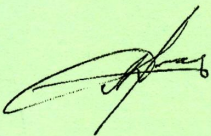


Скріпка Олександр Анатолійович


УДК 681.3.06+681.518.54.621.5

**КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ВІДЦЕНТРОВИХ
НАГНІТАЧІВ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ НА
ПРИНЦИПАХ НЕЙРОННИХ МЕРЕЖ**

Спеціальність 05.11.13 – Методи і прилади контролю та визначення
складу речовин

Автореферат
дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України.

Науковий керівник:

доктор технічних наук, професор
Горбійчук Михайло Іванович,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
завідувач кафедри комп'ютерних систем і мереж

Офіційні опоненти:

доктор фізико-математичних наук, професор
Снарський Андрій Олександрович,
Національний технічний університет України "КПІ",
професор кафедри загальної та теоретичної фізики

кандидат технічних наук
Іванишин Володимир Петрович,
Долинське лінійне виробниче управління магістральних газопроводів
УМГ "Прикарпаттрансгаз", начальник управління

Провідна установа:

ВАТ "Український нафтогазовий інститут",
Міністерства промислової політики України (м. Київ)

Захист відбудеться "22" червня 2007 р. о 14⁰⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 20.052.03 в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу (76019 м. Івано-Франківськ вул. Карпатська, 15).

З дисе
технічного ун

ціонального
а, 15).

Автори

Вчений секре

чук

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ



an422

Актуальність теми. Україна має одну з найбільших у Європі газотранспортну систему, яка протягом багатьох десятиліть транспортує природний газ внутрішнім споживачам, а також у 15 країн Центральної та Східної Європи. Саме через Україну в Європу транспортується понад 90% експортних обсягів російського газу, що складає 119 – 130 млрд. куб. м за рік.

До складу газотранспортної системи входять магістральні газопроводи, які з'єднані з 13 підземними сховищами газу і мають протяжність близько 37 тис. км, 71 компресорна станція (108 компресорних цехів) та 1450 газорозподільчих станцій. Загальна кількість газоперекачувальних агрегатів (ГПА) становить 692 одиниці, у тому числі 438 з газотурбінним приводом (ГТПА), 158 з електроприводом (ЕГПА) та 96 газомотокомпресорів.

Підвищення надійності експлуатації газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях і, як наслідок, зменшення витрат на їх обслуговування та ремонт є однією з найважливіших задач у забезпеченні ефективної роботи газотранспортної системи. Вирішення цієї задачі полягає в розробці методів та засобів технічної діагностики як самого ГПА в цілому, так і його окремих елементів і систем.

Тому тема дисертаційної роботи, яка передбачає дослідження у напрямку створення методу оцінки технічного стану відцентрових нагнітачів природного газу і на цій основі розроблення методу їх діагностування є *актуальною*.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дослідження, що викладені у дисертації, зроблені у рамках держбюджетних робіт "Синтез комп'ютерних систем і мереж для об'єктів нафтогазового комплексу" і "Комп'ютерні системи для діагностування технічних засобів, біологічних об'єктів та управління технологічними процесами", які виконувались в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу.

Мета роботи. Розробка методу контролю технічного стану відцентрових нагнітачів (ВН) природного газу та їх діагностики для підвищення ефективності роботи ВН, що виражається у переході від планового обслуговування до обслуговування за їх фактичним технічним станом.

Відповідно до поставленої мети *задачі дослідження* є такими:

- виконати аналіз методів і технічних засобів контролю технічного стану відцентрових нагнітачів (ВН) природного газу для обґрунтування і вибору напрямку досліджень;
- обґрунтувати вибір основних показників роботи ВН і на цій основі із застосуванням нейромережових технологій сформувати діагностичні ознаки для визначення технічного стану ВН природного газу;
- на основі аналізу методів розпізнавання образів та імітаційного моделювання розробити ефективний алгоритм розпізнавання технічного стану ВН природного газу;
- розробити діагностичну модель ВН природного газу, синтезувати алгоритм ідентифікації діагностичних ознак і на цій основі розробити метод поетапного діагностування їх технічного стану;
- створити програмне забезпечення комп'ютерної системи діагностування роботи відцентрових нагнітачів природного газу.

Об'єкти дослідження. Технічний стан відцентрових нагнітачів природного газу.

Предмет дослідження. Методи та алгоритми контролю технічного стану відцентрових нагнітачів природного газу та їх поетапне діагностування.

Методи дослідження. Вирішення поставлених задач досягнуто шляхом використання методів теорії подібності, математичного моделювання, методів ідентифікації, теорії нейронних мереж та розпізнавання образів, імітаційного та комп'ютерного моделювання за допомогою сучасного програмного забезпечення.

Наукова новизна отриманих результатів. У дисертації розроблений метод поетапної діагностики ВН природного газу, що забезпечує перехід від планового обслуговування до обслуговування за технічним станом.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у наступному:

- вперше на основі нейромережових технологій сформовані діагностичні ознаки роботи відцентрових нагнітачів, що дозволило реалізувати метод поетапної діагностики ВН природного газу;
- на основі методів розпізнавання образів і імітаційного моделювання вперше розроблено метод розпізнавання технічного стану ВН природного газу, ефективність якого підтверджена промисловими даними і вірогідність якого становить 0,975;
- удосконалено діагностичну математичну модель ВН природного газу, в якій, на відміну від існуючих, враховані втрати на тертя і протічки газу, що підвищує її точність та ефективність;
- вперше розроблений ефективний алгоритм ідентифікації діагностичних ознак, який дає можливість визначити зміни геометричних розмірів робочих коліс ВН природного газу;
- на основі нейромережових технологій вперше розроблений метод поетапного діагностування роботи ВН, що дає можливість ефективніше використовувати обчислювальні ресурси системи діагностування.

Практичне значення отриманих результатів визначається одержанням і створенням на основі теоретичних результатів роботи:

- методу контролю технічного стану ВН, який ґрунтується на інформації про поточні технологічні параметри і про зведені характеристики ВН природного газу;
- алгоритму ідентифікації діагностичних ознак на базі створеної математичної моделі роботи ВН природного газу;
- методу поетапного діагностування роботи ВН природного газу з використанням нейромережових технологій, що економить обчислювальні ресурси системи діагностування;
- алгоритмів і програмного забезпечення комп'ютерної системи контролю технічного стану та діагностування ВН, які дають можливість використовувати існуючі технічні засоби систем контролю і управління компресорних станцій.

Вірогідність результатів зумовлена як теоретичними, так і експериментальними дослідженнями, які базуються на нейромережових технологіях, теорії подібності, математичному та імітаційному моделюванні, методах ідентифікації і розпізнавання образів з широким використанням сучасних програмних продуктів та обчислювальних засобів.

Особистий внесок здобувача. Наукові положення, висновки і рекомендації, що наведені у дисертації і виносяться на захист, отримані у період з 2002 по 2006 рр. і узагальнені під час оформлення дисертації. Основна частина теоретичних і експериментальних досліджень, висновки та рекомендації виконані автором самостійно. Проаналізовані методи і технічні засоби діагностування технічного стану газоперекачувальних агрегатів і сформовані задачі та вибрані напрямки досліджень. Запропоновані критерії діагностування технічних станів ВН природного газу з використанням поточної інформації про технологічні параметри та зведених характеристик ВН і на цій основі розроблений метод визначення технічних станів ВН з використанням нейромережових технологій [1, 2, 3, 6]. У рамках ідеології поетапного діагностування розроблена математична діагностична модель [5], параметри якої залежать від геометричних розмірів робочих лопаток, та алгоритми ідентифікації параметрів діагностичної моделі [4, 9]. Розроблений метод поетапної діагностики та його програмне забезпечення [7, 8, 10] з використанням існуючих засобів контролю і управління роботою компресорних станцій.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертаційної роботи обговорювались на науково-технічних конференціях професорсько-викладацького складу ІФНТУНГ (2002 – 2005 рр.); на наукових семінарах кафедри комп'ютерних систем і мереж; на четвертій та шостій науково-технічній конференції "Приладобудування 2005, 2007: Стан і перспективи", м. Київ (26 – 27 квітня 2005 р., 24 – 25 квітня 2007 р.); на 12-ій Міжнародній міжвузівській школі-семінарі "Методи і засоби технічної діагностики", м. Івано-Франківськ (10 – 14 жовтня 2005 р.); на 13-ій Міжнародній конференції з автоматичного управління "Автоматика-2006", м. Вінниця (23 – 28 вересня 2006 р.).

Публікації. Результати роботи висвітлені у 10 наукових працях, в тому числі у 6 статтях в журналах, затверджених ВАК України.

Структура дисертації. Дисертація складається із вступу, п'яти розділів, переліку використаних джерел із 121 найменування та 14 додатків і викладена на 222 сторінках. Робота проілюстрована 60 рисунками, включає 9 таблиць і додатки на 40 сторінках.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі розкрито стан наукової проблеми та її значущість, обґрунтовано актуальність теми дисертаційної роботи, показано зв'язок вибраного напрямку досліджень з науковими програмами, планами, темами, сформульовано мету та основні задачі досліджень, подано наукову новизну і практичне значення отриманих результатів, наведені дані про впровадження результатів роботи, її апробацію та публікації.

У першому розділі проведено огляд літературних джерел з питань діагностики газоперекачувальних агрегатів, зокрема відцентрових нагнітачів природного газу як складової частини ГПА, та вибрано напрямок досліджень.

Надійність експлуатації ВН багато в чому визначається досконалістю системи обслуговування, яка, в свою чергу, залежить як від системи проведення планово – попереджувальних ремонтів і рівня кваліфікації обслуговуючого персоналу, так і від систем контролю працездатності обладнання. Останнє визначається рівнем систем технічної діагностики, які використовуються для визначення технічного стану працюючого ГПА.

Нещодавно задача надійної експлуатації ГПА зводилася до попередження відмов і підтриманні технічного стану агрегату шляхом проведення комплексу заходів згідно розроблених графіків планово – попереджувальних ремонтів. Такий підхід має два основні недоліки: ГПА може бути виведений в ремонт у справному стані при досягненні терміну чергового ремонту або дефекти вузлів ГПА розвиваються стрімко в міжремонтний період, що приводить до його виходу з ладу і в подальшому до ремонтно – відновлюваних робіт. На даний момент намагаються використовувати більш раціональну форму експлуатації ГПА – обслуговування за технічним станом. Це стало можливим внаслідок розробки і впровадження автоматизованих систем управління (АСУ), зокрема, підсиленню діагностичної функції контролю з використанням різних вимірювальних засобів і розвитком комп'ютерних технологій.

Серед існуючих методів технічної діагностики для визначення технічного стану ГПА в переважній більшості випадків використовується вібраційна і параметрична діагностика. Найбільшого поширення набула вібродіагностика, і, як наслідок, питанням вібродіагностики присвячено значне число робіт (Генкін Н.Д., Ігуменцев Є.А., Толстов А.П. Соляник В.Г., Заміховський Л.М., Карасів В.А., Максимов В.П., Соколова А. Г. та ін.). В них досліджені теоретичні аспекти створення методів діагностики, визначені вимоги до технічного забезпечення засобів вимірювання, розглянуті принципи побудови вібровимірювальної апаратури та ін. Методи вібраційної діагностики дають, як правило, лише інтегральні оцінки технічного стану ГПА типу "добре", "задовільно", "незадовільно". При цьому лишається відкритим питання про стан окремого вузла. Крім того, у більшості випадків комплексна діагностика проводиться періодично, а це не забезпечує неперервний контроль за технічним станом ГПА. Тому в останній час інтенсивно ведуться роботи у напрямку розробки методів параметричної діагностики, яка дає можливість неперервно контролювати технічний стан окремих вузлів ГПА за діагностичними ознаками, які формуються як відхилення певних технологічних параметрів від їх значень, що характерні для нових ГПА (або після ремонту). За сукупністю таких діагностичних ознак необхідно розпізнати технічний стан ГПА або його складової частини, зокрема, нагнітача. Ця задача є задачею розпізнавання образів і намітилася тенденція застосовування нейромереж для її розв'язку. Методи параметричної діагностики, як і методи вібродіагностики, дають лише якісну оцінку технічного стану ГПА, не вказують на конкретну несправність. Вирішити останню проблему можливо, якщо мати діагностичну модель, яка у формалізованій формі встановлює залежності між окремими дефектами і певними технологічними параметрами вузла ГПА, наприклад, ВН. Це досить складна наукова задача і лише окремі публікації присвячені її вирішенню (Зарипський С.П., Щуровський В.А., Цегельников Л.С., Іванов І.А., Грудз В.Я., Льченко Б.С., Прищепо О.О., Тумаркін О.Л., Ізбаш В.І., Білоброва О.Р. та ін.).

В даній роботі запропоновано використовувати поетапний підхід, коли на першому етапі визначають технічний стан ВН, а на другому визначають тип несправності. При цьому, другий етап включається лише тоді, коли нагнітач знаходиться у стані, який близький до несправного.

Оскільки остання задача невирішена, то напрямком досліджень є розроблення на базі теорії нейромереж методу визначення технічних станів ВН та створення діагностичної моделі, яка

повинна враховувати зміну геометричних розмірів робочого колеса, і на цій основі створення методу поетапного діагностування технічного стану ВН.

У **другому** розділі запропоновано діагностичні ознаки технічного стану нагнітача обчислювати на основі трьох показників: ступеня підвищення тиску ε , політропного коефіцієнта корисної дії $\eta_{\text{пол}}$ і внутрішньої потужності N_i , тобто: $\varepsilon = f_\varepsilon(x, y)$, $\eta_{\text{пол}} = f_\eta(x)$, $\frac{N_i}{\rho_*} \left(\frac{n_0}{n} \right)^3 = f_N(x)$, де ρ_* - густина газу, приведена до умов всмоктування; $x = Q \frac{n_0}{n}$, $y = \frac{n}{n_0} \sqrt{\frac{z_0 R_0 T_0}{z R T}}$ - зведені витрата та частота обертання ротора ВН; Q - об'ємна витрата газу, приведена до умов всмоктування; n - частота обертання ротора ВН; z - коефіцієнт стисливості газу; R - газова постійна; T - температура за абсолютною шкалою; Q_0 , n_0 , T_0 , z_0 і R_0 - значення відповідних величин, які відповідають певному "опорному" режимові.

Несправності, які впливають на ефективність функціонування газоперекачувального агрегату, проявляються через зміну технологічних параметрів та показників роботи ГПА. Наприклад, несправності проточних частин проявляються в зміні тиску та температури вихідного потоку газу, політропного коефіцієнта корисної дії, ступені стиснення газу, витрати повітря через компресор, зміні обертів ротора нагнітача а також в зміні рівня шуму та вібрації. Вказані зміни можуть бути оцінені лише тоді, коли відомі деякі "базові" значення технологічних параметрів та показників, які зафіксовані для нового ГПА. За базові значення ε^* , T_2^* і N_i^* беруться зведені характеристики нагнітача, які надаються у вигляді залежностей $f_\varepsilon(x, y)$, $f_\eta(x)$ і $f_N(x)$ заводами-виготовлювачами.

Сучасні ГПА оснащені інформаційно-вимірювальними системами, які, серед інших, вимірюють об'ємну витрату газу Q , температуру газу на вході T_1 і на виході T_2 нагнітача, число обертів ротора n , тиск на вході в нагнітач P_1 та на виході із нагнітача P_2 . В такому разі можна обчислити такі базові показники як ступінь підвищення тиску газу ε^* , температуру T_2^* та внутрішню потужність N_i^* . Для обчислення ε^* необхідно знайти величини $x = Q \frac{n_0}{n}$ та

$y = \frac{n}{n_0} \sqrt{\frac{z_0 R_0 T_0}{z R T_1}}$. Потім, використовуючи залежність $f_\varepsilon(x, y)$, знаходимо ε^* . Обчислення

температури T_2^* здійснюється за формулою $T_2^* = T_1 \varepsilon^{*1/\sigma}$, де $\sigma = \eta_{\text{пол}} \frac{k}{k-1}$, k - показник адіабати.

Політропний коефіцієнт корисної дії $\eta_{\text{пол}}$ обчислюється за відомим значенням x з використанням залежності $\eta_{\text{пол}} = f_\eta(x)$.

Внутрішню потужність N_i^* знаходять, використовуючи формулу $\frac{N_i}{\rho_*} \left(\frac{n_0}{n} \right)^3 = f_N(x)$. Якщо

відомі значення x , n і ρ_* , то $N_i^* = \rho_* \left(\frac{n}{n_0} \right)^3 f_N(x)$.

Для автоматизованого обчислення базових значень величин ε^* , T_2^* , і N_i^* (без використання графіків) необхідно певним чином апроксимувати залежності $f_\varepsilon(x, y)$, $f_\eta(x)$ і $f_N(x)$. Аналіз різних способів апроксимації показав, що найбільшої уваги заслуговує спосіб функціонального наближення до $f_\varepsilon(x, y)$, $f_\eta(x)$ і $f_N(x)$ за допомогою нейромереж.

Проаналізовано різні типи нейромереж з врахуванням неприйняття нейромережі, тобто мережа навчалась на заданих вузлах апроксимації; потім обчислювались значення показників ε^* , T_2^* , і N_i^* у вузлах, які не співпадають з навчальними вузлами. У результаті такої процедури виявлено, що найкращою є узагальнена регресійна нейромережа, яка належить до класу радіальних нейромереж.

Як приклад, були взяті статичні характеристики нагнітача PCL – 804 – 2. Для їх апроксимації використовувалась нейромережева структура GRNN із пакету MatLab. Результати роботи нейромережі відтворені в табл. 1.

Таблиця 1

Оцінка точності апроксимації статичних характеристик нагнітача за допомогою нейромереж

Залежність	Похибка апроксимації	
	середня, %	максимальна, %
$\varepsilon = f_\varepsilon(x, y)$	0.0227	0.03185
$\eta_{\text{мод}} = f_\eta(x)$	0.0253	0.0473
$\frac{N_i}{\rho_u} \left(\frac{n_0}{n} \right)^3 = f_N(x)$	0.0244	0.058

Діагностичні ознаки технічного стану відцентрового нагнітача природного газу формуються на основі інформації про базові значення величин ε^* , T_2^* , N_i^* , та про їх поточні значення ε , T_2 і N_i , як відносна зміна технологічних параметрів:

$$\Delta\varepsilon = \frac{\varepsilon - \varepsilon^*}{\varepsilon^*}, \quad \Delta T_2 = \frac{T_2 - T_2^*}{T_2^*}, \quad \Delta N_i = \frac{N_i - N_i^*}{N_i^*}. \quad (1)$$

Синтезована принципова схема формування діагностичних ознак ВН природного газу і на цій основі розроблене програмне забезпечення у середовищі MatLab для обчислення базових значень діагностичних ознак ВН.

У третьому розділі показано, що задача визначення технічного стану нагнітачів природного газу відноситься до класу задач розпізнавання образів.

В загальному випадку задачу розпізнавання можна сформулювати у такий спосіб: існує множина Ω об'єктів розпізнавання (простір образів) - $\bar{w} \in \Omega$, де \bar{w} - об'єкт розпізнавання. За допомогою індикаторної функції $g(\bar{w})$, яка невідома спостерігачу, простір образів розбивається на m класів, які не перетинаються між собою - $\Omega_1 \cap \Omega_2 \cap \dots \cap \Omega_m = \emptyset$, де \emptyset - пуста множина.

Стосовно задачі, що розглядається, множина Ω об'єктів розпізнавання - це сукупність всіх можливих технічних станів ВН. Конкретний об'єкт розпізнавання \bar{w} визначається як технічний

стан, який існує на момент спостереження. Оскільки розглядається задача діагностування, то кожний об'єкт характеризується набором діагностичних ознак.

Таким чином, задачу розпізнавання технічного стану ВН сформулюємо як задачу побудови правила розбиття за результатами спостережень $\Delta\varepsilon_j$, ΔT_{2j} і ΔN_j , $j = \overline{1, N}$. Для вирішення поставленої задачі необхідно мати прецеденти, які можна сформулювати на основі спостережень за роботою ВН на протязі тривалого часу. У результаті отримаємо об'єкт класифікації, який буде зразком при розв'язку задачі класифікації технічного стану ВН природного газу.

Зроблений аналіз методів розпізнавання образів, у результаті якого встановлено, що в залежності від наявної прецедентної інформації, методи розпізнавання образів можна розділити на навчання з учителем і на навчання без учителя. У першому випадку допускають, що відома множина векторів ознак, яка отримана для певного набору образів, і відома правильна класифікація таких образів у вигляді класів. Тоді за отриманими спостереженнями необхідно віднести новий об'єкт до певного класу. У тому випадку, коли правильна класифікація образів невідома, виникає задача розділення цих образів на класи за подібністю відповідних векторів ознак. Ця задача носить ще назву задачі кластеризації. За математичними моделями, які використовують для розв'язку задач розпізнавання образів, розрізняють методи, що виходять із статистичної природи спостережень, та методи, які засновані на нейромережових технологіях. До першої групи методів відносять байєсовський метод та метод мінімізації середнього ризику.

Аналіз методів показав, що, як і при байєсовському підході, вирішення задачі класифікації методом мінімізації середнього ризику вимагає знання апіорних розподілів $P(\Omega_k)$ і густин розподілів $p(\vec{x}|\Omega_k)$, де \vec{x} - вектор ознак, а ця інформація є доступною лише в обмежених випадках.

Альтернативою статистичним методам розпізнавання образів є нейромережовий підхід, який для своєї реалізації не потребує апіорної інформації. Математична модель нейронної мережі, яка визначається її структурою, задає роздільну гіперповерхню між класами образів. Основним елементом нейронної мережі є нейрон. Проаналізовані основні типи мереж і показано, що нейромережі, які у своєму складі мають нейрони типу інстар і оутстар Гроссберга, а також нейрони типу WTA є найбільш перспективними для класифікації технічних станів ВН природного газу.

Обчислення діагностичних ознак для даних, отриманих при експлуатації нагнітача типу PCL – 804 – 2 показало, що їх зміна носить випадковий характер, а це ускладнює процес визначення технічного стану ВН. Тому діагностичні ознаки доцільно попередньо кластеризувати. За допомогою кластеризації отримані дані можна розбити на декілька компактних областей і в подальшому досліджувати властивості таких кластерів. Описаний алгоритм кластеризації і показано, що реалізацію такого алгоритму слід здійснювати за допомогою нейромережі Кохонена або її різновиду - LVQ-мережі.

З точки зору класичної теорії технічної діагностики кожний об'єкт має два стани: справний або несправний. Множину несправних станів можна поділити на декілька підмножин, що будуть

характеризувати стани об'єкту з різним ступенем працездатності. В нашому випадку такими підмножинами є "працездатний" і "непридатний".

Сучасні газоперекачувальні агрегати – апарати довготривалої експлуатації. Тому збір експериментального матеріалу, який послужив би основою для навчання нейромерж з метою ідентифікації технічного стану ВН вимагає значних затрат часу. Процес навчання моделі і перевірку запропонованого методу діагностування можна значно пришвидшити, якщо скористатись технологією імітаційного моделювання. Остання передбачає створення імітаційної моделі, яка є формальним описом логіки функціонування нагнітача природного газу, враховує найсуттєвіші причинно-наслідкові зв'язки, і яка забезпечує проведення статистичних експериментів.

При імітаційному моделюванні зведені статичні характеристики ВН $f_\varepsilon(x, y)$, $f_\eta(x)$ і $f_N(x)$ апроксимувались такими поліномами:

$$\varepsilon(x, y) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + a_3x^3 + a_4y + a_5y^2 + a_6y^3 + a_7xy + a_8x^2y + a_9xy^2, \quad (2)$$

$$Y^{(i)} = a_0^{(i)} + a_1^{(i)}x + a_2^{(i)}x^2 + a_3^{(i)}x^3, \quad i = 1, 2, \quad (3)$$

де $Y^{(1)} = f_N(x)$, $Y^{(2)} = f_\eta(x)$.

Допускалось, що в процесі експлуатації ВН відбувається зміщення зведених характеристик, яке моделювалось такими залежностями:

$$\tilde{a}_j = (1 - m_j)a_j,$$

де a_j - коефіцієнти функціональних залежностей (2) і (3);

m_j - варіації коефіцієнтів.

За даними Бикова Г. О. відхилення робочих характеристик спрацьованих ВН від паспортних досягають 17 %, за даними Ільченко Б.С. – до 10-20 %, а відхилення в межах до 5 % можуть бути викликані похибками засобів вимірювання, тому ними можна знехтувати. Тобто, при відхиленні ДО в межах 5 % ВН вважається справним, від 5 до 20 % працездатним, а понад 20 % - непридатним. Отже, значення m_j вибирались із множини – (0; 0,12; 0,20). На величини, які беруть участь у формуванні діагностичних ознак, накладається адитивна складова, яка зумовлена похибками вимірювань витрати, температури, тиску, густини газу і впливом зовнішнього середовища. Ця складова імітувалась випадковою величиною, що розподілена за нормальним законом з нульовим математичним сподіванням і дисперсією

$$\sigma_k^2 = \left(\frac{\Sigma_k}{S_{k, \text{ном}}} \right)^2, \quad (4)$$

де Σ_k^2 - дисперсія k - ої складової ($k = 1, 2, 3$), яка є розмірною величиною; $S_{k, \text{ном}}$ - нормувальне значення k - ої величини, яка бере участь у формуванні відповідної діагностичної ознаки.

Досліджено вплив факторів, які зумовлені похибками вимірювань технологічних параметрів, на відхилення значень діагностичних ознак від їх дійсних значень.

Метрологічний аналіз непрямого вимірювання діагностичних ознак показав, що дисперсія ступеню підвищення тиску газу ε та внутрішньої потужності N_i знаходяться за такими формулами:

$$\sigma_\varepsilon^2 = C_1^2 \sigma_{P_1}^2 + C_2^2 \sigma_{P_2}^2, \quad (5)$$

$$\sigma_{N_i}^2 = \sigma_\rho^2 + 9\sigma_n^2 + \left(\frac{x_n}{f_N(x_n)} \left(\frac{\partial f_N(x)}{\partial x} \right)_0 \right)^2 \sigma_x^2, \quad (6)$$

де $\sigma_\varepsilon^2 = D[\gamma_\varepsilon]$; $\sigma_{P_i}^2 = D[\gamma_{P_i}]$, $i=1, 2$; $\gamma_\varepsilon = \frac{\delta\varepsilon}{\varepsilon_n}$; $\gamma_{P_i} = \frac{\delta P_i}{P_{in}}$, $i=1, 2$ – зведені похибки ступеню

підвищення тиску та тисків на вході і виході нагнітача; $C_i = \left(\frac{\partial \Phi(P_1, P_2)}{\partial P_i} \right)_0 \cdot \frac{P_{i0}}{\varepsilon_0}$, $i=1, 2$; ε_0, P_{i0} ,

P_{20} - деякі "базові" величини; $\sigma_\rho^2, \sigma_n^2$ - дисперсії густини газу і швидкості обертання робочого колеса ВН.

Температура T_2 , яка бере участь у формуванні діагностичної ознаки ΔT_2 , вимірюється безпосередньо. Тому за аналогією з формулою (4) можна записати

$$\sigma_{T_1}^2 = \left(\frac{\gamma_{T_2, \text{оп}}}{3 \cdot 100} \right)^2. \quad (7)$$

Для кожної діагностичної ознаки $\Delta\varepsilon$, ΔT_2 і ΔN була сформована вибірка із 120 значень, яка імітувала справний Ω_1 , працездатний Ω_2 і непридатний Ω_3 стани ВН і яка використовувалась для навчання LVQ-неймережі.

Після навчання мережа тестувалась шляхом багатократної прогонки імітаційної моделі. Було реалізовано сто прогонів імітаційної моделі. При цьому визначався процент правильного віднесення неймережею до відповідного класу діагностичної ознаки. Було вибрано три класи – перший клас: Ω_1 ; другий клас: Ω_2 ; третій клас: Ω_3 . Результат роботи неймережі ілюструє рис. 1 (реалізація одного прогону).

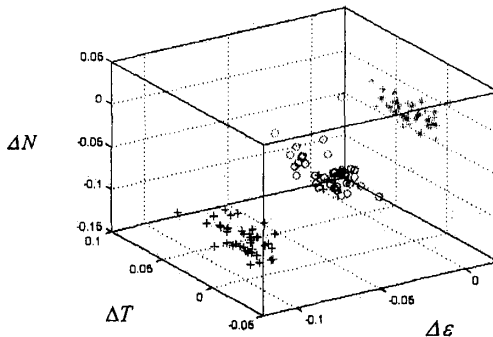


Рисунок 1 – Класифікація станів стану об'єкта діагностування: + - перший клас; o - другий клас; * - третій клас

Із рисунка видно, що нейромережа успішно впоралася з класифікацією стану ВН. Після ста прогонів імітаційної моделі до першого класу було віднесено 100 % діагностичних ознак, до другого - 99,75 %, а до третього - 100 %. Таким чином, нейромережа лише в 0,25 % випадків неправильно віднесла діагностичну ознаку до відповідного класу, а це свідчить про високу ефективність запропонованого методу діагностування технічного стану ВН природного газу.

Опробування запропонованої методики визначення технічного стану відцентрових нагнітачів природного газу здійснювалося на основі даних, які отримані при експлуатації нагнітача PCL - 804 - 2. Використовувалась навчена на імітаційному прикладі LVQ-мережа. Нейромережа віднесла діагностичні ознаки ВН до першого класу і лише у трьох випадках із 120 стан нагнітача був визначений як працездатний (клас Ω_2).

У четвертому розділі запропоновано поетапно здійснювати діагностування технічного стану ВН природного газу. Коли технічний стан ВН характеризується як працездатний (Ω_2), тоді доцільно здійснити параметричну діагностику, яка дає можливість виявити зміну геометричних розмірів робочого колеса ВН природного газу.

Ідея параметричної діагностики ґрунтується на математичному описі роботи відцентрового нагнітача, в якому деякі коефіцієнти виключно залежать від геометричних розмірів робочого колеса. На відміну від діагностичної моделі В. Я. Грудза та ін., яка створена, виходячи із рівняння енергетичного балансу, отримана модель враховує втрати на протічки газу і тертя дисків. Врахування цих втрат є важливою задачею, без розв'язку якої неможливо скористатися напором за Ейлером. Виходячи із рівняння енергетичного балансу та допускаючи, що на протязі всього руху газу через нагнітач відсутній теплообмін з навколишнім середовищем, отримана така діагностична модель ВН природного газу:

$$\left(\frac{\varepsilon}{k_v} - 1 \right) A = n_n^2 \left(\left(1 + K_{np} \frac{k_v}{q} \right) \left(X_0 - q \left(\frac{X_2}{k_v} - X_1 \right) \right) + K_r \frac{k_v}{q} \right), \quad (8)$$

де $k_v = \frac{z_1}{z_2} \cdot \frac{P_2}{P_1} \cdot \frac{T_1}{T_2}$ - поправка на стискування газу, z_i - коефіцієнти стисливості, P_i - тиски природного газу, T_i - температура газу в градусах Кельвіна, $i = 1, 2$;

$$A = \frac{A_0}{\omega_n}, \quad A_0 = z_0 R_0 T_0, \quad z_0, R_0, T_0 - \text{параметри зведення; } \omega_n - \text{номінальна кутова швидкість}$$

обертання робочого колеса ВН;

$$n_n = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{A_0}{z_1 R_1 T_1}}, \quad n, n_n - \text{частота та номінальна частота обертання робочого колеса, } R -$$

газова постійна;

$$K_{np} = 0.5 \alpha \tau s D_s \sqrt{\frac{3}{Z_s} (R_2^2 - R_1^2)}, \quad \alpha - \text{коефіцієнт витрати, який залежить від конструкції}$$

ущільнення, s - радіальний зазор, D_s - діаметр ущільнення, Z_s - кількість ущільнень, R_i - внутрішній ($i = 1$) та зовнішній ($i = 2$) радіуси робочого колеса;

$q = \frac{Q}{\omega}$ - об'ємна витрата газу через нагнітач при повороті робочого колеса на один радіан,

Q - об'ємна продуктивність нагнітача;

$X_0 = \mu(R_2^2 - R_1^2)$, $X_i = \mu \frac{R_i \text{ctg} \beta_i}{F_i}$, $i=1, 2$, μ - поправка на кінцеве число лопаток, β_i -

вхідний ($i=1$) і вихідний ($i=2$) лопаткові кути робочого колеса;

$K_T = k_T \frac{D_2^5}{8}$, k_T - постійний коефіцієнт, значення якого зумовлено технологією обробки

лопаток колеса нагнітача, D_2 - зовнішній діаметр робочого колеса.

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

Якщо знехтувати втратами на тертя і протікання газу через ущільнення, то в рівнянні (8) K_T і K_{np} набудуть нульового значення, що приводить до діагностичної моделі, аналогічній моделі В. Я. Грудза та ін. і, яка відрізняється від неї лише деякими коефіцієнтами, хоча, в цілому, структура діагностичної моделі зберігається.

Для ідентифікації параметрів діагностичної моделі (8) запропонований метод найменших квадратів (МНК-метод), суть якого полягає в тому, що мінімізується функціонал

$$J(\bar{x}) = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^N e_j^2(\bar{x}), \quad (9)$$

де $e_j(\bar{x}) = \varepsilon(\bar{x}, \bar{u}^{(j)}) - E_j$ - функція нев'язки;

$\varepsilon(\bar{x}, \bar{u}^{(j)})$ - ступінь підвищення тиску газу, обчислена за формулою (8);

E_j - ступінь підвищення тиску газу, що виміряна на об'єкті.

Множник "1/2" введений в (9) для того, щоб компенсувати "2", яка виникає при диференціюванні. Для знаходження ступеню підвищення тиску газу ε рівняння (8) розв'язано відносно змінної ε :

$$\varepsilon = z\tau \left(\frac{r_1}{2r_0} + \sqrt{0.25 \left(\frac{r_1}{r_0} \right)^2 + \frac{r_2}{r_0}} \right). \quad (10)$$

Інші позначення, які прийняті у формулах (9) і (10), такі: $\bar{x}^T = (X_0, X_1, X_2, X_3, X_4)$ - вектор параметрів моделі (10); $\bar{u}^T = (q, n_n)$ - вектор технологічних параметрів;

$$r_1 = (z\tau - 1) \frac{A}{n_n^2} - X_0 + K_{np} X_2 - q X_1, \quad r_2 = q X_2, \quad r_0 = \frac{X_3}{q} + X_4, \quad X_3 = K_T + K_{np} X_0,$$

$$X_4 = K_{np} X_1, \quad \tau = \frac{T_1}{T_2}.$$

Показано, що у загальному вигляді ітераційна процедура визначення параметрів нелінійної діагностичної моделі (10) визначається співвідношенням

$$\bar{x}^{(k+1)} = \bar{x}^{(k)} - \lambda_k \left(J_a^T(\bar{x}_k^{(k)}) J_a(\bar{x}^{(k)}) + g_k I \right)^{-1} J_a^T(\bar{x}_k^{(k)}) \bar{e}(\bar{x}^{(k)}), \quad (11)$$

де λ_k і g_k – додатні константи, параметри алгоритму;

$J_a(\bar{x})$ - матриця Якобі.

В тому випадку, коли $\lambda_k = 1$ і $g_k = 0$, отримуємо алгоритм Гауса-Ньютона. Якщо $g_k = 1$, то алгоритм (11) носить назву алгоритму Левенберга-Марквардта.

Розроблений алгоритм та програмне забезпечення МНК-задачі, у якому напрям пошуку вибирається як результат сингулярного розкладу матриці Якобі. Ефективність і збіжність такого алгоритму апробовано на промислових даних, які отримані при експлуатації нагнітача PCL – 804 – 2 (Богородчанське ЛВУМГ).

Застосування методів параметричної діагностики дає можливість вчасно виявити несправності, які виникають в умовах роботи компресорних агрегатів, що в кінцевому підсумку приводить до зменшення числа аварій, підвищення надійності і продуктивності компресорних станцій. Перехід відцентрового нагнітача із одного стану в інший зумовлено цілим рядом причин, які визначаються як фізико-хімічними процесами, що відбуваються в ГПА, так і суб'єктивними факторами, наприклад, недоробками конструкції чи порушеннями правил технічної експлуатації. При цьому відбувається відхилення діагностичних ознак від початкових значень, які характерні для справного агрегату. Для кожного стану агрегату, для кожної несправності характерним є певний набір значень діагностичних ознак, які утворюють деякий вектор \bar{x} . Якщо з кожною несправністю асоційований певний вектор \bar{x} , то задачею діагностування є віднесення вектора діагностичних ознак до певного класу, кожний із яких визначає ту чи іншу несправність. Схема виявлення несправностей у відцентровому нагнітачі показана на рис. 2.

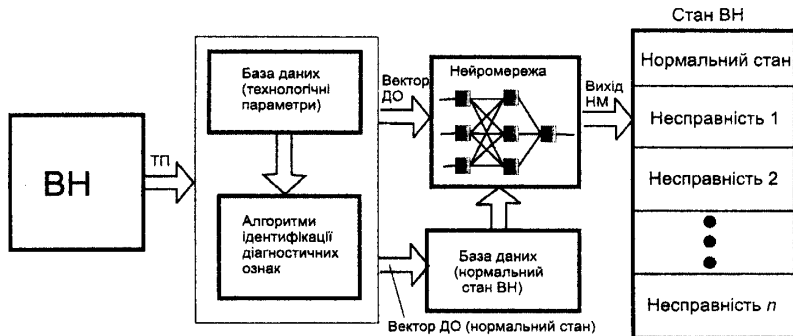


Рисунок 2 – Схема застосування нейромережі для виявлення несправностей у відцентровому нагнітачі

Технологічні параметри про стан відцентрового нагнітача, які визначені формулою (10), утворюють базу даних технологічних параметрів. Використовуючи дані цієї бази даних, алгоритм ідентифікації визначає діагностичні ознаки. Діагностичні ознаки про нормальний стан відцентрового нагнітача заносяться в базу даних нормального стану ВН, яка використовується для навчання мережі. Поточний стан відцентрового нагнітача характеризує вектор діагностичних

ознак, який поступає на вхід нейромережі. Навчена нейромережа в разі відхилення діагностичних ознак від тих значень, які занесені в базу даних, виявляє відповідну несправність відцентрового нагнітача.

Таким чином, задача виявлення несправностей відцентрового нагнітача є типовою задачею класифікації, коли за набором певних характеристик (діагностичних ознак) певний об'єкт (несправність) необхідно віднести до того чи іншого класу (несправність 1, несправність 2, ..., несправність n). Подібні задачі ефективно вирішуються за допомогою нейромереж. Було виявлено, що ефективним засобом класифікації є нейронна мережа зустрічного поширення або LVQ-network (Learning Vector Quantization Network).

Робота LVQ-network опробувана на імітаційному прикладі, що дало можливість підтвердити ефективність запропонованого методу виявлення несправностей у ВН природного газу.

У п'ятому розділі запропонована комп'ютерна система діагностування технічного стану ВН, яка базується на існуючій технічній базі керування КС Богородчанського ЛВУМГ. У цю систему інтегроване математичне забезпечення системи діагностування, яке оформлене у вигляді інтерфейсу і прикладних програм, що дає можливість утворити АРМ діагностики на рівні змінного інженера (рис. 3).

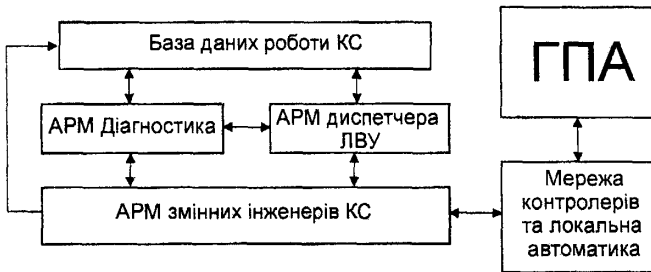


Рисунок 3 - Взаємодія АРМ діагностика з технічними засобами управління та автоматика ГПА

Інформаційною основою системи є база даних роботи ГПА Богородчанської КС. Архіви бази даних та поточна інформація в необхідному форматі та об'ємі поступає до АРМ діагностики для обробки за розробленими алгоритмами поетапного діагностування кожного нагнітача КС і відтворюється у вигляді графіків, таблиць та текстової інформації. Повну візуалізацію результатів діагностики можна розгорнути на платформі АРМ діагностики, а систематизована інформація є доступною на платформах АРМ диспетчера лінійного виробничого управління та змінних інженерів КС. Вона враховується при плануванні режимів роботи КС та розподілу навантаження між ГПА, а також при плануванні ремонтних робіт.

На рисунку 4 показано взаємодію блоків програм, які забезпечують поетапну процедуру діагностування ВН природного газу.

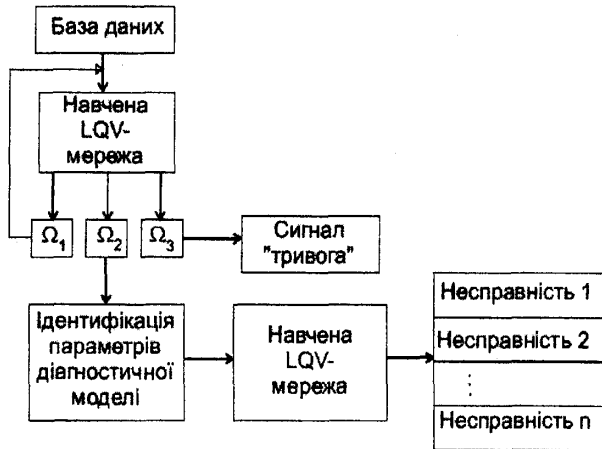


Рисунок 4 – Взаємодія блоків програм діагностування роботи ВН природного газу

База даних формується автоматично і вміщує поточні дані про технологічні параметри – продуктивність нагнітача Q , швидкість обертання робочого колеса ВН n , тиск P , і температуру T , на вході і виході ВН, а також дані про густину і хімічний склад природного газу. Ці дані є вихідною інформацією для блока “Формування діагностичних ознак”, де відбувається обчислення $\Delta \varepsilon$, ΔT_2 і ΔN . Навчена LQV-мережа розрізняє технічний стан об’єкта діагностування. Якщо ВН знаходиться у стані Ω_2 , то виконується другий етап діагностування, який дає можливість визначити зміну геометричних розмірів елементів ротора ВН. У тому випадку, коли ВН знаходиться у стані Ω_3 , включається сигнал “Тривога”, на основі якого оператор зможе прийняти рішення про зупинку ГПА.

Випробування системи діагностування ВН природного газу проведені на промислових даних, які отримані у результаті експлуатації Богородчанської КС. Очікуваний економічний ефект від впровадження системи контролю технічного стану та діагностики становить 123 тис. грн. Матеріали дисертації використовуються в лекційних курсах “Автоматизація технологічних процесів в нафтовій та газовій промисловості”, “Проектування комп’ютерних систем”, а також при виконанні дипломних проєктів студентами спеціальності 7.092501 – Автоматизоване управління технологічними процесами та 7.091501 – Комп’ютерні системи та мережі.

У додатках наведені акти про впровадження та програмні продукти процесу діагностування ВН природного газу.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У дисертації приведено теоретичне узагальнення і вирішена актуальна науково-технічна задача з розробки нового методу контролю технічного стану ВН природного газу і на цій основі створений алгоритм поетапної діагностики на базі нейромережевих технологій, що підвищить ефективність процесу діагностування, зменшить об'єм обчислень та створить передумови для переходу від планового обслуговування до обслуговування за їх фактичним станом.

Основні висновки і результати, що одержані в результаті дослідження, полягають в наступному:

1. На основі проведеного аналізу як вітчизняних, так і зарубіжних літературних джерел встановлено, що для визначення технічного стану ВН найширше використовують методи вібраційної та параметричної діагностики, які дають можливість визначити технічний стан ВН в цілому або окремих його вузлів. Невирішеною є задача поетапної діагностики, яка дає можливість на першому етапі визначити стан нагнітача, а потім, коли нагнітач знаходиться у стані, який близький до непрацездатного, визначити зміну геометричних розмірів робочого колеса.

2. Сформовані діагностичні ознаки станів нагнітачів природного газу як відносні відхилення ступеню підвищення тиску газу, внутрішньої потужності та температури на виході нагнітача, які можна визначити шляхом апроксимації зведених характеристик нагнітача і за результатами поточних вимірювань технологічних параметрів. Застосування нейромережевих технологій дало можливість зменшити похибки обчислень діагностичних ознак станів нагнітачів до 0,06 %.

3. Імітаційне моделювання показало, що використання нейромережевих технологій дає можливість розділити технічний стан ВН на три класи з вірогідністю не гірше ніж 0,997.

4. Ефективність запропонованого методу розпізнавання технічного стану ВН природного газу підтверджена результатами промислових даних, які отримані при експлуатації ВН PCL – 804 – 2 в умовах Богородчанського лінійного виробничого управління магістральних газопроводів. Показано, що з вірогідністю 0,975 стан ВН можна класифікувати як справний.

5. Вперше задача діагностики ВН природного газу сформульована як поетапна процедура: на першому етапі визначають в якому із трьох станів знаходиться ВН, якщо цей стан ідентифікований як придатний (Ω_2), то переходять до другого етапу – параметричної діагностики, що дає можливість локалізувати дефекти, які виникли у процесі експлуатації ВН, та скоротити об'єм обчислень.

6. Створена діагностична математична модель нагнітача природного газу, яка, на відміну від існуючих, враховує втрати на тертя і протічки природного газу, що підвищує її точність та ефективність. Розроблений метод ідентифікації діагностичних ознак, який ґрунтується на ітераційній процедурі Гауса-Ньютона, де напрямок пошуку визначається шляхом сингулярного розкладу матриці Якобі, що дозволяє створити ефективний алгоритм розв'язку нелінійної МНК-задачі.

7. Створено метод параметричної діагностики, який ґрунтується на нейромережеві технології (LVQ-мережа) і показано, що при відхиленні параметрів моделі на 20 % і 40 % від їх початкового значення при дисперсії 0,01 навчена мережа впевнено здійснює їх розбиття на три класи: перший клас – немає відхилень, другий клас – відхилення від початкового значення на 20 % і третій клас – відхилення на 40 %.

8. Розроблені методи, алгоритми та програмне забезпечення лягли в основу синтезу комп'ютерної системи діагностування, яка базується на існуючій системі контролю та управління процесом компримування природного газу.

Основні результати дисертації опубліковані у роботах

1. Горбійчук М. І., Скріпка О. А. Система обчислення базових величин при діагностуванні газоперекачувальних агрегатів. // Четверта науково-технічна конференція "Приладобудування 2005: Стан і перспективи". - м. Київ. – С. 248 – 249.

2. Горбійчук М. І., Когутяк М. І., Скріпка О. А. Контроль технічного стану газоперекачувальних агрегатів. // Методи та прилади контролю якості. – 2005. – № 13. – С. 18 – 19.

3. Горбійчук М. І., Скріпка О. А. Метод обчислення базових значень базових значень діагностичних ознак відцентрового нагнітача природного газу. // Методи та прилади контролю якості. – 2005. – № 15. - С. 36 – 40.

4. Горбійчук М. І., Когутяк М. І., Скріпка О. А. Ідентифікація діагностичних ознак нагнітача природного газу. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. - № 4(17). – С. 39– 44.

5. Горбійчук М. І., Когутяк М. І., Скріпка О. А. Діагностична модель відцентрового нагнітача природного газу. // Нафтова і газова промисловість. – 2006. - № 2. – С. 36 – 38.

6. Горбійчук М. І., Скріпка О. А. Метод оцінки технічного стану нагнітача природного газу. // Наукові вісті інституту менеджменту та економіки "Галицька академія". – 2006. - № 1(9). – С. 53 – 58.

7. Скріпка О. А., Горбійчук М. І. Діагностування технічного стану нагнітачів природного газу за допомогою імітаційного моделювання. // Методи та прилади контролю якості. – 2006. – № 16. - С. 11 – 14.

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

9. Горбійчук М.І., Скріпка О.А. Ідентифікація технічного стану нагнітачів природного газу. // 13-та Міжнародна конференція з автоматичного управління "Автоматика-2006". - м. Вінниця. – 2006. – С. 57.

10. Горбійчук М.І., Скріпка О.А., Прокіпчин В. С. Інтерфейс системи контролю технічного стану відцентрових нагнітачів природного газу. // Шоста науково-технічна конференція "Приладобудування 2007: Стан і перспективи". - м. Київ. – С. 347 – 348.

Анотація

Скрипка О.А. Контроль технічного стану відцентрових нагнітачів газоперекачувальних агрегатів на принципах нейронних мереж. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.11.13 – прилади і методи контролю і визначення складу речовин. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2007.

У роботі розроблений новий метод поетапної діагностики технічного стану ВН, суть якого полягає у тому, що на першому етапі визначається один із можливих технічних станів відцентрового нагнітача - придатний, працездатний або непридатний. Ідентифікація станів здійснюється за допомогою діагностичних ознак, які визначаються як відносні відхилення ступеню підвищення тиску газу, внутрішньої потужності і температури газу на виході із нагнітача від своїх значень, що визначені для нового ВН за його приведеними характеристиками. Показано, що така задача ідентифікації відноситься до класу задач розпізнавання образів і найефективнішим способом її вирішення є нейромережовий підхід. Коли нагнітач знаходиться у працездатному стані включається другий етап діагностування, який здійснюється на базі розробленої діагностичної моделі. Одержана діагностична модель, на відміну від аналогічних моделей, враховує затрати на протічки газу і тертя дисків. Врахування цих факторів підвищує точність моделі і дає можливість ефективно визначити зміну геометричних розмірів робочого колеса і за допомогою нейромережового підходу оцінити стан робочого колеса ВН. Розроблена концепція автоматизованої системи контролю за технічним станом ВН на базі існуючої системи контролю і управління роботою ГПА, а також програмне забезпечення такої системи.

Техніко-економічні рекомендації прийняті для промислового впровадження УМГ "Прикарпаттрансгаз", а також у навчальний процес.

Ключові слова: газоперекачувальний агрегат, відцентровий нагнітач, поетапне діагностування, діагностичні ознаки, нейромережі, імітаційне моделювання, технічний стан, діагностична модель, ідентифікація діагностичних ознак.

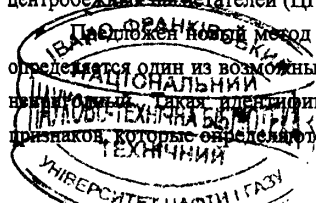
Аннотация

Скрипка А.А. Контроль технического состояния центробежных нагнетателей газоперекачивающих агрегатов на принципах нейронных сетей. – Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.11.13 – приборы и методы контроля и определения состава веществ. – Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа. – Ивано-Франковск, 2007.

В работе сформулирована и решена важная научная задача технической диагностики центробежных нагнетателей (ЦН) природного газа.

Определяется новый метод поэтапной диагностики, суть которого в том, что на первом этапе определяется один из возможных технических состояний ЦН – исправный, работоспособный или непригодный. Такая идентификация состояний осуществляется при помощи диагностических признаков, которые определяются как относительные отклонения степени сжатия газа, внутренней



мощности и температуры газа на выходе из нагнетателя от своих значений, определяемых для нового ЦН по его приведенным характеристикам. Поскольку приведенные характеристики для нагнетателей заданы в виде графиков, то их аппроксимация осуществляется с помощью радиальных нейросетей. Показано, что применение нейросетей дает возможность повысить точность аппроксимации по сравнению с методом наименьших квадратов. Сформулированная задача идентификации технических состояний ЦН относится к классу задач распознавания образов и самым эффективным способом её решения является подход, основанный на теории нейросетей. Такой вывод вытекает из имитационного моделирования и доказано, что с достоверностью не хуже чем 0,997 сеть уверенно определяет одно из технических состояний, в котором находится ЦН. Имитационная модель построена с учетом погрешностей измерительных средств, которые служат для формирования диагностических признаков.

Когда нагнетатель находится в работоспособном состоянии - включается второй этап параметрического диагностирования. Идея параметрической диагностики основана на математическом описании работы центробежного нагнетателя, в котором некоторые коэффициенты исключительно зависят от геометрических размеров рабочего колеса. В отличие от диагностической модели В. Я. Грудза и др., которая создана исходя из уравнения энергетического баланса, полученная модель учитывает потери на протечки газа и трения дисков. Разработаны метод и алгоритмы идентификации, которые дают возможность определить диагностические признаки центробежных нагнетателей. Метод идентификации диагностических признаков базируется на нелинейном методе наименьших квадратов (МНК-задаче). Задача идентификации решена с использованием алгоритма Ньютона - Гаусса. Разработаны алгоритм и программное обеспечение МНК-задачи, в котором направление поиска выбирается как результат сингулярного разложения матрицы Якоби. Эффективность и сходимость такого алгоритма апробировано на промышленных данных, полученных при эксплуатации нагнетателя природного газа PCL - 804 - 2 (Богородчанское ЛПУМГ). Применение методов параметрической диагностики позволяет своевременно обнаружить неисправности, возникающие в условиях работы компрессорных агрегатов и тем самым добиться уменьшения аварий, повышения надежности и производительности компрессорных станций.

Переход центробежного нагнетателя из одного состояния в другой обусловлено целым рядом причин, которые определяются как физико-химическими процессами, которые происходят в ГПА, так и субъективными факторами, например, недоработками конструкций или нарушениями правил технической эксплуатации. Эти факторы проявляются в изменении диагностических признаков. Задача выявления неисправностей является типичной задачей классификации, когда по набору диагностических признаков определенный объект (неисправность) относят к тому или иному классу (неисправность 1, неисправность 2 и т. д.). Показано, что эффективным средством классификации является нейронная сеть встречного распространения или LVQ-network (Learning Vector Quantization Network). Работа LVQ-network апробирована на имитационном примере, что позволило подтвердить эффективность предложенного метода выявления неисправностей в центробежных нагнетателях природного газа.

Для реализации разработанных методов и алгоритмов поэтапной диагностики ЦН предложена компьютерная система диагностирования, которая основана на существующей технической базе Богородчанского ЛПУМГ. В эту систему интегрировано математическое обеспечение системы диагностирования, которое оформлено в виде интерфейса и прикладных программ, что позволило создать АРМ диагностики на уровне сменного инженера.

Ключевые слова: газоперекачивающий агрегат, центробежный нагнетатель, поэтапное диагностирование, диагностические признаки, нейросети, имитационное моделирование, техническое состояние, диагностическая модель, идентификация диагностических признаков.

ABSTRACT

Skipka O. A. The control of a technical condition of rotary compressors of gas pumping aggregates, based on neuronetwork principles. – Manuscript.

The dissertation on competition of a scientific degree of the candidate of engineering sciences on a specialty 05.11.13 – Devices and methods of control and definition of structure of substances. – Ivano – Frankivsk national technical university of oil and gas. - Ivano – Frankivsk, 2007.

In dissertation is elaborated a new method of phased diagnostic, the essence of which is: on the first stage the one of the possible technical condition of rotary compressor (serviceable, efficient or unsuitable) is defined. Identification of the condition is made with the help of the diagnostic signs, which are defined as relative deviation of the compression ratio, inner power and exit temperature from their values, which are defined for new aggregate. It's shown that this task belongs to the class of the pattern recognition tasks. The most effective method for solving this task, are based on the neuronetwork technology. When the centrifugal pump has "efficient" condition, the second stage starts. This stage is based both on the neural technology and elaborated diagnostic model. The model takes into account of expenses for leaking of gas and rotor's (impeller) friction. The considering of these factors improves accuracy of the model, allows identify the changes of rotor's geometry and with the help of neuronetwork technology effectively defines the technical condition of impeller. The concept of automotive system of rotary compressor's technical state control, which based on existent system of gas pumping aggregate control, is elaborated the same as software for this system.

Technical and economical recommendations are taken into manufacturing application in DE "Prikarpattransgas" and into educational process.

Key words: gas pumping aggregate, rotary compressor, phased diagnostic, diagnostic signs, neuronetwork, imitating simulation, technical condition, diagnostic model, identification of diagnostic signs.