

# Фізико-технічні проблеми транспорту та зберігання енергоносіїв

УДК 622.691

## ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ РОБОТОЮ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТИВ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ

<sup>1</sup>М.І.Горбійчук, <sup>2</sup>Є.О.Ковалів, <sup>1</sup>Я.І.Заячук

<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504521  
e-mail: ksm@pung.edu.ua

<sup>2</sup>УМГ "Прикарпаттрансгаз" філія ДК "Укртрансгаз" НАК "Нафтогаз України",  
76000, м. Івано-Франківськ, вул. Незалежності, 48

*Розглянуті питання побудови моделей нагнітачів природного газу на основі даних, отриманих в процесі їх нормальної роботи; ранжирования нагнітачів за їх технічним станом, і, на основі цього, визначені коефіцієнти завантаження, що дало змогу розробити метод оптимізації роботи КС за вартісним критерієм.*  
Ключові слова: нагнітач, ГПА, ГТУ, fuzzy, технічний стан

*Rассмотренные вопросы построения моделей нагнетателей природного газа на основе данных, полученных в процессе их нормальной работы; ранжирование нагнетателей за их техническим состоянием, и, на основе этого, определены коэффициенты загрузки что дало возможность разработать метод оптимизации работы КС за стоимостным критерием.*  
Ключевые слова: нагнетатель, ГПА, ГТУ, fuzzy, техническое состояние

*Considered questions of construction of models of superchargers of natural gas on the basis of information, got in the process of their normal work; ranging of superchargers after their technical state, and, on the basis of it, load factors are certain that enabled, limit to develop the method of optimization of work of KS after a cost criterion which takes into account power expenses on to компримування газу на the technological modes and load of superchargers factors.*  
Keywords: compressor, fuzzy, technical state

У зв'язку з поступовим виснаженням енергоресурсів на нашій планеті проблема створення енергозберігаючих технологій стає з кожним роком усе більш актуальною. Питання енергозбереження дуже гостро постає і в Україні, 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 енергоемність нашої продукції та споживання природного газу принаймні на 40%.

Для 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 газу.

Питанням оптимізації режимів роботи компресорних станцій (КС) при досягненні мінімуму витрати паливного газу присвячено багато праць (Биков Г.О., Гордієнко І.А., Колодяжний В.В., Руднік А.А., Дудко П.Г., Старовойтов В.Г., Беккер М.В., Тевяшова О.А., Фролов В.А.). Проте автори не враховують технічного стану газоперекачувального обладнання, який з часом погіршується. Відповідно, змінюються характеристики газоперекачувальних агрегатів (ГПА).

На сьогоднішній день все частіше формулюється такий критерій оптимальності (Гльченко Б.С., Фролов Б.І., Слободчиков К.Ю.,

Юкін Г.А., Лещенко І.Ч., Герасименко В.П.): підтримання продуктивності на виході з цеху з розподілом навантаження між агрегатами, який забезпечує мінімізацію енергетичних витрат (витрати паливного газу) [1]. В цих роботах технічний стан визначається на основі одного показника, або коефіцієнту технічного стану газотурбінної установки (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 урахуванням реального технічного стану ГПА.

Для побудови моделей процесу компримування природного газу були використанні природні зміни технологічних параметрів. Існуючі системи автоматизованого збору інформації забезпечують архівування результатів вимірювання за тривалий проміжок часу. Вимірювання і реєстрація технологічних параметрів здійснювалось за допомогою штатних технічних засобів, якими оснащена компресорна станція.

Побудову математичних моделей було здійснено індуктивним методом моделювання [2]. При реалізації цього методу модель об'єкта була задана у вигляді поліноміальної залежності

$$y = \sum_{i=1}^Y a_i \prod_{k=1}^r u_k^{\alpha_{ki}}, \quad \sum_{k=1}^r \alpha_{ki} \leq j, \quad (1)$$

де:  $Y$  – кількість експериментальних точок;  $a_i$  – коефіцієнти моделі;  $\alpha_{ki}$  – степені аргументів, рівні 0, 1, ...,  $j$  і задовольняють вказаному обмеженню;  $r$  – кількість аргументів моделі.

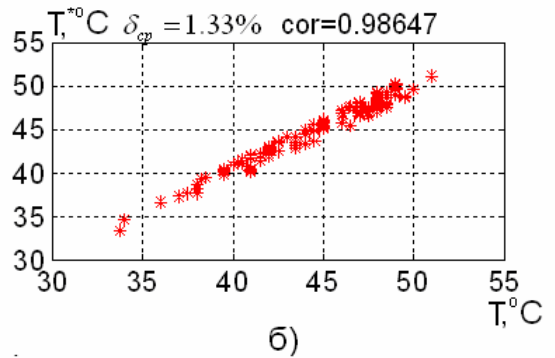
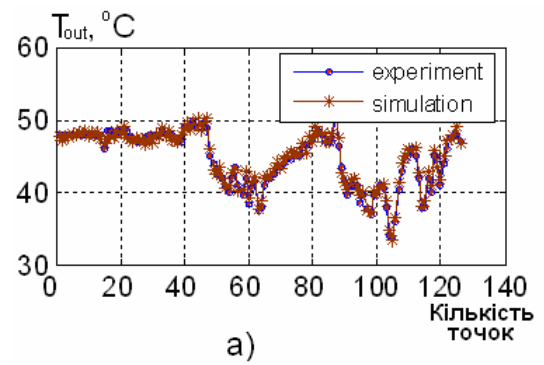
Для реалізації розробленого алгоритму побудови моделі оптимальної складності як приклад розглянуто визначення залежності температури природного газу на виході із ВЦН  $T_{out}$  від таких технологічних параметрів, як частота обертання ротора нагнітача  $n_n$ , температура природного газу на вході в нагнітач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

Для побудови моделі оптимальної складності був вибраний критерій зміщення. Кількість моделей, що підлягали відбору, – три. Розділення даних спостережень проведено так:  $A = 0,5Y$ ;  $B = 0,4Y$ ;  $C = 0,1Y$ .

Так було отримано модель:

$$y_2 = a_0 + a_3 u_3 + a_7 u_1^2 + a_8 u_1 u_2 + a_{12} u_3^2 + a_{14} u_2 u_4 + a_{17} u_1 u_5 + a_{22} u_1 u_6 \quad (2)$$

(рис. 1, а). Значення коефіцієнтів моделей подано в табл. 1. Середня похибка апроксимації та коефіцієнт кореляції зображені на рис. 1, б.



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

Рисунок 1 – Апроксимація температури на виході із нагнітача

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

За основні параметри, які визначають технічний стан  $i$ -го ГПА вибрано наступні: швидкість накопичення продуктів спрацювання в моторній оливі –  $C_i$ , коефіцієнт технічного стану нагнітача за політропним к.к.д. –  $K_i^{(n)}$ , коефіцієнт технічного стану газотурбінного двигуна (ГТД) за потужністю –  $K_i^{(T)}$ , віброшвидкість –  $V_i^{(v)}$  та вібропереміщення –  $S_i^{(v)}$  [3].

При оцінюванні рівня технічної експлуатації ГПА одне з важливих місць належить методу та засобам аналізу моторної оливи. Як показник вибрано значення середньої швидкості спрацювання пари тертя  $C$  у проміжках між відборами проб оливи.

За контрольований параметр інтенсивності вібрації ГПА прийнято загальний рівень середньоквадратичного значення віброшвидкості  $V_i^{(v)}$  та максимальні значення вібропереміщення  $S_i^{(v)}$  (мкм) серед усіх контрольованих точок.

Між параметрами, які характеризують технічний стан і узагальненим коефіцієнтом технічного стану  $k_i^T$  існує певний зв'язок

$$k_i^T = f_i(C_i, K_i^{(n)}, K_i^{(T)}, V_i^{(v)}, S_i^{(v)}) \quad (3)$$

Таблиця 1 – Значення коефіцієнтів полінома

Коефіцієнти моделі	Модель ГПА оптимальної складності
$a_0$	0,014363
$a_1$	0
$a_2$	0
$a_3$	1,1149
$a_4$	0
$a_5$	0
$a_6$	0
$a_7$	-0,20232
$a_8$	0,47814
$a_9$	0
$a_{10}$	0
$a_{11}$	0
$a_{12}$	-0,37977
$a_{13}$	0
$a_{14}$	-0,1510
$a_{15}$	0
$a_{16}$	0
$a_{17}$	0,12138
$a_{18}$	0
$a_{19}$	0
$a_{20}$	0
$a_{21}$	0
$a_{22}$	0,11244
$a_{23}$	0
$a_{24}$	0
$a_{25}$	0
$a_{26}$	0
$a_{27}$	0

Зроблені припущення, що вхідні і вихідні змінні є лінгвістичними змінними, заданими на універсальних множинах [4]. Для оцінки лінгвістичних змінних використано якісні терми із терм-множин:

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

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

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  $C_i, K_i^{(n)}, K_i^{(r)}, V_i^{(v)}, S_i^{(v)}$ ;

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

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

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

$i$  – порядковий номер нагнітача;

$f$  – порядковий номер змінної.

Визначено необхідну кількість термів та побудовано їх функції належності.

Для визначення кількості термів скористались методикою подання невизначених вихідних даних, які описують процес як динамічний стохастичний об'єкт, що функціонує за умов апріорної та поточної невизначеності. Функції належності були обчислені з використанням рангових оцінок.

За результатами експериментальних досліджень та використовуючи методику ранжирування, були отримані значення узагальнених коефіцієнтів технічного стану ГПА. За цими значеннями можна визначити коефіцієнти завантаження для  $i$ -го ГПА скориставшись формулою

$$k_i = \frac{k_i^T}{\sum_{i=1}^m k_i^T}. \quad (4)$$

Оскільки станції мають надлишкову потужність і тому працюють не всі агрегати, виникає необхідність у виборі кількості агрегатів, які повинні працювати паралельно і забезпечувати задану продуктивність станції. Окрім цього, для заданої продуктивності компресорної станції необхідно добитись оптимального розподілу потоків газу між окремими нагнітачами [1]. А це – задача вибору робочих режимів окремих агрегатів за умови, що будуть забезпечені мінімальні енергетичні витрати на їх експлуатацію з врахуванням технічного стану ГПА (ранжирування агрегатів).

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

На третьому етапі розраховують коефіцієнти завантаження кожного із нагнітачів та вибираються режими їх роботи, які забезпечуватимуть необхідну продуктивність станції з урахуванням обмежень на технологічні параметри та загальні мінімальні енергетичні витрати на експлуатацію агрегатів.

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

$$\min: J = C_T \sum_{i=1}^m G_i, \quad (5)$$

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

Оскільки компресорна станція як об'єкт керування є складним комплексом агрегатів, режим роботи останніх необхідно змінювати при коливанні відбору природного газу вздовж траси магістрального трубопроводу. З цією метою в технологічних схемах КС передбачено такий параметр керування, як зміна частоти обертання ротора нагнітача. Тому завданням оптимізації є вибір частоти обертання ротора нагнітача, виходячи із мінімізації критерію оптимальності (5). Такий вибір повинен здійснюватися з врахуванням цілого ряду обмежень на процес компримування природного газу [5].

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

$$T_{out} \leq T_{out}^{(max)}; \quad (6)$$

$$T_v \leq T_v^{(max)}; \quad (7)$$

$$n_i^{(min)} \leq n_i \leq n_i^{(max)}, \quad (8)$$

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 (6)-(8) повинна виконуватись вимога забезпечення заданої продуктивності КС

$$q = \sum_{i=1}^m k_i Q_i(n_i), \quad (9)$$

де:  $q = \frac{Q}{m}$  – середня продуктивність нагнітача у групі;

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

Щодо керуючих дій  $n_i$  задача оптимізації (6)-(9) є задачею нелінійного програмування. Для її вирішення використана програма `fmincom`, яка входить до пакету прикладних програм Optimization Toolbox системи MatLab.

Реалізацію розглянемо на прикладі оптимізації процесу компримування газу, коли працюють три агрегати із ГТУ. При цьому компримування газу відбувається за таких умов:

– температура природного газу на вході в нагнітачі  $T_{in} = 20^\circ\text{C}$ ;

– ступінь підвищення тиску природного газу  $\varepsilon = 1,35$ ;

– тиск природного газу на вході в нагнітачі  $P_{in} = 49 \text{ кгс/см}^2$  (4,9 МПа);

– температура навколишнього середовища  $T_c = 16^\circ\text{C}$ ;

– тиск навколишнього середовища  $P_c = 729 \text{ мм.р.ст.}$ ;

– загальна продуктивність нагнітачів  $Q_0$  складає  $65100 \text{ ст.м}^3/\text{хв}$ .

– номінальна частота обертання ротора нагнітача  $n = 5200$ , об/хв

Обмеження на змінні задачі:

– температура природного газу на виході з нагнітачів не повинна перевищувати  $+60^\circ\text{C}$ ;

– температура відпрацьованих газів на виході ТНТ не повинна перевищувати  $+700^\circ\text{C}$ .

Оскільки ГПА, встановлені на КС, оснащені газотурбінними приводами, а вартість одиниці об'єму газу, що спалюється, однакова для всіх газотурбінних приводів, критерій оптимальності (9) запишеться в такому вигляді:

$$J(\bar{n}) = C_T \cdot (G_1(n_1) + G_2(n_2) + G_3(n_3)). \quad (10)$$

А обмеження задачі будуть такими:

$$n_{i,min} \leq n_i \leq n_{i,max}, \quad (11)$$

$$(k_1 Q_1(n_1) + k_2 Q_2(n_2) + k_3 Q_3(n_3)) = q_0. \quad (12)$$

Значення коефіцієнтів завантаження ГПА  $k_1 = 0,3347$ ;  $k_2 = 0,3333$ ;  $k_3 = 0,3318$ . Розв'язок задачі оптимізації:

$$J(\bar{n}^*) \approx 3,69 \text{ грн/с.}$$

$$n_2^* = 0,923 \cdot 5200 = 4800, \text{ об/хв,}$$

$$n_3^* = 0,9695 \cdot 5200 = 5040, \text{ об/хв,}$$

$$n_4^* = 0,9254 \cdot 5200 = 4810, \text{ об/хв.}$$

Отже, загальна вартість роботи агрегатів складає  $J(\bar{n}^*) = 3,69$  грн/с при транспортуванні газу  $1085 \text{ ст.м}^3/\text{с}$ . За результатами спостереження для таких же початкових умов отримана вартість роботи без оптимізації, рівна  $3,88$  грн/с. Економія становить  $0,19$  грн/с, або  $0,19$  грн на транспортування  $1000 \text{ ст.м}^3$  газу.

Емпіричні моделі процесу компримування природного газу отримана методом групового врахування аргументів, заснованим 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 для різних моделей приймас значення в межах від  $0,985$  до  $0,987$ , що свідчить про адекватність побудованих моделей.

Запропонована методика ранжирування газоперекачувальних агрегатів за їх технічним станом на основі нечіткої логіки 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 враховують технічний стан ГПА у формалізованій постановці задачі оптимізації процесу компримування природного газу.

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

Основні результати роботи знайшли промислове впровадження на КС УМГ "Прикарпаттрансгаз", а також в навчальному процесі.

### *Література*

1 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.

2 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.

3 Горбійчук М.І. Метод ранжування газоперекачувальних агрегатів природного газу за їх технічним станом / М.І.Горбійчук, М.І.Когутяк, Я.І. Заячук // Нафтогазова енергетика. – 2008. – №1 (6). – С. 131 – 136.

4 Леоненков А. Нечеткое моделирование в среде MatLab и fuzzyTECH. – М.: Издательская группа ВНУ, 2005. – 706 с.

5 Горбійчук М.І. Оптимальне керування роботою нагнітачів природного газу із врахуванням технічного стану ГПА / М.І. Горбійчук, Я.І. Заячук // Східно-Європейський журнал передових технологій. – 2008. – №4/3 (34). – С. 22 – 24.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*16.11.09*

*Рекомендована до друку професором*

*Л. М. Заміховським*