

Енергетика, контроль та діагностика об'єктів нафтогазового комплексу

УДК 620.179

НОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ЗАСОБИ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ І ТЕХНІЧНОЇ ДІАГНОСТИКИ НАФТОГАЗОВОГО ОБЛАДНАННЯ

О.М.Карпаш, А.В.Яворський, М.О.Карпаш, П.М.Райтер, Я.М.Зінчак

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504708
e-mail: mkarpash@iung.edu.ua

Здійснено огляд сучасних розробок у сфері неруйнівного контролю і технічної діагностики науково-дослідної лабораторії ІФНТУНГ. Описані розробки в сфері контролю фізико-механічних характеристик матеріалу металокопункцій, пошукових приладів, технологій контролю структури багатозфазних потоків, а також технології експрес-перевірки побутових лічильників природного газу.

Сделан обзор современных разработок в сфере неразрушающего контроля и технической диагностики научно-исследовательской лаборатории ИФНТУНГ. Описаны разработки в сфере контроля физико-механических свойств материала металлокопункций, изыскательных приборов, технологий контроля структуры многофазных потоков, а также технологии экспрес-перевірки бытовых счетчиков природного газа.

The review of up-to-date developments in the field of non-destructive testing done by R&D laboratory in Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas is given. The following developments are described: device for mechanical properties evaluation of metalwork materials, devices for underground communication inspection, techniques of multiphase flow evaluation and on-line calibration technique for domestic natural gas meters.

Актуальність

Розвиток вітчизняної ресурсної бази шляхом збільшення обсягів видобутку та транзитного транспортування нафти і газу є одним із ключових напрямків розвитку економіки України. Успішне вирішення цього завдання неможливе без забезпечення ефективного використання нафтогазового обладнання та дотримання його технологічної безпеки.

Сучасний етап експлуатації обладнання в нафтогазовій галузі (розвідка, буріння, видобування, переробка та транспортування) супроводжується зростаючою кількістю технічних (високі тиски та температури; агресивні пластові води, що викликають корозію; більш глибокі, у тому числі похилі та горизонтальні свердловини та ін.), екологічних та економічних проблем.

Без оновлення вказане експлуатується понад 20 років. Як результат – понад 70% обладнання в нафтогазовій промисловості України

відпрацювало свій нормативний термін експлуатації, а решта – близька до повного вичерпання свого ресурсу [1].

Додатково, зростаючі енергетичні та транзитні потреби України вимагають введення в дію додаткового обладнання, потреби у якому вітчизняне машинобудування не здатне задовольнити.

Тому існує технічна проблема стовідсоткового використання ресурсу обладнання в нафтогазовій галузі України, які знаходяться в експлуатації, при забезпеченні гарантії їх робоздатності.

Теоретичний підхід

На державному рівні дана проблема знайшла відображення в наступних документах:

– Постанова Кабінету Міністрів України від 8.10.2004р. № 1331 Київ “Про затвердження Державної науково-технічної програми “Ресурс”;

– Галузева науково-технічна програма „Створення, освоєння серійного випуску та впровадження у виробництво технічних засобів і технологій неруйнівного контролю та технічної діагностики трубних колон, бурового та нафтогазопромислового обладнання та інструменту при розробці нафтогазових родовищ на суші та морських акваторіях” на 1997-2001 та 2002-2007 роки.

В даних документах державної ваги вказується, що одним з найефективніших способів попередження відмов обладнання, забезпечення роботоздатності його елементів в процесі експлуатації, є контроль технічного стану методами неруйнівного контролю та технічної діагностики з наступним вилученням дефектних елементів з експлуатації.

Задля реалізації цього шляху забезпечення експлуатаційної безпеки обладнання в нафтогазовій галузі було розроблено та реалізовано два наступні пріоритети [2]:

1. Розроблені засоби повинні уможливити оцінювання технічного стану об'єктів нафтогазового комплексу не тільки за одним параметром, наприклад, відсутністю дефектів типу порушення суцільності матеріалу, як це було прийнято раніше, але і здійснювати контроль відповідності геометричних та фізико-механічних характеристик своїм нормованим значенням.

2. Необхідно передбачити комплекс заходів, які забезпечували б ефективне використання розроблених засобів та технологій, а саме:

- методичне забезпечення – розробка та впровадження нормативних документів різних рівнів ДСТУ, ГСТУ СОУ СТП та інші;
- кадрове – організація в галузі сертифікації фахівців з неруйнівного контролю;
- сертифікація засобів та методів контролю.

Технічне забезпечення

Результати теоретичних та прикладних досліджень дали змогу розробити та виготовляти цілий спектр технічних засобів неруйнівного контролю, з допомогою яких можливо здійснювати оцінку фактичного технічного стану матеріалів та виробів шляхом:

- дефектоскопії тіла та різьбових ділянок труб нафтового сортаменту, бурового та нафтогазопромислового обладнання;
- інструментального контролю;
- візуально-оптичного контролю;
- товщинометрії в режимі неперервного сканування (для труб) або в окремих точках;
- контролю якості згинчування різьбових з'єднань.

Узагальнену систему розроблених технічних рішень, яка ілюструє завдання контролю, використовувани методи та області їх застосування зображено на рис. 1.

Проте нові виклики в сфері промислової безпеки в нафтогазовій галузі послужили приводом до того, що за останні кілька років на базі Науково-дослідної лабораторії неруйнівного контролю та технічної діагностики ІФНТУНГ

було розроблено ряд нових технологій та технічних засобів.

Загалом було зроблено значний поступ за такими напрямками:

- визначення фізико-механічних характеристик матеріалу металоконструкцій довготривалої експлуатації;
- пошук підземних трубопроводів, контроль стану їх ізоляції та локалізації витоків з них;
- контроль структури багатофазних потоків (нафта, газ, вода);
- експрес-повідка лічильників газу та води.

Визначення фізико-механічних характеристик

Питання достовірного визначення фактичного стану великої кількості металоконструкцій довготривалої експлуатації в базових галузях вітчизняної промисловості нерозривно пов'язане із визначенням фактичних фізико-механічних характеристик матеріалу таких конструкцій неруйнівними методами.

Раніше було запропоновано новий метод для визначення фізико-механічних характеристик, який полягає у вимірюванні твердості та параметру, який характеризує теплопровідність [3] та їх використання для розрахунку значень межі текучості/міцності за допомогою алгоритмів штучних нейронних мереж. Було також розроблено прилад ФМХ-1 для реалізації запропонованого методу [4].

Загальний вигляд експериментального взірця приладу ФМХ-1, виготовленого у переносному виконанні, зображено на рисунку 2.

Основні технічні характеристики приладу ФМХ-1 такі:

- діапазони визначення механічних характеристик сталей: границі текучості (200-800 МПа), границі міцності (400-1000 МПа);
- похибка визначення механічних характеристик сталей – не більше 10%;
- роздільна здатність визначення механічних характеристик сталей – 5 МПа;
- для визначення механічних характеристик використовуються їх залежності від твердості та теплопровідності;
- вбудований алгоритм обробки вимірювальної інформації – на базі штучних нейронних мереж;
- передбачена можливість визначення структури сталі;
- прилад може працювати під керуванням з ПК та автономно;
- розроблене спеціалізоване програмне забезпечення для синхронізації приладу з ПК.

Промислово апробацію розроблених методу та технічного засобу було здійснено на зразках магістральних трубопроводів із різним терміном експлуатації. Результати апробації загалом були оцінені як успішні.

Після ряду вдосконалень алгоритму роботи приладу було встановлено, що похибка визначення межі текучості приладу може складати до 5% [5].

ЗАВДАННЯ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ



МЕТОДИ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ



ОБЛАСТІ ЗАСТОСУВАННЯ

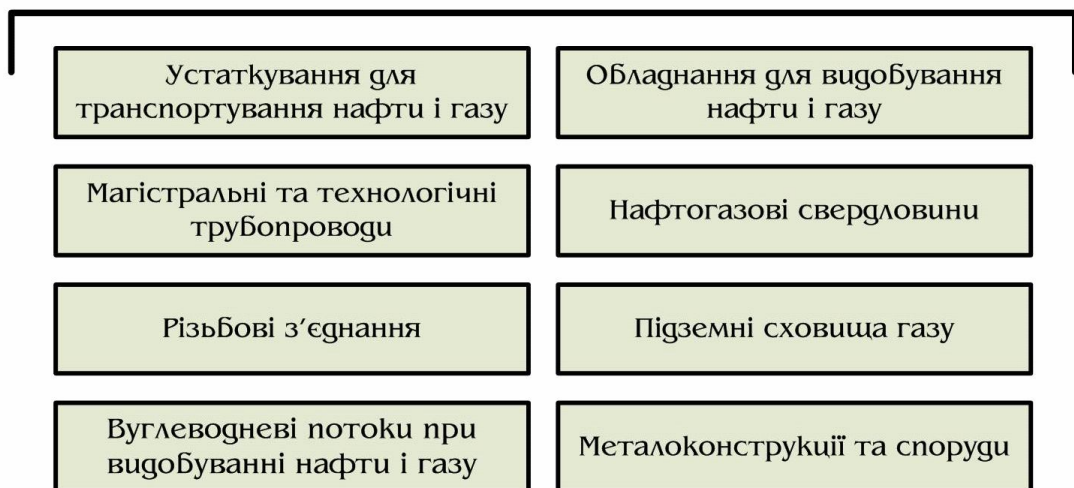
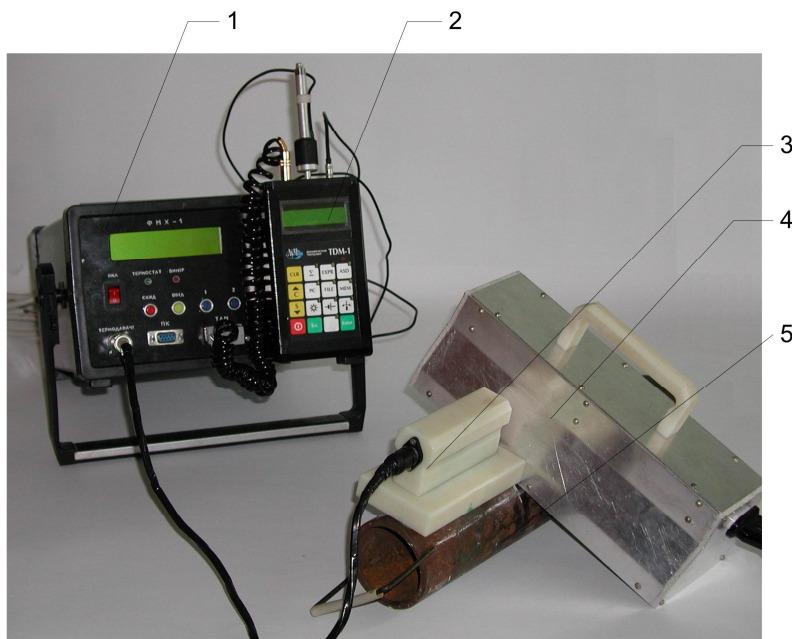


Рисунок 1 – Задачі, що можуть бути вирішені з допомогою розроблених технічних засобів

Контроль підземних комунікацій

В Україні експлуатується велика підземна інфраструктура мідних і оптичних ліній зв'язку, електричних кабелів, а також трубопроводів. Підземні комунікації є основою для комунального господарства, промисловості, комерції і національної оборони. Випадкові пошкодження підземних комунікацій призводять до великих збитків, тому для ефективного і безпечного управління підземними комуніка-

ціями необхідний дистанційний збір даних про їх точне розміщення і технічний стан. Одним з найважливіших параметрів, що визначає стан підземної комунікації є справність її ізоляційного покриття. Питання стану ізоляційного покриття постає найбільш гостро для підземних трубопроводів, особливо в нафтогазовій галузі. Пошкодження захисного ізоляційного покриття трубопроводу робить можливим контакт його стінки з ґрунтовим електролітом, що призводить до корозії металу труби.



1 – блок обробки інформації, 2 – твердомір ТДМ-1, 3 – блок термодавачів, 4 – блок нагрівача, 5 – об'єкт контролю (взрієць насосно-компресорної труби)

Рисунок 2 – Комплект установки ФМХ-1

Технічні характеристики

- Дальність обстеження (максимальна віддал від генератора залежно від стану ізоляційного покриття) – 3 км
- Похибка визначення місця розміщення дефекту в ізоляційному покритті – не більше 0,2 м
- Мінімальний розмір дефекту, що визначається, в ізоляції на фоні суцільного ізоляційного покриття – не більше 3 мм²
- Послаблення завади з частотою 50 Гц відносно сигналу з частотою 1000 Гц – не менше 65 Дб
- Індикація показів приймача здійснюється стрілковим приладом і головними телефонами
- Максимальна вихідна потужність генератора в режимі неперервної генерації – не менше 40 Вт
- Напруга живлення генератора – 12 В (від автомобільного акумулятора)



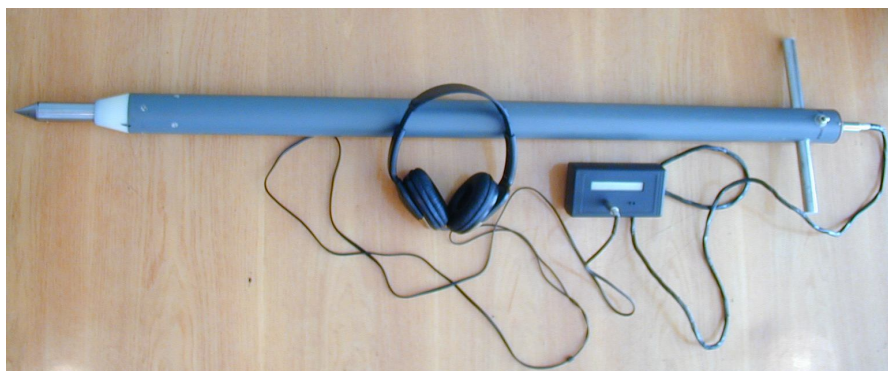
Рисунок 3 – Пристрій контролю ізоляції ПКІ-1

Виходячи з вищенаведеної проблематики фахівцями науково-дослідної лабораторії „Неруйнівного контролю і технічної діагностики об'єктів нафтогазового комплексу” розроблено недорогий і простий у експлуатації комплекс апаратури контролю підземних комунікацій. Даний комплекс складається з таких основних засобів контролю:

Пристрій контролю ізоляції ПКІ-1. Даний пристрій призначений для знаходження безконтактним і контактним способом місць наскрізних пошкоджень в ізоляційному покритті металевих трубопроводів, що будуються чи експлу-

туються, укладених під різними видами дорожніх покриттів, без розкриття ґрунту, для визначення безконтактним способом місця розташування і глибини залягання трубопроводу. За призначенням і експлуатацією ПКІ-1 (рис.3) аналогічний АНПІ-А (найбільш поширений засіб контролю ізоляційного покриття підземних трубопроводів) проте володіє вищою завадозахищеністю і селективністю.

Трасошукач ТК-1 (підземних трубопроводів і кабелів). Трасошукач ТК-1 призначений для знаходження безконтактним і контактним способами металевих трубопроводів та



Технічні характеристики

Порогова чутливість за тиску в трубопроводі 2,0 МПа	8-25 л/год
Радіус пошуку витоку з трубопроводу під землею, не менше, м	3
Діапазон робочих частот, Гц	73-3100
Динамічний діапазон підсилювального тракту, дБ	60
Вага геомікрофона, кг	2,2
Вага електронного блоку, кг	0,8
Напруга живлення, В	12
Температурний діапазон, °С	-10...+40

Рисунок 4 – Акустичний шукач витоків

електричних кабелів, що будуються чи експлуатуються, укладених під різними видами дорожніх покриттів, без розкриття ґрунту, для визначення безконтактним способом місця розташування і глибини їхнього залягання. За допомогою ТК-1 можна визначити місця пошкодження кабельної траси, трубопроводу (обрив, коротке замикання, витік, несанкціоновані врізи) і також поводити відбір пар в багатожильних кабелях, відбір кабелю в пучку.

Трасошукач ТК-1 володіє вищою, ніж аналогічні пристрої, заводозахисністю і селективністю.

Технічні характеристики

- дальність пошуку комунікації на робочій частоті 1000 Гц (максимальна віддаль від генератора залежно від стану ізоляційного покриття) – 3 км;

- похибка визначення місця розміщення дефекту траси в ізоляційному покритті – не більше $\pm 0,1$ м

- наявна можливість пасивного пошуку комунікації на промисловій частоті 50 Гц або частоті катодного захисту 100 Гц;

- послаблення завади з частотою 50 Гц відносно сигналу з частотою 1000 Гц – не менше 65 Дб;

- індикація показів приймача здійснюється стрілковим приладом і головними телефонами;

- максимальна вихідна потужність генератора в режимі неперервної генерації, не менше 50 Вт;

- напруга живлення генератора 12 В (від автомобільного акумулятора).

Акустичний шукач витоків. Шукач (рис. 4) призначений для визначення місць ви-

токів у трубах теплових мереж, водогонів і нафтогазопроводів. Також можливе його застосування для пошуку пошкоджень електричних кабелів акустичним методом під час пошукового пропалювання. Принцип дії шукача базується на реєстрації акустичного сигналу, який виникає під час витоку рідини (газу) з наскрізного дефекту трубопроводу за наявності перепаду тиску. Характерною особливістю даного шукача є оригінальне конструктивне виконання геомікрофона, який занурюється в ґрунт (рідину), що забезпечує захист від сторонніх акустичних завад.

Рівень акустичного шуму виводиться на 2-рядковий рідкокристалічний цифровий дисплей. Для обробки сигналу використовується програмно керований смуговий фільтр з приглушенням промислових частот.

Представлений Комплекс апаратури контролю підземних комунікацій пройшов успішну апробацію на комунальних і нафтогазових підприємствах області та України.

Сепараційний контроль фазового складу газорідинного потоку експлуатаційних свердловин

Вимірювання продукції свердловин в процесі видобування газу та конденсату має виключно важливе значення для контролю та регулювання розробки родовищ. При цьому актуальним постає питання забезпечення одержання достовірної інформації про структуру та склад сировинного потоку експлуатаційної свердловини в режимі реального часу. Особливість такого потоку полягає в його двофазовій структурі, що є неоднорідною сумішшю газової і рід-



Рисунок 5 – Фотозображення врізу в дослідну лінію газового промислу МСП-17 блоку первинних перетворювачів вимірювальної ділянки пристрою контролю структури потоку

кої фаз (вода, конденсат). Така неоднорідність потоку як за складом, так і за часом в процесі його руху істотно впливає на його газогідродинаміку, значно ускладнюючи завдання вимірювання як загальної витрати газорідинної суміші, так і кожної з фаз.

На даний час у вітчизняній практиці газонафтовидобування для вирішення зазначеного завдання використовуються групові сепараційні замірні установки, в яких здійснюється відокремлення (сепарування) рідкої і газової фаз та окремих вимір їхніх витрат за допомогою однофазних витратомірів, а також порівняно дорогі і металомісткі установки гомогенізації потоку, що містять пристрої вимірювання загальної масової витрати суміші і поточкові густиноміри для вимірювання густини суміші. Використання зазначених установок недостатньо ефективне. Крім того, вказані установки в процесі вимірювання по-суті “руйнують” первинну структуру двофазового потоку, характер якої є додатковим інформаційним параметром для диспетчерського персоналу промислу та геофізичних служб при оптимізації видобування сировини. Тому доцільним є розроблення нових методів, що забезпечували б отримання інформації про структуру і фазовий склад вуглеводневого потоку експлуатаційних свердловин, не вимагаючи для реалізації контролю зміни структури, гідродинамічних параметрів потоків і застосування складного металомісткого устаткування.

Виконано теоретичні та експериментальні дослідження [6], які дали змогу визначити комплекс параметрів інформаційних сигналів, які однозначно характеризують структуру багато-

фазового потоку конкретного родовища, де планується впровадження пристрою. Такими інформаційними сигналами є: 1) сигнали диференціальних датчиків пульсацій гідростатичного тиску потоку в двох перерізах трубопроводу, 2) сигнали ємнісних датчиків потоку, які характеризують діелектричні властивості газорідинного потоку (зокрема водовміст потоку), 3) акустичні сигнали трубопроводу в двох перерізах трубопроводу, функціональні перетворення яких характеризують швидкості газової та рідкої фаз контрольованого потоку свердловини.

В лабораторних умовах експериментально досліджено запропонований метод ідентифікації режиму руху та визначення структури і витрати фаз двофазового потоку на основі аналізу його флуктуацій тиску та термодинамічних параметрів реальних потоків. Викладено результати математичного моделювання розшарованого потоку з використанням механістичної моделі.

Розроблено алгоритм та програмне забезпечення первинної обробки нестаціонарних інформаційних сигналів на основі використання їх вейвлет-перетворень. Використання вказаних алгоритмів забезпечує коректну обробку інформаційних сигналів, які є нестаціонарними, і тому не можуть оброблятися стандартними процедурами Фур'є аналізу сигналів. Виконано вріз в дослідну лінію газового промислу МСП-17 ДАК «Чорноморнафтогаз» блоку первинних перетворювачів вимірювальної ділянки пристрою контролю структури потоку (рис. 5). На даний час продовжуються науково-дослідні роботи у вказаному напрямку.



Рисунок 6 – Пристрій для вимірювання швидкості потоку „Hontzsch HFA-Ex” (фото)

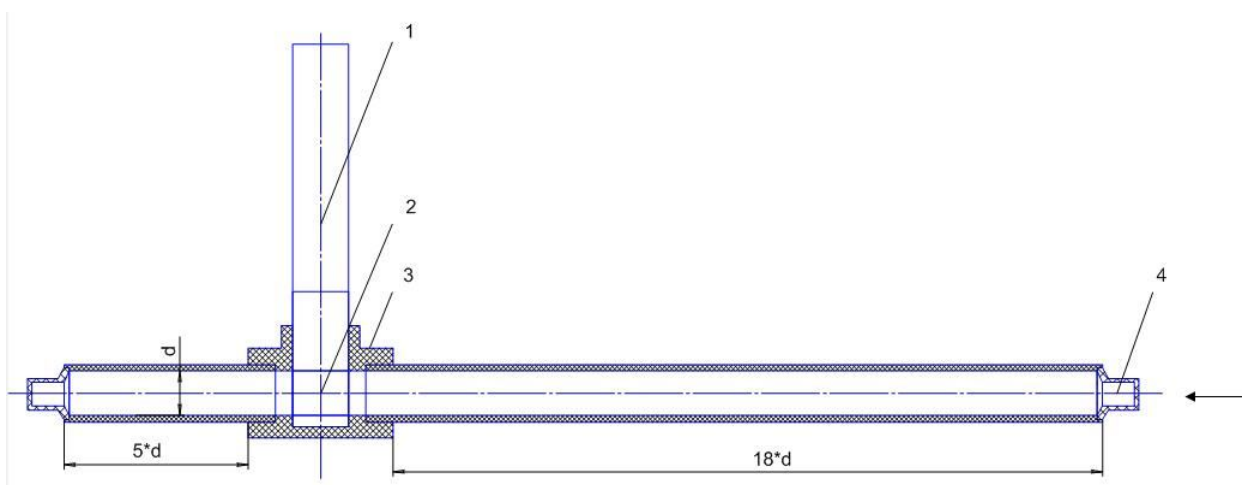


Рисунок 7 – Експериментальна установка для повірки лічильників газу

Експрес-повірка лічильників газу та води

Відповідно до Закону України переважна більшість засобів обліку енергоносіїв (засобів виміральної техніки – ЗВТ) підлягають метрологічній повірці. ЗВТ, що перебувають в експлуатації, підлягають періодичній повірці через встановлені міжповірочні інтервали [7].

Особливої гостроти набуває питання його достовірного обліку, зокрема в побуті, де споживається до 30% усього газу в Україні. На практиці процедура проведення повірки побутових газових лічильників пов'язана із низкою проблем як метрологічного (повірка лічильників у нижньому діапазоні вимірювань), так і практичного характеру – втручання в газову мережу для демонтажу/монтажу лічильника, їх транспортування до місця повірки, витрати на ці процедури, облік газу в період повірки, питання безпеки при виконанні усіх описаних операцій.

Для вказаних цілей пропонується використати вимірвальний прилад „Hontzsch HFA-Ex”, який призначений для промислових потреб та складається з турбінно-потокowego сенсора та блоку оброблення результатів (рисунок 6). Турбінно-потоковой сенсор являє собою циліндричний зонд діаметром 25 мм, виготовлений з алюмінію. Турбінка сенсора виготовлена з того

ж матеріалу, що й зонд, і розміщена на голкових підшипниках. Вісь виготовлена з гартованої сталі, п'яти підшипників – із синтетичного сапфіра.

Експериментальну установку для повірки лічильників газу зображено на рисунку 7. Вона складається з турбінно-потокowego сенсора 1, який через втулку 3 з'єднаний з вимірвальними ділянками 2 діаметром d та довжиною $5d$ і $18d$ (за вказівками із керівництва з експлуатації пристрою HFA-Ex). Вимірвальна ділянка під'єднується безпосередньо до газової мережі через гнучкі шланги між лічильником газу та газовим приладом. Для проведення досліджень було виготовлено вимірвальні ділянки діаметрами 18 мм і 40 мм.

Абсолютна похибка вимірювань експериментальної установки є найбільшою на початку діапазону витрат і зменшується зі збільшенням витрати. В діапазоні витрати від 0,5 до 11 м³/год при визначенні витрати через залежність відносна похибка вимірювань не перевищує 1 %, що дає змогу стверджувати про можливість використання запропонованого методу для експрес-повірки лічильників газу без їх демонтажу. Похибка вимірювання витрати запропонованим методом може бути зменшена шляхом зменшення діаметра турбінки (підвищенням її чутливості).

Висновки

Застосування комплексного підходу та впровадження технічних засобів і методик, поширення організаційного досвіду роботи на бурових підприємствах і базах виробничого обслуговування нафтогазової галузі України дали змогу:

– підвищити рівень експлуатаційної безпеки обладнання шляхом оцінки його фактичного технічного стану та продовження терміну експлуатації;

– зменшити кількість аварій, пов'язаних з відмовами та поломками обладнання;

– створити наукові та прикладні основи для подальшого розвитку неруйнівного контролю в Україні загалом та в нафтогазовій галузі зокрема.

Література

1 Розпорядження КМУ від 11.06.2003р №351-р „Про схвалення Концепції Державної програми забезпечення технологічної безпеки в основних галузях економіки”.

2 Карпаш О.М. Методи та засоби забезпечення роботоздатності трубних колон./ Дис. на здобуття наук. ступ. докт. техн. наук.- Івано-Франківськ, 1996.

3 Карпаш М.О. Обґрунтування комплексного підходу до визначення фізико-механічних характеристик матеріалу металоконструкцій // Методи та прилади контролю якості. – 2004. – № 12. – С. 30-33.

4 Кісіль І.С., Карпаш М.О., Ващишак І.Р. Прилад для контролю фізико-механічних характеристик сталей ФМХ-1 // Методи та прилади контролю якості. – 2005. – № 14. – С.77-80.

5 Карпаш М.О., Котурбаш Т.Т. Удосконалення методу визначення фізико-механічних характеристик матеріалу металоконструкцій довготривалої експлуатації // Фізичні методи та засоби контролю середовищ, матеріалів та виробів (серія), вип.12: Неруйнівний контроль та технічна діагностика матеріалів і конструкцій: Зб.наук.праць. – Львів: Фізико-механічний інститут ім.Г.В.Карпенка НАН України, 2007. – С.219-224.

6 П.М. Райтер, М.О. Карпаш. Нейронні мережі для контролю структури газорідного потоку // Фізичні методи та засоби контролю середовищ, матеріалів та виробів: Зб. наук. праць. – 2003. – Вип. 8. – С. 223-227.

7 ДСТУ 2708-2006. Метрологія. Повірка засобів вимірювальної техніки. Організація та порядок проведення. – На заміну ДСТУ 2708-99; Надано чин. 01.07.2006. – К.:ДП „УкрНДНЦ”, 2006. – 78 с.

*Стаття постуила в редакційну колегію
29.04.09*