

РАЦІОНАЛЬНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ НА КОМПРЕСОРНІЙ СТАНЦІЇ ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ

В. М. Боднар , **В. І. Садлівський** , **Р. Б. Стасюк** 

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. +38 (0342) 72-71-38; e-mail: vitalii.bodnar@nung.edu.ua*

У статті розглянуто питання підвищення ефективності функціонування поршневих газоперекачувальних агрегатів компресорних установок шляхом удосконалення методів технічної діагностики, прогнозування технічного стану та оптимізації режимів експлуатації. Отримана математична модель визначення надійності компресорної установки побудована на основі найпростішого потоку відмов і дозволяє оцінювати ймовірність безвідмовної роботи агрегату протягом заданого періоду експлуатації. Модель перевірено на практичному прикладі, що дало змогу продемонструвати її ефективність для прогнозування технічного стану машин з урахуванням статистичних характеристик відмов, умов експлуатації та результатів технічного діагностування.

На основі математичного моделювання оптимізації процесу обслуговування поршневих газоперекачувальних агрегатів у реальних умовах компресорних станцій підземних сховищ газу отримано аналітичні залежності, які описують вплив виробничих факторів на потужність, енергоефективність і економічність агрегату. Це дало можливість визначити раціональні режими експлуатації, за яких забезпечується мінімізація енергетичних втрат, збільшення міжремонтного періоду та підвищення загальної надійності системи транспортування газу.

Розроблено методику вибору раціональних режимів експлуатації поршневих газоперекачувальних агрегатів, яка базується на параметричному діагностуванні компресорного циліндра, контролі основних показників технічного стану та визначенні допустимих меж енерговитрат. Побудовано функцію мети підвищення ефективності експлуатації агрегату, яка враховує взаємозв'язок між технічним станом вузлів компресорного циліндра, рівнем енергоспоживання та показниками надійності. Визначено допустимі енергетичні втрати та оптимальний міжремонтний період для елементів циліндрової порожнини, що дозволяє забезпечити необхідний рівень надійності й ефективності роботи компресорної установки у довгостроковій перспективі.

Ключові слова: сховище газу, газоперекачувальний агрегат, надійність, обслуговування, функція мети, оптимізація.

Вступ

Найбільш ефективним методом підвищення надійності експлуатації компресорних станцій підземних сховищ газу є формування системи обслуговування газоперекачувальних агрегатів на основі планування профілактичних ремонтів з відновленням чи заміною зношених елементів. Зростання частоти проведення планово-попереджувальних ремонтів чи технічних обслуговувань призводить до підвищення надійності експлуатації агрегатів і КС в цілому, тобто до зменшення збитків, пов'язаних з відмовами, однак, вимагає збільшення витрат на обслуговування. Тому задача планування системи обслуговування є оптимізаційною, аргументом в якій виступає міжремонтний період, а функцією – приведені затрати на обслуговування [1].

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Питанням оптимізації обслуговування газотранспортних систем присвячено роботи Бусленко В.Н. [1], Бразіловича Е.Ю. [2], Грудза В.Я. [3], Костіва В.В. [4] Шимка Р.Я. [5], Яковлева Є.І. [6], в яких наведено принципи створення математичних моделей процесу обслуговування об'єктів складних газотранспортних систем з підземними сховищами газу і запропоновано методи їх реалізації, стратегії обслуговування і методи їх вибору. Однак, всі рішення розроблено для газотранспортних систем безперервної експлуатації, що характерно для компресорних станцій магістральних газопроводів.

Компресорні станції ПСГ являються об'єктами періодичної експлуатації, які працюють тільки в період закачування газу в сховище і період компресорного відбору. Більшу частину року займає нейтральний період, впродовж якого станція не працює, що створює можливості технічного обслуговування і ремонту. Тому математична модель такої станції повинна враховувати цю обставину. Врахування періодичності експлуатації компресорної станції підземного сховища газу на протязі року викликає необхідність внести зміни в створення математичної моделі і шляхів її реалізації.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Незважаючи на значну кількість досліджень присвячених моделюванню обслуговування базується на певних стратегіях, які визначаються метою і засобами технологічного процесу. Тому з множини можливих стратегій слід при побудові математичної моделі вибрати прогресивні, які базуються на основі інформації про реальний стан газоперекачувальних агрегатів і компресорної станції в цілому. В зв'язку зі сказаним актуальним являється питання діагностики технічного стану газоперекачувальних агрегатів поршневого типу з метою вирішення можливості їх подальшої експлуатації чи переведення в сферу обслуговування для виконання відновлювальних операцій.

Мета та завдання досліджень

Мета роботи є створення математичної моделі процесу оптимального обслуговування поршневих газоперекачувальних агрегатів в умо-

вах компресорної станції підземного сховища газу з урахуванням циклічності їх експлуатації і мінімізацією приведених затрат на профілактичні ремонти.

Дослідження

З метою побудови математичної моделі оцінки технічного стану робочої порожнини компресорного циліндра вважається, що у системі паралельно з'єднано n однотипних компресорних циліндрів масова продуктивність M_j і питома робота циклу l_j сталі в часі. Тоді при вартості одиниці потужності в циліндровій порожнині c' витрати на компримування газу в цій системі складуть:

$$Z_j = \sum_{j=1}^n c' M_j l_j. \quad (1)$$

Зміна величини структурних параметрів стану проявиться в зниженні масової продуктивності в j -ій порожнині, яка характеризується коефіцієнтом зниження подачі P_j і величиною відносних енерговитрат P_j . Зниження масової продуктивності, зумовлює відповідне рішення про підключення паралельно додаткових порожнин ГПА чи збільшення частоти обертання валу або відключити порожнини мертвого простору. Кількість підключених додаткових циліндрів або відключених порожнин мертвого простору визначається умовою сталості масової продуктивності. У цьому випадку коефіцієнт зниження подачі циліндрової порожнини, що включається для компенсації недоподачі λ_k визначається з рівняння:

$$\sum_{j=1}^n (1 - \lambda_j) / \lambda_k = 1, \quad (2)$$

де витрати на компримування газу в системі у результаті підключення додаткових порожнин або збільшення частоти обертання валу зростуть:

$$\Delta Z_\Sigma = \sum (1 - \lambda_j) P_k c' G M_k l_k = \sum P_j \gamma_j c' G M_k l_k, \gamma_j = \frac{P_k + 1}{P_j + 1}. \quad (3)$$

Величина витрат через енерговтрати у порожнинах, де є вузол, який відмовив, складе:

$$\Delta Z = P_j \gamma_j c' G M_j l_j. \quad (4)$$

Коефіцієнт γ_j враховує вплив системи циліндрів ГПА, з'єднаних паралельно, на енергетичні втрати і витрати через ці втрати в j -ому циліндрі. Оскільки $P_k(t)$, $P_j(t)$ є функціями часу, то γ_j також змінюється з плином часу. При цьому P_k є такою ж гладкою функцією часу, як і P_j , оскільки характер розвитку відмов для однотипних циліндрів є однаковим. Тоді:

$$\gamma_j = \frac{\tilde{V} t^{\alpha} + 1}{V t^{\alpha} + 1} \cong 1 = idem.$$

Проведемо аналіз впливу коефіцієнта γ_j на величини допустимих значень P і міжремонтного інтервалу часу τ_m для чого оцінимо інтервал зміни γ_j . При $\gamma_j=1$, то робота одного циліндра і циліндра в системі характеризуватиметься однаковими допустимими значеннями P і міжремонтним інтервалом часу τ_m . Якщо $P_k=idem$, то при зміні P_j в інтервалі від 0 до 0,40 при сталому P_k коефіцієнт γ і буде змінюватися в інтервалі від 1,16 до 0,87, причому великим значенням P_j будуть відповідати значення $\gamma_j < 1$. При незначних відносних змінах γ_j добуток $P_j \gamma$ і буде функцією P_j , тому P_j також буде статичною функцією:

$$P'_i = P_i \gamma_i = v'_i t^{\alpha'_i}. \quad (5)$$

У відповідності з (3) коефіцієнт γ і як функція часу визначиться наступним чином:

$$\gamma_i = \omega_i t^{f_i}, \quad \omega_i = \frac{v'_i}{v_i}, \quad f_i = d'_i - d_i, \quad (6)$$

де $v'_i, \alpha'_i, \omega_i, f_i$ – сталі.

В такому випадку після нескладних перетворень одержуємо:

$$P'_i = \left[\frac{(\alpha'_i + 1) P_{oi} v_i^{\frac{1}{\alpha'_i}}}{\Pi_j \alpha'_i} \right]^{\frac{\alpha'_i}{\alpha'_i + 1}},$$

$$P_i = \frac{P'_i}{1 + P_k - P'_i}, \quad (7)$$

$$\tau_{m_i} = \left[\frac{(\alpha'_i + 1) P_{oi}}{\Pi_j \alpha'_i v'_i} \right]^{\frac{1}{\alpha'_i + 1}}. \quad (8)$$

Ці вирази визначають допустимі значення відносних енерговтрат і міжремонтні інтервали часу для будь-якого вузла циліндрової порожнини в циліндрі, об'єднаному системою паралельних циліндрів ГПА. Відповідно до класифікації експлуатаційних витрат технічний стан поршневих газоперекачувальних агрегатів визначає витрати, пов'язані з усуненням непередбачуваних відмов, проведенням попереджувальних ремонтно-відновних операцій діагностуванням стану вузлів. Витрати, пов'язані з усуненням непередбачуваних відмов, визначають як суму:

$$A_2 = x_1 q_1 r_1 m + x_2 r_2 + x_3 q_3 + S_A(t) + x_4, \quad (9)$$

де x – працємісткість усунення відмов, вимірювана часом його усунення.

Витрати, пов'язані з проведенням планово-попереджувальних ремонтів (ППР), визначаються наступним чином:

$$C_x = x_1 q_1 r_1 m + x_2 r_2 + S_c(t), \quad (10)$$

де $S_c(t)$ – витрати, пов'язані з енергетичними втратами через відмови в міжремонтний період.

Припустивши, що ремонти окремих вузлів і відмови в окремих вузлах не впливають на структурні параметри технічного стану, а також взявши до уваги, що раптові відмови вузлів не виникатимуть при експлуатації компресора з використанням технічної діагностики, можна одержати узагальнену залежність експлуатаційних витрат, пов'язаних з технічним станом компресорного циліндра ПГПА (далі просто експлуатаційних витрат):

$$\tilde{C}_T = C_x P^b(D) + B = P^b(D)(C_x + B'), B' = \frac{B}{P^b(D)}, \quad (11)$$

де P^b – число попереджувальних ремонтів (у т.ч. за результатами діагностування) за період T наробітку ПГПА до списання; B – число проведених діагностувань за період T ; D – діагностичний параметр технічного стану вузла 7.

Витрати, пов'язані з енерговтратами:

$$S(t) = \int_0^t \Pi n dt = \frac{V\Pi}{\alpha + 1} t^{\alpha+1}. \quad (12)$$

Визначивши допустиму величину відносного міжремонтного періоду t_m і встановивши кількість відновлювальних ремонтів за період наробітку T , одержимо:

$$t_m = (D/V)^{\frac{1}{\alpha}}, P^b(D) = T(V/D)^{\frac{1}{\alpha}}. \quad (13)$$

Очевидно, найбільший ефект при експлуатації буде досягнутий при такому допустимому значенні $H=D$, коли:

$$\tilde{C}_0 = \min_{0 < D} \frac{\tilde{C}_m}{T} \sim \min_{0 < D} \tilde{C}. \quad (14)$$

Якщо відмови у вузлах циліндрової порожнини не взаємопов'язані, то для циліндрової порожнини з n вузлами:

$$\tilde{C}_0 = \min_{0 < D_i, \forall_i} \frac{\sum_{i=1}^n \tilde{C}_{m_i}}{T} = \min_{0 < D_i, \forall_i} \sum_{i=1}^n \left(\frac{V_i}{D_i} \right)^{\frac{1}{\alpha_i}} P_i. \quad (15)$$

Одержавши вираз для функції мети (15), можна визначити допустимий рівень відносних енерговтрат у кожному вузлі, а також міжремонтний інтервал часу.

Таким чином, побудовано функцію мети підвищення ефективності експлуатації ПГПА при проведенні параметричного діагностування компресорного циліндра і визначено допустимі енерговтрати і міжремонтний період для вузлів циліндрової порожнини компресорного циліндра.

Порівняльний аналіз прогнозних і фактичних показників режимів експлуатації ПГПА в умовах КС Богородчанського ПСГ показує їх задовільну збіжність. Так, продуктивність КС в процесі закачки згідно з прогнозом відхиляється від фактичної величини за весь період експлуатації ПГПА в 2016 році на 2,98%. Найкраще співпадання факту і прогнозу характерне для серпня – 2,38%, а найбільше відхилення характерне для жовтня – 7,92%. Розбіжність між прогнозними і фактичними показниками силової потужності за весь період компресорного закачування газу складає 9,81%. Найменша розбіжність за цим показником характерна для серпня і складає 4,34%, а найбільша – для жовтня 19,43%. Високий процент розбіжностей для жовтня пояснюється різким зниженням ККД газоперекачувальних агрегатів у зв'язку з зростанням наробітку. Прогноз витрати паливного газу за період роботи КС відхиляється від фактичної величини на 2,51%. Найменше розходження між прогнозними і фактичними результатами характерне для липня і складає 1,24%, найбільше спостерігається у вересні і складає 4,23%.

Висновки

Таким чином, на основі проведених досліджень встановлено, що ремонтно-відновлювальні операції призначаються за рівнем енерговитрат і з необхідною точністю можуть бути визначені розробленим методом технічної діагностики клапанів.

Література

1. Грудз В.Я., Бегін С.В. Підвищення ефективності експлуатації компресорних станцій ПСГ на основі оптимізації обслуговування газоперекачувальних агрегатів / *Нафтогазова енергетика*. 2017. №1(27). С. 65-69.
2. Грудз В.Я., Костів В.В. Вплив властивостей газу на режим роботи поршневого газомотокомпресора / *Збірник «Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ»*. Івано-Франківськ. №1(2). 2001. С.79-82.
3. Грудз В.Я., Костів В.В., Грудз Я.В. Термогазодинамічні основи створення діагностичної моделі циліндра поршневого компресора / *Збірник «Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ»*. Івано-Франківськ. №2(3). 2002. С.22-24.
4. Грудз В.Я., Костів В.В., Михалків В.Б., Грудз Я.В. Температура нагнітання компресорного циліндра як узагальнений діагностичний параметр / *Збірник «Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ»*. Івано-Франківськ. №3(4). 2002. С.79-82.
5. Грудз В.Я., Костів В.В. Засади вибору узагальненого параметра для діагностування стану циліндра компресора. // *Тези доповіді на конференції професорсько-викладацького складу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. Івано-Франківськ. 2002. С. 36.
6. Саприкін С.О., Олійник Ю.А., Грудз В.Я., Бегін С.В. Математична модель визначення надійності компресорної установки / *Нафтогазова галузь України*, 2017. №5. С. 20-24.

7. Саприкін С.О., Сімкіна Р.А. Оптимальне планування ремонтів газо-перекачувального обладнання за комплексними результатами вібраційного та параметричного діагностування / *Нафтова і газова промисловість*: зб. наук. праць, 2006. Вип. № 3. С. 44-49.

Стаття надійшла до редакційної колегії 30.10.2025 р.

Прийнято до друку 05.12.2025 р.

RATIONAL MAINTENANCE OF GAS PUMPING UNITS AT THE COMPRESSOR STATION OF AN UNDERGROUND GAS STORAGE

V. M. Bodnar , **V. I. Sadlivskyi** , **R. B. Stasiuk** 

Ivano-FrankivskNationalTechnicalUniversityofOilandGas;

76019, Ivano-Frankivsk, 15 KarpatskaStreet;

tel. +38 (0342) 72-71-38; e-mail: vitalii.bodnar@nungeu.edu.ua

The article considers the issue of improving the operational efficiency of reciprocating gas compressor units at compressor stations by enhancing methods of technical diagnostics, forecasting of technical conditions, and optimization of operating modes. A mathematical model for determining the reliability of a compressor unit was developed based on a simple failure flow, which makes it possible to estimate the probability of failure-free operation during a specified service period. The model was verified using a practical example, which demonstrated its efficiency for predicting the technical condition of machinery considering statistical characteristics of failures, operating conditions, and results of technical diagnostics.

Based on mathematical modeling of the maintenance optimization process for reciprocating gas compressor units under real operating conditions of underground gas storage compressor stations, analytical dependencies were obtained that describe the influence of production factors on the power, energy efficiency, and economic performance of the unit. This made it possible to determine rational operation modes that ensure minimization of energy losses, an increase in the overhaul interval, and an overall improvement in the reliability of the gas transportation system.

A methodology for selecting rational operating modes of reciprocating gas compressor units was developed, which is based on parametric diagnostics of the compressor cylinder, monitoring of the main indicators of technical condition, and determination of permissible limits of energy losses. An objective function for increasing operational efficiency was formulated, taking into account the relationship between the technical condition of compressor cylinder components, energy consumption, and reliability indicators. The permissible energy losses and optimal overhaul period for cylinder cavity components were determined, which ensures the required level of reliability and efficiency of the compressor unit in long-term operation.

Keywords: *underground gas storage, gas pumping unit, reliability, maintenance, objective function, optimization.*