

## РОЗРОБЛЕННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ СТУПЕНЯ ПІДВИЩЕННЯ ТИСКУ В НАГНІТАЧІ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

В.П. Лісафін, С.Ф. Федорчук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139,  
e-mail: V.Lisafin@gmail.com

Неможливість використання обчислювальної техніки при розрахунку режимів роботи компресорної станції магістрального газопроводу за допомогою класичних графічних характеристик ВНДІгазу вимагає необхідності використання аналітичних форм останніх. Проведено математичне моделювання процесу компримування газу в відцентровому нагнітачі компресорної станції з газотурбінним приводом. Досліджено залежності між ступенем підвищення тиску в нагнітачі від зведеної продуктивності та зведеної обертової частоти. На базі тричленної математичної моделі залежності ступеня підвищення тиску від зведеної продуктивності, яка побудована при номінальних значеннях зведених обертів, отримано універсальну модель, яка дає змогу обчислити ступінь підвищення тиску за будь-яких зведених обертів без складних перерахунків. Точність запропонованої моделі для найбільш поширених неповнонапірних та повнонапірних нагнітачів в діапазоні робочих зведених продуктивностей – не більша 2%, що не перевищує точності графічних побудов. Модель може бути використана при розрахунку режимів роботи компресорної станції.

Ключові слова: компресорна станція, зведена характеристика нагнітача природного газу, ступінь підвищення тиску, зведена продуктивність, зведені оберти, режим роботи компресорної станції.

Невозможность использования вычислительной техники при расчете режимов работы компрессорной станции магистрального газопровода при помощи классических графических характеристик ВНИИГаза вызывает необходимость использования аналитических форм последних. Проведено математическое моделирование процесса компримирования газа в центробежном нагнетателе компрессорной станции с газотурбинным приводом. Исследована зависимость между степенью повышения давления в нагнетателе от приведенной производительности и приведенной частоты вращения. На базе трехчленной математической модели зависимости степени повышения давления от приведенной производительности, которая получена при номинальных значениях приведенных оборотов, получена универсальная модель, которая позволяет рассчитать степень повышения давления при любой приведенной частоте без сложных перерасчетов. Точность предложенной модели для наиболее распространенных неполнонапорных и полнонапорных нагнетателей в диапазоне рабочих приведенных производительностей – не более 2%, что не превышает точности графических построений. Модель может быть использована при расчете режимов работы компрессорной станции.

Ключевые слова: компрессорная станция, приведенная характеристика нагнетателя природного газа, степень повышения давления, приведенная производительность, приведенные обороты, режим работы компрессорной станции.

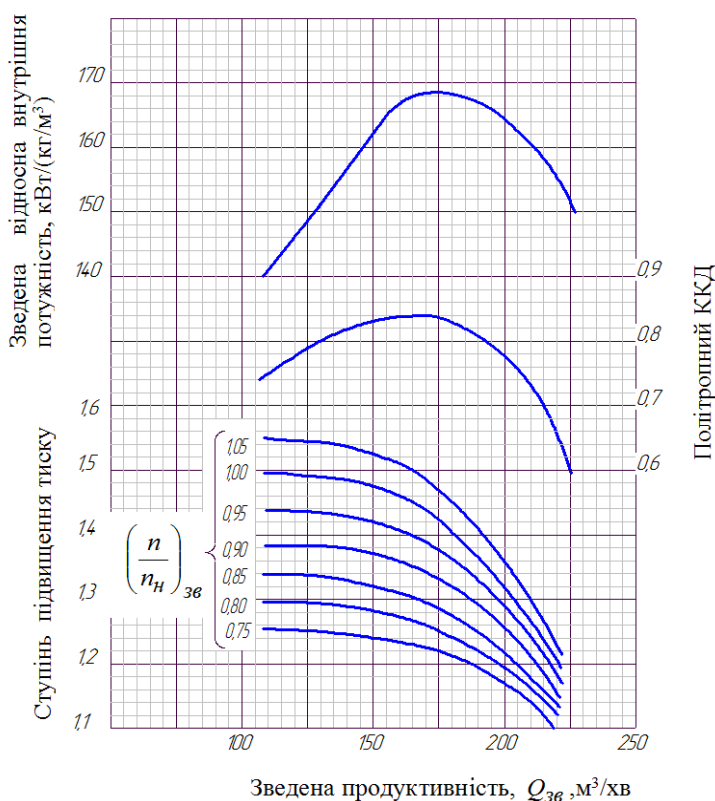
It is impossible to use computer technology for calculation of operating modes of the main gas pipeline compressor station with the help of classic graphics performance of VNIIGAZ. Therefore it is necessary to use the analytical forms of the latter. The gas compression mathematical modeling in the centrifugal supercharger of the compressor station with the gas turbine drive was conducted. The dependencies of the gas pressure ratio in the supercharger on the reduced capacity and reduced rotation speed were studied. On the basis of the three-term mathematical model of the dependency of the gas pressure ratio on the reduced capacity, which was obtained at nominal values of the reduced rotations per minute, there was developed the universal model that allows to calculate the pressure ratio at any reduced rotations per minute without complicated recalculations. The suggested model accuracy for the most common full-head and non-full-head compressors in the range of the reduced operating capacities of not more than 2 %, which does not exceed the accuracy of graphic constructions. The model can be used for calculation of the compressor station operating modes.

Keywords: compressor station, reduced characteristics of natural gas supercharger, pressure ratio, reduced capacity, reduced rotations per minute, compressor station operation modes.

**Актуальність теми.** Газотранспортна система України – це система газосховищ, магістральних газопроводів, компресорних і газовимірювальних станцій, розподільних мереж. Вона є другою за величиною в Європі, а також одна з найбільших у світі. Станом на 2014 р. довжина газопроводів складає 38,55 км, у тому числі магістральних – 22,16 км, газопроводів відгалужень – 16,39 км. Компримування газу здійснюється на 72 компресорних станціях (122 компресорних мех), загальна потужність яких складає 5443 МВт. Компресорні станції з газотурбінним приводом відцентрових нагнітачів становлять понад 80% їх загальної потужності.

Газодинамічні процеси, що відбуваються при компримуванні газу з використанням відцентрових нагнітачів є складними, оскільки при цьому змінюються параметри робочого тіла (природного газу), витрата, споживана потужність та обертова частота нагнітача. При цьому накладаються ряд технологічних обмежень – по продуктивності, тиску, температурі, споживаній потужності, обертовій частоті.

Точність розрахунку параметрів режиму роботи компресорної станції залежить від точності аналітичних виразів, якими представлені аналітичні характеристики нагнітачів, тому їх



(зведені параметри  $T_{36}=293\text{ K}$ ,  $R_{36}=508\text{ Дж/(кг·К)}$ ,  $Z_{36}=0,9$ ,  $n_n=8200\text{ об/хв.}$ )

Рисунок 1 – Зведені характеристики нагнітача Ц-6,3/76-1,45

математичному моделюванню повинна бути приділена серйозна увага.

**Мета і задачі досліджень.** Розробка універсальної математичної моделі залежності ступеня підвищення тиску в відцентровому нагнітачі природного газу від зведеної продуктивності та зведених обертів.

**Об’єкт дослідження** – відцентрові нагнітачі природного газу.

**Предмет дослідження** – зведені характеристики нагнітачів природного газу.

**Методи дослідження:** математичне моделювання процесу компримування газу в нагнітачі природного газу.

Характеристиками нагнітачів прийнято вважати залежності між їх параметрами на змінному режимі. Такі характеристики отримують експериментальним шляхом і первісно відображають у графічному вигляді у формі кривих.

При випробуваннях вимірюють витрату газу, його тиск і температуру на вході і виході нагнітача, обертову частоту та спожиту потужність. Одержані в такий спосіб залежності між зазначеними розмірними параметрами неможливо застосувати за умов, що відмінні від умов випробування, тому для розрахунку режимів роботи компресорної станції користуються зведеними характеристиками нагнітачів першого типу, що розроблені науковцями ВНДІгазу [1].

Зведені характеристики – це графічні залежності ступеня підвищення тиску, політроп-

ного ККД та зведеної відносної потужності від зведеної продуктивності за різних значень зведеної відносної частоти обертання вала [2].

Розглянемо детально залежність ступеня підвищення тиску від зведеної витрати і зведених обертів. Вище вказані параметри описуються наступними залежностями, в яких з індексом “зв” вказані параметри режиму, що відповідають умовам випробувань нагнітача (або прийняті в межах реальних значень), а індекс “вх” – реальні параметри на вході в нагнітач:

- ступінь підвищення тиску

$$\varepsilon = \frac{P_{вих}}{P_{вх}}, \quad (1)$$

де  $P_{вих}$  та  $P_{вх}$  – абсолютні тиски на виході та вході в нагнітач;

- зведена витрата

$$Q_{зв} = Q_{вх} \sqrt{\frac{Z_{зв} R_{зв} T_{зв}}{Z_{вх} R T_{вх}}}, \quad (2)$$

де  $Z$  – коефіцієнт стисливості газу;

$R$  – газова стала;

$T$  – абсолютна температура;

- зведені оберти

$$\left(\frac{n}{n_n}\right)_{зв} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{Z_{зв} R_{зв} T_{зв}}{Z_{вх} R T_{вх}}}, \quad (3)$$

де  $n$  і  $n_n$  – фактичні і номінальні оберти нагнітача.

На рисунку 1 наведені графічні зведені характеристики відцентрового нагнітача природного газу моделі Ц-6,3/76-1,45.

Таблиця 1 – Результати обчислень коефіцієнтів  $A$ ,  $B$  і  $C$  у рівнянні (4) для нагнітача Ц-6,3/76-1,45

Зведені оберти	Коефіцієнти моделі (4)		
	$A$	$B$	$C$
0,75	1,099	0,002725	$-1,1875 \cdot 10^{-5}$
0,80	1,053	0,004012	$-1,6562 \cdot 10^{-5}$
0,85	1,02	0,005188	$-2,0938 \cdot 10^{-5}$
0,90	0,98	0,006313	$-2,4688 \cdot 10^{-5}$
0,95	0,958	0,00755	$-2,9375 \cdot 10^{-5}$
1,0	0,925	0,008788	$-3,4063 \cdot 10^{-5}$
1,05	0,902	0,0099	$-3,8125 \cdot 10^{-5}$

Для опису залежності ступеня підвищення тиску від зведеної продуктивності для певної обертової частоти найчастіше використовують двочленну формулу або поліном у вигляді [3]

$$\varepsilon = A + BQ_{36} + CQ_{36}^2, \quad (4)$$

де  $A$ ,  $B$  і  $C$  – коефіцієнти, які можуть бути знайдені за трьома відомими значеннями ступеня підвищення тиску і зведеної витрати.

Так, для зазначеного нагнітача при

$$\left(\frac{n}{n_H}\right)_{36} = 1 \text{ залежність (4) має вигляд}$$

$$\varepsilon = 0,925 + 0,008788Q_{36} - 3,4063 \cdot 10^{-5}Q_{36}^2, \quad (5)$$

де  $Q_{36}$  підставляється в м<sup>3</sup>/хв.

За аналогією можуть бути обчислені значення коефіцієнтів  $A$ ,  $B$  і  $C$  за інших значень зведених обертів. Результати обчислень наведені в таблиці 1.

Дані таблиці 1 ілюструються рисунками 2, 3, 4, на яких зображені залежності коефіцієнтів  $A$ ,  $B$  і  $C$  від зведених обертів. Обробка кривих методом найменших квадратів дала змогу отримати відповідні рівняння регресії (6), (7) і (8), при цьому достовірність апроксимації близька до одиниці.

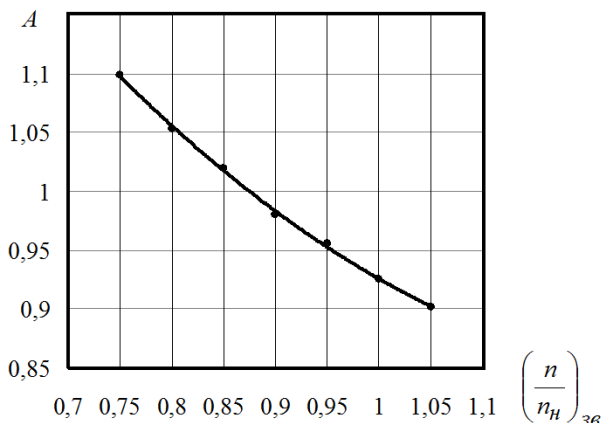


Рисунок 2 – Залежність коефіцієнта  $A$  від зведених обертів

$$A = 2,1745 - 1,9964 \left(\frac{n}{n_H}\right)_{36} + 0,776 \left(\frac{n}{n_H}\right)_{36}^2. \quad (6)$$

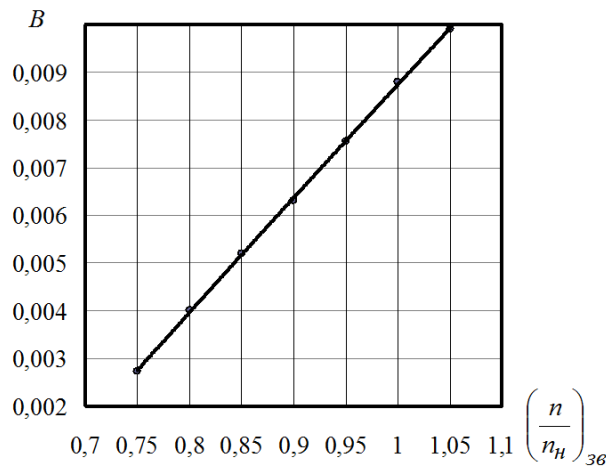


Рисунок 3 – Залежність коефіцієнта  $B$  від зведених обертів

$$B = -0,01643 + 0,0268 \left(\frac{n}{n_H}\right)_{36} - 0,0016 \left(\frac{n}{n_H}\right)_{36}^2. \quad (7)$$

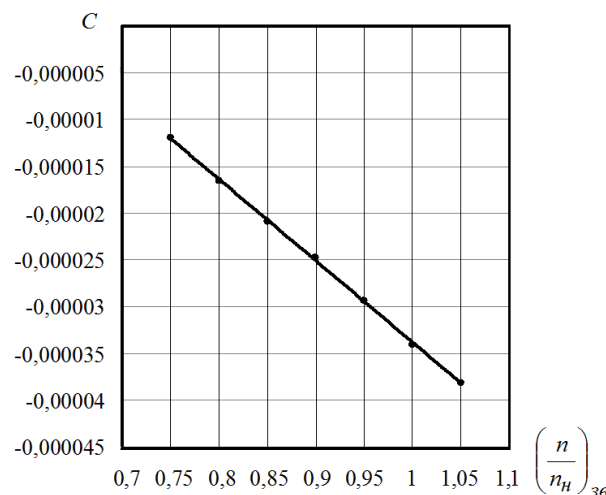


Рисунок 4 – Залежність коефіцієнта  $C$  від зведених обертів

$$C = 0,0012 - 0,0048 \left(\frac{n}{n_H}\right)_{36} + 0,0133 \left(\frac{n}{n_H}\right)_{36}^2. \quad (8)$$

Таблиця 2 – Значення коефіцієнтів у рівняннях (9) - (11)

Модель нагнітача	Коефіцієнти								
	$a_1$	$a_2$	$a_3$	$e_1$	$e_2$	$e_3$	$c_1$	$c_2$	$c_3$
Ц-6,3/76-1,45	2,1745	-1,996	0,776	-0,01643	0,0268	-0,0016	0,0012	-0,0048	0,0133
Ц-6,3/ 56М-1,45	1,2348	-0,516	0,0714	$1,174 \cdot 10^{-3}$	$-4,79 \cdot 10^{-3}$	$1,33 \cdot 10^{-2}$	$-9,26 \cdot 10^{-6}$	$2,857 \cdot 10^{-5}$	$-5,14 \cdot 10^{-5}$
370-18-1	1,0869	-0,239	0,3025	$-2,45 \cdot 10^{-4}$	$5,623 \cdot 10^{-4}$	$2,063 \cdot 10^{-4}$	$1,629 \cdot 10^{-7}$	$-3,24 \cdot 10^{-7}$	$-6,06 \cdot 10^{-7}$
520-12-1	1,0372	-0,075	0,2355	$-1,42 \cdot 10^{-4}$	$1,419 \cdot 10^{-4}$	$7,554 \cdot 10^{-4}$	$2,105 \cdot 10^{-7}$	$-2,85 \cdot 10^{-7}$	$-1,15 \cdot 10^{-6}$
650-22-2	0,9306	0,337	-0,345	$8,884 \cdot 10^{-4}$	$-3,1 \cdot 10^{-3}$	$4,520 \cdot 10^{-3}$	$-8,20 \cdot 10^{-7}$	$2,884 \cdot 10^{-6}$	$-4,31 \cdot 10^{-6}$
RF 2ВВ-30	1,773	-1,477	0,536	$-2,43 \cdot 10^{-3}$	$3,990 \cdot 10^{-3}$	$1,130 \cdot 10^{-3}$	$2,114 \cdot 10^{-6}$	$-3,26 \cdot 10^{-6}$	$-1,69 \cdot 10^{-6}$
PCL-804-2	1,3262	-0,686	0,7064	$-8,24 \cdot 10^{-4}$	$1,207 \cdot 10^{-3}$	$4,185 \cdot 10^{-4}$	$6,539 \cdot 10^{-7}$	$-8,12 \cdot 10^{-7}$	$-8,66 \cdot 10^{-7}$
НЦ-6,3-125-2,2	2,674	-4,208	3,061	$-4,51 \cdot 10^{-3}$	$-1,48 \cdot 10^{-2}$	$7,610 \cdot 10^{-2}$	$-2,51 \cdot 10^{-4}$	$1,00110^{-3}$	$-1,56 \cdot 10^{-3}$

За існуючими методами обчислення ступеня підвищення тиску за обертів, що відмінні від номінальних, необхідно визначати допоміжний коефіцієнт, який, в свою чергу, залежить від політропічного ККД нагнітача за відомого значення зведеної продуктивності (його визначають графічно або шляхом математичного моделювання відповідної кривої на рисунку 1, що вносить додаткову похибку) та показника політропи. Значення останнього приймається сталим для газу будь-якого складу.

Запропонований підхід у визначенні ступеня підвищення тиску в нагнітачі позбавлений вище вказаних незручностей і дає змогу виконувати обчислення останнього в залежності від зведених обертів і зведеної витрати. Значення коефіцієнтів регресії в рівняннях (6) - (8) обчислюються для конкретного нагнітача і є сталими величинами, що спрощує обчислення, особливо при використанні обчислювальної техніки в алгоритмах розрахунку режимів роботи компресорної станції.

Представимо рівняння (6) - (8) у загальному вигляді

$$A = a_1 + a_2 \left( \frac{n}{n_H} \right)_{36} + a_3 \left( \frac{n}{n_H} \right)_{36}^2; \quad (9)$$

$$B = e_1 + e_2 \left( \frac{n}{n_H} \right)_{36} + e_3 \left( \frac{n}{n_H} \right)_{36}^2; \quad (10)$$

$$C = c_1 + c_2 \left( \frac{n}{n_H} \right)_{36} + c_3 \left( \frac{n}{n_H} \right)_{36}^2, \quad (11)$$

де  $a_1, a_2, a_3, e_1, e_2, e_3, c_1, c_2, c_3$  – коефіцієнти.

В таблиці 2 наведено чисельні значення зазначених коефіцієнтів для найбільш поширених моделей нагнітачів природного газу, що використовуються на магістральних газопроводах країни.

Точність запропонованих моделей для вказаних у таблиці 2 неповнонапірних та повнонапірних нагнітачів в діапазоні робочих зведених продуктивностей не перевищує 2 %, що відповідає точності графічних побудов.

**Наукова новизна** результатів дослідження полягає в отриманні математичної моделі залежності ступеня підвищення тиску від зведеної продуктивності та зведених обертів.

**Практична цінність отриманих результатів.** Використання отриманих результатів дає можливість проводити розрахунок режиму роботи компресорних станцій, що обладнані відцентровими нагнітачами, без використання зведених графічних характеристик останніх і перерахунку ступеня підвищення тиску в нагнітачі за відмінності зведених обертів від номінальних.

### Висновки

Отримана математична модель залежності ступеня підвищення тиску у відцентровому нагнітачі природного газу одночасно від двох параметрів – зведеної продуктивності та зведених обертів, що спрощує обчислення режиму роботи компресорної станції. Математичні моделі для найбільш поширених нагнітачів (Ц-6,3/76-1,45, Ц-6,3/ 56М-1,45, 520-12-1, RF 2ВВ-30 та ін.) будуть використані в обчислювальних алгоритмах розрахунку режимів роботи газопроводів.

### Література

- 1 Волков М.М. Справочник работника газовой промышленности / М.М. Волков, А.Л. Михеев, К.А. Конев. – М.: Недра. 1989. – 286 с.
- 2 Касперович В.К. Трубопроводный транспорт газа / В.К. Касперович. – Івано-Франківськ: Факел, 1999. – 194 с.
- 3 Якимів Й.В. Машини і обладнання газонафтопроводів та газонафтоосховищ / Й.В. Якимів. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. – 230 с.
- 4 Ревзин Б.С. Газотурбинные установки с нагнетателями для транспорта газа / Б.С. Ревзин, И.Д. Ларионов. – М.: Недра. 1991. – 303 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
09.11.15

Рекомендована до друку  
професором **Середюк М.Д.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук **Венгерцевим Ю.О.**  
(Міжнародний науково-технічний університет  
ім. Ю. Бугая, м. Київ)