

По агрегату ст. № 7 обнаружен повышенный уровень виброскорости на выносной коробке приводов (КП) на осевом направлении и на опорном венце ТНД — в поперечном направлении. Максимальное значение виброскорости на КП составило 17,1 мм/с на частоте вращения ротора КНД и 10,3 мм/с — на опорном венце ТНД. Средние значения: 10,5 и 6,88 мм/с при коэффициентах вариации 35,2 и 28,3% соответственно. Рост уровня виброскорости КП в осевом направлении на частоте вращения КНД сопровождается ростом уровней ее гармоник $3f_{\text{КНД}}$ – $6f_{\text{КНД}}$ и появлением гармоники $3,6f_{\text{КНД}}$, свидетельствующих о появлении дефекта одного из подшипников КП в виде разрушения тел качения. Необходимо усилить контроль уровня вибрации на этих частях.

Выводы

Проведенные испытания позволили выявить разнообразные диагностические признаки в спектре виброскорости ГПА. Полученные данные обогатили практические результаты диагностики.

Перспективы дальнейших исследований

Представленные результаты войдут в базу данных стационарной системы вибродиагностики ГПА на Зеньковской КС .

Список литературы: 1. Игуменцев Е.А., Работягов В.И., Шмидт В.В. Методика вибродиагностики технического состояния газоперекачивающих агрегатов ГПА-10 и ГПА-10-01 в условиях эксплуатации на компрессорных станциях газовой промышленности // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. — 1996. — № 1. — с.11-20. 2. Игуменцев Е.А. Стратегия эксплуатации по состоянию и вибрационная диагностика // Мир техники и технологии. — 2001. — № 3. — с.32-33. 3. Игуменцев Е.А., Марчук Я.С., Гетьманенко С.В. Нормирование вибрации газоперекачивающих агрегатов // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. — 2002. — № 3. — с.7-12. 4. Игуменцев Е.А., Добров В.Л., Игуменцева Н.В. Статистические критерии и алгоритм поиска дефектов ГПА-10 в комплексе «Simon» // Вестник Национального технического университета «ХПИ». Сборник научных трудов. Тематический выпуск: Проблемы совершенствования электрических машин и аппаратов. Теория и практика. — Харьков: НТУ «ХПИ». — 2005. — № 48. — с. 40-47.

УДК 261.438:534.647

Є. О. ІГУМЕНЦЕВ, докт. техн. наук, проф., УПА, Харків

Е. Г. ЧЕРНОВ, провідний інженер, УкрНДІгаз, м. Харків

О. Л. ШВЕЙКІН ст. наук. співр., УкрНДІгаз, м. Харків

ІДЕНТИФІКАЦІЯ ПРОЦЕСУ КОНДЕНСАЦІЇ ТА КРИСТАЛІЗАЦІЇ КОМПОНЕНТІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

За результатами розрахунків можна стверджувати про принципову можливість використання зазначеного методу для ідентифікації процесу конденсації компонентів природного газу.

На основі результатів розрахунків можна утверждать о принципиальной возможности использования отмеченного метода для идентификации процесса конденсации компонентов природного газа.

Для визначення вмісту вологи в газах існує велика кількість методів та приладів, які їх реалізують [1]. Однак для визначення вмісту вологи в природному газі найбільш придатним, за даними багаторічного моніторингу, виявився конденсаційний метод [2] – метод визначення температури точки роси (температури початку конденсації). При викори-

станні зазначеного методу виникає проблема при визначенні температури точки роси в промислових умовах пов'язана із значною кількістю домішок, які входять до його складу.

Існуючі прилади, які реалізують конденсаційний метод в автоматичному режимі, використовують для ідентифікації процесу конденсації, в основному, оптичні методи та класичну реалізацію конденсаційного вузлу. Оптичні методи ідентифікації процесу конденсації компонентів природного газу мають достатню кількість вад [2]. В наступній роботі використаний метод перепаду тисків для ідентифікації процесу конденсації компонентів природного газу [3]. Відомо, що змінення геометричних розмірів внутрішньої порожнини трубопроводу повинно призвести до виникнення різниці тисків між його входом та виходом при русі крізь нього потоку газу [3]. Змінення геометричних розмірів буде викликано з'явленням на внутрішніх стінках трубопроводу компонентів, що конденсуються при його охолодженні (Рис.1). Тут представлено конденсаційну поверхню у вигляді внутрішньої порожнини трубопроводу деякого діаметру з ділянкою, яка може бути нагрітою, або охолодженою (див рис.1).

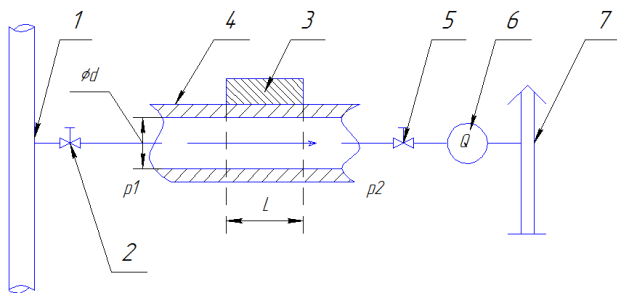


Рис. 1. Схематичний вигляд вимірювального газопроводу

У відповідності до конденсаційного методу, газ подається до вимірювальної камери з газопроводу 1 через запірний вентиль 2. Вимірювальна камера являє собою деякий газопровід діаметром d на його поверхні існує ділянка довжиною L , яка має можливість бути охолодженою, або нагрітою за допомогою відповідного пристрою 3. Між входом та виходом вимірювальної

камери вимірюються тиск p_1 та p_2 відповідно.

За допомогою вентилю 5, який встановлений на виході вимірювальної камери 4 встановлюється необхідне значення витрати газу за показанням витратоміру 6 після чого газ скидається до атмосфери через свічку 7.

На початковому етапі проведення вимірювання внутрішня порожнина трубопроводу 4 вільна для протікання газу (Рис. 2). Різниця тисків між його входом та виходом становить мінімальне значення, яке можна прийняти за умовно-нульвий рівень.

На наступному етапі розпочинається процес охолодження конденсаційної поверхні якою в даному випадку є внутрішня поверхня вимірювального трубопроводу на ділянці довжиною L .

При досягненні внутрішньою поверхнею температури рівноважного стану, пара волги, яка присутня в газі, починає конденсуватися на внутрішніх стінках ділянки, що охолоджується (рис. 3).

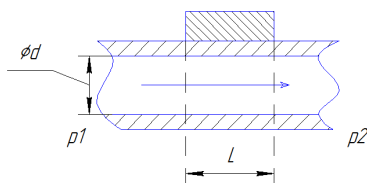


Рис. 2. Рух газу крізь вимірювальну камеру за відсутності сконденсованих компонентів.

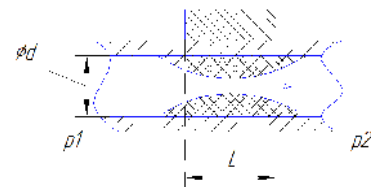


Рис. 3. Рух газу крізь вимірювальну камеру за умов наявності сконденсованих компонентів.

Наявність у внутрішній порожнині ділянки трубопроводу, що охолоджується, волги, яка сконденсувалась, призводить до порушення переміщення потоку газу вздовж нього, що в свою чергу призводить до втрати напору крізь вимірювальний газопровід.

Про втрату напору можна дистанційно судити з виникнення додаткової до умовно-нульової різниці тисків між входом та виходом газопроводу 4 (Рис. 1).

Для визначення втрати напору в газопроводах використовують формулу Дарсі-Вейсбаха [4]:

$$p_1 - p_2 = \frac{10^6}{162 \cdot \pi^2} \cdot \lambda \cdot L \cdot \frac{\rho \cdot Q^2}{d^5} = 626,1 \cdot \lambda \cdot L \cdot \frac{\rho \cdot Q^2}{d^5}, \quad (1)$$

де p_1 - абсолютне значення тиску на початку газопроводу, Па; p_2 - абсолютне значення тиску в кінці газопроводу, Па; λ - коефіцієнт гідравлічного опору, який враховує втрати на тертя, та залежить від числа Рейнольдса; L - довжина газопроводу постійного діаметру, м; d - внутрішній діаметр газопроводу, см; ρ - густина газу за нормальних умов, кг/м³; Q - витрата газу, м³/ч, за нормальних умов.

З рівняння (1) видно, що на різницю тисків між входом та виходом газопроводу впливає змінення коефіцієнту гідравлічного опору внаслідок збільшення шорсткості внутрішньої поверхні газопроводу внаслідок наявності сконденсованої вологи. Крім того на різницю тисків впливає зміна геометричних розмірів (діаметру) перетину газопроводу, яка викликана наявністю на його внутрішній поверхні вільної вологи.

На першому етапі визначимо вплив змінення гідравлічного опору внаслідок наявності компонентів, що сконденсувались на внутрішніх стінках газопроводу. Для цього проведемо розрахунок числа Рейнольдса від якого залежить коефіцієнт динамічного опору за формулою:

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{Q}{\nu \cdot d}, \quad (2)$$

де: Q - витрата газу за нормальних умов - 0,06 м³/ч; d - внутрішній діаметр газопроводу - 0,01 см; ν - кінематична в'язкість за нормальних умов - $2 \cdot 10^{-6}$ м²/сек.

Для нашого випадку отримаємо: $Re = 91,55$. Для ламінарного руху ($Re < 2,3 \cdot 10^3$) коефіцієнт гідравлічного опору не залежить від шорсткості поверхні газопроводу та дорівнює: $\lambda = 64 / Re$, вплив шорсткості внутрішньої поверхні газопроводу на виникнення різниці тисків між його входом та виходом буде або незначним, або взагалі відсутнім.

Розглянемо можливу зміну різниці тисків між входом та виходом вимірювального газопроводу на всьому протязі проведення вимірювання, тобто за різної кількості вільної вологи, яка конденсується на внутрішній поверхні вимірювального газопроводу. Розрахунок проведемо за наступними вихідними даними: L - довжина ділянки газопроводу - 0,01 м; ρ - густина газу - 0,72 кг/м³; Q - об'ємна витрата газу - 0,06 м³/год; d - діаметр газопроводу - 0,001 м; λ - коефіцієнт гідравлічного опору - 0,69.

При малих значеннях діаметру (Рис. 4) існує досить значна чутливість на навіть незначне зменшення діаметру вимірювального газопроводу. Зона достатньої чутливості починається зі значень діаметру менших за 0,05 мм. При реалізації даного методу забезпечується мінімальний перепад тиску між входом та виходом вимірювального газопроводу перед проведенням вимірювання з метою забезпечити мінімальну різницю умов при конденсації компонентів природного газу. При встановленні діаметру вимірювального газопроводу на рівні 0,05 мм. різниця тисків між входом та виходом вимірювального газопроводу при відсутності сконденсованих компонентів, відповідно до розрахунків, буде становити 34837 Па. За умов початку процесу конденсації, при зменшенні діаметру вимірювального газопроводу на 0,01 мм. змінення значення перепаду тисків буде становити 71477 Па.

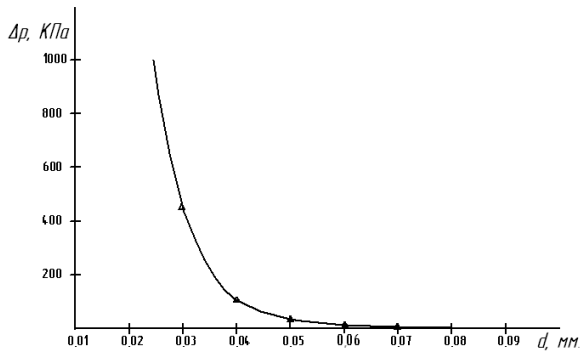


Рис. 4. Залежність перепаду тиску між входом та виходом вимірювального газопроводу від його діаметру.

Розраховане значення є таким, що досить легко виміряти та ідентифікувати процес початку конденсації. Крім того, зазначений метод надасть змогу ідентифікувати початок утворення як рідкої так і твердої фази компонентів природного газу.

В порівнянні з традиційними методами ідентифікації [1,2] процесу початку конденсації приведений забезпечує: відсутність впливу параметрів потоку газу на можливість ідентифікації процесу конденсації; відсутність залежності отриманого сигналу від стану конденсаційної

поверхні; можливість ідентифікації процесів конденсації декількох компонентів з розділенням їх за ознакою різної густини; можливість визначення агрегатного стану компонентів, що утворились на конденсаційній поверхні.

За результатами розрахунку можна стверджувати про принципову можливість використання зазначеного методу для ідентифікації процесу конденсації компонентів природного газу. Крім того, є можливість ідентифікувати кожен компонент за його густиною, що дозволить розрізнити процес утворення рідкої (конденсація), або твердої (кристалізація) фаз компонентів.

Список літератури: 1. ГОСТ 20060-83. Газы горючие природные. Методы определения содержания водяных паров и точки росы влаги // М.: Изд-во стандартов. – 1984 – с. 20. 2. А. Лур'є, В. Плехоткин, М. Ткаченко, О. Швейкін. Досвід промислової експлуатації вимірювачів вологості газу на магістральних газопроводах України // Збірник присвячений 50-річчю Шебелинського родовища. – 2008 – с.32-36. 3. Швейкін О. Л. Інструментальне визначення температур утворення рідкої та твердої фази компонентів природного газу в автоматичному режимі // Метрологія та прилади. – 2008. – №4 – с. 18-20. 4. Зарембо К. С. Справочник по транспорту горючих газов // Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной аппаратуры, Москва – 1962 – с. 887.

Поступила в редколлегию 01.10.2010

УДК 681.523 (075.8) :681.513.3

Г.И. КАНЮК, докт. техн. наук, доц., УИПА, Харьков, Украина

М.А. ПОПОВ, ведущий инженер, Алчевский металлургический комбинат,

И.К. КИРИЧЕНКО, докт. техн. наук, проф., УИПА, Харьков

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКИХ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ТУРБОКОМПРЕССОРНЫХ АГРЕГАТОВ ДОМЕННЫХ ПЕЧЕЙ

У роботі сформульовано основні напрями рішення поставленої науково-технічної задачі в області доменної виплавки чавуну. А саме: підвищення якості чавуну, що виплавляється, раціональна організація і максимальна автоматизація технологічного процесу, зниження витрат енергії і палива на випуск продукції.

В работе сформулированы основные направления решения поставленной научно-технической задачи в области доменной выплавки чугуна. А именно: повышение качества выплавляемого чу-