

МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ МАГІСТРАЛЬНИМИ ГАЗОПРОВОДАМИ В УМОВАХ НЕДОВАНТАЖЕННЯ

О. Б. Василів*, О. С. Тімлов, Т. А. Сагала

Одеська національна академія харчових технологій; 65039, м. Одеса, вул. Канатна, 112,
e-mail: oleg_vas@ukr.net

Проведено оцінку поточного стану транзиту природного газу українською газотранспортною системою (ГТС). Розглянуто передумови подальшого зменшення завантаженості ГТС в найближчі роки, зокрема в напрямку Європи через газовимірвальну станцію «Орлівка» (південний напрямок), враховуючи побудову альтернативних обхідних газопроводів. На основі огляду літературних джерел з проблеми ефективної роботи газопроводів в умовах недовантаження розроблено методіку визначення пропускної здатності та енерговитратності газопроводу для заданої комбінації працюючих газоперекачуючих агрегатів (ГПА). Як об'єкт досліджень вибрано газопровід Ананьїв -Тирасполь-Ізмаїл на ділянці Тарутине-Орлівка. Методика містить розрахунок фізичних властивостей газу за його складом, розрахунок компримування газу, розрахунок лінійної частини, витрат газу на власні потреби компресорної станції та розрахунок сумарної потужності газоперекачуючих агрегатів при заданих технологічних обмеженнях. За допомогою розробленого оригінального програмного забезпечення у мові програмування MATLAB виконано циклічні багатоваріантні розрахунки пропускної здатності і енерговитратності газопроводу та проведено оптимізацію режимів роботи компресорного цеху в діапазоні навантажень від 23...60 млн.м³/д. За критерій оптимізації вибрано мінімальну сумарну потужність ГПА. Змінними параметрами при цьому є частоти обертання нагнітачів, різні комбінації працюючих ГПА, коефіцієнт завантаженості. За результатами проведеної оптимізації побудовано графічні залежності: оптимальної частоти ротора нагнітача від продуктивності газопроводу; зміни потужності та тиску в залежності від продуктивності газопроводу при роботі різної комбінації нагнітачів. Розроблено рекомендації для мінімізації витрат паливного газу на компресорній станції.

Ключові слова: газотранспортна система, недовантаження, енерговитратність, режим роботи, оптимізація, MATLAB.

Проведена оценка текущего состояния транзита природного газа через украинскую газотранспортную систему (ГТС). Рассмотрены предпосылки дальнейшего уменьшения загруженности ГТС в ближайшие годы, в частности в направлении Европы через газоизмерительную станцию «Орловка» (южное направление), с учетом сооружения альтернативных обходных газопроводов. На основе обзора литературных источников по проблеме эффективной работы газопроводов в условиях недогрузки разработана методика определения пропускной способности и энергозатратности газопровода для заданной комбинации работающих газоперекачивающих агрегатов (ГПА). В качестве объекта исследований выбран газопровод Ананьев-Тирасполь-Измаил на участке Тарутино-Орловка. Методика содержит расчет физических свойств газа по его составу, расчет компримирования газа, расчет линейной части, расхода газа на собственные нужды компрессорной станции и расчет суммарной мощности газоперекачивающих агрегатов при заданных технологических ограничениях. С помощью разработанного оригинального программного обеспечения в языке программирования MATLAB выполнены циклические многовариантные расчеты пропускной способности и энергозатратности газопровода и проведена оптимизация режимов работы компрессорного цеха в диапазоне нагрузок от 23...60 млн.м³/сут. Критерием оптимизации выбрана минимальная суммарная мощность ГПА. Переменными параметрами при этом являются частоты вращения нагнетателей, разная комбинация работающих ГПА, коэффициент загруженности. По результатам проведенной оптимизации построены графические зависимости: оптимальной частоты ротора нагнетателя от производительности газопровода; изменения мощности и давления от производительности газопровода при работе различной комбинации нагнетателей. Разработаны рекомендации для минимизации затрат топливного газа на компрессорной станции.

Ключевые слова: газотранспортная система, недогрузка, энергозатратность, режим работы, оптимизация, MATLAB.

The current state of transit of natural gas through the Ukrainian gas transmission system (GTS) is estimated in the paper. The prerequisites for further reduction of the GTS load in the coming years are considered, in particular in the direction of Europe through the gas measuring station "Orlivka" (south direction), taking into account the construction of alternative bypass gas pipelines. On the basis of the review of literature sources on the problem of efficient operation of gas pipelines under conditions of underloading, a method for determining the capacity and energy consumption of the gas pipeline for a given combination of working gas pumping units (GPU) was developed. The Ananyev-Tiraspol-Izmail gas pipeline at Tarutino-Orlivka section was selected as the object of research. The methodology includes the calculation of the physical properties of gas by its composition, the calculation of gas compression, the calculation of the linear part, the gas flow to the compressor station's own needs, and the calculation of the total power of the gas-pumping units under the specified technological limitations. With the help of the original software developed in the MATLAB programming language, cyclical multivariate calculations of the capacity and energy consumption of the gas pipeline were carried out and the operating modes of the compressor shop were optimized in the load range from 23 ... 60 million m³/day. Optimization criterion is the minimum total capacity of the GPU. Variable parameters at the same time are the speeds of the superchargers, different combination of working GPU, load factor. According to the results of the optimization graphical dependences were constructed: the optimum frequency of the rotor of the supercharger on the performance of the pipeline; changes in power and pressure depending on the performance of the pipeline when operating a different combination of superchargers. Recommendations have been developed to minimize fuel gas costs at the compressor station.

Keywords: gas transmission system, underload, energy consumption, operating mode, optimization, MATLAB.

Вступ

Газотранспортна система України (далі ГТС) вважається однією з найбільших в Європі і світі. Загальна протяжність магістральних газопроводів української ГТС становить понад 38 тисяч кілометрів.

ГТС України виконує такі важливі функції, як забезпечення природним газом споживачів в межах країни, а також транзит газу до європейських держав територією України. Пропускна здатність ГТС сягає на вході понад 280 млрд. м³ газу на рік, а на виході – понад 170 млрд. м³ газу на рік.

Після побудови РФ альтернативних обхідних газопроводів («Ямал-Європа», «Північний потік», «Блакитний потік») транзит через нашу країну складає близько 40% від загального обсягу поставок.

За даними ПАТ "Укртрансгаз" (рис. 1) Україна в 2018 році зменшила транзит природного газу через свою ГТС на 7,1% порівняно з 2017 роком – до 86,8 млрд м³.

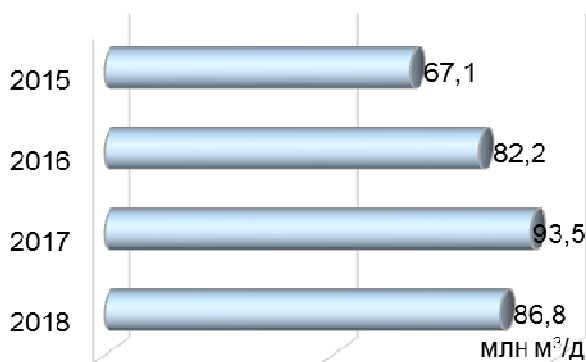


Рисунок 1 – Транзит газу через ГТС України протягом 2014–2018 рр.

Прогноз попиту на російський газ в ЄС – один з найважливіших факторів при прогнозуванні необхідної потужності для транзиту. Тут можна виділити наступні аспекти [1]:

1. Падіння європейського видобутку газу і попиту на газ в ЄС.
2. Співвідношення об'ємів імпорту скрапленого природного газу на Європейському ринку і мережевого газу на європейському ринку.
3. Політична готовність європейських країн перевищувати певний поріг в залежності від російського мережевого газу.
4. Конкуренція газу і відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в рамках кліматичної стратегії ЄС.

Транзит російського газу через Україну розділений на два напрямки, які не перетинаються: «південний» і «західний» напрямки транзиту.

Південний напрямок (ГВС «Орлівка») забезпечує транзит газу в Румунію, Болгарію, Туреччину і Грецію (газопроводи: Шебелинка-Дніпропетровськ-Кривий Ріг-Ізмаїл (ШДКРІ); Роздільна-Ізмаїл (РІ); Ананьїв-Тирасполь-Ізмаїл (АТІ). В інші країни газ постачається «західним» напрямком. На південному напрямку проходять три газопровідні нитки загальною потужністю 26,8 млрд. м³/рік, з добовою продуктивністю 81,4 млн. м³/рік. Сьогодні транспортується щорічно біля 18 млрд. м³. Більша частина цих об'ємів призначена для Туреччини (біля 12 млрд. м³), в Болгарію і Грецію надходить в середньому по три млрд. м³/рік. Румунія отримує більше одного мільярда кубометрів, але ця країна в середньостроковій перспективі може і відмовитися від імпорту російського газу.

Першу нитку турецького потоку планується запустити в січні 2020 року. Після запуску першої нитки турецького потоку потужністю 15,75 млрд. м³/рік Туреччина буде отримувати «свої» об'єми цим напрямком, відповідно південний напрямок українського транзиту буде задіяно тільки на 6...7 млрд. м³/рік – для транспортування в Грецію, Болгарію і Румунію.

Більше того, Греція і Болгарія через рік-два почнуть отримувати по 1 млрд. м³/рік з Азербайджану. З однієї сторони, для цих країн – додаткова версифікація, але з іншої – без цих 2 млрд. м³/рік завантаженість коридору зменшується з нинішніх 18 млрд. м³/рік до 4...5 млрд. м³/рік. Таким чином, після запуску «Турецького потоку» (перша нитка) завантаженість південного напрямку транзиту через українську ГТС значно зменшується. Це може бути зниження в 2 рази (найбільш оптимістичний сценарій) чи 3...4 рази при найбільш песимістичному сценарію. Також необхідно підтримувати газотранспортну систему в південному напрямку для власних потреб, що ускладнює ситуацію.

В роботі [2] авторами було 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.

У якості модельного газопроводу 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 визначити 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.

Пропускна 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. Дослідження проводилися за різних сезонних умов, а саме температури повітря і температури ґрунту на глибині укладання газопроводу.

В результаті узагальнення результатів досліджень для умов модельного газопроводу, авторами [2] були зроблені висновки:

- експлуатація газопроводу через одну компресорну станцію дає можливість зменшити його пропускну здатність з 88 до 63-24 млн. м³/д, тобто на 28...73 %;

- у діапазоні робочих витрат, менших за 63 млн. м³/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.

Михалківим В.Б. було проведено дослідження режимів роботи складної системи газопроводів у разі її недовантаження [3]. За об'єкт досліджень вибрано західну ділянку газотранспортної системи України, через яку проходить 65 % газу, призначеного для експорту. В роботі зазначається, що недовантаження газотранспортної системи України становить 42,4 % і продовжує зростати. Процес падіння продуктивності газопроводу суттєво впливає на режими його роботи: зменшуються тиск і температура газу, проходить перерозподіл потоків газу в системі газопроводів, змінюється кількість працюючих газоперекачувальних агрегатів та компресорних станцій. Це призводить до нестаціонарності в роботі газотранспортної системи.

За результатами проведення тривалого промислового експерименту на західній ділянці газотранспортної системи України [3] встановлено взаємозв'язок між перебігом нестаціонарних процесів та завантаженням газопроводу. Зі зростанням завантаження нестаціонарність руху газу збільшується, причому залежність є ступеневою. Граничним завантаженням, при якому нестаціонарність руху газу можна не враховувати, є 0,55. Зі збільшенням завантаження вище граничного розрахунок режимів роботи газопроводу необхідно вести з урахуванням нестаціонарності течії газу. Але за наявного ступеня завантаження системи газопроводів у 0,424 нестаціонарність течії газу можна не враховувати, що значно спрощує розрахунки режимів роботи.

Отже, з огляду на те, що транзит газу через ГТС України в майбутньому падатиме, актуальним напрямком досліджень є, зокрема, моделювання та оптимізація режимів експлуатації газопроводів у умовах недовантаження [4].

У якості об'єкту дослідження вибрано ділянку газопроводу Тарутине-Орлівка з компресорною станцією «Тарутине» («південний

напрямок»), через який очікується значене (в декілька разів) зменшення обсягів транзиту.

Поставлена мета реалізується шляхом вирішення наступних завдань:

- аналіз фактичних даних експлуатації газопроводу АТІ на ділянці Тарутине-Орлівка;
- розробка алгоритму визначення пропускної здатності та енерговитратності газопроводу для заданої комбінації працюючих газоперекачувальних агрегатів;
- розробка алгоритму розрахунку режиму роботи компресорної станції;
- розробка оригінального програмного забезпечення визначення пропускної здатності та енерговитратності газопроводу;
- проведення оптимізації режимів експлуатації ділянки Тарутине-Орлівка за критерієм мінімальних витрат потужності.

Розробка методу визначення пропускної здатності та енерговитратності експлуатації системи газопроводів

Обчислювальний алгоритм базується на використанні розрахункових формул, які рекомендовані чинними нормами технологічного проектування магістральних газопроводів [5, 6].

Відповідно до [5], пропускною здатністю магістрального газопроводу називається кількість газу, яка може бути передана газопроводом за добу в умовах стаціонарного режиму перекачування, при максимально можливому використанні наявної потужності газоперекачувальних агрегатів та прийнятих параметрах (робочий тиск, коефіцієнт гідравлічної ефективності, температура навколишнього повітря і ґрунту, температура охолодження газу і т.п.)

Рішення поставленого завдання може бути здійснене шляхом проведення послідовних наближень до досягнення необхідної наперед заданої точності розрахунків. Для чого, задавшись певним значенням пропускної здатності системи в першому наближенні, проводять розрахунки режимів роботи компресорної станції та лінійної частини газопроводу при заданих температурних умовах повітря та ґрунту, розглядаючи дані об'єкти як єдину узгоджену систему (тобто тиск і температура газу на виході КС повинні дорівнювати тиску і температурі газу на початку лінійної ділянки, витрата газу в трубопроводі повинна дорівнювати продуктивності КС з врахування витрат газу на власні потреби компресорної станції). Якщо при цьому тиск на вході в наступну компресорну станцію, визначений розрахунками, не відповідатиме з поставленою точністю заданому тиску (в даному випадку номінальному), то необхідно змінити

значення пропускної здатності на певну величину і знову провести всі необхідні розрахунки [7, 8].

Таким чином, розрахунки необхідно проводити, змінюючи значення витрати газу з певним кроком до досягнення необхідної точності. В такому випадку доцільним є створення алгоритму визначення пропускної здатності системи, на основі якого може бути розроблене програмне забезпечення для проведення розрахунків з використанням обчислювальної техніки.

Вхідними даними розрахунку є:

- продуктивність газопроводу Q_z , млрд. м³/рік;
- довжина ділянки газопроводу L_{mp} , км;
- абсолютний тиск газу на вході в компресорну станцію $P_{ex\ KС}$, МПа;
- температура газу на вході у компресорну станцію T_{ex} , К;
- абсолютний тиск газу в кінці ділянки на вході в наступну компресорну станцію $P_{вих\ KС}$, МПа;
- склад природного газу в об'ємних частках;
- максимальне значення абсолютного тиску газу на виході ГПА $P_{дон}$, МПа;
- середня за розрахунковий період температура повітря T_a , К;
- геодезична позначка майданчика КС.

КС оснащена трьома повнонапірними відцентровими нагнітачами ГПА-Ц-16С з одиначною продуктивністю 35,5 млн. м³/д, що обладнані двигуном ДГ90Л2. Потужність привода становить 16 МВт. Номінальний тиск газу на виході – 7,5 МПа. Паспортний ККД становить 34%, а фактичний знаходиться в діапазоні 31,76...33,96%.

Оскільки алгоритм визначення пропускної здатності та енерговитратності газопроводу для заданої ГПА передбачає циклічні багатоваріантні розрахунки та необхідність використання функцій інтерполяції, методів оптимізації та ін., було прийнято рішення про розробку програмного забезпечення у мові програмування MATLAB [9]. Ця мова програмування орієнтована на технічні і математичні розрахунки і здатна перевершити можливості традиційних мов програмування, котрі багато років використовувались для реалізації чисельних методів.

Особливості реалізації алгоритму

1. Математичні моделі нагнітачів реалізовані у вигляді функцій в залежності від вхідного параметра $Q_{зг}$. Для кожної з функцій реалізований вбудований в систему MATLAB метод інтерполяції. Наприклад, функція для визначення політропічного ККД має наступний формат:

```
function y = f_eta(Q_zv)
y = interp1([252 408 492], [0.72 0.84 0.775],
Q_zv, 'pchip');
end
```

Функція `interp1` реалізує декілька методів побудови сплайну. Лінійна сплав-інтерполяція, інтерполяція кубічним поліномом, інтерполяція кубічним сплайном та «Pchip» – інтерполяція кубічним ермітовим сплайном, що вибрана в даній моделі розрахунку.

Матриці з числами [252 408 492] та [0.72 0.84 0.775] – координати трьох точок з паспортних характеристик нагнітача, причому кількість точок може бути збільшена для забезпечення заданої точності характеристик нагнітача.

2. Пошук оптимального значення режимів роботи компресорного цеху здійснюється наступним чином:

- задається продуктивність газопроводу, або річна у млрд. м³/рік, або добова у млн. м³/добу;

- задається коефіцієнт завантаження кожного ГПА в межах 1...0,5 при роботі двох нагнітачів та одиниці у випадку використання одного ГПА;

- організовується цикл зміни частоти нагнітачів(а) при умові дотримання технологічних обмежень;

- проводиться розрахунок за методикою, наведеною в [5, 6];

- для кожної частоти та коефіцієнта завантаження фіксуються отримана сумарна потужність ГПА та умови, при яких вона отримана;

- для кожної певної заданої продуктивності визначається мінімальні витрати потужності.

Отримані результати оптимальних режимів експлуатації записуються у файл Excel для подальшої обробки та побудови графічних залежностей.

Транзит природного газу через газовимірювальну станцію (ГВС) «Орлівка» протягом 2014...2018 років наведено на рис. 2. Аналіз фактичних даних експлуатації газопроводу АТІ на ділянці Тарутине–Орлівка показав, що добова продуктивність змінюється в межах від 23...63 млн.м³/д.

Таким чином, регулювання режимів роботи компресорної станції в широкому діапазоні обсягів транспортування природного газу може здійснюватися шляхом регулювання частоти обертання, включення різної кількості ГПА, байпасування частини газу при низькому завантаженні.

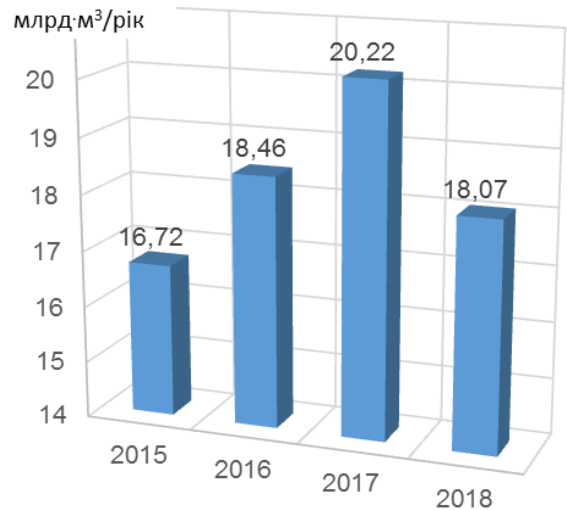


Рисунок 2 – Річні обсяги транзиту природного газу через ГВС «Орлівка»

При низькому індивідуальному завантаженні $q_0 \approx 42,6...46,5$ млн.м³/д або $q_0 < 23$ млн.м³/д робота нагнітача(ів) відбувається в зоні помпажу, або не відповідає технологічним обмеженням. У цьому випадку необхідно проводити байпасування частини газу.

На основі розробленого програмного забезпечення у мові програмування MATLAB було виконано багатоваріантні розрахунки визначення пропускної здатності та енерговитратності газопроводу для різних комбінацій працюючих ГПА.

На рис. 3 наведено графік зміни потужності залежно від коефіцієнта перерозподілу завантаженості нагнітачів при $q_0=60,06$ млн.м³/д. Для забезпечення вказаної продуктивності в роботі задіяні два нагнітачі. Встановлено, що мінімум сумарної потужності становить 27945 кВт та зміщується в сторону більшого завантаження одного з нагнітачів $K_n = 0,618$.

Графік зміни частоти обертання нагнітачів та тиску і кінці ділянки при аналогічній зміні коефіцієнта перерозподілу завантаженості нагнітачів при двох працюючих ГПА наведений на рис. 4. Частоти обертання, що відповідають мінімуму сумарної потужності обох нагнітачів становлять $n_1 = 5165$ об/хв та $n_2 = 4792$ об/хв.

Оптимізація режимів експлуатації ділянки Тарутине – Орлівка за критерієм мінімальних витрат потужності

Одним із головних завдань управління технологічним режимом роботи КС є підтримання тиску нагнітання на заданому рівні при оптимальному розподілі навантаження між агрегатами. При цьому під оптимальним розпо-

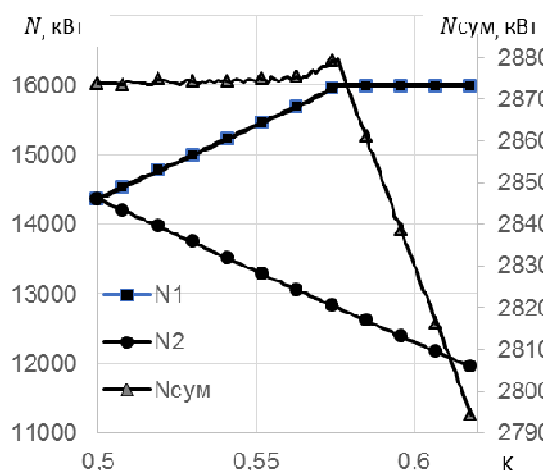


Рисунок 3 – Графік залежності зміни потужності від коефіцієнта перерозподілу навантаженості нагнітачів при $q_0=60,06$ млн.м³/д

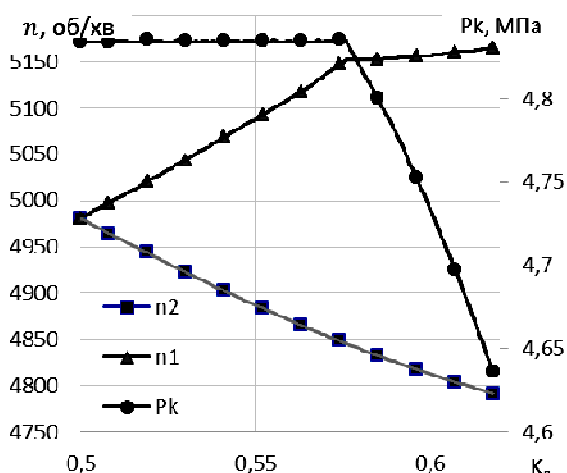


Рисунок 4 – Зміна частоти обертання нагнітачів та тиску в кінці ділянки залежно від коефіцієнта перерозподілу навантаженості нагнітачів

ділом розуміється таке навантаження агрегатів, яке забезпечує мінімум енерговитрат на компримування заданого обсягу газу при відповідних граничних умовах на вході і виході КС.

З огляду на особливості математичного опису компресорних станцій і результати аналізу керуючих впливів, була сформульована наступна задача оптимізації режимів роботи компресорної станції: при заданому обсязі газу і фіксованих граничних умовах – тиску на вході $P_{вх}$ і виході $P_{вих}$ та температури газу на вході $T_{вх}$ визначити таке поєднання машин, діаметр робочих коліс нагнітачів, обороти (в разі регульованого приводу) за ступенями, положення регулюючих уставок, щоб був забезпечений мінімум енергетичних витрат на КС [10, 11]:

$$F = \min \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n f_{i,j}(\bar{r}, \bar{u})$$

і виконувалися наступні технологічні обмеження

$$P_{вих} < P'_{вих}, n_{1min} \leq n_1 \leq n_{1max}, \\ N_{ij} < N'_{ij}, T_{вих} < T'_{вих}, \Delta q < \Delta q',$$

де \bar{u} – вектор управління, компонентами якого є параметри: число оборотів і агрегатів, уставки кранів;

\bar{r} – вектор режимів, який визначається тиском, витратою і температурою;

m – число паралельних груп агрегатів;

n – число послідовних ступенів;

$N'_{ij}, T'_{вих}, \Delta q', P'_{вих}$ – максимальні значення потужності, температури, байпасованої кількості газу і тиску на виході відповідно;

n_{1min}, n_{1max} – мінімальні і максимальні допустимі обороти нагнітачів.

За критерій оптимізації вибраний критерій мінімальних витрат потужності, оскільки вартість перекачування залежить від витрат паливного газу, які, в свою чергу, безпосередньо залежать від потужності ГПА.

З іншої сторони, при такому підході не враховуються такі чинники, як зарплата обслуговуючого персоналу, амортизаційні відрахування та ін. Також в умовах значного недовантаження слід враховувати суміжну роботу інших компресорних станцій, розміщених на трасі газопроводу.

Визначення оптимального набору параметрів роботи газоперекачуючих агрегатів в діапазоні сумарних навантажень 20...60 млн.м³/д здійснювалось для різних сезонних умов.

На рис. 5 та рис. 7 наведені оптимальні значення частоти ротора нагнітача(ів) залежно від продуктивності газопроводу при роботі одного та двох нагнітачів відповідно. Потужність спожита нагнітачем при оптимальних параметрах наведена на рис. 6 та рис. 8.

Висновки

На основі огляду літературних джерел встановлено фактичні режими експлуатації та окреслено можливі сценарії подальшої навантаженості ГТС України в «південному» напрямку та сформульована необхідність оптимізації її режимів роботи.

Розроблено оригінальне програмне забезпечення у мові програмування MATLAB для визначення пропускної здатності та енерговитратності газопроводу для заданої комбінації працюючих ГПА.

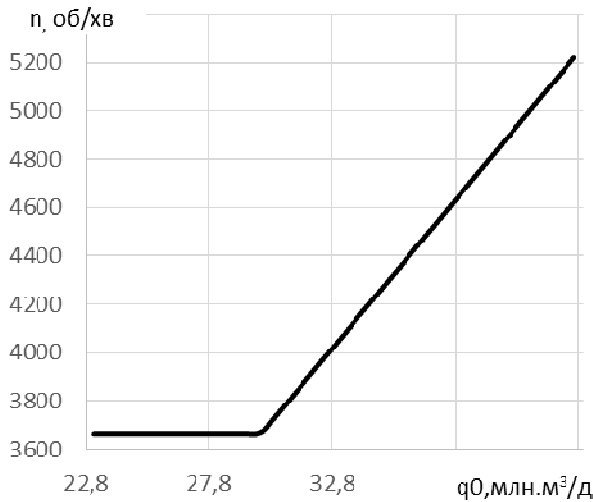


Рисунок 5 - Залежність оптимальної частоти ротора нагнітача від продуктивності газопроводу

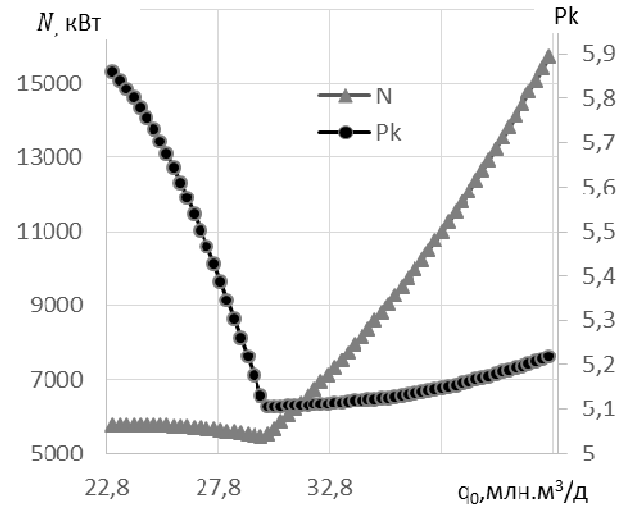


Рисунок 6 - Зміна потужності та тиску в кінці трубопроводу при роботі одного нагнітача залежно від продуктивності газопроводу

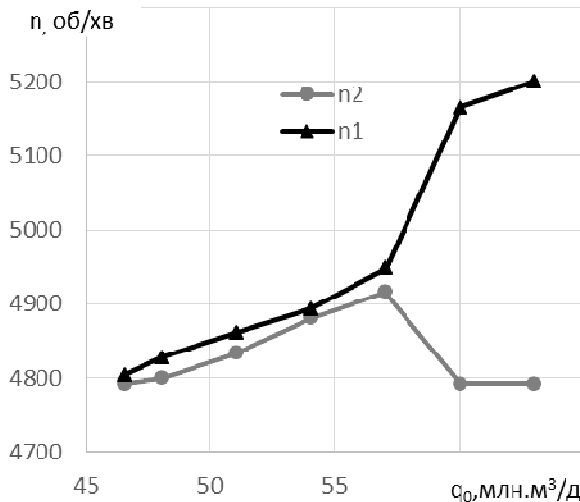


Рисунок 7 - Залежність оптимальної частоти ротора нагнітачів від продуктивності газопроводу

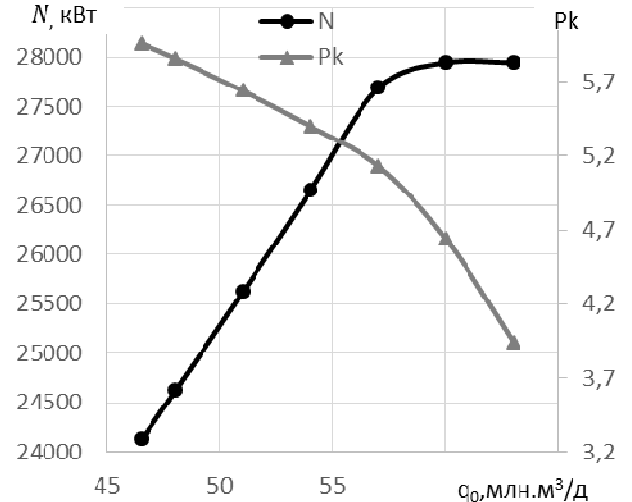


Рисунок 8 - Зміна потужності та тиску в кінці трубопроводу при роботі двох нагнітачів залежно від продуктивності газопроводу

З використанням розробленого програмно-забезпечення проведена оптимізація режимів експлуатації ділянки Тарутине – Орлівка за критерієм мінімальних витрат потужності та визначено оптимальні режими експлуатації.

Література

1. МШУ "Сколково": ОДИН ГОД ДО ЧАСА «Ч»: в поєднанні компроміса по українському газовому транзиту – Декабрь 2018 // <https://nangs.org>: Национальная Ассоциация нефтегазового сервиса: [Веб-сайт]. г. Ханты-Мансийск, 2018. URL: <https://nangs.org/analytics/mshu-skolkovo-odin-god-do-chasa-ch-v-poiskakh-kompromissa-po-ukrainskomu-gazovomu-tranzitu-dekabr-2018-pdf>

2. Середюк М. Д., Ганжа М. Є. Вибір енергоєфективних режимів експлуатації магістральних газопроводів за їх неповного завантаження. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2017. № 1. С. 67-72. – URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvif_2017_1_9

3. Михалків В.Б. Дослідження режимів роботи складної системи газопроводів у разі її недовантаження. *Нафтогазова галузь України* Київ, 2015. № 6. С. 26–29.

4. Михалків В. Б. Оптиміальний розподіл витрати газу між газоперекачувальними агрегатами компресорних станцій. *Міжнародний науковий журнал "Інтернаука"*. 2017. № 8. С. 54-55. – URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/mnj_2017_8_14.

5. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы: ОНТП 51-1-85. [Введен 1986-01-01]. – М.: Мингазпром. 221 с.

6. Lurie M.V. Modeling of Oil Product and Gas Pipeline Transportation. WILEY-VCH Verlag GmbH&Co, 2008. 214 p.

7. Машины и оборудование газонефтепроводов [Текст] = Machines and equipment of oil and gas pipelines : учебник / Ф.М. Мустафин и др.; изд. 3-е, перераб. и доп. (Сооружение трубопроводов). Уфа: ГОФР, 2009. 576 с.

8. Селезнев В.Е., Алешин В.В., Прялов С.Н. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов / Под ред. В.Е. Селезнева; изд. 2-е, перераб. и доп. М.: МАКС Пресс, 2009. 436 с

9. Дьяконов В. П. MATLAB. Полный самоучитель. М.: ДМК Пресс, 2012. 768 с.: ил.

10. Гладун С. В. Моделювання та розрахунок оптимальних параметрів роботи підземного сховища газу в системі магістральних трубопроводів : дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук : 01.05.02 – математичне моделювання та обчислювальні методи / Сергій Валентинович Гладун ; Національна академія наук України, Центр математичного моделювання Інституту прикладних проблем механіки і математики ім. Я.С.Підстригача. Львів, 2017. 157 с

11. Трубопроводный транспорт газа [Текст] / Отв. ред. чл.-кор. АН СССР Н.С. Наметкин], АН СССР. Ин-т нефтехим. синтеза им. А.В. Топчиева ; С.А. Бобровский, С.Г. Щербаков, Е.И. Яковлев и др. М.: Наука, 1976. 495 с.: ил.

References

1. MShU "Skolkovo": ODIN GOD DO ChASA «Ch»: v poiskah kompromissa po ukrainskomu gazovomu tranzitu – Dekabr 2018 // <https://nangs.org>: Natsionalnaya Assotsiatsiya neftega-zovogo servisa: [Veb-sayt]. g. Hantymansiysk, 2018. URL: <https://nangs.org/analytics/mshu-skolkovo-odin-god-do-chasa-ch-v-poiskakh-kompromissa-po-ukrainskomu-gazovomu-tranzitu-dekabr-2018-pdf>

2. Seredyuk M. D., Ganzha M. Ye. Vybir energoefektyvnykh rezhymiv ekspluatatsiyi magistralnykh gazoprovodiv za yix nepovnogo zavantazhennya. *Naukovyy visnyk Ivano-Frankivskogo nacional'nogo tekhnichnogo universytetu nafty i gazu*. 2017. No 1. P. 67-72. – URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvif_2017_1_9

3. Mykhalkiv V.B. Doslidzhennya rezhymiv roboty skladnoyi systemy gazoprovodiv u razi yiyi nedovantazhennya. *Naftogazova galuz Ukrainy*. Kyiv, 2015. No 6. P. 26–29.

4. Mykhalkiv V. B. Optymalnyj rozpodil vytraty gazu mizh gazoperekachuvalnymy agregatamy kompresornykh stancij. *Mizhnarodnyj naukovyy zhurnal "Internauka"*. 2017. No 8. P. 54-55. – URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/mnj_2017_8_14.

5. Obschesoyuznyie normyi tehnologicheskogo proektirovaniya. Magistralnyie truboprovody. Chast 1. Gazoprovodyi : ONTP 51-1-85. [Vveden 1986-01-01]. М.: Mingazprom. 221 p.

6. Lurie M.V. Modeling of Oil Product and Gas Pipeline Transportation. WILEY-VCH Verlag GmbH&Co, 2008. 214 p.

7. Mashyny i oborudovanie gazonefteprovodov [Tekst] = Machines and equipment of oil and gas pipelines : uchebnyk / F.M. Mustafin i dr.; izd. 3-e, pererab. i dop. (Sooruzhenie truboprovodov). Ufa : GOFPR, 2009. 576 p.

8. Seleznev V.E., Aleshin V.V., Pryalov S.N. Osnovyi chislennogo modelirovaniya magistralnykh truboprovodov / Pod red. V.E. Selezneva. Izd. 2-e, pererab. i dop. М.: MAKS Press, 2009. 436 p.

9. Dyakonov V. P. MATLAB. Polnyiy samouchitel. М.: DMK Press, 2012. 768 p.: il.

10. Gladun S. V. Modelyuvannya ta rozrakhunok optymalnykh parametriv roboty pidzemnogo skhovyshcha gazu v systemi magistralnykh truboprovodiv : dysertatsiya na zdobuttya naukovogo stupenya kandydata tekhnichnykh nauk : 01.05.02 – matematychno modelyuvannya ta obchyslyvalni metody / Sergiy Valentynovych Gladun ; Nacionalna akademiya nauk Ukrainy, Centr matematychnogo modelyuvannya Instytutu prykladnykh problem mekhaniky i matematyky im. Ya.S.Pidstrygacha. Lviv, 2017. 157 p.

11. Truboprovodnyiy transport gaza [Tekst] / otv. red. chl.-kor. AN SSSR N.S. Nametkin], AN SSSR. In-t neftehim. sinteza im. A.V. Topchieva ; S.A. Bobrovskiy, S.G. Scherbakov, E.I. Yakovlev i dr. М. : Nauka, 1976. 495 p. : il.