

# Визначення оптимальної інтенсивності функціонування газовидобувного підприємства

А.П. Яковлева<sup>1</sup>, А.Л. Гонцовський<sup>1</sup>

*Анотація* – Models of optimal gas extraction rate determination, which are used for optimization of gas producing enterprises activity, have been researched. Depending on conditions of operation of gas business, different ways of modeling are considered. Profit maximization has been chosen as optimization criterion.

*Ключові слова* – Методи оптимізації, газовидобувне підприємство, газові родовища, оптимальні темпи видобутку.

## I. ВСТУП

У сучасних умовах паливно-енергетичний комплекс (ПЕК) у визначальній мірі забезпечує функціонування всіх галузей економіки України і ступінь добробуту населення. Фактично він посів місце несучої конструкції як в економіці, так і в державі загалом. Саме від стану справ у ПЕК залежить розвиток промисловості, сільського господарства, сфери послуг, комунального господарства, а врешті-решт – рівень розвитку всього суспільства та якість життя.

Зважаючи на таке велике значення ПЕК у житті країни, привертаять увагу перспективи його розвитку. І особливо це стосується нафтогазової галузі – найважливішої складової вітчизняного ПЕК. Адже її частка у наповненні державного бюджету перевищує четверту частину, а природний газ становить 45% всіх енергоносіїв, що споживаються в Україні.

Розв'язання основних проблем галузі тісно пов'язане із забезпеченням енергетичної незалежності держави, яка у свою чергу є одним із синонімів її національної безпеки. При чому особливо актуальним це є для природного газу, оскільки Україна забезпечує себе цим стратегічно важливим видом палива за рахунок свого видобутку тільки на 24% від потреби. А відтак вона належить до числа країн із дефіцитом власних енергоресурсів.

У останні роки актуальним у сфері розвитку газової промисловості залишається питання відкриття нових унікальних родовищ природного газу, залучення яких в експлуатацію вимагає від галузевої науки розробки принципово нових техніко-економічних рішень.

## II. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ

У даний час назріла гостра необхідність у розв'язанні задач планування відборів у масштабі окремої газонасної провінції. У зв'язку зі збільшенням частки газу в паливному балансі країни постає питання про створення та надійне функціонування газопостачальної системи країни.

Ціль написання даної роботи – заповнення існуючих прогалин у математичному моделюванні та оптимізації роботи газовидобувних підприємств.

Одним із завдань, що стоїть перед розробниками газопостачальної системи, є завдання створення моделей раціональної роботи родовищ газу. У цій роботі визначаються оптимальні темпи видобутку, розраховані на довгострокове планування. Критерієм оптимізації вибрано критерій максимального прибутку газовидобувного підприємства.

## III. ОСНОВНИЙ МАТЕРІАЛ

У роботі використовується критерій прибутку [1], за яким встановлюється величина оптимальної інтенсивності функціонування газовидобувного підприємства.

При економічному аналізі будь-якого газовидобувного підприємства слід виходити з наступних умов:

- 1) річний видобуток постійний і не залежить від кількості зроблених капіталовкладень;
- 2) річний видобуток постійний і не залежить від кількості зроблених капіталовкладень, але відбувається підвищення ціни на газ;
- 3) річний видобуток з часом зменшується без додаткових капіталовкладень;
- 4) річний видобуток підтримується постійним за допомогою додаткових капіталовкладень.

У роботі [2], відповідно до вищевказаних умов функціонування газовидобувного підприємства, побудовано наступні моделі визначення оптимальних темпів видобутку з газових родовищ:

а) *Модель I. Річний видобуток постійний і не залежить від кількості зроблених капіталовкладень.* Прибуток за термін експлуатації родовища у цьому випадку описується за допомогою наступної функції:

$$\Pi = \frac{C - C_0}{j} (1 - e^{-jT}) Q - K_{\text{пр}} Q, \quad (1)$$

де  $C$  – ціна газу за 1000 м<sup>3</sup>;  $C_0$  – поточні витрати на видобування 1000 м<sup>3</sup> газу;  $K_{\text{пр}}$  – питомі капіталовкладення на видобування 1000 м<sup>3</sup> газу;  $j$  – показник, що характеризує ефективність газового підприємства;  $T$  – термін експлуатації родовища,  $T = \frac{V}{Q}$ ;  $V$  – об'єм запасів родовища;  $Q$  – об'єм річного видобутку газу (в 1000 м<sup>3</sup>).

б) *Модель II. Річний видобуток постійний і не залежить від кількості зроблених капіталовкладень, але*

<sup>1</sup> Навчально-науковий комплекс «Інститут прикладного системного аналізу» Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут», пр. Перемоги, 37, корп. 14, Київ, 03056, УКРАЇНА, E-mail: aliakovleva@ukr.net

відбувається підвищення ціни на газ. Функція прибутку за термін експлуатації родовища у цьому випадку наступна:

$$\Pi = \frac{C_0 Q}{j - \alpha} (1 - e^{-(j-\alpha)T}) - \frac{CQ}{j} (1 - e^{-jT}) - K_{\text{пт}} Q, \quad (2)$$

де  $C_0$  – ціна газу за 1000 м<sup>3</sup> на початок періоду  $T$ ,  $T = \frac{V}{Q}$ ;  $\alpha$  – показник підвищення ціни на газ.

в) *Модель III. Річний видобуток з часом зменшується без додаткових капіталовкладень.* Функція прибутку у цьому випадку наступна:

$$\Pi = \left[ \frac{C - C}{j + \lambda} (1 - e^{-(j+\lambda)T}) - \frac{K_{\text{пт}}}{T\lambda} (1 - e^{-\lambda T}) \right] Q_0, \quad (3)$$

де  $\lambda$  – технологічний параметр (визначається окремо для кожного родовища);  $T$  – термін експлуатації родовища, що визначається із співвідношення  $V = \int_0^T Q_0 e^{-\lambda t} dt$ .

г) *Модель IV. Річний видобуток підтримується постійним за допомогою додаткових капіталовкладень.* Прибуток за термін експлуатації родовища у цьому випадку описується за допомогою наступної функції:

$$\Pi = Q \left[ \frac{C - C}{j} (1 - e^{-jT}) - \frac{K_{\text{пт}}}{\mu T} (e^{\mu T} - 1) \right], \quad (4)$$

де  $\mu$  – коефіцієнт підвищення капіталовкладень, який визначається статистичним шляхом окремо для кожного родовища.

Задача оптимізації для побудованих моделей і функцій прибутку (1)-(4) формулюється наступним чином: знайти такі оптимальні темпи видобутку  $Q_{\text{опт}}$  і термін розробки родовища  $T$ , які забезпечують максимум прибутку газовидобувного підприємства.

Дослідження функцій прибутку показали, що вони є угнутими, а отже, мають єдину точку максимуму. Поставлена задача розв'язується за допомогою чисельних методів оптимізації (наприклад, за допомогою стандартних програм, що реалізують метод золотого перерізу [3]).

До цих пір величину  $K_{\text{пт}}$  ми вважали заданою. Це припущення дійсне для суцільно неоднорідних пластів, які складаються з окремих пасток газу, погано взаємодіючих між собою. У цьому випадку можна вважати, що загальний річний рівень видобутку  $Q$  пропорційний кількості свердловин:

$$Q = A \cdot n, \quad (5)$$

де  $n$  – кількість свердловин;  $A$  – коефіцієнт пропорційності.

Об'єм капіталовкладень в основному пов'язаний з бурінням і облаштуванням свердловини, і отже, сума капіталовкладень  $K$  дорівнює:

$$K = C_{\text{св}} \cdot n, \quad (6)$$

де  $C_{\text{св}}$  – вартість будівництва свердловини.

Величина питомих капіталовкладень дорівнює:

$$K_{\text{пт}} = \frac{K}{Q} = \frac{C_{\text{св}} \cdot n}{A \cdot n} = \frac{C_{\text{св}}}{A} = \text{const}. \quad (7)$$

У загальному випадку об'єм видобутку в залежності від кількості свердловин підчиняється експоненціальному закону:

$$Q = Q_0 (1 - e^{-v \cdot n}), \quad (8)$$

де  $Q_0$  – граничний рівень видобутку при  $n \rightarrow \infty$ ;  $v$  – коефіцієнт, який враховує взаємодію свердловин.

При малих  $v$  ця формула майже не відрізняється від (5). Враховуючи формулу (8), величина питомих капіталовкладень буде дорівнювати:

$$K_{\text{пт}} = \frac{K}{Q} = \frac{C_{\text{св}} \cdot n}{Q_0 (1 - e^{-v \cdot n})}, \quad (9)$$

тобто  $K_{\text{пт}}$  залежить від кількості свердловин  $n$ . Тому визначення максимального прибутку газовидобувного підприємства в цьому випадку більш складніше, але за допомогою чисельних методів ця задача також розв'язується достатньо швидко.

Таким чином, величина прибутку залежить від кількості свердловин на родовищі при незмінних цінах на газ і поточних (експлуатаційних) затратах.

#### IV. ВИСНОВОК

У межах даної роботи наведено моделі, за якими встановлюється величина оптимальної інтенсивності функціонування газовидобувного підприємства. Ці моделі базуються на знанні техніко-економічних характеристик розробки окремих газових родовищ. У якості такої характеристики береться залежність мінімальних сумарних приведених затрат від темпів відборів. Моделі побудовані для різних випадків, в залежності від умов функціонування газовидобувного підприємства. Також було досліджено випадок, коли величина питомих капіталовкладень на видобування газу не є заданою. Запропоновані моделі можуть широко використовуватись для прогнозування та оптимізації роботи газовидобувних підприємств.

Можна зробити висновок, що газова промисловість при раціональних та ефективних підходах до її організації може стати однією з пріоритетних галузей господарства.

#### СПИСОК ПОСИЛАНЬ

- [1] Коротаев Ю.П., Сеньюков Р.В. Методы оптимизации и их применение в задачах нефтяной и газовой промышленности. – Москва, 1976. – 59 с.
- [2] Гонцовський А.Л., Яковлева А.П. Моделі визначення оптимальних темпів видобутку з газових родовищ // Інтелектуальні системи прийняття рішень та проблеми обчислювального інтелекту (ISDMCI'2010): Матеріали міжнародної наукової конференції. Том 2., 17–21 травня 2010 року, м. Євпаторія, Україна. – Херсон: ХНТУ, 2010. – С. 245-249.
- [3] Васильев Ф.П. Численные методы решения экстремальных задач. – М.: Наука, 1988. – 550 с.