

УДК 622.691.4.052.012

ІНТЕГРАЛЬНІ ДІАГНОСТИЧНІ ОЗНАКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ВІДЦЕНТРОВИХ НАГНІТАЧІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**М.І. Горбійчук¹⁾, С. Т. Самуляк¹⁾, І. В. Щупак²⁾**

1) Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, тел. (8-0342)50-47-08

2) ДП "Укрметртестстандарт", вул. Метрологічна, 4, м. Київ, 03680, тел. (8-044) 126-53-89, e-mail: shchupak@gmail.com

Запропонований метод визначення технічного стану відцентрового нагнітача газоперекачувального агрегату за допомогою політропного коефіцієнта корисної дії та внутрішньої потужності, які визначені як функції від приведених об'ємної та масової продуктивності відповідно. Вказані залежності досить повно характеризують роботу нагнітача і є основою для визначення запропонованих діагностичних ознак його технічного стану.

Предложен метод определения технического состояния центробежного нагнетателя газоперекачивающего агрегата с помощью политропного коэффициента полезного действия и внутренней мощности, которые определены как функции от приведенных объемной и массовой продуктивностей нагнетателя соответственно. Указанные зависимости довольно полно характеризуют работу нагнетателя и являются основой для определения предложенных интегральных диагностических признаков его технического состояния.

A method for determining the technical condition of centrifugal blowers of gas pumping unit using the polytropic efficiency and internal power, which are defined as a functions of volume and mass productivity respectively, is proposed. Given dependencies quite fully characterize blower's operation and are the basis for determining the proposed integral diagnostic features of its technical condition.

Необхідність суттєвого розширення робіт в області діагностування газоперекачувальних агрегатів (ГПА), в першу чергу з газотурбінним приводом, які складають переважну більшість у загальній кількості ГПА газової промисловості, створення і впровадження діагностичних систем нерозривно пов'язані з вирішенням таких проблем, як підвищення надійності ГПА, зменшення термінів їх освоєння та витрат на експлуатацію, економія паливо-енергетичних ресурсів тощо [1].

Забезпечення всебічної технічної діагностики ГПА, що є обов'язковою вимогою для синтезу автоматизованих систем контролю (АСК) його технологічного стану, потребує впровадження наступних автоматизованих діагностичних систем: оперативної вібродіагностики, спектральної вібродіагностики, параметричної діагностики, діагностики технологічного обладнання, діагностики технологічних трубопроводів, діагностики запірної арматури [2].

Згідно [3] встановлено види, періодичність і точність вимірювань,

необхідних для діагностики і прогнозування технологічного стану обладнання компресорних станцій, місця відбору діагностичних параметрів. Розроблено також ряд методик та норм [4, 5], в яких наведено алгоритми оцінки технологічного стану ГПА.

Очевидно, що однією з найбільш важливих задач є правильний вибір діагностичних ознак, на основі аналізу яких можливо точно описати технологічний стан об'єкту діагностування. В роботі [6] як діагностичні ознаки технічного стану відцентрових нагнітачів природного газу запропоновані відхилення ступеня підвищення тиску ε , політропного коефіцієнта корисної дії $\eta_{пол}$ і внутрішньої потужності нагнітача N_i від значень, які визначені за паспортними характеристиками. В процесі експлуатації газоперекачувальних агрегатів (ГПА) природного газу відбувається зміна їх технічного стану під дією експлуатаційних факторів. Вплив таких факторів визначається, серед іншого [1], режимами роботи,

властивостями робочого середовища, впливом оточуючої атмосфери, а також якістю і своєчасністю проведення ремонтних робіт, виконанням обслуговуючим персоналом правил технічної експлуатації. Таким чином, вплив конструктивно-виробничих та експлуатаційних факторів на показники роботи ГПА спричиняє випадковий характер діагностичних ознак, що створює певні труднощі при визначенні технічного стану відцентрових нагнітачів природного газу.

В даній роботі пропонується спосіб визначення діагностичних ознак технічного стану відцентрових нагнітачів природного газу, суть якого полягає у тому, що за результатами спостережень за роботою ГПА обчислюють політропний коефіцієнт корисної дії $\eta_{пол}$ та внутрішню потужність N_i як функції від приведеної об'ємної Q_{np} та масової G продуктивностей нагнітача. Вказані залежності досить повно характеризують роботу нагнітача і визначаються за формулами [7], які наведені у табл. 1.

Для обчислення коефіцієнту стисливості газу Z використано модифіковане рівняння стану Бенедикта-Веба-Равіна

$$Z^3 - Z^2 - aZ - b = 0, \quad (1)$$

де $a = \left(\frac{0,1237}{\tau} - \frac{0,3468}{\tau^2} + \frac{0,1188}{\tau^4} \right)$; $b = \left(\frac{0,0291}{\tau^2} - \frac{0,0273}{\tau^3} + \frac{0,039}{\tau^5} \right) \tau^2$;
 $\pi = (P + 1,33 \cdot 10^{-4} P_a) / P_{кр}$ – приведений тиск;

$\tau = (t + 273) / T_{кр}$ – приведена температура;
 $P_{кр} = 4,67 - 0,1\Lambda$ – критичний тиск, МПа;
 $T_{кр} = 99,8 + 162,8\Lambda$ – критична температура газу, град. К; Λ – відносна густина газу.

Так як рівняння (1) має три корені, то як значення величини Z вибирався той корінь, який задовольняє умові

$$0 < Z_i \leq 1, i \in \{1, 2, 3\}, Z = Z_i.$$

Питому ентальпію природного газу i (кДж/кг) обчислюють за такою формулою:

$$i = i_0 - RT_{кр} \delta i,$$

де $i_0 = (2,6R + 0,149) \cdot (t + 273) + 1,225 \cdot 10^{-3} (t + 273)^2$ – питома ентальпія природного газу, кДж/кг;

$\delta i = \tau \left(c \frac{\pi}{Z\tau} + d \left(\frac{\pi}{Z\tau} \right)^2 - Z + 1 \right)$ – поправка до

приведеної питомої ентальпії, що враховує відхилення реального газу від ідеального;

$$c = \frac{0,3468}{\tau} + \frac{0,3564}{\tau^3}; \quad d = 0,5 \left(\frac{0,0273}{\tau} - \frac{0,117}{\tau^3} \right).$$

Інші позначення величин у формулах, що наведені у табл. 1, такі: ρ_{cm} – густина природного газу за стандартних умов ($T=293^\circ\text{K}$, $P=0,1013$ МПа); P_a – атмосферний тиск, мм. рт. ст.; n_0 – номінальна частота обертів ВЦН, об/хв; n – фактична частота обертів ВЦН, об/хв.

Таблиця 1 – Розрахункові формули для обчислення $\eta_{пол}$ і N_i

Назва параметрів	Формула
Політропний коефіцієнт корисної дії	$\eta_{пол} = l_{пол} / l_i$
Питома політропна робота стиснення газу, кДж/кг	$l_{пол} = \sigma_v Z_1 R (t_1 + 273) (\varepsilon^{1/\sigma_v} - 1)$
Повна питома робота ВЦН, кДж/кг	$l_i = i_2 - i_1$
Показник політропного процесу стиснення	$\sigma_v = \frac{\ln(\varepsilon)}{\ln(Z_2(t_2 + 273) / Z_1(t_1 + 273))}$
Ступінь підвищення тиску газу	$\varepsilon = (P_2 + 1,33 \cdot 10^{-4} P_a) / (P_1 + 1,33 \cdot 10^{-4} P_a)$
Газова стала природного газу, кДж/(кг · К)	$R = 0,287 / \Lambda$
Відносна густина газу	$\Lambda = \rho_{cm} / 1,205$
Внутрішня потужність нагнітача, МВт	$N_i = l_i G \cdot 10^{-3}$
Приведена об'ємна продуктивність, м ³ /хв	$Q_{np} = (n_0 / n) Q$
Масова продуктивність нагнітача, кг/с	$G = Q \rho_1$
Густина газу на вході ВЦН, кг/м ³	$\rho_{1н} = 10^3 (P_1 + 1,33 \cdot 10^{-4} P_a) / (Z_1 R (t_1 + 273))$

Індекс «1» у формулах табл. 1 вказує на те, що відповідні величини відносні до входу нагнітача, а індекс «2» – до його виходу.

Дослідження, які здійснювались з метою отримання експериментальних даних для побудови статичних характеристик нагнітачів природного газу $n_{пол} = f(Q_{np})$ і $N_i = f(G)$, проводились на компресорній станції Долинського ЛУМГ ДП «Прикарпаттрансгаз».

Вимірювання і реєстрація технологічних параметрів нагнітача здійснювалось за допомогою штатних технічних засобів, якими оснащена компресорна станція КС-3.

Об'ємна продуктивність нагнітача обчислювалась за формулою

$$Q = A \sqrt{\frac{\Delta P Z R T_1}{P_1 + 0,101}}, \text{ м}^3/\text{хв},$$

де $A = 14,04 \text{ м}^2/\text{хв}$ для ВЦН типу ГП16С; ΔP - перепад тиску на конфузори, МПа.

Значення атмосферного тиску P_a були взяті із архіву погоди Івано-Франківської обласної метеостанції (сторінка в інтернеті <http://dyn.gismeteo.ru/cgi-bin/viewsarc.exe?req=school&index=33526&month=3&year=2007>), де значення атмосферного тиску подані через кожних 12 годин. Інтерполяція значень P_a всередині інтервалу $[0 \div 12]$ здійснювалась за допомогою інтерполяційного поліному першого порядку, який будувався для двох сусідніх вузлів $P_a^{(i)}$ і $P_a^{(i+1)}$, $i = \overline{0, N-1}$, де N - номер останньої ординати. Оскільки пряма проходить через дві точки, то

$$P_a^{(j)} = a_0^{(i)} + a_1^{(i)} x_j, \quad j = \overline{1, m}.$$

Коефіцієнти інтерполяційного поліному обчислюються за такими формулами:

$$a_0^{(i)} = \frac{P_a^{(i)} x_{i+1} - P_a^{(i+1)} x_i}{h}, \quad (2)$$

$$a_1^{(i)} = \frac{P_a^{(i+1)} - P_a^{(i)}}{h}, \quad (3)$$

де змінна x_j має розмірність часу, m - кількість точок інтерполяції на інтервалі часу $[0; x_f]$, h - крок дискретності.

Як приклад на рис. 1 зображений графік зміни атмосферного тиску протягом лютого місяця 2007 р. (значення $P_a^{(i)}$ на вузлах

інтерполяції помічені кружками; трикутниками помічені розрахункові значення $P_a^{(i)}$ на тих же вузлах інтерполяції, а хрестиками – значення $P_a^{(i)}$ у проміжних точках).

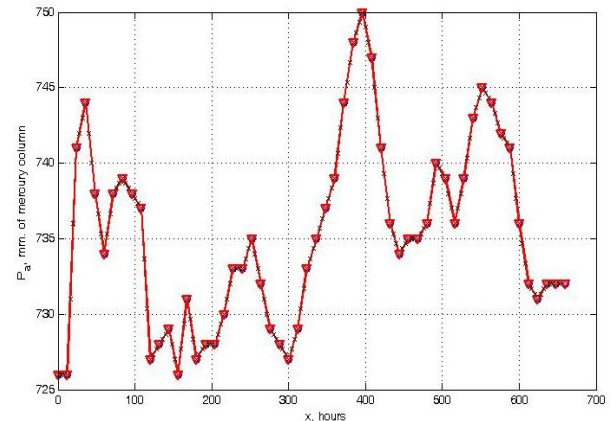


Рисунок 1 – Зміна атмосферного тиску на протязі лютого 2007 р.

Таким чином, у формулах табл. 1 розрахунок значення $P_a^{(j)}$ поза вузлами інтерполяції здійснюється за формулами (2) і (3), при цьому крок дискретності h вибирають таким, як і для технологічних параметрів, що фіксуються вимірювальною системою.

Густина природного газу за стандартних умов ρ_{cm} визначаються за результатами хроматографічного аналізу. Періодичність відбору проб газу складає приблизно 10 діб. Тому виникла задача про можливість використання середніх значень ρ_{cm} і Λ в розрахункових формулах табл. 1. Для вирішення поставленої задачі були проаналізовані дані, які отримані протягом 2004-2008 рр., що дозволило зробити висновок про незначний тренд значень ρ_{cm} на інтервалі спостереження. Тому можна вважати, що математичне очікування

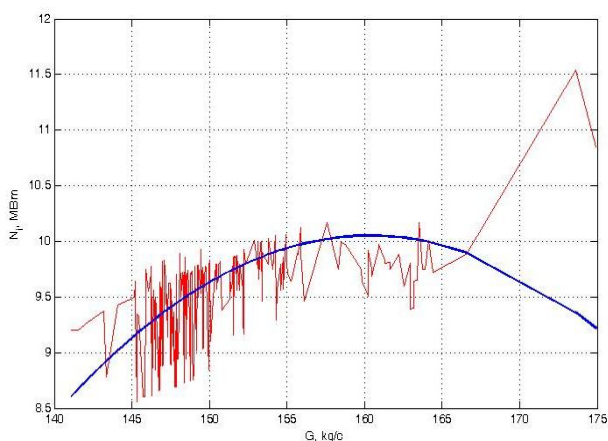
$$\hat{\rho}_{cm} = M[\rho_{cm}]$$

є незмінним в часі і в розрахунках необхідно користуватись середнім значенням густини газу. При цьому оцінка середнього значення густини газу: $\hat{\rho}_{cm} = 0,679 \text{ кг/м}^3$ (при $P_H = 0,101325 \text{ МПа}$, $T_H = 293,15 \text{ К}$); оцінка дисперсії $S_p^2 = 6,453 \cdot 10^{-7} (\text{кг/м}^3)^2$.

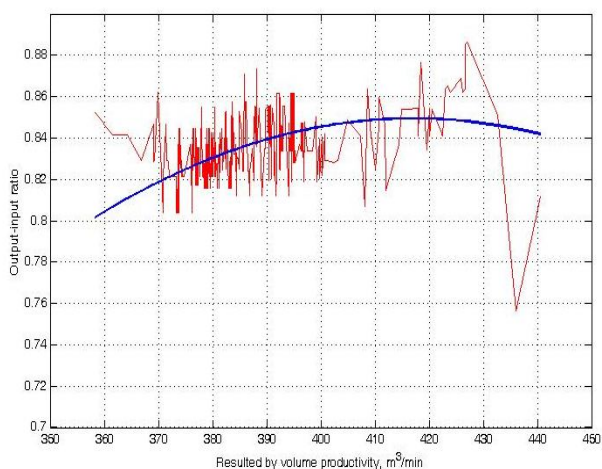
Дані спостережень за роботою нагнітача ГП16С протягом чотирьох місяців (червень, грудень 2006 р. та січень, лютий 2007 р.) з урахуванням зміни атмосферного тиску за цей

же період (при $\rho_{cm} = 0,679$ кг/м³) дали можливість обчислити залежності $n_{пол} = f(Q_{np})$ і $N_i = f(G)$ за формулами, що наведені у табл. 1.

Для аналітичного опису залежностей $n_{пол} = f(Q_{np})$ і $N_i = f(G)$ були вибрані многочлени другого степеня. Їх значення обчислювались методом найменших квадратів [8]. Результати апроксимації експериментальних даних вибраними поліномами показано на рис. 2.



а)



б)

а) $N_i = f(G)$; б) $n_{пол} = f(Q_{np})$

Рисунок 2 – Статичні характеристики нагнітача ГП16С

В процесі експлуатації ГПА відбувається старіння та зношування їх елементів, що приводить до дрейфу статичних характеристик, що може служити основою для формування діагностичних ознак технічного стану ВЦН природного газу.

Для кожної із статичних характеристик $n_{пол} = f(Q_{np})$ і $N_i = f(G)$ обчислимо

$$S_i = \int_{q_0}^{q_f} \mu_i(q) dq, \quad i = \overline{0, M-1}, \quad (4)$$

де $\mu_i(q) \in \{f(Q_{np}), f(G)\}$.

Оскільки інтервали інтегрування у формулі (4) для статичних характеристик $n_{пол} = f(Q_{np})$ і $N_i = f(G)$, що отримані за кожний із M місяців, різні, то для правомірного співставлення площ S_i інтервали інтегрування вибирались із умови:

$$q_0 = \max_i(q_i), \quad i = \overline{1, M},$$

$$q_f = q_0 + \Delta q,$$

де $\Delta q = \min_i(\Delta q_i)$, $\Delta q_i = \max_i(q_i) - \min_i(q_i)$,

$$q_0 \in \{G_0, Q_{np}\}, \quad q_f \in \{G_f, Q_{np, f}\}.$$

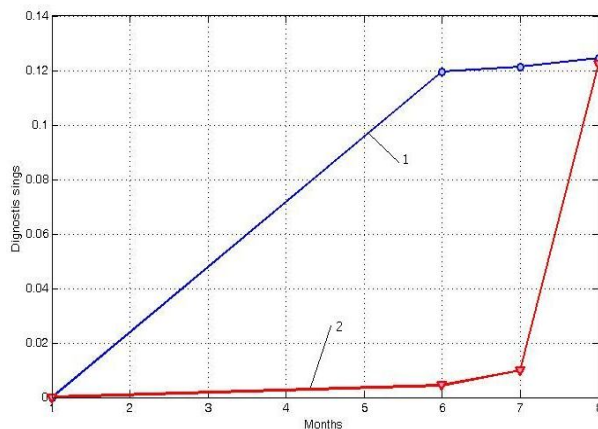
Інтегральну діагностичну ознаку φ_j визначимо як відношення приросту площі $\Delta S_i = S_0 - S_i$ до початкової площі S_0 , тобто

$$\varphi_j = 1 - \frac{S_i^{(j)}}{S_0^{(j)}}, \quad j \in \{1, 2\}. \quad (5)$$

Із (5) випливає, що $0 \leq \varphi_j < 1$. Якщо $\varphi_j = 0$ при $i \geq 1$, то це означає, що немає зміщення характеристики $n_{пол} = f(Q_{np})$ або $N_i = f(G)$ і вичерпний ресурс ВЦН нульовий. Збільшення величини φ_j приводить до збільшення вичерпного ресурсу. Очевидно, що існує певне граничне значення $\varphi_j^{(cp)}$, коли залишковий ресурс дорівнюватиме нулю.

На рис. 3 показані графіки зміни інтегральних діагностичних ознак, із якого видно, що після шостого місяця роботи збільшилися значення $\varphi_i^{(1)}$ (діагностична ознака за політропним к. к. д. нагнітача) і $\varphi_i^{(2)}$ (діагностична ознака за внутрішньою потужністю ВЦН). Це може свідчити про погіршення техніко-економічних показників роботи ВЦН.

Подальшими кроками є розробка алгоритмів з визначення залишкового ресурсу роботи ВЦН на основі побудови діагностичних моделей і визначення граничних значень для інтегральних діагностичних ознак.



1 – за політропним к. к. д.; 2 – за внутрішньою потужністю нагнітача

Рисунок 3 – Зміна інтегральних діагностичних ознак у часі

ВИСНОВКИ

Запропонована нова діагностична ознака технічного стану відцентрових нагнітачів природного газу, яка визначається як зміна площ, які утворені статичними характеристиками ВЦН.

Отримані результати дають змогу проводити дослідження у напрямку створення методу і алгоритмів визначення залишкового ресурсу ВЦН.

Література

1. Зарицький С. П. Диагностика газоперкачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / С. П. Зарицький. – М.: Недра, 1986. – 204с.

2. Дубинский В. Г. Опыт внедрения на КС методов и технических средств диагностики ГПА / В. Г. Дубинский, В. П. Комардинкин, А. Д. Тихонов [та ін.] // Сер. Автоматизация,

телемеханизация и связь в газовой промышленности. – М.: ВНИИЭгазпром., 1988. – Вып. 4. – 35 с.

3. Комплексні обстеження надземного механічного технологічного обладнання компресорних станцій магістральних газопроводів: СТП 320.30019801.056-2002. – Офіц. вид. – К.: ДК «Укртрансгаз», 2002. – 56 с.

4. Методические указания по определению мощности и оценке технического состояния проточной части газоперекачивающих агрегатов с турбоприводом. – М.: ВНИИГАЗ, 1983. – 58с.

5. Нормы вибрации. Оценка интенсивности вибрации газоперекачивающих агрегатов в условиях эксплуатации на компресорных станциях министерства газовой промышленности. – М.: ВНИИЭгазпром, 1985. – 18с.

6. Горбійчук М. І. Метод діагностування технічного стану відцентрових нагнітачів природного газу / М. І. Горбійчук, О. А. Скріпка // Нафтова і газова промисловість. – 2006. - № 4. – С. 19 – 23.

7. Компресорні станції. Контроль теплотехнічних та екологічних характеристик газоперекачувальних агрегатів: СОУ 60.03-30019801-011:2004. – Офіц. вид. – К.: ДК «Укртрансгаз», 2004. – 117 с.

8. Ермаков С. М. Математическая теория оптимального эксперимента: учебное пособие [для студ. высш. учеб. зав.] / С. М. Ермаков, А. А. Жиглявский. – М.: Наука, 1987. – 320 с.

Поступила в редакцію 24.03.2009р.

Рекомендував до друку докт. техн. наук, проф. Заміховський Л. М.