

## ВИБІР ЕНЕРГОЕФЕКТИВНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ ЗА ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

М.Д. Середюк, М.Є. Ганжа

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139

e-mail: tzn g @ n i n g . e d u . u a

*Досліджено енергоефективність двох різних технологій експлуатації магістральних газопроводів за їх неповного завантаження, а саме зменшення кількості паралельно працюючих газоперекачувальних агрегатів на кожній компресорній станції та робота газотранспортної системи з відключенням кожної другої компресорної станції.*

Ключові слова: компресорна станція, газоперекачувальний агрегат, пропускна здатність, питомі витрати енергії, енергоефективність

*Исследована энергоэффективность двух различных технологий эксплуатации магистральных газопроводов: уменьшение числа параллельно работающих газоперекачивающих агрегатов на каждой компрессорной станции и работа газотранспортной системы при отключении каждой второй компрессорной станции.*

Ключевые слова: компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, пропускная способность, удельный расход энергии, энергоэффективность

*The energy efficiency of two different technologies of main gas pipeline operation was studied, namely: reduction of the number of gas pumping units, operating in parallel at each compressor station, and operation of gas transportation system with disconnecting every second compressor station were studied.*

Keywords: compressor station, gas pumping unit, flow capacity, specific energy consumption, energy efficiency

Україна володіє потужною газотранспортною системою, яка здійснює транзит російського газу в Європу та забезпечує постачання газу вітчизняним споживачам. Технологічні параметри магістральних газопроводів проектувались відповідно до потреб у газі, що мали місце у європейських країнах та в Україні у 70-90 роки минулого століття. За останні двадцять років ситуація у світі суттєво змінилася. Розпочалося інтенсивне розроблення та впровадження у всі сфери життя енергоефективних технологій. У країнах Європи зроблено реальні кроки щодо диверсифікації джерел надходження природного газу. В Україні через значну вартість природного газу помітно скорочується його використання як побутовими, так і комунальними та промисловими споживачами.

Все це призвело до того, що газотранспортна система України в остатні роки працює зі значним недовантаженням за режимів експлуатації, які суттєво відрізняються від проектних. Це відноситься як до транзитних газопроводів, так і до газопроводів, що забезпечують внутрішніх споживачів.

Зазначена ситуація не є тимчасовою, тенденція до зменшення завантаження газопроводів буде зберігатися в майбутньому.

В умовах, що склалися, важливе значення має реалізація енергоефективної технології експлуатації магістральних газопроводів за обсягів транспортування, значно менших за проектну пропускну здатність [1,2,3].

Енерговитратність трубопровідного транспорту газу визначається енерговитратністю

експлуатації газоперекачувальних агрегатів (ГПА), які встановлені на компресорних станціях (КС).

Компресорні станції вітчизняних газопроводів оснащені різними типами відцентрових нагнітачів, переважно з газотурбінним приводом. За незмінних параметрів лінійної частини газопроводів домогтися суттєвого зменшення обсягів транспортування газу можна різними способами, основними із яких є зменшення кількості паралельно працюючих ГПА на кожній КС та відключення окремих КС. Кожному варіанту роботи газопровідної системи відповідає певна пропускна здатність і певні енергетичні витрати на транспортування газу.

Метою досліджень було виявлення енергоефективних режимів експлуатації магістральних газопроводів за умов значного недовантаження.

Для вирішення зазначеної мети необхідно розв'язати такі завдання:

– визначення пропускної здатності, питомих енерговитрат та витрат паливного газу при роботі газопроводу через одну КС для різної кількості паралельно працюючих ГПА;

– визначення пропускної здатності, питомих енерговитрат та витрат паливного газу при роботі всіх КС для зменшеної кількості паралельно працюючих ГПА;

– зіставлення режимних та енергетичних параметрів і встановлення більш енергоефективної технології експлуатації магістрального газопроводу за неповного завантаження.

Таблиця 1 – Параметри, що залежать від сезону експлуатації газопроводу

| Назва параметра                                     | Значення параметра для варіанту |   |    |    |    |    |
|---|---------------------------------|---|----|----|----|----|
|   | 1                               | 2 | 3  | 4  | 5  | 6  |
| Температура повітря, °С                             | 0                               | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 |
| Температура ґрунту на глибині укладання газопроводу | 3                               | 7 | 9  | 11 | 14 | 18 |

Методи дослідження – математичне моделювання газодинамічних процесів у відцентрових нагнітачах та лінійній частині газопроводу з використанням комп'ютерних технологій.

Для досліджень використаємо розроблену нами методику визначення пропускної здатності та енерговитратності складних газотранспортних систем, детально охарактеризовану у роботі [3].

Під пропускною здатністю будемо розуміти максимальну кількість газу, яку можна транспортувати газопроводом за заданих значеннях тиску і температури газу на вході у першу КС, тиску газу у кінці газопроводу, кількості працюючих ГПА на кожній КС, технологічних обмеженнях тиску і витрати газу та за умов навколишнього середовища, що відповідають розрахунковому періоду.

Методика розрахунку пропускної здатності та енерговитратності магістрального газопроводу базується на стаціонарних газодинамічних моделях і включає такі основні розрахункові блоки:

- обчислення фізичних властивостей природного газу за умов перекачування;
- визначення наявної потужності газотурбінного привода ГПА;
- розрахунок режиму роботи ГПА КС за зведеними газодинамічними характеристиками відцентрових нагнітачів;
- визначення витрат газу на власні потреби КС;
- теплогідравлічний розрахунок ділянки газопроводу;
- визначення питомих витрат енергії, які характеризують енерговитратність транспортування газу магістральним газопроводом.

Розрахунок режиму роботи ГПА КС виконують з урахуванням таких технологічних обмежень: тиск газу на нагнітанні не повинен перевищувати максимально допустиме значення із умов забезпечення міцності системи; зведена подача нагнітача за умов на його вході повинна бути більшою за мінімальне значення, що забезпечує роботу нагнітача без помпажу, і менша за максимально допустиме значення із відповідної характеристики нагнітача; потужність, спожита нагнітачем, повинна бути менша за наявну потужність газотурбінної установки. При порушенні будь-якої із зазначених умов методикою передбачається вимушене регулювання режиму роботи ГПА шляхом зменшення обертової частоти нагнітача. При регулюванні перевіряють виконання такої умови: зведена обертова частота не повинна бути меншою за мініимально допустиме значення із відповідної характеристики нагнітача.

Оскільки пропускну здатність ділянки газопроводу визначають методом ітерації за витратою газу, то методика була реалізована в обчислювальному алгоритмі та програмному забезпеченні, що дало змогу автоматизувати процеси виконання багатоваріантних трудомістких обчислень [3].

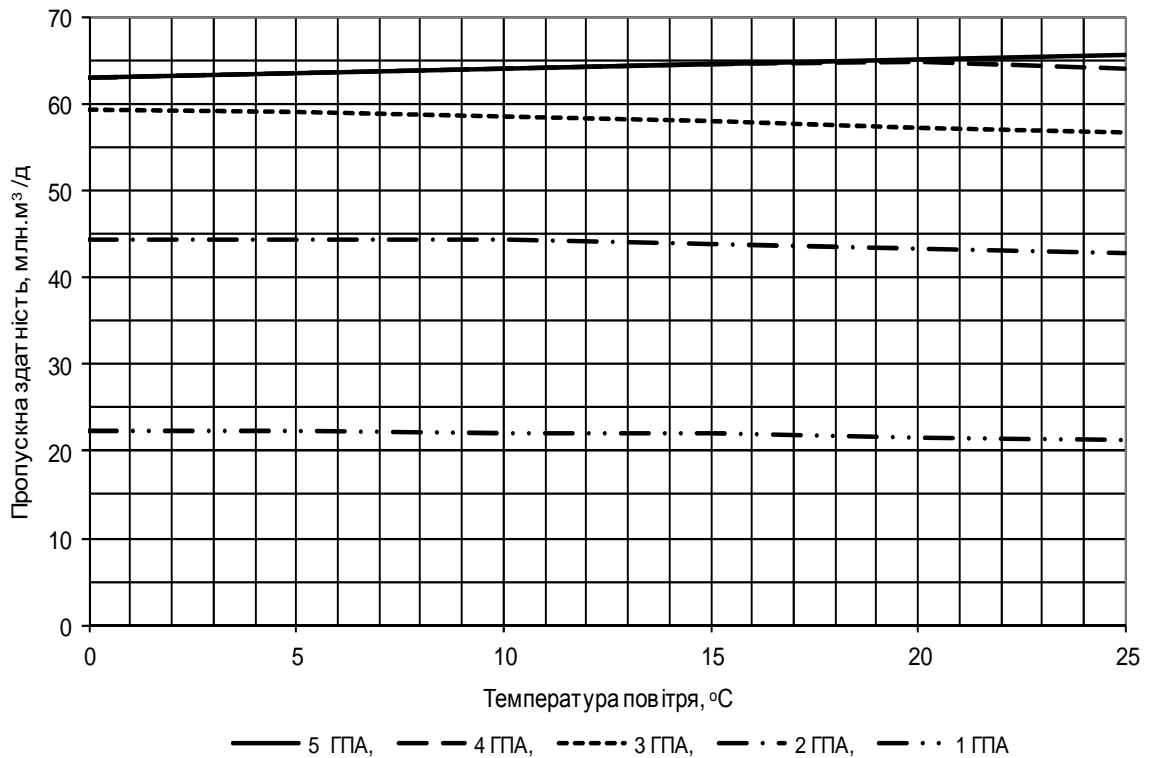
Як модельний газопровід вибрано ділянку одного із вітчизняних транзитних газопроводів, яка включає два практично однакові за довжиною перегони між компресорними станціями. Ділянка газопроводу має зовнішній діаметр 1420 мм, протяжність 239 км, розрахована на тиск 7,5 МПа, проходить по рівнинній місцевості, що дає можливість визначати режимні параметри без врахування впливу профілю траси.

Компресорні станції модельного газопроводу оснащені повнонапірними відцентровими нагнітачами з газотурбінним приводом потужністю 10 МВт. На КС максимально можуть працювати за паралельною схемою п'ять ГПА.

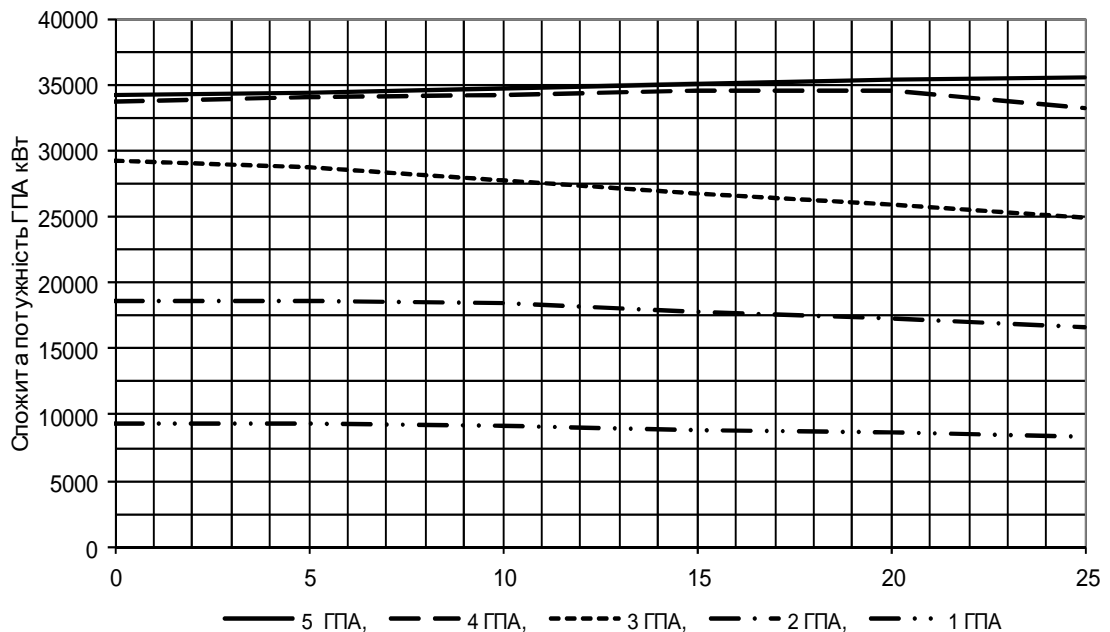
Пропускну здатність модельного газопроводу визначають із умови, що тиск газу на вході КС, що розміщена на початку ділянки, дорівнює номінальному, з точки зору експлуатації ГПА, значенню. Кінцевий тиск газу у модельному газопроводі повинен забезпечувати номінальне значення тиску для ГПА наступної КС. Пропускна здатність та енерговитратність газопроводу залежить від сезонних чинників, у першу чергу, від температури повітря і температури ґрунту на глибині укладання газопроводу. Тому дослідження проведено для таких варіантів значень сезонних чинників (див. табл. 1).

Результати багатоваріантних розрахунків модельного газопроводу за його роботи через одну КС, тобто за умови роботи КС на ділянку довжиною 239 км, для різної кількості паралельно працюючих ГПА і різних варіантів сезонних чинників оформлено у вигляді графічних залежностей. Рисунок 1 представляє залежність пропускної здатності модельного газопроводу від кількості паралельно працюючих ГПА і сезонних чинників. На рисунку 2 показано залежність витрат потужності ГПА КС від кількості паралельно працюючих ГПА і сезонних чинників. Рисунки 3 і 4 ілюструють залежність питомих енерговитрат і витрат паливного газу на транспортування газу від кількості паралельно працюючих ГПА і сезонних чинників.

Як засвідчили розрахунки, у разі роботи КС з п'ятьма ГПА на прилеглу ділянку газопроводу довжиною 239 км лімітуючим елементом буде лінійна частина системи. Через сезонні зміни температури ґрунту на глибині укладання газопроводу пропускна здатність системи буде змінюватись у діапазоні 63,1-65,7 млн м<sup>3</sup>/д.



**Рисунок 1 – Залежність пропускної здатності ділянки газопроводу за роботи через одну КС від кількості працюючих паралельно ГПА і сезонних чинників**



**Рисунок 2 – Залежність потужності, спожитої ГПА КС, за роботи газопроводу через одну КС від кількості паралельно працюючих ГПА і сезонних чинників**

Відповідно до сезонних змін температури повітря зовнішнього середовища наявна потужність газотурбінної установки буде варіювати у діапазоні 9918-8332 кВт. Потужність, спожита кожним відцентровим нагнітачем, буде змінюватись від 6833 до 7111 кВт. Робоча обертова частота нагнітачів з урахуванням вимушеного регулювання становитиме 6070-6095 об/хв. Протягом року можна забезпечити номінальне значення тиску на виході нагнітачів 7,5 МПа і

номінальну величину тиску газу 5,1 МПа на вході КС, що розміщена у кінці модельного газопроводу. Питомі енерговитрати при цьому будуть становити 2,27 кВт/(млн.м<sup>3</sup>/д·км).

У разі роботи КС з чотирма ГПА лімітуючим елементом системи також буде лінійна частина газопроводу. Протягом року пропускна здатність системи буде змінюватись у діапазоні 63,1-64,2 млн м<sup>3</sup>/д. Потужність, спожита кожним відцентровим нагнітачем, буде зміню-

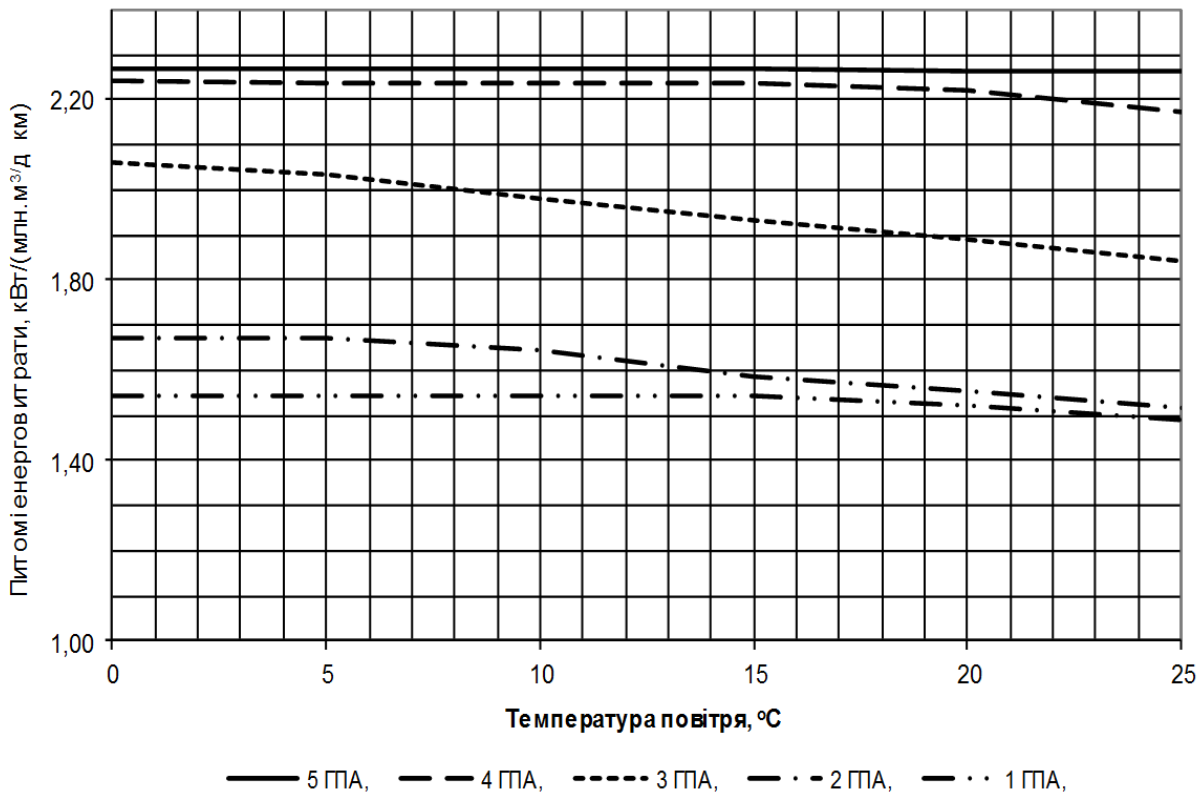


Рисунок 3 – Залежність питомих енерговитрат на транспортування газу за роботи газопроводу через одну КС від кількості паралельно працюючих ГПА і сезонних чинників

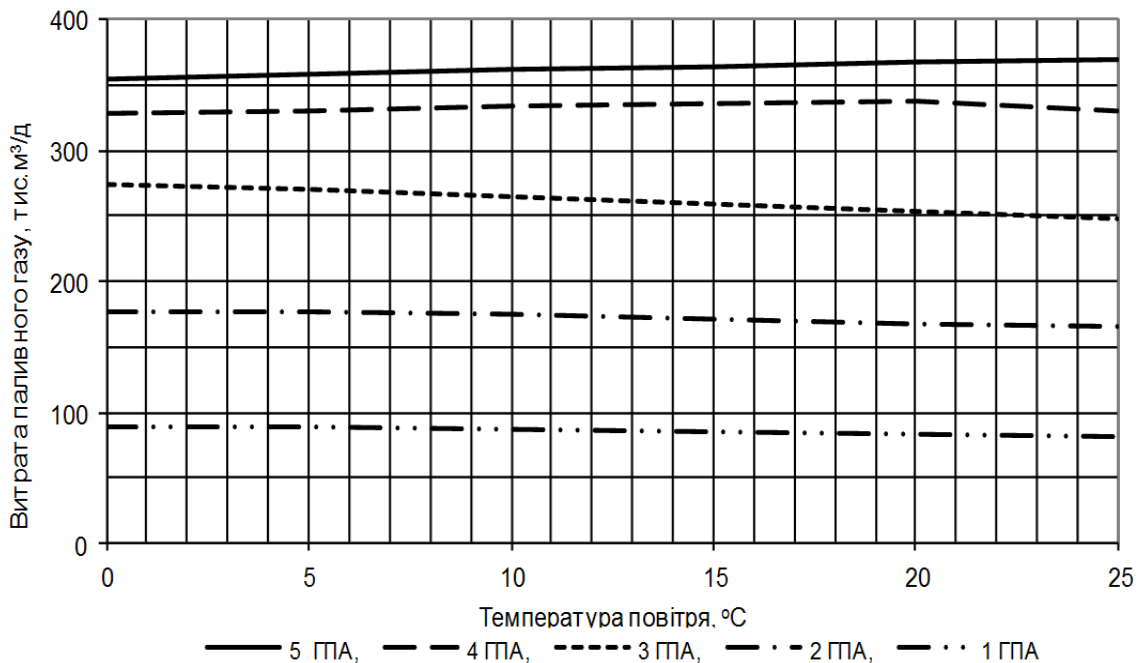


Рисунок 4 – Залежність витрат паливного газу на транспортування газу за роботи газопроводу через одну КС від кількості паралельно працюючих ГПА і сезонних чинників

ватись від 8440 до 8320 кВт. Робоча обертова частота нагнітачів становитиме 6265-6215 об/хв. Протягом року можна забезпечити номінальне значення тиску на виході нагнітачів 7,5 МПа і номінальну величину тиску газу на вході КС, що розміщена у кінці модельного газопроводу. Питомі енерговитрати при цьому будуть становити 2,17-2,24 кВт/(млн.м<sup>3</sup>/д·км).

Звідси випливає, що робота п'яти ГПА на ділянку газопроводу довжиною 239 км є неефективною, як з точки зору пропускної здатності, так і енергоефективності.

При роботі на КС трьох ГПА лімітуючим елементом системи залишається лінійна частина газопроводу. Пропускна здатність газопроводу із зростанням температур ґрунту і повітря

зменшується від 59,4 до 56,7 млн м<sup>3</sup>/д. Потужність, спожита кожним відцентровим нагнітачем, буде змінюватись від 9738 до 8323 кВт і наблизяться до наявної потужності газотурбінної установки. Робоча обертова частота нагнітачів залежно від сезонних умов становитиме 6500-6170 об/хв. Через технологічні обмеження абсолютний тиск газу на виході нагнітачів не буде досягати номінального значення, змінюючись у діапазоні 7,29-7,03 МПа. Тиск у кінці модельного газопроводу дорівнюватиме номінальному значенню. Питомі енерговитрати при цьому будуть становити 2,06-1,84 кВт/(млн.м<sup>3</sup>/д·км).

При роботі на КС двох ГПА лімітуючим елементом системи стають газоперекачувальні агрегати компресорної станції. Зведені газодинамічні характеристики відцентрового нагнітача засвідчують, що максимальне зведеної витрати газу за умов на його вході не повинно перевищувати 300 м<sup>3</sup>/хв. Виходячи із цього, пропускна здатність модельного газопроводу залежно від сезонних чинників буде змінюватись у вузькому діапазоні 47-46 млн.м<sup>3</sup>/д. Потужність, спожита кожним відцентровим нагнітачем, буде змінюватись від 8993 до 8323 кВт і наблизяться до наявної потужності газотурбінної установки. Робоча обертова частота нагнітачів залежно від сезонних умов становитиме 6500-6350 об/хв. Через технологічні обмеження абсолютний тиск газу на виході нагнітачів не буде досягати номінального значення, змінюючись у діапазоні 6,64-6,53 МПа. Тиск у кінці модельного газопроводу буде дорівнювати номінальному значенню. Питомі енерговитрати при цьому будуть становити 1,61-1,52 кВт/(млн.м<sup>3</sup>/д·км).

При роботі на КС одного ГПА лімітуючим елементом системи також є газоперекачувальні агрегати. Пропускна здатність газопроводу практично не залежить від сезонних чинників і дорівнює 23,8-23,4 млн.м<sup>3</sup>/д. Потужність, спожита кожним відцентровим нагнітачем, буде змінюватись від 8801 до 8323 кВт, наближаючись до наявної потужності газотурбінної установки. Робоча обертова частота нагнітачів залежно від сезонних умов становитиме 6500-6380 об/хв. Абсолютний тиск газу на виході нагнітачів буде досягати 6,53-6,48 МПа. Тиск у кінці модельного газопроводу буде перевищувати номінальне значення і дорівнюватиме 6,1 МПа. Питомі енерговитрати при цьому будуть становити 1,54-1,49 кВт/(млн.м<sup>3</sup>/д·км).

Оскільки вплив сезонних чинників на режимні та енергетичні параметри експлуатації магістрального газопроводу значно слабший від впливу зміни кількості працюючих ГПА, то подальший аналіз будемо проводити для першого варіанту сезонних чинників із таблиці 1.

Згідно із нашими розрахунками, пропускна здатність модельного газопроводу за повного його завантаження, коли на кожній із двох КС паралельно працюють п'ять ГПА, досягає 88 млн.м<sup>3</sup>/д, а питомі енерговитрати на транспортування газу становлять 11,13 кВт/(млн.м<sup>3</sup>/д·км).

Для порівняння визначено пропускну здатність та енергетичні параметри модельного газопроводу для традиційної технології, за якої з метою зменшення витрати газу зменшується кількість паралельно працюючих ГПА на кожній КС. Розглянуто випадки, за яких на кожній із двох КС паралельно працюють 3, 2 і 1 ГПА.

Результати досліджень для умов першого варіанта сезонних чинників зведено у табл. 2.

Із таблиці 2 випливає, що якщо необхідно забезпечити обсяг транспортування природного газу на рівні 60-63 млн. м<sup>3</sup>/д, то оптимальним варіантом є робота газопроводу через одну компресорну станцію при включенні на працюючій КС за паралельної схеми чотирьох ГПА. За цього варіанту питомі енерговитрати ГПА КС на транспортування газу становитимуть 2,24 кВт/(млн.м<sup>3</sup>/д·км). Для забезпечення такої ж продуктивності газопроводу за експлуатації всіх компресорних станцій необхідно передбачити роботу трьох ГПА на кожній КС. Питомі енерговитрати ГПА КС за даної технології становитимуть 3,38 кВт/(млн.м<sup>3</sup>/д·км).

Таблиця 3 містить порівняння енергоефективності двох різних технологій експлуатації магістрального газопроводу за його неповного завантаження.

Із таблиці 3 видно, що для ділянки газопроводу, що була об'єктом досліджень, у діапазоні робочих витрат, менших за 63 млн.м<sup>3</sup>/д, значно вищу енергоефективність забезпечує технологія експлуатації через одну КС, тобто з відключенням кожної другої КС. При цьому економія паливного газу становитиме 37-50 % залежно від необхідної продуктивності газопроводу.

Узагальнення результатів досліджень для умов модельного газопроводу дають підстави зробити такі висновки:

- експлуатація газопроводу через одну компресорну станцію дає можливість зменшити його пропускну здатність з 88 до 63-24 млн. м<sup>3</sup>/д, тобто на 28-73 %;

- у діапазоні робочих витрат, менших за 63 млн.м<sup>3</sup>/д, більшу енергоефективність забезпечує технологія експлуатації через одну КС, тобто з відключенням кожної другої КС;

- витрати паливного газу для зазначеної технології зменшуються на 37-50 % залежно від необхідної продуктивності газопроводу.

Дані висновки можна поширити на магістральні газопроводи, параметри яких близькі до параметрів ділянки газопроводу, що була об'єктом досліджень.

Для газопроводів складної конфігурації з іншим технологічним обладнанням компресорних станцій необхідно провести аналогічні дослідження і виявити оптимальну технологію їх експлуатації за умов значного недовантаження.

### Література

1 Середюк М.Д. Шляхи підвищення ефективності та зменшення енерговитратності процесів транспортування та зберігання нафти і газу / М. Д. Середюк, В. Я. Грудз // Нафтогазова енергетика. – 2007. – № 2 (3). – С. 24-31.

**Таблиця 2 – Пропускна здатність та енерговитратність експлуатації газопроводу за неповного завантаження для першого варіанту сезонних чинників**

| Кількість паралельно працюючих ГПА на КС                         | Пропускна здатність ділянки газопроводу, млн. м <sup>3</sup> /д | Загальна потужність, спожита нагнітачами КС | Витрата паливного газу ГПА, тис.м <sup>3</sup> /д | Питомі енерговитрати, кВт/(млн.м <sup>3</sup> ·д) | Абсолютний тиск у кінці ділянки газопроводу, МПа |
|--|---|---|---|---|--|
| Експлуатація газопроводу через одну КС                           |   |   |   |   |  |
| 5  | 63,1  | 34165                                       | 355   | 2,27  | 5,2  |
| 4  | 63,1  | 33760                                       | 329   | 2,24  | 5,2  |
| 3  | 59,4  | 29214                                       | 274   | 2,06  | 5,2  |
| 2  | 46,7  | 17986                                       | 172   | 1,61  | 5,2  |
| 1  | 23,8  | 8801  | 85  | 1,54  | 5,9  |
| Експлуатація газопроводу за зменшеної кількості ГПА на кожній КС |   |   |   |   |  |
| 3+3  | 68,3  | 55110                                       | 524   | 3,38  | 5,2  |
| 2+2  | 47,7  | 35200                                       | 340   | 3,09  | 5,6  |
| 1+1  | 23,8  | 17602                                       | 169   | 3,09  | 6,1  |

**Таблиця 3 – Порівняння енергоефективності двох різних технологій експлуатації магістрального газопроводу за неповного завантаження**

| Витрата газу в газопроводі, млн. м <sup>3</sup> /д | Зменшення питомих енерговитрат за роботи газопроводу через одну КС, кВт/(млн.м <sup>3</sup> /д·км) | Відносне питомих енерговитрат за роботи через одну КС, % | Добова економія паливного газу ГПА за роботи газопроводу через одну КС, тис.м <sup>3</sup> /д | Річна економія паливного газу ГПА за роботи газопроводу через одну КС, млн.м <sup>3</sup> /рік | Відносне зменшення паливного газу ГПА за роботи газопроводу через одну КС, % |
|--|--|--|---|--|--|
| 63   | 1,32   | 39   | 195   | 71   | 37   |
| 47   | 1,48   | 48   | 168   | 61   | 49   |
| 24   | 1,55   | 50   | 84  | 31   | 50   |

2 Фик М. І. Визначення пропускної здатності магістрального газопроводу з урахуванням роботи підземного сховища газу / М. І. Фик, М. Д. Середюк // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2007. – № 2(16). – С. 91-98.

3 Середюк М.Д. Визначення пропускної здатності складних газотранспортних систем / М. Д. Середюк, Д. В. Лісафін // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. –2004. – № 3(9). –С. 69-78.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
22.03.17*

*Рекомендована до друку  
професором Грудзом В.Я.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Фиком І.М.  
(НТУ «Харківський політехнічний університет»,  
м. Харків)*