

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

*Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису*

Гершун Богдана Ігорівна

УДК 621.51. 004

ДИСЕРТАЦІЯ

**ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ ЇХ
НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ**

185 – Нафтогазова інженерія та технології

18 - Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використані ідеї, результати і тексти інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

_____ Гершун Б.І.

Науковий керівник

докт. техн. наук, проф.

Грудз Володимир Ярославович

Івано-Франківськ

2024

АНОТАЦІЯ

Гершун Б.І. Забезпечення енергоефективності експлуатації складних газотранспортних систем в умовах їх неповного завантаження. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 185 – Нафтогазова інженерія та технології, галузь знань 18 – Виробництво та технології - Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2023.

Експлуатація транзитної газотранспортної системи в умовах неповного завантаження потребує частих змін обсягів транспортування газу. Це вимагає оперативного прогнозування стаціонарних режимів роботи системи. Для прогнозування поведінки системи транспорту газу при зміні режимів експлуатації важливо оцінити стан трубопроводів та компресорних станцій, щоб обрати оптимальний режим експлуатації.

Метою дисертаційної роботи є підвищення енергоефективності експлуатації складних газотранспортних систем, що працюють в умовах неповного завантаження, для ефективного використання енергоресурсів на транспортування.

На основі дослідження стаціонарних режимів роботи газотранспортної системи при частій зміні обсягів перекачування газу запропоновано принцип побудови математичних моделей для оперативного керування системою. Цей принцип характеризується достатньою точністю і високою швидкістю реалізації прогнозних параметрів. В основу моделей покладено метод інтегральних коефіцієнтів впливу, які визначаються за параметрами попередніх режимів. Це дозволяє оперативно визначити тиски і витрати газу в будь-якій точці системи.

Побудовано математичну модель газопроводу з врахуванням впливу компресорних станцій на основі класичних рівнянь енергії газового потоку та нерозривності з використанням δ -функцій Дірака. Реалізація створеної математичної моделі за допомогою інтегральних перетворень Фур'є і Лапласа

дозволила отримати аналітичну залежність, яка відображає закон коливання масової витрати газу в часі на початковому і кінцевому перерізах газопроводу.

Побудовані залежності тренду продуктивності газотранспортної системи на її початку і в кінці показали вплив розміщення компресорної станції в газотранспортній системі, зокрема її порядкового номеру на трасі, на характер і тривалість нестационарного процесу, викликаного її зупинкою. Отримані результати рекомендується використати при прогнозуванні режимів роботи газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження.

При неповному завантаженні системи процес формування депресії тиску в кожний поточний момент при зміні величини продуктивності є нестационарним і характеризується коливанням тисків з певною частотою та амплітудою. Суперпозиція тисків при верхній граничній лінії депресії може призвести до перевищення початкового тиску понад допустимий. Для запобігання перенавантаженню трубопроводу пропонується знижувати початковий тиск відносно максимального. Отримана розрахункова залежність базується на результатах моделювання нестационарного процесу з використанням фактичних даних про перебіг нестационарних процесів у газопроводах трансукраїнської газотранспортної системи.

Оптимальним режимом вважається режим, для якого критерій оптимальності, який характеризує енерговитрати на транспорт, приймає мінімальне значення. Енерговитрати газу на транспорт, які можна виразити в еквівалентних обсягах газу як енергоносія, пропонується розділити на витрати паливного газу для приводу газоперекачувальних агрегатів, які пропорційні його потужності, і витрати технологічного газу для підтримання тиску в трубопроводах. Мінімум енерговитрат відповідатиме мінімуму сумарних витрат газу, які є сумою паливного і технологічного газу. Збільшення кількості технологічного газу в трубах призводить до зростання робочих тисків, що, своєю чергою, зменшує енергетичні втрати при транспорті та знижує витрати паливного газу. Таким чином, при

оптимальному режимі сума витрат паливного і технологічного газу має мінімум. Запропонований принцип оптимізації режимів реалізується методом конкуруючих варіантів, які відрізняються максимальними робочими тисками.

Керування режимами газотранспортної системи зводиться до керування режимами роботи компресорних станцій, враховуючи можливість їх експлуатації чи тимчасової зупинки.

Принцип оптимального керування режимами роботи багатоцехової КС базується на рівномірному розподілі енергонавантаження між цехами і при цьому забезпечення роботи кожного з агрегатів в режимі, близькому до номінального.

Завдання пошуку оптимального варіанту роботи багатоцехової компресорної станції є завданням пошуку оптимального плану розподілу навантажень між окремими її цехами. При цьому виходячи з мінімуму сумарних енергетичних витрат з урахуванням відповідних технологічних обмежень.

Ключові слова:

Газотранспортна система, неповне завантаження, магістральний газопровід, газ, оптимізація, компресорна станція, газоперекачувальний агрегат, нестационарність, енергетичні витрати, режим роботи, трубопровідний транспорт, коефіцієнт гідравлічного опору, перехідні процеси, математична модель, газодинамічні процеси.

SUMMARY

The operation of the transit gas transportation system under conditions of incomplete loading involves frequent changes in the volumes of gas transportation, necessitating the need for operational forecasting of the system's steady-state operating modes. To predict the behavior of the gas transportation system under changing operating conditions, it is crucial to assess the condition of pipelines and compressor stations to choose the optimal mode of operation.

The aim of the dissertation is to increase the energy efficiency of the use of complex gas transportation systems operating under conditions of partial load, for the efficient use of energy resources in transportation.

Based on the study of steady-state operating modes of the gas transportation system with frequent changes in gas pumping volumes, a principle for constructing mathematical models for the operational control of the gas transportation system has been proposed. This principle is characterized by sufficient accuracy and high speed in implementing predictive parameters. The models are based on the method of integral influence coefficients, which are determined by the parameters of previous modes. This allows the rapid determination of pressures and gas flow rates at any point in the system.

A mathematical model of a gas pipeline has been constructed, taking into account the influence of compressor stations based on classical equations of gas flow energy and continuity, using Dirac delta functions. The implementation of the created mathematical model through the application of Fourier and Laplace integral transforms allowed obtaining, in analytical form, a dependency reflecting the law of fluctuation in time of the mass flow rate of gas at the initial and final sections of the gas pipeline.

The constructed dependencies of the gas transportation system's throughput trend at its beginning and end demonstrated the influence of the compressor station's placement in the gas transportation system, particularly its sequential number along the route, on the nature and duration of the non-stationary process caused by its shutdown. The obtained results are recommended for use in

predicting the operating modes of gas transportation systems under conditions of incomplete loading. During incomplete loading of the system, the process of pressure depression formation at each moment, with changes in productivity, is non-stationary. It is characterized by oscillations in pressure with a certain frequency and amplitude. The superposition of pressures at the upper boundary line of depression can lead to exceeding the initial pressure beyond acceptable limits. To prevent pipeline overloading, it is proposed to reduce the initial pressure relative to the maximum.

The obtained calculation dependency, based on the results of modeling non-stationary processes using actual data on the flow of non-stationary processes in the gas pipelines of the trans-Ukrainian gas transportation system, addresses this issue.

The optimal mode is considered the one for which the optimality criterion, characterizing energy losses in transportation, attains the minimum value. Gas energy losses in transportation, expressed in equivalent gas volumes as an energy carrier, are suggested to be divided into fuel gas consumption for driving gas compressor units, proportional to their power, and technological gas consumption for maintaining pressure in pipelines. Then, the minimum energy consumption corresponds to the minimum total gas consumption, which is the sum of fuel and technological gas. Increasing the amount of technological gas in pipes leads to higher operating pressures, resulting in reduced energy losses during transportation and, consequently, reduced fuel gas consumption. Therefore, in the optimal mode, the sum of fuel and technological gas consumption is minimized. The proposed optimization principle is implemented through the method of competing options, differing in maximum operating pressures.

The management of the gas transportation system's modes involves controlling the operating modes of compressor stations, taking into account the possibility of their operation or temporary shutdown.

The principle of optimal control of the operating modes of a multi-unit compressor station is based on the even distribution of energy loads among its units, ensuring that each unit operates close to its nominal mode.

The task of finding the optimal operation mode for a multi-unit compressor station involves developing an optimal plan for distributing loads among its individual units, aiming to minimize the total energy consumption while considering relevant technological constraints.

Keywords:

Gas transportation system, partial loading, main gas pipeline, gas, optimization, compressor station, gas pumping unit, non-stationarity, energy costs, operating mode, pipeline transport, coefficient of hydraulic resistance, transient processes, mathematical model , das dynamic processes.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці , в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

1. В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, В.Р.Процюк, В. П. Підлуський, О. М. Портечин, **Б.І. Гершун**. Принципи оптимізації керування режимами роботи газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження. Прикарпатський вісник Наукового товариства ім. Шевченка. Число. 2022. № 17. С. 169-178. http://nbuv.gov.ua/UJRN/Pvntsh_ch_2022_17_16 (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – Запропоновано принцип оптимізації режимів роботи газотранспортних систем в умовах неповного їх завантаження за критерієм мінімуму енерговитрат на транспортування газу. Вирішено задачу керування технологічним режимом роботи компресорної станції, яка полягає в підтриманні заданого тиску нагнітання при оптимальному розподілі навантаження між агрегатами.)

2. Чернова, О., Грудз, В., & **Гершун, Б.** (2022). Раціональні режими експлуатації газотранспортних систем в умовах обмеженого обсягу транзиту газу. Таврійський науковий вісник. Серія: Технічні науки. (1). 195-201. <https://doi.org/10.32851/tnv-tech.2022.1.22> (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – Проведені розрахунки даватимуть змогу прийняття конкретних техніко-економічних рішень, які стосуються методики подальшого обслуговування обладнання компресорних станцій, вибору стратегій контролю параметрів технічного стану, планування профілактичних ремонтів або заміни газоперекачувальних агрегатів.)

3. Грудз, В. Я., Грудз, Я. В., Запхляк, В. Б., **Гершун, Б. І.**, Прокопів, І. Б., & Туровський, О. А. Оптимальне керування режимами роботи компресорних станцій в умовах нестационарного газоспоживання. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2023. №2(87). С. 59–68. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-2\(87\)-59-68](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-2(87)-59-68) (**наукове фахове видання України**). (Особистий внесок – Одержано залежності, що виражають універсальний закон керування, який може бути

застосований в кожному конкретному випадку для визначення реакції системи на зміну керуючого фактору з метою ефективного керування. Умови, при яких ці залежності досягають максимуму, визначають оптимальний закон керування.)

4. Грудз, В. Я., Грудз, Я. В., Терещенко, Р. В., & Гершун, Б. І. (2021). Рациональні режими роботи складних газотранспортних систем. (2(79). 73–79. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-2\(79\)-73-79](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-2(79)-73-79) (наукове фахове видання України). (Особистий внесок – Вирішено задачу оптимального розподілу навантажень у складній газотранспортній системі, виходячи із мінімуму сумарних енергетичних витрат при заданому обсязі подачі газу та інших планово-технологічних обмеженнях.)

5. V. Grudz, V. Zapukhlyak, S. Hryhorskyi, R. Stasiuk, **V. Gershun**, A. Maksymchuk, 2024. Probability optimization for ensuring the reliability of natural gas distribution systems. *Procedia Structural Integrity* 59C (2024), pp. 757-762. (індексується в Scopus. E-ISSN:2452-3216). (Особистий внесок – розроблена система математичних моделей при її подальшому вдосконаленні дозволить об'єктивно планувати розвиток складної системи газопостачання країни, одночасно забезпечуючи вибір рішень при найменших народногосподарських затратах.)

Тези наукових конференцій

6. В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, В.Р.Процюк, В. П. Підлуський, О. М. Портечин, **Б.І. Гершун**. Принципи оптимізації керування режимами роботи газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження. Матеріали тридцять третьої наукової сесії наукового товариства ім. Шевченка. Івано-Франківськ. 01-25 березня 2022.

7. V. Grudz, V. Zapukhlyak, S. Hryhorskyi, R. Stasiuk, **V. Gershun**, A. Maksymchuk, 2024. Optimization of the functioning of the gas supply system under probabilistic conditions of output information. VII International Conference “ In-Service Damage Of Materials, Its Diagnostics And Prediction”, October 18-20, 2023, Ternopil, Ukraine.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1	9
АНАЛІЗ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ НА БАЗІ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	
1.1 Газотранспортна трансукраїнська система на сучасному етапі	9
1.2 Аналіз енергоефективності газотранспортних систем.....	16
1.3 Режими роботи газотранспортних систем	20
1.4 Конкретизація задач дослідження	32
РОЗДІЛ 2	35
РАЦІОНАЛЬНІ РЕЖИМИ РОБОТИ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ.....	
2.1 Постановка задачі.....	36
2.2 Математичне моделювання режимів газотранспортних систем за умов неповного завантаження	38
2.3 Аналіз стійкості системи.....	44
Висновки по розділу 2	47
РОЗДІЛ 3	48
ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ В УМОВАХ НЕСТАЦІОНАРНОГО ГАЗОСПОЖИВАННЯ.....	
3.1 Мета і задачі дослідження	49
3.2 Методика проведення досліджень.....	51
3.3 Оптимізація керування режимами за критерієм мінімуму тривалості нестаціонарного процесу	57
Висновки по розділу 3	68
РОЗДІЛ 4	70

МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ ЗА УМОВИ ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ.....	70
4.1 Критерії оптимальності експлуатаційних режимів в умовах неповного завантаження газотранспортної системи.....	71
4.2 Моделювання складних газотранспортних систем.....	81
4.3 Оптимізація режимів роботи складних ГТС в умовах неповного завантаження.....	86
Висновки по розділу 4:.....	96
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ.....	97
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	99
ДОДАТКИ.....	115

ВСТУП

Актуальність проблеми. Газотранспортна система України, як частина трансєвропейського газового комплексу, знаходиться зараз на етапі реформування, реорганізації функціонального використання. Першопричиною такого стану є суттєве розширення євразійської системи газопостачання, пропускна здатність газопроводів якої значно перевищує обсяги видобування і споживання природного газу на материку, в зв'язку з чим виникає можливість варіації напрямків газопотоків. З іншого боку поступове зниження рівня газовидобування призводить до зростання попиту і ціни на енергоносії та сировину, що вимагає економного витрачання та споживання газу. В зв'язку з сказаним газотранспортні системи не можуть функціонувати як раніше з повним завантаженням на протязі тривалого проміжку часу (наприклад, року). Розвиток життєво важливих інтересів людства вимагає гнучкості у функціонуванні системи газозабезпечення, що в перу чергу обумовлює режими її експлуатації з різним впродовж періоду часу завантаженням.

Україна володіє розвіданими запасами природного газу в обсязі близько трильйона кубометрів, видобуток якого в комплексі з альтернативними джерелами газопостачання (в тому числі з використанням морського транспортування скрапленого і стисненого газу), вимагатиме суттєвого корегування газопотоків і постійної зміни режимів роботи системи. В таких умовах основними принципами експлуатації газотранспортного комплексу повинні бути надійність та енергоефективність, забезпечення яких вимагає розв'язання комплексу науково-технічних задач оптимізаційного і прогностного характеру. В зв'язку із сказаним актуальність проблеми і задач дослідження не викликає сумнівів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота носить науково-прикладний характер і входить в комплекс тематичних

планів НАК "Нафтогаз України", спрямованих на підвищення надійності експлуатації газотранспортного комплексу (в тому числі ПСГ) і окреслених Національною програмою "Нафта і газ України до 2035 року".

Мета роботи полягає у підвищенні енергоефективності експлуатації складних газотранспортних систем, що працюють в умовах неповного завантаження, для ефективного використання енергоресурсів на транспортування газу.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання:

- знаходження керуючих впливів і відповідних їм режимних параметрів, які забезпечують мінімум енерговитрат при заданих обсягах поставках газу і технологічних обмеженнях

- оцінка ефективності різних методів керування режимами системи і вибір раціонального способу регулювання режиму роботи за критерієм мінімальної тривалості нестационарного процесу.

- розробка методів оптимізації керування режимами роботи газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження

Об'єктом досліджень є ефективність експлуатації системи транспортування природного газу за умови її неповного завантаження .

Предметом досліджень є оптимізація керування режимами роботи газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження.

Методи дослідження: при виконанні роботи використано системний аналіз режимів роботи газотранспортної системи, теорія стаціонарних і нестационарних процесів в газопроводах, методи математичного моделювання і відомі математичні моделі руху стисливого середовища, теорія оптимізації режимів і обслуговування, їх реалізація в програмному забезпеченні, статистична обробка даних експлуатації газотранспортних об'єктів на основі створення комплексної моделі системи.

Наукова новизна отриманих результатів полягає в тому, що вперше:

1. З метою оперативного оптимального керування складною багатоконтурною системою газопостачання пропонується метод ув'язки порівнюючих оптимальних рішень на базі еквівалентних характеристик, в якості яких запропоновано і використано на етапі неповного завантаження системи енергоекономічні характеристики; показано принцип їх побудови і використання для оптимального керування газотранспортною системою.

2. Вирішено задачу оптимального розподілу навантажень в складній газотранспортній системі, виходячи із мінімуму сумарних енергетичних витрат при заданому обсязі подачі газу та інших планово-технологічних обмеженнях.

3. Одержано залежності, що виражають універсальний закон керування, який може бути застосований в кожному конкретному випадку для визначення реакції системи на зміну керуючого фактору з метою ефективного керування.

4. Побудована математична модель задачі розрахунку оптимальної середньої продуктивності компресорної станції за критерієм мінімуму тривалості нестационарного процесу та здійснена її реалізація.

5. Вирішено важливу задачу керування технологічним режимом роботи компресорної станції, яка полягає в підтриманні заданого тиску нагнітання при оптимальному розподілі навантаження між агрегатами.

Практичне значення отриманих результатів. В результаті досліджень отримано результати, що зможуть прийняття конкретних техніко-економічних рішень, які стосуються характеру подальшого обслуговування обладнання компресорних станцій в умовах неповного завантаження системи. На основі результатів досліджень розроблено галузеву методику «Енергоефективність газотранспортних систем в умовах неповного завантаження і оптимізація їх обслуговування».

Особистий внесок здобувача. Безпосередньо автором:

- Встановлено форму та зміст критерію оптимальності, наведено математичний апарат для практичної реалізації задачі. [1,2].
- Запропоновано принцип оптимізації режимів роботи газотранспортних систем в умовах неповного їх завантаження за критерієм мінімуму енерговитрат на транспортування газу [1,2,3,4].
- Створення методики прогнозування режимів роботи системи в умовах нестационарного газоспоживання [3].
- Вирішення важливої задачі керування технологічним режимом роботи компресорної станції, яка полягає в підтриманні заданого тиску нагнітання при оптимальному розподілі навантаження між агрегатами [3,4].
- Вирішено задачу оптимального розподілу навантажень в складній газотранспортній системі, виходячи із мінімуму сумарних енергетичних витрат при заданому обсязі подачі газу та інших планово-технологічних обмеженнях [3,4].
- Розроблена система математичних моделей при її подальшому вдосконаленні дозволить об'єктивно планувати розвиток складної системи газопостачання країни, одночасно забезпечуючи вибір рішень при найменших народногосподарських затратах [5].

Апробація роботи. В повному обсязі результати досліджень доповідалися на науковому семінарі кафедри транспортування і зберігання енерготосіїв Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу , VII International Conference “ In-Service Damage Of Materials, Its Diagnostics And Prediction”, Тридцять третій науковій сесії наукового товариства ім. Шевченка Наукове товариство ім. Шевченка Івано-Франківський осередок (м. Івано-Франківськ, 01 – 25 березня 2022) .

Публікації. За темою дисертаційної роботи опубліковано 5 друкованих праць, із них 1 – стаття у міжнародному наукометричному науковому журналі, що індексується в наукометричній базі даних Scopus ; 4 – у

наукових фахових виданнях, затверджених ДАК України , 2 – тези доповідей в Шевченківському НТШ та VII International Conference “ In-Service Damage Of Materials, Its Diagnostics And Prediction”

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел 150 найменувань та додатку .Обсяг основного тексту дисертації складає 116 сторінок друкованого тексту.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ НА БАЗІ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1.1 Газотранспортна трансукраїнська система на сучасному етапі

Газотранспортна система України є однією з найпотужніших у світі за обсягом транспортування та збору газу. Вона слугує буфером між газовидобувними регіонами Росії, Центральної Азії, а також Сходу і Півдня України та споживачами нашої держави і промислово розвиненої Європи. Таким чином, ГТС України інтегрована в загальноєвропейську газову мережу. Протягом багатьох років українська газова інфраструктура довела свою надійність як частина європейського ринку, виконуючи свої зобов'язання навіть під час енергетичних криз та військової агресії.

У 2022-2023 роках ОГТСУ наполегливо працював над розширенням можливостей транскордонної торгівлі, що дозволило запропонувати 54 млн куб. м на добу гарантованих потужностей на вході до української ГТС для закачування газу до українських сховищ. При цьому, потужності на вихід для реекспорту становлять понад 200 млн куб. м.

Загалом газотранспортна система складається з мережі газопроводів протяжністю 33,2 тис. км, 57 компресорних станцій, на яких встановлено 5331 газоперекачувальний агрегат загальною потужністю 4654 МВт, 1389 газорозподільчих станцій, 21 газовимірювальну станцію та пункт витрати газу, а також 3401 лічильник витрати газу.

Загальні технічні потужності на вході до ГТС становлять 435,2 млрд куб. м (включно з переривчастими) та 146 млрд куб. м на виході. Проте ці потужності є надмірними і не відповідають реальному попиту. Крім технічної спроможності на вході та виході до/з ГТС України, обсяг потужності визначається аналогічною спроможністю суміжної

газотранспортної системи. Відповідно, потужності в контрактній точці міждержавного з'єднання визначаються угодою про взаємодію за правилом «меншого».

Відповідно до угод про взаємодію потужності на вході становлять 219,5 млрд куб. м (з яких на гарантованій основі – 80,7 млрд куб. м) та виході 160,6 млрд куб. м (з яких на гарантованій основі – 140,4 млрд куб. м).

Загальна схема газопроводів газотранспортної системи України приведена на рисунку 1.1.

Основна функція ГТС полягає в надійному забезпеченні газом внутрішніх споживачів України та безперебійній поставці транзитного природного газу європейським споживачам через нашу територію.

Енергетична політика європейських країн спрямована на диверсифікацію джерел постачання природного газу. Це, разом зі зростанням потреб у газі в країнах Західної, Центральної та Східної Європи, вимагає збільшення його постачань. За прогнозами, споживання газу в Західній Європі до 2025 року зросте на 27%, досягнувши 550-575 млрд куб. м і 580-600 млрд куб. м. Це призведе до збільшення потоків газу з Росії та Середньої Азії.

Найбільш важливою складовою будь-якої газотранспортної системи є мережа магістральних газопроводів, яка представляє собою єдиний технологічний комплекс, що працює в безперервному режимі. Україна має широку мережу магістральних газопроводів, яка станом на 01.01.2020 мала протяжність 33 079 км. Ця мережа є однією з найбільших в Європі і за своєю протяжністю поступається лише Німецькій (близько 40 000 км). Інші газотранспортні системи Європи, якщо їх відносити до класу магістральних, значно поступаються Українській за розмірами, гнучкістю та стійкістю.

Основні магістральні газопроводи, якими здійснюється транспортування основного обсягу природного газу, наведені нижче по

тексту:



Рисунок 1.1 – Загальна схема газопроводів ГТС України

- Союз;
- Уренгой-Помари-Ужгород (УПУ);
- Прогрес;
- Шебелинка – Полтава – Київ (ШПК);
- Шебелинка – Диканька – Київ (ШДК);
- Єлець – Диканька – Київ (ЄДК);
- Єлець – Курськ – Київ (ЄКК)
- Київ – Західна – Україна I нитка та II нитка;
- Дашава – Київ;
- Єлець – Кременчук – Кривий-Ріг (ЄККР)

- Шебелинка – Дніпропетровськ – Одеса I нитка та II нитка (ШДО I, II);
- Шебелинка – Дніпропетровськ- КривийРіг – Ізмаїл (ШДКРІ);
- Ананьїн-Тирасполь-Ізмаїл (АТІ);
- Кременчук – Ананьїн – Чернівці – Богородчани (КАЧБ) ;
- Долина – Ужгород – Держжордон I нитка та II нитка (ДУД I,II);

Магістральні газопроводи, такі як Союз, УПУ та Прогрес, є основними транзитними магістральними газопроводами, які забезпечують надійне постачання природного газу українським споживачам та транзит через територію України з Російської Федерації до країн Європи. Інші газопроводи в системі призначені для постачання природного газу українським споживачам та внутрішнього використання.

Загалом більшість магістральних газопроводів, які складають газотранспортну систему, мають діаметр понад 500 мм. Основні магістральні газопроводи мають ще більший діаметр понад 1000 мм і здатні транспортувати природний газ в обсягах від 4,5 до 30 млрд куб. м. Вони розраховані на робочий тиск 5,5 МПа для діаметра 1000 мм та 7,5 МПа для діаметрів 1200 мм і 1400 мм.

Більшість газопроводів мають значний термін експлуатації, більше 32 років (50,8%) або навіть більше 50 років (20,7%). Незважаючи на це, проведені дослідження показують, що значна частина газопроводів не втратила своїх якісних властивостей і повністю відповідає вимогам безпечної та надійної експлуатації магістральних газопроводів..

На даний момент часу газотранспортна система знаходиться в працездатному технічному стані, гідравлічна ефективність лінійних ділянок газопроводів лежить в межах 95% - 98%, газоперекачувальні агрегати і обладнання компресорних станцій в справному стані, в зв'язку з чим може бути досягнена проектна пропускна здатність при екстремальному використанні всіх потужностей системи. В такому випадку забезпечуються

параметри максимального технологічного режиму і використовується наявна потужність обладнання системи. Однак, в зв'язку з обмеженням газопостачання продуктивність систему знизилась до 100 – 120 млн. м³ за добу, що складе 36 - 55 млрд. м³ за рік. В таких умовах появляється множина допустимих режимів експлуатації системи, і в залежності від вибору найбільш раціонального з них можна мінімізувати енерговитрати на транспортування газу, тобто економити певний обсяг енергоносіїв.

У січні-квітні 2021 року ОГТСУ здійснив транспортування газу на замовлення клієнтів з ЄС в Україну в обсязі 0,55 млрд куб. м. Це значно менше, ніж за аналогічний період 2020 року, коли було транспортовано значно більше газу. Зокрема, з Словаччини було транспортовано 0,07 млрд куб. м, з Угорщини – 0,48 млрд куб. м. З Польщі, Румунії та Молдови практично не було завезень газу.

У режимі віртуального реверсу надходження газу в Україну склало 0,49 млрд куб. м, що становить 88% від загального обсягу. ОГТСУ також здійснив транспортування до підземних сховищ газу на суму 0,08 млрд куб. м. Це лише 6% порівняно з попереднім роком, коли постачальники активно завантажували газ на зберігання перед зимовим опалювальним сезоном.

(рисунок 1.2 , а)

У січні-квітні 2021 року транзит газу через українську ГТС склав 14,1 млрд куб. м. Це на 10% менше, ніж за аналогічний період 2020 року. Ключовий фактор зниження обсягів транспортування – діючі умови транзитного контракту. Так, транзит склав: до Польщі 1,2 млрд куб. м газу, до Словаччини – 8,4 млрд куб. м, до Угорщини – 2,9 млрд куб. м, до Румунії – 0,4 млрд куб. м, до Молдови – 1,3 млрд куб. м. (рисунок 1.2 ,б)



Рисунок 1.2 – Підсумки транспортування газу в січні-квітні 2021 року

Магістральний газопровід як єдина енергосистема характеризується витратами енергії на привід газоперекачувальних агрегатів і великими обсягами транспортування середовища, яке в свою чергу є енергоносієм. Нарощування довжини магістрального газопроводу вимагає зростання кількості компресорних станцій, що призводить до збільшення витрати енергії на транспортування або зниження пропускної здатності, тобто зменшення подачі енергоносія споживачу, що приведе до зростання питомих енергозатрат на транспорт. Тому зі збільшенням довжини магістрального газопроводу енергетична вартість перекачаного газу умовно зменшується. Цей ефект може бути оцінений шляхом математичного моделювання газопроводу з урахуванням енергоємності компресорних станцій і енерговтрат в лінійних ділянках [47].

Розрахункова відносна витрата паливного газу на компресорних станціях, відносно об'єму перекачування, складає 6,2% для номінального технологічного режиму. За даними Укртрансгаз при максимальних обсягах перекачування ця величина зросла до 6,6%, а при теперішніх режимах становить 3%. Зниження відсотка витрати паливного газу пояснюється зменшенням числа газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях.

Однак навіть при поточних режимах витрата паливного газу в розмірі 3-3,5 млн. м³ на добу залишається значною, що у річному вимірі складає 1-1,3 млрд. м³.

Велика витрата паливного газу пов'язана насамперед з відносно низьким коефіцієнтом корисної дії газоперекачувальних агрегатів як теплових двигунів. Тому один з шляхів зменшення витрати паливного газу полягає у виключенні з режиму роботи окремих ГПА на КС і зупинці компресорних станцій. В залежності від кількості зупинених КС і їх порядкового номера в системі пропускна здатність буде різною [51].

Актуальним аспектом економії енергоносіїв при транспортуванні газу є зменшення гідравлічних втрат енергії в газовому потоці [39]. Як відомо, збільшення лінійної швидкості газового потоку призводить до зростання втрат енергії на транспортування газу. При сталій масовій витраті газу (стаціонарний режим роботи газопроводу) лінійна швидкість газу тим більша, чим менший тиск в газопроводі. Тому з точки зору мінімізації енерговитрат при транспортуванні газу необхідно витримати такий режим з множини допустимих, при якому тиски газу в кожній точці газопроводу найбільші. Такий режим виконується при максимальному тиску на виході КС (в даному випадку 7,6 МПа). Розрахунки показують, що при пониженні тиску на виході КС на 0,1 МПа гідравлічні втрати енергії на відстані 100 км зростають на 2%. Отже, робота ГТС при високих тисках призведе до економії енергії як мінімум на 2%, що при включеній потужності порядку 800 МВт складе 16 МВт [37].

Підтримання високого тиску в газопроводах ГТС вимагає збільшення кількості технологічного газу в трубопроводах, тобто такого газу, який постійно знаходиться в порожнині газопроводів для забезпечення тиску, необхідного для нормальної роботи ГПА і який до сих пір не має юридичного статусу. При об'ємі порожнини газопроводів системи 6,75 млн.

м³ об'єм технологічного газу складає понад 430 млн. м³. Зниження початкового тиску на 0,1 МПа рівноцінне відбору газу з порожнини газопроводів системи в об'ємі 4,2 млн. м³. Таким чином, акумулюючи здатність газопроводу при його експлуатації з високими тисками може служити джерелом газопостачання населення в пікові моменти [38].

Зниження енерговитратності на транспортування газу може бути досягнене за рахунок раціонального використання підземних сховищ газу (ПСГ), які можна використовувати як шляхові споживачі чи джерела поступлення газу в систему. Основні ємності ПСГ розташовані на західних ділянках ГТС, що сприяє надійному забезпеченню газом споживачів Західної Європи. Однак, для газозабезпечення споживачів України (особливо центральних і східних регіонів) доцільно використати ємності ПСГ в цих регіонах. Це скоротить, а, можливо, виключить необхідність реверсних перекачувань газу в зимовий період. Однак при виборі обсягів закачування газу в кожне ПСГ необхідно враховувати весь комплекс техніко-економічних показників зберігання газу та прогноз газоспоживання конкретного регіону, що вимагає наукового підходу до експлуатації ПСГ і узгодженої їх роботи в загальній системі транспортування газу [40,95].

1.2 Аналіз енергоефективності газотранспортних систем

Загальні енерговитрати на трубопровідний транспорт газу можна розділити на дві основні складові: корисне використання енергії та енергетичні втрати [39]. Корисне використання енергії включає енергозатрати, які спрямовані на забезпечення заданої пропускної здатності газопроводу в умовах стаціонарного руху газу. Це відображає основне призначення газопроводу.

Енергетичні втрати при транспортуванні охоплюють всі інші види енергозатрат, що виникають під час експлуатації газотранспортної системи..

Слід зауважити, що енергія газу в газовому потоці складається з потенціальної, кінетичної та внутрішньої. При русі газу відбуваються перетворення енергії з одного виду в інший та виникають дисипаційні процеси. З точки зору гідрогазодинаміки при русі газу в трубах мають місце гідравлічні втрати енергії, суть яких зводиться до перетворення потенціальної енергії в кінетичну і далі у внутрішню, яка через стінки трубопроводу розсіюється в довкілля.

В [62] проведено аналіз енерговитрат і втрат енергії при трубопровідному транспорті газу.

Енергетичні втрати при транспортуванні газу з фізичної точки зору включають:

1. Втрати механічної енергії: це втрати, пов'язані з роботою сил тертя в межах газопроводу і перетворенням механічної енергії на внутрішню енергію газу. Ця внутрішня енергія потім розсіюється в довкілля.

2. Енергетичні втрати через сили інерції: вони виникають внаслідок взаємодії газу з трубопроводом і обумовлені рухом газу в потоці, що викликає сили інерції і, відповідно, енергетичні втрати.

3. Витрати енергії на підтримання напруженого стану трубопроводу: це енергетичні затрати, які необхідні для забезпечення стійкості та безпеки газопроводу під час транспортування газу.

Ці компоненти є важливими для оцінки загальних енергетичних втрат у газотранспортних системах.

Для визначення першого виду енерговтрат використаємо рівняння енергії газового потоку [100]:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = -W \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{1}{T \rho \frac{\partial c_p}{\partial T} + \rho c_p} \left(\rho \frac{\partial W}{\partial x} \left(c_p T + \rho T \frac{\partial c_p}{\partial \rho} \right) + \xi \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial T}{\partial t} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \xi}{\partial P} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\pi D \alpha_1}{c_c \rho_c F_c} (T_c - T) - \frac{gW}{c_p} \frac{dh}{dx} \frac{\partial T_c}{\partial t} \right) = \quad (1.1)$$

$$= \frac{\xi_c}{\rho_c c_c} \frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T_{\text{нав}} - T_c) + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T - T_c).$$

Тут, крім зазначених вище позначень, прийнято: c_p , c_c – ізобарна теплоємність газу та теплоємного матеріалу труб; $T_{\text{нав}}$, T_c , – температура навколишнього середовища і стінки трубопроводу; α_1, α_2 – коефіцієнти тепловіддачі від газу до стінки і від стінки в навколишнє середовище; D, d – зовнішній і внутрішній діаметри труби; ξ, ξ_c – коефіцієнти теплопровідності газу і стінки труби; F, F_c , – площа перерізу трубопроводу і стінки; $\chi = \frac{\xi}{\rho c_p}$; h – геодезична позначка траси газопроводу.

В даному випадку останній член рівняння відображає тепловіддачу від газу до стінки трубопроводу, а передостанній - тепловіддачу від стінки трубопроводу до навколишнього середовища.

При транспортуванні газу магістральним газопроводом внаслідок високого тиску в порожнині труб метал стінки постійно знаходиться в напруженому стані, на що витрачається певна частина енергії газового потоку. Напружений стан трубопроводу можна вважати плоским [59], що характеризується кільцевими та повздовжніми напруженнями, які визначаються величиною внутрішнього тиску. Питома потенціальна енергія формозміни в умовах напружено-деформованого стану стінок трубопроводу являє собою джерело енерговитрат.

Розрахунки, проведені для реальних режимів газопроводів в [54], дозволили оцінити величини енерговитрат при транспортуванні газу. В результаті проведеного аналізу встановлено, що максимальне значення корисних витрат енергії складає 27,76%, дисипативні втрати складають 69,63%, а затрати на підтримання напружено-деформованого стану

трубопроводу – 2,61%. Величина інерційних втрат енергії для реального газопроводу в залежності від температурного режиму коливається в межах 5,84% - 13,06%.

Результати досліджень показали, що витрати енергії на забезпечення заданої пропускної здатності газопроводу є малозначними порівняно з енергетичними втратами при транспортуванні газу. Витрати енергії на підтримання напружено-деформованого стану трубопроводу є також незначними і майже неможливо їх зменшити практично. Найбільш вагомими є дисипативні та інерційні втрати енергії, скорочення яких сприятиме підвищенню енергоефективності трубопровідного транспорту газу.

Для оцінки рівня енерговтрат при транспортуванні газу в [30] запропоновано використати поняття коефіцієнта корисної дії газотранспортної систем, з ряду послідовно з'єднаних ланок: компресорних станцій та лінійних ділянок, які в свою чергу поділяються на елементи. До елементів компресорних станцій відносяться газоперекачувальні агрегати та інше технологічне обладнання, до елементів лінійних ділянок – секції паралельних ниток газопроводу. Величина енергоефективності ГПА (як двигуна так і компресора) оцінюється відповідними значеннями ККД. Загальний ККД газотурбінної установки визначається відношенням ефективної потужності на вихідному валу до енергоємності паливного газу

$$\eta_{ГТУ} = \frac{T_e}{q_{nz} Q_p^H}, \quad (1.2)$$

де q_{nz} - витрата паливного газу з нижчою теплотворною здатністю Q_p^H .

Відцентровий нагнітач, в якому відбувається процес компримування газу, характеризується з енергетичної точки зору політропічним ККД. Процес компримування газу в порожнині відцентрового нагнітача визначається сумою двох ефектів: процесу політропічного стиску газу та процесу його переміщення. Кожен з процесів характеризується певною

термодинамічною роботою. Якщо політропічна робота чистого стиску газу складає L_c , а робота переміщення газу L_p , то політропічний ККД нагнітача є відношення [61]

$$\eta_{BH} = \frac{L_c}{L_c + L_p} \quad (1.3)$$

Загальний ККД компресорної станції визначається як добуток

$$\eta_{KC} = \eta_{ГТУ} \eta_{BH}. \quad (1.4)$$

Лінійна ділянка не має прямого енергозабезпечення. Однак, енергія підводиться з потоком стисненого газу. Ця енергія витрачається на подолання сил опору з метою забезпечення заданої пропускної здатності газопроводу та енергетичні втрати. Частина енергії, що витрачається на забезпечення заданої пропускної здатності газопроводу вважається корисною, оскільки газопровід має призначення забезпечити задану пропускну здатність. Очевидно, відношення затрат корисної енергії до підведеної з потоком газу є коефіцієнт корисної дії лінійної ділянки [29].

Таким чином, для газотранспортної системи, що працює в умовах неповного завантаження, характерна часта зміна режимів, викликана значними амплітудними коливаннями продуктивності, що призводить до зростання інерційних втрат енергії в порівнянні з іншими енерговитратами, і, як наслідок, зниження ККД системи.

1.3 Режими роботи газотранспортних систем

Поняття режим – базове поняття в теорії газотранспортних мереж [101]. Але у літературі йому приділяється недостатня увага. У роботі [115] зроблено спробу, певною мірою, заповнити цю прогалину. Вказане поняття є

системним, багатопараметричним і динамічним. Для того, щоб введене поняття режиму було функціональним (застосовним), потрібно не тільки запропонувати систему класифікації режимів, але й систему їх ідентифікації та оцінки зміни в реальних умовах функціонування ГТС.

На даний час математична модель руху газу в трубі є ще недостатньо вивчена. Основні проблеми носять обчислювальний характер [87-91]. Дослідження показують, що серед числових методів перевагу надають методу скінчених елементів [92,100,113,115]. Невичерпані ще різні методи лінеаризації рівнянь і підходи, пов'язані з усередненням параметрів газу. Щодо розрахунку параметрів ГТС, то на сьогодні розглядаються два методи: метод ув'язки по вузлах і метод ув'язки по контурах[63,65,119]. Ув'язка по вузлах передбачає формування систем рівнянь відносно невідомих тисків у вузлах. Метод ув'язки по контурах зводить задачу до розв'язання систем рівнянь відносно витрат по незалежних контурах. У цих випадках важливим є метод розв'язування відповідної системи нелінійних рівнянь[54,82]. Методи різняться по швидкодії, області гарантованої збіжності, точності[20,27]. Щодо моделей інших об'єктів, то в основному використовуються моделі, побудовані на основі багатократних вимірювань (емпіричні моделі). Особливої уваги заслуговують існуючі моделі компресорних станцій та їх інтеграція з моделями інших об'єктів [28,33,34,100,113].

Аналізуючи роботу споруд ГТС доходимо до можливості класифікації їх з точки зору врахування в математичній моделі геометричних розмірів цих об'єктів. Для цього введемо поняття часу τ проходження газу через об'єкт [113]. Нехай w — характерна швидкість руху газу в межах деякого об'єкта, а l — його характерний розмір у напрямку руху газу. Тоді характерний час проходження газу через цей об'єкт визначиться як $\tau = l/w$.

Тож, очевидно, що вивчаючи поведінку ГТС на проміжках часу Δt , можна не брати до уваги в математичній моделі скінченність розмірів тих об'єктів, для яких виконується умова $\tau \ll \Delta t$.

З огляду на це поділятимемо математичні моделі споруд, які входять до складу ГТС, на три типи:

- об'єкти із зосередженими параметрами,
- одновимірні об'єкти із розподіленими параметрами,
- дво- та тривимірні об'єкти із розподіленими параметрами.

Звичайно, віднесення об'єкта ГТС до того чи іншого класу залежить від конкретної задачі та мети математичного моделювання: якщо в одних задачах об'єкт можна розглядати як систему із зосередженими параметрами, то в інших слід враховувати його скінченність.

У задачах моделювання транспортування газу, керування газотранспортною мережею та оптимізації режимів її експлуатації, об'єкти з зосередженими параметрами включають компресорні станції, газорозподільні станції, перемички, запірну арматуру, вузли редукування тиску та очищення газопроводу. Одновимірними об'єктами з розподіленими параметрами є магістральні трубопроводи та переходи.

Стаціонарний режим роботи ГТС визначається технічним і технологічним станом об'єктів, станом лінійних частин, кранів, параметрами газу, який поступає в систему і який відбирається із системи, задіяними газоперекачувальними агрегатами (ГПА) та їх режимом роботи, параметрами середовища, в якому перебуває ГТС.

Діючий режим визначається станом об'єктів, параметрами газових потоків на входах і виходах ГТС.

Розрахунковий режим характеризується параметрами газових потоків на всіх об'єктах, знайденими за певними математичними моделями.

Технологічний режим характеризується параметрами газових потоків, які знаходяться в технологічних межах, що забезпечують якість і надійність режиму транспорту газу.

Оптимальним режимом роботи газопроводу вважають режим, параметри якого забезпечують експериментальне значення деякого критерію оптимальності [115].

До критеріїв оптимальності режимів транспортування газу відносять мінімізацію собівартості перекачування, максимізацію об'єму перекачування, мінімізацію сумарної потужності компресорних станцій, максимізацію показників надійності системи та інші. На практиці для оптимізації використовують декілька таких критеріїв одночасно. Кожному з них призначають певний пріоритет і ваговий коефіцієнт. Отримана таким чином функція називається функцією мети і використовується для пошуку оптимальних режимів експлуатації газотранспортної системи. Параметри оптимального режиму повинні забезпечувати екстремум функції мети [39].

Процедура оптимізації режимів роботи газопроводів полягає в тому, що критерії оптимальності виражаються через параметри режиму (тиски, температури, витрати газу) за допомогою відомих рівнянь стаціонарної течії газу в газопроводі. Глобальний екстремум функції мети може бути знайдено, якщо часткові похідні функції мети по параметрах режиму прирівняти до нуля. Однак, через емпіричний характер деяких залежностей, не завжди можливо знайти всі часткові похідні, або вони можуть бути не визначені в певних точках. Крім того, існує можливість, що функція мети взагалі не матиме глобального екстремуму.

Цей підхід до оптимізації режимів роботи газопроводів не є універсальним і вимагає уважного аналізу та експериментальної перевірки залежностей між параметрами режиму та критеріями оптимальності перед застосуванням на практиці. Найбільш поширеними вважаються два методи оптимізації режимів: метод перебору варіантів і метод штрафних функцій

[73,100]. Методи оптимізації режимів роботи газопроводів можуть включати кілька підходів для знаходження глобального екстремуму функції мети, яка враховує параметри та критерії оптимальності. Перший метод полягає в обчисленні значень функції мети для всіх режимів з області допустимих і виборі найбільш або найменш значення функції мети як оптимального режиму. Цей підхід може вимагати значних обчислювальних ресурсів через велику кількість можливих варіантів.

Другий метод використовує ітераційний підхід, де параметри режиму змінюються на дискретний крок, і для кожного нового режиму обчислюється значення функції мети. Якщо значення функції мети покращується, то пошук продовжується в тому ж напрямку. У випадку погіршення значення функції мети, застосовується певний штраф і пошук відбувається в іншому напрямку.

Оптимальним є поєднання цих двох методів, що дозволяє знизити обсяг обчислень і часу на пошук оптимального режиму. Використання області допустимих режимів разом з граничною областю енергозатрат дозволяє ефективно здійснювати пошук глобального екстремуму функції мети.

Для цілей оптимізації часто використовується метод пошуку глобального екстремуму, який базується на даних диспетчерської інформації і враховує адаптацію коефіцієнтів регресивного рівняння. Цей підхід передбачає адекватну частоту адаптації коефіцієнтів регресивної моделі з урахуванням точності прогнозування для модельованих параметрів режиму роботи газотранспортної системи.

Розрахункова схема визначення критерію оптимальності і вибору оптимального режиму [62,92,102] по одному критерію буде такою. Для оптимізації роботи газотранспортної системи визначаються параметри кожної компресорної станції для всіх режимів з області допустимих. Ці параметри включають тиск і температуру на вході і виході, продуктивність,

ступінь підвищення тиску та потужність. Передбачається, що кожен з заданих режимів працюватиме однакові проміжки часу.

Далі обчислюється кількість мотогодин для кожного газоперекачувального агрегату на кожній компресорній станції, щоб отримати повну сумарну роботу N . Для кожного режиму також розраховуються витрати на паливний газ і матеріали.

Оптимальний режим вибирається на основі мінімізації експлуатаційних витрат, що включають в себе витрати на паливний газ і матеріали. Такий підхід дозволяє забезпечити ефективне використання ресурсів і зниження витрат на експлуатацію газотранспортної системи.

Вказаний підхід до оптимізації дійсно має свої обмеження, зокрема в статистичному характері оцінки показників, які суттєво впливають на режим і залежать від нього. Одним із таких критичних параметрів є ККД (коефіцієнт корисної дії) системи, який враховує ефективність перетворення енергії в газотурбінній установці та на лінійній ділянці. В явному вигляді величина ККД використовується для визначення потужності компресорних станцій за певною формулою, що враховує потужність нагнітача.

Однак, величини ККД газотурбінної установки та лінійної ділянки залежать від параметрів режиму роботи, таких як температура, тиск, витрата газу тощо, і потребують уважного розгляду при оцінці їх впливу на експлуатаційні витрати. У середньому значенні вони можуть враховуватися коефіцієнтом у визначенні витрат паливного газу, але цей підхід може не враховувати змін ККД в залежності від конкретного режиму роботи.

Таким чином, важливо розробити методику, яка б урахувала варіації ККД при зміні параметрів режиму, що дозволить точніше оцінити експлуатаційні витрати і забезпечити більш ефективне управління газотранспортною системою.

З іншого боку коефіцієнт корисної дії газотранспортної системи може бути знайдений за параметрами роботи з наступної залежності [39]

$$\eta = \frac{Q_{cm}}{q_{nz}} \cdot \frac{P_{cm}}{P_{cp}} \cdot \frac{T_{cp}}{T_{cm}} \cdot z_{cp} \cdot \frac{(P_n - P_k)}{Q_P^H}. \quad (1.5)$$

Залежність (1.5) містить наступні параметри режиму роботи системи транспорту газу: початковий P_n , кінцевий P_k та середній P_{cp} тиски, середню температуру T_{cp} та продуктивність при стандартних умовах Q_{cm} . Крім того, у формулу входить витрата паливного газу по КС q_{nz} та його енергетична характеристика Q_P^H . Отже, включення величини ККД до регресійної залежності функції мети дозволить здійснювати пошук екстремуму задачі з урахуванням ефективності енергозатрат на транспортування газу.

Одним з підходів реалізації задачі пошуку оптимального режиму є поєднання штрафних функцій з методом адаптивного випадкового пошуку [113,115]. Цей підхід до оптимізації транспорту газу уникне зациклення ітераційних процесів пошуку екстремума в "особливих точках", завдяки використанню випадкового пошуку, що підвищує надійність пошуку оптимального значення в цілому. Крім того, застосування методу штрафних функцій дозволяє враховувати технологічні обмеження, які задаються функціями будь-якого виду в задачах нелінійного програмування. У цьому підході до вирішення проблеми оптимізації режимів роботи газотранспортної системи використовується регресивне рівняння у вигляді параболи для функції мети та функції обмежень для визначення режимів роботи компресорних станцій вздовж траси трубопроводу. В цьому випадку задача оптимізації режимів роботи газотранспортної системи зводиться до таких дій:

шукається $\max_{X \in \Omega_p}(F(\vec{X}))$ функції мети $F(\vec{X})$ при обмеженнях виду:

$$\begin{aligned} F_i(\vec{X}) &= 0; \quad i = 1, 2, \dots, l, \\ \varphi_j(\vec{X}) &\leq 0; \quad j = l+1, \dots, m+1, \dots, \end{aligned} \quad (1.6)$$

де Ω_p – область працездатності для функції $F(\bar{X})$; $F(\bar{X})$ – цільова оптимізуюча функція (модель газотранспортної системи); $F_i(\bar{X})$ – функція обмежень у вигляді рівності; $\varphi_j(\bar{X})$ – функція обмежень у вигляді нерівності.

Задача (1.6) розв’язується методом штрафних функцій, для чого будується функція штрафу такого вигляду:

$$P(X, \tau) = -F(X_k) + \tau \left(\sum_{i=1}^e F_i(X_k)^2 + \sum_{j=l+1}^m \varphi_j(X_k)^2 \right),$$

де $\varphi_j(X_k) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } \varphi_j(X_k) \leq 0 \\ \varphi_j(X_k), & \text{якщо } \varphi_j(X_k) > 0 \end{cases}$; τ – параметр штрафу.

Розглянемо задачу:

$$\max_{\tau \leq T} (\min_{X \in \Omega} (\rho(X, \tau))). \quad (1.7)$$

У багатьох роботах [14,76,77] показано, що при $T \rightarrow \infty$ рішення задачі (1.7) зводиться до рішення задачі (1.6).

У ринковій економіці витрати енергетичних ресурсів і обсяги транспортованого газу підпорядковані критерію оптимальності економічного доходу, який визначається за надходженнями коштів від газотранспортних послуг. Ці критерії формуються відповідно до вимог ринкової економіки і ситуаційно, що відкриває шлях до нових підходів у регулюванні витрат паливно-енергетичних ресурсів на трубопровідний транспорт газу. Основна ідея ринкової концепції витрат паливного газу полягає в створенні інтегрованої системи критеріальних показників ефективності, де вирішальну роль відіграють економічні чинники.

Традиційно газотранспортна робота магістральних газопроводів [3] оцінюється добутком кількості транспортованого газу Q на відстань L . Вимірник газотранспортної роботи $Q \cdot L$ ($\text{м}^3 \cdot \text{км}$) за певний період є аналогічним вимірнику звичайних вантажоперевезень ($\text{кг} \cdot \text{км}$). Проте, фізична природа звичайних вантажоперевезень і трубопровідного

транспортування газу різна. Відмінність полягає в тому, що вантаж зазвичай є пасивним переміщуваним предметом, а газ є носієм енергії тиску, яка уможливорює сам процес транспортування газу [102].

Енергія тиску змінює фізичний стан транспортованого газу по всій довжині газопроводу, включаючи його густину, температуру і тиск. Ця залежність робить енергетичні витрати на транспортування газу неоднозначними відносно обсягу транспортованого газу. Ця неоднозначність не дозволяє використовувати традиційний підхід з вимірювання товаротransпортної роботи $Q * L$ як універсальний показник продуктивності газотранспортного виробництва. Товаротransпортна робота $Q * L$ може бути застосована лише у випадках, коли порівнюються однакові режимно-технологічні варіанти транспортування газу.

Для фіксованої довжини газопроводу і сталого відбору та надходження газу може бути використаний обсяг транспортованого газу за певний період як показник продуктивності газопроводу. Продуктивність газопроводу є інтегральним показником, який враховує обсяг транспортованого газу за визначений період. Отже, при з'ясуванні причин відхилення експлуатаційних режимів газопроводів від проектних чи планових, або технічно можливих необхідно використовувати поняття пропускної здатності газопроводу, яке визначає максимальний обсяг транспортованого газу при максимальному використанні потужностей компресорних станцій і фактичних розрахункових параметрах транспортування газу [53].

Для лінійної ділянки газопроводу еквівалентна товаротransпортна робота розраховується за формулою

$$A = c (P_1^2 - P_2^2) \cdot Q, \quad (1.8)$$

де c – константа, яка розраховується за параметрами лінійної ділянки;

P_1, P_2 - тиски на початку і в кінці ділянки; Q – продуктивність газопроводу.

Для компресорної станції в межах концепції еквівалентної товаротransпортної роботи політропна робота стискування газу визначається за формулою

$$N_{ГПА} = \frac{m}{(m-1) \cdot \eta_{пол}} \cdot P_{ex} \cdot Q_{ex} \left[\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} - 1 \right] \quad (1.9)$$

де ε - ступінь стискування газу, Q – продуктивність КС.

Економічним змістом проблеми оцінювання і підвищення ефективності експлуатаційних режимів роботи магістральних газопроводів є визначення залежності витрат енергетичних ресурсів N від кількості транспортованого газу Q та економічної ефективності цих витрат за ринковим критерієм прибутковості [39].

$$Pr = f(OF, N), \quad (1.10)$$

де OF – витрати, що є незалежними від завантаження газотранспортної системи (витрати на обслуговування основних виробничих фондів OF), а N – керовано змінні в короткостроковому періоді витрати (енергетичні та ін.), що залежать від обсягів транспортованого газу, тобто $N = f(Q)$. Технологічному змісту проблеми відповідає її математичне формулювання, сутність якого можна умовно поділити на дві частини:

- 1) – побудова цільової, критеріально екстремальної функції $N = f(Q)$
- 2) – знаходження екстремуму функції $N = f(Q)$ при обмеженнях, які накладає формула прибутковості $Pr = f(OF, N)$.

За результатами розрахунків на рисунку 1.4 показана графічна модель залежності $\Delta P = f(Q)$ для лінійної ділянки газопроводу "Союз" від Борова до Першотравнева. Аналіз отриманих результатів дозволяє зробити наступне висновок: залежність витрат енергії тиску газу ΔP від обсягів транспортованого газу Q є нелінійною. Специфіка нелінійної характеристики $\Delta P = f(Q)$ проявляється в тому, що вона є вогнутою донизу. Ця особливість дозволяє знаходити оптимальний режим роботи лінійної ділянки газопроводу шляхом порівняння результатів розрахунків надходжень за кількістю

транспортованого газу Q з результатами розрахунків енергетичних витрат $\Delta P = f(Q)$ з точки зору енергоефективності.

За оптимального режиму роботи лінійної ділянки надходження будуть більші, ніж витрати енергоресурсів ΔP , тобто

$$\text{Над} = c \times Q > \Delta P = f(Q). \quad (1.11)$$

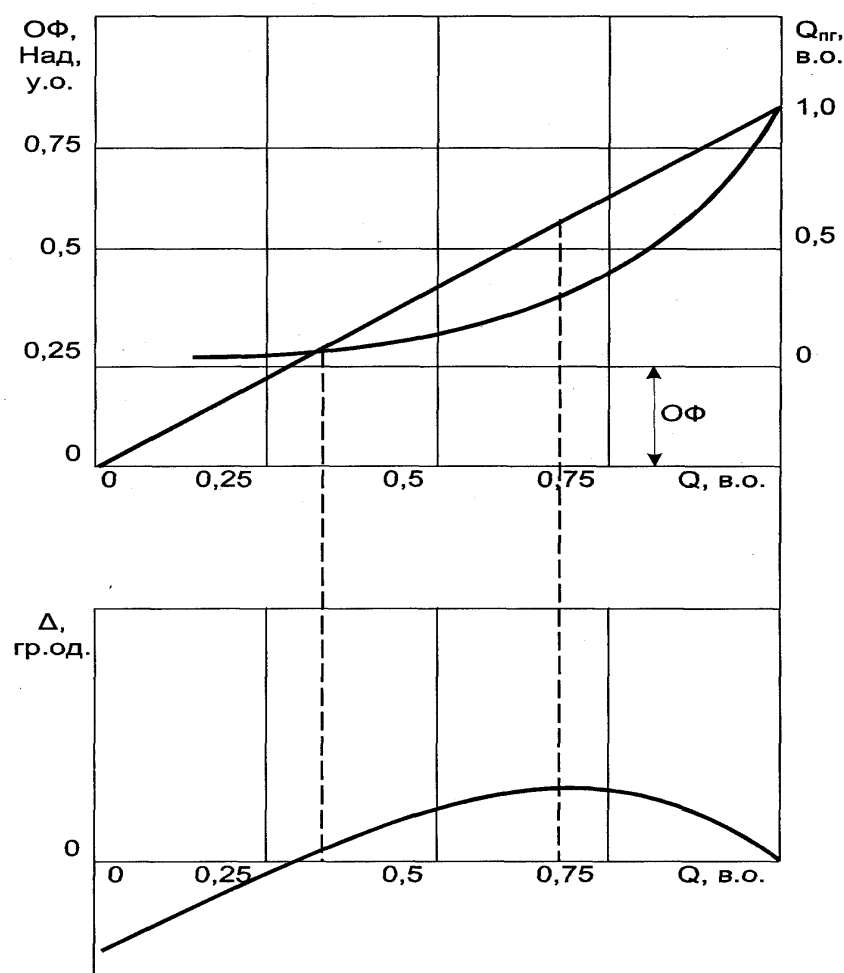


Рисунок 1.4 – Визначення оптимального режиму роботи газопроводу

Концепція оптимізації режимів роботи лінійних ділянок грає ключову роль у розвитку енергоефективних технологій трубопровідного

транспортування газу. Проте для магістральних газопроводів високого тиску витрати ΔP залежать не лише від завантаження газопроводу, але й від керованих режимів роботи, зокрема робочого тиску, компресорних станцій. Енергетичні витрати на лінійних ділянках тісно пов'язані з енергетичними витратами на компресорних станціях і є важливою, але похідною частиною показника ефективності магістральних газопроводів.

Відзначимо, що всі існуючі принципи оптимізації режимів роботи газотранспортних систем можуть бути використані для умов їх експлуатації з неповним завантаженням. Однак, в цьому випадку виникає ряд особливостей і ускладнень.

В першу чергу це стосується множини допустимих режимів, яка в умовах неповного завантаження системи транспортування газу значно розширюється. Як правило, на першому етапі оптимізації режимів використовують область допустимих режимів і граничну область енерговитрат, які в умовах неповного завантаження можуть суттєво змінюватися в часі. Отже, необхідно враховувати часовий тренд обмежень допустимих режимів.

Іншим аспектом є обмеження у виборі критеріїв оптимальності. Якщо вважати надійність експлуатації системи незалежною від параметрів режиму, то єдиним критерієм оптимальності слід вважати енерговитрати на транспортування газу. З одного боку це спрощує методику побудови функції мети, а з іншого – вимагає побудови залежності ККД системи від параметрів режиму.

1.4 Конкретизація задач дослідження

На основі проведеного аналізу літературних джерел з питань вибору раціональних методів експлуатації газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження встановлено, що проблема вибору режимів роботи і обслуговування в таких випадках є актуальною і потребує термінового вирішення, оскільки експлуатаційні затрати постійно зростають.

При неповному завантаженні складної газотранспортної системи можуть відбуватися зміни тисків газу в газопроводах при фіксованій продуктивності.

Часті зміни продуктивності газотранспортної системи вимагають оперативного втручання в технологічний процес з метою коректування режимів окремих елементів газопроводу. Це вимагає побудови математичних моделей адаптивного типу для швидкого і адекватного визначення робочих параметрів.

Діапазон можливих змін тиску обмежується верхньою і нижньою лініями депресії. Верхня лінія депресії визначає максимальний допустимий тиск на початку газопроводу, тоді як нижня лінія депресії вказує на мінімально допустимий кінцевий тиск. Порушення цього діапазону може призвести до надмірного тиску, що може спричинити пошкодження газопроводу або відмову нагнітачів на компресорних станціях через пониження тиску нижче допустимого рівня.

Процес формування депресії тиску в нестационарних умовах при зміні продуктивності характеризується коливаннями тиску з певною частотою і амплітудою. Суперпозиція тисків близько до верхньої граничної лінії депресії може призвести до перевищення максимального тиску, тоді як близько до нижньої лінії депресії - до зниження тиску нижче допустимого рівня. Коливання тиску в трубопроводі призводять до зміни реального гідравлічного і технічного стану газопроводу.

Гідравлічний стан газопроводу прийнято характеризувати коефіцієнтом гідравлічної ефективності або фактичним значенням коефіцієнта гідравлічного опору, який в умовах частотої зміни витрати газу міняє своє значення і, що не менш важливо, похибку в його визначенні.

Технічний стан газопроводів прийнято оцінювати показниками надійності, які залежать від параметрів режиму роботи і особливо від їх коливання в часі. Тому неповне завантаження газотранспортної системи призводить до зниження надійності внаслідок частотних коливань тиску. Це обумовлює можливість пришвидшення процесів внутрішньої корозії, виникнення стрес-корозії, що в кінцевому результаті призведе до появи малих аварійних витоків газу.

В умовах неповного завантаження газотранспортної системи оптимальність режимів роботи можна визначати за двома основними критеріями: мінімізація енергозатрат на транспортування газу і максимізація надійності газопроводу. Перший критерій вказує на необхідність обрати принцип оптимізації, який забезпечить мінімальні витрати енергії при транспортуванні газу з доступної множини допустимих режимів. Другий критерій ставить завдання встановлення оптимальних принципів обслуговування технологічного обладнання та газопроводів газотранспортного комплексу, щоб забезпечити максимальну надійність їх експлуатації. Для практичної реалізації цих критеріїв необхідно розробити стратегічні напрямки та методи оптимізації режимів і обслуговування газотранспортної системи в умовах неповного завантаження.

Виходячи з окреслених завдань, що ставляться до практичної експлуатації газотранспортного комплексу і опираючись на результати аналізу науково-технічної літератури в даному напрямку, можна виокремити наступні задачі досліджень:

1. Конкретизація закономірностей зміни параметрів стаціонарних режимів роботи газотранспортної системи при зміні обсягів перекачування

газу з метою побудови математичних моделей для оперативного керування її експлуатацією.

2. Дослідження перехідних процесів в газопроводах, викликаних стрибкоподібними змінами обсягів перекачування газу чи відключенням і повторним включенням компресорних станцій з метою запобігання критичного перевищення тиску і порушення умов міцності трубопроводів.

3. Удосконалення методів діагностування гідравлічного і технічного стану трубопроводу на основі дослідження процесу розповсюдження збурень, викликаних зміною продуктивності.

4. Розробка принципів і методів оптимізації режимів роботи газотранспортних систем, що експлуатуються за умов неповного завантаження.

5. Прогнозування раціональних заходів обслуговування елементів газотранспортного комплексу за умов його експлуатації з неповним завантаженням.

РОЗДІЛ 2

РАЦІОНАЛЬНІ РЕЖИМИ РОБОТИ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

Надано принципи створення математичних моделей для вибору оптимальних режимів експлуатації складних газотранспортних систем з численними компресорними станціями, що обладнані різнотипними газоперекачувальними агрегатами. Запропоновано здійснювати оптимізацію режимів на основі енергоекономічних характеристик газотранспортної системи, які визначаються на основі параметрів системи з урахуванням технічного стану її компонентів і економічних показників експлуатації протягом визначеного періоду [24].

Цей підхід забезпечує дотримання принципу експлуатації газотранспортної системи в межах допустимих режимів і граничних енерговитрат, з одного боку, і мінімізацію затрат на транспортування газу, з іншого. З використанням фактичних даних про реальний технічний стан обладнання і газопроводів дана методика дозволяє оцінювати та враховувати параметри надійності газопостачання в подальших процедурах. Важливою вимогою до процедури оптимізації є стабільність енергоекономічних характеристик, що означає, що при будь-яких практичних змінах неосновних режимних параметрів енергоекономічна характеристика не повинна виходити за межі допустимої похибки [24].

Задача оптимального розподілу навантажень в складній газотранспортній системі вирішується з метою мінімізації сумарних енергетичних витрат при заданому обсязі подачі газу та інших планово-технологічних обмеженнях. Ця задача оптимізації багатопараметричного об'єкта полягає в пошуку екстремуму функції мети шляхом вибору такого набору керуючих впливів, який відповідає заданим обмеженням. Розподіл

навантажень на вищій ієрархії для системи магістральних газопроводів визначається шляхом мінімізації сумарних витрат на компресію газу по кожному з газопроводів. Задача оптимального розподілу навантажень в складній газотранспортній системі розглядається, виходячи їх мінімуму сумарних енергетичних витрат при заданому обсязі подачі газу та інших планово-технологічних обмеженнях.

Задача оптимізації багатопараметричного об'єкта полягає в пошуку точки екстремуму функції мети шляхом визначення такого вектора керуючих впливів, який відповідає заданим обмеженням. Розподіл навантажень на вищій ієрархії для системи магістральних газопроводів досягається через мінімізацію сумарних витрат на компресію газу по кожному газопроводу [24].

Показано методику побудови таких характеристик і процедури встановлення їх стійкості, що дозволяє формалізацію побудови критеріальної залежності параметрів режиму від енергоекономічних факторів. Викладені принципові рішення дозволяють формалізувати функцію мети для вибору раціонального режиму експлуатації газотранспортної системи в умовах її неповного завантаження .

2.1 Постановка задачі

Експлуатація транзитної газотранспортної системи в умовах неповного завантаження часто супроводжується змінами обсягів транспортування газу, що вимагає оперативного прогнозування оптимальних режимів роботи системи.

Складність систем транспорту газу та їх багатогранна структура створюють труднощі при оптимізації режимів роботи існуючих об'єктів в умовах неповного завантаження. Використання заздалегідь розрахованих

оптимальних еквівалентних характеристик для різних рівнів ієрархічної системи спрощує вирішення ряду конкретних завдань.

Якщо задана структура магістральних газопроводів, точки подачі газу в газопроводи, вузли газоспоживання, діапазони зміни потоків, відборів, тисків на головних спорудах і в кінцевих пунктах споживання, то задача оптимального керування зводиться до знаходження таких множин керуючих впливів (число працюючих компресорних станцій, агрегатів, швидкості обертання їх роторів) і відповідні їм режимні параметри (тиски, витрати, температура), які забезпечували б мінімум сумарних енергетичних витрат при заданих обсягах поставках газу і технологічних обмеженнях [30,40,114].

Завдання оперативного керування режимами тісно пов'язане з низкою інших завдань: поточного планування обсягів транспорту газу і основних економічних показників, які не можуть бути вирішеними без визначення оптимальних витрат на експлуатацію системи [67]. Завдання компенсації нерівномірності газоспоживання, максимуму завантаження основного обладнання, надійності та інших факторів є нерозривно пов'язаними з основним завданням оптимізації режимів газопостачальних систем. Для ефективного управління складною багатоконтурною системою газопостачання пропонується метод узгодження порівнюваних оптимальних рішень на основі еквівалентних характеристик.

Нехай є газопостачальна система, що складається з різноманітних підсистем: одноцехових і багатоцехових компресорних станцій з різним компресорним обладнанням, одно- і багатониткових газопроводів з різними режимами роботи і різноманітними конфігураціями мереж. Для кожного такого об'єкта і на різних рівнях технологічної оснащеності пропонується на основі розроблених і порівняно простих математичних моделей побудувати сімейство різноманітних оптимізованих за обраним загальним критерієм еквівалентних енергоекономічних характеристик, які можна представити у вигляді наступної функції [30]:

$$F_i(\bar{R}) = \{f_{i_1}(\bar{R}_1), f_{i_2}(\bar{R}_2), \dots, f_{i_j}(\bar{R}_j), \dots, f_{i_n}(\bar{R}_n)\}, \quad (2.1)$$

де $f_{i_n}(\bar{R}_n)$ - енергоекономічні характеристики j - го об'єкта i - го ієрархічного рівня, що представляє залежність мінімальних витрат від вектора режимних параметрів.

2.2 Математичне моделювання режимів газотранспортних систем за умов неповного завантаження

Кожна характеристика визначається у визначеному діапазоні режимів, межі якого завжди відомі з практики. Перевага запропонованого підходу полягає в тому, що багатовимірну задачу замінюють версією задачі малої розмірності.

Вирішується спрощена задача: знайти $F_{i+1}(\bar{R}) = \min \sum_{l=1}^m f_{il}(\bar{R}_l) (\text{var } \bar{R}_l \in D(\bar{R}_l))$ і наступний за нею вектор режимів \bar{R}_i , де $D(\bar{R}_l)$ допустима область режимів, m - число об'єктів, об'єднаних для отримання рішень підсистеми $i+1$ -го рівня [114].

Таким чином, оптимізацію продовжують до досягнення верхнього рівня. У разі потреби впровадження рішень відтворюють всю сукупність локальних рішень від верхньої ланки зворотного зв'язку до нижньої, де відтворюються всі компоненти векторів керуючих впливів.

Для існуючої газопостачальної системи досить обмежитися розглядом двох рівнів [116,143]. На нижчому ієрархічному рівні визначають характеристики окремих магістральних газопроводів, підземних сховищ тощо. Кількість таких характеристик визначається числом ланок, проте в тих випадках, коли розглядаються ідентичні об'єкти, можуть бути використані одні й ті ж характеристики. За режимний вектор приймають основний

параметр - витрату, інші складові вектора , як правило , фіксуються . Однак повністю ігнорувати вплив тиску і температури на вибір рішення на верхньому рівні ієрархії керування в жодному випадку не можна.

Перед визначенням еквівалентних характеристик необхідно, по-перше, виділити підсистеми, число зв'язків яких не повинно перевищувати трьох , по-друге , визначити головні і другорядні параметри. Після цього на основі розроблених моделей переходять до розрахунку еквівалентних енергоекономічних характеристик, що відображають залежність екстремальних (мінімальних) значень функціоналу від основних параметрів стану і керування [67]. У загальному випадку енергоекономічні характеристики транспорту газу можуть бути записані таким чином

$$F_i(\bar{Q}_i, \bar{R}_i, \bar{u}_i) \Big|_{R_i^*} = \min_{\substack{\bar{Q}_i^1 \in D(\bar{Q}_i) \\ \text{var } \bar{u} \in D(\bar{u}_i)}} \phi(\bar{Q}_i^1, \bar{R}_i, \bar{u}_i) \quad (2.2)$$

де $\bar{Q}_i = \{Q_{i0}, q_{i1}, \dots, q_{in}\}, i = 1, 2, \dots \in m+1$ мірний вектор (план i -ї підсистеми з безлічі можливих планів $D(\bar{Q}_i)$) , що визначає величину відбору газу споживачами по трасі газопроводу; \bar{Q}_i^1 - довільний план з $D(\bar{Q}_i)$; $\bar{R}_i = \{R_{i1}, R_{i2}, \dots, R_{in}\}$ - вектор допустимих режимів роботи i -го газопроводу ; та $\bar{u}_i = \{\bar{u}_{i1}, u_{i2}, \dots, u_{in}\}$ - вектор допустимих керуючих впливів i - го газопроводу з безлічі можливих керувань $D(\bar{u}_i)$.

Функціонал спрямований на досягнення мінімуму загальних енергетичних витрат на компресію газу для всієї підсистеми (магістрального газопроводу) в цілому. Основними параметрами в цій підсистемі є продуктивність газопроводу, оскільки вона має значний вплив на величину витрат, у порівнянні зі змінами тиску на вході головної компресорної станції та на кінці газопроводу , тобто вектор

$$Q_i = Q_{io}, q_{in} = const \quad (2.3)$$

Очевидно, тип енергоекономічних характеристик залежить від вибору моделі, ступеня деталізації математичного опису елементів компресорних станцій і лінійної частини газопроводу, а також складності схеми самого газотранспортного об'єкта (такої як його протяжність та кількість компресорних станцій).

Процедура оптимізації режимів роботи магістральних газопроводів, заснована на методі динамічного програмування [11] з послідовними наближеннями, дозволяє розраховувати оптимальні режими компресорних станцій, оскільки експлуатаційні витрати складаються в основному з витрат на компримування газу. При цьому оптимальним чином вибирають число машин, які включаються паралельно і послідовно, швидкості обертання їх роторів, ступінь завантаження, коефіцієнт корисної дії, ступінь підвищення тиску і ряд інших технологічних параметрів.

Аналіз рішень показує, що для складних газотранспортних систем за елементарну підсистему доцільніше брати магістральний газопровід – ланцюжок [86,114].

На основі закритих оптимальних рішень була побудована енергоекономічна характеристика газопроводу «Шебелинка-Дніпропетровськ-Одеса», яка представлена на рисунку 2.1. Графік показує відношення значення мінімального критерію до його номінального значення в залежності від навантаження - витрати газу магістрального газопроводу по осі абсцис. Отримана залежність відображає нелінійну ступінчасту функцію з розривами першого рівня. Стрибкоподібні зміни на кривій спричинені дискретними керуючими впливами, такими як включення агрегатів на компресорних станціях (включенням агрегатів на КС).

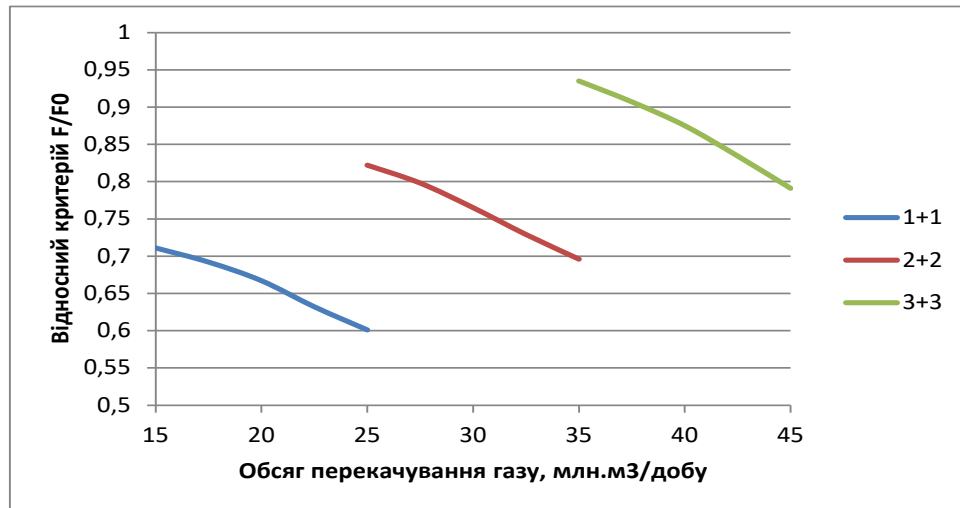


Рисунок 2.1 – Енергоекономічна характеристика газопроводу

Для використання багатовимірних енергоекономічних характеристик окремих газопроводів в задачі найвигіднішого розподілу навантажень в системі магістральних газопроводів необхідно представити такі характеристики в аналітичному виді. Нами використана програма апроксимації функції багатьох змінних поліномом виду [35] :

$$\Phi = \sum_{i=0}^{\Delta} \sum_{j=0}^B \sum_{k=0}^c a_{ij...k} x_1^{\pm i} x_2^{\pm j} \dots x_p^{\pm k} \quad (2.3)$$

Багатовимірна енергоекономічна характеристика газопроводу з достатньою точністю наближається поліномом виду:

$$\Phi = a_0 + a_1 q + a_2 Q + a_3 q^2 + a_4 Q^2 + a_5 q Q.$$

Для газопроводу «Шебелинка-Дніпропетровськ-Одеса» енергоекономічна характеристика має вигляд

$$\Phi = 4853.617 + 209.929q - 185.1548 Q - 3.05905q^2 + 1,98456Q^2 + 1.733864qQ$$

Середня похибка апроксимації становить 0,037.

Ієрархічний принцип побудови оптимізованих рішень для складних газотранспортних систем передбачає розгляд системи як сукупності окремих підсистем. Вибір граничних точок пов'язаний зі збереженням стійкості енергоекономічних характеристик, при цьому точки поділу можуть зазнавати змін неосновних режимних параметрів, що можуть впливати на їхнє положення. Це призводить до потреби оцінювати діапазон можливих змін вихідного тиску для кожної такої підсистеми. Серед ймовірних граничних точок тиску в газотранспортній системі можуть бути компресорні станції в точках з'єднання магістральних газопроводів.

На рисунку 2.2 представлена статистика зміни середньодобових тисків на входах компресорних станцій (КС) протягом року. Для кожного місяця вивченого періоду розраховувалась величина математичного очікування $M(p)$ вхідного тиску. На рисунку 2.2 показана зміна цієї величини в річному розрізі . Тут же дано зміну математичного сподівання $M^*(p)$. Середньоквадратичне відхилення $\sigma^2(p)$ вхідного тиску при переході від сезону до сезону змінюється не суттєво.

На рисунку 2.3 представлені характеристики вхідного тиску компресорної станції «Радуже». Аналіз результатів показує, що найбільш ймовірні відхилення вхідного тиску від середньодобового значення на КС «Краснопілля» не перевищують 11% , на КС «Радуже» - 16%. Ця величина для зимового сезону складає 9 – 10 % .

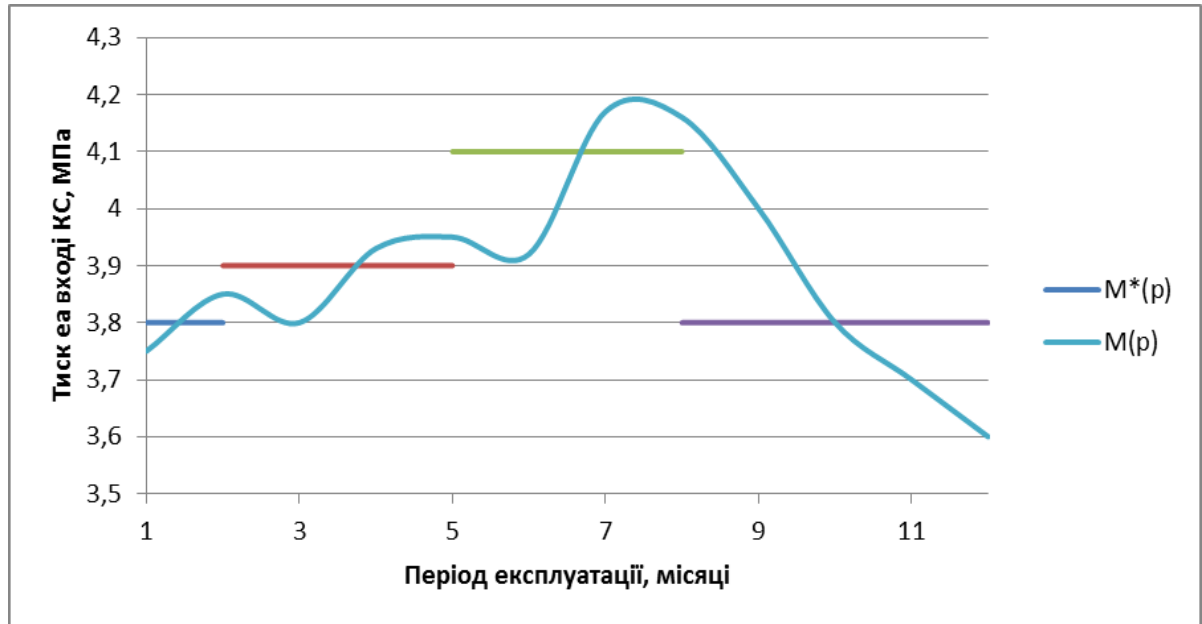


Рисунок 2.2 – Зміна математичного очікування вхідних тисків в часі на КС «Радушне»

Зрозуміло, що при скороченні часового інтервалу від сезону до окремого місяця для побудови математичної моделі газопроводу ці значення стануть ще меншими. Так, на КС -1 середньоквадратичне відхилення $\sigma^2(p)$ вихідного тиску для трьох літніх місяців становить: 6 - 4,05 ; 7 - 3,8 , 8 - 4,6 у порівнянні $\sigma^2(p) = 5,1$ загалом за літнім сезоном. Для отримання більш достовірних цифр необхідно провести статистичний аналіз зміни вихідного тиску на компресорній станції в місячному та сезонному розрізі протягом кількох років. Ці дані необхідні для оцінки правильності вибору вказаних точок як граничних у вирішенні питань стійкості енергоекономічних характеристик відповідних підсистем.

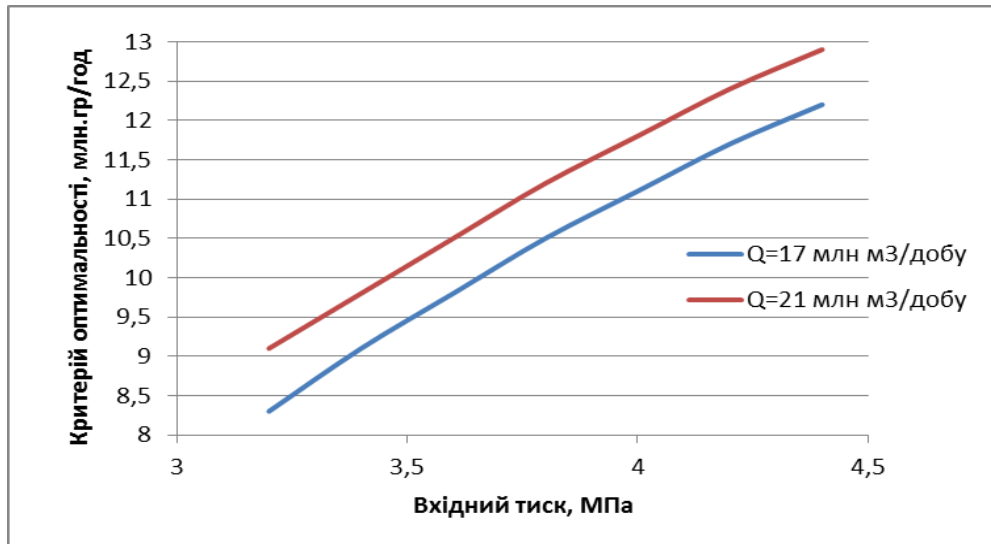


Рисунок 2.3 – Залежність мінімальних витрат від кінцевого тиску при фіксованій продуктивності

2.3 Аналіз стійкості системи

Аналіз моделювання динамічного процесу в газопроводі, спричиненого раптовою зміною витрати газу при частковому завантаженні, показує, що при максимально допустимому стаціонарному тиску на початку лінійної ділянки можлива амплітуда коливання тиску, яка може привести до надмірного навантаження стінок труби, загрожуючи безпеці газотранспортної системи. Тому в оперативному керуванні режимами роботи важливо приймати рішення щодо забезпечення прийняттого тиску на початку лінійної ділянки (на виході компресорної станції) при випадкових змінах витрати газу. Очевидно, що використання математичної моделі для оцінки амплітуди коливання тиску у таких випадках непрактичне через тривалість отримання та аналізу числових результатів.

Під стійкістю розуміють те, що при будь-яких практичних змінах неосновних режимних параметрів енергоекономічна характеристика не повинна зміщуватися за межі допустимої похибки.

Дослідження стійкості енергоекономічних характеристик проведені на прикладі аналізу оптимальних режимів роботи магістрального газопроводу «Шебелинка-Дніпропетровськ-Одеса».

Як видно, мінімум витрат в основній робочій області слабо залежить від вхідного і вихідного тисків. У цій області середньоквадратичне відхилення мінімуму витрат $\sigma^2(p) = 1,09\%$. Тільки при тисках $P_k = 5,4 \text{ МПа}$ і $P_n = 4,8 \text{ МПа}$, $\sigma^2(p) = 13,3\%$, тобто ці параметри відносяться до області нестійкості енергоекономічних характеристик для даної системи магістральних газопроводів.

Мінімальні витрати значно залежать від основного параметра, тоді як зміна витрат від тиску на кінці P_k характеризується середньоквадратичним відхиленням на рівні 1%. На основі цих оцінок проведені розрахунки стійкості енергоекономічних характеристик газопроводу КС "Ратушне".

Зміна величини кінцевого тиску на 13% щодо обраного $P_k = 3,7 \text{ МПа}$ призводить до варіації функціоналу сумарних витрат величиною в 2%, Характер зміни $Z = f(P_k)$ представлений на рисунку 3.

Розрахунок величини при фіксованій продуктивності газопроводу $Q_0 = 49 \text{ млн. м}^3/\text{добу}$, початковому тиску 55,7 МПа. У даному випадку можна вважати, що зміни величини функціоналу при варіації граничного значення $P_k \pm 0,03 \text{ МПа}$ лежать в межах допустимої похибки обчислення сумарних витрат на компримування газу по газопроводу в цілому. Аналогічна картина спостерігається, як показують розрахунки, і на інших газопроводах.

Розглянемо проблему оптимального розподілу навантажень у складній газотранспортній системі з метою мінімізації загальних енергетичних витрат за умови заданого обсягу подачі газу та інших технологічних обмежень. Це завдання можна розглядати як задачу математичного програмування.

Знайдемо мінімальне значення функції:

$$\Phi(\bar{Q}, \bar{R}, \bar{U}) \quad (2)$$

і відповідне йому розподіл навантажень Q і та керуючим впливом \bar{U} при обмеженнях:

$$\begin{aligned} F_i(\bar{Q}_i, \bar{R}_i, \bar{U}_i) &= \min f(\bar{Q}_i, \bar{R}_i, \bar{U}_i) \\ \bar{Q}_i &\in D(\bar{Q}_i) \\ \bar{U}_i &\in D(\bar{U}_i), \bar{R}_i \in D(\bar{R}_i), \sum_i Q_i = Q_0, i = 1, 2, \dots \end{aligned}$$

Таким чином, задача оптимізації багатопараметричного об'єкта полягає в пошуку точки екстремуму функції цілі шляхом вибору такого вектора керуючих впливів, який задовольнив би всі покладені обмеження.

Розподіл навантажень на вищій ієрархії для системи магістральних газопроводів досягнуто шляхом мінімізації загальних витрат на компресію газу по кожному з газопроводів. Кожна із енергоекономічних характеристик складових цієї системи апроксимована у вигляді наступних поліномів (витрати вимірюються в тис. м³ / год.) :

$$F_1 = 50.29 Q - 21.29 q_2 - 2984.55 \quad (q_2 - \text{відбір})$$

$$F_2 = 0.084 Q_2^2 + 304$$

$$F_3 = 0.2Q_3^2 + 94.8$$

При цьому повинні виконуватися наступні балансові співвідношення

$$Q_1 + Q_3 - Q_2 = 0$$

$$Q - Q_1 - q_2 = 0$$

Обмеження за величиною потоків газу (млн. м³ / добу) мають вигляд:

$$76 \leq Q \leq 84; 6 \leq q_2 \leq 18; 82 \leq Q_2 \leq 112;$$

$$24 \leq Q_3 \leq 34; 58 \leq Q_1 \leq 78$$

Згідно з рішенням завдання нелінійного програмування за програмою координатної оптимізації з випадковим пошуком отримано значення складових вектора режимів у вигляді

$$R\{Q, q_2, Q_2, Q_3, Q_1\} = \{76; 3; 16.8; 84.7; 25.1; 59.6\}.$$

Знайдений вектор відповідає мінімуму функціоналу і є рішенням поставленої задачі оптимізації, спрямованої на вибір раціональних режимів експлуатації складної газотранспортної системи.

Висновки по розділу 2

1.3 метою оперативного оптимального керування складною багатоконтурною системою газопостачання пропонується метод ув'язки порівнюючих оптимальних рішень на базі еквівалентних характеристик, в якості яких запропоновано і використано на етапі неповного завантаження системи енергоекономічні характеристики; показано принцип їх побудови і використання для оптимального керування газотранспортною системою.

2. Вирішено задачу оптимального розподілу навантажень в складній газотранспортній системі, виходячи із мінімуму сумарних енергетичних витрат при заданому обсязі подачі газу та інших планово-технологічних обмеженнях. Таким чином, завдання оптимізації багатопараметричного об'єкта полягає в пошуку екстремуму функції мети шляхом вибору такого вектора керуючих впливів, який задовольнив би покладеним обмеженням.

РОЗДІЛ 3

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ В УМОВАХ НЕСТАЦІОНАРНОГО ГАЗОСПОЖИВАННЯ

Розглядаються питання оптимізації управління режимами роботи компресорних станцій в умовах нерівномірного добового споживання газу. Визначається ефективність використання керуючих факторів залежно від характеру перехідного процесу в лінійній частині газопроводу, обумовленого нерівномірністю добового газоспоживання. На основі аналітичних досліджень розроблено рекомендації щодо впливу різних параметрів на ефективність експлуатації компресорних станцій. Показано, що як критерій оптимальності управління доцільно обрати мінімізацію тривалості нестационарного перехідного процесу, що виникає внаслідок змін у газовому потоці. Отримані залежності виражають універсальний закон управління, який може бути застосований у будь-якому конкретному випадку для оцінки реакції системи на зміну керуючого фактора з метою ефективного управління. Цей закон управління спільно з метою управління визначає стратегію, яка має бути прийнятною і не призведе до неприпустимого режиму експлуатації системи.

Моделювання нестационарних об'єктів газотранспортних систем ефективно виконується за допомогою адаптивної системи з ідентифікатором, що застосовує принцип дуального керування. Цей підхід дозволяє одночасно уточнювати параметри технологічного об'єкту і керувати його роботою. Задані технологічні обмеження на тиск виражені через зміну продуктивності і можуть бути інтегровані з обмеженнями на продуктивність компресорної станції.

Отримані границі технологічної допустимості для середньодобової витрати газу є функціями часу, оскільки їх поведінка залежить від характеру

газоспоживання. Використання взаємозв'язку між цими обмеженнями, що визначаються технологією транспорту газу, дозволило розробити методику прогнозування режимів роботи системи в умовах нестационарного газоспоживання і побудувати більш прості алгоритми її розв'язку.

3.1 Мета і задачі дослідження

Управління режимами роботи газотранспортних систем (ГТС) зазвичай здійснюється за допомогою керуючих рішень, що приймаються на компресорних станціях. Серед таких методів регулювання варто відзначити відключення або повторне включення компресорної станції в цілому, відключення або повторне включення окремих газоперекачувальних агрегатів (ГПА), зміну технологічної схеми їх сумісної роботи, регулювання швидкості обертання роторів ГПА, та перепуск газу з вихідної лінії на вхідну.

Проте різні методи регулювання мають відмінну технологічну ефективність та екологічну обґрунтованість. Наприклад, метод регулювання режиму роботи компресорної станції через байпас з технологічної точки зору може мати високу ефективність, але економічно не обґрунтований, оскільки призводить до зайвих енергетичних витрат на компримування. Тому вибір методів регулювання режиму роботи газотранспортної системи вимагає комплексного підходу, який враховує всі аспекти ефективності, економічної доцільності та екологічної безпеки. Керування режимами роботи газотранспортних систем (ГТС) здійснюється як правило за рахунок керуючих рішень, що приймаються на компресорних станціях.

До таких методів регулювання слід віднести відключення або повторне включення компресорної станції в цілому, відключення або повторне включення окремого газоперекачувального агрегату (ГПА), зміну

технологічної схеми їх сумісної роботи, регулювання швидкості обертання роторів ГПА, перепуск газу з вихідної лінії на вхідну.

Однак, різні методи регулювання мають різну технологічну ефективність та екологічну оправданість. Так, метод регулювання режимів роботи компресорної станції шляхом байпасування з технологічної точки зору має високу ефективність, однак економічно не оправданий, оскільки призводить до перевтрат енергії на компримування. Тому до вибору методів регулювання режиму роботи газотранспортної системи повинен бути комплексний підхід.

Відзначимо, що розробці методів регулювання та визначення їх ефективності присв'ячено ряд досліджень Бобровського С. А. [114], Грудза В.Я. [74,54], Жидкової М.О.[65], Капцова І.І. [72], Шибнєва А.В. [124], Щербакова С. Г. [125], Якиміва М.М. [127].

У вказаних роботах детально описані загальновідомі методи регулювання режимів роботи ГТС, даються числові їх характеристики, методи розрахунку параметрів процесу та їх зміни в часі перехідного процесу.

Однак, авторами залишено без уваги принципи і методи мінімізації часу нестационарних перехідних процесів, що в загальному дозволить більш повно і своєчасно забезпечити споживача газом, скоротивши при цьому затрати на перекачку.

Вибір керування слід здійснювати у відповідності із заданим критерієм оптимальності. При стабілізації режиму газотранспортних систем в якості критерію береться мінімум середньоквадратичного відхилення від оптимального режиму.

Оцінка ефективності різних методів керування режимами системи і вибір раціонального способу регулювання режиму роботи за критерієм мінімальної тривалості нестационарного процесу.

Вказана мета реалізується шляхом вирішення наступних задач:

- оцінка впливу зміни керуючих факторів на ефективність регулювання режиму роботи ГПА;
- характеристика аналітичних підходів до проблеми оцінювання тривалості нестационарного перехідного процесу зміни режиму роботи ГПА;
- розробка алгоритму оптимізації процесу регулювання режимів роботи ГПА за критерієм мінімальної тривалості нестационарності;
- оцінка адекватності і ефективності запропонованих методів керування режимами роботи системи.

3.2 Методика проведення досліджень

Керування режимами роботи системи транспорту газу може здійснюватись за допомогою керуючих впливів, які приймаються на компресорних станціях. Основними керуючими факторами є газоперекачувальні агрегати (ГПА), зміна технологічної схеми включення ГПА і зміна параметрів функціонування окремих агрегатів, що досягається регулюванням швидкості обертання їх роторів.

Отже, загальна схема керування може бути умовно розділена на два типи:

1. Дискретне керування: Включення або відключення компресорних станцій або окремих ГПА в залежності від поточних умов і вимог.
2. Неперервне керування: Регулювання швидкості обертання роторів ГПА для забезпечення оптимального режиму роботи системи.

Ці два типи керування дозволяють ефективно пристосовувати роботу газотранспортної системи до змінних умов і забезпечувати надійність та ефективність її функціонування. Керування режимами КС здійснюється у відповідності до законів керування, які визначають ступінь впливу керуючих факторів на реакцію системи. Для ГПА чутливість до керуючих впливів можна виразити співвідношенням:

$$\pi_{\varepsilon} = \frac{\partial \varepsilon}{\partial \omega |_{Q=\text{const}}} ; \pi_Q = \frac{\partial Q}{\partial \omega |_{\varepsilon=\text{const}}} ,$$

де ε , Q - ступінь підвищення тиску і продуктивність нагнітача;

ω - кутова швидкість обертання ротора нагнітача.

Як відомо [114,74], характеристиками нагнітача є комплекс залежностей стурення підвищення тиску, індикаторної потужності та політропічного ККД від продуктивності за умов входу. Перша з них, яка є залежністю $\varepsilon = f(Q)$, як правило, апроксимується двочленною або поліноміальною моделлю [144], що не відображає залежності параметрів режиму від швидкості обертання ротора нагнітача, яка являється основним керуючим впливом. Тому пропонується для побудови характеристики нагнітача $\varepsilon = f(Q)$ в якості вихідної інформації використати відоме рівняння Ейлера для лопаткових машин

$$\rho g H = \rho (C_2 U_2 \cos \alpha_2 - C_1 U_1 \cos \alpha_1) , \quad (3.1)$$

де: H - теоретичний напір, що розвиває робоче колесо; ρ - густина газу за робочих умов; C_i, U_i, α_i - абсолютна та переносна швидкості газу та кут між їх векторами відповідно на виході ($i=2$) і на вході ($i=1$) робочого колеса; g – прискорення сил тяжіння.

Після нескладних перетворень на основі (1) отримано характеристику нагнітача, яка може бути виражена рівнянням

$$\varepsilon^{\frac{m-1}{m}} = 1 + \frac{\omega}{z \cdot R \cdot T} (X - \frac{1}{\omega} (Y_2 \cdot \varepsilon^{\frac{1}{m}} - Y_1) Q) , \quad (3.2)$$

де ω - швидкість обертання ротора; z , T - коефіцієнт стисливості і температура газу на вході; R – газова стала X , Y_i , Y_2 - сталі параметри, що залежать від конструкції; m - показник політропи стиску.

Тоді

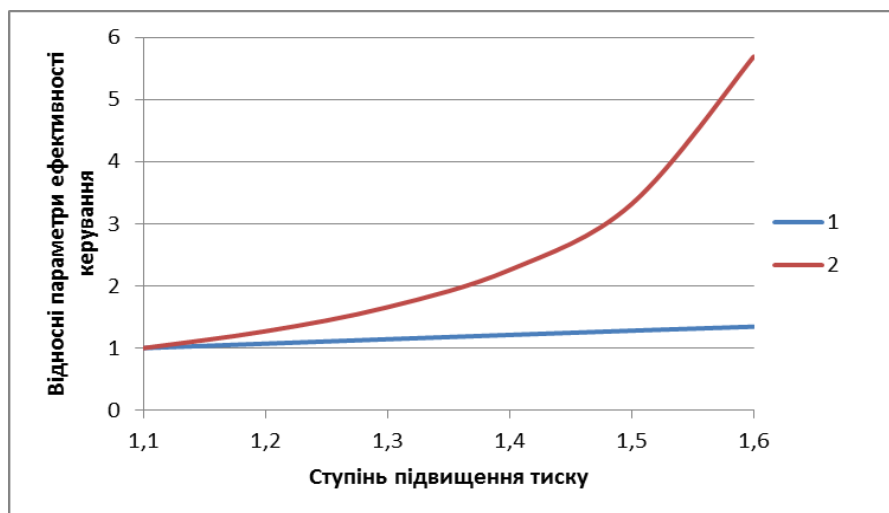
$$\pi_{\varepsilon} = \frac{m \cdot X}{(m-1) \cdot z \cdot R \cdot T \cdot \varepsilon^{\frac{1}{m}} - Y_2 \cdot Q \cdot \varepsilon^{\frac{m-1}{m}}}; \pi_Q = \frac{X}{Y_2 \cdot \varepsilon^{\frac{1}{m}} - Y_1}. \quad (3.3)$$

Як видно з одержаних виразів, ні один з показників, ефективності керуючих впливів, не залежить від швидкості обертання ротора, тобто від самого керуючого фактора. Обидва показники ефективності керуючих впливів є функціями ступеня стиску нагнітача і його конструктивних характеристик, які виражаються параметрами X , Y_1 та Y_2 . Крім того, показник, що характеризує вплив обертів ротора на ступінь стиску ГПА залежить від продуктивності машини, температури на вході в агрегат і фізичних властивостей перекачуваного газу.

Одержані показники мають різний фізичний зміст, розмірності та числові значення, тому порівнювати їх в абсолютних величинах немає можливості і резону. В таблиці 3.1 подано результати розрахунків вказаних показників в безрозмірній формі, тобто по відношенню до величини відповідного показника при найменшому значенні ступеня стиску (або при найбільшій продуктивності агрегата). Як видно з графіків на рис. 3.1 обидва показники ефективності регулювання зростають з ростом ступеня підвищення тиску нагнітача. Це значить, що агрегат значно ефективніше реагує на зміну швидкості обертання ротора нагнітача в зоні високих ступенів підвищення тиску (або в зоні малих продуктивностей). Крім того, відносна величина параметра π_Q завжди суттєво більша за відносну величину параметра π_{ε} , що є свідченням того, що агрегат при зміні обертів ротора суттєвіше міняє продуктивність, ніж ступінь підвищення тиску

Таблиця 3.1 - Ефективність керуючих факторів

№	Ступінь стиску	Продуктивність	Керуючі фактори			
			абсолютні		відносні	
			π_ϵ	π_Q	π_ϵ	π_Q
1	1.1	12.361	1.276	1.369	1.000	1.000
2	1.2	11.796	1.368	1.739	1.072	1.271
3	1.3	11.076	1.459	2.269	1.143	1.658
4	1.4	10.177	1.548	3.092	1.213	2.258
5	1.5	10.028	1.634	4.542	1.281	3.318
6	1.6	9.175	1.716	7.793	1.345	5.692
7	1.7	4.232	1.765	21.698	1.384	15.850

Рисунок 3.1 – Залежність параметрів π_ϵ (1) і π_Q (2) від ступеня підвищення тиску

Слід зауважити, що останнє значення ступеня стиску і продуктивності (таблиця 3.1) вибране таким чином, щоб робота агрегату входила в зону нестійких режимів (зону помпажу). Як бачимо, для цієї зони спостерігається

різке зростання параметрів ефективності регулювання, особливо параметра π_Q .

Отримані залежності виражають універсальний закон керування, який може бути застосований в будь-якому конкретному випадку для прогнозування та управління реакцією системи на зміну керуючого фактору з метою досягнення ефективного керування. При нових умовах π_Q і π_ε , можуть досягати максимуму. Тоді умови, при яких досягається максимум π_Q і π_ε , визначають оптимальний закон керування. Однак деякі з параметрів можуть виходити за межі допустимих значень стійкої роботи нагнітача (наприклад, режим роботи в умовах помпажу). Тому накладаються певні обмеження по параметрах. Закон, що діє в середині області допустимих обмежень, вважають допустимим [74].

На закони керування накладаються збурення та контрзбурення. Під збуренням будемо вважати реакцію довільного параметру роботи системи (наприклад, стрибкоподібну зміну температури газу на вході в ГПА), яка веде до створення реакції на заданий вплив. Тобто, якщо згідно з законом керування зміни обертів ротора нагнітача з n_0 до n_1 веде до зміни ступеня стиску від ε_0 до ε_1 , то при наявності певного збурення вказана зміна обертів ротора нагнітача, приведе до іншого стиску $\varepsilon_{1*} \neq \varepsilon_1$. Контрзбурення виникають внаслідок реакції системи на керуючий вплив. Так, при збільшенні обертів ротора нагнітача з n_0 до n_1 ($n_0 < n_1$) ступінь підвищення тиску зростає згідно з законом керування з ε_0 до ε_1 . однак, при цьому зростає тиск газу в газопроводі (на виході нагнітача) що є перешкодою в системі для росту ступеня підвищення тиску. Тому ступінь підвищення тиску фактично зростає не до ε_1 а до $\varepsilon_{1*} < \varepsilon_1$.

Закон керування разом з метою визначає стратегію управління. Ця стратегія повинна бути припустимою, щоб уникнути введення системи в недозволений режим експлуатації, наприклад, у зону помпажу. З іншого

боку, реалізація цієї стратегії повинна забезпечити певну користь в експлуатації системи. Серед усіх стратегій на певному етапі існує одна, яка може забезпечити найбільшу користь. Цю стратегію називають оптимальною. Наприклад, при нерівномірному газоспоживанні рекомендується використовувати стратегію ступінчатого регулювання режимів роботи компресорних станцій, що дозволить зекономити паливний газ.

Технологічні об'єкти керування, до яких відносяться такі елементи газотранспортних систем, як компресорна станція, лінійна ділянка і в цілому магістральний газопровід, описуються функціональними, алгебраїчними, диференціальними або інтегральними рівняннями відносно координат, які характеризують стан об'єктів. Ідентифікація в загальному випадку полягає у визначенні їх структури і параметрів по спостерігаючих даних: вхідному впливу і вихідній величині.

Для об'єктів складної структури, до яких відносяться елементи газотранспортних систем, вихідна реакція і вхідний сигнал являють собою випадкові величини. Це пояснюється впливом великої кількості випадкових неконтрольованих факторів, таких як нерівномірність газоспоживання і подачі газу в систему, коливання температури навколишнього середовища, зміна складу газу, тренд характеристик газоперекачувальних агрегатів і т.д. Тому задачу ідентифікації таких об'єктів прийнято розв'язувати в статистичній постановці, враховуючи, що модельований об'єкт є стохастичним.

Для стаціонарних об'єктів застосування того, або іншого алгоритму ідентифікації дозволяє за кінцеве число кроків із заданою точністю визначити параметри моделі. Якщо об'єкт нестационарний, то параметри його змінюються в часі і їх оцінки необхідно неперервно уточнювати. В протилежному випадку через визначений проміжок часу, який залежить від ступеня нестационарності процесу, модель перестане адекватно описувати

функціонування об'єкту, по ній неможливо буде прогнозувати його поведінку і здійснювати керування об'єктом. Уточненні в процесі функціонування об'єкту моделі отримали назву адаптивних [149]. Їх застосування принципово необхідне для керування нестационарними технологічними процесами.

Моделювання нестационарних об'єктів газотранспортних систем є доцільним за допомогою адаптивної системи з ідентифікатором, яка реалізує принцип дуального керування. Цей принцип дозволяє одночасно уточнювати параметри технологічного об'єкту і керувати його роботою..

Метод адаптивної системи з ідентифікатором передбачає два етапи ідентифікації - стратегічну, або ідентифікацію в широкому сенсі слова, і оперативну, або ідентифікацію у вузькому сенсі [19,149,144]. Стратегічна ідентифікація включає в себе вибір інформаційних змінних процесу, оцінку виду і тісноти зв'язку між входом і виходом, вибір виду моделі і перевірки адекватності реальному процесу. Стратегічна ідентифікація здійснюється позаконтурно. Включення стратегічного ідентифікатора в адаптивну систему з ідентифікатором зв'язано із необхідністю періодично перераховувати ті або інші характеристики моделі у зв'язку із зміною об'єкту. Оперативна ідентифікація пов'язана із поточною оцінкою параметрів моделі. Тут вхідною інформацією є модель, яка виробляється в стратегічному ідентифікаторі, а диспетчерські дані свідчать про результати вимірювань входу і виходу об'єкту. Оперативна інформація є контурною, вона здійснюється в реальному часі процесу на основі рекурентних співвідношень - алгоритмів адаптації, головні вимоги до яких: простота і мінімум операцій для любого рівня складності моделі.

3.3 Оптимізація керування режимами за критерієм мінімуму тривалості нестационарного процесу

При оптимізації середньої продуктивності кінцевої КС в умовах нестационарного газоспоживання основним обмеженням є математична модель нестационарного протікання газу. Математичному моделюванню нестационарного протікання газу в наш час надається великий пріоритет. Більшість дослідників процесів магістрального транспорту газу в тій чи іншій мірі звертають увагу на це питання [114,74,124,127]. Аналіз робіт показує перевагу використання на практиці лінійних моделей нестационарного протікання. Подібна тенденція характерна не тільки для оптимізації неусталених процесів транспорту газу, вона має місце в будь-якій області виробничої діяльності, де процес прийняття рішення залежить від математичного моделювання. Пошук глобального оптимуму в лінійних задачах проводиться значно простіше, ніж у нелінійних, де побудувати задовільняючий метод розв'язку часто взагалі не вдається. Однією з найбільш поширених на практиці, що застосовується при аналізі неусталених режимів транспорту газу, є модель протікання газу, одержана в результаті лінеаризації вихідної нелінійної системи [114,54], яка впливає з основних законів механіки, законів збереження маси, кількості руху і енергії, при деяких спрощеннях, допустимих специфікою трубопровідного транспорту газу. Можливість і доцільність використання рівняння руху в наступному вигляді очевидна

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \left(\frac{c^2}{2a} \right) \frac{\partial^2 P}{\partial x^2}, \quad (3.4)$$

де: $P(x,t)$ - тиск як функція часу і лінійної координати; c – швидкість звуку в газі; $2a$ - коефіцієнт лінеаризації.

Ця модель прийнята як обмеження для задачі оптимізації середньої продуктивності кінцевої КС. Так як середню продуктивність КС знаходиться

при заданій функції-прогнозу нестационарного газоспоживання пріоритетної групи споживачів, має місце друга краєва задача [74], тобто

$$\left\{ \begin{array}{l} -\frac{\partial P^2(0,t)}{\partial x} = A Q_{cp}^2 \\ \\ -\frac{\partial P^2(L,t)}{\partial x} = A Q_p^2(t) \end{array} \right. . \quad (3.5)$$

Приймаючи, що в початковий момент часу має місце стаціонарний режим, початкові умови задачі мають вигляд:

$$P(x,0) = \sqrt{P^2(0,0) - A \cdot Q_p^2(0,x)} . \quad (3.6)$$

У математичну постановку задачі повинні увійти також технологічні обмеження тиску в кінцевій ділянці магістрального газопроводу і обмеження по продуктивності компресорної станції:

$$P_{min} \leq P(x,t) \leq P_{max} ,$$

$$(x,t) \in [0,L] \times [0,\tau]$$

$$Q_{min} \leq Q_{cp} \leq Q_{max} .$$

Взявши до уваги те, що відсутня у явному вигляді залежність параметра τ від Q_{cp} , формальне преставлення цільової функції можливе тільки в загальному вигляді [125]:

$$J = \max \tau(Q_{cp}) \quad , \quad (3.7)$$

Отже, математична постановка задачі розрахунку оптимальної середньої продуктивності кінцевої компресорної станції за критерієм мінімуму тривалості нестационарного перехідного процесу має вигляд:

$$J = \max \tau(Q_{cp}),$$

$$Q_{min} \leq Q_{cp} \leq Q_{max} \quad ,$$

$$P_{min} \leq P(x,t) \leq P_{max} \quad ,$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \left(\frac{c^2}{2a} \right) \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \quad . \quad (3.8)$$

$$-\frac{\partial P^2(0,t)}{\partial x} = A Q_{cp}^2,$$

$$-\frac{\partial P^2(L,t)}{\partial x} = A Q_p^2(t),$$

$$P(x,0) = \sqrt{P^2(0,0) - A Q_p^2(0,x)} \quad .$$

$$(x,t) \in [0,L] \times [0,\tau]$$

Дана задача відноситься до класу задач нелінійного програмування [74,19] і допускається тільки чисельний розв'язок. Можливі два напрямки у розв'язку задачі - розв'язок у прямій постановці, або перехід до деякої модифікованої, спрощеної задачі на основі використання специфіки взаємозв'язку обмежень, обумовленої технологією транспорту газу з метою побудови більш простих алгоритмів її розв'язку. Прийнято другий шлях, як більш раціональний. Недоліком розв'язку задачі у прямій постановці є орієнтація тільки на один тип моделі протікання газу - той, який присутній у математичній постановці задачі. Перехід на другу модель вимагає відповідної перебудови чисельного методу, в той час як другий спосіб, це

показано нижче, приводить до задачі, не зв'язаної безпосередньо з моделлю протікання газу, тобто носить узагальнений характер.

Основою для використання другого підходу в даному конкретному випадку є залежність тиску в кінцевій ділянці магістрального газопроводу від величини середньої продуктивності кінцевої компресорної станції. При фіксованому характері газоспоживання зміна середньої продуктивності може призвести до досягнення границь технологічних обмежень за тиском - P_{min} , P_{max} . Тобто, для будь-якого моменту часу $t \in [0, T]$ можна знайти значення середньої продуктивності $Q_{min}(t)$, при якому в момент часу t тиск досягає P_{min} , а також - значення середньої продуктивності $Q_{max}(t)$, при якому тиск в момент часу t досягає P_{max} . Очевидно, відрізок $[Q_{min}(t), Q_{max}(t)]$ є областю технологічної допустимості за тиском Q_{cp} на момент часу t .

Необхідно відзначити, що середнє значення продуктивності КС, вибране в діапазоні $[Q_{min}(t), Q_{max}(t)]$ є технологічно допустимим за тиском тільки в момент часу $t \in [0, T]$, в попередні моменти часу не виключено, що тиск опускається нижче P_{min} або перевищує P_{max} .

Для розв'язуваної задачі оптимізації мають інтерес тільки ті значення Q_{cp} , які технологічно допустимі у кожній точці відрізка $[0, t]$, тобто від обмежень $[Q_{min}(t), Q_{max}(t)]$ потрібно перейти до обмежень:

$$[\max Q_{min}(t), \min Q_{max}(t)], t \in [0, T] \quad (3.9)$$

Значення середньої продуктивності, вибраної у даному діапазоні, технологічно допустиме на всьому відрізку $[0, t]$, так як воно технологічно допустиме в кожній точці цього відрізка.

Отже, технологічні обмеження за тиском, як показав приведений вище аналіз, подаються у термінах продуктивності і можуть бути об'єднані з обмеженнями за продуктивністю кінцевої компресорної станції $[Q_{min}, Q_{max}]$. Результатом такого об'єднання є відрізок:

$$[\max\{Q, \max Q_{\min}(t)\}, \min\{\bar{Q}, \min Q_{\max}(t)\}]. \quad (3.10)$$

$$t \in [0, t]$$

Це обмеження вбирає в себе практично всі обмеження задачі розрахунку оптимальної середньої продуктивності кінцевої компресорної станції за критерієм мінімуму тривалості. Таким чином, при пошуку оптимального розв'язку задачі досить просто вести перебір по продуктивності, не звертаючись на кожному кроці до розв'язку крайової задачі.

Отримані границі технологічної допустимості для Q_{cp} не є константами, а представляють собою функції часу, поведінка яких визначається характером газоспоживання.

Для математичного строгого опису переходу до модифікованої постановки задачі оптимізації, який включає одержані функції - обмеження за продуктивністю кінцевої КС, необхідно ввести ряд визначень.

Функція $Q_{\min}(t)$ називається функцією нижньої гранично допустимої продуктивності. Вона визначається таким чином: якщо у початковий момент часу

$$Q_{cp} = Q_{\min}(t), t' > 0, \quad (3.11)$$

то тиск у кінцевій ділянці магістрального газопроводу не повинен опускатися нижче P_{\min} на відрізьку $[0, t]$, тобто

$$\begin{cases} P(x, t)Q_{\min}(t), P(x, 0)Q_p(t) \geq P_{\min} \\ (x, t) \in [0, L] \times [0, t] \end{cases}. \quad (3.12)$$

Функція $Q_{max}(t)$ називається функцією верхньої гранично допустимої продуктивності КС. Вона визначається так: якщо в початковий момент часу

$$Q_{cp} = Q_{max}(t), t^0 > 0, \quad (3.13)$$

то тиск в кінцевій ділянці магістрального газопроводу не повинен перевищувати P_{max} на відрізку $[0, t]$, причому в деякий момент часу $t \in [0, t]$ тиск досягає P_{max} , тобто:

$$\begin{cases} P(x, t)Q_{max}(t), P(x, 0)Q_p(t) \leq P_{max} \\ (x, t) \in [0, L] \times [0, t] \end{cases} \quad (3.14)$$

Таким чином, функції $Q_{min}(t)$, $Q_{max}(t)$ утворюють область технологічної допустимості для Q_{cp} . Це дозволяє перейти до спрощеної, модифікованої постановки задачі розрахунку оптимальної середньої продуктивності КС кінцевої ділянці магістрального газопроводу за критерієм максимуму тривалості при нестационарній моделі протікання газу, яка неявно входить в обмеження рішення задачі.

Модифікована математична постановка задачі має вигляд:

$$\begin{aligned} I &= \max \tau(Q_{cp}), \\ Q_{min}(t) &\leq Q_{cp} \leq Q_{max}(t). \\ 0 &\leq t \leq \tau \\ \tau &> 0 \end{aligned} \quad (3.15)$$

Для розв'язку задачі у модифікованій постановці необхідно, з одного боку, вказати механізм побудови функцій-обмежень, з іншого - дослідити властивості введених функцій.

В роботі запропонований метод побудови функцій-обмежень $Q_{min}(t)$, $Q_{max}(t)$ на основі інших функцій-обмежень, які утворюють для Q_{cp} область так званої "точкової" технологічної припустимості - $Q_{min}(t)$, $Q_{max}(t)$, на відміну

від функцій-обмежень $Q_{min}(t)$, $Q_{max}(t)$, які утворюють для параметра середньої продуктивності кінцевої компресорної станції область технологічної припустимості на відріжку.

Фізичний зміст і одночасно визначення функцій $Q_{min}(t)$ такий: якщо в початковий момент часу середня продуктивність КС кінцевої ділянки магістрального газопроводу рівна значенню функції у деякий момент часу t , тобто

$$\begin{aligned} Q_{cp} &= Q_{min}(t), \\ t' &> 0 \end{aligned}, \quad (3.16)$$

то, при незмінності Q_{cp} , в момент t тиск у трубі досягає P_{min} , тобто:

$$\begin{cases} P(x, t') Q_{min}(t), P(x, 0) Q_p(t) \geq P_{min} \\ (x, t) \in [0, L] \times [0, t] \end{cases}. \quad (3.17)$$

У попередні моменти часу, як відзначалось, при вибраному значенні середньої продуктивності КС тиск може опускатися нижче, що недопустимо у випадку, коли $Q_{cp} = Q_{min}(t)$.

Зміст $Q_{max}(t)$ аналогічний: якщо у початковий момент часу середня продуктивність кінцевої КС рівна значенню цієї функції у деякий момент часу t , тобто:

$$Q_{cp} = Q_{max}(t'), \quad t' > 0, \quad (3.18)$$

то в момент t тиск у трубі досягає P_{max} , тобто:

$$\begin{cases} P(x, t) Q_{max}(t'), P(x, 0) Q_p(t) \leq P_{max} \\ (x, t) \in [0, L] \times [0, t'] \end{cases}. \quad (3.19)$$

При $t \in [0, t']$ тиск у трубі може перевищувати P_{max} , що недопускається при $Q_{cp} = Q_{max}(t)$.

Так як Q_{cp} у кожний момент часу повинно задовільняти вимогу "точкової" технологічної припустимості, тобто не допустити виходу тиску за межі технологічних обмежень, правило побудови $Q_{min}(t)$, $Q_{max}(t)$ має вигляд:

$$Q_{min}(t) = \max\{\underline{Q}, \max_{t \in [0, t']} \bar{Q}_{min}(t)\}, \quad (3.20)$$

$$Q_{max}(t) = \min\{\underline{Q}, \min_{t \in [0, t']} \bar{Q}_{max}(t)\}, t' > 0. \quad (3.21)$$

Таким чином, маючи функції $Q_{min}(t)$, $Q_{max}(t)$, неважко побудувати функції $Q_{min}(t)$, $Q_{max}(t)$, і перейти до розв'язку модифікованої задачі оптимізації.

У випадку нелінійної моделі протікання газу, очевидно, не можна одержати формули для функцій-обмежень, що приводить до необхідності чисельного розв'язку задачі шляхом побудови ітеративних процедур для побудови замірів цих функцій.

Виходячи з визначення функції $Q_{min}(t)$, при $Q_{cp} = Q_{min}(t)$ повинна виконуватись рівність:

$$P(L, t' : Q_{min}(t), P(X, 0), Q_p(t)) = P_{min} \quad (3.22)$$

Таким чином, задача побудови заміру $Q_{min}(t)$ зводиться до чисельного розв'язку рівняння (3.22). Чисельний розв'язок (3.22) еквівалентний розв'язку такої оптимізаційної задачі:

$$I = \min\{P(L, t' : Q_{min}(t), P(x, 0), Q_p(t) - P_{min})^2 \bar{Q}_{min}(t')\}. \quad (3.23)$$

Алгоритм розв'язку задачі (3.15) має вигляд:

$$\bar{Q}_{min}^{(n)}(t') = \bar{Q}_{min}^{(n-1)}(t') - \gamma_n \{P(\bar{Q}_{min}^{(n-1)}(t')) - P_{min}\}. \quad (3.24)$$

Аналогічний алгоритм має місце при побудові замірів функції $Q_{max}(t)$

$$\bar{Q}_{max}^{(m)}(t') = \bar{Q}_{max}^{(m-1)}(t') - \gamma_m \{P(\bar{Q}_{max}^{(m-1)}(t')) - P_{max}\}. \quad (3.25)$$

З приведених ітеративних процедур виходить, що на кожній ітерації необхідно розв'язувати другу крайову задачу; застосовуючи метод, який найбільш ефективний для прийнятої моделі протікання газу.

Так як наявність функцій-обмежень автоматично приводить до розв'язку задачі оптимізації середньої продуктивності кінцевої компресорної станції, метод її розв'язку полягає у послідовній побудові значень функцій-обмежень $Q_{min}(\tau_k)$, $Q_{max}(\tau_k)$, $k=1,2,\dots$. При цьому необхідно контролювати умову:

$$Q_{min}(\tau_k) < Q_{max}(\tau_k). \quad (3.26)$$

У випадку невиконання цієї умови у деякий момент часу фіксується розв'язок задачі, звідки:

$$\begin{cases} \tau_{max} = \tau_{k+1} \\ Q_{срmax} = \frac{1}{2}[Q_{min}(\tau_{k-1}) + Q_{max}(\tau_{k-1})] \end{cases} \quad (3.27)$$

Точність розв'язку задачі залежить від прийнятого кроку дискретизації за часом.

Необхідно відзначити, що прийнятий спосіб розв'язку задачі відображає детермінований підхід. Облік похибки прогнозу газоспоживання вимагає перевірки другої умови:

$$\left| \frac{Q_{max}(\tau_k) - Q_{min}(\tau_k)}{Q_{max}(\tau_k) + Q_{min}(\tau_k)} \right| \leq E. \quad (3.28)$$

Таку умову можна одержати, якщо ввести проміжну оцінку параметра $Q_{срmax}$:

$$Q_{cp\max}^K = \frac{1}{2} [Q_{\min}(\tau_K) + Q_{\max}(\tau_K)] . \quad (3.29)$$

і зумовити контролювати віддаленість цієї оцінки від границь на кожній ітерації алгоритму:

$$\left| \frac{Q_{cp\max}^K - Q_{\min}(\tau_K)}{Q_{cp\max}^K} \right| \leq E , \quad (3.30)$$

де E - похибка прогнозу газоспоживання. Підставивши вираз $Q_{cp\max}^{(K)}$ у дану умову, одержимо вищенаведений вираз для контролю оптимальності. Практичні розрахунки показали, що врахування похибки прогнозу газоспоживання мало впливає на оцінку $Q_{cp\max}$, однак, на десятки процентів скорочує величину τ_{\max} відносно детермінованого підходу.

Для оцінки адекватності і енергоефективності принципів оптимального керування режимами роботи компресорної станції в умовах нестаціонарного газоспоживання проведено числовий експеримент на компресорній станції «Богородчани» газопроводу «Союз» шляхом порівняння реального режиму роботи з прогнозованим за приведеною методикою. Фактичний режим роботи станції для спрощення порівняння критеріїв оцінки вибрано таким, при якому на станції працював цілу добу один агрегат ГТК-10І за умови нестаціонарного добового газоспоживання. На рис.3.2 приведено характер коливання в часі відносної продуктивності Q_i/Q_{cp} , ступеня підвищення тиску ε та відносної індикаторної потужності $N/N_{ном}$ за умови сталості обертів ротора ГПА.

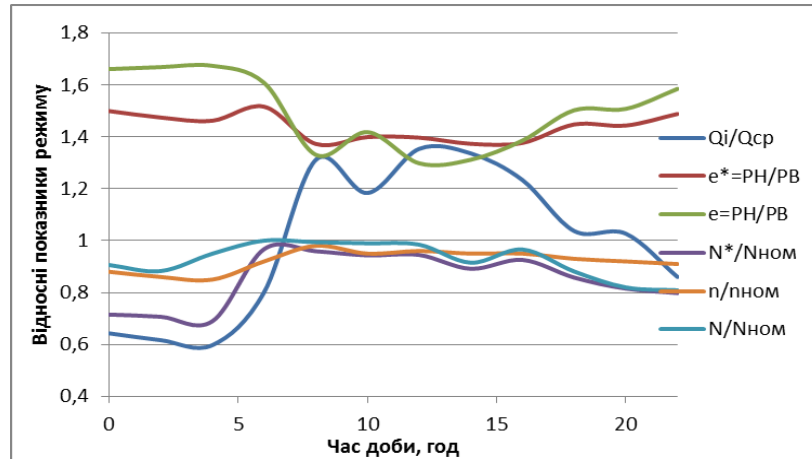


Рисунок 2 – Добові коливання параметрів режиму роботи КС

Приймаючи за вихідні дані нерівномірне газоспоживання і реальні характеристики агрегату ГТК-10I, за приведеною вище методикою виконано розрахунки прогнозного режиму, результати яких у вигляді графіків зміни на протязі доби керуючого впливу – відносних обертів ротора ГПА $n/n_{ном}$ - та параметрів режиму роботи нагнітача: ступеня підвищення тиску ε^* та відносної індикаторної потужності $N^*/N_{ном}$. Аналіз отриманих результатів свідчить про адекватність запропонованої методики прогнозування режимів роботи компресорної станції в умовах нестационарного газоспоживання. Розрахунки показують, що потужність, яку споживає ГПА в умовах прогнозного режиму, менша за потужність реального режиму. В результаті добова економія енергії складає 17,65 МВт*год., що свідчить про енергоефективність прогнозу.

Висновки по розділу 3

1. Одержано залежності, що виражають універсальний закон керування, який може бути застосований в кожному конкретному випадку

для визначення реакції системи на зміну керуючого фактору з метою ефективного керування. Умови, при яких ці залежності досягають максимуму, визначають оптимальний закон керування.

2. Математична постановка задачі розрахунку оптимальної середньої продуктивності компресорної станції за критерієм мінімуму тривалості нестационарного процесу та її реалізація шляхом переходу до модифіковано спрощеної задачі на основі використання специфіки взаємозв'язку обмежень, обумовлених технологією транспорту газу, з метою побудови більш простих алгоритмів її розв'язку дозволили створити методику прогнозування режимів роботи системи в умовах нестационарного газоспоживання

РОЗДІЛ 4

МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ ЗА УМОВИ ЇХ НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

Оптимізація режимів роботи газотранспортної системи при неповному завантаженні вимагає специфічних підходів і принципів їх впровадження. Особливості цього процесу перш за все пов'язані з розширенням області допустимих режимів і вибором відповідної технологічної схеми та обладнання газотранспортної системи. При суттєвому зниженні продуктивності експлуатація може здійснюватись шляхом зменшення числа працюючих компресорних станцій або кількості газоперекачувальних агрегатів на кожній з них.

Умови неповного завантаження газотранспортної системи призводять до значного зниження продуктивності порівняно з її пропускнуою здатністю, що вимагає розширення діапазону зміни максимального і мінімального тисків. Граничні варіанти допустимих режимів включають максимальний тиск на початку лінійної ділянки і мінімальний тиск в кінці лінійної ділянки. Всі інші допустимі режими розташовані в межах між цими граничними значеннями.

На основі дослідження стаціонарних режимів роботи газотранспортної системи при зміні обсягів перекачування газу, запропоновано побудову математичної моделі на основі суперпозиції характеристик лінійних ділянок і компресорних станцій. Це дозволяє оцінити пропускну здатність системи, параметри режиму роботи і енерговитрати на транспорт газу.

Описано методи створення системи інтегральних коефіцієнтів впливу для газотранспортних систем з метою оцінки їх параметрів роботи на стаціонарних режимах експлуатації. Кожна зміна технологічних параметрів

режиму роботи на вході газотранспортної системи призведе до відповідних змін на її виході. Параметри входу і виходу системи взаємозв'язані складною системою рівнянь, для реалізації якої необхідно збирати додаткову інформацію про технічний і гідрогазодинамічний стан системи в реальному часі.

Умови неповного завантаження газотранспортної системи передбачають часті зміни режимів експлуатації, що ускладнює реалізацію поставленої задачі. Пропонується створити систему інтегральних коефіцієнтів впливу, які формально описують взаємозв'язок вхідної і вихідної інформації у різних стаціонарних режимах, і представити її у матричному вигляді.

Запропоновано на основі результатів досліджень принцип оптимізації режимів роботи газотранспортної системи в умовах неповного завантаження за критерієм мінімальних енерговитрат на транспорт газу при максимальному рівні надійності газопостачання

4.1 Критерії оптимальності експлуатаційних режимів в умовах неповного завантаження газотранспортної системи

Оптимізація режимів роботи газотранспортної системи в умовах неповного завантаження спрямована на зменшення енерговитрат на транспортування газу. Враховуючи енергетичні властивості природного газу як енергоносія, критерій енергоефективності можна оцінити за обсягами газу, витраченими на транспортування. Серед таких витрат варто врахувати паливний газ, використовуваний для приводу газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях, обсяг якого залежить від режиму роботи ГПА, а також технологічний газ у трубопроводах, який підтримує необхідний тиск для нормальної роботи системи, обсяг якого також змінюється залежно від режиму експлуатації.

Таким чином, врахування витрати газу в різних експлуатаційних режимах, включаючи вартість паливного та технологічного газу, є важливим економічним показником експлуатації з енергетичної точки зору.

Якщо газотранспортна система має декілька паралельних ниток, то в умовах неповного завантаження системи розподіл газопотоків між нитками буде нерівномірним, що потребує розрахунку оптимального завантаження кожної з цих ниток.

Розрахунок ведеться методом ітерацій при відомій величині абсолютної похибки у визначенні сумарної витрати газу та витрати в кожній з паралельних ниток δQ . В основу розрахунку покладено модель стаціонарного руху газу в трубах, зокрема основне рівняння газопроводів у вигляді

$$Q_i = 0,326 * 10^{-6} d_i^{2,5} E_i \sqrt{\frac{P_{Hi}^2 - P_{Bi+1}^2}{\lambda_T \Delta Z_{cpi} T_{cpi} L_i}}$$

де Q - витрата газу в млн..м³/добу; i - номер ділянки; d_i, L_i - діаметр (мм) і довжина (км) ділянки; E_i - коефіцієнт гідравлічної ефективності ділянки; P_{Hi}, P_{Bi+1} - тиски відповідно на виході початкової КС і вході в кінцеву КС (ата); λ_T - теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору; T_{cpi} - середня температура газу на ділянці (К); Z_{cpi} - коефіцієнт стисливості газу при середніх тиску і температурі; Δ - відносна густина газу.

Вихідна інформація для кожної ділянки задається у вигляді:

- сумарна фактична витрата газу по всіх нитках Q (млн..м³/добу);
- абсолютні значення тисків газу на початку P_{Hi} і в кінці P_{Bi+1} ділянки (ата);

- абсолютні температури газу на початку T_{Hi} і в кінці T_{Bi+1} ділянки (К);
- геометричні характеристики внутрішній діаметр d_i (мм) і довжина L_i (км) ділянки;
- коефіцієнт гідравлічної ефективності ділянки E_i ;
- фізичні властивості газу: відносна густина Δ і динамічна в'язкість η (кГс/м²).

В початковому наближенні приймається гіпотеза про те, що рух газу відбувається в зоні шорстких труб турбулентного режиму, і коефіцієнт гідравлічного опору не залежить від критерію Рейнольдса. Тоді для розподілу витрати між нитками системи справедливі співвідношення

$$Q_1^{(s=0)} / Q_i^{(s=0)} = (d_1 / d_i)^{2,6}$$

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q$$

де n – число паралельних ниток системи; s - номер ітерації.

На основі приведених формул отримано

$$Q_1^{(s=0)} = \frac{Q}{1 + \sum_{i=2}^n (d_1 / d_i)^{2,6}} ; Q_{i+1}^{(s=0)} = Q_1^{(s=0)} (d_1 / d_i)^{2,6}$$

При відомих (в початковому наближенні) значеннях витрат газу в кожній з паралельних ниток визначаються:

- значення критерію Рейнольдса

$$Re_i = 1,81 * 10^3 \frac{Q_{i1}^{(s)} \Delta}{d_i \eta}$$

- теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору

$$\lambda_{Ti} = 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}_i} + \frac{2k_e}{d_i} \right)^{0,2}$$

- фактичне значення коефіцієнта гідравлічного опору

$$\lambda_{Fi} = \lambda_{Ti} / E_i^2$$

- значення середньої температури газу на ділянці

$$T_{cpi} = T_{cp} + \frac{T_{Hi} - T_{Bi+1}}{\ln \frac{T_{Hi} - T_{cp}}{T_{Bi+1} - T_{cp}}}$$

де T_{cp} - температура ґрунту на глибині залягання трубопроводу в непорушеному тепловому стані, яка визначається на основі даних гідрометеоцентру України за формул

$$t_{cp} = 6,9 + 3,6 \sin \frac{\pi}{180} (\tau + 165)$$

τ - момент часу року (в добах), починаючи з дати 01.01.

- значення середнього тиску газу на ділянці

$$P_{cpi} = \frac{2}{3} \left(P_{Hi} + \frac{P_{Bi+1}^2}{P_{Hi} + P_{Bi+1}} \right)$$

- значення коефіцієнта стисливості газу при середньому тиску і середній температурі газу на ділянці

$$Z_{cpi} = 1 - 5,5 * 10^5 \frac{P_{cpi} \Delta^{1,3}}{T_{cpi}^{3,3}}$$

Уточнюється значення витрати газу по кожній нитці

$$Q_i^{(s=1)} = 0,326 * 10^{-6} d_i^{2,5} \sqrt{\frac{P_{Hi}^2 - P_{Bi+1}^2}{\lambda_{Fi} \Delta Z_{cpi} T_{cpi} L_i}}$$

Визначається сумарна витрата газу по системі в першому наближенні

$$Q^{(s=1)} = \sum_{i=1}^n Q_i^{(s=1)}$$

Перевірка умови точності:

- якщо $|Q_i^{(s=1)} - Q| > \delta Q$ (δQ - точність прогнозу), то встановлюється новий розподіл витрати між нитками

$$Q_1^{(s+1)} = \frac{Q}{1 + \sum_{i=2}^n (d_1 / d_i)^{2,5} (\lambda_{Fi} / \lambda_{F1})^{0,5}};$$

$$Q_{i+1}^{(s+1)} = Q_1^{(s+1)} (d_1 / d_i)^{2,5} (\lambda_{Fi} / \lambda_{F1})^{0,5},$$

і повертаються до уточнення режиму (визначення числа Рейнольдса)

Розрахунок завершують після виконання умови $|Q_i^{(s=1)} - Q| < \delta Q$ і виводять необхідну інформацію на друк.

Знаючи кількість працюючих компресорних станцій на кожній з паралельних ниток газотранспортної системи, тиски і температури на вході і виході кожної з них і їх продуктивність при даному режимі, можна визначити витрату паливного газу по кожній КС і системі в цілому за однією з відомих методик [40,44,116].

Для розрахунку запасів газу в трубах складної газотранспортної системи використовується інформація, яка отримується під час вирішення задачі з розподілу газопотоків між паралельними нитками. Вихідна інформація для кожної ділянки задається у вигляді:

- абсолютні значення тисків газу на початку P_{Hi} і в кінці P_{Bi+1} ділянки (ата);
- абсолютні температури газу на початку T_{Hi} і в кінці T_{Bi+1} ділянки (К);
- геометричні характеристики лінійних ділянок: внутрішній діаметр d_i (мм) і довжина L_i (км) ділянки;

- геометричні характеристики обв'язки КС: геометричний об'єм трубопроводів і обладнання на низькій стороні V_{Bi} та геометричний об'єм трубопроводів і обладнання на високій стороні V_{Hi} (м^3)

- відносна густина Δ ;

- середні значення тисків P_{cpi} і температур газу T_{cpi} , а також коефіцієнта стисливості Z_{cpi} як результати реалізації задачі

Кількість газу в кожній з паралельних ниток газотранспортної системи на кожній з ділянок між компресорними станціями з номерами i та $i+1$ знаходиться за стандартних умов ($P_c=1$ ата, $T_c=293$ К) з формули

$$W_{ij} = \frac{\pi d_{ij}^2}{4} L_i \frac{P_{cpi}}{P_c} \frac{T_c}{T_{cpi}} \frac{1}{Z_{cpi}} \quad (4.1)$$

Сумарний об'єм газу в лінійній частині газотранспортної системи

$$W_{лч} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k W_{ij}$$

де k – кількість лінійних ділянок..

Кількість газу в обв'язці кожної з компресорних станцій

- на низькій стороні

$$W_{Bj} = V_{геомB} \frac{P_{Bi}}{P_c} \frac{T_c}{T_{Bi}} \frac{1}{Z_{Bi}} \quad (4.2)$$

- на високій стороні

$$W_{Hj} = V_{геомH} \frac{P_{Hi}}{P_c} \frac{T_c}{T_{Hi}} \frac{1}{Z_{Hi}} \quad (4.3)$$

Сумарна кількість газу в обв'язках КС

$$W_{КС} = \sum_{j=1}^k (W_{Bj} + W_{Hj}) \quad (4.4)$$

Приведена методика визначення кількості газу в порожнині газопроводів є загальновідомою, і її реалізація не викликає особливих труднощів за умови квазістаціонарного режиму експлуатації системи. При виникненні нестаціонарності газових потоків картина суттєво ускладнюється. Неврахування нестаціонарного характеру течії газу може внести суттєву похибку в результати розрахунків.

Нестаціонарний процес коливання тиску в газопроводі може бути описаний рівнянням

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2}, \quad (4.5)$$

де: $P(x,t)$ – тиск як функція лінійної координати x і часу t ; $2a$ – коефіцієнт лінеаризації; c – швидкість розповсюдження звуку в газі.

Зазначимо, що коливання тиску в потоці газу можуть мати різну частоту і амплітуду залежно від їх причин. Згідно з вищевикладеним, коливання тиску умовно поділяються на високочастотні, середньочастотні та низькочастотні. Високочастотні коливання характеризуються частотою в діапазоні 0,4 – 4,0 Гц і, як правило, виникають внаслідок різкого змінного параметра (тиску або витрати) у певному перерізі газопроводу. Амплітуда таких коливань може досягати значення 1 МПа. Коливання поширюються вздовж газопроводу зі швидкістю звуку, при цьому амплітуда і частота зменшуються.

Середньочастотний діапазон коливань (0,5 – 10 Гц) характеризується плавними змінами параметрів потоку з часом і має менший коефіцієнт затухання вздовж трубопроводу. Низькочастотні коливання (10^{-5} – 0,5 Гц) спричинені добовою нерівномірністю газоспоживання. Амплітуда коливання тиску залежить від характеру збурення і може бути необмеженою, наприклад, при наповненні газом певної ділянки газопроводу. В умовах високочастотних коливань, головну роль у формуванні процесу відіграють

інерційні сили і сили гідравлічного опору в потоці газу. Для коливань середньої і низької частоти основним джерелом є сили гідравлічного опору в трубопроводі. З точки зору забезпечення надійної експлуатації газотранспортної системи, ключову роль відіграють високочастотні коливання тиску через їх непередбачуваність.

Оскільки частота і амплітуда коливань тиску, викликаних збуреннями параметрів газового потоку, є характеристиками нестационарного процесу, то повинен існувати зв'язок амплітудно-частотних характеристик з критерієм нестационарності [40,116].

Така постановка задачі вимагає розв'язку рівняння (4.5) при наступних початкових і граничних умовах, вибраних з таких міркувань. До початку нестационарного процесу, спричиненого збуренням витрати газу, газопровід працював у стаціонарному технологічному режимі, де тиски розподілялися по довжині за параболічним законом.

$$P(x,0) = \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x/L} \quad (4.6)$$

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

При заданих тисках P_H, P_K забезпечується певна масова продуктивність газопроводу Q_0 , яку можна змінювати в кожний момент часу в умовах неповного завантаження, збільшуючи або зменшуючи відбір газу в кінці траси на певну величину ΔQ . Нехай, починаючи з моменту часу $t > 0$ подача газу в газопровід не змінилася, а відбір в кінці траси змінився на величину ΔQ . Тоді граничні умови для реалізації рівняння (4.5) матимуть вигляд:

$$Q(0,t) = Q_0; \quad Q(L,t) = Q_1; \quad (4.7)$$

де $Q_1 = Q_0 + \Delta Q$

Розв'язок (4.5) при початкових (4.6) і граничних (4.7) умовах шукається методом Фур'є

$$P(x,t) = \frac{\lambda \rho w}{2dF^2} x(Q_0 - \frac{Q_0 - Q_L}{2L} x) + \frac{2}{L} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \int_0^L \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2)x/L} \cos \frac{\pi n x}{L} dx - \frac{\lambda w}{\pi F} [Q_0(1 - (-1)^n) - \frac{1}{2\pi n} (Q_0 - Q_L)(-1)^n] \right\} \exp\left(-\frac{\lambda w}{4d} t\right) \sin\left[\frac{\lambda w}{4d} t \sqrt{\left(\frac{4\pi n c d}{\lambda w}\right)^2 - 1}\right] \cos \frac{\pi n x}{L} \quad (4.8)$$

Отримана математична модель дозволяє оцінити величину амплітуди коливання тисків в газопроводі по його довжині і в часі при виникненні збурень у вигляді стрибкоподібної зміни продуктивності на початку або в кінці ділянки газопроводу.

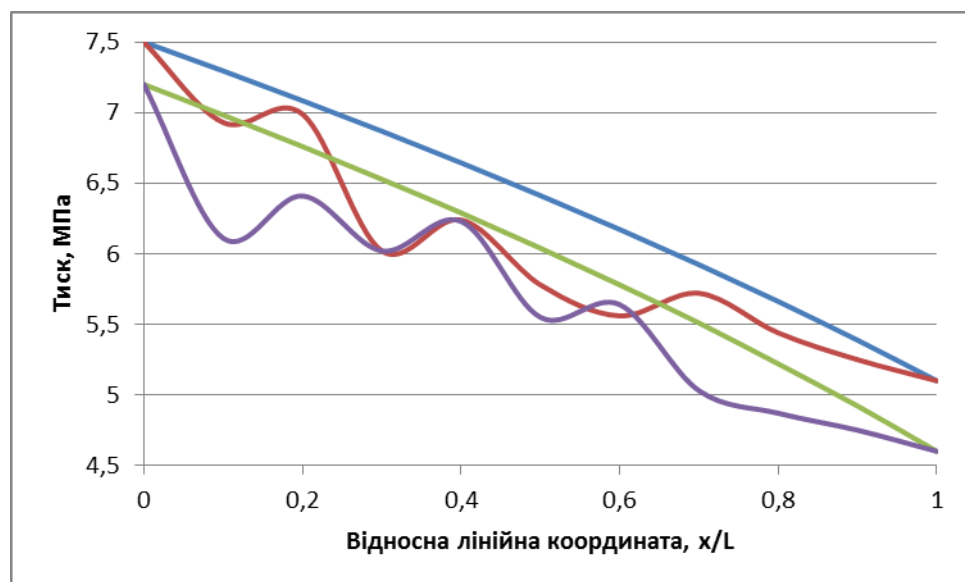


Рисунок 4.1 – Характер коливання тиску в газопроводі на момент нестационарного процесу $t=1000$ с при стрибкоподібній зміні витрати в кінці траси на 10% (лінії 1,2) і 25% (лінії 3,4)

Середній тиск в ділянці газопроводу в умовах нестационарного процесу для кожного моменту часу може бути знайдений з залежності

$$P_{cp}^* = \frac{1}{L} \int_0^L P(x,t) dx \quad (4.9)$$

Як видно з графіків (рис. 4.1) величина середнього тиску, за умов нестационарного режиму розрахована за (4.9), чисельно менша за аналогічне значення, знайдене за стаціонарною моделлю. Тому формально відношення $k(t) = P_{cp}^* / P_{cpi} < 1$. З плином часу перехідний нестационарний процес, викликаний стрибкоподібною зміною витрати газу, переходить в новий стаціонарний режим для якого $k(\infty) = 1$.

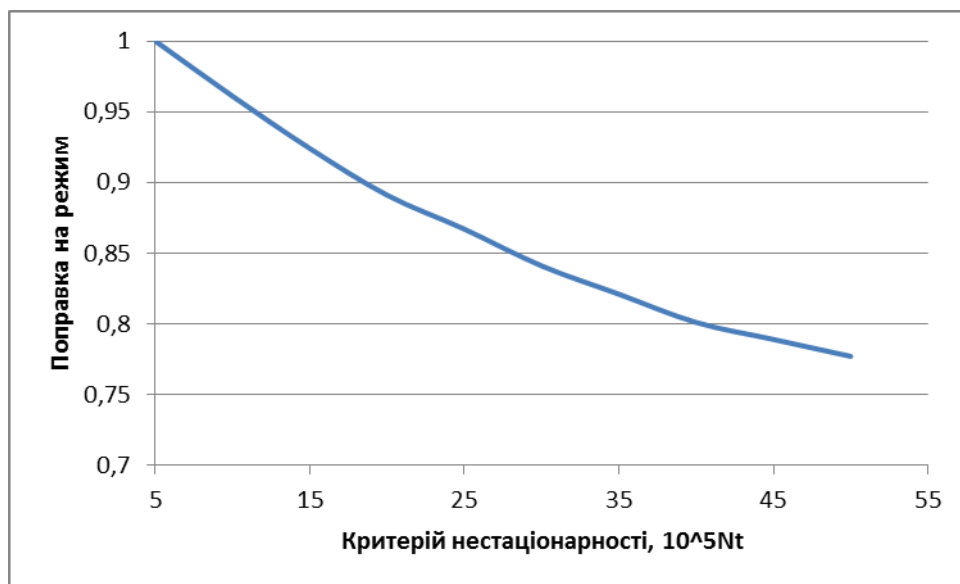


Рисунок 4.2 – Вплив нестационарності режиму на величину середнього тиску в газопроводі

На основі аналітичних досліджень впливу нестационарності на точність визначення обсягів газу в трубах побудовано залежність поправки на нестационарність від критерію стаціонарності, приведена на рис. 4.2.

4.2 Моделювання складних газотранспортних систем

Основним керуючим елементом системи транспорту газу є компресорні станції (КС). Від режиму їх роботи і його змін залежить основний режим експлуатації всієї системи газопостачання. Крім того, компресорні станції на магістральних газопроводах споживають значну кількість енергії, що впливає на загальні енергозатрати на транспортування газу. Для ефективного керування режимами роботи компресорних станцій і оптимізації їх режимів важливо мати інформацію про області допустимих режимів і граничні значення енергозатрат КС. Також важливо враховувати реальний стан лінійної частини і обладнання за допомогою діагностичних методів.

Запропонована методика визначення пропускної здатності газотранспортної системи і стаціонарного режиму її роботи відрізняється від відомої задачі [25], в якій коефіцієнти в рівняннях характеристик вважалися сталими, функціональними залежностями коефіцієнта характеристики лінійної ділянки від витрати газу (режиму руху) і коефіцієнтів характеристики КС від технологічної схеми включення газоперекачувальних агрегатів (ГПА) і швидкості обертання їх роторів.

Для побудови стаціонарної характеристики лінійної ділянки газопроводу використовується основне рівняння газопроводів. В складних газотранспортних системах застосовується концепція еквівалентного діаметра.

Ця характеристика лінійної ділянки відображає залежність між тисками на початку і в кінці ділянки та витратою газу через неї.

$$P_{H_j} - P_{K_j} = c_j Q^2 \quad (4.10)$$

Коефіцієнт c_j в загальному є величиною змінною, оскільки залежить від коефіцієнта гідравлічного опору і середньої температури, які в свою чергу залежать від витрати газу. Тому для побудови характеристики лінійної ділянки використовується ітераційний метод [26], .

Характеристика компресорної станції залежить від характеристик газоперекачувальних агрегатів, швидкості обертання їх роторів і технологічної схеми їх роботи. На основі двочленного рівняння характеристики ГПА рівняння характеристики КС має вигляд [76,77],

$$P_{H_j} = A_j P_{B_j} - \bar{B}_j Q^2 \quad (4.11)$$

Сумісна реалізація характеристик лінійної частини і КС для газотранспортної системи з n лінійних ділянок дає можливість знайти пропускну здатність

$$Q = \sqrt{\frac{\prod_{j=1}^n A_j P_{B_j}^2 - P_k^2}{\sum_{i=1}^n \prod_{j=1}^n A_{j+1} (\bar{B}_j + C_j)}} \quad (4.12)$$

Запропонований підхід покладено в основу стратегії раціонального керування режимами системи при трубопровідному транспорті з точки зору мінімізації енерговитрат.

Для прогнозування режимів роботи газотранспортної системи в умовах частой зміни продуктивності необхідно розробити особливі методи

розрахунку, які б характеризувалися достатньою точністю і високою швидкістю реалізації за умов різкої зміни параметрів [27,119],.

Зв'язки між параметрами процесів настільки складні і важко простежуються, що для кожного випадку треба проводити розрахунок з урахуванням нелінійності, інерційності, змінності в часі параметрів. Аналітичні рівняння отримують шляхом теоретичного аналізу процесів тепло- і масопереносу, фізико-хімічних перетворень і т. д. Найбільші труднощі виникають при знаходженні чисельних значень коефіцієнтів отриманих рівнянь [128,149]. Для цього необхідно заздалегідь знати геометрію елемента, швидкості руху, коефіцієнти теплопередачі і т. д. Критерієм правильності складених рівнянь є збіг з певною точністю їх чисельних рішень з експлуатаційними даними.

Узагальнюючи викладене, слід зробити висновок про необхідність прогнозування стаціонарних процесів в складних газотранспортних системах великої протяжності, що включають значну кількість компресорних станцій.

На основі вивчення стаціонарних режимів роботи газотранспортної системи, де часто змінюються обсяги перекачування газу, було розроблено принцип побудови математичних моделей для оперативного управління ГТС. Ці моделі базуються на методі інтегральних коефіцієнтів впливу, які визначаються на основі параметрів попередніх режимів. Це дозволяє швидко визначати тиски і витрати газу в будь-якій точці системи.

Застосування методів інтегральних коефіцієнтів впливу дозволяє економити час розрахунків і виявляється досить ефективним для складних газотранспортних систем без компресорних станцій або на ділянках мережі між компресорними станціями. Ці методи інтегральних коефіцієнтів враховують процеси, що відбуваються на входах і виходах системи транспорту газу, і інтегрально враховують параметри трубопроводу, такі як його довжина, діаметр, гідравлічний опір і інші фактори.

Завдяки використанню цих коефіцієнтів можна отримати співвідношення, що значно спрощують аналіз роботи системи транспорту газу. Припустимо, що на усіх входах і виходах газопровідної системи підтримуються нульові умови, тобто $p_1^2, p_2^2, \dots, p_n^2 = 0$. В цьому випадку зміна витрат у вузлах трубопроводу також відсутня. Для того, щоб зв'язок $q_1^2 = p_2^2 = \dots = p_n^2 = 0$ був лінійним, використовуємо квадрати тиску і пропускної спроможності. Якщо в деякій точці трубопроводу станеться одиничний стрибок квадрата тиску від $p_0^2 = 0$ до p_{01}^2 , то в усій внутрішній області спостерігатиметься деяке підвищення тиску, а на усіх входах і виходах системи через деякий час зросте витрата, яка визначається характеристикою системи. Отримані при цьому функції Q_{ij}^2 будемо називати коефіцієнтами впливу за витратою.

На діючому газопроводі завжди підтримуються певні тиски на усіх входах і виходах, тому коефіцієнти впливу необхідно визначати за нульових граничних умов [76,117]. При тиску на входах і виходах газопроводу $p_1^2, p_2^2, p_3^2, \dots, p_n^2$ відповідно встановляться деякі квадрати витрат $q_1^2, q_2^2, q_3^2, \dots, q_n^2$.

При зміні тиску на першому вході або виході $\Delta p_1^2 = p_1^2 - p_{11}^2$ через певний час спостерігатимуться нові квадрати витрат $q_{11}^2, q_{21}^2, q_{31}^2, \dots, q_{m1}^2$.

При зміні квадрату тиску на величину Δp_1^2 коефіцієнт впливу на першому вході або виході за пропускною спроможністю описується рівнянням

$$Q_{1j}^2 = \frac{q_{j1}^2 - q_j^2}{p_1^2 - p_{11}^2} = \frac{\Delta q_j^2}{\Delta p_1^2}. \quad (4.13)$$

Аналогічно визначаються коефіцієнти впливу за витратою для усіх інших входів і виходів системи. Ці коефіцієнти представляють собою відношення приростів квадратів витрати газу на кожному вході або виході до квадрату тиску в точці збурення.

Функція впливу дає можливість аналізувати нестационарні процеси в цій системі. Якщо задаватися не тиском, а пропускною спроможністю газотранспортної системи, то відношення змін квадратів тисків на входах і виходах системи до довільного стрибка квадратів витрати на вході дає систему коефіцієнтів впливу за тиском:

$$p_{1j}^2 = \frac{p_{j1}^2 - p_j^2}{q_1^2 - q_{11}^2} = \frac{\Delta p_j^2}{\Delta q_1^2}. \quad (4.14)$$

Матриці коефіцієнтів за тиском і пропускною здатністю між собою взаємодіють і відображають систему транспорту газу як технологічний об'єкт, який підпорядковується керуючим впливам. Для стаціонарних режимів роботи газопроводів, що описуються загальними рівняннями Лапласа, формула Гріна представляє собою:

$$\sum_{i=1}^n (q_i^2 \Delta p_i^2 - p_i^2 \Delta q_i^2) = 0, \quad (4.15)$$

де

$$\begin{aligned} \Delta p_i^2 &= p_{i1}^2 - p_i^2 \\ \Delta q_i^2 &= q_{i1}^2 - q_i^2 \end{aligned}$$

Звідси одержимо формулу для визначення квадрата витрати на будь-якому j -тому вході або виході при збуреннях на n входах або виходах

$$q_j^2 = \sum_{i=1}^n P_i^2 Q_{ji}^2 \quad (4.16)$$

і формулу для визначення квадрата тиску

$$p_j^2 = \sum_{i=1}^n q_i^2 P_{ji}^2 \quad (4.17)$$

Коефіцієнти впливу можуть бути визначені за експлуатаційними даними [77,27]. Для знаходження матриці коефіцієнтів доводиться вдаватися до визначення зміни тиску і продуктивності в декількох діапазонах часу $T_1, T_2, T_3 \dots, T_n$.

Для інтервалів часу $T_1, T_2, T_3 \dots, T_n$ вимірюємо витрати і тиски на входах і виходах системи і знаходимо їх квадрати $[q_i^2]$ і $[p_i^2]$ Використавши формули (7) і (8), отримаємо систему рівнянь

$$[q_i]^2 = \sum_{j=1}^n [p_j]^2 Q_{ji}^2,$$

З якої знаходимо коефіцієнти впливу за витратою. З виразу $[p_j]^2 = \sum_{i=1}^n [q_i]^2 P_{ji}^2$ знаходимо величину p_{ji} .

4.3 Оптимізація режимів роботи складних ГТС в умовах неповного завантаження

Оптимізація режимів роботи газотранспортної системи при її неповному завантаженні включає специфічні підходи та принципи, які потребують особливої уваги при реалізації. Основні аспекти цієї процедури стосуються розширення меж допустимих режимів і вибору технологічних схем і обладнання газотранспортної системи. Зменшення продуктивності може вимагати зменшення кількості працюючих компресорних станцій або

газоперекачувальних агрегатів. Критеріями оптимальності є мінімізація енерговитрат на транспортування газу і максимізація надійності газопроводу. Оптимізуючи за першим з цих критеріїв, важливо вибрати принцип оптимального режиму з встановленої множини допустимих. Загальні затрати газу на транспортування включають витрати паливного газу для приводу газоперекачувальних агрегатів, пропорційні їхній потужності, і витрати технологічного газу для підтримання необхідного тиску в трубопроводах.

Енерговитрати на транспорт можна виразити в еквівалентних обсягах газу. Тоді мінімум енерговитрат відповідатиме мінімуму сумарних витрат газу, які є сумою паливного і технологічного газу. Збільшення кількості технологічного газу в трубах призводить до зростання робочих тисків, а, значить, до зменшення енергетичних втрат при транспорті, одже, до зменшення витрати паливного газу. Тому при оптимальному режимі сума витрат паливного і технологічного газу має мінімум.

Запропонований принцип оптимізації режимів реалізується методом конкуруючих варіантів, які відрізняються максимальними робочими тисками. Як приклад приведено оптимізацію режимів газопроводу СОЮЗ при заданій продуктивності (рисунок 4.3)

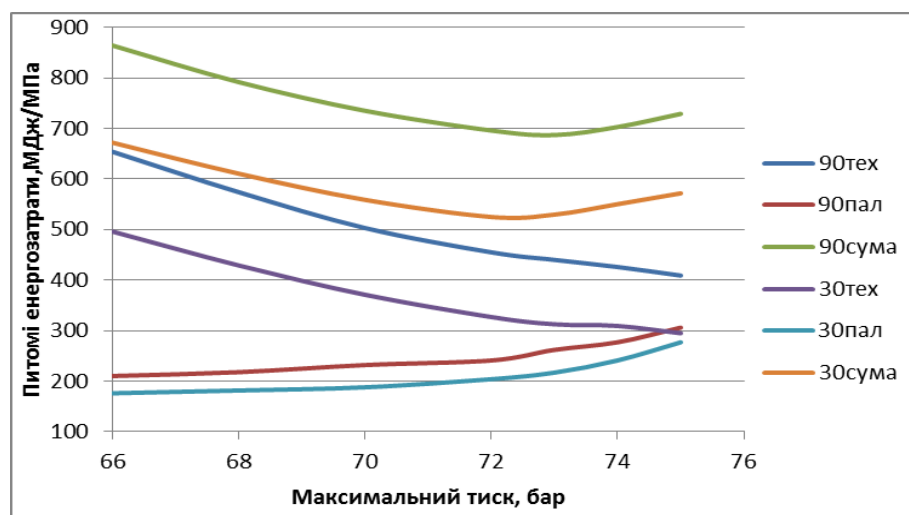


Рисунок 4.3 – Залежність енерговитрат паливного і технологічного газу та сумарних енерговитрат газу від максимального робочого тиску

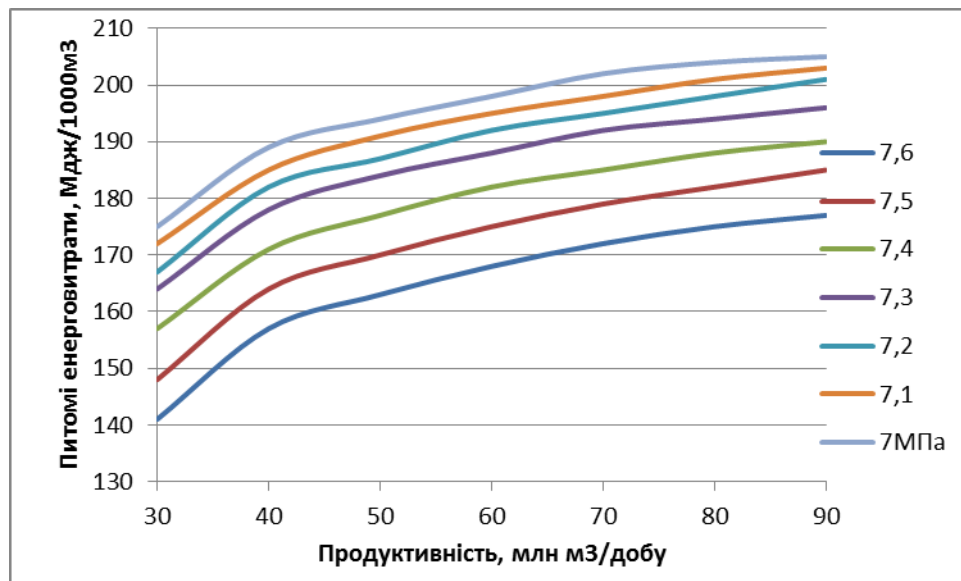


Рисунок 4.4 – Залежність енерговитрат на транспорт газу від продуктивності

Аналіз результатів показує, що сумарні енерговитрати на транспорт (сума витрат паливного і технологічного газу, представлена в енергетичних показниках) в залежності від робочого тиску має мінімум, який відповідає оптимальним режимам роботи газопроводу. Зауважимо, що з зменшенням продуктивності газопроводу оптимальне значення робочого тиску зміщується в сторону зменшення.

На рис. 4.4. показана залежність енерговитрат на транспорт газу від продуктивності для газопроводу СОЮЗ, причому максимальна продуктивність співпадає з пропускнуою здатністю (повне завантаження). Як видно з графіків, зменшення продуктивності по відношенню до пропускнуої здатності (неповне завантаження) призводить до зменшення енерговитрат на транспорт газу, причому з збільшенням робочого тиску темп зменшення енерговитрат сповільнюється.

Керування режимами газотранспортної системи зводиться до керування режимами роботи компресорних станцій, враховуючи можливість їх експлуатації чи тимчасової зупинки.

Принцип раціонального керування режимом роботи КС можна сформулювати наступним чином: P_H, P_B при заданому обсязі транспорту газу Q і фіксованих граничних умовах (тиск на вході і виході та температурі газу на вході) слід визначити таке поєднання машин, оберти ротора агрегату, щоб забезпечити мінімум енергетичних витрат по КС:

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

враховуючи обмеження

$$P_H < P_H^{\max}; T_H < T_H^{\max}; n_{i \min} < n_i < n_{i \max}; N_{ij} < N_{ij}^{\max};$$

де u - вектор керування, компонентами якого є параметри: число обертів і агрегатів; r - вектор режимів, який визначається робочим тиском, витратою і температурою газу; m - число паралельних груп агрегатів, s - число послідовних ступенів; N_{ij}^{\max} , T_H^{\max} , P_H^{\max} - максимальні значення відповідно потужності, температури і тиску на виході; $n_{i \min}, n_{i \max}$ - мінімальні і максимальні допустимі оберти роторів нагнітачів.

Принцип раціонального керування режимами роботи багато цехових компресорних станцій з різнотипними газоперекачувальними агрегатами з метою мінімізації енерговитрат зводиться до рівномірного розподілу енергонавантаження між цехами і при цьому забезпечення роботи кожного з агрегатів в режимі, близькому до номінального.

Якщо компресорна станція складається з i_1 паралельно і j_1 послідовно діючих цехів ($i_1 = 1, n; j_1 = 1, m$), які відрізняються різними типами нагнітачів, то обмеження у них різні (наприклад, границі регулювання за обертами,

максимально допустимі потужності агрегатів, діапазон зміни об'ємної продуктивності відцентрових нагнітачів). Сукупність цих обмежень визначає область допустимого керування.

У загальному випадку для складної багатоцехової компресорної станції ставиться завдання при наступних додаткових умовах

$$\sum_{i=1}^n \sum_{k_1=1}^{k_r} q_{i,k_1}^{(i)} = Q_i; i = 1, 2, \dots, n; k_1 = 1, 2, \dots, k_r$$

$$\sum_{j_1=1}^m \sum_{s_1=1}^{s_p} \Delta P_{j_1, s_1}^{(i)} = P_H^{(i)} - P_B^{(i)} = \Delta P_i; j_1 = 1, 2, \dots, m; s_1 = 1, 2, \dots, s_p$$

$$\Delta P_1 = \Delta P_2 = \dots = \Delta P_n$$

де Q_i — величина потоку газу в i -тій групі j -го цеху; $\Delta P_{j_1, s_1}$ — підвищення тиску на s_1 -го ступеня j_1 -го цеху.

Функціонал, що мінімізується, при цьому складатиметься з суми енерговитрат на компримування газу по всіх цехах:

$$F_i(r, u)_{Q_i} = \sum_{i_1=1}^n \sum_{j_1=1}^m F_{i_1, j_1}^{(i)}(r, u)$$

Таким чином, завдання розрахунку оптимального варіанту роботи багатоцехової компресорної станції є завданням пошуку оптимального плану розподілу навантажень між окремими її цехами. При цьому слід виходити з мінімуму сумарних енергетичних витрат з урахуванням відповідних технологічних обмежень. Задача вирішується зниженням розмірності функціоналу методом послідовного наближення і подальшого розрахунку одновимірного завдання оптимізації КС за логіко-комбінаторним методом.

Задачу вирішують, знижуючи розмірність функціоналу методом послідовного наближення і подальшого розрахунку одновимірного завдання оптимізації КС за логіко-комбінаторним методом.

Для кожного варіанту плану розподілу Q_i вирішують задачу оптимізації режиму роботи кожного цеху КС, підраховують відповідні до цього плану сумарні енерговитрати, на підставі чого ухвалюють рішення про подальший хід обчислень. Така покрокова процедура оцінки планів розподілу Q_{il} , Q_{il-1} шляхом зіставлення відповідних їм мінімальних енерговитрат $F(Q_{il})$ і $F(Q_{il-1})$ дозволяє за два кроки визначити напрям пошуку екстремуму і потім визначити його величину з наперед заданою точністю. При цьому передбачається, що функція $F(Q_{il})$ увігнута, має єдиний екстремум. Крок дискретизації по Q_i в області екстремуму може бути вибраний скільки завгодно малим.

Як приклад застосування запропонованого методу оптимізації розглядається прогнозування режимів роботи багатоцехової компресорної станції, яка складається з двох цехів: цех 1 обладнаний газоперекачувальними агрегатами типу ГТК-10І в кількості 7 одиниць; цех 2 обладнаний газоперекачувальними агрегатами типу ГТК-25І в кількості 3 одиниці (всі ГПА працюють за паралельною схемою включення). Для кожного одиничного агрегату на основі графічних зведених характеристик будуються аналітичні моделі у формі:

- для витрати

$$\varepsilon_j^2 = (\alpha_j + \beta_j \bar{n} \sqrt{\frac{z_3 R_3 T_{B3}}{z_B R T_B}}) - (\gamma_j + \vartheta_j \bar{n} \sqrt{\frac{z_3 R_3 T_{B3}}{z_B R T_B}}) (Q_{Bj} / \bar{n})^2, \quad (4.12)$$

- для потужності

$$N_{ij} = \left[\frac{N_i}{\rho_B} \right]_{3j} \rho_{Bj} \bar{n}^3 \quad (4.13)$$

$$\left[\frac{N_i}{\rho_B} \right]_{3j} = c_0 + c_1 (Q_B / \bar{n}) + c_2 (Q_B / \bar{n})^2$$

де j - номер цеху; $\alpha_j, \beta_j, \gamma_j, \vartheta_j, c_0, c_1, c_2$ - сталі коефіцієнти, що визначаються для кожного типу нагнітачів за їх зведеними характеристиками; $\bar{n} = n/n_n$ -

відносні оберти ротора; z_3, R_3, T_{B3} - параметри зведення характеристик; ε_j - ступінь підвищення тиску; Q_{Bj}, ρ_{Bj} - об'ємна витрата і густина газу за умов входу в кожен цех.

Задача оптимального розподілу навантаження між цехами формулюється наступним чином: прогнозувати розподіл витрати між цехами при заданій сумарній продуктивності КС та тисках на вході і виході, при якому енерговитрати на компримування будуть мінімальними.

На рисунку 1 представлено графіки витрати одиничного ГПА різних типів (ГТК-10І та ГТК-25І) та їх потужності в залежності від швидкості обертання ротора для заданого ступеня підвищення тиску $\varepsilon = P_H / P_B$, однакового для обох цехів з причини їх паралельного включення.

Якщо відома продуктивність КС за умов входу Q_B^{KC} , то розподіл її між цехами матиме вигляд

$$Q_B^{KC} = Q_B^1 + Q_B^2 = Q_B^1(1 + Q_B^2 / Q_B^1) = Q_B^1(1 + R_Q)$$

Звідси продуктивності цехів становлять

$$Q_B^1 = Q_B^{KC} / (1 + R_Q); Q_B^2 = Q_B^1 R_Q \quad . \quad (4.14)$$

У відповідності до (4.14), задаючись розподілом витрати газу між цехами R_Q , можна визначити множину режимів, які забезпечать задану продуктивність станції. З цієї множини слід вилучити всі режими, які не можуть бути реалізовані на практиці з умови протипомпажного захисту та інших обмежень. Решта допустимих режимів слід порівняти за критерієм енерговитратності, оскільки при неповному завантаженні газотранспортної системи цей критерій слід визнати найбільш доцільним.

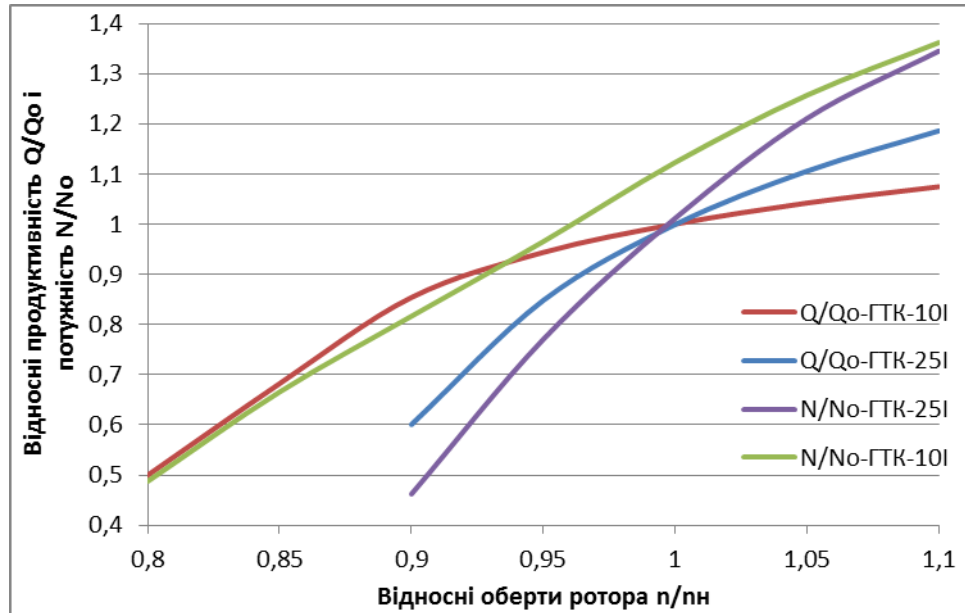


Рисунок 4.5 – Залежність продуктивності і потужності ГПА від швидкості обертання роторів

Для кожного з допустимих режимів, що характеризуються співвідношенням R_Q , визначають число паралельно працюючих агрегатів у кожному з цехів.

$$r_j = Q_B^j / Q_{Bj}, \quad (4.15)$$

де Q_B^j - продуктивність j -того цеху у відповідності до (4.14); Q_{Bj} - продуктивність одиничного ГПА в j -тому цеху, визначена за (4.12) або з графіків (рисунок 4.5).

Змінюючи оберти ротора нагнітачів у кожному цеху, визначають продуктивність одиничного ГПА в кожному з цехів таким чином, щоб число паралельно працюючих агрегатів у кожному з цехів, знайдене за (4.15), було цілим. Якщо задану умову виконати не можливо, то даний режим відкидають

як неприпустимий. Таким чином, для кожного з можливих режимів визначають число паралельно працюючих агрегатів в кожному з цехів, їх продуктивність за умов входу і відносні оберти ротора. Ці дані дозволяють за (4.13) або графіками (рисунок 4.5) визначити потужність одиничного агрегату в кожному з цехів і потужність кожного цеху загалом і сформуванати для кожного з режимів критерій енергоефективності у формі (4.12). При цьому слід враховувати умову, що з точки зору мінімуму енергетичних експлуатаційних витрат при однакових граничних умовах n агрегатів завжди гірше, ніж $n-1$ агрегат. За мінімум критерію енергоефективності вибирають оптимальний режим, для якого прогнозовано розподіл продуктивності КС між цехами, кількість працюючих ГПА в кожному з цехів, продуктивність та потужність кожного з агрегатів і швидкість обертання їх роторів.

В наведеному прикладі розглядалася гіпотетична двоцехова компресорна станція, і в результаті використання розробленої методики отримано результати визначення критерію енергоефективності, які подано в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Результати оптимізації режиму КС за критерієм енергоефективності

№	R_Q	$Q_B^1 \text{ м}^3/\text{х}$	$Q_B^2 \text{ м}^3/\text{хв}$	r_1	r_2	\bar{n}_1	\bar{n}_2	$(N/No)_1$	$(N/No)_2$	$F(Q_{ii})$
1	1	578,4	578,4	3	1	0,934	1,026	0,921	1,011	0,9462
2	0,8	642,7	514,2	3	1	1,021	0,978	1,018	1,007	0,9457
3	0,6	723,3	433,8	3	1	1,019	0,955	1,028	0,889	0,9719
4	0,5	771,2	385,6	4	1	0,95	0,917	0,978	0,922	1,0
5	0,4	826,3	330,5	4	1	режим	немо	жливий		

Як видно з результатів обчислень, наведених в таблиці 4.1, оптимальним режимом роботи двоцехової КС слід вважати режим, згідно з яким в цеху 1 працюють паралельно 3 ГПА ГТК-10І з відносними обертами

$\bar{n} = n/n_n = 1,021$ загальною потужністю 30,54 МВт, а в цеху 2 – 1 ГПА ГТК-25І з відносними обертами $\bar{n} = n/n_n = 0,978$ загальною потужністю 25,175 МВт і забезпечують при цьому задану продуктивність станції 95 млн.м³ на добу при тиску на вході 5 МПа, а на виході - 7,5 МПа.

На основі проведених досліджень досягнуто важливого науково-технічного прориву у раціональному керуванні експлуатацією газотранспортних систем при їх неповному завантаженні. Основна мета полягала у забезпеченні заданої продуктивності протягом певного часового проміжку при мінімізації енерговитрат.

Запропоновано метод оптимізації робочих режимів газотранспортних систем при неповному їх завантаженні, орієнтований на мінімізацію енерговитрат на транспортування газу. Розроблено стратегію керування технологічним режимом компресорних станцій, спрямовану на забезпечення заданого тиску нагнітання за оптимального розподілу навантаження між агрегатами різнотипових газоперекачувальних установок. Встановлено оптимальний розподіл потужностей, який забезпечує мінімальні енерговитрати на компресію заданого обсягу газу з урахуванням граничних умов на вході і виході станції. Для практичної реалізації цієї задачі розроблено критерій оптимальності та математичний апарат.

Аналіз отриманих залежностей підтверджує, що існує оптимальне значення робочого тиску на виході компресорної станції, яке гарантує мінімальні енерговитрати на транспортування газу. Підвищення кількості технологічного газу в трубопроводах призводить до збільшення робочих тисків і відповідно до зменшення енергетичних втрат під час транспортування, що також зменшує витрати паливного газу.

Отже, оптимальний режим експлуатації дозволяє досягти мінімуму загальних витрат паливного і технологічного газу.

Висновки по розділу 4:

1. Вирішено важливу задачу керування технологічним режимом роботи компресорної станції, яка полягає в підтриманні заданого тиску нагнітання при оптимальному розподілі навантаження між агрегатами. Для багатоцехових КС, обладнаних різнотиповими ГПА, оптимальним розподілом навантаження між цехами слід вважати такий розподіл потужностей, який забезпечує мінімум енерговитрат на компримування заданого обсягу газу при відповідних граничних умовах на вході і виході станції. Встановлено форму та зміст критерію оптимальності, наведено математичний апарат для практичної реалізації задачі.

2. Запропоновані методи, що базуються на використанні стохастичних математичних моделей з використанням в якості вихідної інформації передісторії експлуатації газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях, дозволяють оцінити реальний технічний стан кожного ГПА і прогнозувати його залишковий ресурс та ймовірність безвідмовної роботи.

3. Проведені розрахунки даватимуть змогу прийняття конкретних техніко-економічних рішень, які стосуються характеру подальшого обслуговування обладнання компресорних станцій, вибору стратегій контролю параметрів технічного стану, планування профілактичних ремонтів або заміни газоперекачувальних агрегатів.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ

На основі результатів проведених досліджень вирішено важливу науково-технічну задачу раціонального керування принципами експлуатації газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження з метою забезпечення заданої на певному проміжку часу продуктивності при мінімальних енерговитратах, а саме:

1. З метою оперативного оптимального керування складною багатоконтурною системою газопостачання пропонується метод ув'язки порівнюючих оптимальних рішень на базі еквівалентних характеристик, в якості яких запропоновано і використано на етапі неповного завантаження системи енергоекономічні характеристики; показано принцип їх побудови і використання для оптимального керування газотранспортною системою.

2. Вирішено задачу оптимального розподілу навантажень в складній газотранспортній системі, виходячи із мінімуму сумарних енергетичних витрат при заданому обсязі подачі газу та інших планово-технологічних обмеженнях. Таким чином, завдання оптимізації багатопараметричного об'єкта полягає в пошуку екстремуму функції мети шляхом вибору такого вектора керуючих впливів, який задовольнив би покладеним обмеженням.

3. Одержано залежності, що виражають універсальний закон керування, який може бути застосований в кожному конкретному випадку для визначення реакції системи на зміну керуючого фактору з метою ефективного керування. Умови, при яких ці залежності досягають максимуму, визначають оптимальний закон керування.

4. Математична постановка задачі розрахунку оптимальної середньої продуктивності компресорної станції за критерієм мінімуму тривалості нестационарного процесу та її реалізація шляхом переходу до модифікованої спрощеної задачі на основі використання специфіки взаємозв'язку обмежень,

обумовлених технологією транспорту газу, з метою побудови більш простих алгоритмів її розв'язку дозволили створити методику прогнозування режимів роботи системи в умовах нестационарного газоспоживання

5. Вирішено важливу задачу керування технологічним режимом роботи компресорної станції, яка полягає в підтриманні заданого тиску нагнітання при оптимальному розподілі навантаження між агрегатами. Для багатоцехових КС, обладнаних різнотиповими ГПА, оптимальним розподілом навантаження між цехами слід вважати такий розподіл потужностей, який забезпечує мінімум енерговитрат на компримування заданого обсягу газу при відповідних граничних умовах на вході і виході станції. Встановлено форму та зміст критерію оптимальності, наведено математичний апарат для практичної реалізації задачі.

6. Запропоновані методи, що базуються на використанні стохастичних математичних моделей з використанням в якості вихідної інформації передісторії експлуатації газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях, дозволяють оцінити реальний технічний стан кожного ГПА і прогнозувати його залишковий ресурс та ймовірність безвідмовної роботи.

7. Проведені розрахунки даватимуть змогу прийняття конкретних техніко-економічних рішень, які стосуються характеру подальшого обслуговування обладнання компресорних станцій, вибору стратегій контролю параметрів технічного стану, планування профілактичних ремонтів або заміни газоперекачувальних агрегатів.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Александров А. В. Проектирование и эксплуатация систем дальнего транспорта/ А.В. Александров, Е.И.Яковлев – М.: Недра., 1972. – 93 с.
2. Асатурян А.М. О неустановившихся движениях газа в трубопроводах А.М. Асатурян, З.Т. Галиуллин, В.И. Черников // Изв. вузов. Нефть и газ.– 1961.– №10.– С.73–79.
3. Баканов М.И Теория экономического анализа/ М.И. Баканов, А.Д. Шеремет – М.: Финансы и статистика. – 1993. – 288 с.
4. Белаш П.М. О коэффициентах влияния и взаимовлияния при решении задач регулирования отбора нефти из нефтяных и газовых месторождений: В сб. «Энергетика и электроника в нефтяной промышленности»// МИНХиГП им. И.М. Губкина, вып. 47. М.: Недра, 1964, С.14 – 27.
5. Бразирович Е.Ю. Некоторые математические вопросы теории обслуживания сложных систем/Е.Ю. Бразирович, И.А.Каштанов– М.: Сов. радио, 1971. – 519 с.
6. Бобровский С. А. Движение газа в газопроводе с путевым отбором/ С.А. Бобровский, С.Г. Щербаков, М.А. Гусейнзаде – М.: Наука, 1972. – 193 с.
7. Бобровский С.А., Селиверстов А.Н. О вычислении опрессовочной воды из газопровода/С.А. Бобровский, А.Н. Селиверстов// ВНИИгазпром, 1970. – №10. – С.15–17.
8. Бородавкин П.П. Сооружение магистральных трубопроводов/ П.П. Бородавкин, В.Л. Березин– М.: Недра, 1978.– 407 с.
9. Бородавкин П.П. Трубопроводы в сложных условиях/ П.П. Бородавкин, В.Я. Таран– М.: Недра, 1968.– 346 с.

10. Будзуляк Б.В. Методология повышения эффективности эксплуатации системы трубопроводного транспорта газа на стадии развития и реконструкции/Б.В. Будзуляк - Москва, НЕДРА, 2003 – 170с.

11. Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем/Н.П. Бусленко – М.: Наука, 1978. – 399 с.

12. Бусленко Н.П. Автоматизация имитационного моделирования сложных систем/Н.П.Бусленко – М.: Наука, 1977. – 536 с.

13. Бутузов А.И. Обобщенные переменные теории переноса/И.А.Бутузов, В.М.Минаковский– К.: Выща шк., 1970. – 100 с.

14. Вариационный контроль технического состояния газоперекачивающих агрегатов / Ю.Н.Васильев, М.Е.Бесклетный, Е.А.Игуменцев и др. – М.: Недра, 1987. – 197 с.

15. Вассерман А.А. Теплофизические свойства воздуха и его компонентов/ А.А. Вассерман, Я.З. Казачинский, В.А. Рабинович – М.: Наука, 1966. – 375 с.

16. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. – М.: Наука, 1969 – 572 с.

17. Вольський Э.Л. Надежность и оптимальное резервирование газовых промыслов и магистральных газопроводов/Э.Л.Вольський, А.И.Гарляускас, С.В Герчиков – М.: Недра, 1970. – 280 с.

18. В. Я. Грудз, Я. В. Грудз, В.Р.Процюк, В. П. Підлуський, О. М. Портечин, Б.І. Гершун. Принципи оптимізації керування режимами роботи газотранспортних систем за умови їх неповного завантаження. Прикарпатський вісник Наукового товариства ім. Шевченка. Число. - 2022.

19. В.Б. Запхляк, О.М. Марчук, А.В. Грицанчук. Аналіз розрахунку напруженого стану трубопроводів під час капітального ремонту [Текст]: Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування. Праці V Міжнародної науково-технічної конференції,

(Тернопіль 19-22 вересня 2017 р.) – Тернопіль: Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя, 2017. – С. 191-194.

20. Гарляускас А.И. Математическое моделирование оперативного и перспективного планирования систем транспорта газа.–М.:Недра, 1975. – 160 с.

21. Говдяк Р.М. Енергетична безпека нафтогазових об'єктів/Р.М. Говдяк, Я.М. Семчук, Л.Б. Чабанович та ін. Івано-Франківськ, Лілея НВ, 2007 – 554

22. Гончарук М.І. Аналіз причин втрат природного газу/ М. І. Гончарук // Нафтова і газова промисловість. — 2003. — № 1. — С. 51-53.

23. Грудз, В. Я., Грудз, Я. В., Запхляк, В. Б., Гершун, Б. І., Прокопів, І. Б., & Туровський, О. А. (2023). ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ В УМОВАХ НЕСТАЦІОНАРНОГО ГАЗОСПОЖИВАННЯ. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (2(87)), 59–68. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-2\(87\)-59-68](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-2(87)-59-68)

24. Грудз, В. Я., Грудз, Я. В., Терещенко, Р. В., & Гершун, Б. І. (2021). Раціональні режими роботи складних газотранспортних систем. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (2(79)), 73–79. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-2\(79\)-73-79](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-2(79)-73-79)

25. Грудз В.Я., Грудз В.Я. (молодший) Удосконалення методу діагностування витоків з газопроводу на основі дослідження процесу розповсюдження збурень. Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2017 - №1(37) – С.217 .

26. Грудз В.Я., Грудз В.Я. (молодший) Детерміновані методи оптимізації експлуатаційних режимів газотранспортних систем. Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2017 - №2(38) – С.236 – 246

27. Грудз В.Я., Грудз В.Я. (молодший) нестационарні процеси в газотранспортних системах за умови їх неповного завантаження.// Матеріали 6-тої міжнародної науково-технічної конференції нафтогазова енергетика. 2017. Івано-Франківськ. 15-19 травня 2017. с.213.

28. Грудз В.Я. Технічна діагностика трубопровідних систем/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів та ін. – Івано-Франківськ.: Лілея-НВ, 2012.- 512с.

29. Грудз В.Я. Оптимізація обслуговування газопомпувальних агрегатів компресорних станцій ПСГ/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів та ін// Науковий вісник ІФНТУНГ. Спецвипуск2(8), 2004

30. Грудз В.Я. Ефективність використання енергоресурсів у процесі трубопровідного транспорту газу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк// Нафтогазова енергетика. № 1. – 2008

31. Грудз В.Я. Статистична оцінка енерговитрат на транспорт газу магістральними газопроводами/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк//Нафтова і газова промисловість.№ 2. - 2008

32. Грудз Я.В. Математична модель для дослідження створеного газопроводом температурного поля в ґрунті/Я.В. Грудз, Ф.І. Стоцький, Т.Ф. Тутко та ін. //Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. № 3. – 2008

33. Грудз В.Я. Визначення кількості тепла, акумульованого ґрунтом навколо трубопроводу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк// Нафтогазова енергетика №1(4)-2011. – С.39-42

34. Грудз В.Я. Ідентифікація несправностей газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій магістральних газопроводів// В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Рудко// Науковий вісник ІФНТУНГ №1(27)-2011.-С.53-56

35. Грудз В.Я. Оцінка технічного стану елементів газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій магістральних газопроводів/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Рудко// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ".- 2002. - №1(38). – 2011. – С88-90.

36. Грудз В.Я. Математичне моделювання фільтрації газу в ґрунті внаслідок виникнення малих витоків в газопроводі/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Фейчук та ін. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – № 3(40). – 2011. – С.66-69

37. Грудз В.Я. Статистична оцінка втрат газу в розподільних мережах/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Фейчук та ін. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – №2. – 2012. – С. 34-36

38. Грудз В.Я. Енергетична ефективність використання високопотужних газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях багато-ниткових систем/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.І. Слободян// Нафтогазова енергетика- 2010 - №2 – С.30-33

39. Грудз В.Я. Характеристика режимів роботи компресорних станцій магістрального газопроводу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.І. Слободян// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – № 4. – 2010. – С.124-126

40. Грудз Я.В. Енергоефективність газотранспортних систем/Я.В.Грудз- Івано-Франківськ. – Лілея НВ,- 2012.- 186с.

41. Грудз Я.В. Енергетичний баланс трубопровідного транспорту газу/Я.В. Грудз// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – № 3(40). – 2012. – С.

42. Грудз Я.В. Оцінка впливу нестационарності газового потоку на енергоефективність транспорту газу/ Я.В. Грудз // Науковий вісник ІФНТУНГ. Випуск 3, 2012 – С.137 - 143

43. Грудз Я.В. Оцінка енергоефективності газоперекачувальних агрегатів в умовах компресорних станцій/ Я.В. Грудз // Науковий вісник ІФНТУНГ. Спецвипуск 2, 2012 – С.57-69

44. Грудз Я.В. Оптимізація режимів роботи газопроводу з урахуванням енерговитратності транспорту газу/ Я.В. Грудз // Нафтогазова енергетика. № 2. – 2012 – С.12 - 15

45. Грудз Я.В. Прогнозування технічного стану газоперекачувальних агрегатів / Я.В. Грудз // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – № 4(41). – 2012. – С.34-38

46. Грудз В.Я. Математична модель магістрального газопроводу як єдиної енергосистеми/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Л.Т. Гораль та ін. // Міжнародна науково-технічна конференція «Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи» Івано-Франківськ 2009р.- – С.34-35

47. Грудз В.Я. Оптимізація режимів роботи газонафтотранспортних систем України в умовах їх неповного завантаження. /В.Я. Грудз, М.Д. Середюк. Тези доповіді в комітеті з енергозбереження Верховної Ради. 2015.

48. Грудз В.Я. Дослідження енергетичного стану складних газотранспортних систем/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.І. Слободян та ін. // Матеріали Всеукраїнської наук.-прак. конф. «Шляхи підвищення ефективності експлуатації трубо-провідного транспорту нафти і газу іта підготовка кадрів для галузі» Ів-Франківськ, 2010-С.9-12

49. Грудз В.Я. Оцінювання величин втрат газу і площ забруднення при пошкодженні магістрального газопроводу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Фейчук та ін.// Надежность и безопасность трубопроводного транспорта. Материалы 7 международной научно-технической конференции. – Полоцк, 2011 - С. 102-103.

50. Грудз В.Я. Аналітичні дослідження витоків газу з газопроводу/ В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів// Матеріали між народ.наук.-техн. конф.»Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу».Ів.-Франківськ, 15-18 травня 2012.С.66-67

51. Грудз Я.В. Вплив нестационарності газового потоку на енерговитрати при транспортуванні/Я.В. Грудз// Матеріали між народ.наук.-техн. конф. «Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу».Ів.-Франківськ, 15-18 травня 2012.С.66-67

52. Грудз, В.Я, Костів, ЯВ, Процюк, В.Р, Тимків, Д.Ф 2016, Математичне моделювання складних газотранспортних систем в комплексі ПСГ, *Scientific Journal "Science Rise"*, № 4 (21), р. 44–49.
53. Грудз В.Я. Обслуживание газотранспортных систем/В.Я. Грудз, Д.Ф.Тымкив, Е.И.Яковлев –Киев: 1991 – 160 с.
54. Грудз В.Я. Обслуговування і ремонт газопроводів/В.Я. Грудз, Д.Ф.Тимків, В.Б. Михалків та ін. //Івано-Франківськ, Лілея-НВ, 2009 – 710с.
55. Грудз В.Я. Пускові динамічні параметри газу на ділянці магістрального газопроводу/В.Я. Грудз В, Т.Ф.Тутко// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: транспорт і зберігання нафти і газу. – 2001. № 38 – С.45–61.
56. Гусейнов Ч.С. Влияние конденсата на производительность газопровода/Ч.С. Гусейнов// Трубопроводный транспорт нефти и газа: Тр. МИНХ и ГП им.И.М.Губкина.– 1963.– Вып.45. – С.83–88.
57. Гухман А.А. Введение в теорию подобия. /А.А. Гухман. –М.: Высшая школа, 1973 – 332 с.
58. Дисперсионная идентификация /Под ред. Рейбмана Н.С. – М.: Наука, 1981. – 658 с.
59. Довідник з нафтогазової справи /За загальною ред.В.С.Бойка, Р.М.Кондрат, Р.С.Яремійчук. –Львів, 1996. – 620 с.
60. Дорошенко Я.В. Спорудження магістральних трубопроводів: підручник/ Я.В. Дорошенко- Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010 – 563с.
61. Дубинина М. М. Теплообмен и механика взаимодействия трубопроводов и скважин с грунтами/М.М. Дубинина, Б.А.Красовицкий – Новосибирск: Наука, 1983. – 134с.
62. Дурнов П.И. Насосы, вентиляторы, компрессоры/П.И. Дурнов–К.; Одесса: Вищ. шк. Головное изд-во, 1985–262 с.
63. 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 – 283с.

64. Енергетична галузь України, підсумки 2016 року [The energy industry of Ukraine: the result sof 2016]. – Центр Разумкова [Razumkov Centre], 2017. – Р. 164. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://razumkov.org.ua/uploads/article/2017_ENERGY-FINAL.pdf

65. Жидкова М. А. Переходные процессы в магистральных газопроводах/ М.О. Жидкова – Киев.: Наукова думка, 1979. – 255 с.

66. Жидкова М. А. Трубопроводный транспорт газа / М.О. Жидкова - Киев.: Наукова думка, 1973. –142 с.

67. Жидкова М.О., Руднік А.А. Формування системи розрахункових моделей для оцінювання ефективності функціонування лінійних ділянок магістральних газопроводів. Экологии и ресурсосбережение. – 2001. - № 6 - с. 66 – 69.

68. Зарицкий С. П., Деев В. С., Корнеев В. И. О влиянии температуры на входе в компрессор на мощность ГТУ ГТН – 10И// Транспорт и хранение газа. – М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, № 2, 1979. – С.1–10.

69. Загоруйченко В.А. Уравнение состояния и термодинамические свойства газовых смесей водорода, азота и метана/В.А.Загоруйченко //Теплофизические свойства газов. – М.: Наука, 1970. – С.95-97.

70. Иванцов О.М. Низкотемпературные газопроводы/ О.М.Иванцов, А.Д.Двойрис – М.: Наука, 1980. – 150 с.

71. Калин С.І. Про витиснення твердим тілом неньютонівської рідини з трубопроводу/ С.І.Калин, В.Я.Грудз // Нафт. і газ. пром-сть. – 1990. – №4. – С.26–27.

72. Капцов И.И. Восстановительные работы на МГ: пути повышения эффективности/И.И.Капцов, В.Н. Гончаров, В.Н. Гончар //Газовая промышленность №4,1990.с.28-30

73. Клюк Б.О. Газонафтопроводи: оптимізація їх спорудження, експлуатації та захист природи/Б.О. Клюк//Харків, УкрНДІгаз, 2000 – 180с.
74. Керування режимами газотранспортних систем /В.Я.Грудз, М.Т.Лінчевський, В.Б.Михалків та ін. – К.: Укргазпроект, 1996. – 140 с.
75. Ковалко М.П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного газу/М.П. Ковалко – Київ: Українські енциклопедичні знання. – 2001. – 288 с.
76. Крижанівський Є.І., Грудз В.Я., Грудз .В.Я.(молодший), Терещенко Р.В. Прогнозування стаціонарних режимів роботи систем газопостачання методом інтегральних коефіцієнтів. //Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. №1(60), 2018. С. 12 – 16.
77. Крижанівський Є.І., Грудз В.Я., Грудз .В.Я.(молодший), Терещенко Р.В. Оптимізація режимів компресорних станцій за умови їх неповного завантаження. //Нафтогазова енергетика. 2017. №1(27). С. 65-69.
78. Костів Я. В. Розробка методів керування складною газотранспортною системою при різних режимах загрузки. *Нафтогазова енергетика-2015*. МНПК. м. Івано-Франківськ, 15-19.05.2017. С. 272-273
79. Конвей Р. В. Теория расширений/Р.В. Конвей, В.Л.Максвел, Л.В.Милаер -М.: Наука, 1975. – 322 с.
80. Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров/Г. Корн, Т. Корн – М.: Наука, 1970. – 720 с.
81. Кривошеин Б. Л. Теплофизические расчеты газопроводов/Б.Л. Кривошеин – М.: Недра, 1982. –168 с.
82. Кривошеин Б.Л. Математическое моделирование теплового взаимодействия магистральных газопроводов большого диаметра с окружающей средой/Б.Л. Кривошеин, В.Н.Новаковский, В.П.Радченко// Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт.– 1975.– № 1.– С.122-130.
83. Лабинов С.Д. Обобщенное представление термодинамических свойств многокомпонентных смесей углеводородов в двухфазном состоянии/

С.Д.Лабинов, Н.Ю.Болотин, Г.С. Дорочинская// Теплофизические свойства углеводородов, их смесей, нефтей и нефтяных фракций.– М.: Изд-во стандартов, 1973.– Вып. 1.– С. 59–66.

84. Лыков А.В. Тепломассообмен: Справочник/ А.В. Лыков – М., 1978.–360 с.

85. Лыков А.В. О нестационарном теплообмене между телом и обтекающим его потоком жидкости/ А.В. Лыков,Т.Л. Прельман // Тепло- и массообмен тел с окружающей газовой средой.– Минск, 1965.– С. 3–24.

86. Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем/ И.И.Мазур,О.М. Иванцов - М.:ИЦ «ЕЛИМА», 2004 -1104с.

87. Математическая теория планирования эксперимента/С.М. Ермаков, В.З. Бродский, А.А. Жиглявский и др. – М.: Наука, 1983 – 392 с.

88. Методика оптимизации режимов сложных газотранспортных систем (на основе регрессионной идентификации) / В.Б. Михалкив, Е.И. Яковлев, Б.И.Ксенз и др.– М.: МИНХ, 1983. – 94 с.

89. Методика определения состояния и технологических показателей ГПА с применением параметрической диагностики/ Б. П. Поршаков, А. В. Матвеев, А. С. Лопатин, А. С.Рябченко // Трубопроводный транспорт нефти и газа. Тр. МИНХ и ГП им. И. М. Губкина. – М., 1973. С. 155–164.

90. Методика расчета сложных газотранспортных систем с пересеченным профилем трассы / Е.И.Яковлев, А.С.Казак, В.Б.Михалкив и др.– К.: Союзпроект, 1984. – 112 с.

91. Методика розрахунків керування режимами газопроводів в процесі проведеннячисних і дефектоскопічних робіт/ В.Я. Грудз, Д.Ф. Тимків, Я.В. Грудз та ін. / Фонди НАК "Нафтогаз України", 2000

92. Методика розрахунку параметрів формування і циклічної експлуатації ПСГ в водоносних структурах/В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Д.Ф. Тимків та ін. // Фонди НАК "Нафтогаз України", 2003

93. Методика розрахунку розподілення потоків газу в складних газотранспортних системах і підрахунку його запасів в трубах//В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, Д.Ф. Тимків та ін. // Фонди НАК "Нафтогаз України", 2003
94. Мирзанжанзаде А.Х. Решение задач нефтепромышленной техники/ А.Х.Мирзанжанзаде, М.А.Гусейнзаде – М.: Недра, 1969. – 199 с.
95. Мозгалевский А. В. Техническая диагностика/А.В. Мозгалевский, Д.В.Гаспаров – М.: Высшая школа, 1975. – 495 с.
96. Немудров А. Г. Расчет режимов газопроводов методами определения оптимальных характеристик турбоагрегатов/А.Г.Немудров, В.И.Черников// Газовая промышленность – № 3. – 1966. – С. 31-34.
97. Нестационарный теплообмен в трубах / Под ред. Н.М.Беляева. – К.; Донецк: Выщ. шк., 1980. – 169 с.
98. Основные положения диагностического метода термогазодинамических параметров для газотурбинных ГПА / Б. П. Поршаков, А. В. Матвеев, В.М. Коршунов и др.// Трубопроводный транспорт нефти и газа. Тр. МИНХ и ГП им. И. М. Губкина. – М., 1973. С. 146–154.
99. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. Программированное введение в планирование эксперимента./Адлер Ю. П., Марков Е. В., Грановский Ю. В. и др. – М., 1971. – 186 с.
100. Поршаков Б. П. Газотурбинные установки для транспорта газа и бурения скважин/Б.П. Поршаков – М.: Недра, 1982. – 321 с.
101. Режимы газотранспортных систем /Є.І.Яковлєв, О.С.Казак, В.Б.Михалків та ін. – Львів: Світ, 1992. – 170 с.
102. Растринин Л.А. Введение в идентификацию объектов управления/ Л.А. Растринин, Н.Е. Маджаров – М.: Энергия, 1977. – 216 с.
103. Руднік А.А. Методика узагальненого оцінювання та підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу /А.А. Руднік //Нафтова і газова промисловість. – 2000. - № 6 - с. 36 – 38.

104. Роуз Х. Механика жидкости.- М.:Изд-во лит.по строительству,1967. – 410с.
105. Роуч П. Вычислительная гидродинамика/П. Роуч – М.: Мир, 1980 –287 с.
106. Рустамов Е.Э. Гидравлический расчет магистральных газопроводов при нестационарном газопогреблении/ Е.Э. Рустамов // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1974.– № 3. – С.49–51.
107. Середюк М.Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів/М.Д. Середюк, Й.В. Якимів, В.П. Лісафін. Івано-Франківськ, Факел.2001 – 517с.
108. Соколовский С.В. Повышение давления в трубопроводе от гидравлического удара при нарушении сплошности движения/ С.В.Соколовский, С.И. Лищенко// Гидравлика и гидротехника: Респ. межвед. науч.-техн. сб. – 1974. – Вып.18. – С. 3–7.
109. Сорока И.И. Опыт очистки внутренней полости магистральных газопроводов ВПО ВПО Укргазпром/И.И.Сорока, И.И. Капцов // Транспорт и хранение газа.– 1991.– Вып. 12. – 46 с.
110. Ставровский Е.Р. Статистические методы расчета коэффициента гидравлического сопротивления газопровода/Е.Р.Ставровский, М.Г. Сухарев – М.: ВНИИЭгазпром, 1970. – 78 с.
111. Ставровский Е.Р. Методы расчета надежности магистральных газопроводов/ Е.Р.Ставровский, М.Г. Сухарев, Н.М.Карасевич – Новосибирск: Наука, 1982. – 92 с.
112. Тепловые режимы магистральных газопроводов /Ходанович Н.Е., Кривошеин Б.Д., Бикчентай Р.Н. и др. – М., 1971 . – 216 с.
113. Теплотехнические расчеты процессов транспорта и регазификации природных газов: Справ. пособие / В.А.Загорученко, Р.Н.Бикчентай, А.А.Вассерман и др.– М.: Недра, 1980. – 320 с.

114. Трубопроводный транспорт газа / С.А.Бобровский, С.Г.Щербаков, Е.И.Яковлев и др. – М.: Наука, 1976. – 491 с.
115. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Под ред. В.А.Юфина.– М.: Недра, 1988. – 368 с.
116. Трубопровідний транспорт газу/М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін.//Київ, АренаЕКО, 2002, - 600с.
117. Тимків Д. Ф., Заєць В. О., Костів Я. В. Газодинамічні розрахунки технологічних показників експлуатації багатопластових газосховищ (на прикладі пролетарського). [*Технологический аудит и резервы производства.*](#) 2016. № 3(2). С. 20-24.
118. Тимків Д. Ф., Костів Я. В. Раціональне керування газотранспортним комплексом з урахуванням підземних сховищ газу. «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
119. Тимків Д. Ф., Костів Я. В. Розробка концепції підвищення ефективності роботи підземних сховищ газу. [*Прикарпатський вісник НТШ.*](#) [*Число.*](#) 2016. №1. с. 261-271
120. Ходанович Е.И. Об изменении эффективности газопровода/Е.И. Ходанович, Н.Ф. Нефелова // Труды ВНИИгаза. – М., 1957. – Вып. 2. – С.127–129.
121. Чарный И.А. Неустановившиеся движения реальной жидкости в трубах/И.А. Чарный – М.: Недра, 1975. – 224 с.
122. Чарный И.А. Основы газовой динамики/ И.А. Чарный – М.: Гостехиздат, 1961. – 200 с.
123. Чернова, О., Грудз, В., & Гершун, Б. (2022). РАЦІОНАЛЬНІ РЕЖИМИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ ОБМЕЖЕНОГО ОБСЯГУ ТРАНЗИТУ ГАЗУ. *Таврійський науковий вісник. Серія: Технічні науки*, (1), 195-201

124. Шибнев А.В. Определение потокораспределения и текущего состояния сложных систем газоснабжения. ЭИ - Транспорт и хранение и использование газа в народном хозяйства. М.: ВБНИИЭГАЗпром, 1983, f№ I, с.14-16.

125. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа/ С.Г.Щербаков– М.: Наука, 1982. – 206 с.

126. Яковлев Е.И. Анализ неустановившихся процессов в нитках магистрального газопровода статистическими методами // Изв.вузов. Нефть и газ. – 1968. – № 2. – С.72–76.

127. Якимів М.М. Аналітичні дослідження характеру розподілу рідинних відкладень по довжині газопроводу /М.М. Якимів// Нафтогазова галузь України. – 2015. - №2. – С.25 – 28.

128. Grudz V.Ya. NON-STATIONARY PROCESSES IN THE GAS TRANSMISSION SYSTEMS AT COMPRESSOR STATIONS SHUT-DOWN [Text] / V.Ya. Grudz*, V.Ya. Grudz (junior), V.B. Zapukhlyak, Ya.V. Kyzymyshyn // Journal of hydrocarbon power engineering. – 2018. – №1(5). – P. 22-28.

129. Eakin B., Ellington R. Application of the BWR equation to hydrocarbon-carbon dioxide mixtures // Thermod. Transp. Prop. Gas and Liquids., Sympos. Lafaette, 1959. – P. 195–204.

130. Ellington R. Thermodynamic properties of methane – nitrogen mixtures // Sympos. Lafaette, 1959. – P. 102–109.

131. Filipchuk, V. Grudz, V. Marushchenko, V. Myndiuk, M.Savchuk Development of cleaning methods complex of industrial gas pipelines based on the analysis of their hydraulic efficiency Eastern-European Journal of Enterprise Technologies ISSN 1729-3774 2/8 (92) 2018

132. Gonzalez M., Lee A. Grafical viscosity correlation for hyarocarbons // A. I. Ch. E. J. – 1968. – V. 14. – P.242-244.

133. Jensen R., Kurata F. Density of liquefied natural gas // *J. Petrol. Technol.* – 1969. – V. 21. – P. 683-691.
134. Kao R. Thermodynamic properties of LNG // *Cryogenics Ind. Gases.* – 1970. – V. 5, № 5. – P. 24–31.
135. New concept single signature vibration monitoring through the lifetimes of an engine. - *Aircraft Engineering*, 1979, 51, 3, P. 21-22.
136. McCarty R. A comparison of mathematical models for the prediction of LNG densities // *Nat. Bur. Stand., USA, Internal Report 77-867.* – 1977. – P. 60.
137. OPTIMAL GAS TRANSPORT MANAGEMENT TAKING INTO ACCOUNT RELIABILITY FACTOR [Text] / V. Grudz, YA. Grudz, V. Zapukhliak, I. Chudyk, L. Poberezhny, N. Slobodyan // *Management Systems in Production Engineering.* – 2020 – Vol. 28, № 3 . – P. 202–208. DOI 10.2478/mspe-2020-0030
138. Paulo M. Coelho, Carlos Pinho 2007, ‘Considerations About Equations for Steady State Flow in Natural Gas Pipelines’, *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, Vol. XXIX, No. 3, pp. 262–272.
139. Reamer H., Sade B., Lacey W. Volumetric and phase behavior of the methane-propane system // *Ind. Eng. Chem.*– 1950. – V, 42. – P. 534–539.
140. Roth Neinz. Schwingungsmessungen an Turbinen-schaufeln mit optischen Methoden *Brown Boveri Mitt.* – 1977. – 64, № 1.– P. 64–67.
141. Shanaa M., Canfield R. Liquid density and excess volume of light hydrocarbon mixtures at – 165°C // *Transact. Faraday Soc.* – 1968. – V. 64. – P. 2281–2286.
142. Tans A. Viscosity of gaseous methane // *Brit. Chem. Eng.*– 1960.– V.5. – P. 358.
143. Molenda J. *Gaz ziemny.* Katowice: Slask, 1974. – 470 p.
144. Meshalkin, V.P.; Moshev, E.R. / Modes of functioning of the automated system “pipeline” with integrated logistical support of pipelines and

vessels of industrial enterprises. // J. Mach. Manuf. Reliab. 2015, 44, 580–592, doi:10.3103/S1052618815070109.

145. Energy Charter Secretariat. Gas Transit Tariffs in selected Energy Charter Treaty Countries. – www.encharter.org. – January 2006. – 86 p.

146. Francis K. G. New operation strategies in heavy cycle pipeline will increase profit margin // Oil & Gas Journal. – 2003. – № 10. – p. 60-64.

147. N. El – Emam. New equation calculates friction factor for turbulent flow of non-newtonian fluids /N. El – Emam, A.H.Kamel., M. El-Shafei., A-El Batrawy. // Oil & Gas Journal. – 2003. – № 22. – p. 74-82.

148. Fun Chen. New approach developed for estimating pour points of crude oil blend /Fun Chen, Jinjun Zhang, Fan Zhang. // Oil & Gas Journal . – 2003. – №11. – p. 60-64.

149. Zapukhliak V. MATHEMATICAL MODELING OF UNSTEADY GAS TRANSMISSION SYSTEM OPERATING CONDITIONS UNDER INSUFFICIENT LOADING [Text] / V. Zapukhliak, L. Poberezhny, P. Maruschak, V. Grudz Jr., R. Stasiuk, J. Brezinová, A. Guzanová // Energies. – 2019 – Volume 12, Issue 7 (April-1 2019). – P. 1–14. EISSN 1996-1073 (SCOPUS)

150. Squires, K., Eaton, J. (1990). Particle response and turbulence modification in isotropic turbulence. *Phys. Fluid*, 2, 7, 1191–1203

ДОДАТКИ

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
«НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»
АТ УКРТРАНСГАЗ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

ПОГОДЖЕНО	ЗАТВЕРДЖУЮ
Проректор з наукової роботи ІФНТУНГ, д.т.н., проф.	Головний інженер АТ «Укртрансгаз», к.т.н.
 О. Кондра	 В. Рудко
2024 р.	2024 р.

The image shows two circular blue ink stamps. The left stamp is from the Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas (ІФНТУНГ) and contains the text 'ІНСТИТУТ НАУКИ І ТЕХНОЛОГІЙ НАФТИ І ГАЗУ' and the identification number '02070855'. The right stamp is from the National Oil and Gas Company of Ukraine (Укртрансгаз) and contains the text 'НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ» АТ УКРТРАНСГАЗ'.

ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ
НЕПОВНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ І ОПТИМІЗАЦІЯ ЇХ
ОБСЛУГОВУВАННЯ

Івано-Франківськ – 2024

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Від Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу:

Науковий керівник

Доктор технічних наук, професор

Доктор технічних наук, професор

Доктор економічних наук, професор






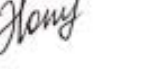


Кандидат технічних наук, доцент

Аспірант

Аспірант

Аспірант

Аспірант

	Грудз В.Я.
	Грудз Я.В.
	Запукхляк І.Б.
	Іванов О.В.
	Гершун Б.І.
	Дволітка М.Я.
	Туровський О. А.
	Запукхляк Н.М.

Від НАК «Нафтогаз України»:

Т.в.о. Генерального директора

АТ УКРТРАНСГАЗ

Начальник технічного департаменту

АТ УКРТРАНСГАЗ

Начальник БМУ-4 БМФ

«Укргазпромбкд», к.т.н.

	Малютін Р.Ю.
	Новіков Н.Я.
	Боднар В.М.