

## ІНФОРМАЦІЙНА ТЕХНОЛОГІЯ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ З ВИКОРИСТАННЯМ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ

**М. В. Крихівський**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;  
тел. +380 (342) 72-71-33; e-mail: public@nung.edu.ua*

*Приведено принципи інформаційної технології оптимізації режимів роботи магістрального газопроводу з використанням підземних сховищ. Запропоновано інформаційну технологію оптимізації режимів роботи за критерієм мінімізації необхідної потужності компресорної станції. У ній використовується математична модель, що дозволяє визначити оптимальні технологічні показники підземного газосховища на період його циклічної експлуатації.*

***Ключові слова:** інформаційна технологія, магістральний газопровід, компресорна станція, підземне сховище газу, оптимізація.*

**Вступ.** Розрахунок режимів роботи газотранспортних систем (ГТС) важко піддається математичній формалізації [1]. Тому актуальним є проведення досліджень для підвищення ефективності використання інформаційних технологій з застосуванням комп'ютерів для вирішення проблем управління складними ГТС. Задача оптимального управління режимами магістральних газопроводів з використанням підземних сховищ газу (ПСГ) відноситься до класу багатокритеріальних. Алгоритм оптимального управління такого складного об'єкта повинен складатися з послідовно виконуваних кроків: ідентифікації моделі й оцінювання її параметрів, прогнозування характеристик на заданий інтервал часу, корекції керуючих впливів відповідно до мети управління при технологічних обмеженнях. Ідентифікація моделі можлива з використанням однокрокових і багатокрокових алгоритмів з використанням методів стохастичною апроксимації та найменших квадратів [4].

**Формулювання завдань.** Основним недоліком використання регресійних рівнянь для ідентифікації режимів роботи ГТС є те, що режими ГТС відносяться до класу нестационарних. Регресійні рівняння [4] використовуються для ідентифікації стаціонарних процесів і лише для тієї області зміни входних контрольованих змінних, в якій була проведена ідентифікація. У разі надходження нової інформації коефіцієнти регресійної моделі необхідно постійно уточняти. Для адаптації регресійного рівняння використовується рекурентна формула:

$$a_j(i) = a_j(i-1) + \frac{y(i) - \sum_{j=1}^n a_j(i-1)x_j(i)}{\gamma + \sum_{j=1}^n x_j^2(i)},$$

де  $\gamma$  – параметр алгоритму, який визначається в процесі налаштування. Задача оптимізації режимів роботи ГТС зводиться до пошуку

$$\max(F(\vec{X})) \\ X \in \Omega$$

де  $F(\vec{X})$  – цільова функція з обмеженнями:

$$F_i(\vec{X}) = 0 \quad i=1,2,\dots,l \quad \varphi_j(\vec{X}) \leq 0 \quad j=l+1,\dots,m,$$

де  $\Omega$  – область визначення для функції  $F(\vec{X})$  – цільова функція (модель ГТС).

**Отримані результати.** Задача оптимізації режимів роботи ГТС розв'язується методом штрафних функцій, для чого визначається функція штрафу:

$$\Phi(x, \tau) = -F(x_k) + \tau \left( \sum_{i=1}^l F_i(x_k)^2 + \sum_{j=l+1}^m \varphi_j^+(x_k)^2 \right),$$

де

$$\varphi_j^+(x_k) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } \varphi_j(x_k) \geq 0, \\ \varphi_j(x_k), & \text{якщо } \varphi_j(x_k) < 0, \end{cases}$$

а  $\tau$  – параметр штрафу. Вибравши  $\tau$  досить великим ( $\tau \sim 100$ ) градієнтним методом знаходиться розв'язок задачі:

$$\max_{\tau \in T} \min_{x \in \Omega} (\Phi(x, \tau)).$$

Рекурентна формула алгоритму пошуку екстремуму:

$$x_i(s) = x_i(s-1) - B' \Phi'(x, \tau), \quad B' = \frac{c}{\sqrt{1+s}}, \quad i = \overline{1, \dots, n},$$

де  $n$  – число управляючих змінних,  $s$  – крок ітерації. Значення штрафу змінюється від 0 до  $\tau_{\max}$  за законом:

$$\tau(s+1) = \tau(s) + \left( \sum_{i=1}^l F_i(x_k)^2 + \sum_{j=l+1}^m \varphi_j^+(x_k)^2 \right) \cdot \frac{c_1 (\tau_{\max} - \tau(s))}{\sqrt{1+s}}.$$

Параметри  $c$  і  $c_1$  підбираються для конкретних функцій. Значення похідної обчислюються чисельним методом:

$$\Phi'(x, \tau) = (\Phi(x + \Delta x, \tau) - \Phi(x - \Delta x, \tau)) / 2\Delta x.$$

Уточнюється рішення методом адаптивного випадкового пошуку. Вибирається вектор управляючих змінних  $\vec{x}$ , який був знайдений методом штрафних функцій, тобто:

$$F_k(\vec{x}) = \min(-F(\vec{x})) = Q^*.$$

Пошук  $Q^*$  виконується за допомогою рекурентної формули:

$$\vec{x} = x^* = \begin{cases} x_{i-1}^*; Q^* = Q_{i-1}^*, \text{ при } Q(x_i) \geq Q_{i-1}^*, \\ x_i; Q^* = Q(x_i), \text{ при } Q(x_i) < Q_{i-1}^*, \end{cases}$$

де  $i$  – крок рекурентного пошуку.

Аналіз процесів [3], що відбуваються при експлуатації магістрального газопроводу з використання ПСГ в умовах неповноти геолого-промислової інформації, вказує на необхідність розроблення моделей, що враховують комплекс основних характеристик процесів закачування/відбору газу. У такій ситуації доцільним є представлення процесу закачування/відбору газу в вигляді кінцевого числа дискретних підпроцесів, що утворюють множину, які дозволяє розглядати всі підпроцеси ізольовано.

Алгоритм оптимізації роботи ПСГ в режимах закачування/відбору газу з урахуванням декомпозиції процесу на кінцеве число підпроцесів може бути таким:

1. З заданою періодичністю (місяць, квартал, рік) розв'язується задача прогнозування пластового тиску за відомими методами, наприклад, методом відновлення пластового тиску, індикаторних діаграм.

2. Розв'язується задача оптимізації (наприклад, заданий дебіт газу при мінімальних енергетичних витратах) для ПСГ загалом в цілому з урахуванням наявності обмежень: потужність компресорної станції, пропускна спроможність магістрального газопроводу й ін.

3. Для отримання конкретного чіткого керуючого впливу фіксується значення сумарного дебіту газу з підземного сховища та тиску газу на вході в компресорну станцію, при якому виконується визначений вищим рівнем управління обсяг поставки газу.

На другому етапі створення інформаційної моделі необхідно оптимізувати параметри циклічної експлуатації газосховищ, які працюють в газовому режимі (рис. 1). Для цього розраховуються витрата газу і тиск з основного технологічного ланцюга від пласта-колектора до магістрального газопроводу.

Рівняння матеріального балансу [2] визначає динаміку пластового тиску в процесі відбирання чи закачування газу:

$$\frac{P_i}{z} = \frac{Q_i \cdot P_0 \cdot T_{nl}}{\Omega_{zn} \cdot T_0},$$

де  $P_i$  – середній пластовий тиск в покладі на кінець розрахункового кроку, МПа;  $Q_i$  – поточний об'єм газу в пласті, млн.м<sup>3</sup>;  $P_0$ ,  $T_0$  – стандартні тиск та температура відповідно, МПа та °К;  $T_{nl}$  – пластова температура, °К;  $\Omega_{zn}$  – газонасичений поровий об'єм, млн. м<sup>3</sup>;  $z$  – коефіцієнт стисливості газу.

Дебіт чи приймальність свердловини розраховуються за умовами поточних коефіцієнтів фільтраційних опорів, депресії та пластового тиску шляхом вирішення рівняння фільтрації газу в привибійній зоні свердловини:

$$\pm [P_{nl}^2(t) - P_{виб}^2(t)] = a \cdot q(t) + b \cdot q^2(t).$$

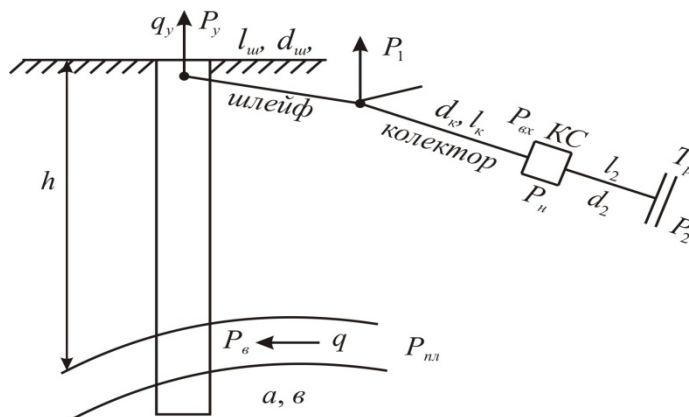


Рис. 1. Технологічна схема розрахунку оптимального режиму роботи однопластового сховища при нагнітанні/відборі газу.

Для постійної депресії ( $\Delta P = \text{const}$ ) рівняння набуде такого вигляду:

$$q(t) = \frac{\sqrt{a^2 + 4 \cdot \Delta P \cdot b \cdot (2 \cdot P_{nl}(t) \mp \Delta P)} - a}{2 \cdot b},$$

за постійного гирлового тиску ( $P_y = \text{const}$ ) в процесі відбирання рівняння набуде вигляду:

$$q(t) = \frac{\sqrt{a^2 + 4(b + \theta)(P_{nl}^2(t) - P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S})} - a}{2(b + \theta)},$$

в процесі закачування:

$$q(t) = \frac{\sqrt{a^2 + 4(b + \theta)(P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S} - P_{nl}^2(t))} - a}{2(b + \theta)},$$

де  $\Theta = 1.377 \lambda Z^2 \cdot T^2 \cdot \left\{ \frac{e^{2S} \cdot l - 1}{d^5} \right\}$ ;  $a$  і  $b$  – коефіцієнти фільтраційних опорів.

$S = 0.063$ . Рівняння руху газу вертикальними трубами дає можливість визначити втрати тиску в ліфтових трубах і в загальному вигляді воно має вигляд:

$$\pm [P_{виб}^2(t) - P_y^2(t) \cdot e^{2 \cdot S}] = \theta \cdot q^2(t).$$

Для визначення зміни тиску на усті свердловини під час відбирання чи закачування газу використовується рівняння:

$$P_y(t) = \sqrt{\frac{P_{пл}^2 \pm a \cdot q(t) \pm (\theta + b) \cdot q^2(t)}{e^{2 \cdot S}}},$$

де  $P_{виб}(t)$ ,  $P_y(t)$ ,  $P_{пл}(t)$  – тиски вибійний, на усті свердловини та пластовий в часі, відповідно, МПа;  $q(t)$  – дебіт свердловини в часі, тис. м<sup>3</sup>/добу;  $a$ ,  $b$  – коефіцієнти фільтраційних опорів.

Втрати тиску газу по шлейфу під час відбирання чи закачування визначаються за допомогою рівняння руху газу по шлейфах:

$$\pm [P_n^2 - P_k^2] = 1,62 \cdot \lambda \cdot \frac{Q_0^2}{D^5} \cdot P_0 \cdot \rho \cdot L,$$

де  $P_n$ ,  $P_k$ ,  $P_0$  – тиски на усті свердловини та за нормальних умов відповідно, МПа;  $Q_0$  – об'єм газу, що рухається шлейфом, тис. м<sup>3</sup>/добу;  $D$  – внутрішній діаметр шлейфа, мм;  $L$  – середня довжина шлейфа, м;  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору;  $\rho$  – густина газу.

Запропонована інформаційна технологія дозволяє розрахувати оптимальні об'єми (рис. 2) та пластові тиски під час заповнення ПСГ за умови мінімізації необхідної потужності компресорної станції.

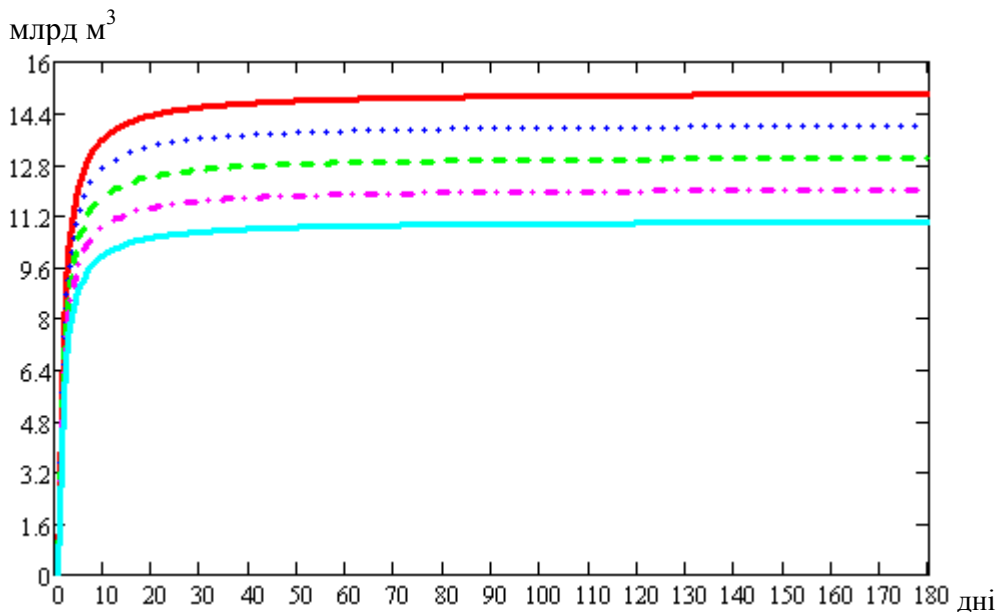


Рис. 2. Зміна витрати газу при нагнітанні Червонопартизанського ПСГ

**Висновки.** Важлива роль при реалізації оптимальних управлінь відводиться прогнозуванню характеристик ПСГ, проведеного одним з методів або їх комбінацією: змінного середнього, експоненціального згладжування, спектральної декомпозиції, авторегресійний та ін. При

корекції управліннь для досягнення мети управління доцільно використовувати варіаційні підходи та параметричну оптимізацію. Принцип колективного управління магістральним газопроводом і ПСГ з використанням інформаційних технологій підходять для реалізації оптимального управління складними ГТС.

Інформаційна технологія складається з трьох взаємопов'язаних частин. У 1-й вводяться диспетчерські дані та будується регресійне рівняння, яке адаптується до нових даних у 2-й частині. 3-я частина використовує створене рівняння першими двома частинами та вибирає оптимальний режим за певним критерієм та технологічними обмеженнями. Запропонована модель дозволяє визначити оптимальні технологічні показники підземного газосховища на період його циклічної експлуатації. Її можна використовувати для розрахунку газосховищ, що експлуатуються в газовому режимі.

### *Література*

1. Грудз В.Я. Принципи оптимізації режимів роботи газопроводу / В.Я.Грудз // Прикарпатський вісник НТШ. Шевченка. Число. – 2013 – №1(21). – С. 191-212.
2. Заєць В.О. Оптимізація основних параметрів циклічної експлуатації підземних газосховищ / В.О.Заєць, Д.Ф.Тимків, М.В. Крихівський // ScienceRise. – 2015. – Т.4, №2 (9). – С. 45-48.
3. Оптимізація режиму обслуговування магістральних газопроводів / М.В.Крихівський, Г.І.Левицька, Л.В.Саманів та ін. // Збірник наукових праць V-тої науково-практичної конференції студентів і молодих учених «Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання». – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. – С. 108-110.
4. Тимків Д.Ф. Алгоритми і методи диспетчерського оптимального управління режимами магістральних газопроводів / Д.Ф.Тимків // Прикарпатський вісник НТШ. Шевченка. Число. – 2013. – №1(21). – С. 171-190.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 24.02.2016 р.  
Рекомендовано до друку д.т.н., професором Грудзом В.Я.,  
д.т.н., професором Говдяком Р.М. (м. Київ)*

## **INFORMATION TECHNOLOGY OPTIMIZATION MODES OPERATION USING GAS MAIN PIPELINE AND UNDERGROUND STORAGE**

**M. V. Kryhivskiy**

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;  
76019, Ivano-Frankivsk, Carpats'ka str., 15;  
ph. +380 (342) 72-71-33; e-mail: public@nung.edu.ua*

*Powered principles of information technology for optimization of the gas main using underground storage. Information technology optimization of the criterion of minimizing required power compressor station. It uses a mathematical model to determine the optimal technological parameters of underground gas storage in the ring during its operation.*

**Key words:** *information technology, the main pipeline, compressor stations, underground gas storage, optimizati.*