

пристрої, а також для підвищення універсальності структури вторинного перетворювача була обрана аналогова частина тракту, яка містить в собі лише схему прямого перетворення, вихідним сигналом якої є напруга, пропорційна величині струму в каналі датчика.

Для об'єднання окремих перетворювачів у єдину вимірювальну мережу доречно застосувати кільцеву шинну архітектуру. За такої архітектури кожен блок вторинного вимірювального перетворювача (ВВП) містить власну аналогову (власно перетворювач) та цифрову (АЦП з мікропроцесором) частини і розділені послідовні вхід та вихід. Всі блоки багатоканальної системи об'єднуються в кільце, при цьому вихід попереднього модуля приєднується до входу наступного. Вхід першого модуля з'єднується з виходом послідовного порту ЕОМ, а вихід останнього – зі входом послідовного порту ЕОМ.

Недоліком запропонованого рішення є те, що вихід з ладу будь-якого пристрою призведе до повної непрацездатності всієї системи.

III. ВИСНОВКИ

Аналіз властивостей розглянутих апаратів для діалізу доводить, що всі вони об'єднуються єдиним підходом, який полягає у визначенні адекватності гемодіалізу за виведеними останнім десятиріччям формулами, що дозволяють розраховувати цільову ступінь очищення крові пацієнтів як під час окремо взятої процедури гемодіалізу, так і діалізного лікування в цілому. Однак такий спосіб визначення, незважаючи на його популярність, спряжений із значними труднощами, які далеко не завжди дозволяють одержати відтворені результати.

Актуальною технічною задачею є розробка пристрою, що базується на новому підході до лікування хворих на хронічну ниркову недостатність, який сприяє максимальній індивідуалізації програми лікування на підставі об'єктивних параметрів кожного пацієнта, одержаних в процесі біомоніторингу.

У проєктованому пристрої для біомоніторингу гемодіалізу доречно застосувати біосенсиори на основі рН-чутливих польових транзисторів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

[1] Bergveld P. Thirty years of ISFETOLOGY : What happened in the past 30 years and what may happen in the next 30 years / P. Bergveld // Sensors and Actuators B. – 2003. – N 88. – P. 1–20.

[2] Биосенсоры : основы и приложения. Пер. с англ. / Под ред. Э. Тёрнера, И. Карубе, Дж. Уилсона. – М. : Мир, 1992.

[3] Jimenez-Jorquera C. ISFET based microsensors for environmental monitoring / C. Jimenez-Jorquera, J. Orozco, A. Baldi // Sensors. – 2010. – N 10. – P. 61–83.

[4] Albert J. K. Al Cross-reactive chemical Sensor arrays / Keith J. Albert, Nathan S. Lewis, Caroline L. Schauer et al. // Chem. Rev. – 2000. – N 100. – P. 2595–2626.

[5] Vlasov Y. Nonspecific sensor arrays («electronic tongue») for chemical analysis of liquids / Y. Vlasov, A. Legin, A. Rudnitskaya et al. // Pure Anal. Chem. – 2005. – Vol. 77, N 11. – P. 1965–1983.

[6] Pijanowska D. G. ISFET performance enhancement by using the improved circuit techniques / Wen-Yaw Chunga, Chung-Huang Yang, D. G. Pijanowska et al. // Sensors and Actuators B. – 2006. – N 113. – P. 555–562.

Технологічна концепція оцінки ефективності трубної арматури магістральних газопроводів з урахуванням комплексу енергетичних показників

Володимир Котух, Наталія Капцова, Микола Мордовенко,
Катерина Палєєва, Євгенія Суліма

1. Кафедра НІтаТ, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, УКРАЇНА,
Харків, вул. Маршала Бажанова, 17, email: KAT_81P@i.ua

Анотація: Експлуатаційна мінливість швидкісного напору енергоносія в магістральних газопроводах є традиційним предметом дослідження й нормування. До функцій трубної арматури входить здійснення дозування, контроль, герметизація магістральних

газопроводів, де у багатьох конструкціях арматури головним запірним вузлом є прецизійна пара. Широке дослідження проблем ефективності експлуатації магістральних газопроводів дозволило за останні роки

суттєво підвищити технічний рівень і надійність їх конструкційних елементів.

Ключові слова: газопровід, трубна арматура, енергетичні показники.

I. ВСТУП

Магістральні газопроводи – це трубопроводи з конструктивними елементами, а також різними спорудами на них, що призначені для транспортування газоподібних матеріалів від місць їх виробництва до місць переробки або споживання [1, 2]. На відміну від лінійних споруд, таких як автошляхи, залізничні шляхи, магістральні газопроводи протягом усього строку експлуатації знаходяться в складному напруженому стані під впливом внутрішнього тиску продукту, що перекачується, і працює як посудина високого тиску. Якщо по ньому перекачувати газ, то це робить його до того ж надзвичайно енергонасиченою спорудою [3].

Магістральний газопровід включає наступні групи споруд: головні, лінійні, компресорні станції (КС) [3], газорозподільчі станції (ГРС) на кінці газопроводу, підземні сховища газу (ПСГ), об'єкти зв'язку, системи електрозахисту споруд трубопроводу від корозії, допоміжні споруди, які забезпечують беззбійну роботу газопроводу (водозбірні пристрої і водопроводи, каналізація тощо), об'єкти ремонтно-експлуатаційної служби (РЕС).

Якщо газопроводи експлуатуються в більш сприятливих умовах, то газ проходячи через ГРС і далі через газорегуляторні пункти (ГРП), його кількість визначається експлуатаційною надійністю регульовальними пристроями і трубою арматурою.

Аналіз функціонування магістральних газопроводів показує, що проблеми керування надійністю їх конструктивних елементів виникають на усіх етапах створення й експлуатації [3].

II. ВИКЛАДЕННЯ ОСНОВНОГО МАТЕРІАЛУ

Основними вимогами, що висувають до трубої арматури, є: тривалий термін служби; надійність й довговічність. За умовами роботи до трубої арматури висуваються наступні вимоги: міцність, герметичність й надійність роботи, вибухобезпечність й корозійна стійкість. Необхідна міцність арматури диктується робочим тиском в газопроводі.

Відомо, що ступінь придатності газопроводів під час використання за призначенням й можливості їх технічного обслуговування визначають експлуатаційними характеристиками і, насамперед, їх надійністю й довговічністю. Надійність має дві основні гілки: конструкційну й виробничу або технологічну й експлуатаційну. У процесі експлуатації газопроводи знаходяться під дією значної кількості факторів, що впливають на їх

надійність. Такі фактори поділяються на вхідні, клерувальні й випадкові:

– вхідні фактори пов'язані з проектуванням і виробництвом газопроводів, які можуть сприяти як підтримці достатньо високої надійності виробів, та і її зниженню. До них відносяться усі заходи, пов'язані з вибором схемного й конструктивного рішення під час проектування виробів, забезпечення якості виготовлення деталей й складання з'єднань і вузлів, якості технічного обслуговування і ремонту тощо;

– до клерувальних факторів відносяться характер прикладання навантаження, взаємодія деталей, з'єднань і вузлів обладнання, різні впливи зовнішнього й внутрішнього середовищ, технічних стан зварних швів газопроводів в процесі їх експлуатації;

– до випадкових факторів відносяться позаштатні ситуації на газопроводах і їх спорудах: недбалості експлуатаційників, які можуть викликати під час зварювання неспроможності, пропалення й інші дефекти; катаклізми природи (опади, зсуви); попадання блискавки в діагностичну систему, абразивів і вологи в трубопроводи; вплив течії тощо.

За характером дії усі фактори поділяються на конструкційно-технологічні, виробничі і експлуатаційні.

До конструкційно-технологічних факторів відносяться:

– раціональність конструктивних схем і систем транспортування газу;

– кількість і якість комплектувальних елементів;

– правильність вибору матеріалів деталей;

– стандартизація і уніфікація вузлів;

– можливість ремонту, контролю технічного стану виробу в цілому тощо.

Розглянуті фактори забезпечують надійність, не руйнівність й довговічність вузлів і деталей на заданому рівні у процесах розрахункового або директивного строку експлуатації. У свою чергу, не руйнівність визначається необхідною міцністю, яка розрахована на дослідний робочий тиск продукту, що перекачується, газу й інших енергоносіїв [4, 5]. Тому технологічні операції, пов'язані з виробництвом і ремонтом газотранспортних систем, потребує урахування багатьох факторів підвищення надійності й довговічності усіх конструктивних елементів газотранспортних систем.

Наукою доведено, а практикою підтверджено, що несучу здатність й надійність дуже складно заздалегідь точно передбачити, що є причиною можливого руйнування газопроводів, а значить, й визначити їх число і розподіл у часі.

До виробничих факторів можна віднести:

– вибір раціональної технології виробництва й ремонту;

– якість виконання технологічних операцій;

- культура виробництва, кваліфікація робітників, технічний стан технологічного обладнання, ступінь автоматизації тощо;

- якість обробки матеріалів й монтажу систем;
- контроль на усіх етапах виробництва.

До експлуатаційних факторів можна віднести:

- умови експлуатації обладнання й систем транспортування газу;

- планування технічного обслуговування й ремонту;

- удосконалення технології ремонту;

- кваліфікація обслуговуючого й ремонтного персоналу;

- контроль й прогнозування технічного стану елементів і обладнання в цілому [6].

Аналіз досягнення науки й передового досвіту показав, що основними причинами зниження надійності і довговічності конструктивних елементів систем транспорту газу є:

- деформація й знос матеріалу;

- поломки деталей з причини втомних явищ, що виникають під дією навантажень;

- зміна розмірів деталей в рухомих сполученнях внаслідок зносу;

- прояв порушень технології при механіко-оброблюваних і зварювально-монтажних роботах як під час виробництва, так і під час ремонту;

- пікові навантаження й різкі коливання температури;

- несправність окремих деталей й вузлів внаслідок сумарного впливу зовнішніх умов, зносу, технологічної спадковості, старіння і втоми.

Відомо, що поверхні, що труться, деталей складових частин і складальних одиниць трубної арматури повинні бути підготовлені до сприйняття навантажень за допомогою їх випробувань. У процесі випробувань або так званого обкачування відбувається припрацювання сполучених деталей прецензійної пари, у результаті чого знижується шорсткість обробленої поверхні, а також йде руйнування шаржованих зерен абразивно-доводочної суміші.

Характерні відмови трубної арматури наведено на рис. 1.

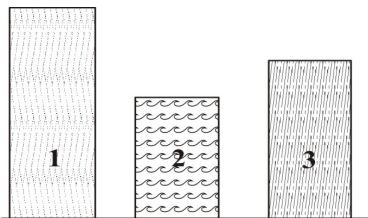


Рис. 1. Розподіл відмов трубної арматури:

1 – кулькові крани із пластмасовим ущільненням;

2 – кулькові металеві крани; 3 – пробкові крани

Найбільша кількість дефектів, пов'язаних з погіршенням герметичності, виникає у перший період експлуатації (до 30 – 40 %). Одна з основних причин цих дефектів – неправильний вибір основних і допоміжних матеріалів під час конструювання й під час здійснення

технологічного процесу виробництва і ремонту, що призводить до зниження ефективності газопроводу й суттєвим втратам газу.

Комплексній оцінці ефективності втрат газу під час зниження гідравлічного стану і очищення газопроводів приділяється велика увага [7, 8]. Оцінюючи показники витрат і втрат газу можна зробити висновок, що відсутність показника газотранспортної роботи ускладнює економічний аналіз й перспективне планування всередині галузі. Окрім того, вона враховує не тільки дальність передавання газу, але й надає можливість проводити кваліфікований аналіз й зіставлення економічних показників різних газопроводів. Формула розрахунку наведена в 1:

$$W = \sum_{j=1}^{i=n} q_j l_j, \quad (1)$$

де W – транспортна робота по магістральному газопроводу;

n – число ділянок газопроводу;

q_j – кількість газу, що транспортується до окремих споживачів;

l_j – відстань транспортування газу до споживача.

Недоліком цього показника є те, що він не враховує енергетику транспортування газу по магістральних газопроводах, яка відбиває ефективність роботи агрегату, компресорної станції, трубної арматури й газопроводу в цілому.

Особливість роботи магістральних газопроводів – нерівномірне їх завантаження протягом року. Для комплексної оцінки роботи компресорних станцій (КС) і усього газопроводу необхідно застосовувати не один, а систему енергетичних показників. Під час оцінки роботи компресорних станцій одного й того самого магістрального газопроводу може з'ясуватися, що вони перекачують майже однакову кількість природного газу, але витрачають на транспорт газу різну потужність. Це пояснюється багатьма причинами: різними характеристиками газопроводів; умовами експлуатації ГПА у різних кліматичних поясах; неоднаковим гідравлічним станом ділянок газопроводів між КС; різним ступенем підвищення тиску по газопроводу на кожній КС тощо. Тому до основних енергетичних показників трубопровідного транспорту природних газів слід віднести: пропускну здатність газопроводу; сумарну потужність газоперекачуваних агрегатів; питому витрату енергії; питому витрату паливного газу; коефіцієнт корисної дії (к.к.д.) газопроводу, в тому числі трубну арматуру [9, 10].

Практично досі зручною характеристикою питомих витрат енергії в газопроводі слід вважати витрату енергії, віднесено до переміщення одиниці маси або обсягу газу на одиницю довжини, як наведено в 2:

$$\omega = \sum_{j=1}^{i=n} N_{ej} : \sum_{j=1}^{i=n} G_j L_j, \quad (2)$$

де ω – питома витрата енергії;

N_{ej} – ефективна потужність нагнітача на КС;

G_j – кількість газу, що транспортується по газопроводу на кожній ділянці КС;

L_j – довжина ділянки магістрального газопроводу між відповідними КС.

Потужність нагнітача зовнішньоадіабатичного або ізопотенційного процесу стиснення визначається за 3

$$\begin{aligned} N_e &= \int \frac{1}{\eta_{ад}} G_C dW = -\frac{1}{\eta_{pv}} G_C \int v dp = \\ &= -\frac{1}{\eta_{pv}} G_C \int p_1 v_1 \frac{dp}{\eta_{pv}} = \frac{G_C}{\eta_{pv}} z_1 R_1 T_1 \ln \frac{p_1}{p_2} =, \quad (3) \\ &= \frac{G_C}{\eta_{ад}} z_m R_1 T_m \ln \frac{p_1}{p_2}, \end{aligned}$$

де $\eta_{ад}$ – приведений відносний адіабатичний к.к.д.

– відношення оберненої адіабатичної роботи стиснення до ефективної роботи стиснення;

G_C – масова секундна витрата газу;

dW – потенційна роботи потоку газу після КС;

η_{pv} – приведений відносний ізопотенційний к.к.д.

– відношення оберненої роботи стиснення в ізопотенційному процесі ();

v – питомий обсяг газу;

p_1, p_2 – відповідно початковий і кінцевий тиск процесу стиснення на КС;

v_1, z_1, T_1 – відповідно питомий обсяг, коефіцієнт стисливості й абсолютна температура газу до стиснення;

R_1 – газова стала;

z_m, T_m – середні в процесі стиснення відповідно коефіцієнт стисливості газу і абсолютна температура.

Потенційна робота потоку газу після компресорних станцій $\delta W = -v dp$ розподіляється на питому ефективну роботу потоку δW^* і не обернені втрати роботи під час руху газу по газопроводу δW^{**} , як наведено в 4:

$$\delta W = \delta W^* + \delta W^{**}. \quad (4)$$

Питома ефективна робота потоку δW^* газу, що транспортується, витрачається на зміну енергії зовнішнього положення потоку кінетичної dE_C і потенційної у полі тяжіння dE_z , як наведено в 5:

$$\delta W^* = \frac{dE_C + dE_z}{G_C} = d \left(\frac{c^2}{2g_n} \right) + \frac{g}{g_n} dz_\Gamma, \quad (5)$$

де c – лінійна швидкість газу в газопроводі;

g, g_n – дійсне й стандартне прискорення вільного падіння на ділянках траси;

z_Γ – рівень підйому ділянок траси газопроводу (рис. 2).

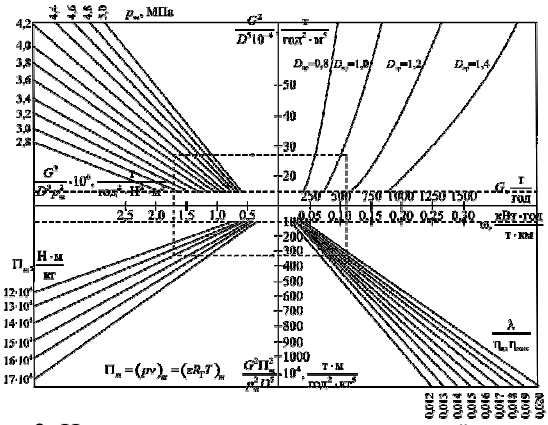


Рис.2. Номограма для визначення питомої витрати енергії на транспорт газу

Необернені втрати роботи завжди мають позитивний знак, так як робота безпосередньо перетворюється під час руху потоку в газопроводі в тепло внутрішнього теплообміну, що наведено в (6):

$$\delta W^{**} \rightarrow \delta Q^{**}; \delta W^{**} = \delta Q^{**}. \quad (6)$$

Необернені втрати роботи залежать від режиму й структури потоку шорсткості внутрішньої поверхні труб, наявність забруднень й інших місцевих опорів (маємо на увазі й наявність трубної арматури), як наведено в (7 – 8):

$$\delta W^* = -v dp^{**} = \frac{c^2}{2g_n} \left(\frac{\lambda_\Gamma}{D} + \frac{d\zeta}{dx} \right) dx; \quad (7)$$

$$\frac{dp^{**}}{dx} = -\frac{\gamma c^2}{2g_n} \left(\frac{\lambda_\Gamma}{D} + \frac{d\zeta}{dx} \right) = \frac{u^2 v}{2g_n} \left(\frac{\lambda_\Gamma}{D} + \zeta' \right), \quad (8)$$

де λ_Γ – коефіцієнт гідравлічного опору труби;

D – діаметр газопроводу;

$\zeta' = \frac{d\zeta}{dx}$ – коефіцієнт, який враховує забруднення й інші місцеві опори, віднесені до одиниці довжини газопроводу;

u – масова швидкість потоку газу.

Після інтегрування й деяких перетворень отримує (9 – 11):

$$\ln \frac{p_1}{p_2} = \frac{z_m R_1 T_m}{2g_n p_m^2} u^2 \frac{\lambda_{\Gamma m} l}{D}; \quad (9)$$

$$\lambda_{\Gamma m} = \lambda_\Gamma + \frac{\zeta D}{l}; \quad (10)$$

$$p_m = \sqrt{\frac{1}{2} (p_1^2 + p_2^2)}. \quad (11)$$

Розв'язуючи рівняння (9) – (11) отримаємо вираз потужності з урахуванням параметрів газопроводу (12)

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = \frac{LC}{|\Delta x|^2} \frac{\partial^2 i}{\partial t^2} + \frac{L}{|\Delta x|^2} \frac{\partial i}{\partial t}, \quad (12)$$

де f – площа перерізу газопроводу;

m – масштабний множник, який враховує розмірність членів рівняння.

Підставивши рівняння (8) у вираз (2), отримаємо (13) питомих витрат енергії w на магістральний газопровід

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = \frac{LC}{|\Delta x|^2} \frac{\partial^2 i}{\partial t^2} + \frac{L}{|\Delta x|^2} R \frac{\partial i}{\partial t}, \quad (13)$$

де $\Pi_m = z_m R_\Gamma T_m$ – потенційна функція;

G – витрата газу.

Для практичного застосування рівняння (12) побудовано номограму (рис. 2), яка дозволяє встановлювати й визначати значення питомих витрат енергії на транспорт залежно від витрати газу, що транспортується, G , приведеного діаметру газопроводу D , середнього тиску в газопроводі p_m , середнього значення потенційної функції Π_m й комплексу $\lambda_{np}/(\eta_{ад} \cdot \eta_{мех})$ [11].

III. ВИСНОВКИ

На базі вивчення стану питання можна зробити наступні висновки:

– проблема забезпечення технологічної надійності, пов'язаної з безперебійною доставкою розрахункової кількості продукту в кінцевий пункт, складна і багатогранна. Тут неоптимізованих проблем більше, ніж у випадку конструктивно-технологічної надійності. Причому втрати від утікання енергоносія й витрати на підтримку в безпечному і надійному стані газопроводів перевищують більш ніж у 2–3 рази порівняно із витратами на їх проектування й створення;

– вітчизняний й закордонний досвід експлуатації газопроводів показує, що є імовірність виникнення деякої кількості несправностей новий і відремонтованих агрегатів, вузлів газотранспортних систем з причин технологічної спадковості. Одна з найважливіших задач технології виробництва й ремонту, наприклад, запірної трубної арматури – підвищення зносостійкості прецизійних пар під час експлуатації, що забезпечує зниження утікання енергоносія в процесі його транспортування по газопроводах й зменшення тривалості ремонтно-відновлюваних робіт;

– характерною особливістю даного періоду роботи газотранспортних систем і обладнання є наявність в умовах експлуатації вузлів і агрегатів з набагато перевищуючими гарантовані строки їх експлуатації. Відсутність в ряді експлуатаційних газових господарств прогресивних на перспективу ремонтних технологій й промислових ремонтно-механічних баз сприяють погіршенню технічного стану з причини зниження обсягів і якості регламентних робіт. Зростають вимоги до надійності, оскільки висока ціна на матеріали, труби, агрегати, тому для підвищення ефективності роботи газотранспортних систем і надійності окремих конструктивних елементів необхідно враховувати фактори, що формують технологічну надійність конструктивних елементів транспортних систем й обладнання на усіх етапах їх проектування, виробництва й експлуатації;

– системний підхід до вибору того чи іншого методу забезпечення надійності – це оцінка фактичного технічного стану, яка потребує розглядання як цілеспрямований процес керування надійністю й довговічністю роботи трубопровідної системи. Системний аналіз і комплексна оцінка рівня надійності, що досягається, й витрат на забезпечення працездатності трубної арматури, дозволять сформулювати основну мету дослідження – це підвищення ефективності використання конструктивних елементів за рахунок розробки теоретичних основ формування надійності й теоретико-експериментальних досліджень, які спрямовані на підвищення якості й екологічної безпеки допоміжних матеріалів, що використовуються в технологічних цілях під час їх виробництва й ремонту.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

- [1] В. Я. Беляева и др. "Нефтегазовое строительство", Омега-Л, Москва, с. 112–114, 2005.
- [2] П. П. Бородавкин. "Подземные магистральные трубопроводы", Недра, Москва, с. 67–68, 1982.
- [3] С. М. Вайншток, В. В. Новоселов, А. Д. Прохоров и др. "Трубопроводный транспорт нефти", ООО «Недра-Бизнесцентр», Москва, с. 92–93, 2004.
- [4] А. Г. Евдокимов, В. В. Дубровский, А. Д. Тевяшев. "Потокораспределение в инженерных сетях", Машиностроение, Москва, с. 46–47, 1992.
- [5] Б. С. Ильченко, Б. И. Измалков. "Теоретические основы и методы расчета функционально-технического состояния газоперекачивающих агрегатов: монография", Коллегиум, Харьков, с. 74–76, 2006.
- [6] І. І. Капцов, В. Г. Котух, Ю. В. Пахомов. "Технология ремонта газового оборудования і трубопроводних систем: монографія", ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, Харків, с. 112–115, 2016.
- [7] И. И. Капцов. "Сокращение потер газа на магистральных газопроводах", Недра, Москва, с. 32–34, 1988.
- [8] М. П. Ковалко. "Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу", Українські енциклопедичні знання, Київ, с. , 2001.
- [9] Г. В. Коннонова. "Оборудование транспорта и хранения нефти и газа", Феникс, Ростов-на-Дону, с. 53–54, 2006.
- [10] В. В. Масловский. "Технологическая наследственность и ее влияние на надежность и долговечность эксплуатации трубной арматуры транспортных энергетических систем", Техніка, Київ, с. 82–84, 2009.
- [11] В. С. Сідак, А. С. Дудолод. "Комплексні підходи до керування надійністю систем газопостачання", ХНАГХ, Харків, с. 33–35, 2006.