

УДК 621.691.4

DOI 10.31471/1993-9981-2021-2(47)-72-82

ОПТИМІЗАЦІЯ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ З ВИКОРИСТАННЯМ ПСГ

О. Т. Чернова, В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, М. М. Якимів

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна
тел./факс: (380) 0342 72-71-38; e-mail: oksana.chernova@nung.edu.ua*

Системи газопроводів «Союз», «Уренгой-Помари-Ужгород» і «Прогрес» утворюють основу транзитної трансукраїнської системи трубопровідної мережі. Складна газотранспортна система містить ряд газопроводів, що утворюють лінійну частину, та декілька компресорних станцій. Від кількості і характеристик компресорних станцій залежить величина пропускної здатності трубопроводів. Надійність роботи, регулювання транзитних потоків та забезпечення безперебійного постачання газу відбувається з допомогою підземних сховищ газу, які є невід'ємною технологічною ланкою ГТС України. Використання підземних сховищ вважається одним з найефективніших способів газопостачання, підвищення якості поставок газу споживачам і ефективності реалізації газу всередині країни та за кордоном. За допомогою використання сховищ можна зменшити нерівномірність сезонного споживання та забезпечити надійність поставок. Використання підземних сховищ є невід'ємною частиною, оскільки протягом року максимальне добове відбирання газу перевищує мінімальне більше ніж у три рази, а подавання газу по магістральних газопроводах відбувається практично з постійною швидкістю. Максимальна продуктивність сховища не може бути представленою у вигляді суми абсолютно вільних дебітів усіх експлуатаційних свердловин. Пояснюється це тим, що на продуктивність підземного сховища газу в період відбирання впливає гідравлічний опір системи збирання газу на ПСГ і її технічний стан, який визначається коефіцієнтом гідравлічної ефективності шлейфів і колекторів.

Дослідження показують, що розміщення сховищ газу в системі має вплив на величину енерговитрат. Тому в основу стратегії раціонального використання підземних сховищ газу при трубопровідному транспорті (з точки зору мінімізації енерговитрат) покладено дослідження впливу їх розміщення в газотранспортній системі. Принцип енергоефективності використання сховищ підземного зберігання газу для транспортування на далекі відстані (з метою вирівнювання нерівномірності газоспоживання) базується на послідовності: найперше слід використовувати ПСГ найбільш віддалені. Це ті об'єкти, які розміщені в кінцевих точках траси ГТС і розташування яких відповідає наблизеності до споживачів.

Ключові слова: трубопровідний транспорт; пропускна здатність; підземне зберігання; газотранспортна система.

Системы газопроводов «Союз», «Уренгой-Помари-Ужгород» и «Прогресс» образуют основу транзитной трансукраинской системы трубопроводной сети. Сложная газотранспортная система содержит ряд газопроводов, которые образуют линейную часть, и несколько компрессорных станций. От количества и характеристик компрессорных станций зависит величина пропускной способности трубопроводов. Надежность работы, регулирования транзитных потоков и обеспечения бесперебойных поставок газа происходит с помощью подземных хранилищ газа, которые являются неотъемлемым технологическим звеном ГТС Украины. Использование подземных хранилищ считается одним из самых эффективных способов газоснабжения, повышение качества поставок газа потребителям и эффективности реализации газа внутри страны и за рубежом. С помощью использования хранилищ можно уменьшить неравномерность сезонного потребления и обеспечить надежность поставок. Использование подземных хранилищ является неотъемлемой частью, поскольку в течение года максимальное суточное отбора газа превышает минимальное больше чем в три раза, а подача газа по магистральным газопроводам происходит практически с постоянной скоростью. Максимальная производительность хранилища не может быть представлена в виде суммы абсолютно свободных дебитов всех эксплуатационных скважин. Объясняется это тем, что на производительность подземного хранилища газа в период отбора влияет гидравлическое сопротивление системы сбора газа на ПХГ и ее техническое состояние, которое определяется коэффициентом гидравлической эффективности шлейфов и коллекторов.

Исследования показывают, что размещение хранилищ газа в системе влияет на величину энергозатрат. Поэтому, в основу стратегии рационального использования подземных хранилищ газа при трубопроводном транспорте (с точки зрения минимизации энергозатрат) положено исследование влияния их размещения в газотранспортной системе. Принцип энергоэффективности использования хранилищ подземного хранения газа для транспортировки на дальние расстояния (с целью выравнивания неравномерности газопотребления) базируется на последовательности: в первую очередь следует использовать ПХГ наиболее отдаленные. Это те объекты, которые расположены в конечных точках трассы ГТС и расположение их соответствует близости к потребителям.

Ключевые слова: трубопроводный транспорт; пропускная способность; подземное хранение; газотранспортная система.

The Soyuz, Urengoy-Pomary-Uzhhorod and Progress gas pipeline systems form the basis of the trans-Ukrainian trans-Ukrainian pipeline system. The complex gas transmission system contains a number of gas pipelines forming a linear part and several compressor stations. The amount of capacity of pipelines depends on the number and characteristics of compressor stations. Reliability of work, regulation of transit flows and ensuring uninterrupted gas supply is carried out with the help of underground gas storage facilities, which are an integral part of the GTS of Ukraine. The use of underground storage facilities is considered to be one of the most efficient ways of gas supply, improving the quality of gas supplies to consumers and the efficiency of gas sales within the country and abroad. With the use of storage, you can reduce the unevenness of seasonal consumption and ensure security of supply. The use of underground storage facilities is an integral part, as during the year the maximum daily gas extraction exceeds the minimum more than three times, and the supply of gas through the main gas pipelines is almost constant. The maximum storage capacity cannot be represented as the sum of the absolutely free flow rates of all production wells. This is explained by the fact that the productivity of the underground gas storage during the extraction period is affected by the hydraulic resistance of the gas collection system to the underground storage and its technical condition, which is determined by the coefficient of hydraulic efficiency of loops and collectors.

Studies show that the location of gas storages in the system has an impact on the amount of energy consumption. Therefore, the strategy of rational use of underground gas storage facilities in pipeline transport (in terms of minimizing energy consumption) is based on the study of the impact of their location in the gas transmission system. The principle of energy efficiency of the use of underground gas storage facilities for long-distance transportation (in order to equalize the unevenness of gas consumption) is based on the sequence: the most remote UGS should be used first. These are the objects that are located at the end points of the GTS route and whose location corresponds to the proximity to consumers.

Key words: pipeline transport; capacity; underground storage; gas transmission system.

Постановка проблеми. На даний час роботу газотранспортної системи України доповнюють 11 підземних сховищ газу ПСГ. На балансі також є ще 1 ПСГ, (Вергунське) яке знаходиться на тимчасово непідконтрольній території (Луганська область). До зростання енергетичних витрат на транспортування газу, або на їх зниження призводить використання даних сховищ. Якщо розглядати, з точки зору оптимізації керування режимами роботи газотранспортної системи найбільш раціональним є режими, що мінімізують енерговитрати на транспортування газу.

При розгляді питань мінімізації енерговитрат критерій оптимальності режиму не є єдиним при використанні ПСГ в комплексі перекачування газу при транспортуванні газу. Також до даних критеріїв необхідно віднести мінімізацію втрат газу при зберіганні, підвищення надійності газозабезпечення

споживачів, питання екологічної безпеки та ін. Однак, енерговитрати на транспортування газу в цьому комплексі повинні відігравати першочергову роль, оскільки сьогодні вони визначають ефективність енергопостачання. Цей підхід повинен базуватися на сучасних методах прогнозування, оптимізації режимів роботи газопроводів та попередженні аварійних ситуацій.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Вивченням характеристик, параметрів роботи ГТС, до якої входить лінійна ділянка, компресорні станції, а також підземні газові сховища, займалися як вітчизняні, так і зарубіжні науковці та наукові школи. Серед них необхідно відзначити: Грудза В. Я. [1-3, 15], Костіва Я. В. [1, 8, 11, 12], Тимківа Д. Ф. [1, 3, 12], Ковалко М. П. [13], Середюк М. Д. [18] та ін.

Вивчення та дослідження показали, що для стабілізації оптимальних параметрів роботи

газопроводу у відповідних режимах необхідно розробити математичні моделі оперативного керування складними газотранспортними системами. При цьому, в моделі необхідно врахувати роботу підземних сховищ газу в сезони відбирання та нагнітання газу.

В роботі [7] автор показав, що нехтування в моделях взаємовпливами теплових і гідравлічних полів призведе до підвищення аварійності.

У працях [8, 9] процеси перекачування газу трубопроводами, задачі гідродинаміки і теплообміну наведені окремо, незалежно одна від одної. Задача теплообміну газу авторами була розв'язана без урахування перепадів тиску в часі з навколишнім середовищем, але за умови стаціонарності динамічних процесів. У роботах [1, 2] авторами для полегшення методики розрахунку неусталених режимів запропоновано розглядати протікання газу в два етапи: розрахувати зміну тиску та швидкості газу за стабільної температури та визначити нестационарний теплообмін між газом та оточуючим газопровід ґрунтом. Даний теплообмін проходить доти, поки в ґрунті не створиться стаціонарне температурне поле (розподіл швидкості та тиску вважати усталеним). Однак результати досліджень [16, 17] засвідчують, що зміна швидкості потоку газу за течією та вздовж газопроводу має вплив на характер й швидкість теплообміну газопроводу з навколишнім середовищем, а перепад температури викликає новий розподіл швидкостей та зміну режиму течії газу. Тому задача моделювання процесів течії газу в ГТС об'єднує дві структури - термодинамічну і гідравлічну в єдину систему.

Отже, з'являється потреба у вирішенні задачі досить загального характеру, а саме: визначення методів розрахунку неусталених неізотермічних режимів транспортування газу складними взаємопов'язаними газотранспортними магістралями з врахуванням роботи підземних газосховищ.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми. Пропускна здатність сітки газопроводів з врахуванням режимів роботи сховищ газу як функція параметрів режиму є одним з основних виробничих показників, який аналізує ступінь роботи як газопроводів, так і підземних сховищ газу за призначенням.

Збільшення чи зменшення газоспоживання дозволяє регулювати продуктивності газотранспортної системи з допомогою підземних сховищ. При наявності широкого спектру сховищ газу (що мають різноманітні експлуатаційні параметри та неоднакові обсяги активного газу і різноманітне розташування трасою газотранспортної системи) можна виробити принципову стратегію використання ПСГ у певному конкретному випадку, яка б призводила, в остаточному рахунку, до зниження енерговитрат на транспортування газу.

В основу стратегії раціонального використання підземних сховищ газу при трубопроводному транспорті, з точки зору мінімізації енерговитрат, закладено вивчення впливу розташування сховища газу на шляху газотранспортної системи на число енерговитрат.

Формулювання цілей статті. Мета роботи полягає в аналізі та дослідженні енергоефективних параметрів роботи складної газотранспортної системи в комплексі з підземними сховищами газу (за умови змінного їх завантаження).

В основу стратегії раціонального використання підземних сховищ газу, при трубопроводному транспорті, для врахування мінімізації енерговитрат закладено визначення впливу розташування сховища газу на трасі газотранспортної системи на показник енерговитрат.

З метою аналітичного дослідження залежності енерговитрат на транспортування газу від розташування ПСГ на трасі, аналізується гіпотетична газотранспортна система, що утворюється з трьох компресорних станцій і трьох лінійних ділянок з певними відомими їх технічними і режимними показниками. Вважається, що підземне сховище газу може розташовуватись після КС-2 (варіант 1), або після КС-3 (варіант 2). Підземні сховища газу прийнято однотипними (як за фільтраційними показниками пласта, так і за об'ємами активного і буферного газу). Газ в ПСГ закачується з виходу відповідної КС, а відбирання здійснюється безкомпресорним методом.

Задача оптимального керування режимами ГТС з використанням комплексу ПСГ полягає у

дослідженні впливу енерговитрат на показник компримування газу протягом року з врахуванням варіантів 1 і 2. Мінімальні витрати енергії на транспорт газу допоможуть знайти раціональний шлях визначення режимів роботи газотранспортної системи в комплексі з ПСГ.

Виклад основного матеріалу дослідження.

Використання підземних сховищ газу при експлуатації газотранспортної системи з неповним завантаженням дозволить, окрім вирівнювання сезонної нерівномірності транспортування газу, збільшити надійність забезпечення газом споживачів і енергоефективність газотранспортного комплексу. За таких умов зберігання газу в ПСГ, параметри закачування і відбирання газу повинні забезпечити мінімальні затрати енергоресурсів на експлуатацію газотранспортної системи в цілому.

Насамперед, використання ПСГ повинно розвантажити газотранспортну систему в час зростання подачі газу на її початку та зменшення його відбирання в кінці.

Важливе значення також відіграє географічне розташування кожного з сховищ і його технологічні характеристики, до яких слід віднести активний об'єм сховища, максимальний пластовий тиск, допустиму депресію тиску на пласт, і які визначають максимальну продуктивність ПСГ.

Визначення максимального значення продуктивності підземного сховища газу потрібне для формування критерію оптимальності експлуатаційних режимів складної газотранспортної системи з точки зору енерговитратності.

При вирішенні практичної реалізації запропонованої моделі прогнозування параметрів роботи ГТС в системі з підземними сховищами газу необхідно враховувати інформацію про величину шляхових зосереджених відборів (підкачок) газу, які проходять з використанням ПСГ. Задача визначення максимальної добової продуктивності сховища є частиною більш узагальненої задачі прогнозування параметрів ГТС у цілому з метою їх подальшого аналізу за визначеними критеріями оптимальності. Тому реалізація поставленої задачі можлива тільки аналітичними методами.

Очевидно, що максимальна продуктивність підземного сховища газу в період відбирання не може бути показаною у вигляді суми абсолютно вільних дебітів всіх експлуатаційних свердловин, оскільки при її розрахунку слід враховувати гідравлічний опір системи збирання газу на ПСГ і її технічний стан, який оцінюється коефіцієнтом гідравлічної ефективності шлейфів і колекторів.

Як відомо, продуктивність газового родовища визначається не тільки характером фільтрації газу в пористому середовищі продуктивного горизонту, а й газодинамічним опором системи збирання газу, який показує реальний дебіт свердловин. Протягом періоду експлуатації сховища існує тенденція зростання газодинамічного опору системи збирання газу, що викликає додаткові енерговитрати і зменшення продуктивності сховища. Процес старіння газопроводів, в газодинамічному сенсі, характеризується гідравлічною ефективністю, яку потрібно оцінювати коефіцієнтом, що є співвідношенням фактичної витрати газу через поперечний переріз трубопроводу до її проектної величини.

Продуктивність ПСГ в період відбирання розраховувалась для кожного сховища (за умови нелінійної фільтрації газу в продуктивному горизонті і середніх значеннях коефіцієнтів фільтраційного опору). Загальна продуктивність ПСГ визначалася як сума дебітів експлуатаційних свердловин, тобто

$$Q = \sum_{i=1}^n g_i = ng$$

При відомих тисках в пласті і трубопроводі дебіт свердловини визначався за формулою

$$q = -\frac{a}{2(b - c_{cic}^2 e^{2s})} + \sqrt{\frac{a^2}{4(b - c_{cic}^2 e^{2s})} + \frac{p_{\Pi}^2 - p_k^2 e^{2s}}{b - c_{cic}^2 e^{2s}}} \quad (1)$$

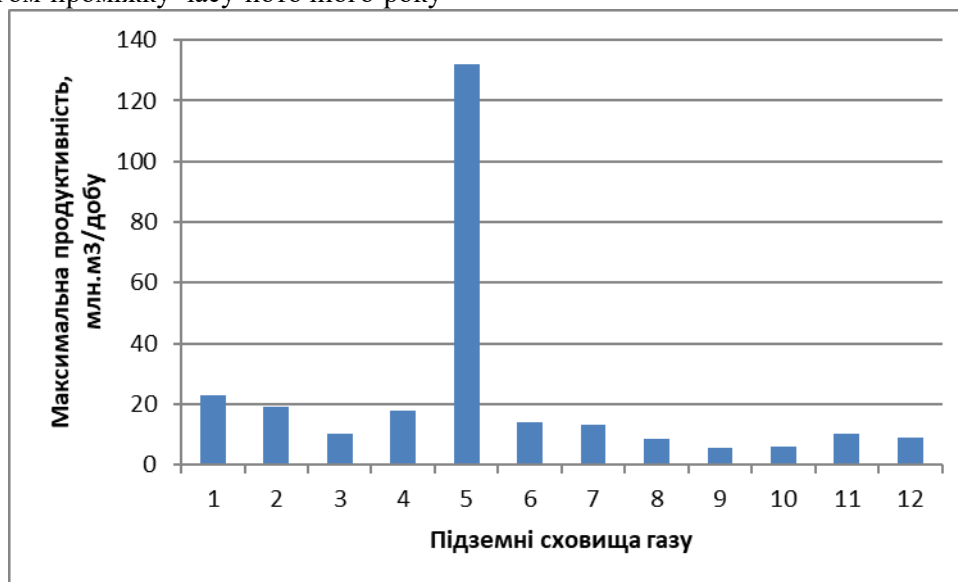
Задача розрахунку максимальної добової продуктивності сховища є частиною більш загальної задачі прогнозування режимів ГТС у цілому з метою їх подальшого аналізу за відповідними критеріями оптимальності. Тому реалізація поставленої задачі можлива тільки аналітичними методами.

Оскільки середній дебіт свердловини залежить від коефіцієнта газодинамічного опору системи $c_{сист.}$, який своєю чергою, є функцією гідравлічної ефективності кожного елемента системи, то дебіт свердловини можна

представити функцією гідравлічної ефективності системи за кожним її елементом, а продуктивність ПСГ визначити на основі (1). На рисунку 1 дана порівняльна характеристика ПСГ України за критерієм добової продуктивності. Подальші дослідження потрібні для оцінки впливу розташування газосховища на трасі газотранспортної системи на енергоефективність транспортування газу.

Нехай в момент часу t_0 через 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, (варіант 1) компресорні станції КС-1 і КС-2 на проміжку часу неопалювального сезону (t_0, t_1) працюватимуть з продуктивністю Q і продовжуватимуть працювати з тією ж продуктивністю на період опалювального сезону (t_1, t_0). Станція КС-3 на період неопалювального сезону працюватиме з продуктивністю $Q - \Delta Q$, а на період опалювального сезону її продуктивність зросте до $Q + \Delta Q$.



1-Богородчанське; 2-Дашавське; 3-Опарське; 4- Угерське;
 5-Більче-Волицьке; 6-Червонопартизанське; 7- Солохівське;
 8-Кегечівське; 9-Краснопоповське; 10 – Вергунське;
 11- Пролетарське; Олішевське.

Рисунок 1 – Максимальна розрахункова продуктивність ПСГ

У варіанті 2 всі компресорні станції цілий рік працюватимуть з продуктивністю Q .

Виникає задача, яка полягає у визначенні витрат енергії на компримування газу протягом року відповідно до варіантів 1 і 2. Найменші витрати енергії на транспорт газу вказуватимуть на раціональний шлях визначення режимів роботи газотранспортної системи в комплексі з ПСГ.

Таким чином, виникає задача вибору оптимального розташування підземного сховища газу на трасі газотранспортної системи за параметром мінімальних енерговитрат на трубопровідний транспорт газу.

При формуванні математичних моделей лінійної частини і компресорних станцій газотранспортної системи приймалось, що режим руху газу в газопроводах стаціонарний.

Компресорні станції гіпотетичної газотранспортної системи приймались

однотипними і обладнаними повнонапірними газоперекачувальними агрегатами ССР-224, з паралельною їх роботою по два робочих і одному резервному на кожній КС. Характеристики одиничного ГПА вказаного типу апроксимуються залежностями

$$\varepsilon^2 = a - bQ_b^2$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho} \right] = C_0 + C_1 Q + C_2 Q_b^2, \quad (2)$$

де ε - ступінь підвищення тиску ГПА; Q_b - об'ємна продуктивність ГПА за умов входу;

$\left[\frac{N_i}{\rho} \right]$ - внутрішня зведена потужність; a, b, C_i -

апроксимаційні коефіцієнти як параметри моделювання графічного вигляду характеристики.

Апроксимаційні коефіцієнти в залежності від швидкості обертання ротора нагнітача близькі до лінійних і можуть бути виражені формулами

$$a = \alpha + \beta \bar{n}; \quad b = \gamma + \theta \bar{n}, \quad (3)$$

де \bar{n} - відносна швидкість обертання роторів нагнітача; $\alpha, \beta, \gamma, \theta$ - сталі коефіцієнти.

У випадку сумісності роботи двох різнотипних нагнітачів їх характеристику доцільно показати у вигляді

$$\varepsilon^2 = A - B Q_b^2$$

де A, B - коефіцієнти характеристики сумісної роботи нагнітачів, Q_b - об'ємна продуктивність системи за умов всмоктування.

Лінійні ділянки гіпотетичної газотранспортної системи представлені одноступінчастим газопроводом, характеристики ділянок представлені у вигляді

$$P_H^2 = P_K^2 - C_j Q^2, \quad (4)$$

де P_H, P_K - тиск на початку і в кінці ділянки; C_j - коефіцієнт пропорційності для ділянки з номером J

$$c_j = \frac{\lambda_i \Delta z T_j L_j}{(0.326 \cdot 10^{-6} d_j^{2.5})^2}$$

Коефіцієнт c_j у загальному випадку, залежить від витрати газу Q , тому це рівняння не є показником роботи ділянки газопроводу. Ця залежність характерна тільки в зоні шорстких труб турбулентного режиму, де коефіцієнт гідравлічного опору не залежить від критерію Рейнольдса. В інших випадках для побудови характеристики лінійної ділянки слід враховувати метод ітерацій, прийнявши за початкове наближення рух газу в зоні шорстких труб турбулентного режиму.

Коли лінійна частина складної газотранспортної системи складається з кінцевого числа паралельних ниток, з'єднаних перемичками, лупінгів і вставок, то постановка задачі може бути зведена до простого одноступінчастого газопроводу методом еквівалентного діаметру.

У результаті вирішення отриманої системи рівнянь із невідомою пропускною здатністю Q маємо розв'язок у вигляді

$$Q = \sqrt{\frac{\prod_{j=1}^n A_j P_{B_j}^2 - P_k^2}{\sum_{i=1}^n \prod_{j=1}^n A_{j+1} (\bar{B}_j + C_j)}} \quad (5)$$

За допомогою даної моделі можна прогнозувати режим роботи газотранспортної системи зі шляховими відборами (підкачками) газу, наприклад, у комплексі з підземними сховищами газу. Якщо на вході КС- j здійснюється відбирання газу з витратою q , то характеристика станції має вигляд

$$P_{H_j}^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j (Q - q)^2$$

або

$$P_{H_j}^2 = A_j P_{H_j}^2 - B_j Q^2 \left(1 - \frac{q}{Q} \right)^2 = A_j P_{B_j}^2 - B_j Q^2 (SQ)^2 \quad (6)$$

де $\delta Q = 1 - \frac{q}{Q}$ - відносне зменшення

продуктивності.

Якщо відбирання q здійснюється з виходу КС- j , то рівняння її характеристики не змінюється, а рівняння наступної лінійної ділянки має вигляд:

$$P_{H_j}^2 - P_{B_{j+1}}^2 = C_j (Q - q)^2 = C_j Q^2 (\delta Q)^2 \quad (7)$$

Якщо відбирання газу з витратою q здійснюється на j -тій лінійній ділянці на відстані l_j - від КС- j , то характеристика j -тої лінійної ділянки будується на основі системи алгебраїчних рівнянь, яка може бути зведена до рівняння

$$P_{H_j}^2 - P_{B_{j+1}}^2 = C_j Q^2 [\delta L_j (1 - \delta Q^2) - \delta Q^2], \quad (8)$$

де $\delta L_j = \frac{l_j}{L_j}$ - відносна відстань від КС- j до

шляхового відбору.

Якщо величина шляхового відбирання δQ постійна в часі, то врахування шляхових

відборів зведеться до коректування коефіцієнта C_j у характеристиці лінійної ділянки.

$$C_j^* = C_j [\delta L_j (1 - \delta Q^2) - \delta Q^2] \quad (9)$$

Для гіпотетичної газотранспортної системи, що аналізується, пропускна здатність у випадку, коли закачування газу в ПСГ здійснюється з виходу КС-2, на основі (4.9) отримаємо

$$Q = \sqrt{\frac{A_1 A_2 A_3 P_{B1}^2 - P_K^2}{A_2 A_3 (B_1 + C_1) + A_3 (B_2 + C_2 \delta Q^2) + (B_3 + C_3) \delta Q^2}} \quad (10)$$

Нехай відбирання газу з магістралі в ПСГ складе 20% від обсягу перекачування, тобто $q/Q=0,2$, а всі КС однотипні і всі лінійні ділянки однакові, то визначимо значення пропускної здатності системи в період

закачування газу в ПСГ $Q=22,41$ млн.м³/добу.

Використовуючи рівняння характеристики кожної з КС і характеристики кожної з лінійних ділянок у формі, визначимо значення тисків на вході і виході кожної з КС. За показниками розрахунків побудовано лінії депресії тисків, показано у вигляді графіків на рисунку 2 (синій колір).

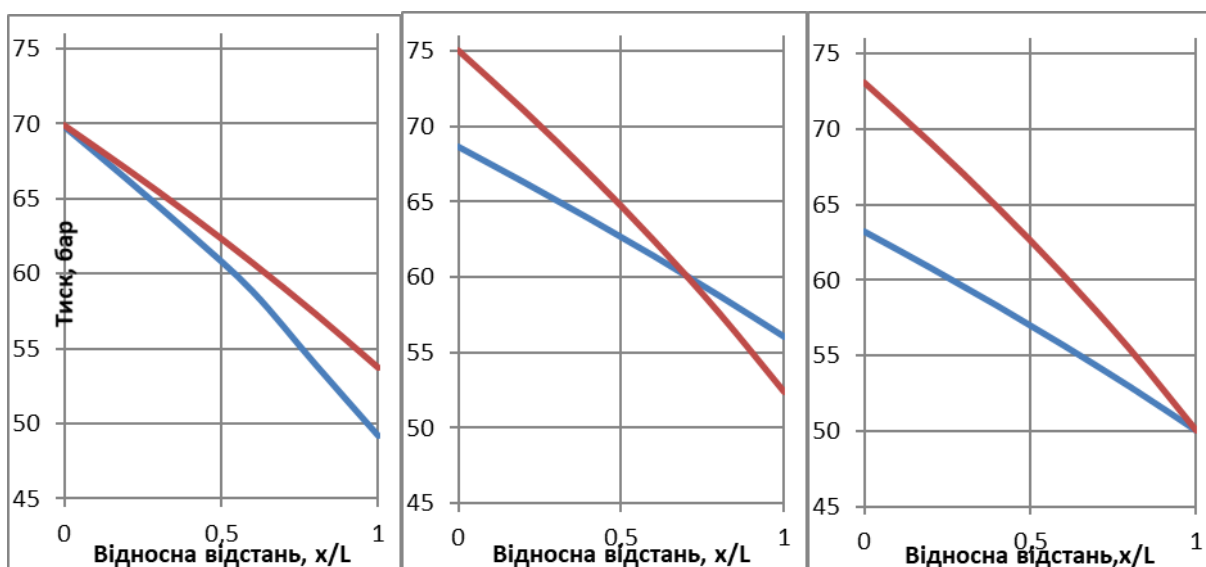


Рисунок 2 – Режим роботи газотранспортної системи при закачуванні і відбиранні газу з ПСГ після КС-2

В період відбирання газу з ПСГ продуктивність системи після КС-2 зросте на величину $q/Q=0,2$ тобто складатиме $Q(1+q/Q)=1,2 Q$. Використавши побудовану модель,

знайдемо пропускну здатність системи в період відбору (вона складе на початку системи 18,969 млн.м³/добу) і тиски на вході і виході кожної КС. Лінії депресії тиску представлені на рисунку 1 червоним кольором.

Коли відома продуктивність кожної КС і тиски газу на вході і виході, визначимо сумарну потужність всіх ГПА на КС з умови ізотермічного стиску газу. Оскільки потужності при закачуванні і відбиранні необхідні виключно для порівняння варіантів, то умова ізотермічного стиску буде прийнятною, тому що виключить з розгляду вплив температурного фактора при компримуванні. Таким чином, сумарна потужність компримування газу в період закачування складе

$$N_3 = Q_{B1} P_{B1} \ln \frac{P_{H1}}{P_{B1}} + Q_{B2} P_{B2} \ln \frac{P_{H2}}{P_{B2}} + Q_{B3} P_{B3} \ln \frac{P_{H31}}{P_{B3}} \quad (11)$$

Сумарні енерговитрати на транспортування газу за варіантом 1 визначатимуться сумою

$$E_\Sigma = N_3(t_0 - t_1) + N_B(t_1 - t_0)$$

де: $(t_0 - t_1); (t_1 - t_0)$ - періоди закачування і відбирання відповідно.

За рівних тривалостей періодів закачування і відбирання сумарні енерговитрати на транспортування газу дорівнюватимуть сумарній потужності ГПА на КС за вказані періоди

$$E_\Sigma = N_\Sigma = N_3 + N_B.$$

За результатами зроблених розрахунків витрати газу і тисків на вході і виході кожної КС енерговитрати на транспорт складають 29,2819 МВт год.

Розглянемо варіант 2 роботи системи, в якому закачування і відбір газу в ПСГ здійснюються після КС-3.

Математична модель для даного випадку, побудована на базі аналогічних рівнянь, дозволяє вивести формулу пропускну здатності

$$Q = \sqrt{\frac{A_1 A_2 A_3 P_{B1}^2 - P_K^2}{A_2 A_3 (B_1 + C_1) + A_3 (B_2 + C_2) + B_3 + C_3}} \delta Q^2 \quad (12)$$

Розрахунки, проведені при аналогічних параметрах КС і лінійної частини показують результат:

- для періоду закачування газу
 $Q=21,21$

млн.м³/добу

- для періоду відбирання газу
 $Q=18,71$

млн.м³/добу

Враховуючи рівняння характеристики кожної з КС і характеристик кожної з лінійних ділянок, отримаємо значення тисків на вході і виході кожної з КС. Лінії депресії тисків, побудовані за даними розрахунків, представлені у вигляді графіків на рисунку 3 (синій колір).

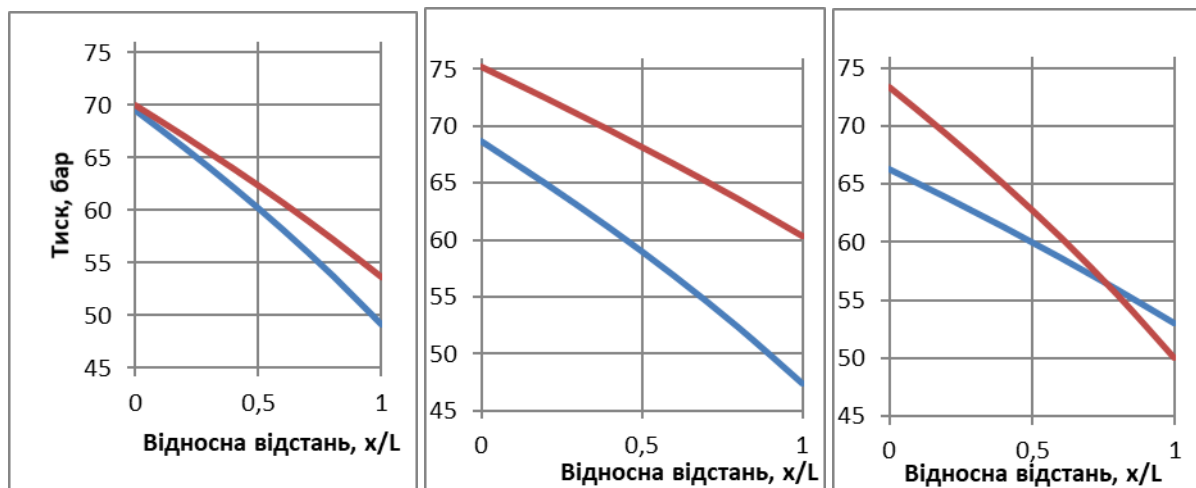


Рисунок 3 – Режим роботи газотранспортної системи при закачуванні і відбиранні газу з ПСГ після КС-3

За аналогією з варіантом 1 за відомими тисками на вході і виході і продуктивності кожної з КС розраховано ступені підвищення тиску і потужність компресорних станцій за

умови ізотермічного стискування газу для умов закачування і відбирання газу з ПСГ. Їх величини склали 28,999 МВт год.

Різниця між енерговитратами на транспортування газу по варіанту 1 і варіанту 2 складе 0,2821 МВт год (0,97%), що свідчить про енерговигідність варіанту 2 порівняно з варіантом 1.

Невеликий процент економії енерговитрат за варіантом 2 порівняно з варіантом 1

пояснюється незначним обсягом закачування газу в ПСГ (20 % від продуктивності газопроводу) і невеликим числом КС на трасі ГТС.

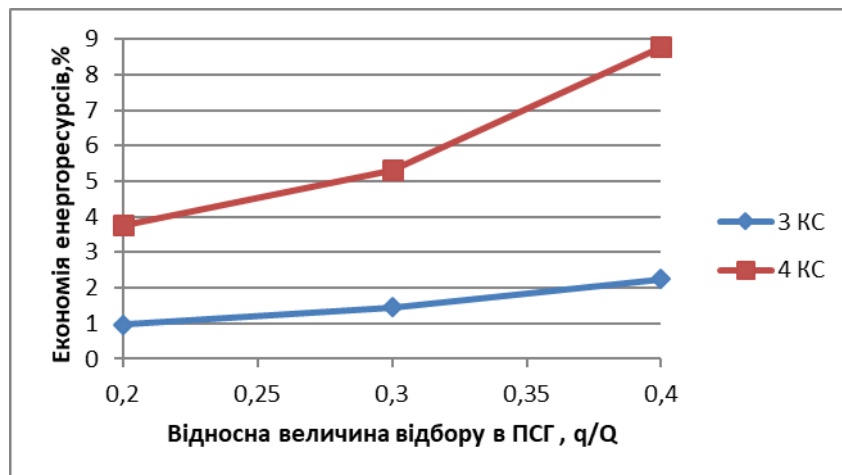


Рисунок 4 – Залежність економії енерговитрат на транспорт газу від обсягів закачування в ПСГ за різних кількостей КС у ГТС.

Аналогічні розрахунки, що проводились для вказаної гіпотетичної газотранспортної системи при співвідношенні обсягу закачування і продуктивності газопроводу $q/Q=0,3$, вказують на зростання економії енергоресурсів на транспорт газу до 1,455 %, а при співвідношенні $q/Q=0,4$, вказана величина економії сягає 2,245 %.

При збільшенні числа КС у газотранспортній системі величина економії енергоресурсів збільшується. Так, при загальній кількості КС в газотранспортній системі 4 одиниці за умови, що закачування газу в ПСГ здійснюється після виходу КС-2 (варіант 1), порівняно з варіантом 2, в якому закачування газу в ПСГ здійснюється після виходу КС-4.

Економія енергоресурсів при $q/Q=0,2$ згідно з розрахунками складає 3,763 %, при співвідношенні обсягу закачування і продуктивності $q/Q=0,3$ ця величина збільшується до 5,312 %, а при $q/Q=0,4$ – складає 8,773 %.

Висновки і перспективи досліджень:

1. Принцип енергоефективності застосування ПСГ в системах транспортування газу на далекі відстані з метою вирівнювання нерівномірності газоспоживання полягає в тому,

що найперше слід використовувати ПСГ, які найближче розташовані до споживачів, тобто знаходяться в кінцевих точках траси ГТС. Це підтверджує зроблений раніше висновок про те, що зі збільшенням номера КС її вплив на пропускну здатність газотранспортної системи зменшується.

2. При визначенні максимальної добової продуктивності ПСГ недостатньо користуватися коефіцієнтами фільтраційного опору пористого середовища; при цьому слід враховувати газодинамічний опір системи збирання газу, зокрема, її гідравлічну ефективність.

Література

1. Грудз В. Я. Математичне моделювання складних газотранспортних систем в комплексі з ПСГ / Грудз В. Я., Костів Я. В., Процюк В. Р., Тимків Д. Ф. Scientific Journal «ScienceRise». 2016. № 4/2 (21). С.44-49.
2. Грудз В. Я. Пускові динамічні параметри газу на дільниці магістрального газопроводу / Грудз В. Я., Тутко Т. Ф.. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Транспорт і зберігання нафти і газу. 2001. Вип.38 (т. 5). С.45-61.

3. Грудз В. Я. Керування режимами газотранспортних систем / Грудз В. Я., Тимків Д. Ф., Михалків В. Б., Лінчевський М. П. - К.: Укргазпром, 1996. 150 с.

4. Olijnyk A. O. Estimation of gas losses based on the characteristic of the state of wells of dashava storage / Olijnyk A., Chernova O. // Eastern-evropean journal of enterprise technologies (технологій). 2017. 6/8 (90). С. 25-32.

5. Жидкова М.А. О точности линеаризации уравнения движения газа. Газовая промышленность. 1965. №11. С. 20-26.

6. Жидкова М.А. Переходные процессы в магистральных газопроводах. - К.: Наукова думка, 1979. 255 с.

7. Зарицкий С.П. О влиянии температуры на входе в компрессор на мощность ГТУ ГТН-10И. / Зарицкий С.П., Деев В.С., Корнеев В.И. Транспорт и хранение газа. 1979. №2. С.1-10.с.

8. Костів Я. В. Розробка методів керування складною газотранспортною системою при різних режимах заправки. Нафтогазова енергетика-2015.МНПК. - Івано-Франківськ, 15-19.05.2017. С. 272-273.

9. Яковлев Е.И. Методика оперативного диспетчерского управления режимами сложных газотранспортных систем / Яковлев Е.И., Крылов Г.В., Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф. К- 1986.

10. Яковлев Е.И. Методика расчета сложных газотранспортных систем с пересеченным профилем трассы / Яковлев Е.И., Казак А.С., Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф. -К., 1984.

11. Тимків Д. Ф. Газодинамічні розрахунки технологічних показників експлуатації багатопластових газосховищ (на прикладі Пролетарського) / Тимків Д. Ф., Заєць В. О., Костів Я. В. Технологический аудит и резервы производства.- 2016. № 3(2). С. 20-24.

12. Тимків Д. Ф. Раціональне керування газотранспортним комплексом з урахуванням підземних сховищ газу / Тимків Д. Ф., Костів Я. В. «Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання». Зб. Тез доп. науково-практ. конф. студентів і молодих вчених. Івано-Франківськ. 24-25 листопада 2015. С.107-108

13. Ковалко М. П. та ін. Трубопровідний транспорт газу. -К.: АренаЕКО, 2002, 600 с.

14. Бобровский С. А. и др. Трубопроводный транспорт газа.- М., 1976.

15. В.Я. Грудз. Особливості прогнозування гідрогазодинамічних процесів в ПСГ за умов пружного режиму нагнітання газу / В.Я. Грудз, Р.Я. Шимко, О.Т. Чернова // Науковий вісник. – 2004. – Т.2, № 2. - С. 55-61.

15. Jaeschke Manfred. Accurate prediction of compressibility factors by the GERG virial equation / Manfred Jaeschke [et al.] // SPE Production engineering. 1991. P. 343-349 st.

16. LeVeque R. J. A study of numerical methods for hyperbolic conservation laws with stiff source terms / LeVeque R. J., H. C. Yee // Journal of computational physics. 1990. № 86. 187-210 st.

17. Середюк М. Д. Підземне зберігання газу / Середюк М. Д., Савків Б. П.: навчальний посібник: ІФНТУНГ. 2015. 232 с.

18. Чернова О. Т., Гершун Б. І. Аналіз зростання дебіту свердловини за рахунок збільшення діаметру фонтанних труб Дашавського ПСГ. Науково-технічний журнал «Методи та прилади контролю якості» Івано-Франківськ, № 1 (44) 2020 р. ст. 76-88.ст.

19. Halyna Zelinska. Modeling of the Gas Transmission Reliability as a Component of Economical Security of Ukrainian Gas Transmission System / Halyna Zelinska, Irina Fedorovyc, Uliana Andrusiv, Oksana Chernova, Halyna Kupalova. Machine Learning for Prediction of Emergent Economy Dynamics Proceedings of the Selected Papers of the Special Edition of International Conference on Monitoring, Modeling & Management of Emergent Economy (M3E2-MLPEED 2020), - Odessa, Ukraine July 13-18, 2020. Arnold Kiv (Ed.). 415-433 st.

References

1. Hrudz V. Ya. Matematychnе modeliuвання skladnykh hazotransportnykh system v kompleksi z PSH / Hrudz V. Ya. ,Kostiv Ya. V., Protsiuk V. R., Tymkiv D. F. Scientific Journal «ScienceRise». 2016. № 4/2 (21). P.44-49.

2. Hrudz V. Ya. Puskovi dynamichni parametry hazu na dilnytsi mahistralnoho hazoprovodu / Hrudz V. Ya. , Tutko T. F.. Rozvidka i rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch. Seria: Transport i zberihannia nafty i hazu. 2001. Vyp.38 (t. 5). P.45-61.

3. Hrudz V. Ya. Keruvannia rezhymamy hazotransportnykh system / Hrudz V. Ya., Tymkiv

D. F., Mykhalkiv V. B., Linchevskiy M. P. - K.: Ukrhazprom, 1996. 150 p.

4. Olijnyk A. O. Estimation of gas losses based on the characteristic of the state of wells of dashava storage / Olijnyk A., Chernova O. // Eastern-evropean journal of enterprise technologies – 2017. – 6/8 (90). – P. 25-32.

5. Zhydkova M.A. O tochnosti lynearyzatsyy uravneniya dvyzheniya haza. Hazovaia promishlennost. 1965. №11. P. 20-26.

6. Zhydkova M.A. Perekhodnye protsessy v mahystralnykh hazoprovodakh. - K.: Naukova dumka, 1979. 255 p.

7. Zarytskyi S.P. O vlyianyy temperaturu na vkhode v kompressor na moshchnost HTU HTN-10Y. / Zarytskyi S.P., Deev V.S., Korneev V.Y. Transport y khranenyie haza. 1979. №2. P.1-10.

8. Kostiv Ya. V. Rozrobka metodiv keruvannia skladnoiu hazotransportnoiu systemoiu pry riznykh rezhymakh zahruzky. Naftohazova enerhetyka-2015.MNPK. - Ivano-Frankivsk, 15-19.05.2017. P. 272-273.

9. Iakovlev E.Y. Metodyka operatyvnoho dyspetcherskoho upravleniya rezhymamy slozhnykh hazotransportnykh system / Yakovlev E.Y., Krilov H.V., Hrudz V.Ia., Tumkyv D.F. K-1986.

10. Iakovlev E.Y. Metodyka rascheta slozhnykh hazotransportnykh system s peresechennum profylem trassu / Yakovlev E.Y., Kazak A.S., Hrudz V.Ia., Tumkyv D.F. -K., 1984.

11. Tymkiv D. F. Hazodynamichni rozrakhunky tekhnolohichnykh pokaznykiv ekspluatatsii bahatoplastovykh hazoskhovyshch (na prykladi Proletarskoho) / Tymkiv D. F., Zaiets V. O., Kostiv Ya. V. Tekhnolohycheskyi audyt y rezervi proyzvodstva. 2016. № 3(2). P. 20-24.

12. Tymkiv D. F. Ratsionalne keruvannia hazotransportnym kompleksom z urakhuvanniam pidzemnykh skhovyshch hazu / Tymkiv D. F., Kostiv Ya. V. «Metody ta zasoby neruinivnoho kontroliu promyslovoho obladnannia». Zb. Tez dop. naukovo-prakt. konf. studentiv i molodykh vchenykh. Ivano-Frankivsk. 24-25 lystopada 2015. P.107-108

13. Kovalko M. P. ta in. Truboprovodnyi transport hazu. K.: ArenaEKO, 2002, 600 p.

14. Bobrovskiy S. A. y dr. Truboprovodnii transport haza. M., 1976.

15. V.Ia. Hrudz. Osoblyvosti prohnouzuvannia hidrohazodynamichnykh protsesiv v PSH za umov pruzhnoho rezhymu nahnitannia hazu / V.Ia. Hrudz, R.Ia. Shymko, O.T. Chernova // Naukovyi visnyk. 2004. T.2, № 2. P. 55-61.

16. LeVeque R. J. A study of numerical methods for hyperbolic conservation laws with stiff source terms / LeVeque R. J., H. C. Yee // Journal of computational physics. 1990. № 86. 187-210 p.

17. Serediuk M. D. Pidzemne zberihannia hazu / Serediuk M. D. Savkiv B. P.: navchalnyi posibnyk: IFNTUNH. 2015. - 232 s.

18. Chernova O. T., Hershun B. I. Analiz zrostannia debitu sverdllovyny za rakhunok zbilshennia diametru fontannykh trub Dashavskoho PSH. Naukovo-tekhnichnyi zhurnal «Metody ta pryklady kontroliu yakosti» Ivano-Frankivsk, № 1 (44) 2020 r. p. 76-88.

19. Halyna Zelinska. Modeling of the Gas Transmission Reliability as a Component of Economical Security of Ukrainian Gas Transmission System / Halyna Zelinska, Irina Fedorovyc, Uliana Andrusiv, Oksana Chernova, Halyna Kupalova. Machine Learning for Prediction of Emergent Economy Dynamics Proceedings of the Selected Papers of the Special Edition of International Conference on Monitoring, Modeling & Management of Emergent Economy (M3E2-MLPEED 2020), Odessa, Ukraine July 13-18, 2020. Arnold Kiv (Ed.). 415-433 p.