

УДК 621.165

О.М. Слатова, Н.І. Капцова

Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова,  
Україна

## ВИЗНАЧЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНО ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ПОРШНЕВИХ ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ АГРЕГАТІВ НА КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЯХ

Сьогодні особливу роль у вирішенні питань газопостачання країни грають компресорні станції (КС), які встановлюються на магістральних газопроводах і промислах газових або газоконденсатних родовищ. Основне завдання КС - забезпечення проектної продуктивності і максимального тиску по всій довжині і на вході в магістральні газопроводи на постійному рівні при безперервному зниженні в процесі відбору природного газу пластового тиску в родовищі. У статті визначено енергетично оптимальні режими роботи поршневих газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях.

**Ключові слова:** газопостачання, компресорні станції, газоконденсатні родовища, поршневі газоперекачувальні агрегати.

### Постановка проблеми

В процесі експлуатації, при плануванні і прогнозуванні роботи родовищ і магістральних газопроводів необхідно проводити громіздкі розрахунки по визначенню режимів роботи поршневих КС. Для оперативного вирішення завдань визначення оптимальних режимів роботи газоперекачувальних агрегатів (ГПА) і в цілому поршневих КС були розроблені алгоритми рішення і комп'ютерні програми.

### Мета і завдання статті

Метою статті є розробка алгоритму і комп'ютерної програми по оптимізації режимів роботи агрегатів для заданих параметрів транспортування газу та вибір оптимального режиму роботи компресорної станції.

### Аналіз останніх досліджень і публікацій

Перспективні проекти сучасних трубопровідних систем орієнтовані на спорудження магістральних трубопроводів нового покоління, з використанням інноваційних досягнень науки та техніки. Їх розглядають як клас капітальних споруд високого рівня безпеки, надійності та ефективності, що досягається зокрема зниженням власного енергоспоживання та підвищенням робочого тиску (10 МПа і вище).

Для досягнення максимальної продуктивності та найбільшого економічного ефекту потрібне уміле поєднання передових досягнень техніки і технології з передовою організацією спорудження.

Одним з напрямів удосконалення технологічних процесів з будівництва та експлуатації газопроводів та споруд на них, є їх подальша автоматизація. На сьогодні в широкому масштабі вона торкнулася багато операцій, які мають високий ступінь повторюваності, що створює сприятливі умови для їх автоматизації [9].

На магістральних газопроводах споруджуються КС, призначені для підвищення тиску газу до величин, які визначаються міцністю труб і устаткування. Застосовуються два види КС, які мають різні технологічні схеми:

- КС, обладнані газомоторними поршневими компресорами (ГМК);
- КС, обладнані відцентровими нагнітачами з приводом від газотурбінних установок (ГТУ) або електродвигунів.

Компресорні станції з поршневими газоперекачувальними агрегатами встановлюються на промислах родовищ, також широко застосовуються на станціях підземного зберігання газу (СПЗГ).

Це зумовлено більш ефективною роботою поршневих агрегатів в умовах змінних режимів роботи по тисках усмоктування, нагнітання і продуктивності, забезпеченням високого ступеня стиснення газу в одному ступені і необхідного ступеня стиснення в багатоступінчатих компресорах, можливості регулювання продуктивності зміною «шкідливого простору» [5-7].

**Виклад основного матеріалу дослідження**

Основне завдання КС - забезпечення проектної продуктивності і максимального тиску по всій довжині і на вході в магістральні газопроводи на постійному рівні при безперервному зниженні в процесі відбору природного газу пластового тиску в родовищі. Темп падіння пластового тиску в певній мірі залежить від характеристик родовищ, відбору і способу підготовки газу на промислах і гідравлічного стану газопромислової мережі. Крім того, режим КС пов'язаний з характеристиками магістральних газопроводів і режимами їх роботи. Лінійні КС магістральних газопроводів обладнуються газоперекачуючими агрегатами з газотурбінним приводом. Головні і дожимні КС встановлюються на промислах родовищ, на підземних сховищах газу, де необхідно забезпечувати високу ступінь стиснення при зниженні пластового тиску, і оснащуються агрегатами з поршневим приводом. В основному поршневі КС обладнуються газомотокомпресорами типу 10ГКН з компресорними схемами: 250x3; 250x4; 250x5.

В процесі експлуатації, при плануванні і прогнозуванні роботи родовищ і магістральних газопроводів необхідно проводити громіздкі розрахунки по визначенню режимів роботи поршневих КС. Для оперативного вирішення завдань визначення оптимальних режимів роботи газоперекачувальних агрегатів (ГПА) і в цілому поршневих КС були розроблені алгоритми рішення і комп'ютерні програми.

Керуючими параметрами для поршневих КС з газомотокомпресорами є кількість агрегатів М, кількість працюючих компресорних циліндрів на одному ГПА з відкритими і закритими регулюючими клапанами  $p_1, p_2$ ; частота обертів вала двигуна  $f$ . Перші три параметри дискретні, четвертий – безперервний.

Розробка алгоритму і комп'ютерної програми по оптимізації режимів роботи агрегатів для заданих параметрів транспортування газу: газомотокомпресора 10 ГКН обладнані п'ятьма компресорними циліндрами діаметром 250 мм, в яких здійснюється процес компримування природного газу в широкому діапазоні зміни ступеня стиснення. В основу розробки алгоритму і програми були покладені характеристики одного компресорного циліндра діаметром 250 мм (рис. 1). Кожен компресорний циліндр має вхідний, викидний і регулювальний клапани (кишеню). Останній може перебувати в одному з двох положень:  $p_1$  - закрито;  $p_2$  - відкрито. Залежно від положення регулювального клапана ( $p_1, p_2$ ) при

інших рівних умовах змінюється ступінь стиснення в компресорному циліндрі[2,4].

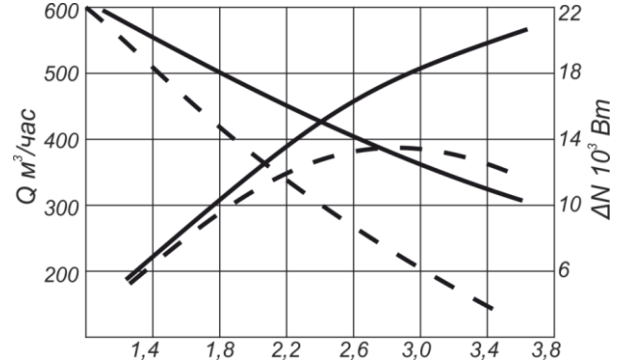


Рис. 1. Характеристика компресорного циліндра газомотокомпресора

10 ГКН: 1,2 - продуктивність; 3,4 - питома потужність; — при відкритому клапані; ---- при закритому клапані.

На рис.1 показана залежність об'ємної продуктивності  $Q_{1,2}$  і питомої індикаторної потужності  $N_{1,2}$  від ступеня стиснення  $\epsilon$  для закритого та відкритого положень кишені [1].

Результати досліджень показують характер зміни витрат паливного газу від завантаження агрегату (рис. 2). Зі зменшенням завантаження питома витрата паливного газу  $q$  на одиницю потужності  $N_e$  зростає [2].

Для апроксимації многочленами таких характеристик була складена програма, яка визначає методом найменших квадратів многочлен найменшого ступеня, що задовольняє точності 0,02 відповідно до обраного інтервалом для ступеня стиснення  $\epsilon$ .

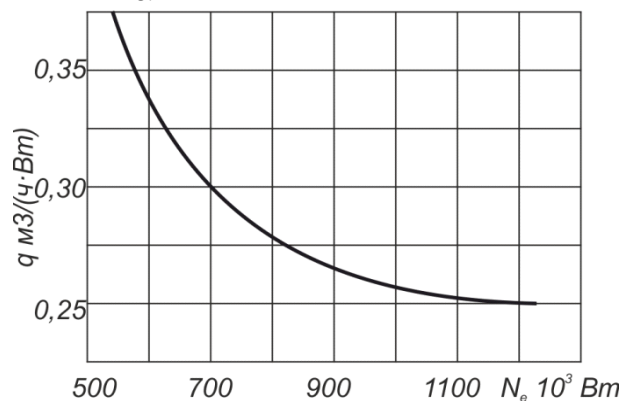


Рис. 2. Залежність питомої витрати паливного газу від потужності газомотокомпресора 10 ГКН.

Згідно специфіці роботи газомотокомпресорів на дожимні КС ступінь стиснення повинна знаходитися в межах

$$1,2 \leq \epsilon \leq 3,4 \tag{1}$$

Отримані апроксимуючі поліноми характеристик компресорного циліндра і питомої витрати паливного газу, агрегату мають вигляд:

$$Q_1(\varepsilon) = 765,306 - 167,822\varepsilon + 11,289\varepsilon^2 \quad (2)$$

$$Q_2(\varepsilon) = 902,475 - 318,660\varepsilon + 28,538\varepsilon^2 \quad (3)$$

$$N_1(\varepsilon) = -21,843 + 30,302\varepsilon - 6,652\varepsilon^2 + 0,584\varepsilon^3 \quad (4)$$

$$N_1(\varepsilon) = -17,029 + 23,885\varepsilon - 4,056\varepsilon^2 \quad (5)$$

$$q(N) = 2,10 - 175 \cdot 10^{-6}(N) + 0,05 \cdot 10^{-6}(N)^2 \quad (6)$$

Об'ємну продуктивність  $Q_i$ , потужність  $N_e$  та витрати паливного газу  $R$  одного газомотокомпресора можна визначити за формулами

$$Q = 283,4 \frac{P_{\text{вх}}}{273 + t_{\text{вх}}} \cdot \frac{f}{f_0} [n_1 Q_1(\varepsilon) + n_2 Q_2(\varepsilon)] \quad (7)$$

$$N_e = cn + P_{\text{вх}} \frac{f}{f_0} [n_1 N_1(\varepsilon) + n_2 N_2(\varepsilon)] \quad (8)$$

$$R = N_e q(N_e) \quad (9)$$

$$\varepsilon = P_{\text{вх}} / P_{\text{вх}} \quad (10)$$

Іс  $P_{\text{вх}}$ ,  $P_{\text{вих}}$  - вхідний та вихідний тиск газу на дотискній КС;

$f, f_0$  - фактична і номінальна частоти обертання валу газомотокомпресора, об/хв;

$t_{\text{вх}}$  - температура газу на вході у КС, °С;

$n_1, n_2$  - кількість працюючих компресорних циліндрів с закритими кишнями;

$Q(\varepsilon), N_i(\varepsilon)$  - об'ємна продуктивність і індикаторна потужність,  $\text{нм}^3/\text{год}$ , Вт;

$R$  - витрата паливного газу,  $\text{нм}^3/\text{год}$ ;

$c$  - постійний коефіцієнт, що враховує сили тертя у ГПА.

Рівняння об'ємної продуктивності  $Q$ , сумарної потужності  $N_e$ , витрати паливного газу по всій компресорній станції з газомотокомпресорами записуються як:

$$Q_{\text{КС}} = \sum_{i=1}^M Q_i \quad (11);$$

$$N_{\text{КС}} = \sum_{i=1}^M N_{ei} \quad (12);$$

$$R_{\text{КС}} = \sum_{i=1}^M R_i \quad (13)$$

де  $M$  — кількість працюючих газомотокомпресорів, шт.

Тиск і температура на виході з компресорної станції визначаються з рівнянь:

$$P_{\text{вих}} = P_{\text{вх}} \cdot \varepsilon \quad (14)$$

$$t_{\text{вих}} = (273 + t_{\text{вх}}) (\varepsilon^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 273) \quad (15)$$

де  $\kappa$  - показник адиабати.

Технічна характеристика газомотокомпресора 10 ГКН визначає робочу зону для максимальних і мінімальних значень параметрів потужності, частоти обертання валу, числа компресорних циліндрів, ступеня стиснення:

$$N_1 \leq N \leq N_2, N_0 = 1500, N_1 = 1000, N_2 = 1550 \quad (16)$$

$$f_1 \leq f \leq f_2, f_0 = 300, f_1 = 260, f_2 = 310 \quad (17)$$

$$0 \leq n_1 \leq n, m_1 \leq n \leq m_2, m_1 = 3, m_2 = 5 \quad (18)$$

$$\varepsilon_1 \leq \varepsilon \leq \varepsilon_2, \varepsilon_1 = 1,20, \varepsilon_2 = 3,40 \quad (19)$$

$$P_{\text{вих}} \leq 56, c = 17 \quad (20)$$

Індексами 0, 1, 2 позначені номінальні, мінімальні, максимальні значення параметрів. Тут  $N_0, N_1, N_2$  - потужність, Вт;  $f_0, f_1, f_2$  - частота обертання валу, об/хв;  $m_1, m_2$  - кількість компресорних циліндрів, при яких допускається експлуатація ГПА, шт.;  $\varepsilon_1, \varepsilon_2$  - ступінь стиснення.

Основна мета завдання - визначення мінімуму витрати паливного газу  $R$  при заданих продуктивності  $Q$ , вхідному тиску  $P_{\text{вх}}$ , вихідному тиску  $P_{\text{вих}}$ , температурі газу  $t_{\text{вх}}$  з урахуванням всіх припущень і обмежень, зазначених вище.

Алгоритм розв'язання задачі відображений на укрупненої блок-схемі, (рис 3).

1. Введення вихідних даних: продуктивність, вхідний і вихідний тиск, температура.

2. Вибір діапазону ступеня стиснення  $\varepsilon_{\text{мін}}$ ,  $\varepsilon_{\text{макс}}$  з обмежень  $\varepsilon_1, \varepsilon_2$  і вихідних даних  $P_{\text{вих}}/P_{\text{вх}}$ ,  $56/P_{\text{вх}}$ .

3. Організація циклів для блоків 4 - 11 з змінних  $n$  ( $n = m_1 / m_2$ ) і  $n_1$  ( $n_1 = 0 / n$ ).

4. Розрахунок максимальної продуктивності і потужності одного ГПА для  $\varepsilon_{\text{мін}}$  і  $f_2$  при заданих блоком 4,  $n$  і  $n_1$ .

5. Визначення кількості агрегатів  $M$ .

6. Уточнення продуктивності одного ГПА.

7. Порівняння потужності з номінальною  $N_0$ .

8. Визначення частоти обертання валу  $f$  з рівняння для продуктивності (7). У разі, коли частота обертання валу виходить менш припустимої ( $f < f_1$ ), ступінь стиснення  $\varepsilon$  уточнюється при  $f = f_1$ .

9. Визначення ступеня стиснення  $\varepsilon$  з рівняння для продуктивності. Якщо виходить  $\varepsilon > \varepsilon_{\text{макс}}$ , частота  $f$  уточнюється при  $\varepsilon = \varepsilon_{\text{макс}}$ .

10. Порівняння потужності з припустимими межами.

11. Порівняння даного режиму з попереднім і запам'ятанням з меншою кількістю агрегатів  $M$ , а при рівних  $M$  - з більшим ступенем стиснення  $\varepsilon$ .

12. Обчислення вихідних тисків, температури, витрати паливного газу.

13. Друк результатів.

За цим алгоритмом було складено комп'ютерну програму.

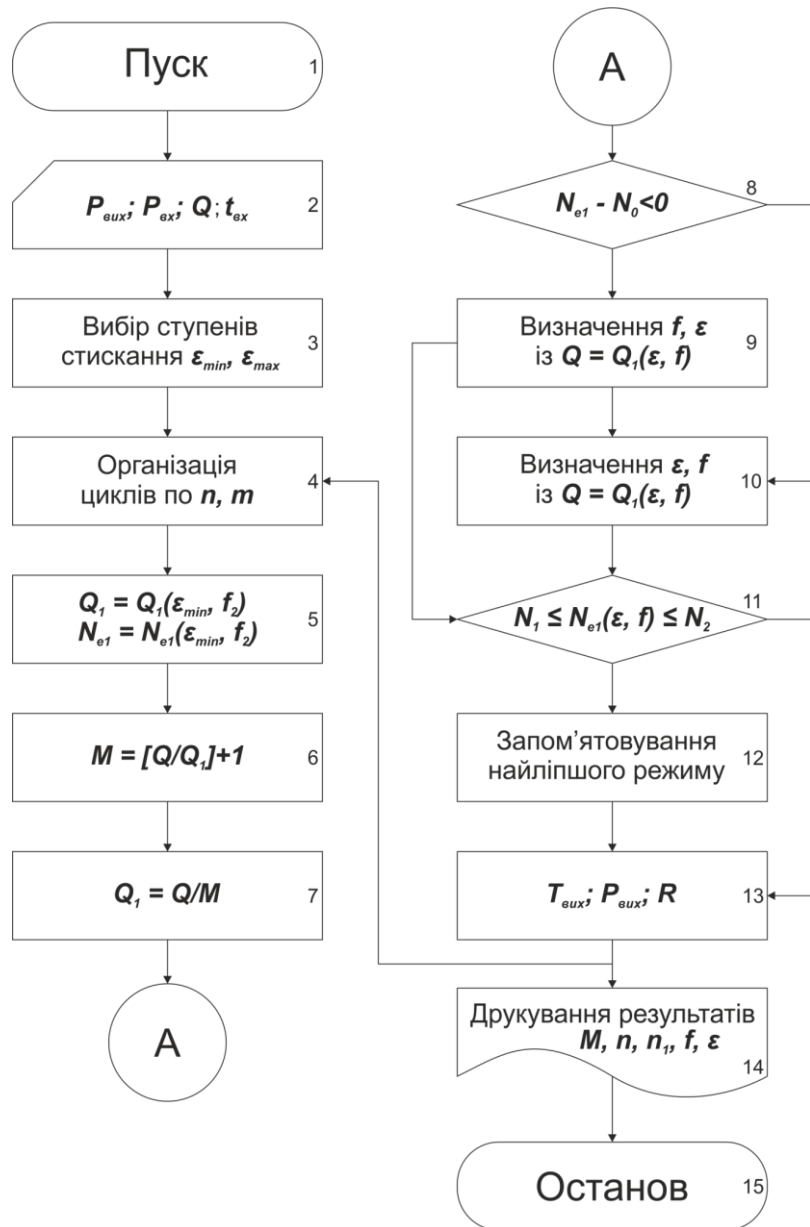


Рис.3 Блок-схема рішення задачі про оптимальний вибір режиму роботи компресорної станції

### Висновки

Отже, в статті розглянуто питання з певних енергетично оптимальних режимів роботи поршневих газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях.

В роботі були вирішені наступні завдання:

- було застосовано характеристика компресорного циліндра газомотокомпресора 10 ГКН;

- показано залежність питомої витрати паливного газу від потужності газомотокомпресора 10 ГКН;

- представлені формули апроксимуючої поліноми характеристик компресорного циліндра і питомої витрати паливного газу агрегату;

- представлені формули для розрахунку об'ємної продуктивності  $Q_1$ , потужності  $N_e$  і витрати паливного газу  $R$  одного газомотокомпресора;

- наведені рівняння об'ємної продуктивності  $Q$ , сумарної потужності  $N_e$ , витрати паливного газу по всій компресорній станції з газомотокомпресорами;

- визначена робоча зона для максимальних і мінімальних значень параметрів потужності, частоти обертання валу, числа компресорних циліндрів, ступеня стиснення;

- була складена комп'ютерна програма. Вона була апробована при виборі оптимальних режимів роботи дожимних КС на Шебелинському газовому промислі, де встановлені агрегати типу 10 ГКН, що дало можливість оптимально розподілити завантаження і скоротити витрату паливного газу на 4%.

## Література

1. Вольский, Э. Л. Режимы работы магистрального газопровода [Текст] / Э.Л. Вольский, И.М. Константинова — М.: Недра, 1970. — 168 с.
2. Бородавкин, П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство). [Текст] / П.П. Бородавкин — М.: Недра, 1982, 384 с.
3. Ковалко, М.П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного газу. [Текст] / М.П. Ковалко — Київ: Українські енциклопедичні знання. — 2001. — 288 с.
4. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. Программированное введение в планирование эксперимента. [Текст] / Ю.П. Адлер, Е.В. Марков, Ю.В. Грановский и др. — М., 1971. -186 с.
5. Трубопровідний транспорт газу [Текст] / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін. — К.: АренаЕКО, 2002. — 600 с.
6. Режимы газотранспортных систем [Текст] / Є.І. Яковлев, О.С. Казак, В.Б. Михалків та ін. — Львів: Світ, 1992. — 170 с.
7. Щербаків, С.Г. Проблеми трубопроводного транспорту нафти і газу. [Текст] / С.Г. Щербаків — М.: Наука, 1982. - 206 с.
8. Спорудження магістральних трубопроводів [Текст]: підручник / Я.В. Дорошенко — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. — 563 с.
9. Обслуговування і ремонт газопроводів [Текст] / В.Я. Грудз, Д.Ф. Тимків, В.Б. Михалків, В.В. Костів — Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2009. — 712 с.
4. Adler, Yu., Markov E., ... Granovsky, Yu. (1971) Planning an experiment when searching for optimal conditions. Programmed introduction to the planning of the experiment, 186.
5. Kovalko, M., Grudz, V., ... Mikhalkiv, V. (2002) Truboprovodny transport of gas, 600.
6. Yakovlev, Ye., Kazak, O., ... Mikhalkiv, V. (1992) Modes of gas transmission systems, 170.
7. Shcherbakov, S. (1982) Problems of pipeline transport of oil and gas, 206.
8. Doroshenko, Ya. (2010) Sporrudzhennia magistralnih pipelines, 563.
9. Grudz, V., Timkiv, D., Mikhalkov, V., Kostyv, V. (2009) Service and repair of gas pipelines, 712.

**Рецензент:** д-р техн. наук, проф., завідувач кафедри Експлуатації газових і теплових систем І.І. Капцов, Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова, Україна

**Автор:** КАПЦОВА Наталія Іванівна  
старший викладач кафедри Експлуатації газових і теплових систем  
Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова  
E-mail - viola200573@ukr.net,  
ID ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-7588-8292>

**Автор:** СЛАТОВА Ольга Миколаївна  
старший викладач кафедри Експлуатації газових і теплових систем  
Харківський національний університет міського господарства імені О.М. Бекетова  
E-mail - olga\_slatova@ukr.net  
ID ORCID; <http://orcid.org/0000-0001-9845-3937>

## References

1. Volsky, E., Konstantinova, I. (1970) Modes of operation of the main gas pipeline, 168.
2. Borodavkin, P. (1982) Underground trunk pipelines (design and construction), 384.
3. Kovalko, M. (2001) Metodi ta zasobi pidvishchennia efektyvnosti funktsionnuvannya sistem pipeprovodnogo gazu, 288.

## THE DEFINITION OF ENERGETICALLY OPTIMAL MODES OF OPERATION OF RECIPROCATING GAS COMPRESSOR UNITS FOR COMPRESSOR STATIONS

O. Slatova, N. Kaptsova

O.M. Beketov National University of Urban Economy in Kharkiv, Ukraine

Today, compressor stations (CS) play a special role in solving gas supply problems in the country, which are installed on the main gas pipelines and in the fields of gas or gas condensate fields. The main task of the COP is to ensure the design capacity and maximum pressure along the entire length and at the entrance to the main gas pipelines at a constant level, while the reservoir pressure in the field is continuously reduced during the extraction of natural gas. The paper identifies the energetically optimal modes of operation of reciprocating gas pumping units at compressor stations.

Staging problems In the process of operation, with planned and forecasted robotics of generic and magistral gas pipelines, it is necessary to carry out loud explosions in accordance with the identification of the robots of piston compressor stations. For operative virishennya zavdan viznachennya optimal regimes in the roboty gazoperekachuvalnyh aggregates (GPA) and in the whole piston compressor station buny rozrobeni algorithms rishennya i komp'yuterni progami

**Keywords:** gas service, compressor stations, gas condensate genera, piston gas compressor units