

Технічні науки

УДК 622.692.4

Михалків Володимир Богданович

кандидат технічних наук, доцент,
доцент кафедри транспорту і зберігання нафти і газу,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

Mykhalkiv Volodymyr

Ph.D in Technical Sciences, Associate Professor,
Associate Professor of the Department of Oil and Gas
Transportation and Storing
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

**ОПТИМАЛЬНИЙ РОЗПОДІЛ ВИТРАТИ ГАЗУ МІЖ
ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИМИ АГРЕГАТАМИ
КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ**

**ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА
МЕЖДУ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИМИ АГРЕГАТАМИ
КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ**

**OPTIMAL DISTRIBUTION OF GAS EXPENDITURE
BETWEEN GAS TRANSMISSION UNITS
COMPRESSOR STATIONS**

Анотація. Запропонована залежність визначення витрати газу через окремий газоперекачувальний агрегат з відцентровим нагнітачем.

Ключові слова: газ, газоперекачувальний агрегат, витрата, оптимізація.

Аннотация. Предложенная зависимость определения расхода газа через отдельный газоперекачивающий агрегат с центробежным

нагнетателем.

Ключевые слова: газ, газоперекачивающие агрегаты, расход, оптимизация.

Abstract. The proposed dependence of the gas flow rate through a separate gas-pumping unit with a centrifugal supercharger.

Keywords: gas, gas-pumping units, consumption, optimization.

За принципом дії розрізняють об'ємні (поршневі і гвинтові) і динамічні (відцентрові, осьові, вихрові) компресори. В газовій промисловості знаходять застосування два види компресорних станцій (КС) - обладнані поршневими компресорами і обладнані відцентровими нагнітачами (ВН). Визначення витрати газу через об'ємний компресор не викликає труднощів на відміну від динамічного компресора з відкритою камерою підвищення тиску. Крім того витрата через динамічний компресор досить сильно залежить від опору нагнітальної лінії.

На даний час існують два типи обв'язки газоперекачувальних агрегатів: універсальна обв'язка і колекторна обв'язка. Проте жодна з них не дозволяє регулювати витрату газу окремого газоперекачувального агрегату (ГПА). Крім того відсутній вузол вимірювання витрати газу на нагнітачі, відсутні давачі перепаду тиску газу на вхідному конфузори нагнітача і достовірне значення коефіцієнта витрати газу через нього, неможливо точно виміряти ефективну потужність газотурбінного приводу.

Аналіз результатів визначення оптимальних режимів розглянутої системи компримування і відповідних їм оптимальних режимів роботи газоперекачувальних агрегатів показав, що раціональне співвідношення значень витрати природного газу по компресорним цехам практично відповідає співвідношенню сумарних наявних потужностей енергоприводів агрегатів [1].

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{N_1}{N_2}, \quad (1)$$

де Q_i – витрата через агрегат; N_i – наявна потужність ГПА.

Однак такий підхід є не зовсім коректним, так як на передачу потужності від приводу до газу існує передавальний механізм і ВН. Тому в формулу (1) доцільно ввести загальний ККД приводу.

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{N_1 \cdot \eta_1}{N_2 \cdot \eta_2}. \quad (2)$$

Причому чим вищий загальний ККД, тим більша витрата газу через ГПА.

Загальний ККД приводу має вигляд

$$\eta = \eta_{ГТУ} \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{ВН}, \quad (3)$$

де $\eta_{ГТУ}$ – ККД газотурбінної установки (ГТУ); $\eta_{мех}$ – ККД передавального механізму від ГТУ до ВН; $\eta_{ВН}$ – ККД ВН.

Ефективний ККД ГТУ

$$\eta_{ГТУ} = \frac{N_{ГТУ}}{M_{ПГ} Q_H^P}, \quad (4)$$

де $N_{ГТУ}$ – наявна потужність ГТУ; $M_{ПГ}$ – масова витрата паливного газу; Q_H^P – нижча теплота згорання паливного газу.

ККД передавального механізму від ГТУ до ВН задається в технічній характеристиці ГПА.

Фактичний ККД нагнітача може бути визначений, зокрема, наступними методами:

- з використанням термодинамічних властивостей природного газу і параметрів газу по нагнітачеві (P, t);
- з використанням показника ізоентропи газу за методикою ВНДІГАЗ.

Для розрахунку ККД за першим способом необхідно знати хімічний склад природного газу. На практиці доцільно використовувати спрощені

емпіричні співвідношення, для визначення основних термодинамічних величин природного газу за метаном:

Для визначення фактичного ККД другим методом необхідно знати параметри газу на вході і виході нагнітача (P, t), а також склад газу.

Тому вибір методу визначення значення ККД нагнітача залежить від об'єму початкової інформації, необхідної для розрахунку продуктивності нагнітача.

За наявності давача перепаду тиску газу на вхідному конфузори продуктивність нагнітача визначається як

$$Q = A \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot 10^4}{\rho_{\text{вс}}}}, \quad (5)$$

де A - коефіцієнт витрати; ΔP - перепад тиску газу на вхідному конфузори, кгс/см²; $\rho_{\text{вс}}$ - густина газу на вході, кг/м³. Похибка цього методу 5 %.

За відсутності прямого або непрямого вимірювання продуктивності слід використовувати паспортну характеристику нагнітача, при цьому робоча точка визначається зведеною відносною частотою обертання $\bar{n}_{\text{зв}}$ і ступенем підвищення тиску ε , проте точність визначення продуктивності при цьому дуже низка (до 20 %) з-за "розшарування" характеристики $\varepsilon = f(Q_{\text{зв}})$ в експлуатації.

При використанні обох методів розрахунку фактичного ККД нагнітача для отримання достовірних результатів необхідно проводити вимірювання тиску газу на вході і виході нагнітача зразковими манометрами класу точності не нижче 0,4 і температури газу з точністю 0,1...0,2 °С.

Зважаючи на відносну стабільність характеристики відносної внутрішньої потужності ВН в експлуатації коефіцієнт технічного стану нагнітача по потужності K_N можна приймати рівним одиниці.

Так як витрата через динамічний компресор досить сильно залежить від опору нагнітальної лінії доцільно ввести в (2) параметр, який враховує

цей вплив. Таким параметром є коефіцієнти втрати тиску у вхідному і вихідному трубопроводах. Він складається з втрат тиску по довжині трубопроводу та в місцевих опорах. Довжина газопроводу береться від точки розгалуження до і-того ВН. Тоді

$$\xi_{\text{заг}} = \frac{\lambda}{d} + \xi \quad (6)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору; d – внутрішній діаметр газопроводу; ξ – коефіцієнт втрат в місцевих опорах.

Звідси

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{N_1 \cdot \eta_1 \cdot \xi_{\text{заг}2}}{N_2 \cdot \eta_2 \cdot \xi_{\text{заг}1}} \quad (7)$$

Витрата газу через ГПА обернено пропорційна опору газопроводів обв'язки.

Таким чином можна суттєво уточнити розподіл витрати газу між окремими ГПА компресорної станції.

Література:

1. Трубопровідний транспорт газу / М.П. Ковало, В.Я. Грудз, В.Б.Михалків та ін. – Київ: АренаЕКО, - 2002. – 600 с.