

# *Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища*

---

---

УДК 622.692.4

DOI: 10.31471/2304-7399-2021-16(60)-115-124

## **ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ВИБОРУ РАЦІОНАЛЬНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ**

**В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, О. М. Зотова, П. А. Ягода**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;  
тел. +38(0342)72-71-38; e-mail: snp@nupg.edu.ua*

*Розглядаються питання вибору енергоефективних режимів експлуатації газотранспортних систем, що працюють в умовах неповного завантаження. Показано, що єдиним критерієм оптимальності режиму слід вважати мінімум енерговитрат на транспортування газу. Витрати газу на транспорт пропонується розділити на паливний газ, який компенсує енерговитрати в лінійних ділянках, та технологічний газ, який служить для підтримання тиску в трубопроводі. Збільшення обсягу технологічного газу призводить до зменшення енерговитрат на транспорт, тобто на скорочення обсягів паливного газу, тому сумарна витрата газу має мінімум, якому відповідає оптимальний режим. Дається оцінка точності визначення маси технологічного газу в лінійній частині газопроводу за параметрами режиму експлуатації, оцінено вплив гідравлічної ефективності, робочих тиску і температури газу.*

**Ключові слова:** *газотранспортна системи, режим роботи, енерговитрати, паливний газ, технологічний газ, оптимізація.*

Рентабельність газотранспортного підприємства оцінюється величиною прибутку, який воно приносить за певний проміжок часу експлуатації, тому кожне підприємство зацікавлене в збільшенні величини прибутку, яка залежить від режиму експлуатації системи. Класична форма визначення прибутку підприємства полягає у встановленні різниці між величиною реалізації газу і затратами на його транспортування з місць видобування до споживача. При стабільній різниці в цінах газу на початку газотранспортної системи та її кінці величина прибутку підприємства

визначається обсягом транспортування газу: з збільшенням обсягу транспортування газу величина прибутку газотранспортного підприємства зростає. Аналітично це твердження можна записати у вигляді:

$$P = Qc\tau - Z, \quad (1)$$

де  $Q$  – пропускна спроможність газотранспортної системи на протязі проміжку часу  $\tau$ ;  $c$  – різниця в ціні газу в кінці і на початку газопроводу;  $Z$  – затрати на транспортування газу.

При наявності газу в необмеженій кількості на початку газопроводу технологічна задача одержання максимального прибутку зводиться до критерію максимуму пропускної здатності газотранспортної системи, при цьому затрати на транспортування не відіграють вирішальної ролі.

В умовах обмеженої величини поставок газу (в умовах неповного завантаження газопроводу) перша складова залежності (1) виявляється константою, тому величина прибутку газотранспортного підприємства може змінюватися в залежності від величини затрат на транспортування газу. Отже, в умовах неповного завантаження газотранспортної системи внаслідок дефіциту газу в початковій точці єдиним критерієм оптимальності режимів роботи газотранспортного підприємства є мінімум енерговитрат на транспорт газу, які можна виразити як в грошових одиницях, так і в обсягах газу.

Енергетичні витрати на транспортування газу магістральними газопроводами можуть бути виражені з рівняння руху газу [1], яке для умов стаціонарного потоку може бути записане у вигляді:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} = \lambda \frac{\rho w^2}{2d}, \quad (2)$$

де  $P(x)$  – тиск газу як функція лінійної координати;  $w$  – лінійна швидкість газу;  $\rho$  – густина;  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору.

На основі (2) питомі енерговитрати на транспортування газу по газопроводу довжиною  $L$  визначаються з рівняння:

$$E = \int_0^L \frac{\partial P}{\partial x} dx = - \int_0^L \lambda \frac{\rho w^2}{2d} dx. \quad (3)$$

З (3) виходить, що енерговитрати на транспортування газу зростають з збільшенням лінійної швидкості газу за параболічним законом. З рівняння нерозривності газового потоку для стаціонарного руху газу  $M = \rho w F = const$  ( $M$  – масова витрата;  $F$  – площа перерізу труб), слідує, що лінійну швидкість газу можна зменшити за рахунок збільшення густини газу, тобто підвищення тиску в газопроводі. При цьому зменшення енерговитрат на транспортування газу призведе до зменшення обсягів паливного газу. Таким чином, для зменшення енерговитрат на транспортування газу магістральними газопроводами слід експлуатувати їх при високих тисках. Однак, підвищення тиску в лінійній частині газопроводу вимагає збільшення обсягу технологічного газу в трубах.

В результаті виникає оптимізаційна задача: з одного боку збільшення кількості технологічного газу в трубах призведе до зростання тисків в газопроводі і в кінцевому рахунку до економії паливного газу, з іншого – зростають затрати на сам технологічний газ, тому існує для кожного режиму такий оптимальний обсяг технологічного газу, при якому сумарні затрати на транспорт будуть мінімальними.

Одним із вирішальних етапів поставленої задачі є процедура визначення кількості газу в порожнині газопроводу. Для визначення маси газу в закритій ємності геометричним об'ємом  $V$ , в якій підтримується тиск  $P$  і температура  $T$ , використовується рівняння газового стану, на основі якого

$$m = \frac{PV}{zRT}, \quad (3)$$

де  $z, R$  – коефіцієнт стисливості і газова стала.

Для магістрального газопроводу, тиск і температура газу в якому змінюються по довжині і в часі, у відповідності до [2] стан газу характеризують середні значення тиску і температури, які визначаються як середньоінтегральні

$$P_{cp} = \frac{1}{L} \int_0^L P(x,t) dx, \quad T_{cp} = \frac{1}{L} \int_0^L T(x,t) dx. \quad (4)$$

Зауважимо, що для оцінки енергоефективності транспортування газу важливу роль відіграє точність визначення маси газу в газопроводі, адже вона повинна бути співставимою з точністю визначення обсягу паливного газу.

Геометричний об'єм газопроводу в принципі може бути точно визначений на основі розкладки труб при спорудженні. Однак, в результаті експлуатації в порожнині трубопроводу можуть міститися відкладення рідини, які понижують гідравлічну ефективність газопроводу. В роботах [1, 2, 3] для визначення кількості відкладень в газопроводах запропоновано емпіричні формули, які базуються на статистичній інформації. Зокрема в [3] для визначення об'єму відкладень в порожнині газопроводу  $V_B$  приведено залежність у вигляді

$$\frac{V_B}{V_{geom}} = \frac{k_1 k_2}{k_3} (1 - E^{0,8}), \quad (5)$$

де  $E$  – коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу;  $k_i$  – коефіцієнти, що характеризують якість експлуатації газопроводу.

Вважаючи відкладення в порожнині газопроводу нестискуваними при відомій інформації про гідравлічну ефективність газопроводу, можна ввести поправку на геометричний об'єм газопроводу при визначенні з (3) маси газу в його порожнині.

Аналіз результатів розрахунків кількості газу в газопроводах трансукраїнської газотранспортної системи показує, що неврахування кількості рідини в порожнині газопроводів може призвести до похибки в межах до 7,5%.

Температурний фактор суттєвого впливу на похибку у визначенні маси газу в газопроводі не має. Як вказується в [4], максимальна зміна середньої температури газу в газопроводі на протязі року не перевищує 10 градусів, що складає 3 – 3,5%. Додаткова зміна температури газу в газопроводі внаслідок неізотермічної нестационарності не перевищує 2К, тобто менше 1%. Тому з метою визначення маси газу в газопроводі середня температура на ділянці газопроводу при відомих значеннях температур на початку  $T_H$  і в кінці  $T_K$  може бути визначена за формулою стаціонарного розподілу

$$T_{cp} = T_{cp} + \frac{T_H - T_K}{\ln \frac{T_H - T_{cp}}{T_K - T_{cp}}}, \quad (6)$$

де  $T_{cp}$  – температура ґрунту.

На похибку у визначенні середнього тиску має суттєвий вплив нестационарність газового потоку в процесі проведення вимірювань. Як відомо [5], в умовах неповного завантаження режими роботи газотранспортної системи характеризуються суттєвою нестационарністю, яка може характеризуватися критерієм нестационарності [1]

$$N_t = \frac{\delta Q d}{\lambda w \tau}, \quad (7)$$

де  $\delta Q$  – відносна зміна витрати газу за час  $\tau$ ;  $w$  – середня швидкість потоку.

Розглянемо нестационарний процес в газопроводі, викликаний стрибкоподібною зміною відбору газу в кінці ділянки. Задача зводиться до реалізації системи рівнянь руху і нерозривності

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \rho \alpha \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\omega^2}{2\rho^2} \right) + \beta \rho g \frac{\partial h}{\partial x} + \frac{\lambda \omega^2}{2\rho D} + \gamma \frac{\partial \omega}{\partial t} = 0, \quad (8)$$

$$\frac{\partial \omega}{\partial x} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = 0,$$

де  $p = p(x, t)$  – тиск як функція лінійної координати  $x$  та часу  $t$ ;  $\omega$  – лінійна швидкість газу;  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору;  $\rho$  – густина газу;  $D$  – діаметр;  $h$  – геодезична позначка профілю;  $c = \sqrt{kzRT}$  – швидкість звуку в газі;  $\alpha$  – коефіцієнт Коріоліса (для ламінарного потоку  $\alpha = 2$ , а для турбулентного –  $\alpha = 1,1$ ). У першому рівнянні враховано сили тертя, різниці перепаду висот трубопроводу й інерційний опір. Друге рівняння характеризує кількісний баланс газу. При цьому зміна температури від довжини трубопроводу враховується на основі побудови ітераційного алгоритму. В системі (8) коефіцієнти  $\beta$  і  $\gamma$  введено з метою вивчення впливу відповідних складових сил.

Нехтуючи впливом гравітаційних і коріолісових сил, зведемо систему (8) до рівняння

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2}, \quad (9)$$

де  $2a$  – коефіцієнт лінеаризації

$$2a = \frac{\lambda \omega}{2D}.$$

Дане рівняння відображає коливальний процес функції тиску в просторі і часі і в математичній фізиці відоме під назвою телеграфного рівняння.

Зауважимо, що коливання тиску в потоці газу можуть мати різну частоту і амплітуду в залежності від причини, що їх викликала. У відповідності до сказаного коливання тиску умовно розділяють на високочастотні, середньо частотні та низькочастотні. Високочастотні характеризуються частотою в діапазоні 0,4 – 4,0 Гц і, як правило, є наслідком стрибкоподібної зміни параметру (тиску, витрати) в певному перерізі газопроводу. Амплітуда таких коливань може досягати величини 1 МПа. Коливання розповсюджуються вздовж газопроводу з швидкістю звуку, при цьому амплітуда і частота знижуються. Середньочастотний діапазон складає 0,5 – 10 Гц; такі коливання викликають плавні зміни параметрів потоку в часі. Вони розповсюджуються вздовж трубопроводу з суттєво меншим декрементом затухання. Низькочастотні коливання викликані добовою нерівномірністю газоспоживання і лежать в частотному діапазоні  $10^{-5}$  – 0,5 Гц. Амплітуда коливання тиску залежить від характеру фактора збурення і може бути необмеженою (наприклад, для умов наповнення ділянки газопроводу газом). В умовах високочастотних коливань вирішальну роль в формуванні процесу відіграють інерційні сили і сили гідравлічного опору в потоці газу. Для коливань середньої і низької частоти основним джерелом є сили гідравлічного опору трубопроводу. З точки зору забезпечення надійної експлуатації газотранспортної системи вирішальна роль відводиться високочастотним коливанням тиску, в зв'язку з тим, що такий процес найнепередбачувальніший.

Постановка задачі вимагає розв'язку рівняння (9) при наступних початкових і граничних умовах, вибраних з таких міркувань. До початку нестационарного процесу, викликаного збуренням витрати газу, газопровід працював в стаціонарному технологічному режимі з розподілом тисків по довжині за параболічним законом.

$$P(x, 0) = \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x/L}, \quad (10)$$

де  $P(x, 0)$  – тиск на відстані  $x$  від початку газопроводу довжиною  $L$ ;  $P_H, P_K$  – тиски на початку і в кінці газопроводу відповідно.

При заданих тисках  $P_H, P_K$  забезпечується певна масова продуктивність газопроводу  $Q_0$ , яку в умовах неповного завантаження можна змінити в кожен момент часу в сторону збільшення або зменшення на деяку величину  $\Delta Q$ . Нехай, починаючи з моменту часу  $t > 0$  подача газу в газопровід не змінилася, а відбір в кінці траси змінився на величину  $\Delta Q$ . Тоді граничні умови для реалізації рівняння (9) матимуть вигляд:

$$Q(0, t) = Q_0, \quad Q(L, t) = Q_1, \quad (11)$$

де  $Q_1 = Q_0 + \Delta Q$ .

Використавши перше рівняння системи (8) і знехтувавши всіма видами енерговитрат окрім гідравлічного опору, отримаємо:

$$-\frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=0} = \frac{2a}{F^2} Q_0, \quad (12)$$

$$-\frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{x=L} = \frac{2a}{F^2} Q_1.$$

Розв'язок (9) при початкових (10) і граничних (12) умовах шукається методом Фур'є

$$P(x, t) = \frac{\lambda \rho w}{2dF^2} x(Q_0 - \frac{Q_0 - Q_L}{2L} x) + \frac{2}{L} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \int_0^L \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x/L} \cos \frac{\pi x}{L} dx - \frac{\lambda w}{\pi F} [Q_0(1 - (-1)^n) - \frac{1}{2\pi n} (Q_0 - Q_L)(-1)^n] \right\} \exp\left(-\frac{\lambda w}{4d} t\right) \sin\left[\frac{\lambda w}{4d} t \sqrt{\left(\frac{4\pi mcd}{\lambda w}\right)^2 - 1}\right] \cos \frac{\pi n x}{L}. \quad (13)$$

Отримана математична модель дозволяє оцінити величину амплітуди коливання тисків в газопроводі по його довжині і в часі при виникненні збурень у вигляді стрибкоподібної зміни продуктивності в кінці ділянки газопроводу. За (13) побудовано графічні залежності розподілу тиску по довжині газопроводу для різних моментів часу, які представлені на рис. 1.

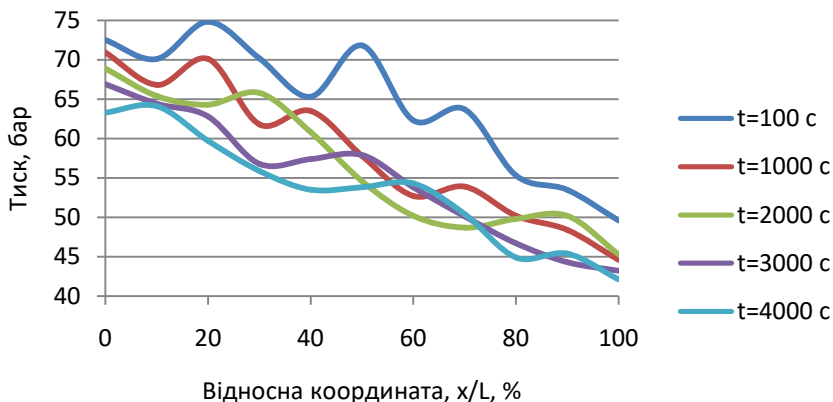


Рис. 1. Характер нестационарного процесу в газопроводі

Для кожного з моментів часу визначався середній тиск в газопроводі за (4) з використанням (12) за формулою:

$$P_{cp} = \frac{1}{L} \int_0^L \left( \frac{\lambda \rho w}{2dF^2} x(Q_0 - \frac{Q_0 - Q_L}{2L} x) + \frac{2}{L} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \int_0^L \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x/L} \cos \frac{\pi n x}{L} dx - \frac{\lambda w}{\pi n F} [Q_0(1 - (-1)^n) - \frac{1}{2\pi n} (Q_0 - Q_L)(-1)^n] \right\} \exp(-\frac{\lambda w}{4d} t) \times \sin \left[ \frac{\lambda w}{4d} t \sqrt{\left( \frac{4\pi m c d}{\lambda w} \right)^2 - 1} \right] \cos \frac{\pi n x}{L} \right) dx. \quad (14)$$

Одночасно для цих моментів часу визначався середній тиск газу в лінійній ділянці в припущенні стаціонарного руху газу за формулою

$$P_{cp}^* = \frac{2}{3} (P(0, t_i) + \frac{P(L, t_i)}{P(0, t_i) + P(L, t_i)}). \quad (15)$$

Тиски на початку ділянки  $P(0, t_i)$  і в її кінці  $P(L, t_i)$  для кожного моменту часу визначалися за (13). Також для кожного моменту часу обчислювалося значення критерію нестаціонарності за (7) і відношення тисків  $\psi = P_{cp} / P_{cp}^*$ , яке характеризує похибку використання стаціонарної моделі в умовах нестаціонарного процесу. В результаті побудовано графічну залежність коефіцієнта  $\psi$  від критерію нестаціонарності  $N_t$ , яку наведено на рис. 2.

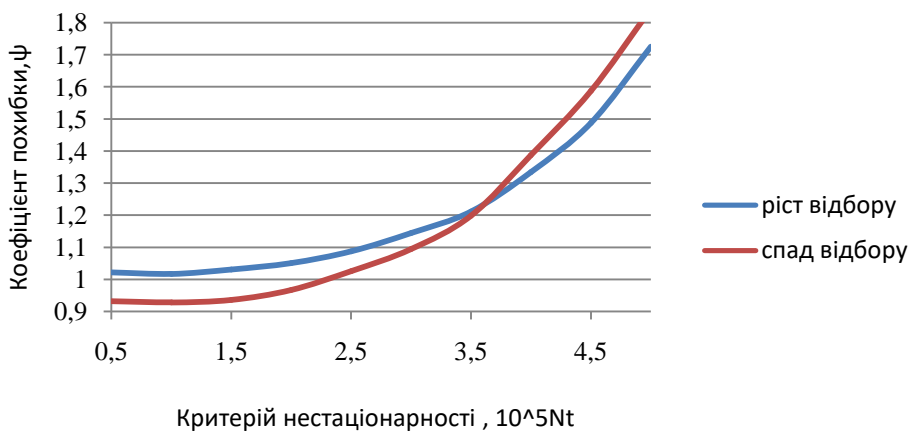


Рис. 2. Залежність похибки моделі від критерія нестаціонарності

З графіка видно, що при значеннях критерія нестаціонарності  $N_t < 1,75 \cdot 10^{-5}$  похибка у визначенні середнього тиску на ділянці газопроводу за стаціонарною моделлю не перевищуватиме 5%, в іншому випадку вона може перевищити 20%, що неприпустимо при визначенні кількості технологічного газу в газопроводах.

Витрата паливного газу визначається за потужністю працюючих газоперекачувальних агрегатів на КС і нормами витрати палива на одиницю потужності

$$W_{ПГ} = Q_{ПГ} \tau = N_{КС} q_{нор} \tau,$$

де  $Q_{ПГ}$  – витрата паливного газу на протязі часу експлуатації  $\tau$ ;  $N_{КС}$  – ефективна потужність ГПА;  $q_{нор}$  – норма витрати паливного газу на одиницю потужності для даного типу ГПА.

Індикаторна зведена потужність ГПА

$$\left[ \frac{N_i}{\rho_B} \right]_3 = c_0 + c_1 (Q_B / \bar{n}) + c_2 (Q_B / \bar{n})^2,$$

де  $Q_B$  – об'ємна продуктивність ГПА за умов входу;  $\bar{n}$  – відносні оберти ротора;  $c_i$  – апроксимаційні коефіцієнти.

Ефективна потужність працюючих ГПА на КС

$$N_{КС} = \sum_{j=1}^n (N_{ij} + \Delta N_{Mj}),$$

де  $N_{ij}$  – індикаторна потужність ГПА для КС з номером  $j$

$$N_{ij} = \left[ \frac{N_i}{\rho_B} \right]_{3j} \rho_{Bj} \bar{n}^3,$$

$\rho_{Bj}$  – густина газу за умов входу в ГПА

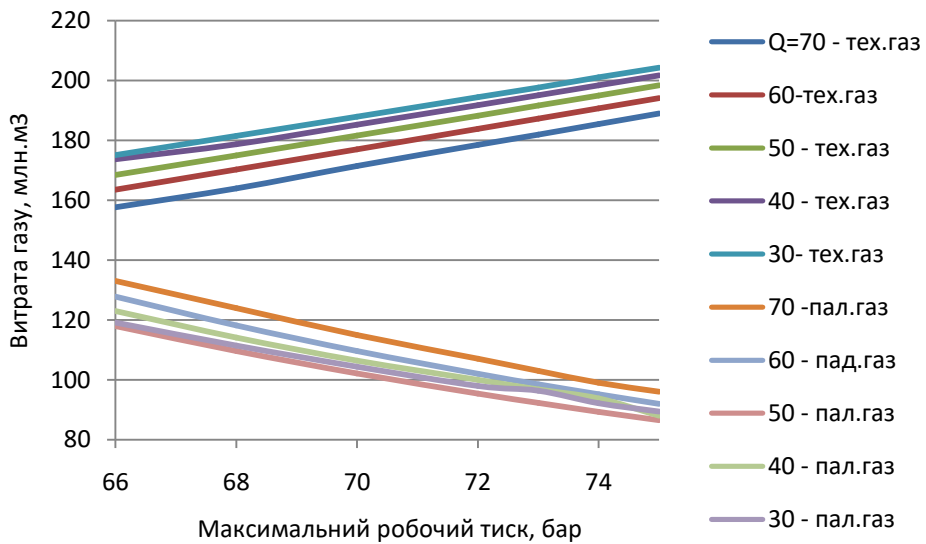
$$\rho_{Bj} = \frac{P_{Bj}}{z_{Bj} R T_{Bj}},$$

$P_{Bj}$ ,  $T_{Bj}$  – тиск і температура на вході ГПА  $j$ -тої КС.

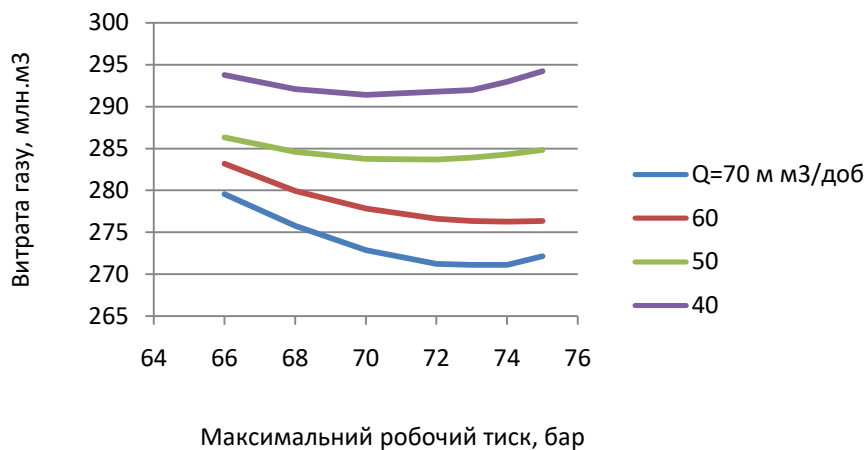
Підсумовуючи витрати паливного та технологічного газу для кожного з конкуруючих режимів експлуатації газотранспортної системи в умовах неповного завантаження, отримаємо критерій, який характеризує даний режим з точки зору його енергоефективності. Мінімальні витрати паливного і технологічного газу відповідатимуть оптимальному режиму експлуатації газотранспортної системи в умовах неповного завантаження.

Запропонований принцип оптимізації режимів реалізований методом конкуруючих варіантів, які відрізняються максимальними робочими тисками, для оптимізації режимів газопроводу СОЮЗ при заданій продуктивності. Результати процедури у вигляді графіків приведено на рис. 3.





а)



б)

Рис. 3. Залежність витрат паливного і технологічного газу (а) та сумарних витрат газу (б) від робочого тиску за різних ступенів завантаження газопроводу СОЮЗ

### Висновки

Аналіз отриманих залежностей дає підстави стверджувати, що існує оптимальне значення робочого тиску на виході КС, якому відповідає мінімум енерговитрат на транспортування газу.

Збільшення кількості технологічного газу в трубах призводить до зростання робочих тисків, а, значить, до зменшення енергетичних втрат при транспорті, отже, до зменшення витрати паливного газу. Тому за оптимального режиму сума витрат паливного і технологічного газу має мінімум.

*Література*

1. Ковалко М.П. Трубопровідний транспорт газу / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін. – Київ.: Арена ЕКО, 2002. – 600с.
2. Яковлев Е.И. Анализ неустановившихся процессов в нитках магистрального газопровода статистическими методами // Изв.вузов. Нефть и газ. – 1968. – № 2. – С.72–76.
3. Гухман А.А. Введение в теорию подобия. / А.А. Гухман. –М.: Высшая школа, 1973 – 332 с.
4. Трубопроводный транспорт газа / С.А. Бобровский, С.Г. Щербаков, Е.И. Яковлев и др. – М.: Наука, 1976. – 491 с.
5. Roth Neinz. Schwingungsmessungen an Turbinen-schaufeln mit optischen Methoden Brown Boveri Mitt. – 1977. – 64, № 1.– P. 64–67.
6. Molenda J. Gaz ziemny. Katowice: Slask, 1974. – 470 p.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 08.10.2021 р.*

**TECHNICAL AND ECONOMIC ASPECTS  
OF CHOOSING RATIONAL OPERATING MODES  
OF GAS TRANSPORT SYSTEMS IN THE CONDITIONS  
OF THEIR INCOMPLETE DOWNLOAD**

**V. Ya. Grudz, Ya. V. Grudz, O. M. Zotova, P. A. Yagoda**

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;*

*76019, Ivano-Frankivsk, Carpatska st., 15;*

*ph. +380 (0342) 72 71 38; e-mail: snp@nunq.edu.ua*

*The issues of selecting energy-efficient modes of operation of gas transmission systems operating in conditions of partial load are considered. It is shown that only criterion for the optimality of the regime should be considered the minimum energy consumption for gas transportation. It is proposed to divide gas costs for transport into fuel gas which compensates for energy consumption in linear sections, and process gas, which serves to maintain the pressure in the pipeline. Increasing the volume of process gas leads to reduction in energy consumption for transport i.e. to reduce the volume of fuel gas, therefore, the total gas consumption has minimum, which corresponds to the optimal mode. An assessment of the accuracy of determining the mass of process gas in the linear part of the pipeline according to the parameters of the operating mode, the influence of hydraulic efficiency, operating pressure, and gas temperature is estimated.*

**Key words:** *gas transmission system, operating mode, energy consumption, fuel gas, process gas, optimization.*