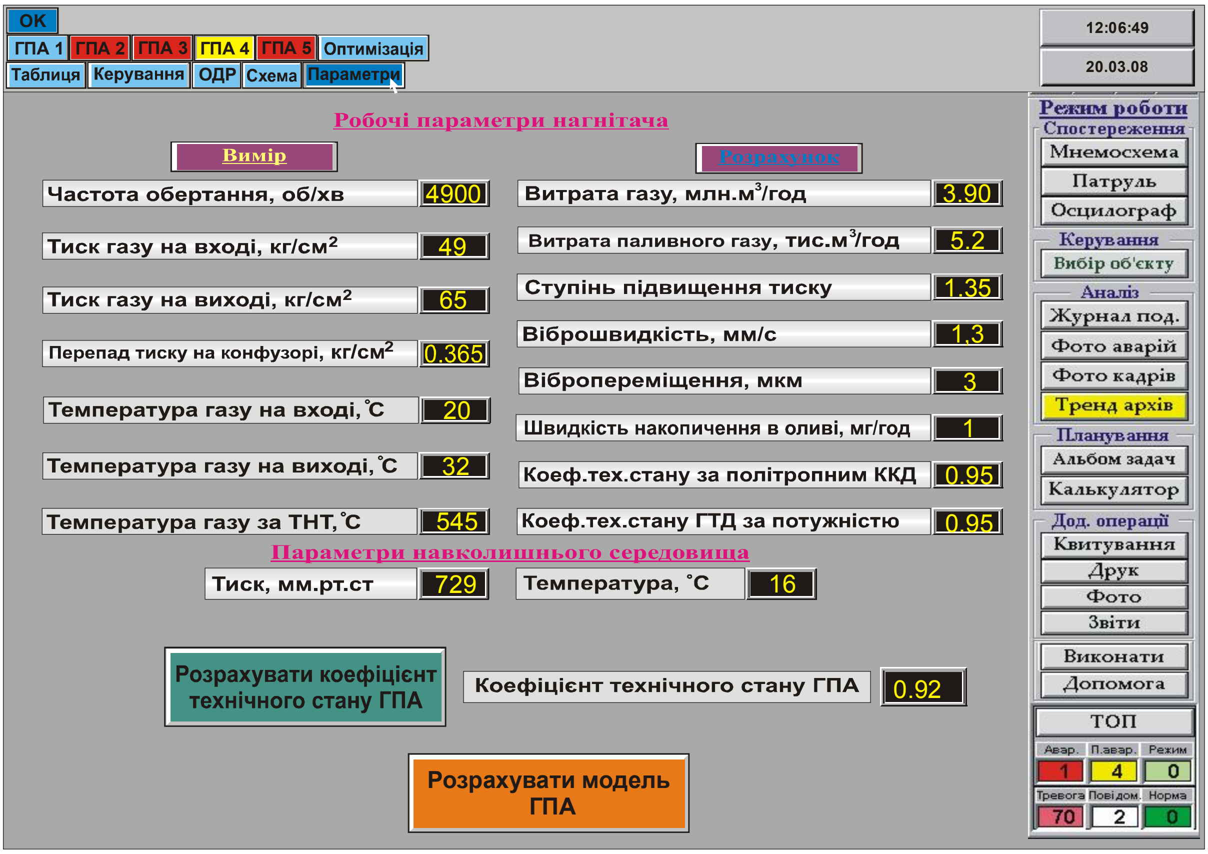


Рисунок 2 – Інтегратор задачі оптимального керування

дення до базису, оскільки опуклість $G_i(n_i)$ і $Q_i(n_i)$ гарантує належний вибір змінних $n_i^{(k)}$ [22].

Розглянуто задачу оптимізації процесу компримування природного газу, коли працюють три агрегати. Оскільки ГПА, які встановлені на КС, оснащені газотурбінними приводами, а вартість одиниці об‘єму газу, що спалюється, однакова для всіх газотурбінних приводів, то критерій оптимальності (12) записується в такому вигляді:

$$J(\bar{n}) = C_\Gamma \cdot \left(G_2(n_2) + G_3(n_3) + G_4(n_4)\right). \quad (24)$$

А обмеження задачі є такими:

$$\tilde{n}_{i,\min} \le n_i \le \tilde{n}_{i,\max}, \quad (25)$$

$$m \cdot \left(k_2 Q_2(n_2) + k_3 Q_3(n_3) + k_4 Q_4(n_4)\right) = Q_0. \quad (26)$$

Для врахування технічного стану ГПА в задачі оптимального керування роботою КС запропоновано комп’ютерну систему оптимального керування газоперекачувальними агрегатами компресорних станцій.

На нижньому рівні системи керування розташована мережа контролерів, які виконують функції локального керування компресорними агрегатами (САК ГПА).

Функціонально-орієнтовані автоматизовані робочі місця (АРМ) для реалізації оперативного керування агрегатами КС утворюють другий рівень керування.

Третій рівень системи керування – це рівень оперативного планування диспетчера лінійного виробничого управління (АСК ЛВУ). На цьому рівні, крім традиційного, розроблене спеціальне програмне забезпечення розв’язку задачі оптимального керування (рис. 2), яке оформлене у вигляді окремого модуля, що дозволяє легко інтегрувати його в існуючий пакет програм.

Прикладна програма забезпечує функції вибору та відображення інформації на екрані монітора АРМ. За допомогою функціональних клавіш, які розміщені на оглядовому відеокадрі, оператор може викликати відеокадри параметрів, мнемосхем, пультів, графіків, щоденників подій тощо.

Програмне забезпечення задачі оптимального керування оформлене як прикладний програмний модуль оптимального керування (ППМОК) у вигляді об’єктного вікна в SCADA системі Citect і дозволяє зручно відслідковувати технологічний процес у реальному масштабі часу. В кожному вікні відображається інформація в текстовому та графічному вигляді.

Загалом ППМОК забезпечує реалізацію таких функцій:

- збір та обробку даних про зміну технологічних параметрів;
- відображення значень контрольованих параметрів процесу на блоці спостереження і пульті контролю та керування;

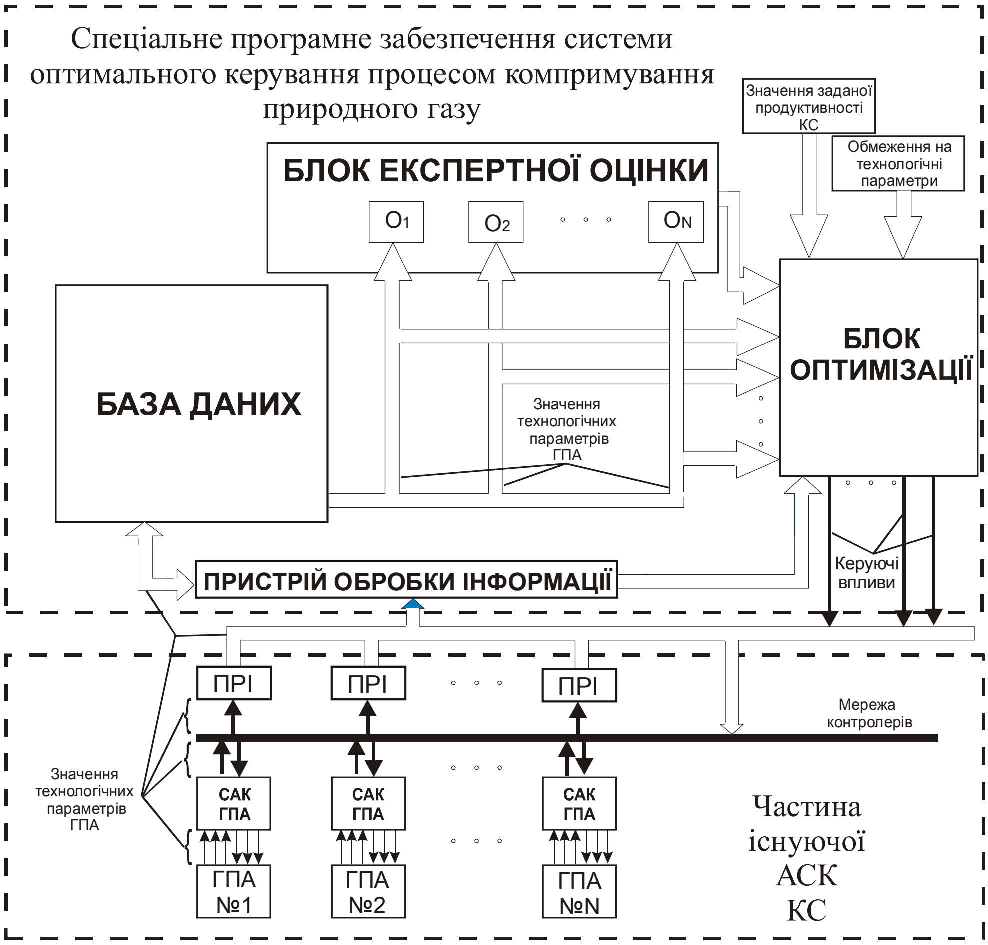


Рисунок 3 – Структурна схема системи оптимального керування

- прийом в реальному часі інформації про хід технологічного процесу, перегляд архівів та друк зареєстрованих параметрів;

- розрахунок коефіцієнтів завантаження ГПА на основі реального технічного стану;

- визначення оптимальної частоти обертання роторів нагнітачів.

В процесі експлуатації ГПА та зі зміною пір року програма – інтегратор уможливлює адаптацію параметрів математичних моделей ГПА з використанням реальних значень режимних параметрів.

Взаємодія базового програмного комплексу та спеціального модуля пояснюється структурною схемою, наведеною на рис. 3.

Контролери формують масиви даних про хід технологічного процесу, які передаються на пристрій реєстрації інформації (ПРІ), в якому отримана інформація реєструється і записується в архіви. Для розв’язання задач оптимального керування блоком оптимізації (БО) як вхідні параметри вибираються набори значень коефіцієнтів завантаження нагнітачів від блоку експертної оцінки технічного стану (БЕО), які розраховуються обчислювачами O_i, та значення технологічних параметрів від пристрою обробки інформації (ПОІ). Він здійснює перерахунок та приводить значень параметрів в одні часові рамки та формує базу даних (БД).

Таким чином, загальна задача оптимального керування розбита на кілька етапів:

- формування бази даних для побудови математичних моделей;

- ідентифікація параметрів математичних моделей;

- визначення узагальнених коефіцієнтів технічного стану кожного із нагнітачів;

- знаходження оптимальної кількості працюючих агрегатів для забезпечення заданої продуктивності КС при номінальних частотах обертання роторів нагнітачів;

- оптимальний розподіл навантаження за частотою обертання між працюючими агрегатами.

Запуск кожного етапу здійснюється кнопками вікна оптимального керування (рис. 3).

Запропонована структура комп’ютерної системи оптимального керування акумулює досвід ДК “Укртрансгаз” та НДПІ АСУ Трансгаз зі створення розподілених систем керування, має масштабованість і відкритість, що уможливлює поступову модернізацію системи.

Висновки

1 Аналіз задачі виявив відсутність загальноприйнятого методу оптимального керування процесом компримування природного газу. Відомі методи оптимізації роботи газотранспорт-

них мереж практично не враховують реальний технічний стан елементів газоперекачувального обладнання. Проте багаторічний досвід експлуатації ГТС свідчить, що оптимальне керування роботою КС неможливе без діагностики ГПА. Ця задача на сьогоднішній день є актуальною і потребує подальшого вирішення на основі природного критерію мінімуму енергетичних витрат на компримування природного газу.

2 Розроблено методику ранжування газоперекачувальних агрегатів за їх технічним станом на основі нечіткої логіки. Дана методика дає змогу розрахувати коефіцієнти завантаження нагнітачів, виходячи з їх реального технічного стану за такими діагностичними показниками, як швидкість накопичення продуктів спрацювання в моторній оливі, коефіцієнт технічного стану нагнітача за політропічним к.к.д., коефіцієнт технічного стану ГТД за потужністю, віброшвидкість та вібропереміщення. Отримані коефіцієнти завантаження дали змогу врахувати технічний стан ГПА у формалізованій постановці задачі оптимізації процесу компримування природного газу.

3 Отримані емпіричні моделі процесу компримування природного газу за допомогою методу групового врахування аргументів, який заснований на принципі самоорганізації і мінімального обсягу апріорної інформації про об’єкт, дали змогу побудувати адекватні процесу математичні моделі. Коефіцієнт кореляції між експериментальними та розрахованими значеннями за різними моделями приймає значення в межах від 0.985 до 0.987, що свідчить про адекватність побудованих моделей.

4 Формалізована задача оптимального керування газоперекачувальними агрегатами, яка полягає в оптимальному розподілі потоків газу між паралельно працюючими агрегатами з врахуванням їх технічного стану, до структури якої входить критерій оптимальності, обмеження на керуючі дії, що дало змогу раціонально використати потенційні можливості кожного із агрегатів та зменшити споживання паливного газу.

5 Розроблений метод оптимального керування роботою КС із врахуванням коефіцієнтів технічного стану ГПА та параметрів навколишнього середовища дає змогу визначити необхідну кількість агрегатів та оптимальну частоту обертання ротора кожного із нагнітачів, при яких забезпечується задана продуктивність станції та зменшується споживання паливного газу.

6 Синтезована система оптимального керування та її програмне забезпечення на основі алгоритмів ранжування нагнітачів за їх технічним станом й алгоритмів оптимального керування роботою.

Література

1 Биков Г. О. Математична модель роботи відцентрового нагнітача на нерозрахункових режимах / Г. О. Биков // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 3. – С. 27 – 29.

2 Горбійчук М.І. Оптимізація технологічного режиму компримування природного газу / М.І. Горбійчук, М. І. Когутяк, Є. О. Ковалів // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – №6. – С.40–42.

3 Оптимізація режиму роботи компресорного цеху за допомогою програмно-технічних засобів / І. А. Гордієнко, П. Г. Дудко, В. Г. Старовойтов [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – №6. – С. 56–58.

4 Визначення оптимального режиму роботи компресорного цеху при паралельному включенні ГПА / В.М. Беккер, В.В. Гулічев, В.І. Мелешко [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – №2. – С. 45–48.

5 Коток В. Б. Моделювання оптимальних режимів роботи багатоцехової компресорної станції / В. Б. Коток, А. Д. Тевяшев, О. А. Тевяшева // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 2 (11). – С. 89–96.

6 Слоботчиков К.Ю. Математическое и информационное обеспечение системы управления компрессорного цеха газоперекачивающих агрегатов / К. Ю. Слоботчиков // Автоматизация в промышленности ИПУ РАН. – 2004. – №7. – С. 43–45.

7 Лещенко І.Ч. Постановка задачі оптимізації режимів роботи цехів компресорних станцій магістральних газопроводів / Лещенко І.Ч. // Проблеми загальної енергетики. – 2006. – № 13. – С. 67.

8 Заячук Я. І. Оптимальне керування газоперекачувальними агрегатами компресорних станцій з урахуванням їх технічного стану: дис. канд. тех. наук: 05.13.07 / Заячук Ярослав Іванович. – Івано-Франківськ, 2009. – 259 с.

9 Рутковская Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы / Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутковский; пер. с польск. – М.: Горячая линия, 2004. – 452 с.

10 Гостев В. И. Синтез нечетких регуляторов систем автоматического управления: монография. – К.: Радіоаматор, 2003. – 510 с.

11 Леоненков А. Нечеткое моделирование в среде MatLab и fuzzyTECH / А. Леоненков. – М.: Издательская группа BHV, 2005. – 706 с.

12 Семенцов Г. Н. Метод вибору кількості термів для нечіткого опису базових змінних в F– перетворенні параметрів і показників процесу буріння свердловин [Текст] / Г.Н. Семенцов, О.В. Фадєєва // Вісник Хмельницького національного університету. – 2005. – Ч.1, Т.1. – С. 30 – 35.

13 Горбійчук М. І. Індуктивний метод побудови математичних моделей газоперекачувальних агрегатів природного газу / М. І. Горбійчук, М. І. Когутяк, Я. І. Заячук // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 5. – С. 32 – 34.

14 Гилл Ф. Практическая оптимизация / Ф. Гилл, У. Мюррей, М. Райт: [пер. с англ. В. Ю Лебедева, под ред. А. А. Петрова]. – М.: Мир, 1985. – 509 с.

15 Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование: [пер. с англ. И. М. Быховской и Б. Т. Вавилова, под ред. М. Л. Быховского]. – М.: Мир, 1975. – 534 с.

16 Трифонов А. Г. Постановка задачи оптимизации и методы ее решения / А. Г. Трофимов. – Электронный ресурс: http: // matlab. exponenta.ru/optimiz/book_2/3_3.php.

17 Горбійчук М. І. Числові методи і моделювання на ЕОМ: навч. посібник / М. І. Горбійчук, Є. П. Пістун. – Івано-Франківськ: Факел, 2010. – 406 с.

18 Фиакко А. Нелинейное программирование. Методы последовательной безусловной оптимизации / А. Фиакко, Г. Мак-Кормик: [пер. с англ. Б. И. Алейникова и М. М. Берковича, под ред. Е. Г. Гольштейна]. – М.: Мир, 1972. – 240 с.

19 Гольдштейн Е. Г. Модифицированные функции Лагранжа / Е. Г. Гольдштейн, Н. В. Третьяков. – М.: Наука, 1989. – 400 с.

20 Бертсеканс Д. Условная оптимизация и методы меожителей Лагранжа / Д. Бертсеканс: [пер. с англ. Н. В. Третьякова, под ред. Е. Г. Гольштейна]. – М.: Радио и связь, 1987. – 400 с.

21 Рутковская Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы / Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутковский; [пер. с польск. И. Д. Рудинского]. – М.: Горячая линия-Телеком, 2004. – 452 с.

22 Таха Х. Введение в исследование операций: В 2-х книгах, кн. 2 / Х. Таха; [пер. с англ. В. Я. Алтаева, Б. Т. Вавилова, В. И. Моторина] – М.: Мир, 1985. – 496 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 14.10.11

Рекомендована до друку професором ***Г. Н. Семенцовим***