

## ЛІНЕАРИЗОВАНА ДІАГНОСТИЧНА МОДЕЛЬ ВІДЦЕНТРОВОГО НАГНІТАЧА ПРИРОДНОГО ГАЗУ

М. І. Горбійчук, В. М. Медведчук

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

Аналіз розробленої діагностичної моделі відцентрового нагнітача природного газу показав, що її параметри є функціями геометричних розмірів робочого колеса нагнітача. Лише частина геометричних розмірів, таких як радіальний зазор, ширина і товщина лопаток, зазнає змін у процесі експлуатації нагнітача. Параметри математичної моделі є складними функціями від геометричних розмірів колеса, що унеможливає визначення їх значень за результатами ідентифікації. Тому для оцінки технічного стану ВЦН запропоновано використовувати параметри діагностичної моделі, які дістали назву узагальнених діагностичних ознак. Показано, що для спрощення задачі ідентифікації доцільно визначати не абсолютні значення узагальнених діагностичних ознак, а їх відхилення від значень для нового нагнітача або після його капітального ремонту. Розроблений метод оцінки технічного стану нагнітача природного газу на основі ідентифікації параметрів лінеаризованої діагностичної моделі.

Ключові слова: робоче колесо, геометричні розміри, параметри моделі, узагальнені діагностичні ознаки, ідентифікація, генетичний алгоритм.

Анализ разработанной диагностической модели центробежного нагнетателя природного газа показал, что ее параметры являются функциями геометрических размеров рабочего колеса нагнетателя. Лишь часть геометрических размеров, таких как радиальный зазор, ширина и толщина лопаток, претерпевают изменения в процессе эксплуатации нагнетателя. Параметры математической модели являются сложными функциями от геометрических размеров колеса, что делает невозможным определение их значений по результатам идентификации. Поэтому для оценки технического состояния ЦБН предложено использовать параметры диагностической модели, которые получили название обобщенных диагностических признаков. Показано, что для упрощения задачи идентификации целесообразно определять не абсолютные значения обобщенных диагностических признаков, а их отклонения от значений для нового нагнетателя или после его капитального ремонта. Разработан метод оценки технического состояния нагнетателя природного газа на основе идентификации параметров линейризованной диагностической модели.

Ключевые слова: рабочее колесо, геометрические размеры, параметры модели, обобщенные диагностические признаки, идентификация, генетический алгоритм

Analysis of the developed diagnostic model of the natural gas centrifugal blower has proved that its parameters are functions of the geometrical dimensions of the impeller blower. Only the part of geometrical parameters, such as radial clearance, width and thickness of the blades, are changed during the operation of the supercharger. Parameters of the mathematical model are complicated functions of the geometrical dimensions of the wheel, what makes impossible to determine their values as a result of identification. Therefore, the parameters of the mathematical model were proposed for the estimation of the technical state of the gas centrifugal blower, which are called generalized diagnostic features. It has been shown that it is better to determine the deviations of the generalized diagnostic features instead of their absolute values of the new supercharger or after its work-over for the simplification of the identification. The developed method for estimating the technical state of the gas centrifugal blower is based on the identification of the parameters of the linearized diagnostic model.

Keywords: impeller, geometric dimensions, parameters of the model, generalized diagnostic features, identification, genetic algorithm.

### Вступ

Основним елементом системи транспортування газу є компресорні станції (КС)[1], на яких встановлені газоперекачувальні агрегати (ГПА). До складу ГПА входить нагнітач природного газу та його привод.

Елементи ГПА працюють за підвищених температур та при значних механічних навантаженнях, що у сукупності призводить до спрацювання і деградації камери згоряння, підшипників, лопатей турбіни та її валів, проточної частини відцентрового нагнітача та інших частин ГПА. Деградація компресора і турбіни призводить до зменшення політропного коефіцієнта корисної дії (к. к. д.) і змінами витрати палива; деградація камери згоряння спричинює

зниження її ефективності, який характеризується коефіцієнтом повноти згоряння (к. к. д. камери згоряння). Спрацювання підшипників призводить до зниження ефективності потужності за рахунок збільшення тертя між рухомими частинами ГПА. Збільшення тертя внаслідок спрацювання як валів турбін, так і підшипників призводить до збільшення втрат потужності до 0,4 % від її номінального значення [2].

Спрацювання та деградація вузлів та елементів ГПА проявляється у зміні факторів, що характеризують функціонування ГПА як складової частини газотранспортної системи. Сукупність таких факторів у певний момент часу, за певних умов зовнішнього середовища визначають технічний стан ГПА [3].

Таким чином, ефективна і безаварійна експлуатація газоперекачувальних агрегатів неможлива без об'єктивної інформації про фактичний технічний стан як ГПА, так і окремих його вузлів. Інформація про технічний стан ГПА необхідна для вирішення цілого ряду технологічних задач керування газотранспортною системою, що дасть змогу транспортувати природний газ з меншими енергетичними затратами [4 - 6].

### Аналіз сучасних досліджень і публікацій

Розвиток методів оцінки технічного стану на стадії експлуатації пов'язаний з труднощами зі збиранням і аналізом інформації про відмови обладнання. Методи вирішення задач оцінки технічного стану ГПА є загальними для всіх типів агрегатів, але ефективність кожного з них визначається за результатами використання на конкретному типі ГПА в експлуатації, що, в свою чергу, визначає впровадження комплексу методів, які найбільше задовольняють особливостям самого агрегату як об'єкта діагностування і умовам його експлуатації.

Залежно від постановки завдання розрізняють такі основні види діагностики: функціональну, при проведенні якої визначають зміну (погіршення) основних енергетичних показників агрегату (наприклад, його потужності і к.к.д.), структурну, що оцінює характер і ступінь пошкоджень та зносу деталей механізму (наприклад, за аналізом відпрацьованого мастила і визначенню в ньому механічних домішок), візуальну, що оцінює причини руйнування деталей при їх огляді, прогнозуючу, що прогнозує характер протікання зносу деталей і час виходу їх із ладу.

В умовах оцінки роботи ГТУ на газопроводах важливе значення мають всі види вказаних діагностик [7, 8], перш за все тому, що агрегати на КС безперервно працюють протягом багатьох сотень і тисяч годин без зупинки. Саме у цих умовах, не маючи можливості у ряді випадків з технологічних причин зупинити агрегат, особливо важливо оцінити його стан і передбачити хід зміни його основних характеристик (потужність, к.к.д.), коли режим його роботи практично залишається незмінним.

Стан агрегатів можна і доцільно оцінити не тільки за значеннями вимірюваних параметрів робочого процесу ГТУ, що несуть симптоми відхилень у працюючому механізмі, але і за таких характеристиками роботи ГТУ, як шум, вібрація, колір викидних газів, витоки повітря по тракту (зокрема за регенератором) тощо [9].

Одним із перспективних напрямків оцінки технічного стану є побудова діагностичних моделей як ГПА, так і його елементів [1, 10]. Такі моделі повинні функціонально зв'язувати технологічні параметри (вхідні величини) і геометричні розміри елементів (вихідні величини), які піддаються зношуванню у процесі експлуатації. На шляху вирішення поставленої задачі виникає ряд труднощів, серед них – створення адекватної математичної моделі, вибір діагностичних ознак, які однозначно визначають тех-

нічний стан ГПА і його елементів, отримання інформації про технологічні параметри з необхідною точністю.

Таким чином, метою роботи є створення адекватної лінеаризованої діагностичної моделі відцентрового нагнітача природного газу для оцінки його технічного стану.

### Основа частина

Спрацювання та деградація вузлів та елементів ВЦН проявляється у зміні факторів, що характеризують функціонування ВЦН як складової частини ГПА. Сукупність таких факторів у певний момент часу, за певних умов зовнішнього середовища визначають технічний стан ВЦН [3]. Дія зовнішнього середовища на об'єкт контролю технічного стану (ОКТС) (у нашому випадку – ВЦН) характеризується цілим рядом факторів, які мають назву вхідних величин. Вхідні величини можна розділити на дві групи –  $U$  і  $X$ . Групу  $U$  утворюють керовані вхідні величини, через які реалізується процес компримування природного газу (витрата паливного газу, коефіцієнт надлишку повітря). Групу  $X$  утворюють фактори, які не підлягають цілеспрямованій зміні. Фактори групи  $X$ , у свою чергу, можна розділити на фактори, що контролюються (група  $Z$ ) і на фактори, що не піддаються контролю (група  $V$ ). Як приклад, факторів групи  $Z$  можна навести тиск, температуру і продуктивність на вході відцентрового нагнітача, температура і тиск атмосферного повітря та ін. До групи  $V$  можна віднести: густину природного газу, його хімічний склад, теплоту згоряння паливного газу та ін. У більшості випадків фактори групи  $X$  мають ймовірнісний характер, що вносить певну стохастичну складову в процесу компримування природного газу. Дія вхідних факторів на ОКТС зумовлює його реакцію, яка проявляється через вихідні фактори (група  $Y$ ). Якщо ВЦН розглядати як об'єкт контролю технічного стану, то фактори групи  $Y$  слід розділити на фактори, що мають діагностичну цінність [11] (група  $Y_{dv}$ ) і на інші фактори (група  $Y_{ndv}$ ).

Фактори групи  $Y_{dv}$  є функціями не тільки вхідних величин групи  $X$ , але й залежать від внутрішніх чинників ВЦН таких як геометричні розміри колеса турбіни, зміна геометрії підшипників, зміна зазору в кінцевих ущільненнях та ін. Отже, у процесі експлуатації ВЦН відбуваються зміни в елементах ГПА, що породжує зміну його технічних станів, наприклад [3]: справний, працездатний, несправний, непрацездатний тощо в залежності від значень певної сукупності параметрів на даний момент часу. Кожний стан ОКТС характеризується певним набором фізичних величин, яку можна подати як деякий вектор  $\bar{x}$  у просторі технічних станів. Кінець такого вектора задає певну точку, яку називають образом (об'єктом). Сукупність таких образів утворюють деякі множини (класи), що характеризують зміну технічних станів ВЦН. Розпізнавання станів у процесі контролю

є можливим, якщо відома роздільна функція  $f(\bar{x}, \bar{a})$ , де  $\bar{a}$  - вектор параметрів роздільної функції, яка відділяє один клас від іншого.

Технічний стан ВЦН визначається якісно різними характеристиками, що зумовлено різною фізичною природою процесів, які протікають у різних елементах ВЦН. Це зумовлює значну розмірність вектора  $\bar{x}$  і викликає значні труднощі при синтезі функції  $f(\bar{x}, \bar{a})$ . Тому, як правило, ВЦН розбивають на окремі елементи і визначають технічні стани кожного із них [10]. При цьому технічний стан кожного із елементів буде характеризуватись своїм набором класів  $K_i$  і відповідним набором роздільних функцій  $f_j(\bar{x}, \bar{a})$ . Роздільні функції  $f_j(\bar{x}, \bar{a})$  визначаються різними аргументами із загального набору  $\bar{x}$ . Таким чином, технічний стан ВЦН буде характеризуватись класами  $K_i$ , які будуть у певних відношеннях між собою.

Інший підхід до оцінки технічного стану ВЦН передбачає створення діагностичних моделей [12]  $\Phi(\bar{x}, \bar{c})$ , яка залежить не тільки від аргументів групи  $X$ , але й від сукупності параметрів  $\bar{c}$ , які, у свою чергу, можуть бути функціями діагностичних ознак наприклад, геометричних розмірів колеса турбіни чи її лопаток. Задача визначення параметрів  $\bar{c}$  тісно пов'язана із задачею ідентифікації, коли за спостереженнями за входом і виходом об'єкта визначають невідомі параметри  $\bar{c}$  [13]. У класичній постановці задачі ідентифікації допускається, що структура моделі  $\Phi(\bar{x}, \bar{c})$  відома і необхідно лише визначити вектор параметрів  $\bar{c}$ .

Процес знаходження функціональних залежностей між факторами групи  $Y_{dv}$  і вхідними величинами групи  $X$ , мають назву параметричних методів діагностики. У загальному випадку:

$$y_{dv}^{(j)} = \Phi_j(\bar{x}, \bar{a}), \quad (1)$$

де  $\bar{x}$  - вектор вхідних факторів із групи  $X$ ;  $\bar{a}$  - параметри моделі (1), які виражають певні зміни технічного стану ВЦН, наприклад зміну геометричних розмірів колеса турбіни відцентрового нагнітача.

У роботі [14] залежність (1) отримана, виходячи із рівняння енергетичного балансу та допускаючи, що протягом всього руху газу через нагнітач теплообмін з навколишнім середовищем відсутній. Тоді

$$Q = \omega \left( -\frac{\alpha_1}{2\alpha_0} + \sqrt{\frac{1}{4} \left( \frac{\alpha_1}{\alpha_0} \right)^2 + \frac{\alpha_2}{\alpha_0}} \right), \quad (2)$$

де  $Q$  - об'ємна продуктивність нагнітача;  $\omega$  - кутова швидкість ротора нагнітача;

$$\alpha_0 = \frac{X_2}{k_v} - X_1;$$

$$\alpha_1 = \left( \frac{1}{z\tau} - 1 \right) \frac{1}{A_i \omega^2} - X_0 + X_2 X_3 - k_v X_1 X_3;$$

$$\alpha_2 = k_v (X_0 X_3 + X_4);$$

$$A_i = \frac{1}{z_i R T_i};$$

$$X_4 = K_T;$$

$$\tau = \frac{T_1}{T_2};$$

$$X_0 = \mu (R_2^2 - R_1^2);$$

$$X_i = \mu \frac{R_i \text{ctg} \beta_i}{F_i}, \quad i=1, 2;$$

$R_i$  - внутрішній ( $i=1$ ) та зовнішній ( $i=2$ ) радіуси робочого колеса (ротора);

$$F_i = 2\pi R_i b_i \tau_i;$$

$$\tau_i = 1 - \frac{z_{si} \delta_m}{2\pi R_i \sin \beta_i};$$

$b_i$  - ширина лопаток колеса;

$z_{si}$  - число лопаток колеса;

$\delta_m$  - середня товщина лопаток;

$\beta_i$  - вхідний ( $i=1$ ) і вихідний ( $i=2$ ) лопатеві кути робочого колеса.

$\mu$  - поправка на кінцеве число лопаток;

$$\mu = \frac{1}{1 + \frac{a + 1,2 \sin \beta_2}{z_{s2} \left( 1 - \left( \frac{R_1}{R_2} \right)^2 \right)}};$$

$a$  - постійна величина;

$k_v = \frac{\rho_2}{\rho_1}$  - поправка на стискання газу [15];

$\rho_i, i=1, 2$  - густина газу;

$z = \frac{z_1}{z_2}; z_i, i=1, 2$  - коефіцієнт стискання газу;

$T_i, i=1, 2$  - температура газу на вході ( $i=1$ ) в нагнітач і на його виході ( $i=2$ ), в градусах Кельвіна;

$R$  - газова постійна;

$$X_3 = 0.5 \alpha \pi s D_s \sqrt{\frac{3}{Z_s} (R_2^2 - R_1^2)};$$

$\alpha$  - коефіцієнт витрати, який визначається лише конструкцією колеса [15];

$D_s$  - діаметр ущільнення;

$s$  - радіальний зазор;

$Z_s$  - число ущільнень;

$\rho_c$  - середня густина газу в ущільненні;

$$K_T = k_T \frac{D_2^5}{8};$$

$$D_2 = 2R_2;$$

$k_T$  - постійний коефіцієнт, значення якого зумовлено технологією обробки лопаток колеса нагнітача.

Індекс "1" вказує на технологічні параметри, які характеризують умови всмоктування, а індекс "2" відноситься до технологічних параметрів, які характеризують умови нагнітання.

При створенні математичної моделі (2) враховані втрати на протікання газу і тертя дисків. Врахування цих втрат є "важливою задачею, без розв'язання якої неможливо скористатися напором за Ейлером" [15].

Під впливом таких експлуатаційних факторів, таких як різні режими роботи, якість природного газу, що перекачується, дотримання персоналом компресорних станцій правил технічної експлуатації змінюються теплотехнічні характеристики ВЦН. Такі зміни, в основному, відбуваються через [16] ерозійний знос вхідних напрямних апаратів, дисків і лопаток робочих коліс, лопатевих або безлопатевих дифузорів; через зношування вусиків, що ущільнюють у лабіринтових ущільненнях по накривному диску.

Результатом ерозійного зносу є [12] місцеве підрізання лопатки біля основи робочого диску. Максимальний знос має місце на кінцях лопаток з опуклої сторони по її товщині. По периферії відбувається знос робочого і накривного дисків, який змінюється за шириною та за довжиною каналу.

Основною причиною [17] збільшення зазорів в ущільненнях є руйнування вусиків, через зачіпання їх до лопаток ротора. Таке зачіпання є характерним для режимів пуску і зупину газоперекачувального агрегату, підвищеного рівня вібрації.

Автор роботи [17], оцінюючи вплив збільшення зазорів в ущільненні накривного диску та ерозійного зносу лопаток на політропний коефіцієнт корисної дії і на ступінь підвищення тиску, робить висновок, що на ці характеристики ВЦН найбільший вплив має збільшення зазорів в ущільненнях накривного диску, меншою мірою впливає зміна геометричних розмірів лопаток робочого ВЦН.

Аналіз формули (2) свідчить, що величини  $X_1$ ,  $X_2$  і  $X_3$  визначаються через радіальний зазор  $s$ , ширину і товщину лопаток  $\delta_m$  і  $b_i$ , тобто  $X_i = X_i(b_i, \delta_m)$ ,  $i = 1, 2$ ;  $X_3 = X_3(s)$ . З огляду на те, що ці параметри через рівняння (2) зв'язані з технологічними параметрами роботи нагнітача, їх можна вважати діагностичними ознаками, а співвідношення (2) діагностичною моделлю відцентрового нагнітача природного газу.

З огляду на те, що залежності  $X_i(b_i, \delta_m)$  і  $X_3(s)$  є складними функціями своїх параметрів, які змінюються у процесі експлуатації ВЦН, доцільно визначати не значення  $s$ ,  $\delta_m$  і  $b_i$ , а величини  $X_1$ ,  $X_2$  і  $X_3$ , які назовемо узагальненими діагностичними ознаками ВЦН [14].

Проведений аналіз свідчить, що у процесі роботи ВЦН незмінними залишаються величини  $X_0$  та  $K_T$ , які виражаються через внутрі-

шній  $R_1$  та зовнішній  $R_2$  радіуси робочого колеса, і коефіцієнти  $\mu$  і  $k_T$ .

При оцінці технічного стану ВЦН важливо знати не абсолютні значення узагальнених діагностичних ознак, а їх відхилення від їх початкових значень, які визначені для нового ВЦН або після його капітального ремонту. Опираючись на результати роботи [17] було встановлено, що максимальне відхилення узагальнених діагностичних ознак від своїх початкових значень не перевищує 10 %. За таких умов функціональну залежність

$$Q = \varphi(\bar{X}),$$

$$\text{де } \bar{X} = (X_1, X_2, X_3)^T,$$

можна розкласти у ряд Тейлора, обмежившись лише лінійними членами розкладу. Тоді

$$\Delta Q = \frac{\partial \varphi(\bar{X}^{(0)})}{\partial X_1} \Delta X_1 + \frac{\partial \varphi(\bar{X}^{(0)})}{\partial X_2} \Delta X_2 + \frac{\partial \varphi(\bar{X}^{(0)})}{\partial X_3} \Delta X_3, \quad (3)$$

$$\text{де } \frac{\partial \varphi(\bar{X}^{(0)})}{\partial X_i} = \left. \frac{\partial \varphi(\bar{X})}{\partial X_i} \right|_{\bar{X}=\bar{X}^{(0)}}, \quad i = 1, 2, 3;$$

$$\Delta Q = Q^{(0)} - Q^{(count)};$$

$Q^{(0)}$  - значення об'ємної продуктивності нового нагнітача або нагнітача після капітального ремонту;

$Q^{(count)}$  - поточне значення об'ємної продуктивності нагнітача, приведене до умов роботи нового нагнітача (або після капітального ремонту);

$$\Delta X_i = X_i^{(0)} - X_i, \quad i = 1, 2, 3;$$

$X_i^{(0)}$  - значення узагальнених діагностичних ознак, які відповідають  $Q^{(0)}$ .

Введемо такі позначення:

$$r_1 = \frac{\alpha_1}{\alpha_0} \quad \text{і} \quad r_2 = \frac{\alpha_2}{\alpha_0}.$$

Тоді

$$Q = \omega \left( -\frac{r_1}{2} + \sqrt{\left(\frac{r_1}{2}\right)^2 + r_2} \right).$$

Знайдемо часткові похідні, що входять до формули (3)

$$\frac{\partial \varphi(\bar{X})}{\partial X_i} = \omega \left( -\frac{1}{2} \cdot \frac{\partial r_1}{\partial X_i} + \frac{\frac{r_1}{2} \cdot \frac{\partial r_1}{\partial X_i} + \frac{\partial r_2}{\partial X_i}}{2 \sqrt{\left(\frac{r_1}{2}\right)^2 + r_2}} \right), \quad i = 1, 2, 3.$$

Враховуючи значення  $r_1$ ,  $r_2$ ,  $\alpha_0$ ,  $\alpha_1$  і  $\alpha_2$ , отримаємо

$$\frac{\partial \varphi(\bar{X})}{\partial X_1} = \frac{\omega}{2\alpha_0} \left( k_v X_3 - r_1 + \frac{r_1(r_1 - k_v X_3) + r_1}{\sqrt{\left(\frac{r_1}{2}\right)^2 + r_2}} \right), \quad (4)$$

$$\frac{\partial \varphi(\bar{X})}{\partial X_2} = \frac{\omega}{2\alpha_0} \left( \frac{r_1}{k_v} - X_3 + \frac{\frac{r_1}{2} \left( X_3 - \frac{r_1}{k_v} \right) - \frac{r_2}{k_v}}{\sqrt{\left(\frac{r_1}{2}\right)^2 + r_2}} \right), \quad (5)$$

$$\frac{\partial \varphi(\bar{X})}{\partial X_3} = \frac{\omega}{2\alpha_0} \left( k_v X_1 - X_2 + \frac{\frac{r_1}{2} (X_2 - k_v X_1) + k_v X_0}{\sqrt{\left(\frac{r_1}{2}\right)^2 + r_2}} \right). \quad (6)$$

Для обчислення часткових похідних  $\frac{\partial \varphi(\bar{X}^{(0)})}{\partial X_i} = \frac{\partial \varphi(\bar{X})}{\partial X_i} \Big|_{\bar{X}=\bar{X}^{(0)}}$ ,  $i=1,2,3$ , які входять у

рівняння (3), необхідно знати значення  $X_i^{(0)}$ ,  $i=0,4$ . Їх можна визначити двома способами – аналітичним або скориставшись процедурою ідентифікації математичної моделі (2). Для реалізації першого способу необхідно мати інформацію про значення величин  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $\mu$  і  $k_T$ . У переважній більшості випадків така інформація є недоступною. Тоді ідентифікація параметрів  $X_i^{(0)}$ ,  $i=0,4$  математичної моделі (2) здійснюється, коли ВЦН новий або він запущений у роботу після капітального ремонту. Для розв'язання поставленої задачі доцільно застосувати метод найменших квадратів (МНК) [18], суть якого полягає в тому, що мінімізується функціонал

$$J(\bar{x}) = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^N e_j^2(\bar{x}), \quad (7)$$

де  $\bar{x}^T = (X_0^{(0)}, X_1^{(0)}, X_2^{(0)}, X_3^{(0)}, X_4^{(0)})$  - вектор параметрів моделі (2);

$e_j(\bar{x}) = \tilde{Q}_j - Q(\bar{x}, \bar{u}^{(j)})$  - функція нев'язки;

$Q(\bar{x}, \bar{u}^{(j)})$  - продуктивність нагнітача природного газу, що обчислена за формулою (2);

$\tilde{Q}_j$  - продуктивність нагнітача природного, що виміряна на об'єкті;

$\bar{u}^T = (P_a, T_1, T_2, P_1, P_2, \omega)$  - вектор технологічних параметрів;

$N$  - число спостережень (вимірів) в експериментальному дослідженні.

Очевидно, що на шукані величини  $X_i^{(0)}$ ,  $i=0,4$  необхідно накласти таке обмеження:

$$X_i^{(0)} \geq 0, \quad i=\overline{0,4}. \quad (8)$$

Задача (7) з обмеженням (8) відноситься до класу оптимізаційних задач з обмеженнями і її успішний розв'язок залежить від вибору відповідного методу розв'язання. Перш за все необхідно врахувати структуру функції мети і обмежень.

Традиційний підхід до вирішення поставленої задачі ґрунтується на використанні градієнтних методів, таких як методи Ньютона-Гаусса, Левенберга-Маркардта, квазіньютонівські методи [19], адаптовані до задач про найменші квадрати. Використання даних пасивного експерименту для вирішення задачі (7) з врахуванням обмеження (8) не завжди приводить до бажаного результату. Це пояснюється кількома причинами: по-перше, матриця Гессе може бути погано обумовлена, по-друге, змінні задачі МНК незадовільно відмасштабовані і, на кінець, топологія функції мети (8) може бути досить складною – мати вигляд яру або бути багатоекстремальною.

Як альтернативу градієнтним методам для розв'язку задачі МНК (7) з обмеженням (8) можна використати генетичний алгоритм, який відрізняється від класичних алгоритмів оптимізації такими базовими елементами [20]:

- змінні у задачі оптимізації (параметри моделі), які мають назву хромосом, задаються у кодованій формі, як правило, у двійковому коді (кожна одиниця або кожний нуль у такому двійковому коді має назву – ген);
- пошук розв'язку здійснюється не з єдиної точки, а з деякої множини точок, яку називають популяцією;
- використовують тільки цільову функцію (критерій оптимальності), а не її похідні;
- застосовують імовірнісні, а не детерміновані правила переходу до наступної ітерації.

У генетичних алгоритмів виділяють етап селекції, на якому із поточної популяції вибирають і включають у батьківську популяцію особи, які мають найбільше (у задачах максимізації) або найменше (у задачах мінімізації) значення функції пристосованості (критерію оптимальності). На наступному етапі (етапі еволюції) застосовують операції схрещування і мутації.

Суть операції схрещування – обмін фрагментами ланцюжків між двома батьківськими хромосомами, які вибираються із батьківського пулу випадковим чином з імовірністю  $P_c$ . Після операції схрещування родичі у батьківській популяції замінюються на їх потомками.

Операція мутації змінює значення генів із заданою імовірністю  $P_m$  певним способом, який визначається конкретним алгоритмом, з одиниці на нуль або навпаки з нуля на одиницю. Значення  $P_m$  не перевершує, як правило 0,1, тому до мутації схильна лише невелика кількість генів.

Завершальним етапом у генетичному алгоритмі є його зупинка. В оптимізаційних задачах зупинка алгоритму може відбутися після досягнення функцією цілі найменшого (найбільшого) значення із заданою точністю. Зупинка ал-

горитму може також відбутися після того як після чергової ітерації не відбулося покращення цільової функції. Алгоритм може бути зупинений після виконання заданої кількості ітерацій або після закінчення певного часу. Якщо умова зупинки виконана, то вибираються найкращі хромосоми, яким відповідає мінімальне (максимальне) значення критерію оптимальності. Інакше переходять до наступної ітерації – селекції.

Експериментальна перевірка розробленого методу параметричної ідентифікації відцентрового нагнітача природного газу здійснювалась за результатами спостережень за роботою ГПА в умовах КС «Ромни-3П» Сумського ЛВУМГ. Вимірювання і реєстрація технологічних параметрів нагнітача здійснювалось за допомогою штатних приладів агрегатної і цехової автоматики, якими оснащена компресорна станція. Продуктивність ВЦН за параметрами входу ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) визначалась за результатами вимірювань перепаду тиску природного газу на конфузори за формулою

$$Q_1 = A_k \sqrt{\Delta P \rho_1},$$

де  $A_k$  - коефіцієнт об'ємної продуктивності конфузора ВЦН, наведений у технічній документації на даний тип ВЦН, ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) ( $\text{кг}/\text{м}^3$ )<sup>0,5</sup>  $\text{кПа}$ <sup>-0,5</sup>;

$\rho_1$  - густина газу на вході ВЦН,  $\text{кг}/\text{с}$ , яка обчислюється за такою формулою:

$$\rho_1 = \frac{10^3 (P_1 + 1,33 \cdot 10^4 P_a)}{Z_1 R T_1},$$

де  $P_1$  - тиск на вході ВЦН, МПа;

$P_a$  - атмосферний тиск, мм. рт. ст.;

$T_1$  - температура природного газу, °К.

Коефіцієнт стисливості газу  $Z_1$  обчислюється за значеннями тиску  $P_1$  та температури  $T_1$  на підставі модифікованого рівняння стану «Бенедикта-Вебба-Рабіна» [21].

Для обчислення значень величин  $\rho_1$  і  $Z_1$  необхідна інформація про поточну величину атмосферного тиску  $P_a$ , яка не вимірюється штатними приладами агрегатної і цехової автоматики.

Спостереження за роботою КС «Ромни-3П» Сумського ЛВУМГ (нагнітач природного газу 650-22-1 з приводом ГПА-25МН80) велись впродовж січня 2009 року (з 07.01.2009 по 08.02.2009). Дані про зміну атмосферного тиску за вказаний період спостережень були взяті з архіву погоди ([http://гр5.ua/Архив\\_погоды\\_в\\_Ромнах](http://гр5.ua/Архив_погоды_в_Ромнах)). Спостереження за атмосферним тиском велись через одну годину. Оскільки інформаційно-вимірювальна система технологічних параметри ГПА фіксує з дискретністю 5 хв., то для обчислення  $\rho_1$  і  $Z_1$  необхідно знати  $P_a$  кожні 5 хв. Таким чином, виникає задача побудови інтерполяційного полінома для визначення значень  $P_a$  поза вузлами інтерполяції. У тих випадках, коли кількість вузлів апроксимації є досить ве-

ликим немає змісту використовувати інтерполяційні поліноми Ньютона чи Лагранжа [22]. Доцільніше у такій ситуації використовувати кусково-поліноміальну апроксимацію, яка складається із окремих многочленів невисокої степені, які мають назву сплайнів. Найчастіше використовують кубічний сплайн, який на відрізок часу  $[t_k; t_{k+1}]$ ,  $k = \overline{1, N-1}$  інтерполіує дану функцію  $P_a(t)$  інтерполяційним поліномом

$$\tilde{P}_a(t) := \left\{ \tilde{P}_a^{(k)}(t) = a_k + b_k(t - t_k) + c_k(t - t_k)^2 + d_k(t - t_k)^3 \mid t \in [t_k; t_{k+1}] \right\}. \quad (9)$$

Коефіцієнти  $a_k$ ,  $b_k$ ,  $c_k$  і  $d_k$  інтерполяційного полінома (35) визначались із умов інтерполяції у вузлах сплайна та граничної умови.

Впродовж часу спостережень мали місце зупинки ГПА і інформаційно-вимірювальною системою фіксувались нульові значення цілого ряду параметрів. Досвід експлуатації ГПА свідчить, що більше 90 % часу ГПА працюють у сталих режимах. Тому як вихідні дані у задачі параметричної ідентифікації були вибрані ті значення, які мали місце при сталому режимі роботи ГПА. Для цього із масиву даних, за допомогою розробленої підпрограми, одночасно вилучались всі значення технологічних параметрів, які були зафіксовані на момент часу  $t_i$ , якщо хоча би один технологічний параметр набував нульового значення.

У середовищі MatLab було створене відповідне програмне забезпечення, за допомогою якого була розв'язана задача (7) з врахуванням обмеження (8). Були отримані такі значення параметрів математичної моделі (2):

$$X_0 = 0,08; X_1 = 0,8525; X_2 = 1,1660;$$

$$X_3 = 0,0054; X_4 = 0,015.$$

Адекватність математичної моделі (2) оцінювалась за допомогою коефіцієнта кореляції  $K_{\tilde{Q}Q}$  між значеннями продуктивності нагнітача  $\tilde{Q}$  та  $Q$ , а також обчислювалось середньоквад-

ратичне відхилення розрахункових значень  $Q$  від відповідних експериментальних значень  $\tilde{Q}$ . Було отримано -  $K_{\tilde{Q}Q} = 0,89$  і  $\sigma_Q = 0,121 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Для визначення варіацій діагностичних ознак, які проявляються після певного періоду роботи ВЦН, крім значень  $X_i^{(0)}$ ,  $i = \overline{0,4}$  необхідно мати значення поточної об'ємної продуктивності  $Q_j^{(count)}$ , що перераховані до умов  $Q_j^{(0)}$ .

Аналіз формули (2) свідчить, що поточне значення  $Q$  об'ємної продуктивності нагнітача природного газу є функцією технологічних параметрів

$$Q = f(\omega, T_1, T_2, P_1, P_2, P_a). \quad (10)$$

Залежність (10) будемо шукати у вигляді полінома степені  $n$

$$y = \sum_{i=0}^{M-1} a_i \prod_{j=1}^n x_j^{s_{ji}}. \quad (11)$$

Змінні, що входять в емпіричну модель (11), приведені до безрозмірного вигляду

$$y_i = \frac{Q_i - Q_{\min}}{Q_{\max} - Q_{\min}}, \quad (12)$$

$$x_j^{(i)} = \frac{Z_j^{(i)} - Z_{j,\min}^{(i)}}{Z_{j,\max}^{(i)} - Z_{j,\min}^{(i)}}, \quad i = \overline{1, N},$$

де  $Z_1 = P_1; Z_2 = P_2; Z_3 = T_1;$

$Z_4 = T_2; Z_5 = \omega; Z_6 = P_a;$

$Q_{\min} = \min_{i \in N} \{Q_i\}; Q_{\max} = \max_{i \in N} \{Q_i\};$

$N$  - кількість точок відліку.

Інші позначення у формулі (11) такі:

$M$  - кількість членів полінома;

$a_i$  - коефіцієнти полінома;

$s_{ji}$  - степені аргументів, які повинні задо-

вольняти обмеженню  $\sum_{j=1}^n s_{ji} \leq m;$

$m$  - число змінних  $x_j, j = \overline{1, m}$  ( $m = 6$ ).

Число членів  $M$  полінома (11) визначають за такою формулою [23]:  $M = \frac{(m+n)!}{m!n!}.$

Побудова математичної моделі з використанням залежності (11) має назву емпіричного моделювання.

В основі емпіричного моделювання процесів і явищ лежить фундаментальний метод найменших квадратів (МНК). У МНК допускають, що структура моделі відома: її в більшості випадків вибирають лінійною відносно її параметрів.

На практиці, як правило, структура моделі (10) невідома, що призводить до необхідності довільного вибору як числа функцій, так і вигляду самих функцій у моделі (10). Якщо вибрана модель у вигляді полінома (11), то задача синтезу структури моделі зводиться до вибору степені полінома і кількості членів такого полінома. Іншими словами, після того, як вибрана степінь полінома, необхідно визначити, які члени у поліноміальній залежності (11) слід залишити, а які не включати до складу полінома. Критерій, який використовується для визначення параметрів моделі (11), є внутрішнім критерієм [24] і його використання призводить до помилкового правила: чим складніша модель, тим вона точніша. Складність поліноміальної моделі визначається числом членів і найвищою степеню полінома: чим більше членів полінома, тим менше значення критерію апроксимації.

Тому для вибору структури моделі (11) був запропонований індуктивний метод самоорганізації моделей [24], ідейну сторону якого визначає теорема Геделя. У відповідності з цією теоремою ніяка система аксіом не може бути логічно замкнутою: завжди можна знайти таку теорему, для доведення якої необхідне зовнішнє доповнення – розширення початкової системи аксіом. Стосовно задачі визначення структури моделі (11), геделівський підхід означає

застосування зовнішнього критерію, який дає можливість однозначного вибору єдиної моделі із заданого класу моделей. Критерій називають зовнішнім, якщо його визначення засновано на застосуванні нових даних, які не використовувались при синтезі моделі (11). Це означає, що всі дані числом  $N$ , які отримані у результаті експерименту, розбиваються на дві частини  $N_A$  і  $N_B$  так, що  $N = N_A + N_B$ . Перша із них - навчальна, а друга – перевірна.

У більшості випадків для вибору структури моделі використовують критерії регулярності

$$\Delta^2(B) = \frac{\sum_{i=1}^{N_B} (Y_i - y_i)^2}{\sum_{i=1}^{N_B} Y_i^2}, \quad (13)$$

де  $Y_i, y_i$  - експериментальні і розрахункові значення продуктивності нагнітача на множині точок  $B$ ,

і мінімуму зміщення

$$\Delta^2(A, B) = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i(A) - y_i(B))^2}{\sum_{i=1}^N Y_i^2}, \quad (14)$$

де  $y_i(A), y_i(B)$  - розрахункові значення продуктивності нагнітача за формулою (11) відповідно на множині точок  $A$  і  $B$ .

Якщо вибраний критерій регулярності (13), то вибирають наступний розподіл даних експерименту [24]:  $N_A = 0,7N$  і  $N_B = 0,3N$ , а при виборі критерію (14) -  $N_A = 0,5N$  і  $N_B = 0,5N$ .

Реалізація індуктивного методу самоорганізації моделей здійснюється поетапно: перший етап – генерація моделей-претендентів (у певному порядку підвищення складності); другий етап – відбір найкращої моделі за критерієм селекції (13) або (14).

Розрізняють три способи генерації моделей-претендентів.

Перший із них комбінаторний метод, який вибирає моделі із виразу (11) шляхом прирівнювання до нуля деяких його коефіцієнтів. Таким чином, отримуємо сукупність моделей. Вибір найкращої моделі здійснюється на основі одного із критеріїв селекції.

Другий спосіб відомий як метод групового врахування аргументів (МГУА), в якому генерація моделей здійснюється на основі багаторядної процедури. У першому ряду селекції утворюють всі можливі пари аргументів, і для кожної із них знаходять часткові моделі, наприклад, у вигляді повного полінома. Із всіх часткових моделей вибирають  $K$  найкращих, за вибраним критерієм селекції. Із виходів цих  $K$  моделей знову утворюють комбінації всіх можливих пар, які є входами моделей другого ряду селекції. Для кожної із цих пар знову формують часткові моделі і т. д. Оцінка коефіцієнтів часткових моделей здійснюється за допомогою МНК. Нарощування рядів селекції від-

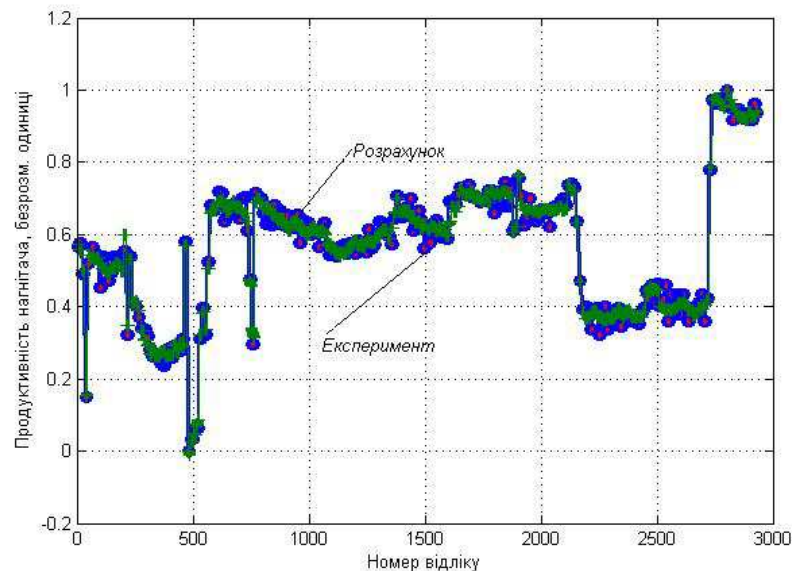


Рисунок 1 – Залежність об'ємної продуктивності нагнітача природного газу від технологічних параметрів

бувається до тих пір, поки основний критерій селекції зменшується.

Третій метод подібний до другого. Різниця полягає лише у тому, що на кожному ряді селекції часткові моделі утворюють шляхом прирівнювання до нуля певного числа їх коефіцієнтів.

Недоліком комбінаторного методу селекції моделей є необхідність перебору великого числа моделей. Якщо вихідною моделлю вибраний повний поліном степені  $n$ , то загальне число моделей-претендентів складає  $2^M - 1$ , де  $M$  - загальне число членів повного полінома степені  $n$ . Навіть сучасні ЕОМ не здатні реалізувати такі алгоритми при значному числі змінних і високій степені полінома. МГУА породжує моделі, у яких фігурують проміжні змінні кожного із рядів селекції, що значно утруднює процес переходу до вхідних змінних системи, що моделюється. Сказане відноситься і до третього методу, оскільки він, по суті, є модифікацією МГУА.

Із усіх трьох методів найпривабливішим є комбінаторний метод, оскільки він дає можливість отримати модель, де аргументами виступають вхідні величини системи. Для зняття проблеми великої розмірності застосуємо генетичний підхід [25].

При комбінаторному методі синтезу моделі із повного полінома (11) отримують емпіричну модель, де частина параметрів приймає значення нуль. Інші параметри, що залишилися, будуть відмінні від нуля. Утворимо упорядковану структуру довжиною  $M$ , в якій на  $i$ -тому місці буде стояти одиниця або нуль в залежності від того чи параметр  $a_i$ ,  $i=1, M$  моделі (11) відмінний від нуля, чи нульовий. У теорії генетичних алгоритмів така упорядкована послідовність має назву хромосоми або особи, а атомарний елемент хромосоми (одиниця або нуль) – це ген. Набір хромосом утворює популяцію. Важливим поняттям у теорії генетичних алго-

ритмів є функція пристосування, яка визначає ступінь пристосування окремих осіб у популяції. Вона дає змогу із всієї популяції вибрати особи, які є найбільш пристосованими, тобто такі, які мають найбільше (найменше) значення функції пристосування. У задачі синтезу емпіричних моделей функцією пристосованості виступає критерій селекції (13) або (14).

Таким чином, задачу синтезу емпіричної моделі сформуємо наступним чином: із початкової популяції хромосом шляхом еволюційного відбору вибрати таку хромосому, яка забезпечує найкраще значення функції пристосування (мінімальне значення критерію селекції (13) або (14)).

За результатами спостережень за роботою нагнітача природного газу 650-22-1 з приводом ГПА-25МН80 (ГКС Ромненська, КС «Ромни-ЗП» Сумського ЛВУМГ) побудована емпірична модель у вигляді поліноміальної залежності (11). Обчислені значення атмосферного тиску за формулою (9), а також значення тисків, температур природного газу на вході і виході нагнітача та частота обертання ротора ВЦН і перепад тиску на конфузіві були сформовані у вигляді матриці спостережень  $F$  розміром  $N \times m$ , де  $N = 2933$ , а  $m$  - розмірність вектора технологічних параметрів  $\bar{u}$  ( $m = 6$ ).

Використовуючи методику роботи [25], у середовищі MatLab синтезована програма, яка дала змогу отримати емпіричні моделі (7) у вигляді полінома (8).

Були вибрані такі параметри програми: ступінь полінома -  $n = 3$ , ймовірність схрещування  $p_c = 0,8$ , ймовірність мутації  $p_m = 0,01$ . Як критерій селекції був вибраний критерій регулярності (9).

Результат синтезу моделі (11) відтворює рис. 1, на якому «o» позначені експериментальні дані, а «+» - розрахункові дані, які виконані за формулою (11).



Адекватність моделі (11) перевірялась за допомогою коефіцієнта кореляції  $K_{Y_i}$  між експериментальними  $Y_i = Q_i$  та розрахунковими за формулою (8) значеннями  $y_i$ . Було отримано:  $K_{Y_i} = 0,9918$ , що свідчить про високу степінь кореляції між величинами  $Y_i$  і  $y_i$ .

Кількість членів полінома (11) при  $n = 3-84$ . Синтез оптимальної емпіричної моделі за допомогою генетичного алгоритму дав такі результати: число ненульових коефіцієнтів моделі (11) – 44; число нульових коефіцієнтів – 40.

Перерахунок об'ємної продуктивності до умов роботи нового нагнітача (або після капітального ремонту) здійснюється за формулою

$$y^{(count)} = F^{(count)} \bar{a},$$

де  $F^{(count)}$  - матриця, яка утворена із функцій

$$f_i(\bar{x}^{(count)}) = \prod_{j=1}^n (x_j^{(count)})^{s_{ji}},$$

де  $x_j^{(count)}$ ,  $j = \overline{1,6}$  - вхідні змінні моделі приведені до безрозмірного вигляду;

$\bar{a}$  - параметри емпіричної моделі (11), включаючи і нульові їх значення.

Перехід від безрозмірних одиниць до розмірних здійснювався у відповідності з (12)

$$Q_i^{(count)} = y_i^{(count)} (Q_{max} - Q_{min}) + Q_{min}.$$

Знаючи значення величин  $Q_i^{(count)}$ , а також значення параметрів  $X_i^{(0)}$ ,  $i = \overline{0,4}$ , за формула-

ми (4) – (6) знайдемо величини  $\beta_i = \frac{\partial \varphi(\bar{X}^{(0)})}{\partial X_i}$ ,  $i = \overline{1,2,3}$ .

Аналіз залежності (2) та (4) – (6) свідчить, що

$$\beta_i^{(k)} = \beta_i(\bar{X}, \bar{u}^{(k)}),$$

де  $\bar{u}^{(k)} = (\epsilon^{(k)}, z^{(k)}, \tau^{(k)}, T_1^{(k)}, z_1^{(k)}, \omega^{(k)})^T$ ;

$\epsilon^{(k)} = \frac{P_2^{(k)}}{P_1^{(k)}}$  - коефіцієнт стисливості газу;  $k = \overline{1, N}$ .

З врахуванням прийнятих позначень залежність (3) набуде такого вигляду:

$$\Delta Q^{(k)} = \beta_1(\bar{X}, \bar{u}^{(k)}) \Delta X_1 + \beta_2(\bar{X}, \bar{u}^{(k)}) \Delta X_3 + \beta_3(\bar{X}, \bar{u}^{(k)}) \Delta X_3. \quad (15)$$

Тепер за значеннями  $\Delta Q_k^{(count)} = Q_0^{(k)} - Q_k^{(count)}$  і значеннями

$\Delta Q(\bar{X}, \bar{u}^{(k)}, \Delta \bar{X})$ , які обчислюються за формулою (15), слід знайти значення  $\Delta X_i$ ,  $i = \overline{1,2,3}$ . Розв'язання поставленої задачі ґрунтується на використанні метода найменших квадратів. У відповідності з цим методом мінімізується критерій апроксимації

$$J(\Delta \bar{X}) = \sum_{k=1}^N (\Delta Q_k^{(count)} - \Delta Q(\bar{X}, \bar{u}^{(k)}, \Delta \bar{X}))^2. \quad (16)$$

Мінімізація виразу (16) відносно значень  $\Delta X_i$ ,  $i = \overline{1,2,3}$  приводить до такого результату:

$$\Delta \bar{X} = C F^T \Delta \bar{Q}^{(count)},$$

де  $C = (F^T F)^{-1}$ ;

$$\Delta \bar{Q}^{(count)} = (\Delta Q_1^{(count)}, \Delta Q_2^{(count)}, \dots, \Delta Q_N^{(count)})^T;$$

$$F = \begin{bmatrix} \beta_1(\bar{X}, \bar{u}^{(1)}) & \beta_2(\bar{X}, \bar{u}^{(1)}) & \beta_3(\bar{X}, \bar{u}^{(1)}) \\ \beta_1(\bar{X}, \bar{u}^{(2)}) & \beta_2(\bar{X}, \bar{u}^{(2)}) & \beta_3(\bar{X}, \bar{u}^{(2)}) \\ \dots & \dots & \dots \\ \beta_1(\bar{X}, \bar{u}^{(N)}) & \beta_2(\bar{X}, \bar{u}^{(N)}) & \beta_3(\bar{X}, \bar{u}^{(N)}) \end{bmatrix}.$$

Таким чином, за значеннями величин  $\Delta X_i$ ,  $i = \overline{1,2,3}$  можна оцінити технічний стан ВЦН – зі збільшенням значень  $\Delta X_i$  технічний стан ВЦН погіршується.

## Висновки

Аналіз отриманої діагностичної моделі показав, що її параметри визначаються геометричними розмірами робочого колеса ВЦН. В процесі експлуатації ВЦН лише деякі елементи робочого колеса зношується, що призводить до зміни їх геометричних розмірів і, як наслідок, до зміни параметрів діагностичної математичної моделі. Залежність параметрів моделі від геометричних розмірів має складний характер, що не дозволяє безпосередньо ідентифікувати геометричні розміри робочого колеса нагнітача на основі такої моделі.

Узагальнені діагностичні ознаки, які є функціями радіального зазору, товщини і ширини лопаток робочого колеса, дають змогу, на основі спостережень за роботою ВЦН і з використанням розробленої математичної моделі, ідентифікувати технічний стан ВЦН.

Показано, що задача оцінки технічного стану ВЦН спрощується, якщо визначати не абсолютні значення узагальнених діагностичних ознак а їх відхилення від значень, що визначені для нового ВЦН (або після капітального ремонту). Розроблена методика оцінки такої зміни узагальнених діагностичних ознак.

## Література

1 Трубопровідний транспорт газу: монографія / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків [та ін.]; за ред. М. П. Ковалко. – К.: АренаЕко, 2002. – 600 с.

2 Li Y. G. A Gas Turbine Diagnostic Approach with Transient Measurements / Y. G. Li // Journal of Power and Energy. – 2003. – Vol. 217, # 2. – pp. 169 – 177.

3 Технічне діагностування та контроль технічного стану. Терміни та визначення: ДСТУ 2389 – 94 – [Чинний від 01.01.1995]. – К.: Держстандарт України, 1994. – 24 с.

- 4 Ковалко М.П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу / М. П. Ковалко. – Київ: Українські енциклопедичні знання, 2001. – 287 с.
- 5 Копелев С. З. Расчет турбин авиационных двигателей / С. З. Копелев, Н.Д. Тихонов; – М.: Машиностроение, 1974. – 256 с.
- 6 Щуровский В.А. Инструкция по контролю и учету технического состояния элементов газотурбинных газоперекачивающих агрегатов / В. А. Щуровский, С. П. Зарицкий. – М.: ВНИИГАЗ, 1977. – 32 с.
- 7 Лановий М. Д. Аналіз методів і критеріїв оцінювання технічного стану газоперекачувального агрегату / М. Д. Лановий // Вісник НАУ. – 2010. – № 2. – С. 33 – 39.
- 8 Giampaolo T. Gas Turbine Handbook: Principles and Practices / T. Giampaolo. – 3rd Edition. – London: Published by The Fairmont Press, Inc., 2006. – 437 p.
- 9 Parthasarathy G. Readiness Approach for Propulsion Engine LRUs / G. Parthasarathy, D. Mylaraswamy, O. Uluyol // Proceedings of MFPT 2011, May 10-12, Virginia Beach, VA.
- 10 Зарицкий С. П. Диагностика газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / С. П. Зарицкий. – М.: Недра, 1986. – 198 с.
- 11 Асланян А. Е. Локалізація несправностей в лінійних динамічних системах / А. Е. Асланян, Бельська О. А. // Збірник наукових праць ЦНДІ ОБТ. – К.: ЦНДІ ОБТ, 2007. – Вип. 18. – С. 3 – 8.
- 12 Зарицкий С. П. Диагностирование надежности узлов газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / С. П. Зарицкий, Ю. С. Чарный, М. Х. Шульман // Газовая промышленность. – 1984. – № 6. – С. 27 – 32.
- 13 Льюнг Л. Идентификация систем. Теория для пользователя; [пер. с англ. А. С. Мандела, А. В. Назина под ред. Я. З. Цыпкина] / Л. Льюнг. – М.: Наука, 1991. – 432 с.
- 14 Горбійчук М. І. Метод параметричної ідентифікації технічного стану відцентрового нагнітача природного газу / М. І. Горбійчук, В. М. Медведчук, Г. П. Кропельницька // Методи та прилади контролю якості. – 2012. – № 2 (29). – С. 102 – 112.
- 15 Рис В. Ф. Центробежные компрессорные машины: монография / В. Ф. Рис. – М.-Л.: Машиностроение, 1964. – 336 с.
- 16 Ільченко Б. С. Діагностування функціонально-технічного стану газоперекачувальних агрегатів: монографія / Б. С. Ільченко. – Харків: ХНАМГ, 2011. – 228 с.
- 17 Ziegler Kai U. A study on impeller-diffuser interaction. Pt.1. Influence on the performance / Ziegler Kai U., Gallus Heinz F., Niehuis Reinhard; Trans. ASME. J. Turbomach, 2003. – 125. – № 1. P. 173 – 182.
- 18 Горбійчук М. І. Ідентифікація діагностичних ознак нагнітача природного газу / М. І. Горбійчук, М. І. Когутяк, О. А. Скріпка // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 4(17). – С. 39 – 45.
- 19 Гилл Ф. Практическая оптимизация / Ф. Гилл, У. Мюррей; пер. с англ. В. Ю. Лебеде; под ред. А. А. Петрова. – М.: Мир, 1985. – 509 с.
- 20 Рутковская Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы / Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутковский; пер. с польск. – М.: Горячая линия-Телеком, 2004. – 452 с.
- 21 Рид Р. Свойства газов и жидкостей: справочное пособие / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд; пер с англ. под ред. Б. И. Соколова. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.
- 22 Горбійчук М. І. Числові методи і моделювання на ЕОМ: навч. посібник / М. І. Горбійчук, С. П. Пістун. – Івано-Франківськ: Факел, 2010. – 408 с.
- 23 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 – 35.
- 24 Ивахненко А. Г. Индуктивный метод самоорганизации моделей сложных систем / А. Г. Ивахненко. – К.: Наукова думка, 1981. – 296 с.
- 25 Горбійчук М. І. Метод синтезу емпіричних моделей на засадах генетичних алгоритмів / М. І. Горбійчук, М. І. Когутяк, О. Б. Василенко, І. В. Щупак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 4 (33). – С. 72 – 79.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
06.02.13*

*Рекомендована до друку  
професором Семенцовим Г.Н.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Мещеряковим Л.І.  
(Державний ВНЗ «Національний гірничий  
університет», м. Дніпропетровськ)*