

його роботи (функції передачі, частотні характеристики та ін.), або фізичні величини, що не належать об'єктові, але визначаються його функціонуванням (якість продукції, що виготовляється).

Константа K , яка використовується для контролю якості ПВХ-С, і є тією величиною, що не належить об'єкту – реактору полімеризації. Тому необхідно вибрати таку фізичну величину, яка була б пов'язана з параметрами стану об'єкта η , C , ρ і з константою K .

У загальному випадку вибрати ознаки стану об'єкта без врахування характеристик стану контролю можна лише попередньо. Остаточний вибір контрольованих ознак станів об'єкта будемо робити, тільки враховуючи властивості реальної системи контролю. Беручи до уваги, що параметрами стану об'єкта є в'язкість η , концентрація C , густина латексу ρ , використаємо попередньо як ознаку станів об'єкта таку фізичну величину, як потужність на валі мішалки P_v .

Висновок

Використання системи неперервного контролю якості полівінілхлориду безпосередньо в реакторі непрямим методом зменшує невизначеність стану контрольованого об'єкта технологічного процесу полімеризації ПВХ-С, що дає значно підвищити якість продукції

бувається відхилення діагностичних ознак від початкових значень, які характерні для справного агрегату. Для кожного стану агрегату, для

Література

1. Лещій Р.М. Метод неперервного контролю ступеня полімеризації емульсійного полівінілхлориду // Методи та прилади контролю якості. – 1999. – №4. – С.70-71.
2. Лещій Р.М. Розробка системи контролю якості полівінілхлориду в процесі його виробництва: Автореф. дис... к.т.н.: 05.11.13 / Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2005. – 22 с.
3. Штурм Р. Теория вероятностей. Математическая статистика. Статистический контроль качества. – М.: Мир, 1970. – 358 с.
4. Новицкий П.В. Основы информационной теории измерительных устройств. – М.: Энергия, 1968. – 248 с.
5. Захаров И.П., Кукуш В.Д. Теория неопределенности в измерениях. – Харьков: Консум, 2002. – 255с.

УДК 681.3.06+681.518.54.621.5

КОМП'ЮТЕРНА СИСТЕМА ПОЕТАПНОГО ДІАГНОСТУВАННЯ РОБОТИ ВІДЦЕНТРОВИХ НАГНІТАЧІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

М.І.Горбійчук, О.А.Скрінка, М.І.Козуляк, С.В.Прокіпчин

*ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(03422) 504521
e-mail: ksm@nuing.edu.ua*

Разработана компьютерная система поэтапной диагностики центробежных нагнетателей природного газа, в состав которой входят технические средства получения информации о диагностических признаках и программное обеспечение, оформленное в виде интерфейса пользователя.

The computer system of diagnostics of centrifugal pumps of natural gas is developed, which structure includes means of reception of the information about diagnostic attributes that the software, which is made out as the interface of the user.

Застосування методів діагностики дає можливість вчасно виявити несправності, які виникають в умовах роботи компресорних агрегатів, що в кінцевому підсумку призводить до зменшення числа аварій, підвищення надійності і продуктивності компресорних станцій. Перехід відцентрового нагнітача з одного стану в інший зумовлений цілим рядом причин, які визначаються як фізико-хімічними процесами, що відбуваються в газоперекачувальних агрегатах (ГПА), так і суб'єктивними факторами, наприклад, недоробками конструкції чи порушенням правил технічної експлуатації. При цьому від-

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 завданням діагностування є віднесення вектора діагностичних ознак до певного класу, кожний із яких визначає ту чи іншу несправність.

Діагностичні ознаки про нормальний стан відцентрового нагнітача заносяться в базу даних, яка використовується для навчання мережі. Поточний стан відцентрового нагнітача характеризує вектор діагностичних ознак [1], який поступає на вхід нейромережі. Навчена

нейромережа в разі відхилення діагностичних ознак від тих значень, які занесені в базу даних, виявляє відповідний стан відцентрового нагні-

тий етап діагностування, який дає можливість визначити зміну геометричних розмірів елементів ротора ВН. У випадку, коли ВН перебуває

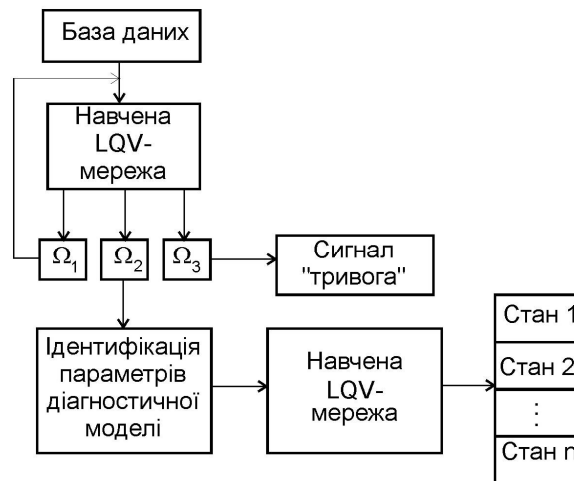


Рисунок 1 – Взаємодія блоків програм діагностування роботи ВН природного газу

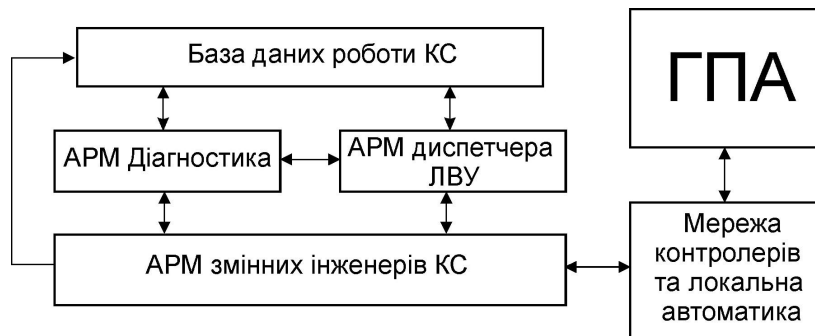


Рисунок 2 — Взаємодія АРМ діагностика з технічними засобами управління та автоматика ГПА

тача. Описана процедура визначає перший етап діагностування роботи відцентрового нагнітача (ВН) природного газу. Змістом другого етапу є виявлення конкретних несправностей робочого колеса ВН на базі створеної діагностичної моделі і розроблених алгоритмів ідентифікації діагностичних ознак [2].

На рис. 1 зображена взаємодія блоків програм, які забезпечують поетапну процедуру діагностування ВН природного газу.

База даних формується автоматично і вміщує поточні дані про технологічні параметри – продуктивність нагнітача Q , швидкість обертання ротора ВН n , тиск P_e і температуру T_1 на вході ВН, а також дані про густину і хімічний склад природного газу та тиск і температуру навколишнього середовища. Ці дані є вихідною інформацією для блоку "Формування діагностичних ознак", де відбувається обчислення відносних відхилень ступеня підвищення тиску $\Delta \varepsilon$, температури газу на виході із нагнітача ΔT_2 і внутрішньої його потужності ΔN . Навчена LVQ-мережа розрізняє один із трьох технічних станів об'єкта діагностування [1]. Якщо ВН перебуває у стані Ω_2 , то виконується дру-

у стані Ω_3 , то включається сигнал "Тривога", на основі якого оператор зможе прийняти рішення про зупинку ГПА.

Для реалізації розробленого методу створено систему діагностування роботи відцентрових нагнітачів природного газу, яка розгорнута у вигляді автоматизованого робочого місця (АРМ) діагностування на базі серійної ПЕОМ, приєднаної до локальної мережі Ethernet (рис. 2).

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

Основою АРМ діагностики є програмне забезпечення, яке за заданими алгоритмами обробляє дані, отримані з бази даних, і відображає їх на дисплеї.

я і редагування тексту/скриптів, а також контролю для математичних обчислень.

Після запуску програмою створюється об'єкт ядра, який ініціалізує створення та на-

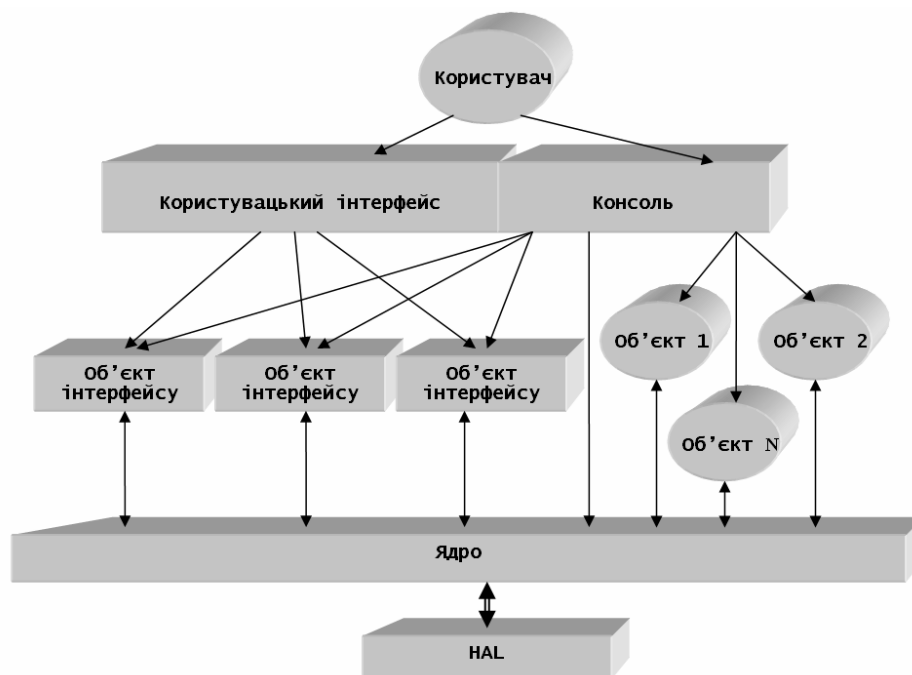


Рисунок 3 — Внутрішня будова програми

Для відображення даних використані різного типу та розміру вікна – так звані контролі. Користувач має змогу переміщати ці вікна та розміщувати їх у зручному для нього порядку.

Після упорядкування вікна залишаються на тому ж місці і після перезапуску програми. Більше того, є можливість зберігати різноманітні положення вікон, наприклад, для різних користувачів, а відтак завантажувати їх за потребою.

Для керування та налаштування контролів вибраний об'єктно-орієнтований підхід, коли кожен із контролів — це об'єкт, який надає своїм користувачам список методів або команд, які можна над ним виконати. Усі дії, що відбуваються у системі, можна записати у такій формі:

<об'єкт> <команда> <<аргумент1> <аргумент2>.

Такі дії оформлені як скрипт, який задовольняє вимозі щодо можливості створення тестів та повтору дій. Для вводу скриптів існує консоль та команди меню для створення, збереження, запуску та роботи зі скриптами.

Для спрощення роботи користувача із об'єктами та командами розроблено візуальну альтернативу скриптам — контекстне меню, яке появляється після right-кліку на об'єкті.

Програмне забезпечення містить такі контролі: контрол, який виводить числове значення прочитаних даних, у заданому користувачем форматі, контролі, що показують статус об'єкта (вимкнутий/увімкнутий), контролі, що дають змогу показувати значення, розгорнуті в часі (у вигляді діаграм), контролі для написан-

лаштує необхідні для роботи об'єкти – об'єкт емуляції мультизадачності, об'єкт консолі, об'єкт роботи з інтерфейсом користувача тощо. Після ініціалізації програми читається та виконується стартовий скрипт, який розміщує контролі по замовчуванню, а програма вступає у головний мультизадачний цикл. На рис. 3 зображена логічна схема побудови програми, де HAL (Hardware Abstraction Layer) — модуль, який призначений для роботи з апаратним забезпеченням на низькому рівні (обмін даними з портом тощо).

Розроблене програмне забезпечення є основою автоматизованого робочого місця діагностування технічного стану ВН природного газу, яке є складовою частиною системи керування Богородчанського лінійного виробничого управління магістральних газопроводів (ЛВУМГ) (рис. 4).

Система керування Богородчанського ЛВУМГ має чотирирівневу ієрархічну структуру. Перший та другий рівні охоплюють компресорні станції (КС-21, КС-39-“УПУ”, КС-39-“Прогрес”). Третій рівень керування відноситься до рівня диспетчера ЛВУМГ, а четвертий – охоплює рівень диспетчера УМГ.

Найнижчий рівень системи керування являє собою мережу контролерів [3], які виконують функції локального керування компресорними агрегатами (САК ГПА). Вони забезпечують пуск/зупинку агрегатів, режим нормальної експлуатації агрегатів та їх аварійну зупинку в разі вибігу технологічних параметрів за уставки. Контролери формують керуючі дії на вико-

навчі пристрої системи керування відповідно до одержаної інформації через вимірювальні канали тиску, температури, витрати, вібрації тощо, та коригувальних впливів від інженера-технолога КС та диспетчера ЛВУМГ. Другий рівень керування охоплює рівень АСК (автома-

“GE FANUC”, блоків вводу-виводу сигналів FIELD CONTROL, які зв’язані між собою мережею “Genius” у межах кожної компресорної станції. Шина “Genius” (локальна мережа) забезпечує обмін інформацією по послідовному каналу між ПЛК, блоками FIELD CONTROL,

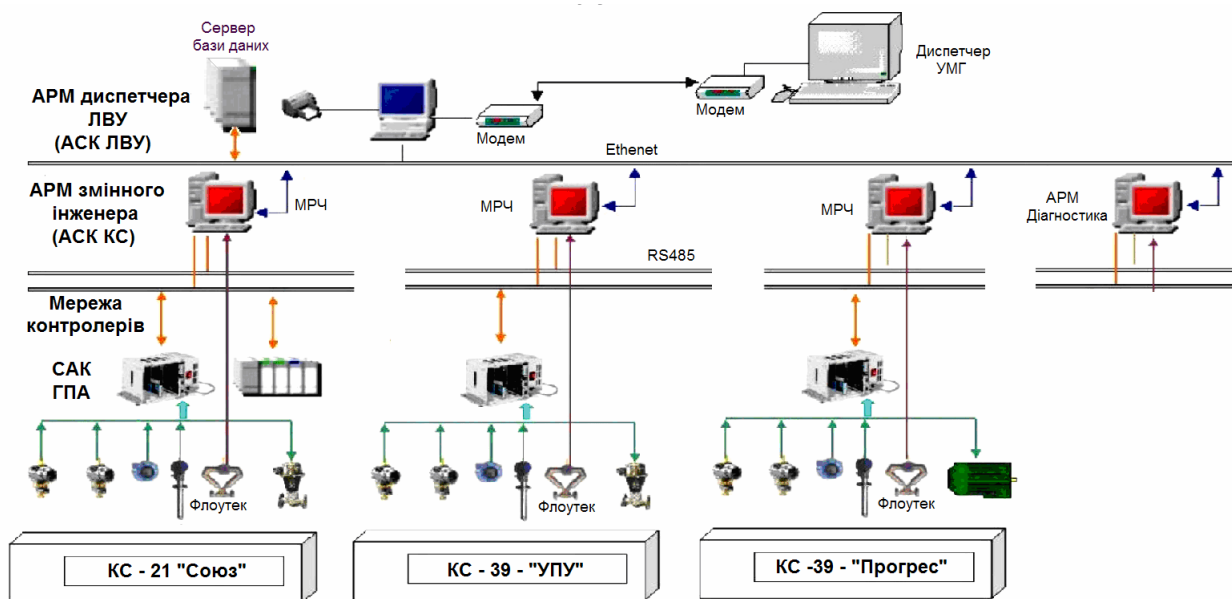


Рисунок 4 — Структура системи керування та діагностики

тизованих систем керування) КС, який включає в себе низку функціонально-орієнтованих автоматизованих робочих місць (АРМ) для реалізації оперативного керування агрегатами КС на базі інформації, яка концентрується від локальних САК ГПА. Автоматизоване робоче місце змінного інженера призначене для обробки, відображення й збереження в базі даних реального часу інформації про хід технологічного процесу, розрахунку режимів роботи КС та формування звітних документів.

Третій рівень системи керування – це рівень оперативного планування диспетчера ЛВУМГ (АСК ЛВУМГ). На цьому рівні концентрується інформація про роботу всіх компресорних станцій, яка необхідна для узагальненого контролю роботи станцій та оперативного планування їх роботи для виконання завдання на перекачку, поставленого диспетчером ЛВУМГ. На цьому рівні розв’язуються задачі розрахунку техніко-економічних показників роботи КС та оптимізації їхньої роботи на рівні ЛВУМГ. Диспетчер ЛВУМГ на основі проведених розрахунків та з врахуванням завдання від диспетчера УМГ формує завдання на перекачку газу КС ЛВУМГ. Крім того, на цьому рівні розгорнуті АРМ допоміжних об’єктів та діагностики.

Частина інформації з рівня ЛВУМГ передається диспетчеру УМГ для оперативного-тактичного планування роботи транспортної системи УМГ.

Апаратна частина нижнього рівня керування складається з програмованих логічних контролерів (ПЛК) 90-70 і ПЛК 90-30 фірми

дисплейною станцією змінного інженера-технолога та іншими АРМ і блоками, які мають відповідні канали або контролери зв’язку.

ПЛК 90-70 та 90-30, що входить до складу системи, призначений для збору та попередньої обробки інформації, яка надходить від первинних датчиків об’єкта керування (САК ГПА), та видачі керуючих сигналів на виконавчі механізми ГПА. Обробка та видача сигналів відбувається згідно з пакетом прикладних програм, що реалізують вимоги щодо контролю та управління САК ГПА. Конструкція ПЛК включає в себе корзину, в якій установлені модулі. Модулі розташовані згідно з конфігурацією ПЛК, яка задається програмою Logicmaster 90. Програмується ПЛК 90-70 на мові релейної логіки у середовищі Logicmaster 90.

ПЛК 90-70 вміщує модуль живлення PS, модуль процесора CPU, два контролери (ЛМ) GENIUS, модуль АЦП, модуль розширення АЦП, модуль ЦАП та два модулі дискретного виводу (DO).

На входи АЦП та розширювача АЦП поступають аналогові сигнали (4-20мА) від давачів, які контролюють всі необхідні режимні параметри ГПА. Модуль ЦАП формує уніфіковані сигнали 4-20 мА на керування регулюючими клапанами “Woodward” та “Macveld”. Модулі дискретного виводу здійснюють видачу дискретних сигналів на блок вихідних реле для керування виконавчими механізмами ГПА.

Контролери є вільнопрограмованими мікропроцесорними засобами, які програмуються через інтерфейсний канал з персональної ЕОМ

або спеціального програматора. Для програмування використовується мова LD (Ladder Diagram) – графічна мова програмування, яка є стандартизованим варіантом класу мов релейно-контактних схем (стандарт ІЕС 1131-3). Розширення функціональних можливостей досягається привнесеними засобами у вигляді функціональних блоків, що згруповані в функціональні групи. Базовими є такі функціональні розділи: таймери, лічильники, комутатори, математичні, алгебраїчні, бітова обробка даних, пересилки даних, конверсія, контроль, розгалуження та передачі даних. Таким чином, програмні можливості з обробки інформації суттєво розширюються і є достатніми для автоматизації і діагностування складних технологічних об'єктів, якими є КС.

Автоматизовані робочі місця інженерно-технічного персоналу КС, АРМ диспетчера ЛВУМГ та АРМ діагностика об'єднані у мережу Ethernet за допомогою відповідного інтерфейсного обладнання та програмного забезпечення. Інформаційний зв'язок диспетчерів ЛВУМГ та УМГ підтримується через стандартні кабельні, традиційні телефонні канали зв'язку чи GSM-каналами з використанням серійних промислових модемів та сервісного програмного забезпечення обміну даними.

чергу лічильниками, повинен приводитись до стандартних умов, які на сьогоднішній день регламентуються в [1].

Лічильники газу відповідно до [2, 7] повіряються за температури робочого та навколишнього середовища 20 ± 2 °C та тиску атмосферного повітря від 84 до 106,7 кПа. Згідно з [2], границі допустимої відносної похибки лічильників під час експлуатації не повинні перевищувати:

Література

1. Горбійчук М.І., Скріпка О.А. Метод діагностування технічного стану відцентрових нагнітачів природного газу // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – № 4. – С. 19–23.
2. 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.
3. Гордієнко І.А., Дудко П.Г., Старовойтов В.Г. та ін. Створення та впровадження САК ГПА нового покоління на об'єктах ДК “Укртрансгаз” // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – № 5. – С. 49–51.

УДК 622.691

ПРО ДОЦІЛЬНІСТЬ ПЕРЕГЛЯДУ СТАНДАРТНИХ УМОВ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ОБ'ЄМУ ГАЗУ ЗА ГОСТ 2939-63

І.С.Петришин, М.В.Кузь, Н.І.Петришин

Державне підприємство „Івано-Франківський регіональний науково-виробничий центр стандартизації, метрології та сертифікації”, 76000, м. Івано-Франківськ, вул. Вовчинецька 127, тел. (03422) 66884, e-mail: dcsms@if.ukrtel.net

Проведено аналіз втрат газу через різницю температур від стандартного значення. Предложено для уменьшения потерь газа, в качестве стандартного значения использовать температуру 15 °C.

The analysis of gas loss because of difference gas temperature from standard value was carried out. For gas loss decrease using temperature of 15 centigrade deg. as a standard value was proposed.

Одним із основних принципів, на яких базується стандартизація вимог із енергозбереження, є принцип паритетності, тобто вимоги та норми організаційних та технічних стандартів з енергозбереження не повинні надавати односторонніх переваг окремим категоріям суб'єктів економічної діяльності.

У зв'язку з цим стандартизація та уніфікація методів взаєморозрахунків за такий енергетичний ресурс як природний газ є одним із найактуальніших питань енергозбереження та енергоощадності.

Специфіка взаєморозрахунків за природний газ полягає в тому, що його об'єм, виміряний засобами виміральної техніки, в першу

– в діапазоні витрат

$$q_{v_{\min}} \leq q_v < 0,1q_{v_{\max}} \quad \text{або}$$

$$q_{v_{\min}} \leq q_v < 2q_{v_{\min}} - \begin{matrix} +3 \\ -6 \end{matrix} \% ;$$

– в діапазоні витрат

$$0,1q_{v_{\max}} \leq q_v \leq q_{v_{\max}} \quad \text{або}$$

$$2q_{v_{\min}} \leq q_v \leq q_{v_{\max}} - \pm 3\% .$$

В реальних умовах експлуатації температура газу значно відрізняється від температури, при якій проводилась повірка лічильників газу. Атмосферний тиск також відрізняється від величини тиску за стандартних умов. Для проми-