



Прийнято 14.04.2025. Прорецензовано 07.05.2025. Опубліковано 26.12.2025.

УДК 621.438:622

DOI: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-127-135

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В КОМПЛЕКСІ З ПІДЗЕМНИМИ ГАЗОСХОВИЩАМИ

Грудз В. Я. *

Доктор технічних наук, професор
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна
<https://orcid.org/0000-0003-1182-2512>
e-mail: volodymyr.hrudz@nung.edu.ua

Садлівський В. І.

Начальник Богородчанського виробничого управління підземного зберігання газу
АТ «Укртрансгаз»
сmt. Богородчани, Івано-Франківська обл., 77701, Україна
<https://orcid.org/0009-0003-3137-7011>
e-mail: srgg429@gmail.com

Анотація. Розглядається задача розрахунку складної газотранспортної системи, яка містить газопроводи, що утворюють лінійну частину, компресорні станції та підземне сховище газу. Вони в сукупності представляють послідовно та паралельно з'єднані ланки, а від їх характеристик залежить величина пропускної здатності. Математична модель для прогнозування і оптимізації стаціонарних режимів базується на використанні характеристик лінійних ділянок і компресорних станцій. Шляхом виключення проміжних тисків отримано залежність для визначення продуктивності системи. Модель включає також обмеження за тисками. В результаті реалізації моделі показано можливість регулювання продуктивності газотранспортної системи шляхом включення чи виключення з режиму роботи підземного газосховища. Встановлено ступінь впливу параметрів роботи КС на режим експлуатації системи. Запропонована математична модель рекомендується для використання при прогнозуванні роботи газотранспортної системи в комплексі з підземними сховищами газу. В основу стратегії раціонального використання підземних сховищ газу при трубопровідному транспорті, з точки зору мінімізації енерговитрат, покладено дослідження впливу підземного сховища газу на режим газотранспортної системи і на величину енерговитрат. З метою аналітичного дослідження залежності енерговитрат на транспортування газу від параметрів роботи ПСГ. Принцип енергоефективності використання ПСГ в системах дальнього транспорту газу з метою вирівнювання нерівномірності газоспоживання полягає в тому, що, в першу чергу, слід використовувати ПСГ з максимальним обсягом активного газу та найбільш наближені до споживачів.

Ключові слова: пропускна здатність; метод характеристик; компресорна станція; математична модель; підземне сховище газу; енергоефективність; оптимізація.

Запропоноване посилання: Грудз, В. Я. & Садлівський, В. І. (2025). Дослідження енергоефективності газотранспортних систем в комплексі з підземними газосховищами. Нафтогазова енергетика, 2(44), 127-135. doi: 10.31471/1993-9868-2025-2(44)-127-135.

* Відповідальний автор



Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Вступ

Пропускна здатність системи газопроводів з урахуванням ПСГ як функція параметрів режиму є основним виробничим показником, який характеризує як ступінь використання газопроводів, так і підземних сховищ газу за призначенням.

Сезонну нерівномірність газоспоживання дозволяє регулювати зміна продуктивності газотранспортної системи шляхом використання ПСГ. Маючи широкий вибір сховищ газу, що характеризуються різними експлуатаційними параметрами, різними обсягами активного газу і різним розташуванням трасою газотранспортної системи, можна виробити принципову стратегію використання ПСГ у кожному конкретному випадку, яка б призводила в кінцевому рахунку до зниження енерговитрат на транспортування газу.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Питанням оптимізації режимів роботи компресорних станцій газотранспортної системи присвячено роботи Бобровського С.А. [1], Жидкової М.О. [2], Зарицького С.П. [3], Поршакова Б.П. [4], Щербакова С.Г. [5], Яковлева Є.І. [6].

Однією з головних завдань керування технологічним режимом роботи КС є підтримання тиску нагнітання на заданому рівні при оптимальному розподілі навантаження між агрегатами [1]. При цьому під оптимальним розподілом розуміється таке навантаження агрегатів, яке забезпечує мінімум енерговитрат на компримування заданого обсягу газу при відповідних граничних умовах на вході і виході станції [6].

Ряд авторів пропонують різні підходи до питання оптимізації режимів роботи ГПА на компресорних станціях газопроводів [2,5]; використовуються різноманітні критерії оптимальності [3,4]. Однак, в умовах неповного навантаження газотранспортної системи в комплексі з ПСГ вказані підходи до принципу оптимізації режимів роботи КС і вибір критерію оптимальності при цьому мають певні особливості, зокрема, це стосується дотискувальних компресорних станцій підземних газосховищ.

Висвітлення не вирішених раніше частин загальної проблеми

У процесі забезпечення надійного, безперервного та енергоефективного транспортування природного газу все більшого значення набуває інтеграція газотранспортних систем із

підземними газосховищами. Незважаючи на значну кількість наукових праць, присвячених оптимізації роботи ГТС та ПГС окремо, комплексна оцінка енергоефективності їх спільного функціонування залишається недостатньо вивченою. Відсутність єдиної методики оцінки енерговитрат на компримування та зберігання газу у циклічних режимах закачування або відбору в ПГС. У більшості досліджень розглядається лише один напрямок – відбір або закачування – без урахування взаємного впливу на навантаження ГТС а також недостатній облік впливу добових та сезонних коливань споживання газу на режим роботи компресорних станцій, що, своєю чергою, впливає на загальні показники енергоефективності.

Мета та завдання досліджень

В основу стратегії раціонального використання підземних сховищ газу при трубопроводному транспорті, з точки зору мінімізації енерговитрат, покладено дослідження впливу основних характеристик газосховища, до яких віднесено максимальний і мінімальний тиски в сховищі та відносний об'єм активного газу, на величину енерговитрат.

З метою аналітичного дослідження залежності енерговитрат на транспортування газу вказаних характеристик газосховища розглядається гіпотетична газотранспортна система, що складається з лінійної компресорної станції магістрального газопроводу і прилеглої лінійної ділянки та підземного сховища газу з заданими їх технічними і режимними характеристиками. Підземне сховище газу вважаються в різних варіантах однотипним як за фільтраційними характеристиками пласта, так і за технологічними параметрами обладнання (втому числі свердловин). Газ у ПСГ закачується з виходу лінійної КС, або з довільної координати траси, а відбір з ПСГ здійснюється безкомпресорним способом.

Нехай в момент часу t_0 унаслідок зменшення попиту на газ у споживачів (початок неопалювального сезону) величина продуктивності газопроводу зменшилась на ΔQ . У такому випадку величина зменшення продуктивності закачується в ПСГ і зберігається там до початку опалювального сезону t_1 . Таким чином, протягом проміжку часу поточного року (t_0, t_1) споживання газу складатиме $Q - \Delta Q$, а на проміжку часу опалювального сезону (t_1, t_0) споживання газу зросте до $Q + \Delta Q$. Отже, компресорна станція на проміжку часу неопалю-

вального сезону ($t_{0\text{ к}}, t_1$) працюватиме з продуктивністю Q і продовжуватиме працювати з тією ж продуктивністю на період опалювального сезону (t_1, t_0). Дотискувальна компресорна станція ДКС частину (t_0, t_1) періоду неопалювального сезону працюватиме з продуктивністю ΔQ , а на період опалювального сезону буде зупинена. Частина періоду закачування газу в ПСГ, протягом якої працюватиме ДКС, визначиться відношенням тисків на вході і виході зі станції. Тиск на вході в ДКС залежить від режиму роботи лінійної КС магістрального газопроводу і вважається сталим; тиск на виході ДКС залежить від пластового тиску, який змінюється (зростає) впродовж періоду закачування газу, і є функцією об'єму активного газу в сховищі, максимального і мінімального пластових тисків.

Виникає задача, яка полягає у визначенні енерговитрат на компримування газу протягом року відповідно до різних варіантів, які відрізняються обсягом активного газу і робочими тисками в пласті. Менші витрати енергії на транспорт газу вказуватимуть на раціональний шлях вибору режимів роботи газотранспортної системи в комплексі з ПСГ.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Тривалість компресорного періоду закачування газу в продуктивний горизонт ПСГ визначається ступенем підвищення тиску дотискувальної компресорної станції, тобто відношенням тисків на вході P_B і на виході ДКС P_H

$$\varepsilon = P_H / P_B. \quad (1)$$

Вважаючи тиск на вході ЛКС сталим, визначимо початок періоду компресорного закачування газу з умови $\varepsilon = 1$.

Вважаємо, що фільтрація газу в пласті описується двочленним рівнянням

$$P_{\text{виб}}^2 - P_{\text{пл}}^2 = aq + bq^2, \quad (2)$$

де $P_{\text{виб}}$, $P_{\text{пл}}$ – вибійний і пластовий тиски;
 q – дебіт свердловини;

a, b – коефіцієнти фільтраційного опору.

Для руху газу в свердловині використано формулу Адамова [5]

$$P_{\text{гир}}^2 = P_{\text{виб}}^2 e^{2s} + \frac{\theta}{e^2} q^2, \quad (3)$$

де $s = 0,031415 \cdot \frac{\Delta \cdot L}{z \cdot T}$;

$$\theta = 0,0133 \cdot \lambda_{\text{теор}} \cdot \frac{z^2 \cdot T^2}{d^5} \cdot (e^{2s} - 1).$$

Рух газу в шлейфі і колекторі описується рівняннями

$$P_{\text{п}}^2 - P_{\text{гир}}^2 = c_{\text{ш}}^2 q^2, \quad (4)$$

$$P_{\text{кк}}^2 - P_{\text{п}}^2 = c_{\text{к}}^2 \cdot Q^2, \quad (5)$$

де:

$$c_{\text{ш}} = \frac{\lambda_{\text{ш}} \cdot \Delta \cdot T \cdot L_{\text{ш}}}{c \cdot d_{\text{ш}}^5}, \quad c_{\text{к}} = \frac{\lambda_{\text{к}} \cdot \Delta \cdot T \cdot L_{\text{к}}}{c \cdot d_{\text{к}}^5}, \quad Q = \sum_{i=1}^n q_i.$$

Система рівнянь (2) – (5) дає змогу визначити тиск на виході ДКС $P_{\text{кк}} = P_H$:

$$P_{\text{кк}}^2 = P_{\text{пл}}^2 \cdot e^{2s} + (aq + bq^2)e^{2s} + \left[\frac{\theta}{e^{2s}} q^2 + c_{\text{ш}} q^2 + c_{\text{к}} Q^2 \right]. \quad (6)$$

Тиск на вході ДКС створює лінійна компресорна станція магістрального газопроводу, характеристика якої може бути представлена рівнянням

$$\varepsilon_j^2 = A_j - B_j Q_b^2, \quad (7)$$

де ε – ступінь підвищення тиску лінійної КС;

Q – її продуктивність за умов входу;

A, B – сталі коефіцієнти, що залежать від типу обладнання і схеми роботи [6].

Рівняння (7) можна представити у вигляді

$$\left(\frac{P_{Hj}}{P_{Bj}} \right)^2 = A_j - B_j Q_{\varepsilon}^2,$$

або

$$\begin{aligned} P_{Hj}^2 &= A_j P_{Bj}^2 - B_j Q_{\varepsilon}^2 P_{Bj}^2 = \\ &= A_j P_{Bj}^2 - B_j Q_{\varepsilon}^2 \frac{P_{Bj}}{P_{cm}} \frac{T_{cm}}{T_{Bj}} \frac{Z_{Bj}}{Z_{Bj}} \frac{T_{Bj}}{T_{cm}} \frac{P_{cm}}{P_{cm}}; \\ P_{Hj}^2 &= A_j P_{Bj}^2 - B_j \frac{Z_{Bj} T_{Bj} P_{cm}}{T_{cm}} Q^2, \\ P_{Hj} &= A_j P_{Bj} - \bar{B}_j Q^2, \end{aligned} \quad (8)$$

де Q – продуктивність лінійної КС за стандартних умов.

Характеристика лінійної ділянки, що прилягає до КС, виражається залежністю

$$P_H^2 = P_K^2 - C_j Q^2, \quad (9)$$

де

$$c_j = \frac{\lambda_i \Delta z T_j L_j}{(0,326 \cdot 10^{-6} d_j^{2,5})^2}, \quad \lambda_i = 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}_i} + \frac{2K_i}{d_i} \right)^{0,2}$$

Якщо з лінійної ділянки газопроводу на відстані l_j від КС здійснюється відбір газу для закачування в ПСГ інтенсивністю q , то характеристика лінійної ділянки матиме вигляд

$$P_{Hj}^2 - P_{Bj+1}^2 = C_j Q^2 \left[\delta L_j (1 - \delta Q^2) - \delta Q^2 \right], \quad (10)$$

де

$$\delta l_j = \frac{l_j}{L_j}, \quad \delta Q = 1 - \frac{q}{Q}.$$

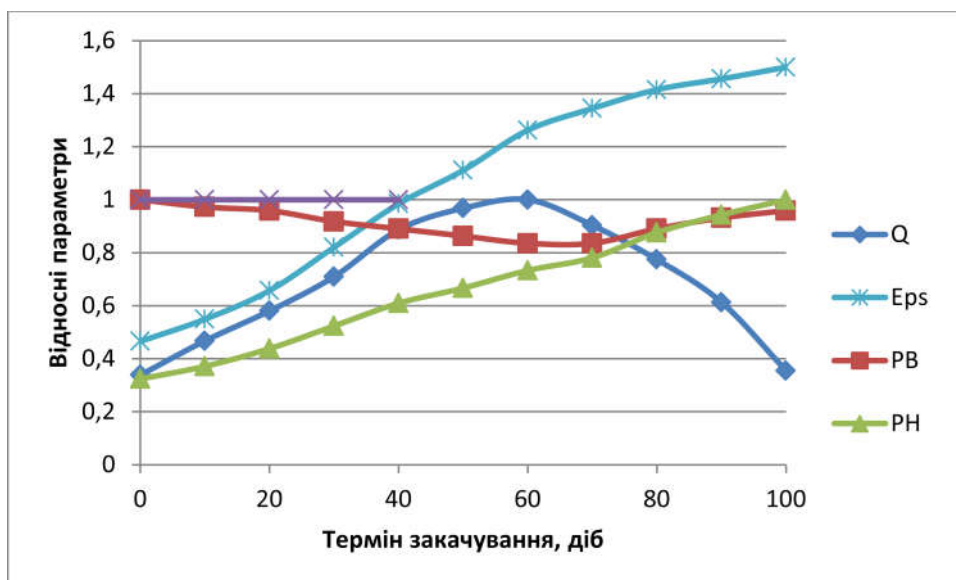


Рисунок 1 – Зміна експлуатаційних параметрів в процесі закачування газу в ПСГ

Сумісний розв'язок (8) і (10) дає можливість визначити продуктивність лінійної КС магістрального газопроводу та тиск на вході в ДКС при витраті закачування ΔQ .

Для гіпотетичної газотранспортної системи, що складається з лінійної компресорної станції магістрального газопроводу і прилеглої лінійної ділянки та підземного сховища газу, розраховано за вказаним алгоритмом характер зміни параметрів в процесі закачування з заданою витратою. Результати у вигляді графіків подано на рисунку 1.

Як видно з графіків, ступінь підвищення тиску ДКС досягає значення $\varepsilon=1$ на кінець сорокової доби закачування з заданим темпом, і з цього моменту починається компресорне закачування газу, тобто включається в роботу ДКС. Такий режим закачування пов'язаний з ростом пластового тиску за рахунок збільшення об'єму газу в продуктивному горизонті, і закінчується досягненням максимально допустимого значення пластового тиску при досягненні об'єму закачаного газу величини активного об'єму. Важливим питанням при цьому є питання про зміну енерговитрат на закачування газу. При цьому слід зауважити, що обсяг витрати газу ΔQ , який закачується в продуктивний горизонт ПСГ до досягнення об'єму активного газу в сховищі, за період компресорного закачування компримується як агрегатами дотискувальної компресорної станції ПСГ, так і агрегатами лінійної КС магістрального газопроводу. Тому енерговитрати на процес компресорного закачування газу в сховище повинні складати суму енерговитрат ДКС і КС газопроводу. При цьому слід врахувати, що

основним завданням лінійної КС є забезпечення нормальної роботи магістрального газопроводу, тому параметри режиму її роботи повинні відповідати умовам досягнення цієї мети і можуть принципово відрізнятися від оптимальних параметрів процесу закачування газу в ПСГ.

З метою аналізу раціонального розподілу енерговитрат на процес закачування газу в ПСГ між лінійною КС і ДКС для гіпотетичної газотранспортної системи з ПСГ виконано розрахунки потужності та енерговитрат на компримування газу з умови ізотермічного стиску. Такий підхід припустимий, оскільки в результаті важливою є не абсолютна величина енерговитрат, а її залежність від параметрів процесу.

Вважаємо, що лінійна КС газопроводу перекачує газ з витратою $Q + \Delta Q$ (Q – витрата магістральним газопроводом; ΔQ витрата закачування в ПСГ), тоді потужність компресорних станцій для процесу закачування газу в пласт з умови ізотермічного стиску складе

$$N_z = Q_{BKC} P_{BKC} \ln \frac{P_{HKC}}{P_{BKC}} + Q_{B3DKC} P_{B3DKC} \ln \frac{P_{HDKC}}{P_{B3DKC}}.$$

Переходячи від умов входу в ГПА до стандартних умов, отримаємо

$$Q_{Bi} P_{Bi} = Q_{Bi} \frac{P_{Bi}}{P_{cn}} \frac{T_{cn}}{T_{Bi}} \frac{T_{Bi} P_{cn}}{T_{cn}} = Q \alpha$$

$$\alpha = \frac{T_{Bi} P_{cn}}{T_{cn}} = const, \quad \varepsilon = \frac{P_{Hi}}{P_{Bi}};$$

$$N_z = \Delta Q \alpha \ln \varepsilon_{DKC} + (Q + \Delta Q) \alpha \ln \varepsilon_{KC} = \Delta Q \alpha \ln \varepsilon_{DKC} \varepsilon_{KC}^{(1+Q/\Delta Q)}. \quad (11)$$

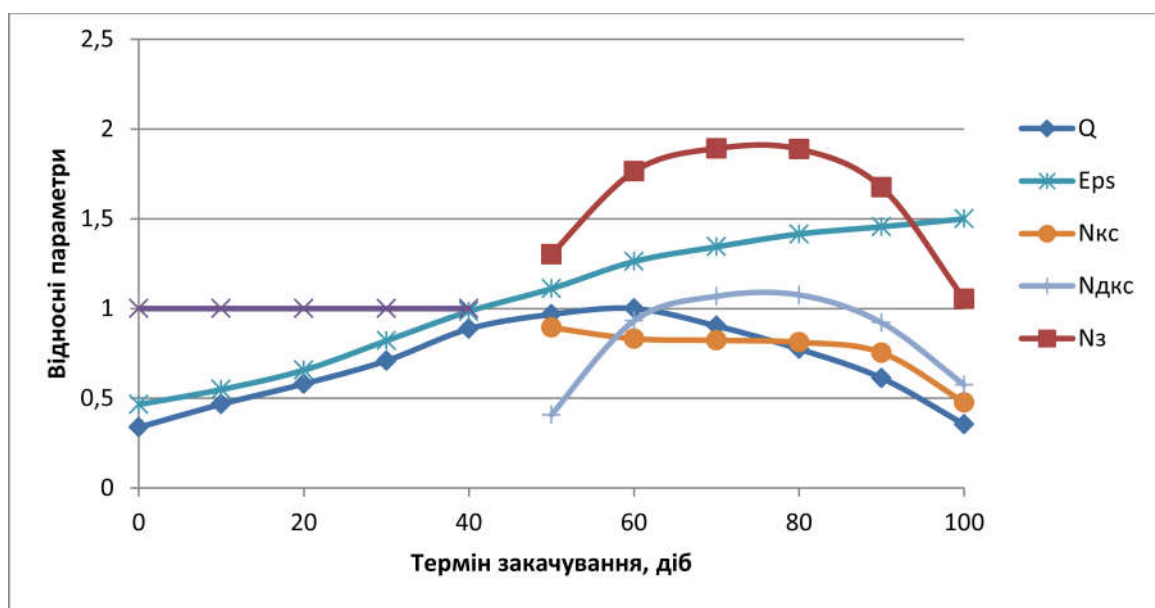


Рисунок 2 – Залежність потужності компримування газу в процесі компресорного закачування

За заданим графіком процесу закачування газу в сховище визначаються тиски на виході лінійної КС та на вході і виході ДКС для різних моментів часу періоду компресорного закачування газу і на основі (12) розраховуються потужності станцій. Результати розрахунків у вигляді графіків наведено на рисунку 2.

Для гіпотетичної газотранспортної системи, що розглядається, поставлено задачу впливу обсягів активного газу і пов'язаного з цим максимального пластового тиску на величину енерговитрат при циклічній роботі газосховища з метою вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання.

При заданому розподілі характеру закачування газу в часі режим роботи дотискувальної компресорної станції і її потужність при різних значеннях максимального пластового тиску, розраховані за приведеним алгоритмом, подані у вигляді графіків на рисунку 3.

Слід зауважити, що з ростом об'єму активного газу в продуктивному горизонті гіпотетичного газосховища зростає максимальний пластовий тиск, що призводить до зростання потужності ДКС і збільшення компресорного періоду закачування газу. Тому загальні енерговитрати на процес закачування можуть бути представлені у вигляді суми

$$E_{\Sigma} = N_{kc}(t_0 - t_1) + N_{dkc}(t)(t_{0k} - t_1), \quad (12)$$

де t_0, t_{0k}, t_1 - моменти часу початку закачування, початку компресорного закачування і кінця закачування;

$N_{kc}, N_{dkc}(t)$ - потужність лінійної КС та ДКС.

Аналізуючи залежності потужності ДКС при закачуванні газу, можна оцінити за (12) витрати енергії на забезпечення зберігання газу в сховищі в залежності від обсягу активного газу (рис. 4)

Таким чином, збільшення обсягу активного газу в ПСГ призводить до зростання енерговитрат на його зберігання. Цей очевидний висновок підтверджується збільшенням періоду компресорного закачування газу при зростанні максимального пластового тиску.

Очевидно, корисною енергією зберігання газу в ПСГ слід вважати потенціальну енергію газу в пласті. При цьому втрати енергії газу на закачування і відбір його з сховища необхідно віднести до збиткових втрат енергії. В зв'язку з сказаним корисна енергія газу в продуктивному горизонті складе [4,6]:

$$E_k = p_{\max}(Q_a + Q_{\bar{o}}) - p_{\min}Q_{\bar{o}},$$

де $p_{\max}, p_{\min}$ - максимальний і мінімальний пластові тиски;

$Q_a, Q_{\bar{o}}$ - об'єм активного і буферного газу.

$$\eta_{ПСГ} = \frac{p_{\max}(Q_a + Q_{\bar{o}}) - p_{\min}Q_{\bar{o}}}{\left[\frac{E_{\Sigma}}{\eta_{dkc}} + \frac{p_{\max}(Q_a + Q_{\bar{o}}) - p_{\min}Q_{\bar{o}}}{\tau_{kz}} \right] \tau_{kz}},$$

де $\tau_{kz} = t_{0k} - t_1$ - тривалість компресорного періоду закачування.

Остання залежність коефіцієнта корисної дії ПСГ від пластових тисків і обсягів активного і буферного газу містить енерговитрати на закачування і відбір (за необхідності) газу. Збільшення сумарних енерговитрат E_{Σ} призво-

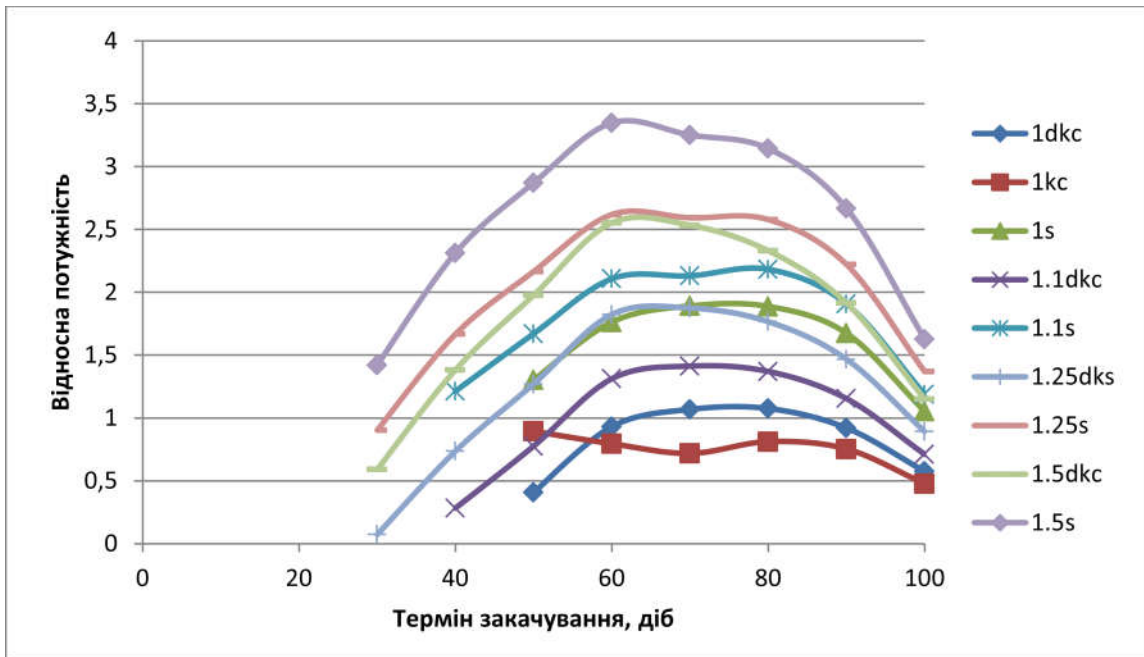


Рисунок 3 – Залежність потужності дотискувальної компресорної станції (dkc) і сумарної (s) при закачуванні газу в ПСГ з відносними активними об'ємами 1; 1,1; 1,25; 1,5

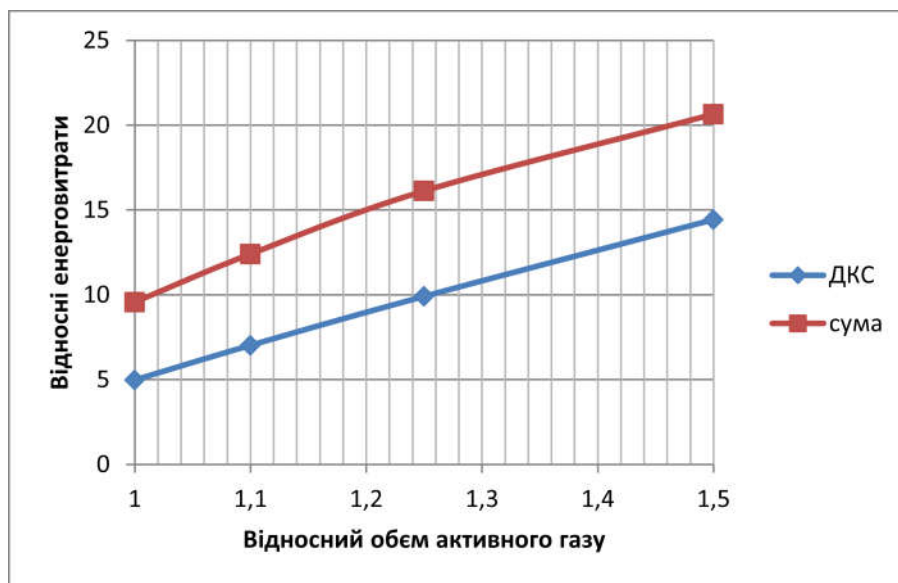


Рисунок 4 – Залежність енерговитрат на закачування газу від відносного об'єму активного газу

дить до зниження ККД газосховища. Отже, зі зростанням обсягу активного газу ККД газосховища знижується.

Не зважаючи на це, використання ПСГ з великими обсягами активного газу призводить до зниження енерговитрат на транспортування газу газотранспортною системою загалом, тобто до підвищення ККД магістрального газопроводу, оскільки вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання дозволяє забезпечити рівномірний режим роботи ГТС загалом, знижуючи при цьому екстенсивність експлуатації обладнання.

Висновки

Вирішено задачу вибору стратегії раціонального використання підземних сховищ газу при трубопровідному транспорті з точки зору мінімізації енерговитрат, в основу якої покладено дослідження впливу основних характеристик газосховища, до яких віднесено максимальний і мінімальний тиски в сховищі та відносний об'єм активного газу. Показано вплив параметрів ПСГ на величину коефіцієнта корисної дії газосховища і газотранспортної системи як єдиного цілого.

Список використаних джерел

1. Сусак О. М., Касперович В. К., Андрієшин М. П. Трубопровідний транспорт газу : підручник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2013. 345 с.
2. Грудз В. Я., Лінчевський М. П., Михалків В. Б. Керування режимами газотранспортних систем. Київ : Укргазпроект, 1996. 140 с.
3. Грудз В. Я., Тимків Д. Ф., Михалків В. Б. Обслуговування і ремонт газопроводів. Івано-Франківськ : Лілея-НВ, 2009. 710 с.
4. Яковлев Є. І., Казак О. С., Михалків В. Б. та ін. Режими газотранспортних систем. Львів : Світ, 1993. 170 с.
5. Грудз Я. В. Енергоефективність газотранспортних систем. Івано-Франківськ : Лілея НВ, 2012. 186 с.
6. Грудз В. Я., Костів Я. В., Процюк В. Р., Тимків Д. Ф. Математичне моделювання складних газотранспортних систем в комплексі з ПСГ. *Scientific Journal «ScienceRise»*. 2016. № 4/2(21). С. 44–49.
7. Грудз В. Я., Тимків Д. Ф., Михалків В. Б., Лінчевський М. П. Керування режимами газотранспортних систем. Київ : Укргазпром, 1996. 140 с.
8. Моделювання нестационарного газодинамічного процесу в ПСГ за умов пружного режиму закачки газу / В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, Д. Ф. Тимків та ін. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2002. № 2(3). С. 52–53.
9. Адаптивна модель процесу закачки газу в ПСГ / В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, Д. Ф. Тимків та ін. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2002. № 2. С. 74–75.
10. Енергетична безпека держави: високоефективні технології видобування, постачання і використання природного газу / Є. І. Крижанівський, М. І. Гончарук, В. Я. Грудз та ін. Київ: Інтерпрес ЛТД, 2006. 283 с.
11. Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків та ін. Київ, 2002. 600 с.
12. Eakin B., Ellington R. Application of the BWR equation to hydrocarbon-carbon dioxide mixtures. *Thermodyn. Transp. Prop. Gas and Liquids.*, Sympos. Lafayette. 1995. P. 195–204.
13. Yusta J. M., Beyza J. Optimal cooperative model for the security of gas supply on European gas networks. *Energy Strategy Reviews*. 2021. P. 38–47. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100706>
14. Vaccariello E., Leone P., Canavero F. G., Stievano I. S. Topological modelling of gas networks for co-simulation applications in multi-energy systems. *Mathematics and Computers in Simulation*. 2021. P. 244–253. <https://doi.org/10.1016/j.matcom.2019.12.018>
15. Zhang Y., Huang Z., Zheng F. et al. 2020 Interval optimization based coordination scheduling of gas–electricity coupled system considering wind power, dynamic process of natural gas flow and demand response management. *Energy Reports*. 2020. P. 216–227. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.12.013>

References

1. Andriishyn, M. P., Kasperovych, V. K., & Susak, O. M. (2013). Truboprovodnyi transport hazu [Pipeline gas transportation]: Pidruchnyk. IFNTUNG. [in Ukrainian]
2. Hrudz, V. Ya., Linchevskiy, M. P., & Mykhalkiv, V. B. (1996). Keruvannia rezhymamy hazotrasportnykh system [Management of gas transportation systems modes]. Ukrhazproekt. [in Ukrainian]
3. Hrudz, V. Ya., Mykhalkiv, V. B., & Tymkiv, D. F. (2009). Obsluhovuvannia i remont hazoprovodiv [Maintenance and repair of gas pipelines]. Lileia-NV. [in Ukrainian]
4. Yakovliev, Ye. I., Kazak, O. S., Mykhalkiv, V. B., Tymkiv, V. F., & Hrudz, V. Ya. (1993). Rezhymy hazotrasportnykh system [Modes of gas transmission systems]. Svit. [in Ukrainian]
5. Hrudz, Ya. V. (2012). Enerhoefektyvnist hazotrasportnykh system [Energy efficiency of gas transmission systems]. Lileia NV. [in Ukrainian]
6. Hrudz, V. Ya., Kostiv, Ya. V., Protsiuk, V. R., & Tymkiv, D. F. (2016). Mathematical modeling of complex gas transport systems in combination with UGS. *Scientific Journal «ScienceRise»*, 4(2), 44–49. [in Ukrainian]
7. Hrudz, V. Ya., Tymkiv, D. F., Mykhalkiv, V. B., & Linchevskiy, M. P. (1996). Keruvannia rezhymamy hazotrasportnykh system [Management of gas transmission systems modes]. Ukrhazprom. [in Ukrainian]
8. Hrudz, V. Ya., Hrudz, Ya. V., Tymkiv, D. F., Babak, V. H., Nazarenko, B. P., & Rybachuk, B. P. (2002). Modeliuvannia nestatsionarnoho hazodynamichnoho protsesu v PS H za umov pruzhnoho rezhymu zakachky hazu [Modeling of non-stationary gas-dynamic process in UGS under elastic gas injection regime]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovysch*, 2(3), 52–53. [in Ukrainian]
9. Hrudz, V. Ya., Hrudz, Ya. V., Tymkiv, D. F., Babak, V. H., Nazarenko, B. P., & Rybachuk, B. P. (2002). Adaptivna model protsesu zakachky hazu v PS H [Adaptive model of gas injection process in UGS]. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*, (2), 74–75. [in Ukrainian]
10. Kryzhanivskiy, Ye. I., Honcharuk, M. I., Hrudz, V. Ya., Kovalko, M. P., Mykhalkiv, V. B., & Tymkiv, D. F. (2006). Enerhetychna bezpeka derzhavy: vysokoefektyvni tekhnolohii vydobuvannia, postachannia i vykorystannia pryrodnoho hazu [Energy security of the state: highly effective technologies for extraction, supply and use of natural gas]. Interpres LTD. [in Ukrainian]
11. Kovalko, M. P., Hrudz, V. Ya., Mykhalkiv, V. B., Tymkiv, D. F., Kryzhanivskiy, Ye. I., & Nazarenko, B. P. (2002). Truboprovodnyi transport hazu [Pipeline gas transportation]. ArenaEKO. [in Ukrainian]
12. Eakin, B., & Ellington, R. (1995). Application of the BWR equation to hydrocarbon-carbon dioxide mixtures. *Thermodyn. Transp. Prop. Gas and Liquids.*, Sympos. Lafayette, 195–204.
13. Yusta, J. M., & Beyza, J. (2021). Optimal cooperative model for the security of gas supply on European gas networks. *Energy Strategy Reviews*, 35, 38–47. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100706>
14. Vaccariello, E., Leone, P., Canavero, F. G., & Stievano, I. S. (2021). Topological modelling of gas networks for co-simulation applications in multi-energy systems. *Mathematics and Computers in Simulation*, 180, 244–253. <https://doi.org/10.1016/j.matcom.2019.12.018>
15. Zhang, Y., Huang, Z., & Zheng, F. et al. (2020). Interval optimization based coordination scheduling of gas–electricity coupled system considering wind power, dynamic process of natural gas flow and demand response management. *Energy Reports*, 6, 216–227. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.12.013>

RESEARCH ON THE ENERGY EFFICIENCY OF GAS TRANSPORT SYSTEMS IN COMBINATION WITH UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES

Hrudz V. Ya.

Doctor of Technical Sciences, Professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0003-1182-2512>
e-mail: volodymyr.hrudz@nung.edu.ua

Sadlivskyi V. I.

Head of the Bogorodchansky Production Department of Underground Gas Storage
JSC «Ukrtransgas»
Bogorodchany, Ivano-Frankivsk region, 77701, Ukraine
<https://orcid.org/0009-0003-3137-7011>
e-mail: srgg429@gmail.com

Abstract. The problem of calculating a complex gas transportation system is considered, comprising gas pipelines forming a linear section, compressor stations, and an underground gas storage facility. These elements represent serially and parallelly connected links, and the throughput depends on their characteristics. The characteristics of the linear part and compressor stations are calculated and constructed in analytical form. A mathematical model for forecasting and optimising stationary modes is based on the characteristics of linear sections and compressor stations. By excluding intermediate pressures, a dependence is obtained to determine system performance. The model also includes pressure restrictions. Following implementation of the model, it was shown that the performance of the gas transportation system could be regulated by including or excluding the underground gas storage facility from the operating mode. The degree to which the CS operating parameters influence the system operating mode is also established. The proposed mathematical model is recommended for forecasting the operation of gas transportation systems in combination with underground gas storage facilities. The strategy for the rational use of underground gas storage facilities in pipeline transport, with a view to minimising energy consumption, is based on a study of the impact of such facilities on the regime of the gas transportation system and the amount of energy consumed. The aim is to analyse the dependence of energy consumption for gas transportation on the parameters of underground gas storage facility operation. The principle of using underground gas storage facilities to level out uneven gas consumption in long-distance gas transportation systems is that, first of all, underground gas storage facilities with the maximum volume of active gas and those closest to consumers should be used.

Keywords: throughput; method of characteristics; compressor station; mathematical model; underground gas storage facility; energy efficiency; optimization.