

Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу

На правах рукопису

МИХАЛЕВИЧ ОЛЕГ ТАДЕЙОВИЧ

УДК 622.691.4.004.67

РЕЗЕРВИ ПОКРАЩЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПАРАМЕТРІВ
СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук


*Зсі примірники дисертації
ідентичні за змістом.*

Вчений секретар *Кернута О.В.*
02.10.2007

Науковий керівник
докт.техн.наук, професор

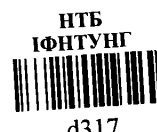
Тимків Дмитро Федорович

посвідчення *Кернута О.В.*
02.10.07



Івано-Франківськ - 2007

Д 317



ЗМІСТ

СТУП.....	5
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГІЧНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОГО КОМПЛЕКСУ УКРАЇНИ.....	12
1.1. Трансукраїнська системи газопроводів та її основні характеристики.....	12
1.2. Аналіз фактичних режимів роботи газотранспортної системи та їх класифікація.....	22
1.2.1. Основні поняття та визначення режимів роботи ГТС.....	22
1.2.2. Параметричний опис об'єктів, представлених на технологічних схемах ГТС.....	25
1.2.3. Моделі газотранспортної системи.....	28
1.2.4. Топологічна й геометрична моделі ГТС.....	30
1.2.5. Класифікація і порівняльна оцінка режимів.....	32
1.3. Огляд літературних джерел.....	35
1.4. Основні задачі та напрямки досліджень.....	50
РОЗДІЛ 2 МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОПРОВОДІВ.....	53
2.1. Математична модель режиму роботи лінійної частини газопроводу.....	55
2.2. Розрахунок режиму роботи компресорної станції.....	71
2.3. Математична модель газотранспортних мереж без КС (метод ув'язки по контурах).....	76
2.4. Математична модель транспортної мережі (метод ув'язки по вузлах)...	79
2.5. Модель керування газопотоками і формування параметрів оптимального керування.....	81
2.6. Висновки по 2 розділу.....	87
РОЗДІЛ 3 МЕТОДИ І АЛГОРИТМИ РОЗРАХУНКУ НЕСТАЦІОНАРНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ.....	89
3.1. Методи і алгоритми нестационарного руху в газопроводах при наявності компресорних станцій і відводів.....	90

3.2. Експериментальне дослідження розроблених математичних моделей і алгоритмів при розрахунках режимів роботи складних газотранспортних систем	106
3.3. Методика і алгоритм розрахунку лінійної структури нестационарного випадку з метою мінімізації перехідних процесів.....	122
3.4. Критерії нестационарності лінійної частини ГТС.....	125
3.5. Критерії нестационарності газотранспортної системи.....	131
3.6. Висновки по 3 розділу.....	134
РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕМПЕРАТУРНИХ ФАКТОРІВ НА РЕЖИМИ РОБОТИ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ.....	135
4.1. Математична модель для розрахунків витрати паливного газу для підтримки заданого тиску	137
4.2. Аналіз експлуатації компресорних станцій.....	143
4.3. Нестационарні режими експлуатації газотранспортних систем.....	161
4.4. Висновки по 4 розділу.....	178
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ.....	180
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	182
ДОДАТКИ.....	195

ІСЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ГТС	газотранспортна система
МГ	магістральний газопровід
ПСГ	підземне сховище газу
ГПА	газоперекачувальний агрегат
ГТУ	газотурбінна установка
ОДУ	об'єднане диспетчерське управління
УМГ	управління магістральними газопроводами
КС	компресорна станція
ЛВУ	лінійне виробниче управління
КЦ	компресорний цех
ТВТ	турбіна високого тиску
ТНТ	турбіна низького тиску
ККД	коефіцієнт корисної дії
АПО	апарат повітряного охолодження

ВСТУП

Газопровідний транспорт України є однією з провідних галузей народного господарства від надійного функціонування якого залежить забезпечення потреб вітчизняних споживачів та транзит природного газу через територію України для Центральної та Західної Європи, а також півдня Російської федерації та Туреччини. Тому підвищення ефективності газотранспортних систем – важлива проблема, яка вимагає невідкладного розв’язання, що полягає у забезпеченні надійної і безаварійної роботи об’єктів магістральних газопроводів. Ця проблема набуває з кожним роком все більшого значення, оскільки газопроводи старіють, а компресорні станції зношуються, і безаварійний термін експлуатації різко зменшується. Все це призводить до збільшення кількості аварійних відмов магістральних газопроводів і до значних втрат газу як на його транспорт, так і на власні потреби.

У зв’язку з цим основними заходами, спрямованими на безаварійний транзит газу і його безперебійну подачу власним споживачам, є:

- визначення критеріїв режимів роботи газотранспортної системи;
- класифікація режимів роботи магістральних газопроводів з урахуванням нормального, передаварійного і аварійного режимів по тиску, температурі, витратам;
- зменшення втрат газу в передаварійному, і особливо в аварійному, режимі, оперативне виявлення (локалізація) причини його виникнення;
- оцінка стану трубопроводу з метою збільшення його продуктивності;
- оптимізація режимів роботи ГТС з метою зменшення втрат газу на власні потреби і стабілізацію температурного режиму;
- підвищення надійності ГТС за рахунок якісного проведення планово-попереджувальних профілактичних перевірок системи трубопроводів, які зменшують втрати газу.

Деякі заходи впроваджено у газотранспортну систему України. Однак найбільш важливими компонентами цих заходів є: визначення критеріїв режимів роботи газопроводів, їх класифікація для визначення границь його безаварійного

стану та вибір оптимального температурного режиму при мінімальних затратах газу на власні потреби.

Дослідженням режимів роботи газопроводів присвячено ряд наукових праць як вітчизняних науковців, так і вчених країн колишнього Радянського Союзу та країн далекого зарубіжжя. Це наукові праці С. А. Бобровського [13], З. Т. Галіулліна [9,,1], В. Я. Грудза [24,25,58,59,91,93,106], М. А. Жидкової [32,33,34], І. А. Чарного [100], Б. Л. Кривошеїна [3,89,51,52], С. Т. Щербакова [13,95,102], Є. І. Яковлева [25,58,59,95,106], Д. Ф. Тимківа [24,25,64,91,93,106] та інших. У цих роботах подано методи розрахунку нестационарних режимів роботи газопроводів, розв'язання обернених задач, прогнозування часу і параметрів нестационарного процесу. Однак автори не надавали особливої уваги класифікації режимів роботи ГТС і визначенню стану роботи компресорних станцій, від якої залежить робота системи в цілому та підвищення її ефективності, що призводить до зменшення затрат на транспорт газу та визначенню критеріїв нестационарності газотранспортної системи КС.

Актуальність теми. Газопроводи України мають велику протяжність, а отже, оснащені великою кількістю компресорних станцій.

Складність структури ГТС створює додаткові вимоги до умов їхньої експлуатації. Функціонування газопроводу в заданому гідравлічному режимі вимагає узгодженості роботи всіх елементів мережі, особливо в аварійних ситуаціях. Окрім того, необхідна підтримка певного температурного режиму, причому на різних ділянках трубопроводу залежно від характеристик ґрунтів по довжині траси, цей режим різний. Різке збільшення чи зменшення відбору газу призводить до неусталеності його течії по трубопроводу; до аналогічних наслідків призводить зменшення або збільшення підкачки газу, раптове включення чи виключення КС.

Перехідні режими роботи трубопроводу супроводжуються значною та інтенсивною зміною тиску, яка порушує нормальну його роботу, а у багатьох випадках призводить до руйнування.

Значна частина газопроводів працює при неізотермічній течії газу, і це необхідно враховувати при виборі режиму експлуатації газопроводу. Слід відзначити, що взаємовплив теплових і гідравлічних полів значний, що може спричинити підвищення аварійності та недостатньо ефективне використання ГТС.

Газотранспортна система ДК «Укртрансгазу» специфічна, оскільки працює не лише як лінійна газотранспортна, але й виконує функції газозбірної та газорозподільної системи. Тому при її оптимальній роботі необхідно враховувати багато факторів, які, в свою чергу, призводять до зміни режимів транспортування газу. Багато з них зумовлюють аварійні ситуації. Тому проблему класифікації режимів роботи газотранспортних магістралей України слід вважати однією з першочергових. Зазначена проблема нерозривно пов'язана із підвищенням надійності ГТС, зменшенням затрат на транспорт, забрудненості повітря. Проблему класифікації режимів роботи КС слід розглядати як багатокритеріальну, оскільки у ряді випадків покращення одного із показників ефективності експлуатації призведе до аварійного стану всієї системи.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота носить науково-прикладний характер і входить в комплекс тематичних планів НАК “Нафтогаз України”, спрямованих на підвищення надійності експлуатації газотранспортного комплексу і окреслених національною програмою «Нафта і газ України до 2010 року».

Мета і задачі дослідження. Удосконалити математичні моделі та конкретизувати закономірності газодинамічних процесів у системах газопроводів з урахуванням термодинамічних факторів та розробити їх класифікацію в залежності від роботи компресорної станції і лінійної частини в цілому.

Вказана мета досягається реалізацією наступних завдань:

1. Провести аналітичні дослідження термогазодинамічних процесів у складних системах, встановити закономірності розподілу потоку газу з урахуванням змінних геометричних характеристик і характеру гідравлічного опору.

2. Встановити характерні взаємозв'язки між параметрами нестационарних процесів для визначення критеріїв нестационарності режимів роботи, розробити класифікацію експлуатаційних режимів і методику нестационарних режимів за критерієм мінімальної тривалості.

3. Провести аналітичне дослідження процесів пуску і зупинки компресорних станцій для вибору математичних моделей нестационарних процесів у газопроводах для оптимального керування експлуатаційними режимами.

4. Розробити моделі розрахунку режимів роботи складної газотранспортної системи для рівномірного завантаження різнотипних газоперекачуючих агрегатів на компресорних станціях при мінімальних значеннях витрат паливного газу.

Об'єкт дослідження. Режими роботи компресорних станцій і лінійних ділянок трубопроводів, які входять в систему магістральних газопроводів.

Предмет дослідження. Нестационарні неізотермічні і квазістационарні процеси в газопроводах.

Методи дослідження. У роботі використано: методи математичного моделювання нестационарних і квазістационарних режимів роботи магістральних трубопроводів, інтегральні перетворення, теорії узагальнюючих функцій, згладжування та диференціювання диспетчерських даних, статистичні методи обробки інформації. Для отримання числових результатів досліджень застосовувались сучасні новітні комп'ютерні технології.

Положення, що виносяться на захист – вплив тривалості перехідних процесів під час пуску, зупинки КС, зміни режимів роботи газотранспортної системи на розхід газу для власних потреб, надійність системи, температуру охолодження газу із використанням повної математичної моделі при розрахунках складних газотранспортних систем з підкачками і відборами, враховуючи нештатні аварійні ситуації.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в оптимальному керуванні режимами роботи газотранспортної системи на базі комплексних теоретичних і практичних досліджень, які проводились вперше:

1. Розроблено структуру математичної моделі, в яку входить топологічна і геометрична моделі ГТС, а також проведено класифікацію режимів і дано їх порівняльну характеристику.

2. Уточнено нестационарні моделі режимів роботи складної газотранспортної системи з урахуванням відборів і підкачок газу.

3. Проведено аналітичні дослідження процесів пуску і зупинки компресорних станцій газопроводу, вибрано математичну модель для опису нестационарних процесів з урахуванням температурних факторів для забезпечення оптимального керування експлуатаційними режимами.

4. Визначено критерії нестационарності газотранспортної системи при нестационарному русі газу, які зумовлюють режими роботи ГТС.

Практичне значення одержаних результатів. Розв'язані в дисертації задачі, отримані результати і використані методи досліджень дають можливість ставити і розв'язувати різноманітні завдання, пов'язані з дослідженням нестационарних і квазістационарних режимів роботи магістральних газопроводів. На основі розв'язаних нестационарних режимів роботи газотранспортної системи запропоновано використовувати критерії режимів роботи компресорних станцій.

Особистий внесок здобувача. Основні результати, які виносяться на захист, отримані автором самостійно. Дисертантом виконані наступні наукові дослідження і розробки:

1. Проведено аналітичні дослідження термогазодинамічних процесів у складних системах, встановлено закономірності розподілу потоку газу з урахуванням змінних геометричних характеристик і характеру гідравлічного опору, що дозволило запропонувати новий концептуальний підхід до створення моделі керування режимами[60,61,66,78].

2. Встановлено характерні взаємозв'язки між параметрами нестационарних процесів у газопроводах, внаслідок чого визначено критеріїв

нестационарності режимів роботи і проведено класифікацію експлуатаційних режимів та розроблено методичку нестационарних режимів за критерієм їх мінімальної тривалості[37,38,39,40].

3. Проведено аналітичні дослідження процесів пуску і зупинки компресорних станцій для вибору математичного опису нестационарних процесів у газопроводах і для підтвердження необхідності врахування температурних факторів з метою забезпечення оптимального керування експлуатаційними режимами[47,65,79].

4. Розроблено моделі, принципи їх реалізації та методи розрахунку режимів роботи складної газотранспортної системи за умови рівномірного завантаження різнотипних газоперекачуючих агрегатів на компресорних станціях при мінімальних витратах газу[62,63,64,80].

5. За результатами проведених досліджень створено математичні моделі та запропоновано методи і алгоритми їх реалізації[70,96,97,98]

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертаційної роботи доповідались:

– на Міжнародній науково-технічній конференції “Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці (ІФНТУНГ-40)” (Івано-Франківськ, 2007).

– на Міжнародній промисловій конференції «Майбутнє газотранспортної системи України в контексті лібералізації газового ринку ЄС» (Київ, 2005)

– на Науково-технічному семінарі «Обмін технічною інформацією в Україні для підтримки економічних перетворень» Програми розвитку Організації Об’єднаних Націй (Київ, 2002)

– на 1-й Международной научно технической конференции «Развитие компьютерных комплексов моделирования , оптимизации режимов работы систем газоснабжения и их роль в диспетчерском управлении технологическими процессами в газовой отрасли» (Москва, 2002)

– на Науково-технічних конференціях професорсько-викладацького складу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (Івано-Франківськ, 2002-2003)

- на координаційній нараді з питань експлуатації магістральних газопроводів УМГ Прикарпаттрансгазу (Івано-Франківськ, 2001);
- на науковому семінарі кафедри спорудження та ремонту нафтогазопроводів і нафтогазосховищ (Івано-Франківськ, 2006)
- на розширеному семінарі за спеціальністю 05.15.13 – Нафтогазопроводи, бази та сховища (Івано-Франківськ, 2007).

Публікації. По темі дисертації опубліковано 13 друкованих робіт; з них 5 у фахових виданнях, 5 патентів на винахід, 1 стаття одноосібно.

Обсяг роботи. Дисертація складається із вступу, 4-х розділів, підсумкових висновків, переліку використаних джерел, що містить 107 найменувань, 7-ми таблиць, 42-х рисунків та додатків. Основний зміст роботи викладено на ~~164~~ сторінках машинного тексту.

РОЗДІЛ 1.

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГІЧНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОГО КОМПЛЕКСУ УКРАЇНИ.

Проведено аналіз ГТС України, причин виникнення аварійних ситуацій як а лінійній частині магістрального газопроводу (МГ), так і на компресорних ганціях, огляд наявних режимів роботи газопроводів, на основі чого вибрано сновні напрямки досліджень щодо розробки критеріїв класифікації режимів, а акож систем ідентифікації та оцінки їх змін у реальних умовах функціонування.

1.1. Трансукраїнська система газопроводів та її основні характеристики.

Газотранспортна система України є однією з найпотужніших у світі за бсягом транспортування та збору газу (рис 1.1). Ця система є буфером між зовидобувними регіонами Росії, Центральної Азії, а також Сходу і Півдня України а споживачами нашої держави і промислово розвиненої Європи. Тобто ГТС ітегрована в загальноєвропейську газову мережу. Її пропускна спроможність на ході складає 290 млрд м³, на виході – 180 млрд. м³ газу на рік (до країн Європи – 42 млрд. м³) (рис1.2).

Основна функція ГТС – надійне забезпечення газом внутрішніх споживачів країни та безперебійна поставка транзитного природного газу через нашу ьриторію європейським споживачам газу.

У зв'язку з цим на систему покладено наступні функції:

- транспортування та збір газу із національних родовищ природного газу оживачам України;
- транзит газу через територію України до країн Центральної і Західної вропи, а також Молдови, Білорусі та південних областей Росії;
- зберігання природного газу в підземних газових сховищах (ПГС).

Система газопостачання України є однією із найрозгалуженіших у Європі: аси МГ проходять через усі області України і Республіку Крим, що створило риятливі умови для їх газифікації, переведення на газове паливо теплових ектростанцій, металургії, машинобудування, харчової промисловості, дозволило створити могутню хімічну промисловість на основі газової сировини. Тому одним із

найголовніших стратегічних завдань є підтримка на високому технічному рівні об'єктів системи та подальшого розширення ГТС України для забезпечення надійності постачання газу на європейський та внутрішній ринки.

Через ГТС у 2004 році було транспортовано 202 млрд. м³ природного газу (рис 1.2); у тому числі 68 млрд. м³ – споживачам України і 120,4 млрд. м³ – до країн Західної Європи. Основними напрямками транзиту газу через Україну в 2004 році були Словаччина (82,6 млрд. м³), Угорщина (11,6 млрд. м³), Польща (4.6 млрд. м³) та Балканські країни (21,6 млрд. м³). В ПГС було закачано 16,1 млрд. м³ газу, відібрано – 17,1 млрд. м³ (Рис. 1.1) .

Транзит російського газу через територію України до країн Європи становить близько 85% загального обсягу російського й середньоазійського експорту газу, що складає більш, ніж чверть загального обсягу споживання газу в Європі.

Енергетична політика європейських країн спрямована на диверсифікацію джерел постачання природного газу, що в поєднанні зі зростанням потреб газу в країнах Західної, Центральної та Східної Європи потребує збільшення потреб його постачання. За прогнозами очікують збільшення споживання газу в Західній Європі до 2010 р. на 24%, а до 2025 р. на 27%, відповідно споживання газу складе 550-575 млрд. м³ та 580-600 млрд. м³. Це зумовлює збільшення потоків газу з Росії та Середньої Азії.

Магістральні газопроводи – це головна складова частина паливно-енергетичного комплексу України.

Основним оператором ГТС є ДК «Укртрансгаз» - дочірня компанія Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України».

До складу ДК «Укртрансгаз» входить 18 підприємств та організацій, у тому числі 6 управлінь магістральних газопроводів, будівельні та сервісні підрозділи, науково-дослідний інститут, Об'єднане диспетчерське управління та інші.

ГТС ДК «Укртрансгаз» включає в себе понад 35,6 тисячі кілометрів магістральних газопроводів та газопроводів-відгалужень.

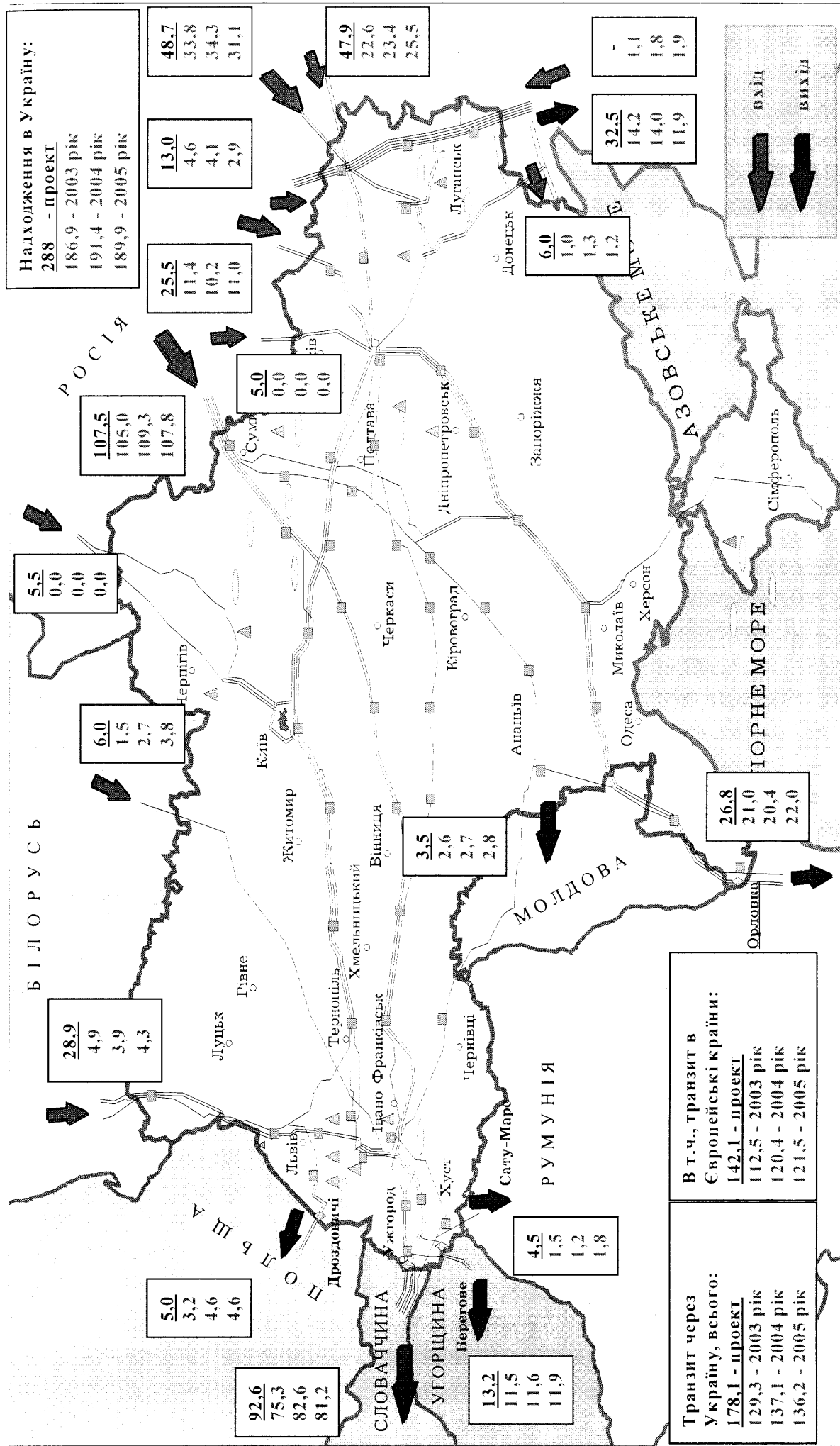


Рисунок 1.2. Проектні та фактичні обсяги надходження газу в Україну та подачі на експорт за 2003-2005 роки (млрд.куб.м.).

Структура газопроводів за діаметром наступна: ДУ 1400 – 15,28%, ДУ 1200 – 10,74%, ДУ 1000 – 12,48%, ДУ 800 – 5,28 %, ДУ 700 – 9,19%, ДУ 500 – 47,03%.

Довжина магістральних газопроводів складає 22,6 тис. км, газопроводів-відгалужень – 13,0 тис. км. Кількість газорозподільних станцій складає 1358 штук.

Проектна пропускна здатність ГТС на вході в Україну 292 млрд. куб. м³ на рік, на виході – 170 млрд. куб. м³. У 111 компресорних цехах на 71 компресорній станції працює 708 газоперекачувальних агрегатів загальною потужністю 5388,4 МВт.

Важливою складовою ГТС і одним із основних елементів її надійності є 12 підземних сховищ газу загальною потужністю 32 млрд. куб. м³, найбільші з яких розташовані в географічному центрі Європи – на заході України. Це Більче-Волинське підземне сховище, Дашавське, Угерське, Богородчанське, Опарське.

Природний газ з Росії та Білорусії поступає в ГТС України по 9 ГВС, які розташовані на українському кордоні. Це Сохранівка, Писарівка, Серебрянка, Валуйки, Суджа, Мозир, Кобрин.

Транзитні експортні поставки російського газу здійснюються в основному газопроводами «Союз», Уренгой – Помари – Ужгород, «Прогрес», Елецьк – Курськ – Кременчук – Кривий Ріг, Ананьїв – Тираспіль – Ізмаїл, Долина – Ужгород – Держкордон та Київською системою газопроводів через газовимірювальні станції Ужгород, Берегово, Дроздовичі, Орловка і Теково.

Обсяги споживання газу в Україні з урахуванням технологічних потреб при видобутку та транспортуванні у 2000 році складали 73,4 млрд. куб. м. (в т. ч. технологічні потреби – 7,7 млрд. куб. м.).

Структура споживання природного газу в Україні наступна: населення та домогосподарства – 37,5%, електроенергетика – 17,4 %, технологічні потреби газового комплексу – 10,4%, металургія – 12,8 %, хімія 11,3%, інші промислові споживачі – 10,6 %.

Газопроводи перетинають понад шість тисяч штучних і природних перепон (близько однієї тисячі водних перепон і більше п'яти тисяч автомобільних та залізничних доріг).

На об'єктах лінійної частини експлуатують більше дванадцяти тисяч одиниць запірно-регульованої арматури.

ГТС України є складним промисловим комплексом, газопроводи якої мають технологічні перемички і з'єднані з ПГС. Це дає можливість працювати в єдиному технологічному режимі та забезпечувати високий рівень надійності й маневреності в процесі цільового постачання газу, а також постачання газу в екстремальних ситуаціях.

Основні техніко-економічні показники ГТС станом на 01.01.2005 наведені в табл. 1.1.

Розвинена інфраструктура трубопровідного транспорту України і газової промисловості зокрема дають можливість ефективно інтегруватися в єдину Європейську систему постачання енергоносіїв. За таких умов зростають вимоги до надійності газопровідних систем. Але проблема її забезпечення та резерварійної роботи об'єктів ГТС України щороку набуває все важливішого значення, оскільки відбувається процес старіння основних фондів. За умов обмеженого фінансування і обмеження ресурсів на реконструкцію та технічне переозброєння обсяг старих основних фондів постійно зростає, що може спричинити зниження рівня надійності роботи ГТС і, як наслідок, привести до зменшення обсягів подачі газу споживачам. Втрат продукту, простою експлуатаційного обладнання та нанесення екологічних збитків довіллю.

На сьогодні перед ГТС України гостро стоїть задача забезпечення стійкого розвитку в умовах значного зносу основних виробничих фондів (рис. 1.3) та обмежених інвестиційних можливостей щодо реконструкції та технічного переозброєння.

Газотранспортна система України складна, має ряд особливостей, що впливають на підходи до створення систем управління режимами роботи.

По-перше, це значні її розміри. Переважна більшість трубопроводів побудована давно, стан їх ізоляції та міцність погіршилися. Наслідком цього є підвищена необхідність упровадження телемеханічного контролю за лінійною



Таблиця 1.1.

Основні техніко-економічні показники ГТС України станом на 01.01.2005

Найменування	Київ- трансгаз	Харків- трансгаз	Черкаси- трансгаз	Донбас- трансгаз	Львів- трансгаз	Прикарпат- трансгаз	Укр.- трансгаз
1	2	3	4	5	6	7	8
Кількість КС	15	9	17	6	11	13	71
Кількість КЦ	23	13	23	7	20	23	109
в т. ч. з ГТУ	17	7	21	5	11	17	78
в т. ч. з ГМК	4	-	-	1	4	3	12
в т. ч. з ЕГПА	2	6	2	1	5	3	19
Кількість ГПА	146	83	133	60	146	127	695
в т. ч. ГТУ	94	32	123	41	63	88	441
в т. ч. ГМК	30	-	-	6	35	25	96
в т. ч. ЕГПА	22	51	10	13	48	14	158
Потужність ГПА, кВт	1027644	407100	1668500	376820	829180	1100660	5323104
в т. ч. ГТУ	909100	203100	1506000	312460	581700	944500	4370060
в т. ч. ГМК	30544	-	-	12360	52980	37160	133044
в т. ч. ЕГПА	88000	204000	162500	52000	194500	119000	820000

Продовження таблиці 1.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
Протяжність ГТС, км	9193,3	6595,3	5054,4	5136,1	5495,5	4971,4	36446
в т. ч. МГ	5155,7	3613,1	3089,2	3423,9	3166,3	3786,0	22234,2
в т. ч. газопроводів- відводів	4037,6	2982,2	1965,2	1712,2	2329,2	1185,4	12411,8
Кількість ЛВУМГ/ВУПЗГ	8/2	9/2	6/-	5/1	7/3	5/1	40/9
Кількість ПСГ	3	2	-	2	4	1	12
Загальна активна ємність ПСГ, млрд. м ³	3,01	1,70	-	0,83	24,20	2,30	32,04
Максимальний добовий відбір з ПСГ, млн. м ³	24,9	16,7	-	7,4	155,0	46,0	250,0
Кількість КЦ на ПСГ	4	2	-	2	10	2	20
Кількість ГПА в КЦ на ПСГ	30	8	-	9	69	10	126
Кількість ГПА на ПСГ, кВт	30544	52100	-	20220	412680	20600	536144

частиною МГ – це контроль технологічних параметрів та параметрів, що характеризують безпеку експлуатації.

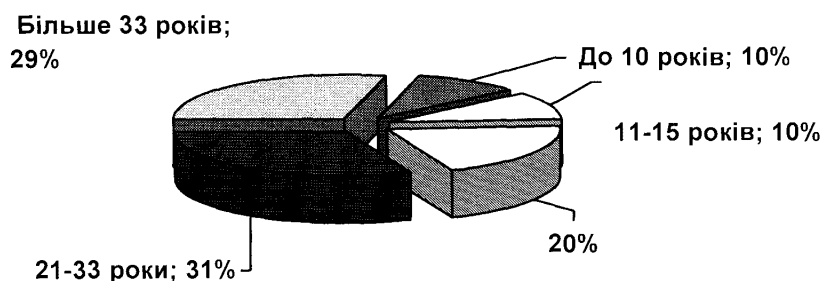


Рисунок 1.3. Діаграма роботи магістральних трубопроводів.

По-друге, основне технічне обладнання МГ – газоперекачуючі агрегати – характеризуються значною різноманітністю і довгими термінами експлуатації.

По-третє, газотранспортна система України здійснює транзит у Західну Європу і розподіл споживачам на території держави дуже дорогого імпортованого газу. В зв'язку з цим на перший план виходять наступні проблеми:

- вимірювання і комерційний облік витрат газу, який приходить на територію держави і виходить за її межі, а також споживається по Україні;
- прогнозування можливих аварійних ситуацій як на лінійній частині, так і на компресорних станціях з метою їх запобігання;
- зменшення втрат газу при аваріях.

Газотранспортна система України специфічна, оскільки працює не лише як газотранспортна, але і як газозбірна-газорозподільна система. До неї поступає газ майже із сотні газових і газоконденсатних родовищ України, подається газ у газові мережі населених пунктів.

Оперативне керівництво та контроль за роботою газотранспортної системи здійснює Об'єднане диспетчерське управління (ОДУ ДК Укртрансгаз).

Організаційна система оперативно-диспетчерського управління газотранспортною системою України розподіляється на три рівні [37,38]:

- рівень ДК „Укртрансгаз” (ОДУ ДК „Укртрансгаз”);
- рівень Управління магістральних газопроводів (ДП УМГ);
- рівень лінійного виробничого управління (ДП ЛВУ) або ПСГ.

Окрім того, роль підгрунтя для систем оперативно-диспетчерського управління відіграють 2 рівні керування технологічними об'єктами нижнього рівня:

- компресорними цехами КС, ПСГ та допоміжними об'єктами КС;
- газоперекачуючими агрегатами, допоміжними об'єктами компресорного цеху (КЦ) та іншими локальними технологічними агрегатами.

Трирівнева система управління поєднує у собі вимоги централізації управління єдиним технологічним процесом і децентралізації управління великим та складним об'єктом.

1.2. Аналіз фактичних режимів роботи газотранспортної системи та їх класифікація.

1.2.1. Основні поняття та визначення режимів роботи ГТС.

Поняття режим – базове поняття в теорії газотранспортних мереж . Але у літературі йому приділяється недостатня увага. У даній роботі 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.

У даний час велика кількість науковців, наукових шкіл і інженерних кадрів працюють в області розробки моделей, методів і алгоритмів, систем

вимірювання, систем проектування і автоматизації процесів у газовій галузі.[39,40] Як правило, кожна із вказаних груп розробників переслідують власну мету, яка часто не узгоджується з цілями інших груп. Це призводить до того, що затрачені зусилля і кошти не дозволяють досягнути бажаного результату. Моделі, методи, алгоритми, системи вимірювання, засоби керування і комунікації повинні бути узгодженими за багатьма параметрами, зокрема, за точністю, частотою, повнотою таким чином, щоб забезпечити ефективний режим роботи ГТС. І тому поняття режим роботи ГТС повинно бути об'єднуючим (інтегруючим) для спеціалістів, які працюють в газовій галузі, та забезпечити максимальну системність і ефективність проведення розробок. [10,19,40,62,91]

Загальна схема інформаційних зв'язків, які розкривають поняття режим, подана на рис. 1.4. Повнота викладу цього поняття пов'язана з рівнем завершеності досліджень у багатьох областях математики, фізики, технології. В основу досліджень покладені теорії: газової динаміки, інженерних мереж, моделювання складних динамічних процесів, методів розв'язування систем рівнянь, фундаментальних алгоритмів, теорії графів і т.д.

На даний час математична модель руху газу в трубі є, можна вважати, ще недостатньо вивчена. Основні проблеми носять обчислювальний характер.[1,5] Дослідження показують, що серед числових методів перевагу надають методу скінчених елементів[12,14,15,26,27]. 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[61,88]. 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[12,16]. Методи різняться по швидкодії, області гарантованої збіжності, точності[22,35]. 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[81,93,95,106].

Розглянемо загальну схему інформаційних зв'язків які розкривають поняття режим. (Рис. 1.4)

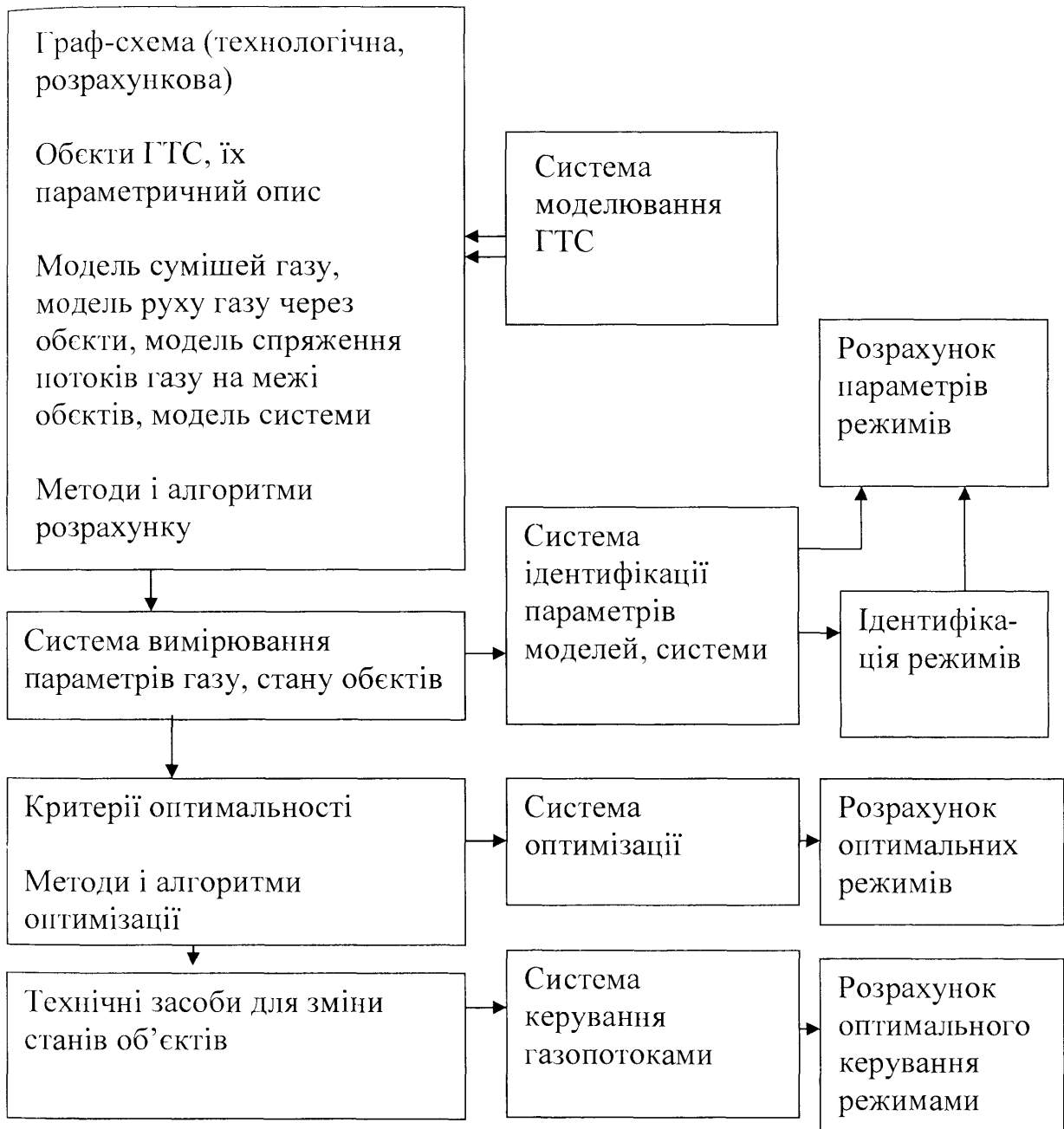


Рисунок 1.4. Схема інформаційних зв'язків газотранспортної системи.

Газотранспортна система (ГТС) як гідравлічна мережа природним чином представляється у вигляді графа. При дослідженні практичних задач з теорії гідравлічних мереж, які безпосередньо стосуються поняття режим, виникає клас задач, пов'язаних з теоретико-графськими властивостями мереж. Ці задачі пов'язані з представленням і аналізом технологічних схем мереж та режимів їх роботи, з розробкою алгоритмів гідравлічного і температурного розрахунку. І тому в роботі ми будемо користуватися основними поняттями і деякими результатами, які мають відношення до теорії графів, алгоритмів на графах, теорії потоків на графах.

1.2.2. Параметричний опис об'єктів, представлених на технологічних схемах ГТС.

Представимо газотранспортну систему у вигляді орієнтованого графу $G(V,E)$ з множиною вершин V і множиною ребер E . Вершини графу відповідають тим об'єктам ГТС, для яких вхід і вихід не розрізняються (відбори, пункти виміру, місця відводів, свердловини і т.п.). Ребра графу відповідають об'єктам, для яких характерна наявність входу і виходу (лінійна ділянка, кран, компресорна станція, редуктор і т.п.). Орієнтація ребер відповідає напрямку течії газу. В подальшому парою (i,j) будемо позначати ребро, яке йде з вершини i у вершину j . Вважатимемо, що всі відбори, як і надходження газу в систему, зосереджені тільки у вершинах графу.

Вважається, що кожне ребро графу G має тип: труба, кран, компресорна станція (КС) і т.д. Кожен тип ребра описується набором параметрів. Основні параметри об'єктів ГТС можна розбити на такі умовні групи: заміряні, розраховані, задані. Кожна із даних груп розбивається на підгрупи. Кожна підгрупа володіє своїми властивостями, наприклад:

- заміряні величини (точність, частота, синхронність, спосіб передачі, зберігання, доступність);
- розраховані (режимні, адаптивні, стану, керовані);
- задані (контрактні, паспортні, обмежуючі чи граничні, експериментально встановлені, прогнозні)

Загальні параметри вершини $v(n, h, m, k)$: де n - номер вершини; h - висота над нульовим рівнем; m - номер связного підграфа; k - тип вершини.

Кожен тип вершини має своє графічне представлення.

Основні типи вершин: вершина зміни параметрів, геометрії і т.п.(діаметру, лінійності, стану, ...); вершина звичайна; вершина пункт заміру, пристрій заміру; вершина свіча; вершина входу-джерело* газу (зовнішнього, внутрішнього); вершина відбору –споживач** (зовнішнього, внутрішнього); вершина прийому і відправлення поршня; вершина-місце проходження комунікацій, доріг, річок, ...

Вершини різних типів, крім загальних параметрів, мають додаткові параметри, властиві тільки їм: тип 1, 2 : P, T - розрахункові; тип 3: P, Q, T - розраховані; P, Q, T - заміряні; тип 4: P, Q, T - розраховані; тип 5: P, Q, T - задані; P, Q, T - розраховані; тип 6: Q - ліміт; Q, P - задані; P - розрахований; тип 7,8: P - розрахований. *вершина входу, зовнішня: для Укртрансгазу – з інших держав; для УМГ – можливо з інших держав, інших УМГ; внутрішня: підземні сховища газу, видобуток газу; ** вершина відбору, зовнішня: для Укртрансгазу – з інших держав, для УМГ – можливо з інших держав, УМГ; внутрішня: підземні сховища газу, споживачі газу (ГРС), власні потреби (КС), пункти редукування.

Основні загальні параметри ребер $v(i, j, b)$: де i, j - номери початкової і кінцевої вершин; b - тип ребра.

Кожен тип ребра визначається ще іншими параметрами. Так тип ребра труба характеризується параметрами : довжина; діаметр внутрішній; коефіцієнт шорсткості; параметрами місцевих опорів, таких як:

- кількість поворотів;
- кількість трійників;
- віддаль між підсадними кільцями;
- віддаль між зварними стиками;
- матеріал;

Основні типи ребер: магістральний газопровід; відвід; перемичка між одним і тим же магістральним газопроводом; міжсистемна перемичка між двома різними магістральними газопроводами; запірні і регулююча арматура: кран звичайний, байпасний, незворотній клапан, діафрагма, редуктор, регулятор витрати; технологічний об'єкт (ГПА, АПО, сепаратор, аб(ад)сорбер, пиловловлювач).

Параметричний опис ребер $v^{(l,d)}$ тип 1-тип 4: постійні параметри l, d, s довжина, еквівалентна довжина; діаметр (внутрішній); товщина стінки; змінні параметри (задані, розраховані, адаптивні, обмежувальні, стану) $q_i, q_j, p_i, p_j, k, k_{ck}$ витрата і тиск на початку та в кінці газопроводу, коефіцієнт шорсткості(стан труби); коефіцієнт еквівалентної шорсткості; тип 5, тип 6.

Пласт газосховища і його параметри $S(l, d, b, b_r, u)$ $l(x, y)$ - координати межі контуру пласту; $d(x, y, h_1, h_2)$ - координати i - того пласту сховища чи родовища, індекс 1 і 2 вказують на координати нижньої і верхньої поверхонь пласту; $b(x, y)$ - координати свердловин (зосереджених джерел чи відборів); $b_r(x, y)$ - координати свердловин в яких проводяться заміри параметрів газу; $u(k(x, y), m(x, y), \alpha(x, y))$ - проникність, пористість, газонасиченість пласту.

Параметричний опис пласту. Заміряні: об'єм відбору (закачування) в ПСГ; тиск газу в координатах контрольних замірів; тиск газу в підмножині координат зосереджених джерел і відборів. **Розраховані:** розподіл тиску газу в межах границь пласту.

Свердловина та її параметри. номер; висота; внутрішній діаметр; діаметр НКТ; густина перфорації; радіус і довжина перфораційних каналів r_k , l_k ; висота перфорації.

Параметричний опис свердловини: об'єм відбору (закачування) газу; радіус живлення; фільтраційні коефіцієнти A_i , B_i ; вибійний тиск; гирловий тиск.

Газ і його параметри: хімічний склад; температура; тиск; об'єм.

Параметричний опис газу: газова стала; об'єм газу (комерційний); густина; коефіцієнт стисливості.

Нагнітач. Заміряні: тиск P_{1H} (ата) на вході, тиск P_{2H} (ата) на виході, ступінь стискання ϵ_H , температура на вході T_{1H} (К), температура на виході T_{2H} (К), політропічний к.к.д., питома вага газу на вході (кг/м³), перепад на конфузори P_H (мм.рт.ст.), об'ємна витрата газу на вході, вагова витрата газу через нагнітач, тепловміст газу на вході, тепловміст газу на виході, внутрішня потужність.

Розрахункові: приведена продуктивність.

Компресор. Заміряні: температура на вході, температура на виході, розрідження на виході, тиск P на вході, тиск P на виході, ступінь стискання.

Турбіна. Заміряні: температура продуктів згорання перед ТВТ, тиск продуктів згорання перед ТВТ, абсолютний тиск перед ТВТ, тиск на виході з ТНТ, температура на виході з ТНТ, температура на вході в ТВТ. **Розрахункові:** приведено число обертів ТВТ, приведена температура перед ТВТ, приведена температура за ТНТ; ГТУ. **Розрахункові:** ефективна потужність на муфті, приведена потужність, ефективний к.к.д..

Паливний газ. Заміряні: температура, тиск, витрата. **Розрахункові:** нижча теплотворна здатність, приведена витрата;

1.2.3. Моделі газотранспортної системи.

Щоб побудувати модель ГТС, призначену для аналізу газових потоків та керування процесом транспортуванням газу, необхідно побудувати її топологічну та геометричну моделі, сформулювати рівняння, що описують рух газу через кожен елемент ГТС, встановити моделі механічної та теплової взаємодії газу з кожним таким елементом, встановити умови спряження параметрів термодинамічного стану та руху газу на межах сусідніх елементів. У рамках такої моделі (рис. 1.5) можна формулювати ті чи інші задачі аналізу газових потоків у ГТС чи оптимального керування її роботою, а відтак, використовуючи відповідні методи реалізації таких задач, здійснювати їх числову реалізацію.

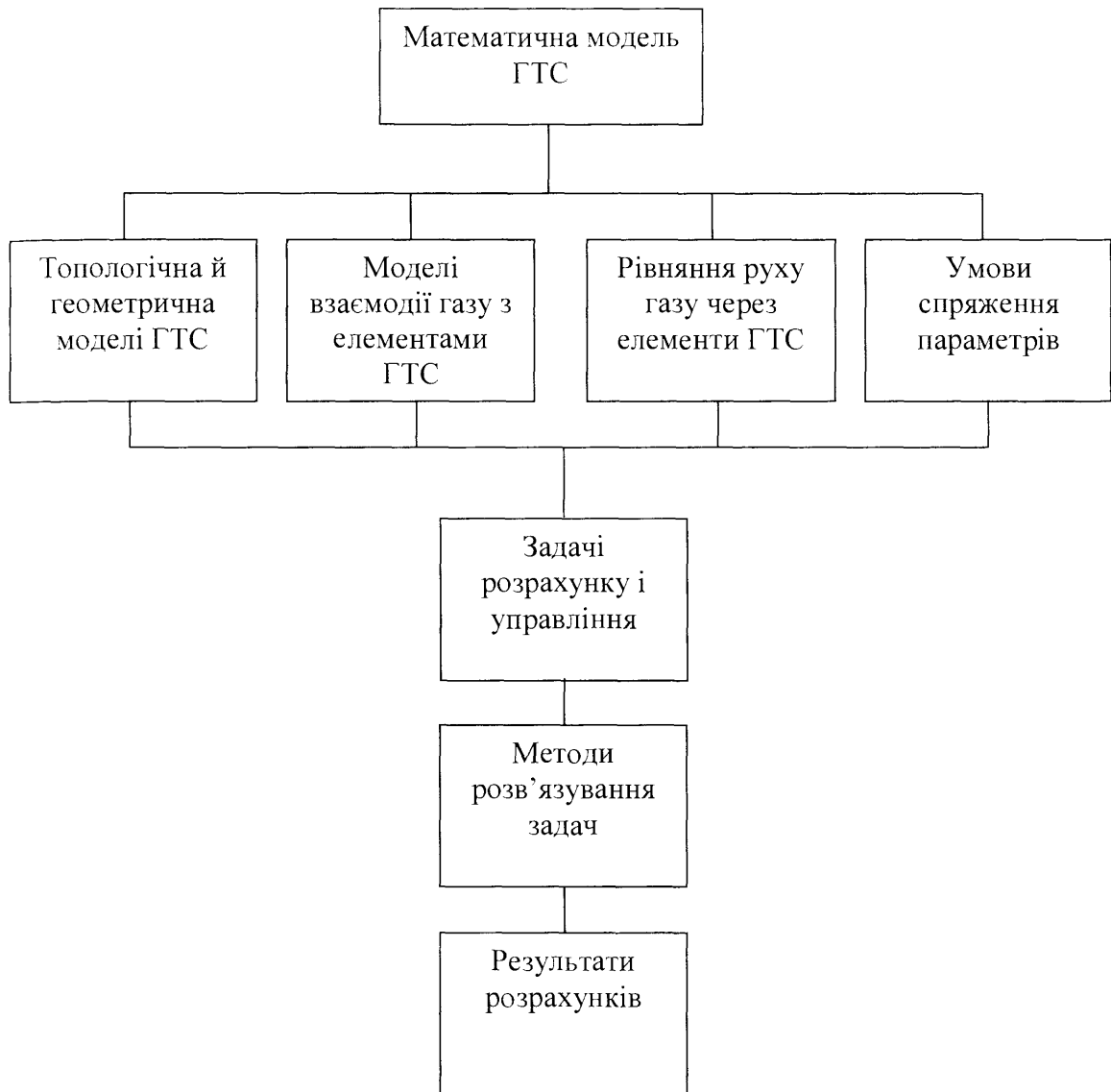


Рисунок 1.5. Структура математичної моделі ГТС.

1.2.4. Топологічна й геометрична моделі ГТС

ГТС складається із досить великої кількості елементів декількох різнорідних типів, з'єднаних між собою. Для опису з'єднань ГТС кожен такий елемент, крім підземних сховищ газу, можна розглядати з топологічної точки зору як відрізок прямої, що своїми кінцями (обома чи лише одним) з'єднаний з кінцями деякої множини інших відрізків, які репрезентують інші елементи цієї ГТС. Таким чином отримуємо топологічну модель ГТС, що має вигляд графа (рис.1.6). Розрізнятимемо ребра графа двох типів —внутрішнє ребро, кожен з кінців якого з'єднаний принаймні з одним кінцем іншого елемента, і кінцеве (термінальне) ребро, що під'єднано до графа лише одним кінцем. Серед термінальних вирізнятимемо орієнтовані ребра — вхідні, які відповідають входам ГТС, та вихідні, що відповідають її виходам, а також глухі ребра. Такі глухі ребра необхідно враховувати в математичні моделі, оскільки, хоч газ через них і не перетікає, вони виконують акумулюючі функції і тому опосередковано впливають на газові потоки в ГТС, оскільки в ГТС використовують крани

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. 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 до об'єктів із зосередженими параметрами будемо відносити компресорні станції, газорозподільні станції, перемички, запірну арматуру, вузли редукування тиску та очищення газопроводу. До одновимірних об'єктів із розподіленими параметрами в таких задачах відноситимемо магістральні трубопроводи та переходи.

Підземні сховища газу являють собою геологічні утворення, заповнені пористими середовищами. Хоча геометричні розміри цих об'єктів здебільшого малі у порівнянні із довжинами магістральних трубопроводів, характерні швидкості фільтрації газу в них також достатньо малі, так що характерні часи для цих об'єктів є достатньо великими. Тому підземні сховища газу слід розглядати як тривимірні або двовимірні об'єкти з розподіленими параметрами.

Таким чином, топологічну модель ГТС можна представити у вигляді дискретно-континуальної системи, що складається із графа і кількох три- та/чи двовимірних областей простору (рис. 1.6). Ребра цього графа представляють одновимірні об'єкти з розподіленими параметрами (магістральні трубопроводи і переходи), а вузли — об'єкти із зосередженими параметрами (розгалуження, компресорні станції, об'єкти запірної арматури, редуктори тощо). Тривимірні та двовимірні області репрезентують в цій моделі підземні сховища газу, вони пов'язані із графом ГТС відповідними ребрами.

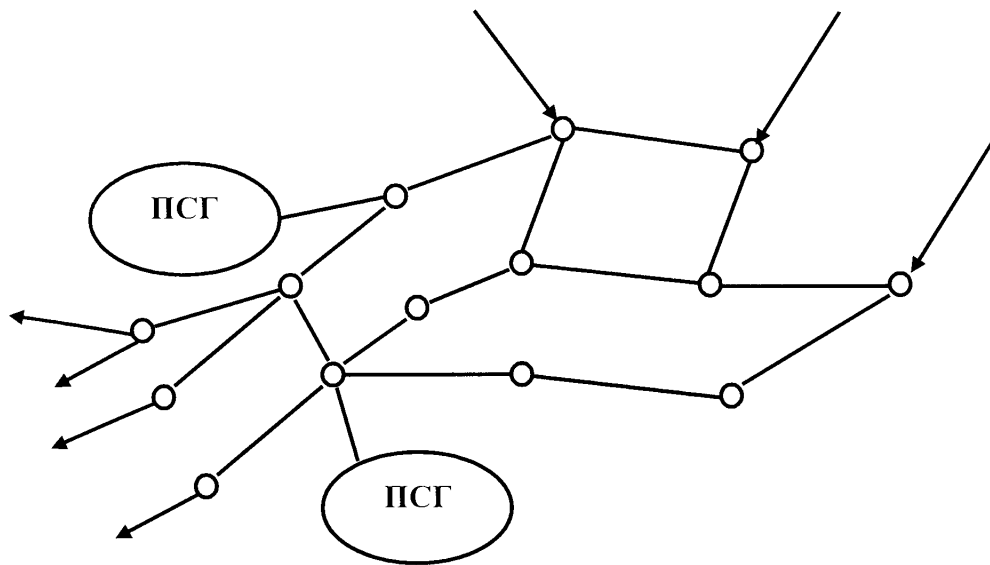


Рисунок 1.6. Топологічна модель ГТС.

1.2.5. Класифікація режимів. Порівняльна оцінка режимів.

Режим роботи ГТС на заданому інтервалі часу $[0, t]$ визначається

$$\varphi(A, G, B, C, M, N, K, O, S),$$

де - $A(r_1, r_2)$ - параметри об'єктів (паспортні, умовно постійні, адаптивні, розраховані), стан об'єктів (в робочому стані, в неробочому стані, включений із заданими робочими параметрами в режим, виключений, ..);

$G(X, Y)$ - граф газотранспортної системи;

B - параметри газового потоку у вхідних, вихідних і внутрішніх вершинах, на ребрах і дугах графу(задані, розраховані);

C - режимно-енергетичні обмеження (по витраті, тиску, температурі,...);

M - моделі об'єктів;

N - методи і алгоритми;

K - критерії завершення роботи алгоритмів і методів;

O - критерії оптимізації;

S - система вимірювання;

S_a - система передачі і зберігання даних.

Ми будемо розрізняти режим руху газу, режим роботи ГТС, аварійний режим роботи ГТС. У літературі розглядають такі режими роботи ГТС (вони пов'язані з режимом течії газу в трубопроводі): стаціонарний, квазістаціонарний, нестаціонарний. Важливо знати фактори, які зумовлюють той чи інший режим, критерії оцінки режиму, розмірність ГТС (часову і геометричну), для яких встановлюється характер режиму і його оцінка.

Крім вказаних понять важливими є ще такі: режим розрахований (реалізований, нереалізований); режим ідентифікований; режим керований (некерований, оптимально, неоптимально); режим стійкий, нестійкий; режим оптимальний; режим технологічний; режим миттєвий, режим віднесений до інтервалу часу.

Перед тим, як дати визначення поняття режиму роботи ГТС, розглянемо основні інформаційні компоненти, які описують рух, керування потокорозподілом газу, ресурсні затрати на підтримку режиму роботи ГТС.

До основних інформаційних компонентів належать: об'єкти ГТС, які приймають участь в транспорті газу (керовані, пасивні і активні, некеровані, графічні, інформаційні, обчислювальні із станом і без стану); параметричний опис об'єктів; система спряження об'єктів; система вимірювання параметрів газу; моделі об'єктів, моделі спряження об'єктів; ресурсні затрати, безповоротні втрати; технологічні, технічні, ресурсні обмеження; система керування газопотоками і їх параметрами; задачі аналізу, ідентифікації, інтерпретації, моделювання, оптимізації, керування; цільові функції.

Стаціонарний режим роботи ГТС визначається: технічним і технологічним станом об'єктів, які приймають участь в транспорті газу; станом лінійних частин, кранів (закрито, відкрито, частково закрито, ..), кранів-регуляторів, байпасних кранів, кранів редукування; параметрами газу, який поступає в систему і який відбирається із системи; задіяними газоперекачуючими агрегатами (ГПА) та їх обертами; параметрами середовища, в якому перебуває ГТС.

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

Ідентифікований режим: якщо розраховані величини P, T параметрів газу у вершинах і розраховані величини q_{ij}^i, q_{ij}^j на ребрах рівні заміряним параметрам із такою точністю, яка дозволяє розраховувати величини роботи ГТС і його підсистем для ефективного керування поточкорозподілом в системі. Для ідентифікації режиму ГТС потрібно знати: стан об'єктів; граф ГТС; параметри газових потоків на входах і виходах ГТС; M - моделі об'єктів; N - методи і алгоритми; S - систему вимірювання; S_a - систему передачі і зберігання даних; ΔT - мінімальний інтервал часу спостереження за об'єктом.

Розрахований режим: якщо знайдені параметрами газових потоків на ребрах і дугах (витрата, густина), у всіх вершинах (тиск, температура,).

Технологічний режим: якщо параметри газових потоків знаходяться в таких технологічних межах, які забезпечують якість і надійність режиму транспорту газу.

Керований режим: якщо доступні засоби керування параметрами газовими потоками ГТС дозволяють не тільки їх утримувати в заданих технологічних межах, але й змінювати в межах, які б забезпечили підтримку потрібної степені надійності і оптимальності роботи системи.

Режим оптимальний (в заданий момент часу, на заданому інтервалі часі згідно заданого критерію оптимальності).

Розглянемо основні критерії оптимізації. Для стаціонарних режимів можна запропонувати такі: мінімальні затрати (енергетичні, експлуатаційні, ...); мінімум працюючих ГПА; максимум політропних к.к.д; максимум акумуляції газу; максимум тиску на виході КС; мінімум відхилень від заданого режиму; максимальна пропускна здатність.

Для нестационарних режимів критерії оптимізації такі: мінімум часу виводу ГТС на заданий режим роботи; максимум заповнення газопроводу за заданий час; максимум відбору (закачування) газу з (в) ПСГ за заданий час; мінімум відхилення від заданого режиму роботи ГТС при різних збурюючих впливах; мінімум затрат на відбір (закачування) заданого об'єму газу з групи

газосховищ; мінімум часу переводу об'єкту в заданий чи підтримка заданого режиму при виконанні умови мінімуму сумарних затрат; мінімум сумарних затрат на підтримку режиму в заданих технологічних межах і з заданою надійністю на заданому часовому інтервалі; забезпечення виконання критеріїв оптимізації при заданій величині надійності функціонування системи; мінімум зміни станів активних елементів, максимізація перехідних часів.

До якісного аналізу критеріїв оптимізації є порівняння двох режимів. Порівняння двох режимів (розрахованих, діючих) проводиться по: ізоморфності графів технологічних схем ГТС; балансових, інтегральних показниках (запас газу, енергетичні затрати, приведені затрати на одиницю ТТР, стабільність, оптимальність, ТТР, пропускна здатність, надійність системи, резерв пропускної здатності, резерв незадіяних потужностей,); групах зважених показників (надійність-оптимальність,)

1.3. Огляд літературних джерел.

Україна має велику і складну газотранспортну систему, від ефективної роботи якої залежить економіка всієї країни. Уміння оцінювати неефективні режими транспортування газу, оптимізувати його потоки – основа наукової концепції ефективного використання систем газопостачання. Можливість оптимізації режимів роботи ГТС пояснюється багатовартісністю систем їх можливої роботи. Існує не один, а ціла множина варіантів роботи газопроводу, які забезпечують задані режими роботи системи.

Газотранспортна система здебільшого має складну геометричну структуру: наявність кількох ниток, з'єднаних перемичками, лупінгів, численні прості та складні за структурою відгалуження до споживачів тощо. Енергетичними об'єктами є компресорні станції (КС), що мають цехи з різними типами ГПА. Внаслідок реконструкції системи у кожному цеху працюють ГПА з різними характеристиками. Тому можливі варіанти їх роботи за типами працюючих ГПА, за схемою їх спільної роботи (послідовна, паралельна, послідовно-паралельна) і, зрештою, за режимами роботи кожного ГПА (число

обертів нагнітача). У зв'язку з цим виникає велика множина варіантів роботи і широке коло для оптимізації.

Складність структури ГТС створює додаткові труднощі в експлуатації. По-перше, функціонування газопроводу в заданому гідравлічному режимі вимагає чіткої узгодженості роботи всіх елементів мережі, особливо в аварійних ситуаціях. По-друге, необхідна підтримка певного температурного режиму, оскільки в залежності від характеристик ґрунтів на трасі цей режим різний.

Окрім того, різке збільшення чи зменшення забору газу призводить до неусталеності його течії по трубопроводу. До аналогічних наслідків призводить і зменшення чи збільшення підкачки газу, раптове включення чи виключення КС, відкриття чи закриття засувки.

Перехідні режими роботи газопроводу супроводжуються значною та інтенсивною зміною тиску, що порушує нормальну роботу газопроводу, а в деяких випадках призводить до його руйнування.

Для підтримки оптимальних параметрів роботи газопроводу в заданих режимах необхідно розробити математичні моделі оперативного керування складними газотранспортними системами. У роботі [25] автор показав, що, якщо не враховувати в моделях взаємовпливи теплових і гідравлічних полів, це призведе до підвищення аварійності.

У працях провідних учених, таких як Бабе Г. Д. [10], Силаша А. П. [82], Юфіна В. А. [2,3,94], процеси перекачування газу по МГ задачі гідродинаміки і теплообміну вирішувались окремо, незалежно одна від одної. В наукових працях Кошелева А. А. [49], Кошкіна В. К. [50], Кривошеїна Б. Л. [51,52] розв'язані задачі теплообміну газу з навколишнім середовищем без урахування зміни тиску в часі за умови, що динамічні процеси стаціонарні. В роботах Агапкіна В. М. [2,3] для спрощення методів розрахунку неусталених режимів пропонується розглядати протікання газу в два етапи:

- 1) визначити зміну тиску і швидкості газу при постійній температурі;
- 2) розподіл швидкості та тиску вважати усталеним і визначити нестационарний теплообмін між газом та оточуючим газопровід ґрунтом, який відбувається до

того часу, поки в ґрунті не встановиться стаціонарне температурне поле. Однак результати праць Грудза В. Я. засвідчують, що зміна швидкості потоку газу за течією та вздовж газопроводу впливає на характер та інтенсивність теплообміну газопроводу з навколишнім середовищем, а зміна температури призводить до нового розподілу швидкостей і до зміни режиму течії газу. Тому завдання моделювання процесів течії газу в ГТС включає як термодинамічні, так і гідравлічні рівняння в єдину систему. Загальні рівняння, які описують режим роботи газотранспортної системи за умови, що течія середовища асиметрична [8,9,21,46,93,95,106]. Тоді рівняння енергії, руху, нерозривності та теплопровідності записують наступним чином [6,20,53]:

$$\begin{aligned} \bar{p} - \text{grad}(P) + \mu v^2 W - \rho \left(\frac{\partial W}{\partial t} + W \cdot \text{grad}(W) \right) &= 0 \\ \frac{\partial P}{\partial t} + \text{div}(W) &= 0 \\ C_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + W \text{grad}(T) \right) &= \frac{1}{\rho} \text{div} \bar{q} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{1}{\rho} (\Phi + q^*) \end{aligned} \quad (1.1)$$

де $\bar{\rho}$ - густина газу, як функція просторових координат часу;

P - тиск газу в трубопроводі;

W - лінійна швидкість газу;

q - тепловий потік у навколишнє середовище;

Φ - дисипативна функція Релея;

q^* - питомий тепловий потік через стінки.

Поверхневий аналіз системи (1.1) показує наскільки зростає складність системи і затрати машинного часу для її реалізації для нестационарних процесів у порівнянні з квазістационарними. Тому важливим етапом проведення досліджень є статистичний аналіз реальних режимів роботи магістральних газопроводів, що дозволить встановити реальну картину руху газу в газопроводах і загальні характеристики технологічних процесів.

Такий метод описаний в літературі [20], тому що задача теплообміну зі змінними вивчена тільки частково. Для турбулентної течії однофазного середовища дана задача проаналізована і досліджена в праці [21,24]. Результати показують вплив змінності теплового потоку на розподіл коефіцієнта

тепловіддачі по колу стінки. Великий вплив при розрахунку режимів газопроводів відіграють кліматичні умови як ґрунту, так і повітря, а тому, нехтуючи ними, отримаємо великі похибки[51,52,53]. Для визначення температури ґрунту в усіх перерізах по довжині газопроводу використовують рівняння Лапласа, яке описує стаціонарне температурне поле ізотропного ґрунту[51].

$$\frac{\partial^2 T_{2p}}{\partial z^2} + \frac{\partial^2 T_{2p}}{\partial y^2} = 0 \quad (1.2)$$

з граничними умовами

$$z = 0, \begin{cases} 0 \leq y \leq h_0 - R_b \\ h_0 + R_b \leq y \leq \infty \end{cases} \quad \lambda_{2p} \frac{\partial T_{2p}}{\partial z} = 0;$$

$$y = 0; \quad \lambda_{2p} \frac{\partial T_{2p}}{\partial y} = \lambda_{oc} (T_{2p} - T_{oc})$$

$$z = R_b; \quad \lambda_{2p} \frac{\partial T_{2p}}{\partial z} = \lambda_{ct} \frac{\partial T_{2p}}{\partial r}; \quad T_{ct} = T_{2p},$$

де $h_0, R_b, T_{2p} \dots$

Цю задачу розв'язано наближеними аналітичними методами [21, 50], перейшовши до нових змінних за допомогою інваріантного конформного відображення.

Використання цієї теорії для кількісних розрахунків вимагає включення диспетчерських або експериментальних даних. Внаслідок того, що поведінка турбулентної течії сильно відрізняється від моделей течії, які дає змогу отримати напівемпірична теорія Прандтля, результати розрахунків не узгоджуються з експериментальними спостереженнями[49,50]. Для турбулентних нестационарних течій на даний момент немає чіткої з точки зору теоретичної фізики замкнутої системи рівнянь навіть при використанні напівемпіричних теорій. Теоретичний аналіз нестационарних турбулентних течій ускладнюється відсутністю даних про характер зміни параметрів турбулентності в нестационарних умовах.

У напівемпіричних теоріях використовують зв'язки між характеристиками турбулентної структури, знайдені дослідним шляхом. Так згідно з напівемпіричною теорією, запропонованою А. П. Колмогоровим і Л.

Прандтлем, пізніше розвинутою А. С. Моніним, Г. С. Глушко, до рівнянь Рейнольдса і нерозривності додається рівняння масштабів і балансу кінетичної енергії турбулентності E_t .

Загальний вигляд системи рівнянь, співвідношення для апроксимації окремих членів подається у праці [22,53,55,76]. Одержаний чисельний розв'язок даної задачі узгоджується з експериментальними даними [27,84].

Розвиток напівемпіричних теорій турбулентності для нестационарних течій є першочерговою проблемою. Адже застосування напівемпіричних теорій Прандтля або Кармана можливе тільки при квазістационарному методі розрахунку, коли у кожен момент часу реальні характеристики течій в трубопроводі показують неправомірність квазістационарного методу розрахунку гідравлічних втрат.

Найбільш серйозний недолік наведених теорій у припущенні про нестійкість фізичних властивостей середовища та його нестискуванні, інколи допускається однозначність густини тиску. Такі обмеження суттєві для газу, тому що властивості газу більшою мірою залежать від температури і тиску [30,54,56,93], а умова стискання викликає значні труднощі при визначенні товщини граничного шару. Крім того, для нестационарних процесів транспортування газу виникає проблема допустимості осереднення турбулентних течій [6,11,17]. Тому для розрахунків, пов'язаних із транспортуванням газу по магістральних газопроводах, найбільше значення мають рівняння, в яких нехтують змінними, що визначаються структурою течії. При цьому турбулентність вдається врахувати на етапі ідентифікації моделей на основі диспетчерських даних.

Вибір методу розрахунку неізотермічних неусталених режимів складних систем магістральних газопроводів залежить від багатьох факторів: геометрії задачі, стационарності чи нестационарності течії, стискуваності, точності розрахунку, числа необхідних вузлових значень тощо. При оцінюванні того чи іншого методу необхідно враховувати його складність, гнучкість, пристосовуваність. Тому не можна виділити один якийсь конкретний метод як оптимальний для всіх випадків.

Рівняння транспорту газу включає в себе змінні коефіцієнти при похідних, тому вказувати, до якого типу рівнянь відносяться розглядувані вирази, практично неможливо. Внаслідок цього постає проблема вибору універсального методу розрахунку вказаної системи диференціальних рівнянь. Розрахунок режимів роботи магістральних газопроводів для оперативного керування потрібно провести за досить короткий час; з іншого боку, довжина ділянки, що розраховується, може досягати сотень кілометрів. Отже, вибраний метод повинен бути швидкодіючим за умови достатньої точності розв'язку.

Слід відзначити, що в літературі практично відсутні поради щодо вибору методу розв'язання подібних задач. Як правило, автори різних праць теплові та гідродинамічні задачі розглядають окремо [9,10,18,52], а вивчення окремих задач суттєво допомагає при виборі чисельного методу розв'язання і його реалізації на ЕОМ. Різницеві методи розв'язання задач гідродинаміки розглянуті в [14,16,38]. Цікавий огляд і досить повні відомості про найбільш часто використовувані в працях зарубіжних авторів методи розв'язання подано в [77].

Привертають увагу сучасні методи розв'язання задач [26,45,68,93], які описуються диференціальними рівняннями у часткових похідних. Найбільш поширений метод сіток внаслідок своєї універсальності та наявності добре розроблених теорій [23,27,44]. Для його використання в області визначення шуканих функцій вводять сітку. Всі похідні, які входять у рівняння та крайові умови, замінюються різницевиими значеннями у вузлах сітки. Розв'язок отриманих при цьому алгебраїчних рівнянь дає наближені значення функції у вузлах сітки деяких прямих ліній, проведених або у звичайній системі координат, або в спеціально підібраній за формою області визначення G шуканих функцій. Вибір виду сітки значною мірою залежить від форм області G . Для двомірних задач у прямокутній області найчастіше використовують прямокутну сітку, значно менше — трикутну та шестикутну. Основні кінцево-різницеві формули для часткових похідних можуть бути одержані за допомогою розкладання в ряди Тейлора.

У праці [77,102] розглядаються кінцево-різницеві, аналоги похідних разом з оцінкою помилки апроксимації.

Для похідної першого порядку:

різницева апроксимація вперед

$$\frac{\partial f}{\partial x} = \frac{f_{i+1} - f_i}{\Delta x} \quad (1.3)$$

з похибкою апроксимації порядку Δx :

різницева апроксимація назад

$$\frac{\partial f}{\partial x} = \frac{f_i - f_{i-1}}{\Delta x} \quad (1.4)$$

з похибкою апроксимації порядку Δx :

центральна різницева апроксимація

$$\frac{\partial f}{\partial x} = \frac{f_{i+1} - f_{i-1}}{\Delta x} \quad (1.5)$$

з похибкою апроксимації порядку Δx^2 , тобто з другим порядком точності.

Точніші результати дає двостороння різницева похідна. Аналіз показав, що різницева похідна назад має достатню точність при простій структурі диференційних рівнянь, а різницева апроксимація вперед може спричинити значні коливання у процесі розв'язання, що призводить до нестійкості різницевої схеми.

Для другої похідної $\partial^2 f / \partial^2 x$ центрально-різницевий аналог можна подати у вигляді

$$\frac{\partial^2 f}{\partial^2 x} = \frac{f_{i+1} - f_{i-1} - 2f_i}{\Delta x^2} \quad (1.6)$$

похибка апроксимації має порядок Δx^2 .

Кінцево-різницеві вирази можна одержати також, використовуючи апроксимуючу аналітичну функцію з вільними параметрами, яка будується зі значеннями у вузлах сітки, а потім аналітично диференціюється. При цьому вид апроксимуючої функції повинен визначатися аналітичним розв'язком або на основі експериментальних даних. Найчастіше як апроксимуючі функції

використовують поліноми, при цьому в ряді практичних задач не вище другого порядку.

Якщо припустити, що значення в точках $i-1$ та $i+1$ задані, то можна провести параболічну апроксимацію

$$f(x) = a + bx + cx^2 \quad (1.7)$$

Приймаючи за початок координат $x = 0$

$$f_{i-1} = a - b\Delta x + c\Delta x^2, \quad f_i = a \quad (1.8)$$

$$f_{i+1} = b\Delta x + c\Delta x^2 + a$$

Тоді

$$c = \frac{f_{i+1} - f_{i-1} - 2f_i}{2\Delta x^2}, \quad b = \frac{f_{i+1} - f_{i-1}}{2\Delta x} \quad (1.9)$$

У точці i значення першої похідної

$$\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_i = [b + 2cx]_{x=0} = b, \quad (1.10)$$

значення другої похідної

$$\frac{\partial^2 f}{\partial^2 x} = 2c \quad (1.11)$$

Відзначимо деякі недоліки поліноміальних апроксимацій. Зі збільшенням порядку апроксимації підвищується чутливість до «шумів», тобто до більш або менш випадково розподілених малих помилок у даних, що може призвести до недостовірних результатів. Чутливість поліноміальних апроксимацій можна зменшити, якщо для полінома N -го порядку взяти дані в $3N, 4N$ та ін. точках. При цьому доцільно знаходити коефіцієнти не алгебраїчно, а методом найменших квадратів.

Слід відзначити, що залежно від способу апроксимації похідних одержані алгебраїчні рівняння можуть мати одне чи декілька невідомих значень функції на новому шарі. У першому випадку схеми називають явними, у другому — неявними.

Для явних схем невідомі значення шуканої функції можна виразити через відомі. Для неявних схем на кожному шарі одержуємо систему лінійних рівнянь відносно невідомих значень функції. Найчастіше матриця цієї лінійної системи тридіагональна і розв'язок можна знайти алгебраїчною перегонкою.

Основною перевагою явних систем є простота розв'язку апроксимуючих рівнянь. Явні схеми економічні, оскільки для переходу до нового шару потрібно виконати арифметичні дії у кількості, пропорційній до першого ступеня числа невідомих. У цьому розумінні явна схема не покращується. Суттєвим недоліком явних схем є, по-перше, динамічна нестійкість, пов'язана з обмеженням на величину кроку за часом; по-друге, статична нестійкість, зумовлена для рівняння теплообміну величиною температуропровідності. Приклад простої явної двохшарової за часом схеми з використанням триточкової апроксимації другої похідної і центрально-різницевої апроксимації конвективних членів для розв'язку рівняння переносу вихору розглянуто у [82]. Вказані недоліки явних різницевих схем призвели до необхідності використання для розв'язку систем диференціальних рівнянь неявних схем. У [45] відзначається, що при чисельному вивченні складних задач, особливо на початковій стадії роботи, коли невідомий характер поведінки розв'язку, доцільніше використовувати явні схеми. У подальшому ж слід віддавати перевагу більш ефективним схемам, зокрема неявним.

У [93,106] розглянуто числові розв'язки задачі нестационарної теплопровідності кінцево-різницевиими методами. При цьому використані: явна кінцево-різницева апроксимація з введенням додаткових вузлів на відстані 0,5 кроку від границі (сітка Шмідта); неявна кінцево-різницева апроксимація за шеститочковою схемою (схема Кранка—Ніколсона); неявна кінцево-різницева апроксимація за чотириточковою схемою.

Аналіз розв'язків із використанням вказаних видів сіток показав, що явні різницеві схеми для розв'язку крайових задач більш ефективні, ніж неявні. По-перше, вони дають змогу збільшувати часовий крок (особливо у випадку Кранка—Ніколсона); по-друге, використовувати нерівномірну розбивку області, за допомогою якої можна точніше апроксимувати границі області та

точніше враховувати граничні умови. Для розв'язання двомірних задач теплопровідності розглянуто методи розщеплення, коли складну задачу математичної фізики можна звести до послідовного розв'язання більш простих задач. Зокрема, рекомендують два наближених методи: локально-одномірний (ЛОМ) та метод змінних напрямків (МЗН), тією чи іншою мірою, строго розроблені поки що тільки для розв'язку двомірних задач.

При використанні цих методів можна послідовно, в два етапи, одержувати у системі алгебраїчних рівнянь тридіагональні матриці. Це дає змогу застосовувати метод прогонки, а отже, скорочує об'єм оперативної пам'яті та необхідний час обчислень.

Аналізуючи чутливість розв'язків, рекомендувати для тих розрахунків, які не вимагають високої точності, схему ЛОМ, а при розрахунках з високим ступенем точності використовувати схему МЗН, яка дає розв'язки, близькі до істинних, особливо при досягненні усталеного стану.

Метод змінних напрямків останні роки широко застосовується в задачах гідродинаміки та теплообміну. Це пояснюється тим, що МЗН простий і єдиний для кожного рівняння початкової системи, він застосовується для розв'язання як стаціонарних, так і нестаціонарних задач. Різницева схема, що використовується, об'єднує (стосовно кожного окремо взятого рівняння системи) переваги явної та неявної схем, тобто є економічною і, безумовно, стійкою. Метод не має обмежень, пов'язаних із типом апроксимації конвективних членів, що особливо важливо у зв'язку з відсутністю аналізу схемної в'язкості для двомірного випадку. Водночас практично всі розрахунки важливих багатомірних задач про течії стискуваної рідини, опубліковані до цього часу, проводились за допомогою багатокрокових явних схем. Перевага явних схем при розв'язанні задач стискуваного середовища викликана суттєвою залежністю коефіцієнтів від шуканих функцій, тому при виборі їх значень із попереднього часового кроку виникають значні помилки в обчисленнях.

При дослідженні робіт різних авторів [77] видно, що більшість неявних схем, безумовно стійких, при застосуванні до диференціальних рівнянь з

постійними коефіцієнтами не може бути такою ж при застосуванні до системи рівнянь, які описують течію стискуваної рідини. Тепер нелінійні задачі течії газів більш успішно розв'язуються за допомогою явних схем [77], хоча в майбутньому неявні схеми розрахунку течій стискуваного середовища можуть набути важливого значення. У зв'язку з цим постає питання про застосування в задачах транспортування природного газу інших методів, таких як метод прямих, метод характеристик, метод контрольного об'єму, інтегральний метод та ін. Метод «прямих» є одним із багатокрокових за часом методів з явною схемою по просторових змінних. У цьому методі сітка вводиться тільки для частини змінних, які розглядаються як дискретні, а одна змінна, переважно час t , залишається безперервною. При цьому рівняння у часткових похідних апроксимується диференційно-різницевиими аналогами, які становлять систему значного числа звичайних диференційних рівнянь [46]. Для розв'язку такої системи рівнянь звичайно використовують метод Рунге - Кутта з автоматичним вибором кроку. Перевагами цього методу є швидкодія, точність і широка реалізація на ЕОМ. Розходження спостерігаються тільки при побудові схем. Найчастіше застосовується схема четвертого порядку точності, яка утворює сім'ю чотиричленних схем [44].

Метод «прямих» дає змогу ефективно розв'язувати різноманітні задачі, які виникають при моделюванні динамічних властивостей трубопровідних систем. Недоліком цього методу є те, що при розрахунку ділянки в магістральних газопроводах довжиною в декілька сотень кілометрів доводиться розв'язувати систему диференційних рівнянь великої розмірності. Крім того, у процесі зведення початкових рівнянь до звичайних диференційних опираються на неперервність початкових функцій та їх похідних по всій області інтегрування. Тому метод прямих не слід використовувати при ступінчастих збуреннях.

Метод характеристик — це такий метод, суть якого зводиться до відшукування таких напрямків, де часткове диференційне рівняння може бути спрощене до звичайного диференційного рівняння. Він незручний при розрахунках складних схем, що описуються нелінійними диференційними

рівняннями. Крім того, різкі зміни параметрів системи (наприклад, перепад тиску в магістральному газопроводі) призводять до неможливості розв'язання методом характеристик [77].

Метод контрольного об'єму та інтегральний метод близькі до кінцево-різницевого методу. Зокрема вони можуть призвести до однакових різницевих виразів похідних.

Інтегральний метод добре проявляє себе при непрямокутних межах. Крім того перевага цього методу полягає у консервативності його схем, тобто він забезпечує виконання певних інтегральних законів збереження, справедливих для початкових диференціальних рівнянь. Відзначимо, що за допомогою кінцево-різницевого методу можна також одержати консервативні схеми, але консервативність не обов'язково підвищує точність схем. Наприклад, використання для диференціальних рівнянь зі змінними коефіцієнтами неконсервативного методу може дати більш точні результати, ніж консервативний. Метод контрольного об'єму ґрунтується на мікроскопічних фізичних законах, а не на використанні математичного апарату неперервних функцій. Особливо важливим це виявляється у тих випадках, коли диференціальні рівняння не мають всюди неперервним розв'язків, які можна було б у кожній точці подати у вигляді рядів Тейлора. Однак у розглядуваній задачі не існує розв'язків із розривами, тому використання методу контрольного об'єму не дає помітних переваг порівняно, наприклад, із кінцево-різницевим методом.

У ряді практичних випадків доцільно використовувати метод Монте-Карло. Для розв'язку задач такого типу використовують закони великих чисел.

Оцінки $f_1, f_2 \dots f_n$ шуканої величини f отримують на основі статичної обробки матеріалу, пов'язаного з результатами деяких багатократних випадкових випробувань. При цьому вимагається, щоб випадкова величина f_n при $n \rightarrow \infty$ по ймовірності сходилась до шуканої величини f , тобто для будь-якого $\varepsilon > 0$ повинно мати місце граничне співвідношення

$$\lim_{n \rightarrow \infty} (P|f - f_n| < \varepsilon) = 1$$

де P — ймовірність.

Шукана величина f трактується як математичне сподівання деякої випадкової величини.

У [77,85] виділено три основні підходи по використанню методів Монте-Карло для розв'язку крайових задач:

1) дискретизація задачі з подальшим розв'язком системи лінійних алгебраїчних рівнянь;

2) подання розв'язку у вигляді континуального інтеграла і його обчислення;

3) зведення початкової диференційної задачі до спеціального інтегрального рівняння та розв'язання його

Перший підхід найбільш універсальний і зводиться до простих чисельних алгоритмів. Однак, у ряді випадків, вони виявляються значно трудомісткішими, ніж алгоритми, що базуються на інших підходах або детермінованих методах. Зокрема, ймовірнісні методи розв'язку системи алгебраїчних рівнянь, викладені у працях [15,85], показують, що їх застосування не має переваги порівняно з детермінованими методами, коли основна матриця розряджена. Таку матрицю одержують при кінцево-різницевій апроксимації розглянутих нами диференційних рівнянь. Аналогічні висновки зроблено у [22], де аналізуються основні методи розв'язку систем диференційних рівнянь у часткових похідних, пов'язані з ін кінцево-різницевою апроксимацією. При цьому автори відзначають, що для деяких крайових задач (наприклад задачі Діріхле) метод дає значну перевагу, якщо необхідно знайти розв'язок в деяких точках.

Отже, перший підхід до побудови методів Монте-Карло, пов'язаних із кінцево-різницевиими апроксимаціями, менш перспективний, ніж другий і третій, і в задачі, яка розглядається, не дає помітної переваги порівняно з детермінованими алгоритмами. Застосування інших статистичних підходів також ускладнене через відсутність добре розроблених теорій та алгоритмів. Окрім того, програмування цих методів пов'язане з алгоритмічними

труднощами. Причому оцінити переваги методу можна тільки після закінчення розробки програми.

Найсучаснішим методом розв'язку систем диференційних рівнянь є метод кінцевих елементів (МКЕ) і його подальша розробка - метод суперелементів (МСЕ). Як і в методі кінцевих різниць, при використанні МКЕ для розв'язку крайової задачі, яка описується диференційним рівнянням, пошук невідомої функції замінюють знаходженням її значень у кінцевому числі так званих вузлових точок. На цих вузлових точках будується сітка дискретизації області визначення функції як сукупність кінцевого числа підобластей, які не перетинаються і пов'язані між собою тільки у вузлових точках. У кожній такій підобласті шукана функція локально апроксимується неперервними функціями, які однозначно визначають її значення у будь-якій точці підобласті через вузлові параметри, а також задовольняють критерії сходження послідовності наближених розв'язків до точного при зменшенні розмірів підобласті. При цьому локальна апроксимація на підобластях дає змогу розглядати останні незалежно один від одного. Такі підобласті з побудовою апроксимації шуканої функції через її вузлові параметри називають кінцевими елементами.

Далі на основі варіаційних принципів із використанням побудованих апроксимуючих функцій у кожній з підобластей знаходиться вид підінтегрального виразу у функціоналі $e(u)$, який відповідає характеру задачі, що розглядається. З умови стаціонарності функціоналу $e(u)$

$$\delta e(u) = 0$$

одержимо систему рівнянь для визначення вузлових параметрів дискретної моделі шуканої функції. Розв'язок цієї системи алгебраїчних рівнянь дає значення у вузлах області її визначення.

У науковій літературі подається розв'язком методом кінцевих елементів задачі теплообміну в тепловиділяючому елементі (ТВЕЛ) ядерного реактора. Для розрахунку використовувалось нелінійне рівняння теплопровідності. Для розв'язання задачі застосовувався метод коллокацій. У вигляді апроксимуючих функцій були відрізки поліномів Ерміта, а у вигляді точок коллокацій — точки квадратур Гаусса. Розроблений авторами метод дав змогу скоротити кількість

арифметичних операцій на кожному часовому кроці порівняно з методом Бубнова—Галеркіна, що, в свою чергу, уможливило застосування багатоступінчастої різницевої схеми для часової, змінної. Порівняння одержаних результатів із результатами методу кінцевих різниць показало, що завдяки високій точності цього методу можна забезпечити бажану точність результатів при використанні тільки декількох рівнянь.

До переваг МКЕ слід віднести виняткову індиферентність відносно геометрії області, яка розглядається, крайових умов задачі, законів зміни властивостей середовища та зовнішніх впливів на область. Крім того, МКЕ наділений простою фізичною інтерпретацією основних його обчислювальних операцій. До загальних недоліків цього методу слід віднести необхідність обробки великих об'ємів інформації, що часто дуже складно навіть при використанні найдосконаліших ЕОМ, а також значну затрату праці при підготовці початкових даних для реалізації МКЕ. До того ж МКЕ широко застосовується для рівнянь параболічного типу, які розв'язують задачі механічно деформованих середовищ, а для рівнянь гіперболічного типу одержання підінтегрального виразу в мінімізуючому функціоналі та побудова системи алгебраїчних рівнянь доволі складна задача. Досить важко при використанні МКЕ знайти розбиття області визначення шуканої функції на кінцеві елементи, оскільки алгоритмів розбиття, а тим більше машинних програм, явно недостатньо.

На відміну від методів, які опираються на кінцево-різницеві схеми низького порядку, методи кінцевих елементів можуть забезпечити високий рівень точності, а отже, і зменшити розміри системи рівнянь, що підлягають розв'язанню. Тому вимоги до обробки даних виявляються менш жорсткими і з метою підвищення величини кроку за часом можна скористатися багатоступінчастими різницеvими схемами за часовою змінною. Водночас при розв'язанні нелінійних задач за допомогою цих методів доводиться на кожному кроці за часом обчислювати Інтеграл; у результаті цього об'єм арифметичних операцій на кожному кроці виявляється значно більшим, ніж при використанні кінцево-різницеvих схем низького порядку. Отже, незважаючи на більшу

точність, ці процедури високого порядку, пов'язані зі застосуванням МКЕ для розв'язку нелінійних задач гідравліки та теплообміну, не дають суттєвих переваг у часі порівняно з методами кінцевих різниць при задачі точності розрахунків.

Зіставлення розглянутих методів дає змогу зробити такі висновки:

а) при розрахунках неусталених неізотермічних режимів для задач в одновірній постановці ефективніше застосовувати метод сіток, причому перевагу дають неявні схеми;

б) при розв'язуванні задач у двовірній постановці для газопроводів невеликої довжини зручно використовувати схеми ЛОМ і МЗН;

в) для газопроводів великої довжини, а також для розрахунків складних газотранспортних систем при двовірному описі течії газу доцільно використовувати метод «прямих»;

г) при розв'язуванні задач із непрямокутними межами (зокрема задачі теплообміну з ґрунтом, який має складну поверхню) можливе застосування інтегрального методу;

д) використання методу сіток ефективніше, якщо застосовується схема інтегрування за часовою змінною не нижче другого порядку.

1.4. Основні задачі та напрямки дослідження.

Сучасні умови господарювання вимагають нового підходу до оптимального керування газотранспортною системою України. Водночас бурхливий розвиток новітніх технологій комп'ютерної техніки дозволяє перейти до вивчення нестационарного неізотермічного руху газу в газотранспортній системі з урахуванням тепло і масообміну з навколишнім середовищем, а також використання реальних термодинамічних властивостей газу.

Як раніше було доведено, рух газу в трубопроводах є нестационарним. Причинами нестационарності є нерівномірне споживання і підкачування газу із газосховищ, пуск газопроводу при ремонтах і аварійних зупинках, включення і виключення споживачів, газоперекачуючих агрегатів і т. ін. Причини, які зумовлюють нестационарний рух газу, умовно можна поділити на дві групи:

-до першої групи необхідно віднести швидкозмінні процеси в трубопроводах. Це розрив труб, включення або виключення газоперекачуючого агрегату, передаварійний та аварійний стани компресорної станції;

-нерівномірне споживання газу на протязі певного періоду часу, підключення або відключення сховищ підземного зберігання газу складають другу групу.

Обидві ці групи нестационарних процесів необхідно досліджувати і вивчати, щоб урахувати при оперативному керуванні режимами роботи газотранспортного комплексу.

З вищенаведеного випливає, що нестационарний неізотермічний процес руху газу в магістральних трубопроводах із урахуванням усіх можливих факторів (а задача керування ними є багатofакторною), що на нього впливають на даний момент вивчено недостатньо. А такий фактор як класифікація режимів роботи ГТС і встановлення критерію нестационарності, який впливає на безаварійну роботу системи в цілому, в літературі повністю відсутній

Виходячи із вищевикладеного в даній дисертаційній роботі вирішуються такі основні задачі:

1. Провести аналітичні дослідження термогазодинамічних процесів у складних системах, встановити закономірності розподілу потоку газу з урахуванням змінних геометричних характеристик і характеру гідравлічного опору.

2. Встановити характерні взаємозв'язки між параметрами нестационарних процесів для визначення критеріїв нестационарності режимів роботи, розробити класифікацію експлуатаційних режимів і методикку нестационарних режимів за критерієм мінімальної тривалості.

3. Провести аналітичне дослідження процесів пуску і зупинки компресорних станцій для вибору математичних моделей нестационарних процесів у газопроводах для оптимального керування експлуатаційними режимами.

4. Розробити моделі розрахунку режимів роботи складної газотранспортної системи для рівномірного завантаження різнотипних

газоперекачуючих агрегатів на компресорних станціях при мінімальних значеннях витрат паливного газу.

5. Розробити галузеву методику і впровадити її в ОДУ ДК Укртрансгаз.

РОЗДІЛ 2.

МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОПРОВОДІВ.

Дослідження впливу термодинамічних процесів у газопроводі на режим його роботи приводиться в працях Галліуліна З. Т. [9,21], Грудза В. Я. [22,24,91,93,106], Кривошеїна Б. Л. [43,48,51,52,89], Тимківа Д. Ф. [90,91,93,106], Яковлева Є. І. [58,59,106]. У роботах [6,20,21,32,53,58,59,68,93] вивчаються стаціонарні режими течії газу в газопроводах. Тому виникає питання: в яких випадках і яким чином слід враховувати термодинамічні процеси ГТС при моделюванні нестационарних газодинамічних процесів.

Особливо актуальні газодинамічні процеси у складних газопровідних системах, які містять декілька паралельних ниток, лупінги, вставки, нееквівалентні переходи тощо. У цьому випадку ефективність перемичок між нитками може суттєво залежати не лише від їх лінійної координати, але й від геодезичної відмітки профілю. В складних газопровідних системах (порівняно з однопровідними газопроводами) різний температурний режим, тому не можна не враховувати його вплив на тривалість перехідних процесів.

Для вивчення факторів, які впливають на характер нестационарних процесів у газопроводі, фізичне моделювання слід визнати не ефективним. У лабораторних умовах неможливо створити стенди достатньої довжини і зі значними технологічними схемами та приборами для вивчення перехідних режимів. Тому точність результатів вимірювань лежатиме в межах похибки приладів[35], що не дозволить оцінити якісно і кількісно вказану залежність. Експерименти на реальних газопроводах із різним характером перехідних процесів можуть лише дати якісну оцінку залежності, оскільки на різних ділянках газ рухатиметься при різних умовах (тиску, температурі, витраті). Тому єдиним шляхом дослідження є математичне моделювання нестационарних процесів у газопроводах.

Для досягнення вказаної мети необхідно створити математичну модель термогазодинамічних процесів у газопроводі та розробити ефективний метод її

реалізації. Така модель повинна бути якомога більш загальною, тобто при її створенні слід нехтувати якнайменшою кількістю несуттєвих зв'язків. У загальному вигляді вона повинна відображати всі види енергетичних втрат при русі газу в газопроводі (гідравлічні, інерційні, гравітаційні, кориолісові втрати), враховувати зміну фізичних властивостей газу в залежності від параметрів стану, внутрішні теплові ефекти, теплообмін із навколишнім середовищем. У вказаній постановці математична модель буде надто складною, тому для ефективності її реалізації слід вибрати найбільш належний метод розв'язку, який би характеризувався стійкістю результатів.

Очевидно, що в загальному вигляді розроблена модель не знайде практичного застосування в задачах оперативного керування режимами роботи газопроводів, оскільки час її реалізації буде більшим, ніж час, відведений для прийняття керуючого рішення. Однак порівняння результатів розрахунків для однакових умов при поступовому спрощенні моделі дозволить вибрати ту допустиму межу спрощення, яка дозволить отримати достовірний результат (із заданою величиною похибки) з одного боку і досягнути необхідного терміну реалізації з іншого.

Чисельна реалізація вказаної математичної моделі для гіпотетичного газопроводу, режими якого можна змінювати, дозволить отримати закономірності його роботи та визначити їх вплив на характер протікання нестационарних процесів. Очевидно, щоб перенести вказані закономірності з моделі на натуру, необхідно вибрати умови подібності, що виражаються в чисельній рівності відповідних критерії подібності для природи та моделі.

Розроблена математична модель повинна бути пристосованою для реалізації в умовах складної газотранспортної системи, яка містить паралельні нитки, перемички, лупінги, вставки. В такому випадку для її реалізації застосовується запропонований агрегативно-імітаційний метод (АІМ), згідно з яким система розбивається на агрегати, тобто прості газопроводи, що входять до складу системи. Для першого і останнього агрегату задаються відповідно початкові та кінцеві умови у вигляді функцій зміни в часі, тиску і температури

(на початку) та масової витрати (в кінці). На границі між агрегатами (в залежності від схеми їх з'єднання між собою) задається рівність всіх параметрів у кінці попереднього агрегату і на початку наступного для кожного з моментів дискретного часу. Такий підхід дозволяє дослідити включення чи відключення нових перемичок, лупінгів, їх ефективність у залежності від розміщення як по довжині, так і по вертикальній геодезичній координаті.

Таким чином, наведені нижче дослідження мають за мету створення найбільш загальної математичної моделі газопроводу і методу її реалізації, визначення допустимих границь спрощення одержаної моделі та вивчення закономірностей протікання термогазодинамічних процесів у газопроводах та складних газотранспортних системах.

2.1. Математична модель режиму роботи лінійної частини газопроводів.

Теоретичний аналіз нестационарних турбулентних течій ускладнюється, головним чином, відсутністю даних про характер зміни параметрів турбулентності в нестационарних умовах. Тому більшість робіт присвячено вивченню турбулентної структури нестационарних потоків і побудові гіпотез, які дають змогу замкнути початкову систему рівнянь [2,5,6,9,10,16,19,20,29,46,53,77,107,108].

Розвиток напівемпіричних теорій турбулентності для випадку нестационарних течій є першочерговою проблемою, оскільки застосування напівемпіричних теорій Прандтля або Кармана можливе тільки при квазістационарному методі розрахунку, коли у кожен момент часу реальні характеристики потоку замінюються стационарними. Водночас проведені дослідження досить переконливо показують неправомірність квазістационарного методу розрахунку гідравлічних втрат у загальному випадку.

Найбільш серйозний недолік наведених теорій у припущенні про постійність фізичних властивостей середовища та його нестискуваності; інколи допускається однозначність щільності тиску [17,45,46,50,53,49,56]. Такі

обмеження суттєві для газу, який перекачується по трубопроводу, оскільки властивості газу більшою мірою залежать від температури і тиску, а умова стискання викликає значні труднощі при визначенні товщини граничного шару. Крім того для нестационарних процесів транспортування газу виникає проблема допустимості осереднення турбулентних течій [45,84,87,88,102]. Тому для розрахунків, пов'язаних із транспортуванням газу по магістральних газопроводах, найбільше значення мають рівняння, в яких нехтують змінними, що визначаються структурою течії.

Розв'язання такої задачі дає хороші результати, однак при розрахунку на ЕОМ витрачається 6...12 год., що ускладнює використання даної постановки задачі при оперативному керуванні. Це суттєвий недолік. Тому доцільно на основі періодичного проведення розрахунків використовувати більш прості рівняння, які при високій швидкості обчислень дають змогу отримати досить точні результати.

Характер і тривалість перехідних процесів у газопроводах, зумовлених перемиканням технологічних схем перекачування, становить певний інтерес з точки зору оцінки об'ємів поставок газу споживачеві в зони нестационарності, мінімізації зони нестационарності, своєчасного перемикання буферних споживачів на інший вид палива тощо. Загальний перебіг таких процесів достатньо повно вивчений у працях [9,13,32,60,61,90,93,102].

Просторова модель термогазодинамічного процесу в газопроводі, яка представлена системою рівнянь, важко реалізовується і з метою експериментальних досліджень мало перспективна [19,81,71] внаслідок необхідності забезпечити подібність при малій кількості критеріїв [54,57].

Найчастіше використовують рівняння, які описують режим транспортування газу по трубопроводах за умови, що течія середовища осесиметрична. Тоді рівняння енергії, руху, нерозривності та теплопровідності зручно перевести у циліндричні координати [102,106]. Такий підхід [20,68] широко застосовується в інженерних розрахунках, оскільки задача про

теплообмін зі змінними по периметру тепловим потоком практично не вивчена [41,49,53,87,89].

Розглянемо методику розрахунку. Рух газу в ГТС відбувається згідно із фізичними законами, які виражають збереження маси, імпульсу та енергії, а також законами термодинаміки, які описують термодинамічні властивості газової суміші, якою є природній газ. [17,30,56]

Беручи до уваги, що до складу ГТС входять елементи, в яких відбувається одно- дво- та тривимірний рух транспортованого газу, запишемо систему рівнянь газової динаміки спочатку для загального тривимірного випадку. Основу цієї системи складають балансові рівняння, які виражають закони збереження речовини, імпульсу та енергії. Отже маємо три рівняння в частинних похідних [16,21,46,106]:

- рівняння балансу маси

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho V_i) = 0 \quad (2.1)$$

- рівняння балансу імпульсу

$$\frac{\partial \rho V_i}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho V_i V_j + p \delta_{ij}) = -\rho F_i^{\text{тр}} - \rho g \frac{\partial h}{\partial x_i} \quad (2.2)$$

- рівняння балансу повної енергії

$$\frac{\partial \rho \varepsilon}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \varepsilon V_i + J_j^e) = Q^{\text{зовн}} \quad (2.3)$$

Тут

t — час,

x_i — декартові координати ($i = 1, 2, 3$),

V_i — компоненти локальної швидкості руху газу,

ρ — щільність маси газу,

p — тиск газу

δ_{ij} — дельта Кронеккера $\delta_{ij} = \begin{cases} 1, & i = j \\ 0, & i \neq j \end{cases}$

$F_i^{тр}$ — Декартові компоненти сили тертя, розраховані на одиницю маси газу,

g — прискорення земного тяжіння,

h — висота точки над рівнем моря,

ε — питома повна енергія газу ($\rho\varepsilon$ — її щільність),

J_i^e — потік повної енергії газу

$Q^{зовн}$ — приплив ($Q^{зовн} > 0$) або відтік ($Q^{зовн} < 0$) тепла в об'ємі, зумовлений теплообміном газу з об'єктами ГТС та довкіллям, наприклад через стінки труби або з пористим середовищем в ПСГ.

У формулах (2.1) – (2.3) використано правило сумування: за парою однакових індексів, що входять до одного доданку, здійснюється сумування в межах значень індексів 1,2,3.

Перший доданок у правій частині рівняння (2.2) враховує силу тертя в об'ємі газу, а другий — силу земного тяжіння. Перший доданок у правій частині рівняння (2.3) враховує роботу сил тертя, другий — зміну потенціальної енергії в полі сил земного тяжіння.

Повну енергію подамо у вигляді суми внутрішньої u , кінетичної $\frac{1}{2}V_iV_i$ та потенціальної $\Pi = gh$ енергій

$$\varepsilon = u + \frac{1}{2}V_iV_i + \Pi, \quad (2.4)$$

а потік повної енергії розглядатимемо як суму потоку тепла J_i^Q та потоку механічної роботи pV_i :

$$J_i^e = J_i^Q + pV_i \quad (2.5)$$

Використовуючи оператор субстанціональної похідної за часом

$$\frac{d}{dt} = \frac{\partial}{\partial t} + V_i \frac{\partial}{\partial x_i} \quad (2.6)$$

перепишемо рівняння (2.1)–(2.3) у вигляді

$$\frac{d\rho}{dt} + \rho \frac{\partial}{\partial x_i} V_i = 0 \quad (2.7)$$

$$\rho \frac{dV_i}{dt} + \frac{\partial p}{\partial x_i} = -\rho F_i^{\text{тр}} - \rho g \frac{\partial h}{\partial x_i} \quad (2.8)$$

$$\rho \frac{d\varepsilon}{dt} + \frac{\partial J_i^\varepsilon}{\partial x_i} = Q^{\text{зовн}} \quad (2.9)$$

Подання рівнянь балансу у вигляді (2.1) — (2.5) називають локальною формою, а у вигляді (2.7) – (2.9) — субстанціональною.

З рівняння (2.9) випливає наступне рівняння балансу кінетичної енергії газу

$$\rho \frac{d}{dt} \left(\frac{V_i V_i}{2} \right) + \frac{\partial p V_i}{\partial x_i} = \rho \frac{\partial V_i}{\partial x_i} - \rho V_i F_i^{\text{тр}} - \rho g V_i \frac{\partial h}{\partial x_i} \quad (2.10)$$

Рівняння балансу потенціальної енергії випливає безпосередньо з її означення

$$\rho \frac{d\Pi}{dt} = \rho g V_i \frac{\partial h}{\partial x_i} \quad (2.11)$$

Використовуючи рівняння (2.4) – (2.8), (2.9) – (2.11) та беручи до уваги, що $\frac{\partial h}{\partial t} = 0$, отримуємо наступне рівняння балансу внутрішньої енергії

$$\rho \frac{du}{dt} + \frac{\partial J_i^Q}{\partial x_i} = -\rho \frac{\partial V_i}{\partial x_i} + \rho V_i F_i^{\text{тр}} + Q^{\text{зовн}} \quad (2.12)$$

Отримане рівняння є вихідним для опису теплообміну в транспортованому газі.

Використовуючи рівняння балансу маси, рівняння (2.12) можна подати у вигляді

$$\rho \frac{du}{dt} + \frac{\partial J_i^Q}{\partial x_i} = \frac{p}{\rho} \frac{d\rho}{dt} + Q^{\text{зовн}} \quad (2.13)$$

Потік тепла J_i^Q у цьому рівнянні обумовлений процесом теплопровідності газу. Згідно із законом Фур'є цей потік пропорційний градієнтові температури T газу

$$J_i^Q = -\kappa \frac{\partial T}{\partial x_i} \quad (2.14)$$

де κ — коефіцієнт теплопровідності газу.

Теплопровідність газу залежить від параметрів термодинамічного стану — температури T , тиску p , масових концентрацій компонент газової суміші ξ_1, \dots, ξ_n :

$$\kappa = f_{\kappa p}(T, p, \xi_1, \dots, \xi_n) \quad (2.15)$$

Параметри термодинамічного стану газу — температура T , тиск p , щільність маси ρ , масові концентрації компонент газової суміші ξ_1, \dots, ξ_n — пов'язані між собою рівнянням стану:

$$p = f_p(T, \rho, \xi_1, \dots, \xi_n). \quad (2.16)$$

Тож залежність (2.14) можна подати й у вигляді

$$\kappa = f_{\kappa p}(T, \rho, \xi_1, \dots, \xi_n). \quad (2.17)$$

Питома (тобто розрахована на одиницю маси газу) внутрішня енергія u є термодинамічним потенціалом. Її повний диференціал виражається рівнянням Гіббса, яке випливає з першого та другого законів термодинаміки

$$du = Tds - pdv + \sum_{\alpha} \mu_{\alpha} d\xi_{\alpha} \quad (2.18)$$

де

s — питома ентропія,

$v = \rho^{-1}$ - питомий об'єм газу,

μ_{α} — хімічні потенціали компонент газової суміші.

Зі співвідношення (2.18) випливає, що u є характеристичною функцією параметрів стану $s, v, \xi_1, \dots, \xi_n$

$$u = u(s, v, \xi_1, \dots, \xi_n) \quad (2.19)$$

Рівняння (2.18) часто називають основним термодинамічним співвідношенням.

Зі співвідношень (2.18), (2.19) випливають рівняння термодинамічного стану

$$T = \left(\frac{\partial u}{\partial s} \right)_{v, \{\xi_i\}}, \quad p = - \left(\frac{\partial u}{\partial v} \right)_{s, \{\xi_i\}} = \rho^2 \left(\frac{\partial u}{\partial \rho} \right)_{s, \{\xi_i\}}, \quad \mu_i = \left(\frac{\partial u}{\partial \xi_i} \right)_{s, v, \{\xi_j\}} \quad (2.20)$$

Замість питомої внутрішньої енергії в термодинаміці часто використовують ще й інші пов'язані з u термодинамічні потенціали, зокрема, вільну енергію

$$f = u - Ts, \quad (2.21)$$

для якої рівняння (20) матиме вигляд

$$df = -sdT - pdv + \sum_{\alpha} \mu_{\alpha} d\xi_{\alpha} \quad (2.21)$$

Звідси випливає, що вільна енергія f є характеристичною функцією параметрів стану $T, v, \xi_1, \dots, \xi_n$

$$f = f(T, v, \xi_1, \dots, \xi_n) \quad (2.22)$$

Рівняння стану визначаються через термодинамічний потенціал наступним чином

$$s = - \left(\frac{\partial f}{\partial T} \right)_{v, \{\xi_i\}}, \quad p = - \left(\frac{\partial f}{\partial v} \right)_{T, \{\xi_i\}} = \rho^2 \left(\frac{\partial f}{\partial \rho} \right)_{T, \{\xi_i\}}, \quad \mu_i = \left(\frac{\partial f}{\partial \xi_i} \right)_{T, v, \{\xi_j\}} \quad (2.23)$$

Якщо в процесі транспортування газу склад газової суміші не змінюється, то $d\xi_{\alpha} = 0$, а значить основне термодинамічне співвідношення у формах (20) та (22) матиме вигляд відповідно

$$du = Tds - pdv, \quad (2.24)$$

$$df = -sdT - pdv. \quad (2.25)$$

Співвідношення (2.24), (2.25) визначають повні диференціали функцій u та f змінних (s, v) та (T, v) відповідно

$$u = u(s, v), \quad f = f(T, v), \quad (2.26)$$

тому справедливі співвідношення

$$T = \left(\frac{\partial u}{\partial s} \right)_v, \quad p = - \left(\frac{\partial u}{\partial v} \right)_s = \rho^2 \left(\frac{\partial u}{\partial \rho} \right)_s \quad (2.27)$$

$$s = - \left(\frac{\partial f}{\partial T} \right)_v, \quad p = - \left(\frac{\partial f}{\partial v} \right)_T = \rho^2 \left(\frac{\partial f}{\partial \rho} \right)_T \quad (2.28)$$

внаслідок чого функції (2.26) й отримали назву термодинамічних потенціалів.

Якщо відома функція $f = f(T, v)$, то за формулами (2.28) неважко отримати і функції

$$s = s(T, v), \quad p = p(T, v), \quad (2.29)$$

тобто встановити рівняння стану газу.

Якщо, навпаки, відомі функції (2.27), то, інтегруючи повний диференціал (28), легко знайти й функцію $f = f(T, v)$:

$$f(T, v) = - \int_{T_0}^T s(T, v) dT - \int_{v_0}^v p(T, v) dv. \quad (2.30)$$

Функції (2.26), (2.29) можна розрахувати в рамках молекулярно-кінетичної теорії газів, використовуючи ті чи інші модельні уявлення щодо взаємодії молекул у газовій суміші. Однак для досягнення точності, необхідної для інженерних розрахунків, їх здебільшого встановлюють на підставі відповідних термодинамічних вимірювань. З цією метою вимірюють деякі термодинамічні властивості газу — питому теплоємність, коефіцієнти стисливості тощо - як функції температури та тиску. І на підставі отриманих емпіричних залежностей, використовуючи термодинамічні співвідношення, визначають відповідні рівняння стану.

Так з рівняння (2.22) випливають, зокрема, співвідношення

$$\left(\frac{\partial u}{\partial T} \right)_\rho = c_V \quad (2.31)$$

$$\left(\frac{\partial u}{\partial \rho} \right)_T = \frac{c_p - c_V}{k_p} + \frac{p}{\rho^2} \quad (2.32)$$

Тут

c_V — теплоємність газу за сталого об'єму (щільності),

c_p — теплоємність газу за сталого тиску

$k_p = \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_p$ — термічний коефіцієнт зміни щільності газу за

сталого тиску.

Термодинамічні властивості газу c_v , c_p , k_p — є функціями параметрів стану за сталого складу газової суміші. Це співвідношення виду:

$$c_v = f_{c_v}(T, \rho), \quad c_p = f_{c_p}(T, \rho), \quad k_p = f_{k_p}(T, \rho). \quad (2.33)$$

Функції $f_{c_v}(T, \rho)$, $f_{c_p}(T, \rho)$ та $f_{k_p}(T, \rho)$ для реальних газів можна визначати експериментально використовуючи відомі методики.

На підставі цих співвідношень можемо записати вираз для повного диференціалу внутрішньої енергії як функції змінних T і ρ :

$$du = c_v dT + \left(\frac{c_p - c_v}{k_p} + \frac{p}{\rho^2} \right) d\rho. \quad (2.34)$$

Виходячи зі співвідношень (2.13), (2.14), (2.34), отримуємо наступне рівняння теплопровідності для газу

$$\rho c_v \frac{dT}{dt} - \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\kappa \frac{\partial T}{\partial x_i} \right) = - \left(\frac{c_p - c_v}{k_p} \right) \rho \frac{d\rho}{dt} + \rho V_i F_i^{\text{TP}} + Q^{\text{ЗОВН}}. \quad (2.35)$$

З урахуванням представлення (2.6) рівняння (2.35) набуває вигляду

$$\rho c_v \frac{\partial T}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\kappa \frac{\partial T}{\partial x_i} \right) + \rho c_v V_i \frac{\partial T}{\partial x_i} = - \left(\frac{c_p - c_v}{k_p} \right) \rho \left(\frac{\partial \rho}{\partial t} + V_i \frac{\partial \rho}{\partial x_i} \right) + \rho V_i F_i^{\text{TP}} + Q^{\text{ЗОВН}} \quad (2.36)$$

Беручи до уваги рівняння нерозривності (2.1), рівнянню теплопровідності (2.36) можна надати вигляду

$$\rho c_v \frac{\partial T}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\kappa \frac{\partial T}{\partial x_i} \right) + \rho c_v V_i \frac{\partial T}{\partial x_i} = - \left(\frac{c_p - c_v}{k_p} \right) \rho^2 \frac{\partial V_i}{\partial x_i} + \rho V_i F_i^{\text{TP}} + Q^{\text{ЗОВН}} \quad (2.37)$$

При заданих функціях $f_p(T, \rho)$, $f_k(T, \rho)$, $f_{c_v}(T, \rho)$, $f_{c_p}(T, \rho)$ та $f_{k_p}(T, \rho)$ диференціальні рівняння в частинних похідних (2.1), (2.2), (2.36) разом із співвідношеннями (2.29), утворюють ключову систему рівнянь для опису процесів перенесення маси, імпульсу та енергії в транспортованому через ГТС.

Для формулювання задач розрахунку та оптимізації транспортування газу і оптимального керування роботою ГТС до рівнянь (2.1), (2.2), (2.36), (2.29) слід додати початкові та граничні умови, а також інші умови, що визначають взаємодію транспортованого газу зі спорудами ГТС та довкіллям. Необхідно також виразити через параметри стану та руху газу силу тертя F_i^{TP} та параметр $Q^{зобн}$, який визначає теплообмін транспортованого газу з довкіллям.

Наведені рівняння газової динаміки, які описують перенесення маси, імпульсу та енергії в газотранспортній мережі, охоплюють три диференціальні рівняння в частинних похідних — рівняння балансу маси (2.1), імпульсу (2.2) та рівняння теплопровідності (2.37) — пов'язують параметри термодинамічного стану і руху газу. Параметрами термодинамічного стану є щільність ρ , тиск p , температура T , питома ентропія s , масові концентрації компонент газової суміші ξ_1, \dots, ξ_n [1] та їхні хімічні потенціали $\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n$. Крім того важливими параметрами є термодинамічні потенціали газу — питома внутрішня енергія u , вільна енергія $f = u - Ts$, ентальпія $i = u + p\rho^{-1}$. Тиск p і питома об'єм $v = \rho^{-1}$, температура T і питома ентропія s , хімічні потенціали μ_1, \dots, μ_n та відповідні їм масові концентрації компонент газової суміші μ_1, \dots, μ_n , які утворюють пари спряжених термодинамічних параметрів стану газової суміші. Якщо відомі функції (2.19), (2.22), (2.26), які виражають термодинамічні потенціали через відповідні параметри стану, то за допомогою рівнянь (2.20), (2.23), (2.27), (2.28) можна виразити половину параметрів стану через спряжені їм параметри, вибрані як незалежні. Ключова система рівнянь (2.1), (2.2), (2.36) залежить від термодинамічних параметрів стану густин ρ , тиску p , температури T , масових концентрацій компонент газової суміші ξ_1, \dots, ξ_n . Зокрема, якщо під час транспортування склад газової суміші не змінюється, то таких параметрів є три, а як незалежні параметри стану можна вибрати одну із двох пар — густину ρ та температуру T або ж тиск p та температуру T . Тоді третій параметр (у першому випадку це тиск, а другому — щільність) слід виразити у цих рівняннях через інші два за допомогою рівняння стану (2.29).

Рух газу в ГТС можна визначати компонентами вектора швидкості V_i або компонентами потоку маси $J_i = \rho V_i$. Для опису руху газу в трубопроводах часто використовують також пов'язані з цими параметрами технічні величини — масову витрату M та комерційну витрату q .

Таким чином, в рамках описаної математичної моделі задачі розрахунку та оптимізації режимів транспортування газу, а також оптимального керування роботою ГТС можна формулювати на наступні групи визначальних параметрів (ρ, V_i, T) , (p, V_i, T) , (ρ, J_i, T) , (p, J_i, T) . Від вибору ключових (визначальних) параметрів істотно залежить характер нелінійності ключових рівнянь.

Параметри стану та руху газу (ρ, p, V_i, J_i, T) у загальному випадку є функціями часу t та просторових координат $x_i, i = 1, 2, 3$

$$\begin{aligned} \rho &= \rho(t, x_1, \dots, x_3), \quad p = p(t, x_1, \dots, x_3), \quad T = T(t, x_1, \dots, x_3), \\ V_i &= V_i(t, x_1, \dots, x_3), \quad J_i = J_i(t, x_1, \dots, x_3). \end{aligned} \quad (2.38)$$

Рух газу, при якому визначальні параметри його стану залежать від координат x_i і часу t , називатимемо нестационарним.

Якщо параметри, які визначають термодинамічний стан та рух газу, залишаються незмінними в часі, тобто

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = 0, \quad \frac{\partial p}{\partial t} = 0, \quad \frac{\partial T}{\partial t} = 0, \quad \frac{\partial V_i}{\partial t} = 0, \quad \frac{\partial J_i}{\partial t} = 0, \quad (2.39)$$

то такий рух є стаціонарним.

У стаціонарному випадку ключові рівняння спрощуються, оскільки визначальні параметри в них залежні лише від просторових координат

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho V_i) &= 0 \\ \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho V_i V_j + p \delta_{ij}) &= -\rho F_i^{\text{тр}} - \rho g \frac{\partial h}{\partial x_i} \\ \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\kappa \frac{\partial T}{\partial x_i} \right) + \rho c_V V_i \frac{\partial T}{\partial x_i} &= - \left(\frac{c_p - c_V}{k_p} \right) \rho V_i \frac{\partial \rho}{\partial x_i} + \rho V_i F_i^{\text{тр}} + Q^{\text{зовн}} \end{aligned} \quad (2.40)$$

У процесі транспортування газ взаємодіє з елементами ГТС, обмінюючись з ними енергією, імпульсом та масою. Внаслідок цього відбувається зміна стану як транспортованого газу, так і елементів самої ГТС.

Під дією внутрішнього тиску і неоднорідного нагріву в трубах та інших елементах ГТС виникають напруження, які змінюються в часі відповідно до змін режимів транспортування газу. В результаті таких циклічних навантажень метал деформується, в ньому можуть утворюватися і розвиватися втомні тріщини, внаслідок чого зменшується ресурс елементів ГТС. Волога, що міститься в транспортованому газі, стимулює корозійні процеси на поверхні металу, внаслідок чого на внутрішніх стінках утворюються корозійні пошкодження у вигляді каверн, раковин, вогнищ корозії великої площі. Крім того, газ містить важкі тверді фракції, які випадають на внутрішніх поверхнях елементів ГТС.

Наслідком усіх цих явищ є зміна геометрії поперечних перерізів елементів, коефіцієнтів тертя поверхонь, а відтак — і їх гідравлічних опорів. Однак варто зазначити, що названі процеси відбуваються доволі повільно, так що при моделюванні процесів руху газу змінами параметрів елементів ГТС, обумовленими впливом на них процесів, що протікають у транспортованому газі, можна знехтувати

Актуальний стан кожного елемента ГТС визначається певним набором параметрів. Множина цих параметрів залежить як від типу об'єкта, так від конкретної задачі, в якій вивчається або враховується його поведінка. Параметри об'єктів ГТС пов'язані певними співвідношення з параметрами стану газу, що взаємодіє з цими об'єктами. Введемо параметри об'єктів ГТС, які використовують для задач моделювання транспортування газу, керування газотранспортною мережею та оптимізації режимів її експлуатації, і розглянемо співвідношення, які їх пов'язують із параметрами стану газу

Для лінійних елементів із розподіленими параметрами, представлених на топологічній моделі ГТС ребрами графа, істотними параметрами для формування математичної моделі руху газу є такі:

1. Діаметр D труби. Цей параметр пов'язує масову витрату газу M — масу газу, що перетікає через поперечний переріз труби за одиницю часу, — з параметром руху газу — щільністю потоку $j = \rho w$

$$M = S \cdot j, \quad (2.41)$$

де

$$j = \rho w, \quad (2.42)$$

ρ — щільність газу, w — швидкість руху газу в трубі, $S = \frac{1}{4}\pi D^2$ — площа поперечного перерізу труби.

Величина j має прозорий фізичний зміст — це щільність кількості руху газу, на яку формулюють диференціальне рівняння балансу імпульсу.

Крім масової витрати M розглядають ще й інший параметр руху, який визначає швидкість транспортування газу — об'ємну (комерційну) витрату q . Цю величину визначають як приведеній до нормальних умов об'єм газу, що перетікає через поперечний переріз труби за одиницю часу.

Щоб встановити зв'язок між M та q , необхідно скористатися рівнянням стану газу у формі

$$\rho = f_p(T, p, \xi_1, \dots, \xi_n), \quad (2.43)$$

до якого приходимо, розв'язавши рівняння стану (2.16) стосовно щільності ρ , знаходимо зв'язок між параметрами M та q

$$q = M \frac{\rho_0}{\rho} = M \frac{f_p(p_0, T_0, \xi_1, \dots, \xi_n)}{f_p(p, T, \xi_1, \dots, \xi_n)} \quad (2.44)$$

У випадку труби змінного поперечного перерізу слід задавати функцію, яка визначає зміну діаметра D труби вздовж її осі

$$D = f_D(l) \quad (2.45)$$

Тут l — координата вздовж осі труби.

Функція $f_D(l)$ дозволяє враховувати у математичній моделі зміни площі поперечного перерізу труби, обумовлені конструктивними та технологічними (експлуатаційними) чинниками.

2. Довжина ділянки трубопроводу L . Цей параметр дозволяє обчислити запас газу, нагромадженого в трубі

$$\Omega = f_\rho(T_0, p_0) \int_L \frac{\rho}{f_\rho(T, p)} dl \quad (2.46)$$

Рівняння лінії трубопроводу. Деякі з ділянок газопроводу можуть бути криволінійними. Геометрію осі відрізка труби на поверхні Землі можна задавати різними способами:

- неявно у вигляді рівняння

$$f_r(x, y) = 0 \quad (2.47)$$

- явно у вигляді функції

$$y = f(x) \quad (2.48)$$

- параметрично, задавши дві функції

$$x = f_x(l), \quad y = f_y(l) \quad (2.49)$$

Тут x, y — декартові координати на поверхні Землі, l — координата вздовж осі труби.

3. Профіль висот трубопроводу. Задається у вигляді функції, яка визначає висоту над рівнем моря точок осі трубопроводу

$$h = f_h(l) \quad (2.50)$$

За допомогою функцій $f_r(x, y), f(x), f_x(l), f_y(l), h = f_h(l)$ можна врахувати вплив кривизни нитки трубопроводу на енергетичні затрати на транспортування газу й розподіл тиску та потік в трубі. Функція $h = f_h(l)$ необхідна також для врахування сили земного тяжіння на динаміку руху газу в трубі.

4. Функція розподілу коефіцієнта гідравлічного опору λ

$$\lambda = f_\lambda(l) \quad (2.51)$$

Функція $f_\lambda(l)$ дозволяє врахувати неоднорідність стану внутрішньої поверхні труби, яка виникла в процесі її експлуатації внаслідок появи дефектів, випадання твердих фракцій тощо.

Приймають, що коефіцієнт λ однозначно визначається через:

Re — число Рейнольдса газу

k – ефективну шорсткість внутрішньої поверхні труби та її діаметр

$$\lambda = \lambda(\text{Re}, D, k)$$

Коефіцієнт λ визначає силу тертя в трубі. Згідно із законом Дарсі-Вейсбаха маємо

$$F^{\text{тр}} = \frac{\lambda |w|}{2D} w \quad (2.52)$$

5. Закон розподілу вздовж труби коефіцієнту теплообміну K між трубою і довкіллям (грунтом).

$$K = f_K(l) \quad (2.53)$$

Коефіцієнт K залежить від теплопровідності стінки труби і захисної ізоляції теплофізичних властивостей ґрунту, його насичення водою.

6. Закон розподілу температури ґрунту вздовж лінії трубопроводу

$$T_{\text{сп}} = f_T(l) \quad (2.54)$$

Два останніх параметри дозволяють визначити теплообмін $Q^{\text{зовн}}$ між транспортованим газом та довкіллям

$$Q^{\text{зовн}} = -K(T - T_{\text{гр}}) \quad (2.55)$$

Розглянемо систему ключових рівнянь транспортування газу в трубопроводі з урахуванням розглянутих параметрів моделі труби.

1. Рівняння неперервності.

Вибравши за параметр руху швидкість w руху газу, матимемо

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial \rho w}{\partial x} = 0. \quad (2.56)$$

Вибравши за параметр руху густину потоку $j = \rho w$ руху, матимемо

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial j}{\partial x} = 0 \quad (2.57)$$

Тут

ρ — щільність мас газу за даної температури T [К] та тиску P [Па]

$$\rho = \rho(T, P),$$

w — швидкість руху газу,

t — час

x — координата вздовж труби,

$j = \rho w$ — щільність потоку газу.

Введемо швидкість потоку маси газу в трубці m [кг/с]:

$$m = S \rho w = S j, \quad (2.58)$$

де S — площа поперечного перерізу труби

$$S = \frac{\pi D^2}{4}, \quad (2.59)$$

де D — внутрішній діаметр труби.

З використання змінної m рівняння (2.57) перепишеться так

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{1}{S} \frac{\partial m}{\partial x} = 0. \quad (2.60)$$

2. Рівняння кількості руху

Вибравши за параметр руху швидкість w руху газу, матимемо

$$\frac{\partial \rho w}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} (\rho w^2 + P) + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\lambda |w|}{2D} \rho w = 0, \quad (2.61)$$

Вибравши за параметр руху густину потоку $j = \rho w$ руху матимемо

$$\frac{\partial j}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{j^2}{\rho} + P \right) + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\lambda |j/\rho|}{2D} j = 0 \quad (2.62)$$

де P — тиск газу,

h — висота над рівнем моря

f_R — сила тертя газу, віднесена до одиниці об'єму.

3. Рівняння теплопровідності

$$\begin{aligned} \rho c_V \frac{\partial T}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} \left(\kappa \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \rho c_V w \frac{\partial T}{\partial x} = - \left(\frac{c_p - c_V}{k_p} \right) \rho^2 \frac{\partial w}{\partial x} + \\ + w \frac{\lambda |w|}{2D} \rho w - K (T - T_{\text{гр}}) \end{aligned} \quad (2.63)$$

У стаціонарному випадку рівняння руху газу в трубці набувають вигляду

$$\frac{\partial \rho w}{\partial x} = 0, \quad \frac{\partial j}{\partial x} = 0, \quad j = \text{const}$$

$$\frac{\partial}{\partial x}(\rho w^2 + P) + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\lambda|w|}{2D} \rho w = 0, \quad \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{j^2}{\rho} + P \right) + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\lambda|j/\rho|}{2D} j = 0 \quad (2.64)$$

$$-\frac{\partial}{\partial x} \left(\kappa \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \rho c_p w \frac{\partial T}{\partial x} = - \left(\frac{c_p - c_r}{k_p} \right) \rho^2 \frac{\partial w}{\partial x} + w \frac{\lambda|w|}{2D} \rho w - K(T - T_{rp})$$

Розроблена математична модель режиму роботи лінійної частини дозволяє враховувати зміни площі поперечного перерізу труби, які обумовлені конструктивними та технологічними чинниками, енергетичні затрати на транспортування, неоднорідність стану внутрішньої поверхні труби.

2.2 Розрахунок режиму роботи компресорної станції.

Для розрахунку режимів роботи КС використаємо закон збереження маси і кількості руху.

$$m_1 - m_2 - m_{нал} = 0, \quad \rho_1 w_1 - \rho_2 w_2 \frac{S_2}{S_1} - \frac{m_{нал}}{S_1} = 0, \quad j_1 - j_2 \frac{S_2}{S_1} - \frac{m_{нал}}{S_1} = 0 \quad (2.65)$$

$$\rho_1 w_1^2 - \rho_2 w_2^2 + P_1 - P_2 + 2 \sum_i \frac{W_i^{мех}}{S_i^* (w_1 + w_2)} = 0,$$

$$j_1 w_1 - j_2 w_2 + P_1 - P_2 + 2 \sum_i \frac{W_i^{мех}}{S_i^* (w_1 + w_2)} = 0 \quad (2.66)$$

Тут $W_i^{мех}$ — механічна потужність, яку розвиває і-тий нагнітач компресорної станції, S_i^* — ефективна площа поперечного перерізу робочої області нагнітача

З урахуванням (2.65) рівняння (2.66) запишеться у наступному вигляді

$$j_1 \left(w_1 - w_2 \frac{S_1}{S_2} \right) + P_1 - P_2 + \frac{m_{нал}}{S_2} w_2 + 2 \sum_i \frac{W_i^{мех}}{S_i^* (w_1 + w_2)} = 0 \quad (2.67)$$

Механічна потужність, що розвивається нагнітачем, визначається витратою паливного газу

$$\sum_i W_i^{мех} = \eta \xi m_{нал} \quad (2.68)$$

де

η – коефіцієнт корисної дії нагнітачів

ξ — теплотворна здатність газу

При цьому формула (2.9) набуває вигляду

$$j_1 \left(w_1 - w_2 \frac{S_1}{S_2} \right) + P_1 - P_2 + \frac{m_{\text{нал}}}{S_2} \left(w_2 + \frac{2\eta\xi}{(w_1 + w_2)} \right) = 0 \quad (2.69)$$

Виходячи із рівняння (2.9), з урахуванням співвідношень (6), (7), отримуємо

$$\rho_2 u_2 w_2 - \rho_1 u_1 w_1 + \rho_2 w_2^3 - \rho_1 w_1^3 + P_2 w_2 - P_1 w_1 - Q^{\text{ref}} = 0 \quad (2.70)$$

Тут Q^{ref} – кількість тепла, що відводиться від одиниці об'єму газу за одиницю часу внаслідок примусового охолодження.

Беручи до уваги (2.65) перетворимо рівняння (2.70) до вигляду

$$\left(\frac{S_1}{S_2} u_2 - u_1 \right) j_1 + \left(\frac{S_1}{S_2} w_2^2 - w_1^2 \right) j_1 + \frac{m_{\text{нал}}}{S_2} (u_2 + w_2^2) + P_2 w_2 - P_1 w_1 - Q^{\text{ref}} = 0 \quad (2.71)$$

На підставі (2.34) можна записати

$$u_2 = u_1 + \int_{T_1}^{T_2} c_V dT + \int_{\rho_1}^{\rho_2} \left(\frac{c_p - c_V}{k_p} + \frac{P}{\rho^2} \right) d\rho \quad (2.72)$$

З урахуванням цього, у випадку, коли $S_1 = S_2 = S$ рівняння (2.71) набуває вигляду

$$\left(\int_{T_1}^{T_2} c_V dT + \int_{\rho_1}^{\rho_2} \left(\frac{c_p - c_V}{k_p} + \frac{P}{\rho^2} \right) d\rho \right) + (w_2^2 - w_1^2) + \frac{m_{\text{нал}}}{m_1} \left(u_2 + w_2^2 - \frac{P}{\rho_2 j_1} \right) + \frac{P_2}{\rho_2} - \frac{P_1}{\rho_1} - \frac{Q^{\text{ref}}}{j_1} = 0 \quad (2.73)$$

Для проведення аналізу моделі в роботі введено оператор $L_m(\alpha, \lambda, h, T, z, D, D_j, \gamma, \zeta)$, який описує рух газу в трубопроводі в нестационарному нелінійному неізотермічному випадку. В нього перший індекс n - означає, що

модель є нестационарною, а другий індекс $n(l)$ - нелінійність моделі (l - лінеаризованість моделі)

$$L_m(\alpha, \lambda, h, T, z, D_i, D_f, \gamma, \zeta) = \begin{cases} \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \zeta \frac{\partial}{\partial x}(p + \rho v^2) = -\rho \left(\frac{\lambda v |v|}{2D} + g \frac{dh}{dx} \right), \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v) = 0, \\ \gamma \frac{\partial}{\partial t}(\rho E) + \frac{\partial}{\partial x} \rho v \left(E + \frac{P}{\rho} \right) = \frac{4K(T_{sp} - T)}{D} - \rho v g \frac{dh}{dx}, \end{cases} \quad (2.74)$$

$$p = \rho z R T$$

де,

$p = p(x, t)$ - розподіл тиску по довжині трубопроводу;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору;

T - температура газу;

R - газова стала;

z - коефіцієнт стисливості газу;

x - біжуча координата $x \in [0, l]$, де l - довжина трубопроводу,

D - внутрішній діаметр трубопроводу;

ρ - щільність газу.

У випадку стаціонарного руху газу в трубопроводі аналогічний оператор має вигляд

$$L_s(\alpha, \lambda, h, T, z, D_i, D_f) = \begin{cases} \frac{dp}{\rho} + \alpha d\left(\frac{v^2}{2}\right) + \lambda \frac{v^2}{2} \frac{dx}{D} + g dh = 0, \\ \frac{\partial}{\partial x} \rho v \left(E + \frac{P}{\rho} \right) - \frac{4K(T_{sp} - T)}{D} + \rho v g \frac{dh}{dx} = 0 \end{cases} \quad (2.75)$$

$$p = \rho z R T$$

Рівняння $L_s(0, \bar{\lambda}, 0, \bar{T}, \bar{z}, D_i, D_f) = 0$ при відомому тиску на вході

Трубопроводу задається формулами

$$p(x) = \sqrt{p_0^2 - \lambda z \frac{gRT}{D} \left(\frac{M}{S}\right)^2 x} \quad (2.76)$$

$$T(x) = T_{01} + T_{02}e^{-\alpha x},$$

де позначено

$$T_{00} = \frac{1}{\alpha L} \left(\Delta p \left(D_i - \frac{1}{c_p \rho_0} \right) + \frac{g \Delta h}{c_p} \right),$$

$$T_{01} = T_2 - T_{00}, T_{02} = T_0 - T_2 + T_{00}.$$

Тут і надалі риска над відповідним параметром означає його середнє значення.

Для рівняння $L_s(\alpha, \bar{\lambda}, 0, \bar{T}, \bar{z}, D_i, D_f) = 0$ при відомому тиску на вході трубопроводу розв'язок має вид

$$p_0^2 - p^2 - \frac{1}{2} \alpha z RT \left(\frac{M}{F}\right)^2 \ln \frac{p}{p_0} = \frac{\lambda z RT}{D} \left(\frac{M}{F}\right)^2 x, \quad (2.77)$$

$$T(x) = T_{01} + T_{02}e^{-\alpha x}.$$

Для рівняння $L_s(\alpha, \bar{\lambda}, 0, \bar{T}, z, D_i, D_f) = 0$ при $z = \frac{1}{1 + fp}$ і відомому тиску

на вході трубопроводу розв'язок має вигляд

$$p^2 - p_0^2 + \frac{2}{3} f (p^3 - p_0^3) - \frac{\alpha}{2} RT \left(\frac{M}{F}\right)^2 \ln \frac{p}{p_0} = -\frac{\lambda RT}{D} \left(\frac{M}{F}\right)^2 x \quad (2.78)$$

$$T(x) = T_{01} + T_{02}e^{-\alpha x}.$$

Розв'язок рівняння $L_s(\alpha, \bar{\lambda}, h, \bar{T}, \bar{z}, D_i, D_f) = 0$

$$\frac{1}{a_2} \left(\frac{a_1}{2} + a_0 a_2 \right) \ln \frac{a_1 + a_2 p_0^2}{a_1 + a_2 p^2} + 2 a_0 \ln \frac{p}{p_0} = a_1 x \quad (2.79)$$

$$T(x) = T_{01} + T_{02}e^{-\alpha x}$$

$$\text{Для рівняння } L_s(\alpha, \bar{\lambda}, h, \bar{T}, z, D_i, D_f) = 0$$

$$\text{При } z = \frac{1}{1 + fp}$$

і відомому тиску на вході трубопроводу розв'язок отримується з інтегрального рівняння

$$\int_{p_0}^p \frac{p^2(1 + fp) - 2a_{00}}{p(a_{10} + a_{20}p^2(1 + fp))} dp = -x \quad (2.80)$$

$$T(x) = T_{01} + T_{02}e^{-\alpha x}.$$

$$\text{Для рівняння } L_s(\alpha, \bar{\lambda}, h, T, z, D_i, D_f) = 0$$

$$\text{при } z = \frac{1}{1 + fp} \text{ та}$$

$$T(x) = T_{01} + T_{02}e^{-\alpha x},$$

розв'язок знаходиться числовим способом методом Рунге-Кутта другого порядку точності

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{\eta_3 p^2 + \eta_2 (zT)^2}{p^2 + \eta_1 zT} \frac{p}{zT}. \quad (2.81)$$

Тут

$$\eta_1 = -\frac{\alpha R}{2} \left(\frac{M}{S}\right)^2, \quad \eta_2 = \frac{\lambda R}{2D} \left(\frac{M}{S}\right)^2, \quad \eta_3 = \frac{g\Delta h}{RL}.$$

Обчислення середньої температури

$$\bar{T} = T_{gr} + (T_0 - T_{gr}) \frac{(1 - e^{-\alpha L})}{\alpha L} - D_h \frac{\Delta p}{\alpha L} \left(1 - \frac{(1 - e^{-\alpha L})}{\alpha L}\right) + \frac{gi}{ac_p} \left(1 - \frac{(1 - e^{-\alpha L})}{\alpha L}\right) \quad (2.82)$$

$$i = \frac{\Delta p}{g \rho_c L}, \Delta p = p_0 - p_k.$$

та середнього тиску

$$p_c = \frac{2}{3} \left(p_0 + \frac{p_k^2}{p_0 + p_k} \right),$$

проводиться по відомих формулах.

Створена математична модель і отримано розв'язок розрахунку режиму роботи компресорної станції, де використано закон збереження маси і кількості руху, визначено механічну потужність нагнітача, яка визначається витратою паливного газу.

2.3. Математична модель газотранспортних мереж без КС (метод увязки по контурах).

Термогідравлічний розрахунок ГТС базується, як було сказано, на представленні її у вигляді частково-орієнтованого графу, в вершинах якого зосередженні притоки і відбори. Математичний опис системи включає умови балансу витрат газу, імпульсу і рівність тисків у всіх вершинах та рівняння, які зв'язують параметри в початковій (i) і кінцевій (j) вершинах кожної дуги

$$f(a, q_i, q_j, p_i, p_j, T_i, T_j, t) = 0,$$

де a - вектор, параметри якого характеризують дугу, і фактори, які впливають на потокорозподіл. Вигляд функції f визначається вибором моделі руху газу.

Для стаціонарних газових мереж виконуються обидва закони Кірхгофа. Перш ніж їх сформулювати, введемо деякі позначення. Через q_{ij} позначимо об'єм газу, який проходить через поперечний переріз ребра (i, j) . Через E_j^+ позначимо підмножину ребер графу, які входять у вершину $j \in V$, через E_j^- - підмножину ребер графу, які виходять з вершини j . Тоді виконання першого

закону Кірхгофа (баланс об'ємів у вершинах) означає, що для будь-якої вершини $j \in V$ виконується рівність

$$\sum_{(i,j) \in E^+} q_{ij} = \sum_{(i,j) \in E^-} q_{ij} \quad (2.83)$$

Нехай зв'язний граф G має n вершин ($|V| = n$) і m ребер ($|E| = m$). З теорії графів відомо, що такий граф має $p = m - n + 1$ незалежних циклів: C_1, C_2, \dots, C_p . Для кожного циклу задамо обхід ребер. Тоді виконання другого закону Кірхгофа означає, що

$$\sum_{(i,j) \in C_k} (-1)^{\varepsilon_{ij}} \cdot \gamma_{ij} \cdot q_{ij}^2 \cdot L_{ij} = 0 \quad (2.84)$$

де $\varepsilon_{ij} = 1$, якщо орієнтація ребра (i, j) співпадає з напрямом обходу, і $\varepsilon_{ij} = 0$ - в іншому випадку, γ_{ij} - коефіцієнт гідравлічного опору ребра (i, j) , L_{ij} - довжина ребра (i, j) .

Тепер сформулюємо задачу гідравлічного розрахунку ГТС. Будемо говорити, що стан графу відомий, якщо відомі стани (відкритий/закритий) кожного ребра типу "кран". За заданим графом G і його станом, за заданими Q_i^+ надходженнями, заданими відборами Q_i^- і заданому в одній з вершин тиску знайти витрати q_{ij} на кожному ребрі $(i, j) \in E$, визначити його орієнтацію і тиск P_i в кожній вершині $i \in V$.

Таким чином, ми маємо $n - 1$ незалежних балансових рівнянь і $m - n + 1$ контурних рівнянь, тобто систему з m рівнянь відносно q_{ij} . Якщо ми знайдемо m невідомих q_{ij} , тоді, очевидно, знаючи тиск P_{i_0} в деякій вершині i_0 і $P_i^2 - P_j^2$ для всіх ребер, легко знайдемо P_j .

Поставлена задача розв'язується в два етапи.

Етап 1. Знаходиться попередній розподіл потоків газу так, щоб для кожної вершини виконувався перший закон Кірхгофа.

З графу G видаляємо всі ребра типу "кран", стани яких визначені як "закритий". Отриманий таким чином граф позначимо через \bar{G} . В подальшому для простоти будемо вважати, що \bar{G} - зв'язний граф.

Будуємо дерево T , яке покриває граф \bar{G} і росте з вершини 1.

Алгоритмів побудови покриваючого дерева багато. В нашому випадку можна скористатись алгоритмом, який буде неорієнтоване покриваюче дерево.

Кожне ребро дерева T орієнтуємо від кореня до висячих вершин. Потім кожному ребру дерева приписуємо відповідну витрату. Зауважмо, що це можна зробити єдиним чином. Витрата на ребрах графу \bar{G} , що не належать дереву T , приймається рівною нуль. Очевидно після виконання цього кроку для кожної вершини \bar{G} матиме місце баланс витрат.

Будуємо систему множин незалежних циклів графу \bar{G} : C_1, C_1, \dots, C_p і на кожному з них задаємо напрям обходу.

Етап 2. Гідравлічна ув'язка контурів.

Якщо в лівій частині рівнянь (2.84) підставити q_{ij} , знайдені на етапі 1, ми отримаємо відмінні від нуля числа:

$$\sum_{(i,j) \in C_k} (-1)^{\varepsilon_{ij}} \cdot \gamma_{ij} \cdot q_{ij}^2 \cdot L_{ij} = \Delta_k, k=1, \dots, p \quad (2.85)$$

Числа $\Delta_1, \Delta_2, \dots, \Delta_p$ називають неув'язками витрат тиску. Далі вводяться такі поправки на витрати кожного ребра, що входять в контур, які б з одного боку не порушували виконання першого закону Кірхгофа, а з іншого - зменшували б неув'язку кожного контуру. Поставлена задача розв'язується на основі теоретико-графського підходу.

Для збереження балансу витрат в кожній вершині деякого контуру ув'язана витрата для всіх ребер повинна бути однією і тою ж. Якщо через Δq_k позначити ув'язану витрату k -го контуру, тоді (2.85) з урахуванням ув'язаних витрат матиме вигляд:

$$\sum_{(i,j) \in C_k} (-1)^{\varepsilon_{ij}} \cdot \gamma_{ij} \cdot (q_{ij} - \Delta q_k)^2 \cdot L_{ij} = \Delta_k \quad (2.86)$$

Відкидаючи члени з Δq_k^2 , отримаємо наближене значення ув'язних витрат:

$$\Delta_{q_k} = \frac{\Delta_k}{2 \sum_{(i,j) \in C_k} (-1)^{\varepsilon_{ij}} \cdot \gamma_{ij} \cdot q_{ij} \cdot L_{ij}} \quad k=1, \dots, p \quad (2.87)$$

Тепер опишемо алгоритм гідравлічної ув'язки контурів. Для s -го контуру C_s , скориставшись (2.87), знаходимо ув'язану витрату Δq_s . Для кожного ребра (i, j) контуру C_s зменшуємо витрату $q_{i,j}$ на Δq_s , якщо орієнтація ребра співпадає з напрямом обходу, а якщо ні - то збільшуємо $q_{i,j}$ на Δq_s . Якщо на деякому ребрі (i, j) витрата стала негативною, змінюємо орієнтацію ребра і знак $q_{i,j}$ на протилежний.

Сказане вище повторюємо для кожного контуру, починаючи з C_1 і закінчуючи контуром C_p . Зауважимо, що після внесених таким чином поправок, баланси витрат в кожній вершині не порушились. Потім знаходимо нове значення неув'язок кожного контуру i , якщо максимальне значення неув'язок перевищує наперед задану точність, повторюємо цей процес.

Розв'язання математичної моделі газотранспортної мережі без КС за допомогою методу ув'язки по контурах із виконанням закону Кірхгофа дало змогу здійснити оптимальний та збалансований розподіл витрат в паралельних нитках складної газотранспортної системи.

2.4. Математична модель транспортної мережі (метод ув'язки по вузлах).

Нехай технологічна схема ГТС являє собою зв'язний граф G . Об'єктами на ТС є газопроводи, крани, які можуть перебувати в двох станах (закритий чи відкритий), КС, джерела і відбори газу. Будемо вважати відомими процедури розрахунку параметрів об'єктів, які моделюються. Ці процедури позначимо $\varphi(A, B, C, M)$, де A - параметри об'єкту, B - параметри газового потоку $(q_{ij}^+, q_{ij}^-, p_{ij}^+, p_{ij}^-, T_{ij}^+, T_{ij}^-)$ на вході (з індексом i) і виході (з індексом j) об'єкту типу дуга (i, j) , яка орієнтована з вершини i до вершини j , p_i, T_i - параметри газового потоку у i -ій вершині. Для вершин типу джерело(індекс +) чи відбір(індекс -) додатково задається витрата q_i^+, q_i^- , C - режимні обмеження по Q, R, T, M - модель об'єкта.

Для побудови даної моделі необхідно сформулювати початково-граничні умови. Початкові умови формуються на основі даних АРМів диспетчерів (граф ТС, стан запірної арматури, величини надходження і відборів газу, параметрів діючих КС), розрахованими параметрами газу у вузлах для діючого режиму роботи ГТС і коефіцієнтів еквівалентного гідравлічного опору для всіх ребер типу труба.

Граничні умови формуються системою прогнозування, яка містить дані про контрактні умови, вплив метрологічних і інших факторів на величину відборів газу, системою спряження однотипних і різнотипних об'єктів у вершинах. У вершинах контакту газопроводів і КС граничні умови (на вході і виході) формуються в процесі взаємодії потоків газу на вході і виході КС з алгоритмом запуску чи зупинки ГПА. Такі граничні умови розраховуються на кожному часовому кроці, побудувати їх на весь прогнозований часовий інтервал проблематично.

Після формування даних умов записується система балансових рівнянь. Для всіх вершин, за виключення вершин типу джерело, відбір, вершин початку і кінця закритих кранів, а також вершин, в яких задані параметри газу, будуюмо балансові рівняння. Для i -тої вершини отримаємо:

$$\sum_k q_{ki}^i(p_{ki}^i, p_{ki}^k) - \sum_j q_{ij}^i(p_{ij}^i, p_{ij}^j) + q_i^+ - q_i^- = 0 \quad (2.88)$$

Ми отримали систему нелінійних рівнянь, яку потрібно розв'язати із урахуванням режимно-технологічних обмежень, заданих і розрахованих гранично-початкових умов.

Для розв'язування системи (2.88) проведемо лінійний розклад таким чином:

$$\begin{aligned} q_{ki}^{i,n+1} &= q_{ki}^{i,n} + \frac{\partial q_{ki}^{i,n}}{\partial p_{ki}^{i,n}} \Delta p_{ki}^{i,n+1} + \frac{\partial q_{ki}^{i,n}}{\partial p_{ki}^{i,n}} \Delta p_{ki}^{i,n+1} \\ q_{ij}^{i,n+1} &= q_{ij}^{i,n} + \frac{\partial q_{ij}^{i,n}}{\partial p_{ij}^{i,n}} \Delta p_{ij}^{i,n+1} + \frac{\partial q_{ij}^{i,n}}{\partial p_{ij}^{i,n}} \Delta p_{ij}^{i,n+1} \end{aligned} \quad (2.89),$$

де $p_{ij}^{i,n+1} = p_{ij}^{i,n} + \mu \Delta p_{ij}^{i,n+1}$, $p_{ki}^{i,n+1} = p_{ki}^{i,n} + \mu \Delta p_{ki}^{i,n+1}$, n - номер ітерації, μ -

регуляризуєчий параметр.

Підставивши (2.89) в (2.88) отримаємо систему лінійних рівнянь відносно приростів тисків у вузлах.

$$\sum_i a_{ij} \Delta p^{i,n+1} = b_i, \Delta p'_{ij} = \Delta p'_{ki} = \Delta p'$$

Отримано систему нелінійних рівнянь із урахуванням режимно-технологічних обмежень для транспортної мережі із використанням методу ув'язки по вузлах. Ця система містить дані про контрактні умови, вплив метрологічних та інших факторів на величини відбору газу, що дозволяє прогнозувати прирости тисків у вузлах, де проводиться підкачка газу.

2.5. Модель керування газопотоками і формування параметрів оптимального керування.

Газотранспортна система є керованим об'єктом. В основі системи керування газопотоками лежить інформаційна база даних про поточний стан системи. Вона складається з:

- стану технологічної схеми (стан запірної і регулюючої арматури);
- тисків і температури у всіх вершинах (замірних або розрахованих у вершинах недоступних для заміру);
- витрат у всіх вершина типу джерело чи відбір;
- гідравлічного стану всіх дуг;
- стану КС (перелік номерів ГПА і їх обертів);
- обмежень на параметри газу для всіх об'єктів.

Вище перелічена інформація є основою для формування керування. Розглянемо фактори, які впливають на газові потоки в ГТС. До основних факторів слід віднести:

- зміну стану запірної арматури;
- зміну потужності КС;
- зміну відборів (надходження) газу з системи (в систему); зміна гідравлічних опорів об'єктів.

Вказані фактори впливають на поточкорозподіл в системі, параметри поточкорозподілу, а також затрати на транспорт газу.

Параметри керування режимом формуються на основі розв'язання такого набору задач в запропонованій послідовності:

1. Розбиття граф-схеми $G(V, E)$ на підсхеми $G_1(V, E)$ у такий спосіб, щоб $G = \bigcup G_1$ і всі входи, виходи КС були входами і виходами G_1 .
2. Розрахунок запасу Ω_1 і зміни запасу $\Delta\Omega_1$ газу на протязі часу $[T_0, T_0 + \Delta T]$.
3. Розрахунок екстремальних значень Ω_1 .
4. Аналіз динаміки зміни запасу Ω_1 і на основі заданих критеріїв, прийняття рішення про об'єми перерозподілу Ω_1 в $G(V, E)$
5. Формування динаміки перерозподілу потоків газу між G_1 , на основі критеріїв оптимальності чи принципів оптимізації (з урахування прогнозу зміни параметрів режиму).
6. Формування параметрів роботи КС на прогнозований період (оптимальний за заданим критерієм) з урахуванням перерозподілу газопотоків між G_1 .

Багато факторів, які впливають на поточкорозподіл, є елементами керування ГТС. Основною задачею керування є оптимальне керування ГТС.

Нехай елементами керування будуть фактори $u_i(q, p, T, t), i = \overline{1, n}$. Після їх дії отримаємо результат $E(t) = f(u_1, u_2, \dots, u_n)$ - затрати енергії на режим в кожен момент часу t і $E = \int_0^T E(t) dt$ - сумарні затрати енергії на режим на протязі інтервалу часу $[0, T]$. Основною задачею керування є мінімізація величини E при умовах забезпечення:

- технологічних обмежень;
- контрактних умов;
- заданої надійності роботи об'єктів і системи в цілому.

У цьому випадку ми будемо говорити, що керування здійснено оптимально. В реальних умовах роботи ГТС сформульовану задачу розв'язати достатньо точно неможливо. Це пов'язано, в основному, з:

- системою вимірювання параметрів газу;
- недостатньою точністю прогнозування процесів надходження і відборів газу;
- проблемами моделювання процесів руху газу в складних системах.

Зазначені проблеми негативно впливають на

- ідентифікацію стану об'єктів (технічного, технологічного, термодинамічного);
- на точність прийняття рішень (керування) в умовах значної невизначеності;
- формування початково-граничних умов для системи моделювання термодинамічних процесів.

Однією із задач оптимального керування є задача оптимального планування.

Дослідженню і розв'язуванню задач планування оптимального режиму транспорту газу присвячена велика кількість робіт. Не зважаючи на це, значна частина проблем в даній області залишається нерозв'язною.

За функцію цілі у вказаних задачах, в основному, беруть інтегральні затрати на транспорт газу. В загальному випадку функцію цілі можна представити:

$$E = \min \sum_k [C_k (P_{вх}, Q_{вх}, T_{вх}, P_{вих})]$$

де C_k - затрати на перекачування газу k -ою ГТС.

Найбільш доступними параметрами керування режимом є:

- тиск на вході (виході) КЦ;
- робочі схеми і оберти ГПА КЦ;
- редукування на вході КЦ з електроприводом;
- байпасування потоку газу з виходу на вхід груп ГПА КЦ.

Найбільш розповсюдженими є наступні основні підходи до розв'язування задач.

1. Метод динамічного програмування.

Цей метод полягає в тому, щоб розподілити тиски на входах і виходах КС системи таким чином, щоб сумарні затрати були мінімальними. При цьому вважається, що ми вміємо розв'язати задачу оптимізації роботи багатоцехових КС.

2. Принцип максимально можливого тиску на виході КС.

У багатьох випадках оптимальним виявляється режим з максимально можливим тиском на виходах КС при виконанні обмежень по тисках і витратах для кожної КС і КЦ

На роботу газопроводів суттєво впливають такі фактори: зміна газопостачання та поступлення газу, робочі параметри газоперекачуючих агрегатів (ГПА). Основне управління газо потоками здійснюють ГПА. Об'єкт управління, газотранспортна мережа, має дискретно-неперервний (зосереджений) розподіл параметрів управління. Тобто проблема управління при нестационарних умовах передачі газу є досить складною, оскільки має місце розподіл параметрів стану і самих управляючих дій не тільки в часі, а також і по просторових координатах.

Магістральний газопровід є об'єктом багато зв'язного регулювання з розподіленими параметрами і неповною інформацією. Характер управління є кусково-неперервним, де вектор-функція $u(t)$ може мати розриви першого роду (переключення на компресорній станції).

Основними задачами оптимального управління газотранспортними системами є:

1. Зміна стану системи з урахуванням усталеного руху газу при відповідній сукупності граничних умов.

2. Підтримка заданого стану системи при різноманітних збуреннях.

3. Перевід об'єкта в заданий стан чи підтримка фіксованого стану при одночасному виконанні умови мінімуму сумарних затрат.

Функція розподілу тиску $P(x, t)$ - повинна задовольняти систему вихідних рівнянь при заданих початкових і граничних умовах на КС. Функціонал задачі 3 можна подати в такому вигляді

$$I = \int_0^T [P^*(0, t) - P(0, t)]^2 dt + \int_0^T F(u(t)) dt \quad (2.90)$$

Другий доданок характеризує сумарну потужність КС. Задача полягає в наступному. Потрібно знайти таку керуючу функцію F , яка за час забезпечить мінімум функціоналу (2.90) - розв'язок задачі, $P^*(0, t)$ - задані чи розраховані тиски на вході КС.

Поставлені завдання вимагають розв'язування задач:

1. Оптимізації стаціонарних режимів МГ, з основним критерієм оптимізації - мінімум собівартості транспорту газу. При цьому основний змінний параметр - робота, яка виконується на КС по компримуванні газу.

2. Розрахунку оптимальних режимів роботи КС, з основним критерієм оптимізації: мінімізація енергетичних затрат.

Основна задача оперативного керування технологічним процесом транспорту газу - забезпечення подачі газу споживачам із заданою якістю при мінімальних енергетичних затратах. Для цього проводиться балансування газу в підсистемах і в системі в цілому. Оперативний контроль за роботою газотранспортної системи (ГТС) здійснюється по:

- балансу подачі газу;
- балансу відборів газу;
- технологічних параметрах компресорних станцій (КС);
- по запасу і зміні запасу газу в підсистемах і системі;
- замірах параметрів газу.

При цьому ефективність роботи ГТС залежить від:

- гідравлічного стану магістральних газопроводів;
- гідродинамічного стану ГПА, цехів, КС;
- системи вимірювання параметрів газу;
- системи доступу до даних вимірювання;

- прикладного математичного забезпечення;
- технічних засобів керування.

В більшості запропонованих алгоритмах керування динамічними процесами не враховується прогноз розвитку динаміки режиму. Перспективним можуть виявитися методи цільового підбору варіантів керування (можливо не оптимального, але технологічно допустимого) на основі різних евристичних правил і прогнозу впливу управління на динаміку процесу.

Формулювання і методи розв'язування задач керування динамічними режимами можуть бути різними і визначатися:

- завданням часового інтервалу керування;
- режимами моделювання;
- цілями диспетчерської служби (технологічно допустиме керування з мінімальним числом керування чи локально-оптимальне керування КУ, чи квазіоптимальне керування ГТС);
- складом і способами (установками $P_{\text{вих}}$ КЦ, оборотами ГТУ ГПА, схеми роботи ГПА; зміною топології мережі);
- набором параметрів керування;
- множиною обмежень і вимог, які потрібно виконувати при плануванні та реалізації керування;
- типами розрахункових схем (лінійні, деревовидні, загального виду);
- моделями динамічних режимів транспорту газу.

Для формулювання задачі задаються:

- 1) параметри всіх об'єктів ГТС;
- 2) вихідний стан об'єктів системи ГТС на момент часу t_0 ;
- 3) прогноз надходження і відборів газу;
- 4) склад контрольованих параметрів;
- 5) перелік керованих параметрів;
- 6) можливі дозволені варіанти керування;
- 7) обмеження на керування;
- 8) часові обмеження на відпрацювання керування;

9) ціль керування.

Ціллю диспетчерського керування може бути перевід системи в спланований оптимальний режим за встановлений час. При цьому слід враховувати, що не існує на даний час цілісної системи автоматичного керування об'єктами ГТС. Процедура розв'язування задачі може складатися із декількох взаємопов'язаних задач:

- розрахунок динамічного режиму ГТС для t_{j+1} часового шару;
- аналіз контрольованих параметрів;
- перехід на наступний часовий інтервал по виконанню набору умов;
- якщо є прогноз щодо можливості невиконання обмеження, то потрібно вибрати необхідне інше керування і провести прогноз із врахуванням цього керування;
- для корегування неефективних керувань можна повернутися на попередні моменти часу.

Якщо керування режимом роботи об'єктом здійснюється в реальному часі, тоді повернутися на попередній момент часу неможливо. В цьому випадку слід оцінювати величину відхилень реального та прогнозованого режимів і на цій основі формулювати параметри керування.

2.6. Висновки по 2 розділу.

1. Одержано ключову систему рівнянь для опису теплообміну транспортування газу із урахуванням термодинамічних властивостей суміші газу. Даний підхід характерний тим, що він враховує зміну геометрії поперечних перерізів труби, коефіцієнтів тертя і функцію розподілів коефіцієнтів гідравлічних опорів.

2. Удосконалено модель розрахунку режиму роботи компресорних станцій з урахуванням витрат паливного газу при нестационарному нелінійному неізотермічному випадку.

3. Розроблено математичну модель розрахунку газотранспортних мереж за допомогою ув'язки по контуру і методу ув'язки по вузлах з урахуванням та вибором початково-граничних умов.

4. Розроблено підхід для створення моделі керування газопотоками, сформовано параметри оптимального керування газотранспортною системою та методи розв'язання задач керування динамічними режимами роботи трубопроводів.

РОЗДІЛ 3

МЕТОДИ І АЛГОРИТМИ РОЗРАХУНКУ НЕСТАЦІОНАРНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ

З точки зору керування технологічними режимами транспорту газу по магістральних газопроводах (МГ) важливе значення надається характеру протікання нестационарних процесів у газопроводах. Від ступеня нестационарності газового потоку, що виражається в зміні технологічних параметрів у часі (тиску, температури і витрати), і тривалості нестационарного процесу залежать основні керуючі рішення, які необхідно прийняти, щоб забезпечити безперебійне газопостачання споживачам.

Особливу увагу по ходу протікання нестационарних процесів у газопроводах слід приділити керуванню режимами транзитних газотранспортних систем, до яких належать газотранспортні магістралі України. У цьому випадку нестабільність газового потоку призведе до значних збитків, викликаних недопоставками газу імпортом споживачам, що, в свою чергу, скоротить об'єм поставок газу споживачам держави.

Характеру протікання нестационарних процесів у газопроводах присвячено ряд досліджень [1,2,6,9,11,43,57,88,95,97,98,106], в яких визначаються основні характеристики процесу, що визначають зміну в часі параметрів технологічного процесу. Існує багато чинників, які викликають нестационарний режим роботи газотранспортного комплексу. Від режиму роботи залежить надійність забезпечення газом власних і імпортом споживачів, а тому нестационарність режимів необхідно враховувати при визначенні керуючих впливів спрямованих на стабілізацію газового потоку в трубопроводах. У зв'язку з цим необхідні дослідження характеру протікання нестационарних процесів з метою зменшення витрат паливного газу, мінімізації часу протікання перехідних процесів.

3.1. Методи і алгоритми нестационарного руху газу в газопроводах за наявності компресорних станцій і відводів.

Рух газу в газопроводі при відповідних початково-крайових умовах в нестационарному неізотермічному режимі описується взаємозв'язаною системою диференціальних рівнянь в часткових похідних

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(p + \rho v^2) &= -\rho \left(\frac{\lambda v |v|}{2D} + g \frac{dh}{dx} \right), \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho v) &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t}(\rho E) + \frac{\partial}{\partial x} \rho v \left(E + \frac{P}{\rho} \right) &= \frac{4K(T_{gp} - T)}{D} - \rho v g \frac{dh}{dx}, \end{aligned} \quad (3.1)$$

де ρ, v, P - відповідно густина, швидкість руху і тиск газу; k - коефіцієнт теплопередачі від труби до ґрунту; T_{gp} - температура ґрунту; h - висота залягання труби; E - повна енергія одиниці маси;

$$E = i - \frac{P}{\rho} + \frac{v^2}{2}, \quad (3.2)$$

$$\begin{aligned} \text{де} \quad di &= \frac{\partial i}{\partial T} dT + \frac{\partial i}{\partial P} dP = C_p dT + \left[\frac{1}{\rho} - T \left(\frac{\partial(1/\rho)}{\partial T} \right)_p \right] dP, \\ C_p &= \left(\frac{\partial i}{\partial T} \right)_p. \end{aligned} \quad (3.3)$$

Для замикання системи рівнянь використаємо рівняння стану газу

$$P = g \rho z R T. \quad (3.4)$$

До вивчення руху газу в трубопроводах при наявності КС та відводів можна підходити двома шляхами: весь газопровід розбити на ділянки між КС та пунктами відводів і розв'язувати вихідну систему на окремих проміжках, узгоджуючи початкові та граничні умови в точках стику або моделювати узагальненими функціями наявні на трасі газопроводу КС та пункти відбору. Другий шлях більш зручний, оскільки граничні умови в точках КС та відборів входять в самі рівняння, при цьому скорочується час обчислення.

Розглянемо математичну модель транспортування газу при наявності на трасі КС та відборів моделюючи їх узагальненими функціями.

В ізотермічному випадку поширеною математичною моделлю руху газу в трубопроводі є система взаємозв'язаних диференціальних рівнянь в частинних похідних

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial x} + 2\rho \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{v^2}{2} \right) + \rho q \frac{\partial h}{\partial x} + \frac{\lambda \rho v^2}{2D} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} = 0, \\ \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = 0, \end{cases} \quad (3.5)$$

де $\omega = \rho v$ - масова витрата (швидкість) газу.

В лінеаризованому варіанті приведена вище система зводиться до виду

$$\begin{cases} \frac{\partial \omega}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} + b_1 p + b_2 \omega + b_3 \frac{\partial \omega}{\partial x} = -b_0 \frac{a_p}{RT} + \varphi(\rho, v) + \Theta(x, t), \\ \frac{\partial \omega}{\partial x} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \Psi(x, t), \end{cases} \quad (3.6)$$

де

$$\begin{aligned} b_0 &= \frac{\lambda a_v}{2D} + g \frac{\partial h}{\partial x}, \quad b_1 = b_0 \frac{b_p}{RT}, \quad b_2 = \frac{\lambda d_v}{2D}, \quad b_3 = \frac{\alpha d_v}{2}, \quad a_v = v_1 + v_2, \\ b_v &= -v_1 v_2 - \frac{1}{8} (v_2 - v_1)^2, \quad p(1 + f p) \approx a_p + b_p p. \end{aligned} \quad (3.7)$$

Тут $p \in [p_1, p_2]$, де p_1 та p_2 - межі зміни тиску, а v_1 і v_2 - межі зміни швидкості, які приймаються відомими.

Функції

$$\Theta(x, t) = \sum_{i=1}^I p_{st,i} \delta(x - x_i) [\eta(t - t_{1i}) - \eta(t - t_{2i})] \quad (3.8)$$

та

$$\Psi(x,t) = \pm \sum_{j=1}^J \frac{q_j(t)}{F} \delta(x-x_j) [\eta(t-t_{1j}) - \eta(t-t_{2j})] \quad (3.9)$$

моделюють наявність по трасі компресорних станцій в точках $x = x_i, i = \overline{1, I}$ та пунктів відводу в точках $x = x_j, j = \overline{1, J}$, з часом включення t_{1i}, t_{1j} і виключення t_{2i}, t_{2j} відповідно. У формулі (3.9) F – площа поперечного перерізу трубопроводу, знак (+) вказує на відбір газу, а (–) – на поступлення.

Розглянемо процес руху газу в горизонтальному трубопроводі довжини l при заданих граничних умовах на функцію тиску

$$p(0,t) = p_{ok}(t), p(l,t) = p_{kk}(t), \quad (3.10)$$

або масової витрати

$$\omega(0,t) = \omega_{ok}(t), \omega(l,t) = \omega_{kk}(t). \quad (3.11)$$

За початкову умову приймається відомий стаціонарний розподіл тиску

$$p(x,0) = p_{om}(x). \quad (3.12)$$

Знайдемо розподіл тиску вздовж трубопроводу при русі газу в ізотермічному режимі з нехтуванням сили Коріоліса при постійному значенні коефіцієнта стисливості z , сталих граничних та початкових умовах на тиск. За таких припущень система (3.6) записується

$$\begin{cases} \frac{\partial \omega}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} + a\omega - bp = \Theta(x,t), \\ \frac{\partial \omega}{\partial x} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \Psi(x,t), \end{cases} \quad (3.13)$$

$$\text{де } a = v_1 + v_2 \text{ та } b = -v_1 v_2 - \frac{1}{8}(v_2 - v_1)^2. \quad (3.14)$$

В останній системі перейдемо до зображень Лапласа-Карсона

$$\begin{cases} (s+a)\bar{\omega} + \frac{d\bar{p}}{dx} - b\bar{p} = s\omega_{om} + \bar{\Theta}; \\ \frac{d\bar{\omega}}{dx} + \frac{s}{c^2}\bar{p} = \frac{s}{c^2}p_{om} + \bar{\Psi}, \end{cases} \quad (3.15)$$

де s – параметр перетворення Лапласа, $\bar{p} \equiv \bar{p}(x, s)$, $\bar{\omega} \equiv \bar{\omega}(x, s)$, $\bar{\Theta} \equiv \bar{\Theta}(x, s)$ й $\bar{\Psi} \equiv \bar{\Psi}(x, s)$ – зображення Лапласа-Карсона відповідних оригіналів. Зокрема при $q_j(t) = q_j \equiv const$, маємо

$$\bar{\Theta}(x, s) = \sum_{i=1}^I p_{st,i} \delta(x - x_i) \left[e^{-t_1 s} - e^{-t_2 s} \right], \quad (3.16)$$

$$\bar{\Psi}(x, s) = \sum_{j=1}^J \frac{q_j}{F} \delta(x - x_j) \left[e^{-t_1 s} - e^{-t_2 s} \right]. \quad (3.17)$$

При сталих гранично-початкових умовах замість функцій \bar{p} і $\bar{\omega}$ введемо функції

$$\bar{p} = \bar{p} + \frac{x}{l} h_p - p_{0k}, \quad \bar{\omega} = \bar{\omega} + \frac{x}{l} h_\omega - \omega_{0k}, \quad (3.18)$$

де

$$h_p = p_{0k} - p_{kk}, \quad h_\omega = \omega_{0k} - \omega_{kk}.$$

Функції \bar{p} та $\bar{\omega}$ задовільняють нульові граничні умови. Оскільки

$$\frac{d\bar{p}}{dx} = \frac{d\bar{p}}{dx} + \frac{1}{l} h_p, \quad \frac{d\bar{\omega}}{dx} = \frac{d\bar{\omega}}{dx} + \frac{1}{l} h_\omega, \quad (3.19)$$

то в нових позначеннях система (3.6) буде

$$\begin{cases} (s+a)\bar{\omega} + \frac{d\bar{p}}{dx} - b\bar{p} = \varphi_1, \\ \frac{d\bar{\omega}}{dx} + \frac{s}{c^2} \bar{p} = \varphi_2, \end{cases} \quad (3.20)$$

де

$$\varphi_1 = s\omega_{om} - (s+a)\omega_{0k} + \frac{1}{l} h_p + bp_{0k} + \bar{\Theta}(x, s) + \frac{x}{l} \left[(s+a)h_\omega - bh_p \right], \quad (3.21)$$

та

$$\varphi_2 = \frac{s}{c^2} p_{on} + \frac{1}{l} h_\omega - \frac{s}{c^2} p_{on} + \bar{\Psi}(x, s) + \frac{x}{l} \frac{s}{c^2} p_{om} h_p. \quad (3.22)$$

Для розв'язку системи (3.20) використовують ряди Фур'є за синусами,

тобто

$$\begin{cases} \overline{p}(x, s) \\ \overline{\omega}(x, s) \end{cases} = \sum_{n=1}^{\infty} \begin{cases} \overline{p}_n(s) \\ \overline{\omega}_n(s) \end{cases} \sin \frac{n\pi x}{l}, \quad (3.23)$$

де коефіцієнти Фур'є

$$b_n = \begin{cases} \overline{p}_n(s) \\ \overline{\omega}_n(s) \end{cases} \quad (3.24)$$

функцій

$$b(x) = \begin{cases} \overline{p}(x, s) \\ \overline{\omega}(x, s) \end{cases} \quad (3.25)$$

обчислюються за формулою

$$b_n = \frac{2}{l} \int_0^l b(x) \sin \frac{n\pi x}{l} dx, \quad (3.26)$$

або

$$b_n = \frac{1}{li} \left[\int_0^l b(x) e^{n\pi i x/l} dx - \int_0^l b(x) e^{-n\pi i x/l} dx \right]. \quad (3.27)$$

Позначимо

$$\hat{b}_n = \frac{1}{l} \int_0^l b(x) e^{-n\pi i x/l} dx. \quad (3.28)$$

Тоді згідно формули (3.27)

$$b_n = -i(\hat{b}_{-n} - \hat{b}_n). \quad (3.29)$$

Перетворимо рівність (3.28). Нехай

$$u = b(x), \quad dv = \exp\left(-\frac{x}{v_n l}\right) dx, \quad v_n = \frac{1}{n\pi i}. \quad (3.30)$$

Тоді

$$\hat{b}_n = \frac{1}{l} \left[b(x)(-v_n l) e^{-\frac{x}{v_n l}} \Big|_0^l + v_n l \int_0^l \frac{db(x)}{dx} e^{-\frac{x}{v_n l}} dx \right]. \quad (3.31)$$

Оскільки $b(0) = b(l) = 0$, то

$$\hat{b}_n = v_n \int_0^l \frac{db(x)}{dx} e^{-\frac{x}{v_n l}} dx. \quad (3.32)$$

З системи (3.20) визначимо функцію $\frac{dp(x)}{dx}$, тобто

$$\begin{cases} \frac{d\tilde{p}}{dx} = \varphi_1 + b\tilde{p} - (s+a)\tilde{\omega}, \\ \frac{d\tilde{\omega}}{dx} = \varphi_2 - \frac{s}{c^2}\tilde{p}. \end{cases} \quad (3.33)$$

З формул (3.32) і (3.33)

$$\tilde{p}(s) = v_n l \left[\varphi_{1n} + b\tilde{p}_n(s) - (s+a)\tilde{\omega}_n(s) \right], \quad (3.34)$$

та

$$\tilde{\omega}_n(s) = v_n l \left[\varphi_{2n} - \frac{s}{c^2}\tilde{p}_n(s) \right]. \quad (3.35)$$

Підставимо вираз (3.35) в формулу (3.34). Отримаємо

$$\tilde{p}_n(s) = v_n l \varphi_{1n} + b l v_n \tilde{p}_n - (v_n l)^2 (s+a) \varphi_{2n} + \frac{s}{c^2} (v_n l)^2 (s+a) \tilde{p}_n. \quad (3.36)$$

Після перетворень

$$\tilde{p}_n(s) \left[1 - b l v_n - \left(\frac{v_n l}{c} \right)^2 s(s+a) \right] = v_n l \left[\varphi_{1n} - v_n l (s+a) \varphi_{2n} \right]. \quad (3.37)$$

Тоді

$$\tilde{p}_n(s) = v_n l \frac{\varphi_{1n} - v_n l (s+a) \varphi_{2n}}{1 - b l v_n - (v_n l/c)^2 (s+a)}. \quad (3.38)$$

Позначивши

$$\kappa_n = \frac{1 - b l v_n}{(v_n l/c)^2}, \quad (3.39)$$

запишемо

$$\tilde{p}_n(s) = - \left(\frac{c}{v_n l} \right)^2 v_n l \frac{\varphi_{1n} - v_n l (s+a) \varphi_{2n}}{s^2 + as + \kappa_n}, \quad (3.40)$$

або

$$\tilde{p}_n(s) = - \left(\frac{c}{v_n l} \right)^2 v_n l \frac{1}{(s-s_1)(s-s_2)} \left[\varphi_{1n} - v_n l (s+a) \varphi_{2n} \right], \quad (3.41)$$

З формул (3.32) і (3.33) отримуємо

$$\begin{aligned}\tilde{p}(s) &= v_n l \frac{1}{l} \int_0^l \left[\varphi_1 + b \tilde{p} - (s+a) \tilde{\omega} \right] e^{-\frac{x}{v_n l}} dx = \\ &= v_n l \left[\varphi_{1n} + b \tilde{p}_n(s) - (s+a) \tilde{\omega}_n(s) \right],\end{aligned}\quad (3.42)$$

та

$$\tilde{\omega}_n(s) = v_n l \left[\varphi_{2n} - \frac{s}{c^2} \tilde{p}_n(s) \right]. \quad (3.43)$$

Підставимо вираз (3.43) в формулу (3.42)

$$\begin{aligned}\tilde{p}_n(s) &= v_n l \left[\varphi_{1n} + b \tilde{p}_n(s) - v_n l (s+a) \left(\varphi_{2n} - \frac{s}{c^2} \tilde{p}_n(s) \right) \right] = \\ &= v_n l \varphi_{1n} + b l v_n \tilde{p}_n - (v_n l)^2 (s+a) \varphi_{2n} + \frac{s}{c^2} (v_n l)^2 (s+a) \tilde{p}_n.\end{aligned}\quad (3.44)$$

Після перетворень

$$\tilde{p}_n(s) \left[1 - b l v_n - \left(\frac{v_n l}{c} \right)^2 s (s+a) \right] = v_n l \left[\varphi_{1n} - v_n l (s+a) \varphi_{2n} \right]. \quad (3.45)$$

Тоді

$$\tilde{p}_n(s) = v_n l \frac{\varphi_{1n} - v_n l (s+a) \varphi_{2n}}{1 - b l v_n - (v_n l/c)^2 (s+a)}. \quad (3.46)$$

Позначивши

$$\kappa_n = \frac{1 - b l v_n}{(v_n l/c)^2}, \quad (3.47)$$

запишемо

$$\tilde{p}_n(s) = - \left(\frac{c}{v_n l} \right)^2 v_n l \frac{\varphi_{1n} - v_n l (s+a) \varphi_{2n}}{s^2 + as + \kappa_n}, \quad (3.48)$$

або

$$\tilde{p}_n(s) = - \left(\frac{c}{v_n l} \right)^2 v_n l \frac{1}{(s-s_1)(s-s_2)} \left[\varphi_{1n} - v_n l (s+a) \varphi_{2n} \right], \quad (3.49)$$

де

$$s_1 = \frac{1}{2} \left(-a - \sqrt{a^2 - 4\kappa_n} \right), \quad s_2 = \frac{1}{2} \left(-a + \sqrt{a^2 - 4\kappa_n} \right). \quad (3.50)$$

Знайдемо коефіцієнти φ_{1n} та φ_{2n} . Згідно означення

$$\varphi_{1n} = \frac{1}{l} \int_0^l \left\{ \frac{x}{l} [(s+a)h_\omega - bh_p] + s\omega_{om} - (s+a)\omega_{ok} + \frac{1}{l}h_p + bp_{ok} + \bar{\Theta}(x,s) \right\} e^{-x/v_n l} dx. \quad (3.51)$$

Далі

$$\int_0^l e^{-x/v_n l} dx = v_n l [1 + (-1)^{n+1}],$$

$$\int_0^l x e^{-x/v_n l} dx = v_n l^2 [v_n + (-1)^{n+1} (1 + v_n)]. \quad (3.52)$$

Тому, якщо

$$\hat{v}_n = v_n [1 + (-1)^{n+1}], \quad \hat{v}_n = v_n [v_n + (-1)^{n+1} (1 + v_n)], \quad (3.53)$$

то

$$\varphi_{1n} = \hat{v}_n [(s+a)h_\omega - bh_p] + \hat{v}_n \left[s\omega_{om} - (s+a)\omega_{ok} + \frac{1}{l}h_p + bp_{ok} \right] + \bar{\Theta}_n(s), \quad (3.54)$$

де

$$\bar{\Theta}_n(s) = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^l p_{om,i} e^{-x_i/v_n l} [e^{-t_{1i}s} - e^{-t_{2i}s}]. \quad (3.55)$$

Аналогічно, як і при визначенні коефіцієнтів φ_{1n} , маємо

$$\varphi_{2n} = \hat{v}_n \frac{s}{c^2} h_p + \hat{v}_n \left[\frac{s}{c^2} (p_{om} - p_{on}) + \frac{1}{l} h_\omega \right] + \bar{\Psi}_n(s), \quad (3.56)$$

де

$$\bar{\Psi}_n(s) = \frac{1}{l} \sum_{j=1}^J \frac{q_j}{F} e^{-x_j/v_n l} [e^{-t_{1j}s} - e^{-t_{2j}s}].$$

Підставивши вирази для φ_{1n} та φ_{2n} у формулу (3.49), отримуємо

$$\tilde{p}_n(s) = - \left(\frac{c}{v_n l} \right)^2 v_n l \frac{1}{(s-s_1)(s-s_2)} \left\langle \left[\hat{v}_n (ah_\omega - bh_p) + \hat{v}_n \left(\frac{1}{l} h_p + bp_{ok} - a\omega_{ok} \right) - \right. \right.$$

$$\left. \left. - av_n \hat{v}_n h_\omega \right] + s \left[\hat{v}_n h_\omega + \hat{v}_n (\omega_{om} - \omega_{ok}) - v_n l \left(\frac{1}{l} h_\omega \hat{v}_n + \right. \right. \right.$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{a}{c^2} \left(\hat{v}_n h_p + \hat{v}_n (p_{om} - p_{ok}) \right) \Big] - v_n l \frac{s^2}{c^2} \left(\hat{v}_n h_p + \hat{v}_n (p_{om} - p_{ok}) \right) + \quad (3.57) \\
& + \bar{\Theta}_n(s) - v_n l (s + a) \bar{\Psi}_n(s) \Big\}.
\end{aligned}$$

Введемо позначення

$$\begin{aligned}
d_1 &= \hat{v}_n (a h_\omega - b h_p) + \hat{v}_n \left(\frac{1}{l} h_p + b p_{ok} - a \omega_{ok} \right) - a v_n \hat{v}_n h_\omega, \\
d_2 &= \hat{v}_n h_\omega + \hat{v}_n (\omega_{om} - \omega_{ok}) - v_n l \left(\frac{1}{l} \hat{v}_n h_\omega + \frac{a}{c^2} \left(\hat{v}_n h_p + \hat{v}_n (p_{om} - p_{ok}) \right) \right), \quad (3.58) \\
d_3 &= -v_n l \frac{1}{c^2} \left(\hat{v}_n h_p + \hat{v}_n (p_{om} - p_{ok}) \right).
\end{aligned}$$

Тоді

$$\tilde{P}_n(s) = - \left(\frac{c}{v_n l} \right)^2 \frac{v_n l}{(s - s_1)(s - s_2)} \left\{ d_1 + s d_2 + s^2 d_3 + \bar{\Theta}_n(s) - v_n l (s + a) \Psi_n(s) \right\}. \quad (3.59)$$

Зображенням

$$\bar{\xi}_{1n}(s) = \frac{1}{(s - s_1)(s - s_2)}, \quad \bar{\xi}_{2n}(s) = \frac{s}{(s - s_1)(s - s_2)}, \quad \bar{\xi}_{3n}(s) = \frac{s^2}{(s - s_1)(s - s_2)}$$

відповідають наступні оригінали

$$\xi_{1n}(t) = \frac{1}{s_1 s_2} - \frac{e^{s_1 t}}{s_1 (s_2 - s_1)} + \frac{e^{s_2 t}}{s_2 (s_2 - s_1)}, \quad (3.60)$$

$$\xi_{2n}(t) = \frac{e^{s_2 t} - e^{s_1 t}}{(s_2 - s_1)}, \quad (3.61)$$

$$\xi_{3n}(t) = \frac{s_2 e^{s_2 t} - s_1 e^{s_1 t}}{(s_2 - s_1)}. \quad (3.62)$$

Якщо

$$\begin{aligned}
\bar{\xi}_{4n}(s) &= \frac{\bar{\Theta}_n(s)}{(s - s_1)(s - s_2)} = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^l p_{st,i} e^{-\frac{s_i}{v_n l}} \left[e^{-t_i s} \frac{1}{(s - s_1)(s - s_2)} - \right. \\
& \left. e^{-t_i s} \frac{1}{(s - s_1)(s - s_2)} \right],
\end{aligned}$$

ТО

$$\xi_{4n}(t) = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^I p_{st,i} e^{-\frac{x_i}{v_n t}} \left[\begin{cases} 0, & t < t_{1i} \\ \varphi_{1n}(t-t_{1i}), & t > t_{1i} \end{cases} - \begin{cases} 0, & t < t_{2i} \\ \varphi_{1n}(t-t_{2i}), & t > t_{2i} \end{cases} \right]. \quad (3.63)$$

Аналогічно, якщо

$$\bar{\xi}_{5n}(s) = \frac{s+a}{(s-s_1)(s-s_2)} \bar{\Psi}_n(s) = \frac{1}{l} \sum_{j=1}^J \frac{q_j}{F} e^{-\frac{x_j}{v_n t}} \left[e^{-t_{2j}s} \times \right. \\ \left. \times (\bar{\xi}_{2n}(s) + a \bar{\xi}_{1n}(s)) - e^{-t_{1j}s} (\xi_{2n}(s) + a \xi_{1n}(s)) \right],$$

то

$$\xi_{5n}(t) = \frac{1}{l} \sum_{j=1}^J \frac{q_j}{F} e^{-\frac{x_j}{v_n t}} \left[\begin{cases} 0, & t < t_{1j} \\ \xi_{2n}(t-t_{1j}) + a \xi_{1n}(t-t_{1j}), & t > t_{1j} \end{cases} - \right. \\ \left. - \begin{cases} 0, & t < t_{2j} \\ \xi_{2n}(t-t_{2j}) + a \xi_{1n}(t-t_{2j}), & t > t_{2j} \end{cases} \right]. \quad (3.64)$$

Переходячи в рівності (3.59) до оригіналів, отримуємо

$$\tilde{p}_n(t) = -\left(\frac{c}{l}\right)^2 \frac{l}{v_n} [d_1 \xi_{1n}(t) + d_2 \xi_{2n}(t) + d_3 \xi_{3n}(t)] - \left(\frac{c}{l}\right)^2 \frac{l}{v_n} \xi_{4n}(t) + c^2 \xi_{5n}(t). \quad (3.65)$$

Оскільки оригінали коефіцієнтів ряду розкладу функції тиску в ряд (3.23) знайдено, то на основі адитивної властивості перетворення Лапласа-Карсона можна вважати, що отримано розв'язок поставленої задачі стосовно тиску.

Отриманий вище розв'язок віднайдено при постійних початково-граничних умовах. Досить часто граничні умови на практиці формуються на входах та виходах компресорних станцій, де проводяться заміри об'ємної витрати газу. Тому доцільно знайти розв'язок системи (3.6) при початковому стаціонарному розподілі тиску та граничних умовах на об'ємної витрати газу

$$q_0(t) = q_{0n} + (q_0 - q_{0n}) e^{-\gamma_0 t},$$

$$q_l(t) = q_{ln} + (q_l - q_{ln}) e^{-\gamma_l t} \quad (3.66)$$

відповідно на вході та виході трубопроводу. В даному випадку q_0, q_{0n}, γ_0 - об'ємні витрати газу у вихідному та новому стаціонарному стані

течії газу та параметр, який характеризує швидкість переходу із одного стану в інший на початку трубопроводу, а q_l, q_{ln}, γ_l - аналогічні параметри в кінці трубопроводу.

Якщо розглядати ділянку мережі труба-КС-труба, то параметри γ_0 та γ_l пов'язують динаміку взаємодії руху газу на вході та виході КС з алгоритмом введення (виведення) ГПА в робочий режим. Для різних КС ці коефіцієнти будуть різними, оскільки КС розрізняються типами ГПА, обв'язками ГПА і т.п.

При переході до масових швидкостей граничні умови запишуться так:

$$\omega(0,t) = \frac{\rho_{st}}{s} q_0(t),$$

$$\omega(l,t) = \frac{\rho_{st}}{s} q_l(t). \quad (3.67)$$

Якщо ввести позначення

$$a_p = p_1(1 + fp_1) - b_p p_1, \quad c_0 = 1 - \alpha v_c^2 \frac{\rho_0 T_0}{p_0 T} b_p, \quad c_1 = \alpha v_c, \quad c_2 = \frac{\alpha b_v}{2D}$$

$$c_3 = \frac{\rho_0 T_0}{p_0 T} b_p \left(q \frac{\delta h}{\delta x} + \frac{\lambda a_v}{2D} \right), \quad c_4 = \frac{\rho_0 T_0}{p_0 T} a_p \left(q \frac{\delta h}{\delta x} + \frac{\lambda a_v}{2D} \right), \quad (3.68)$$

то вихідна система при наявності по трасі відборів та компресорних станцій подається у виді

$$\begin{cases} c_0 \frac{\partial p}{\partial x} + c_1 \frac{\partial \omega}{\partial x} + \frac{\partial \omega}{\partial t} + c_2 \omega + c_3 p = -c_4 + \Psi(x,t), \\ \frac{\partial \omega}{\partial x} + \frac{1}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \Theta(x,t). \end{cases} \quad (3.69)$$

В зображеннях Лапласа-Карсона рівність запишеться наступним чином

$$\begin{cases} c_0 \bar{p}' + c_1 \bar{\omega}' + s(\bar{\omega} - \omega(x,0)) + c_2 \bar{\omega} + c_3 \bar{p} = -c_4 + \bar{\Psi}(x,s), \\ \bar{\omega}' + \frac{s}{c^2} (\bar{p} - p(x,0)) = \bar{\Theta}(x,s). \end{cases} \quad (3.70)$$

Оскільки граничні умови задані на розподіл масової швидкості, то останню систему доцільно звести до диференціального рівняння на її визначення. Тому, що

$$\bar{p} = \frac{c^2}{s} \left(\bar{\Theta} - \bar{\omega}' \right) + p(x, 0), \quad \bar{p}' = \frac{c^2}{s} \left(\bar{\Theta}' - \bar{\omega}'' \right) + p'(x, 0) \quad (3.71)$$

то дане рівняння буде мати вигляд

$$\bar{\omega}'' - b\bar{\omega}' - s_1\bar{\omega} = \bar{X}, \quad (3.72)$$

де

$$\bar{X} = -\frac{s}{c_0 c^2} \left[-c_4 + s\omega(x, 0) + \bar{\Psi} - \frac{c_0 c^2}{s} \bar{\Theta}' - c_0 p'(x, 0) - \frac{c_3 c^2}{s} \bar{\Theta} - c_3 p(x, 0) \right]. \quad (3.73)$$

Оскільки граничні умови є ненульовими, то невідому масову швидкість доцільно знаходити у вигляді ряду

$$\bar{\omega}(x, s) = \sum_{n=0}^{\infty} \bar{\omega}_n(s) \cos \frac{n\pi x}{l}, \quad (3.74)$$

де параметричне представлення коефіцієнтів має вид

$$\bar{\omega}_n(s) = \frac{2}{l} \int_0^l \bar{\omega}(x, s) \cos \frac{n\pi x}{l} dx. \quad (3.75)$$

Оскільки у вихідне рівняння входять похідні невідомої функції до другого порядку включно, то замість коефіцієнтів $\bar{\omega}_n(s)$ вигідно знаходити коефіцієнти

$$\bar{z}_n(s) = \frac{2}{l} \int_0^l \bar{\omega}(x, s) e^{\frac{n\pi x i}{l}} dx. \quad (3.76)$$

Тоді

$$\bar{\omega}_n(s) = \frac{1}{2} \left[\bar{z}_n(s) + \bar{z}_{-n}(s) \right]. \quad (3.77)$$

Аналогічно, як і в попередній задачі, після тотожних математичних перетворень з урахуванням вихідного рівняння отримуємо, що

$$\bar{z}_n(s) = \kappa_n^1 + \kappa_n^2 + \frac{b}{v_n} \bar{z}_n(s) + \frac{s_1}{v_n^2} \bar{z}_n(s) + \frac{1}{v_n^2} \bar{X}_n(s), \quad (3.78)$$

звідки

$$\bar{z}_n(s) = \frac{1}{v_n^2 + v_n - s_1} \left[v_n^2 (v_n + b) + \kappa_n^1 + v_n^2 \kappa_n^2 + \bar{X}_n(s) \right]. \quad (3.79)$$

В останніх формулах позначено

$$\kappa_n^1 = \frac{2}{lv_n} \left[(-1)^n \bar{\omega}(l, s) - \bar{\omega}(0, s) \right], \quad (3.80)$$

$$\kappa_n^2 = -\frac{2}{lv_n^2} \left[(-1)^n \bar{\omega}'(l, s) - \bar{\omega}'(0, s) \right],$$

$$v_n = \frac{n\pi i}{l}.$$

Для отримання остаточного розв'язку задачі необхідно від зображень $\bar{z}_n(s)$ перейти до оригіналів $z_n(t)$. В остаточному варіанті отримується

$$z_n(t) = z_{n,1}(t) + z_{n,2}(t) + z_{n,3}(t), \quad (3.81)$$

де позначено

$$\begin{aligned} z_{n,1}(t) = & -\frac{2c_0c^2}{lv_n} \left\{ \left[\varsigma_{n,0}\eta_0(t) + \varsigma_{n,1}\eta_1(t) \right] \left[(-1)^n \omega_l - \omega_0 \right] + \right. \\ & \gamma_l (\omega_l - \omega_{ln}) \left[\varsigma_{n,0}I_0(\gamma_l, t) + (-1)^{n+1} \varsigma_{n,1}I_1(\gamma_l, t) \right] + \\ & \left. \gamma_0 (\omega_0 - \omega_{0n}) \left[\varsigma_{n,0}I_0(\gamma_0, t) + \varsigma_{n,1}I_1(\gamma_0, t) \right] \right\}, \\ z_{n,2}(t) = & \frac{2c_0c^2}{l} \left\{ \eta_0 \left[(-1)^{n+1} \gamma_l (\omega_l - \omega_{ln}) + \gamma_0 (\omega_0 - \omega_{0n}) \right] + \right. \\ & \left. (-1)^n \gamma_l^2 (\omega_l - \omega_{ln}) I_0(\gamma_l, t) - \gamma_0^2 (\omega_0 - \omega_{0n}) I_0(\gamma_0, t) \right\}, \\ z_{n,3}(t) = & \sum_{i=1}^6 X_{n,i}(t), \end{aligned} \quad (3.82)$$

$$\eta_1(t) = \frac{e^{s_{(2)}t} - e^{s_{(1)}t}}{s_{(2)} - s_{(1)}}, \quad \eta_2(t) = \frac{s_{(2)}e^{s_{(1)}t} - s_{(1)}e^{s_{(2)}t}}{s_{(2)} - s_{(1)}},$$

$$\eta_0(t) = \frac{1}{s_{(2)} - s_{(1)}} \left[\frac{e^{s_{(2)}t} - 1}{s_{(2)}} - \frac{e^{s_{(1)}t} - 1}{s_{(1)}} \right],$$

$$I_0(\gamma, t) = \frac{1}{s_{(2)} - s_{(1)}} \left\{ \frac{1}{s_{(2)}} \left[\frac{e^{s_{(2)}t} - e^{-\gamma t}}{\gamma + s_{(2)}} - \frac{1 - e^{-\gamma t}}{\gamma} \right] - \frac{1}{s_{(1)}} \left[\frac{e^{s_{(1)}t} - e^{-\gamma t}}{\gamma + s_{(1)}} - \frac{1 - e^{-\gamma t}}{\gamma} \right] \right\},$$

$$I_1(\gamma, t) = \frac{1}{s_{(2)} - s_{(1)}} \left[\frac{e^{s_{(2)}t} - e^{-\gamma t}}{\gamma + s_{(2)}} - \frac{e^{s_{(1)}t} - e^{-\gamma t}}{\lambda + s_{(1)}} \right],$$

$$X_{n,1}(t) = -\frac{2}{l} c_4 \frac{(-1)^n - 1}{v_n} \eta_1(t), \quad X_{n,2}(t) = \frac{2}{l} \omega_0 \frac{(-1)^n - 1}{v_n} \eta_2(t),$$

$$X_{n,3}(t) = \mp \frac{2}{l} \sum_i \Delta_i e^{v_n x_i} \left[\begin{cases} 0, & t < t_{1i} \\ \eta_1(t - t_{1i}), & t > t_{1i} \end{cases} - \begin{cases} 0, & t < t_{2i} \\ \eta_1(t - t_{2i}), & t > t_{2i} \end{cases} \right],$$

$$X_{n,4}(t) = \mp \frac{2}{lF} \left(v_n - \frac{c_3}{c_0} \right) c_0 c^2 \sum_j \omega_j e^{v_n x_j} \left[\begin{cases} 0, & t < t_{1j} \\ \eta_0(t - t_{1j}), & t > t_{1j} \end{cases} - \begin{cases} 0, & t < t_{2j} \\ \eta_0(t - t_{2j}), & t > t_{2j} \end{cases} \right],$$

$$X_{n,5}(t) = -\frac{2}{l} c_0 \eta_1(t) \sum_{k=1}^n (-1)^k \frac{(-1)^n p^{(k)}(l, 0) - p^{(k)}(0, 0)}{v_n^k},$$

$$X_{n,6}(t) = -\frac{2}{l} c_3 \eta_1(t) \sum_{k=0}^n (-1)^k \frac{(-1)^n p^{(k)}(l, 0) - p^{(k)}(0, 0)}{v_n^{k+1}},$$

$$s_{(1,2)} = \frac{1}{2} (v_n c_1 - c_2) \pm \sqrt{\frac{1}{4} (v_n c_1 - c_2)^2 + c^2 (c_0 v_n^2 - v_n c_3)},$$

$$s_{n,0} = v_n^2 - \frac{v_n c_3}{c_0}, \quad s_{n,1} = \frac{v_n c_1}{c_0 c^2}.$$

Розподіл масової швидкості вздовж трубопроводу отриманий .
Знайдемо тепер розподіл тиску. При цьому будемо виходити з умови балансу маси

$$\frac{\delta p}{\delta t} = -c^2 \frac{\delta \omega}{\delta x}. \quad (3.83)$$

Тоді

$$p(x,t) = p(x,0) - c \int_0^t \frac{\partial \omega}{\partial x} dt, \quad (3.84)$$

або, враховуючи знайдений вище розподіл масової швидкості

$$p(x,t) = p(x,0) + \frac{\pi c^2}{l} \sum_{n=0}^{\infty} n \sin \frac{n\pi x}{l} \int_0^t \omega_n(\tau) d\tau. \quad (3.85)$$

Введемо позначення

$$\kappa_n(t) = \int_0^t \omega_n(\tau) d\tau = \frac{1}{2} [\varphi_n(t) + \varphi_{-n}(t)], \quad (3.86)$$

де

$$\varphi_n(t) = \int_0^t z_n(\tau) d\tau = \varphi_{n,1}(t) + \varphi_{n,2}(t) + \varphi_{n,3}(t),$$

$$\varphi_{n,1}(t) = \int_0^t z_{n,1}(\tau) d\tau, \quad \varphi_{n,2}(t) = \int_0^t z_{n,2}(\tau) d\tau, \quad \varphi_{n,3}(t) = \int_0^t z_{n,3}(\tau) d\tau. \quad (3.87)$$

Якщо підставити знайдені вище $z_{n,i}$, $i=1,2,3$ у вирази для обчислення $\varphi_{n,i}(t)$, то без урахування сили Коріоліса та перепаду висот отримуємо, що

$$\begin{aligned} \varphi_{n,1}(t) = & \frac{2c^2}{v_n l} \zeta_{n,0} \left\{ \eta_{00}(t) \left[(-1)^n \omega_l - \omega_0 \right] + \right. \\ & \left. + \gamma_l (\omega_l - \omega_{ln}) I_{00}(\gamma_l, t) + \gamma_0 (\omega_0 - \omega_{0n}) I_{00}(\gamma_0, t) \right\}, \end{aligned} \quad (3.88)$$

$$\varphi_{n,3} = \sum_{j=1}^6 X_{n,ij}(t). \quad (3.89)$$

В останніх формулах позначено:

$$\begin{aligned} I_{00}(\gamma, t) = & \int_0^t I_0(\gamma, \tau) d\tau = \frac{1}{s_{(2)} - s_{(1)}} \times \\ & \left\{ \frac{1}{s_{(2)}} \left[\frac{1}{\gamma + s_{(2)}} \left(\frac{e^{s_{(2)}t} - 1}{s_{(2)}} - \frac{1 - e^{-\gamma t}}{\gamma} \right) - \frac{1}{\gamma} \left(t - \frac{1 - e^{-\gamma t}}{\gamma} \right) \right] - \right. \\ & \left. - \frac{1}{s_{(1)}} \left[\frac{1}{\gamma + s_{(1)}} \left(\frac{e^{s_{(1)}t} - 1}{s_{(1)}} - \frac{1 - e^{-\gamma t}}{\gamma} \right) - \frac{1}{\gamma} \left(t - \frac{1 - e^{-\gamma t}}{\gamma} \right) \right] \right\}; \end{aligned}$$

$$\eta_{11}(t) = \int_0^t \eta_1(\tau) d\tau = \frac{1}{s_{(2)} - s_{(1)}} \left\{ \frac{e^{s_{(2)}t} - 1}{s_{(2)}} - \frac{e^{s_{(1)}t} - 1}{s_{(1)}} \right\}; \quad (3.90)$$

$$\eta_{22}(t) = \int_0^t \eta_2(\tau) d\tau = \frac{1}{s_{(2)} - s_{(1)}} \left\{ s_{(2)} \frac{e^{s_{(1)}t} - 1}{s_{(1)}} - s_{(1)} \frac{e^{s_{(2)}t} - 1}{s_{(2)}} \right\};$$

$$X_{n,11}(t) = -\frac{2c_4}{l} \frac{(-1)^n - 1}{v_n} \eta_{11}(t);$$

$$X_{n,22}(t) = \frac{2\omega_0}{l} \frac{(-1)^n - 1}{v_n} \eta_{22}(t);$$

$$X_{n,33}(t) = \pm \frac{2}{l} \sum_i \Delta_i e^{v_n x_i} \left[\begin{cases} 0, & t < t_{1i}, \\ \eta_{11}(t - t_{1i}), & t > t_{1i}, \end{cases} - \begin{cases} 0, & t < t_{2i}, \\ \eta_{11}(t - t_{2i}), & t > t_{2i}, \end{cases} \right];$$

$$X_{n,44}(t) = \pm \frac{2}{lF} (v_n - c_3) c^2 \sum_j \omega_j e^{v_n x_j} \left[\begin{cases} 0, & t < t_{1j}, \\ \eta_{00}(t - t_{1j}), & t > t_{1j}, \end{cases} - \begin{cases} 0, & t < t_{2j}, \\ \eta_{00}(t - t_{2j}), & t > t_{2j} \end{cases} \right];$$

;

$$X_{n,55}(t) = -\frac{2}{l} \eta_{11}(t) \sum_{k=1}^k \frac{(-1)^k}{v_n^k} \left[(-1)^n p^{(k)}(l, 0) - p^{(k)}(0, 0) \right];$$

$$X_{n,66}(t) = -\frac{2c_3}{l} \eta_{11}(t) \sum_{k=0}^k \frac{(-1)^k}{v_n^{k+1}} \left[(-1)^n p^{(k)}(l, 0) - p^{(k)}(0, 0) \right].$$

Розроблена математична модель і алгоритм нестационарного руху газу в газопроводах при наявності КС і відводів. Реалізація даної моделі дозволяє знайти розподіли тисків по довжині трубопроводу із урахуванням всіх сил (в тому числі й гравітаційних), які діють на нього. Для розв'язку такої задачі початкові умови задаються у вигляді функцій або сталими величинами. Використання рядів Фур'є, перетворень Лапласа і обернених перетворень Лапласа – Карсона дає швидкі результати обчислень.

3.2. Експериментальне дослідження розроблених математичних моделей і алгоритмів при розрахунках режимів роботи складних газотранспортних систем.

В рамках довготривалого договору між Івано-Франківським національним технічним університетом нафти і газу і ДК «Укртрансгаз» проводилися експериментальні дослідження складних газотранспортних систем протягом 2003-2007 років. Метою дослідження було апробувати математичні моделі а також алгоритми і програми розроблені для керування і прогнозування режимів складних систем, які включають підкачування і відбори газу по трасі газопроводу. Апробація параметрів моделі руху газу в трубопроводі за наявності компресорних станцій, підкачувань з ПСГ та відборів проводились при початковому стаціонарному розподілі тиску вздовж трубопроводу, а потім включенні і відключенні КС, які зумовили нестационарні процеси.

Експериментальні дослідження проводились на магістральному газопроводі «Союз» на ділянці КС Борова, КС Первомайськ, КС Машівка 7.05.07 р., згідно технологічної схеми (рис. 3.1).

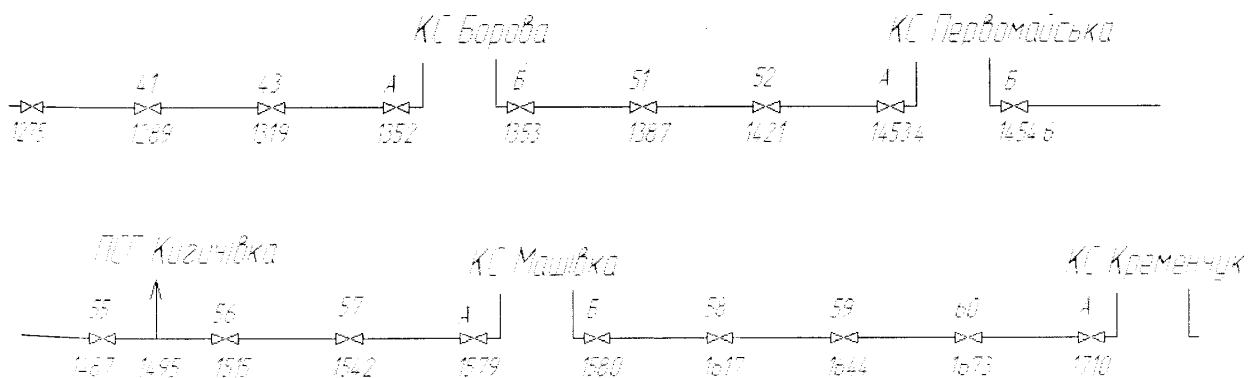


Рис. 3.1. Технологічна схема ділянки МГ «Союз», де проводились експериментальні дослідження.

Для фіксації температури і тиску застосовувались датчики, які приведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

Датчики тиску і температури КС Союз

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ДАТЧИКИ ТЕМПЕРАТУРИ								
Температура охолоджуючої води	FANVAL	1978	Дискретний	3.04.06	0-100 град С	50-45градС	Так	уст. охол. води
Температура охолоджуючої води	FANVAL	1978	Дискретний	3.04.06	0-100 град С	45-40градС	Так	уст. охол. води
Висока температ. змащ. масла. Сигнал.	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	0-100 град С	сиг.>60 град С	Так	т/а
Низька температ. масла. Сигнальна	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	0-100 град С	сиг.<20 град С	Так	т/а
Вимкнення нагрівача змащувального масла	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	0-100 град С	<24 град С	Так	т/а
Вимкнення нагрівача змащувального масла	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	0-100 град С	>29 град С	Так	т/а
Висока температура змащ. масла. Захист	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	0-100 град С	ав.>65град С	Так	т/а
Висока температура повітря в турбінному відсіку. Сигналізація	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	0-200 град С	>149 град С	Так	т/а
Турбінне відділення. Управління	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	0-100 град С	<49 град С	Так	т/а
Вимкненням вентилятора	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	0-50 град С	<10 град С	Так	т/а
Вимкнення нагрівача допоміжного відсіку	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	0-50 град С	<10 град С	Так	т/а
Включення нагрівача турбінного відсіку	646TUE4	1978	Дискретний	3.04.06	0-100 град С	сиг.>43 град С	Так	т/а
Висока температура на вході в осовий компресор	50E	1978	Дискретний	3.04.06	0-100 град С	ав.>48 град С	Так	т/а
Висока температура на вході в осовий компресор	646TUEM 4S1S	1978	Дискретний	3.04.06	0-100 град С	ав.>48 град С	Так	т/а

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Дільника вихлопного патрубка. Сигналізація високої температури	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	0-200 град С	сиг.>149 град С	Так	т/а
Висока температура на виході компресора. Сигналізація	F110A	1978	Дискретний	3.04.06	50-150град С	сиг.>85 град С	Так	напгітач
Висока температура на виході компресора. Відключення (захист).	F110A	1978	Дискретний	3.04.06	50-150град С	ав. > 100 град С	Так	напгітач
Висока температура масла на вихідному підшипн. з сторони приводу. Сигналіз.	F110A	1978	Дискретний	3.04.06	50-150град С	сиг.>90 град С	Так	напгітач
Висока температура масла. Відключення.	F110A	1978	Дискретний	3.04.06	50-150град С	ав. > 96 град С	Так	напгітач
Висока температура ущільн. масла на виході з сторони приводу. Сигналіз.	F110A	1978	Дискретний	3.04.06	50-150град С	сиг.>90 град С	Так	напгітач
Висока температура ущільнення масла. Відключення (захист)	F110A	1978	Дискретний	3.04.06	50-150град С	ав. > 96 град С	Так	напгітач
Висока температура ущільн. масла з сторони заглушки. Сигналізація	F110A	1978	Дискретний	3.04.06	50-150град С	сиг.>90 град С	Так	напгітач
Висока температура ущільнення масла. Відключення (захист)	F110A	1978	Дискретний	3.04.06	50-150град С	ав. > 96 град С	Так	напгітач
Висока температура масла з сторони заглушки. Сигналізація	F110A	1978	Дискретний	3.04.06	50-150град С	сиг.>90 град С	Так	напгітач
Висока температура масла з сторони заглушки. Відключення (захист)	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	настройка виробником	ав. > 96 град С	Так	напгітач
Датчик температури пожежегаєніня СО2	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	настройка виробником	>163 град С	Так	т/а
Датчик температури пожежегаєніня СО2	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	настройка виробником	>163 град С	Так	т/а
Датчик температури пожежегаєніня СО2	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	настройка виробником	>232 град С	Так	т/а
Датчик температури пожежегаєніня СО2	FENVAL	1978	Дискретний	3.04.06	настройка виробником	>232 град С	Так	т/а

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Датчик температури пожежегасіння CO2	FENWAL	1978	Дискретний	3.04.06	настройка виробником	>232 град С	Так	т/а
Датчик температури пожежегасіння CO2	FENWAL	1978	Дискретний	3.04.06	настройка виробником	>232 град С	Так	т/а
Датчик температури пожежегасіння CO2	FENWAL	1978	Дискретний	3.04.06	настройка виробником	>315 град С	Так	т/а
Датчик температури пожежегасіння CO2	FENWAL	1978	Дискретний	3.04.06	настройка виробником	>315град С	Так	т/а
Датчик температури пожежегасіння CO2	FENWAL	1978	Дискретний	3.04.06	настройка виробником	>315град С	Так	т/а
ДАТЧИКИ ТИСКУ								
Датчик гідравлічного масла	ССS646G E-210	1978	Дискретний	5.04.06	0,5-10 кг/см2	<1,41 кг/см2	Так	т/а
Низький Р подачі в гідравлічні системи. Включення допоміжного насосу	ССS646P HE320S-1	1978	Дискретний	5.04.06	40-100 кг/см2	сиг. <73,8 кг/см2	Так	т/а
Низький Р подачі в гідравлічні системи. Відключення	ССS646P E254	1978	Дискретний	5.04.06	40-100 кг/см2	ав. <59,7 кг/см2	Так	т/а
Низький Р паливного газу. Сигналізація	ССS646G E51/	1978	Дискретний	5.04.06	5-20 кг/см2	сиг. <10,5 кг/см2	Так	т/а
Низький Р в системі змашування. Сигналіз. і вклоч. допоміжного насоса	ССS646-GEAS-1	1978	Дискретний	5.04.06	0,5-10 кг/см2	ав. <5,48 кг/см2	Так	т/а
Низький Р в системі змашування. Сигналізація	ССS646C E A-2	1978	Дискретний	5.04.06	0,5-10 кг/см2	сиг. <1,26 кг/см2	Так	т/а
Низький Р в системі змашування. Включення аварійного насоса	646CE 256 S	1978	Дискретний	5.04.06	0,5-5 кг/см2	<0,42 кг/см2	Так	т/а
Низький Р змащ. масла. Відкл. (захист)	646CNE 209S	1978	Дискретний	5.04.06	0,5-5 кг/см2	ав. <0,78 кг/см2	Так	т/а
Високий перепад Р на масл. фільтрі. Сигналізація	642DNE 330	1978	Дискретний	5.04.06	0,5-3 кг/см2	сиг. <1,05 кг/см2	Так	т/а

При цьому транспортований природний газ мав наступний склад (таблиця 3.2).

Таблиця 3.2

Фізико-хімічні показники природного газу, який транспортується газопроводом «Союз».

№ п/п	Показник	Значення по ГОСТ	Фактичне значення	
			07.05.07	08.05.07
1	Метан, % заг., не менше	80,0	97,961	97,935
2	Етан, % заг., не більше	7,0	0,819	0,831
3	Пропан, % заг., не більше	3,0	0,260	0,272
4	Ізо-бутан, % заг., не більше	2,0	0,044	0,047
5	Н-бутан, % заг., не більше		0,043	0,047
6	Нео-пентан, % заг., не більше	1,0	0,001	0,001
7	Ізо-пентан, % заг., не більше		0,010	0,010
8	Н-пентан, % заг., не більше		0,006	0,007
9	Гексани+вищі, % заг., не більше	1,0	0,002	0,004
10	Діоксид вуглецю, % заг., не більше	10,0	0,045	0,045
11	Азот, % заг., не більше	16,0	0,800	0,792
12	Кисень, % заг., не більше	0,5	0,009	0,009
ВСЬОГО:				
13	Калорійність нижча, ккал/м ³	Не менше 7600	8017,1	8021,8
14	Густина газу хроматографічна, кг/м ³		0,682	0,683
15	Число Воббе (вище), ккал/м ³	9850-13000	11820	11823
16	Маса меркаптанової сірки, г/м ³	Не більше 0,036		
17	Маса сірководню, г/м ³	Не більше 0,020		
18	Маса механічних домішок в 1 м ³ , г/м ³	Не більше 0,001		

Аналіз газу проведено в лабораторії Новоцковського ЛВУ МГ на хроматографі «Кристал – 2000 М».

На 7.05.07 р. режим МГ «Союз» був наступний:

Станом на 16:00

КС Борова – резерв;

КС Первомайськ – в роботі ГПА № 2, 4, 5;

КС Машівка – резерв.

Станом на 20:00

КС Борова

17:30 пуск ГПА № 3, 4, 5;

19:30 пуск ГПА № 1;

КС Первомайськ

19:40 пуск ГПА № 3;

КС Машівка

17:30 пуск ГПА № 2, 4, 7;

Режими роботи КС МГ «Союз», які були до і після включення газоперекачувальних агрегатів приведені в таблиці 3.3, а витрати газу по об'єкту Новопсковськ-Союз за 7.07.07 і 8.07.07 приведені відповідно в таблицях 3.4 – 3.5.

Таблиця 3.3

Режим роботи ГТК-10И №1і КС Союз з 18:00 по 24:00 7 травня 2007 р.

Час	Рвх ГТК1, кгс/см ²	Рвих ГТК1, кгс/см ²	Нтнт ГТК1, об./хв.	Ттнт ГТК1 град.	Рвх КС, кгс/см ²	Рвих КС, кгс/см ²	Твх КС, град	Твих КС, град
18:00	58,26	72,47	5235	452,42	58,88	70,95	30,01	41,59
18:30	57,85	72,58	5236	452,67	58,48	70,98	30,22	41,6
19:00	57,65	72,58	5235	450,39	58,3	70,99	30,33	40,81
19:30	57,56	72,48	5235	446,91	58,21	70,92	30,53	40,57
20:00	57,56	72,48	5241	446,96	58,15	70,91	30,63	40,56
20:30	57,44	72,45	5241	446,49	58,12	70,91	30,77	40,87
21:00	57,44	72,45	5241	448,72	58,09	70,87	30,77	40,36
21:30	57,23	72,24	5241	447,56	57,84	70,74	30,83	41,41
22:00	57,03	72,14	5241	445,72	57,7	70,58	30,87	41,41
22:30	57,03	71,94	5239	445,45	57,65	70,47	30,86	40,63
23:00	57,03	71,94	5239	445,43	57,4	70,41	30,96	40,73
23:30	56,98	71,88	5238	444,93	57,65	70,4	30,96	41,16
24:00	56,98	71,86	5244	442,82	57,65	70,37	31,06	40,89

Таблиця 3.4

Витрата по об'єкту Новопсков-Союз (осн.) за 7.05.07

Час	Q, м ³	dP, кг/м ³	Рабс, кгс/см ³	T, °C	ABC
9:00	2554344,9	1840,1	71,85	39,64	В
10:00	2554609,3	1836,0	71,90	39,15	В
11:00	2555805,8	1834,7	71,96	39,14	В
12:00	2556972,2	1837,2	72,05	39,52	В
13:00	2557232,3	1832,8	72,14	39,25	В
14:00	2554407,5	1826,8	72,24	39,32	В
15:00	2545269,9	18,17,4	72,30	39,96	В
16:00	2538042,1	1806,4	72,33	39,98	В
17:00	2549459,6	1824,5	72,29	40,04	В
18:00	2667748,6	2029,8	71,05	39,31	В
19:00	2943414,0	2520,9	70,35	38,86	В
20:00	3375208,6	3226,0	71,76	39,86	В
21:00	3299078,3	3073,9	71,79	39,45	В
22:00	3281784,4	3041,5	71,75	39,32	В
23:00	3254064,9	2994,1	71,66	39,28	В
24:00	3228613,1	2961,5	71,39	38,70	В
1:00	3235625,4	2968,5	71,28	38,47	В
2:00	3246668,3	2981,4	71,26	38,01	В
3:00	3253606,8	2991,4	71,29	37,91	В
4:00	3244699,1	2975,1	71,28	37,87	В
5:00	3231882,8	2959,9	71,19	38,18	В
6:00	3220745,9	29,52,6	71,10	38,81	В
7:00	3214625,1	2940,4	70,97	38,32	В
8:00	3209316,9	2941,5	70,88	38,81	В
Сума	70873225,6	2500,1	71,59	39,05	В

Таблиця 3.5

Витрата по об'єкту Новопсков-Союз (осн.) за 8.05.07

Час	Q, м ³	dP, кг/м ³	Рабс, кгс/см ³	T, °C	ABC
1	2	3	4	5	6
9:00	3203567,0	1863,1	71,00	39,09	AB
10:00	3193980,3	1661,0	70,88	30,14	В
11:00	3196597,6	1665,6	70,87	39,38	В
12:00	3198984,6	1669,7	70,89	39,66	В
13:00	3199533,6	1672,8	70,87	39,94	В
14:00	3199921,5	1672,6	70,85	39,79	В
15:00	3197534,7	1672,0	70,83	39,98	В
16:00	3196300,6	1673,3	70,81	40,26	В
17:00	3196584,9	1673,8	70,78	40,20	В
18:00	3193743,6	1672,2	70,77	40,37	В

Продовження таблиці 3.5

1	2	3	4	5	6
19:00	3191610,3	1669,8	70,76	40,33	В
20:00	3190677,0	1666,8	70,74	40,01	В
21:00	3189190,6	1660,6	70,70	39,24	В
22:00	3187631,5	1659,8	70,66	39,20	В
23:00	3185505,3	1661,0	70,63	39,52	В
24:00	3184650,1	1659,4	70,58	39,27	В
1:00	3183545,8	1659,7	70,53	39,32	В
2:00	3182602,9	1658,4	70,49	39,10	В
3:00	3181046,7	1657,5	70,45	39,06	В
4:00	3180405,3	1654,7	70,41	38,60	В
5:00	3180548,9	1657,8	70,39	38,89	В
6:00	3180658,4	1659,7	70,37	39,05	В
7:00	3181940,5	1664,4	70,37	39,48	В
8:00	3179005,6	2545,4	70,16	39,71	АВ
Сума	76555767,3	1709,6	70,66	39,52	АВ

Дані про перехідні режими згідно технологічної схеми (рис.3.1) зняті на лінійних кранах, приведені в додатку Е.

Результати обчислень по створених моделях показані на рисунках 3.2-3.15. На них же нанесені для порівняння експериментальні дані, які були зафіксовані при перехідних режимах роботи газопроводу Союз під час проведення експерименту.

Граничні умови для розрахунку зміни тисків у часі на ділянці Новопокс-Борова (рис.3.2, рис.3.3), сформовані по заміряних даних: Новопокс – вхідні витрати; Борова – тиск.

На всіх інших ділянках газопроводу „Союз” граничні умови сформовані по заміряних тисках.

Відхилення розрахункових і заміряних значень по тиску в початковий момент часу (рис.3.2 – рис.3.11) пояснюється тим, що існуючі заміри не дають можливості відтворити нестационарний режим в початковий момент, тому за початковий розподіл тиску в трубі беруться дані з стаціонарного розподілу. На графіках видно, що за короткий час різниця між розрахунковими і заміряними значеннями знаходиться в межах точності вимірювань.

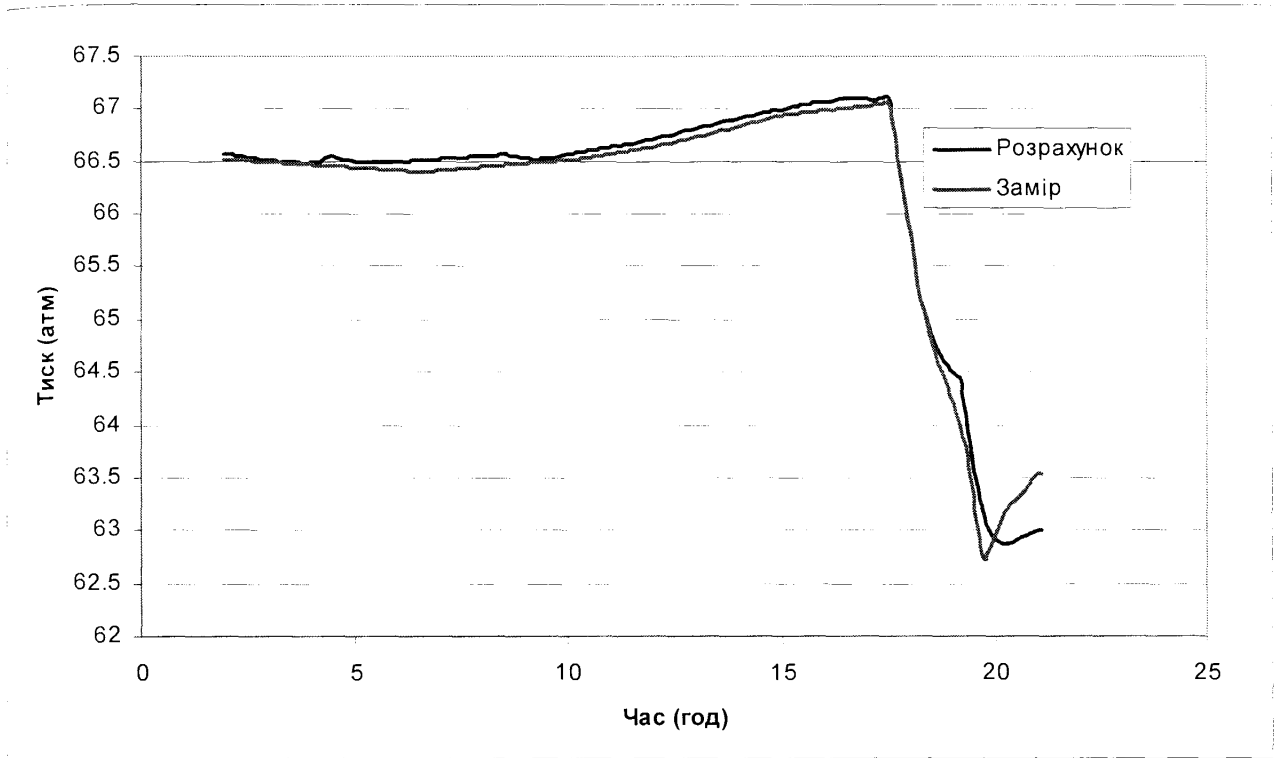


Рис.3.2. Значення тисків розрахованих і замірених на крані 41 (1289 км) газопроводу „Союз”

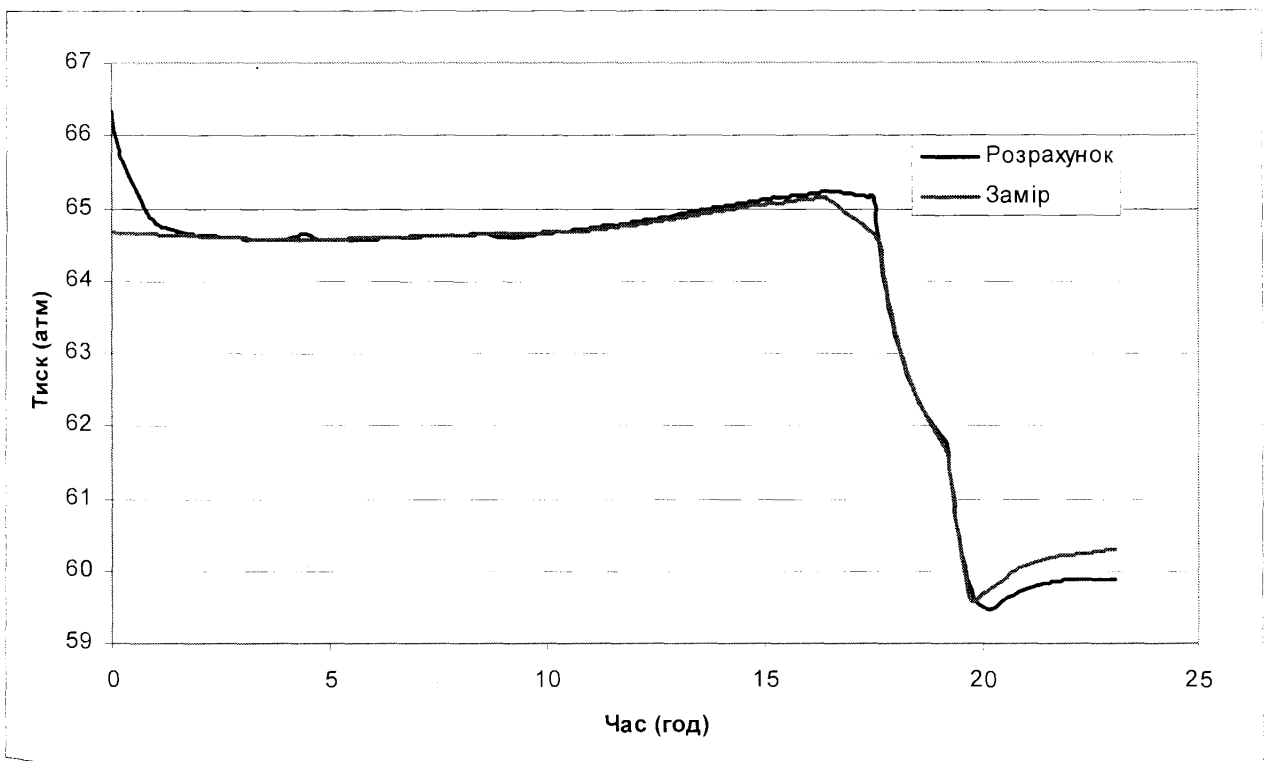


Рис.3.3. Значення тисків розрахованих і замірених на крані 43 (1319 км) газопроводу „Союз”.

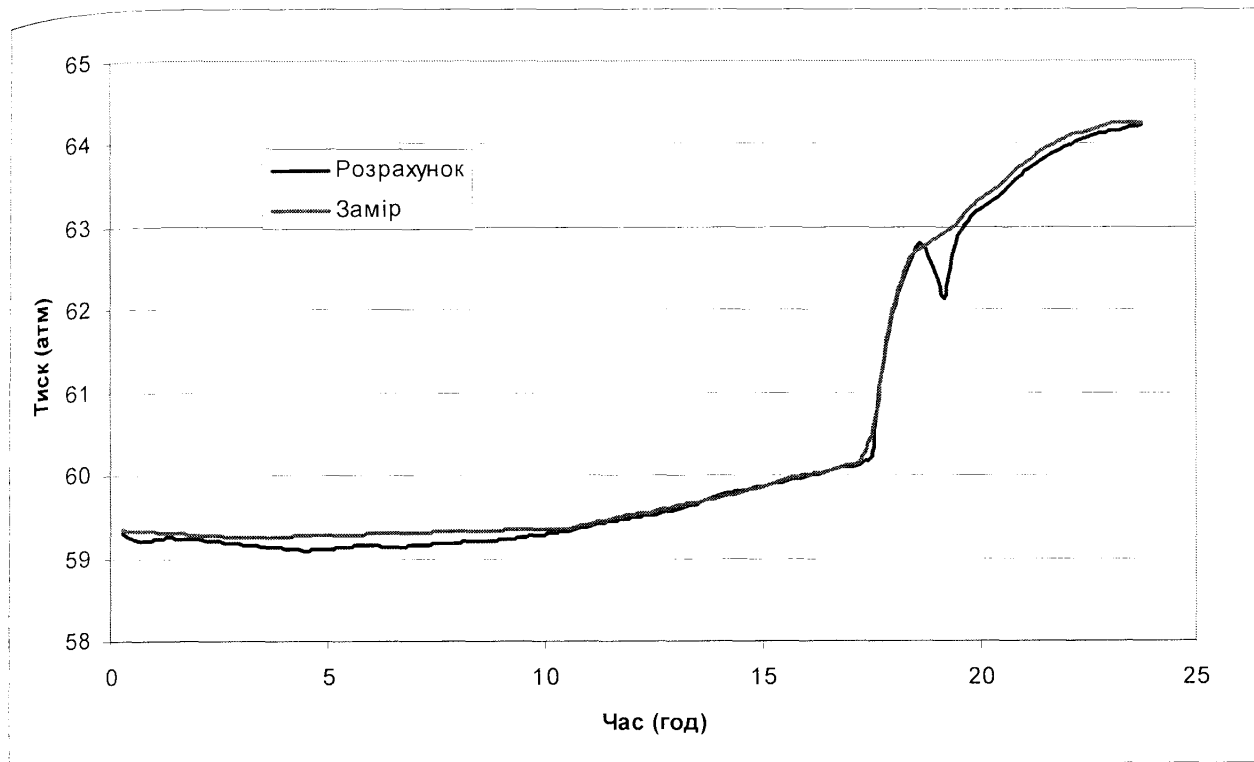


Рис.3.4. Значення тисків розрахованих і замірених на крані 51 (1387 км) газопроводу „Союз”.

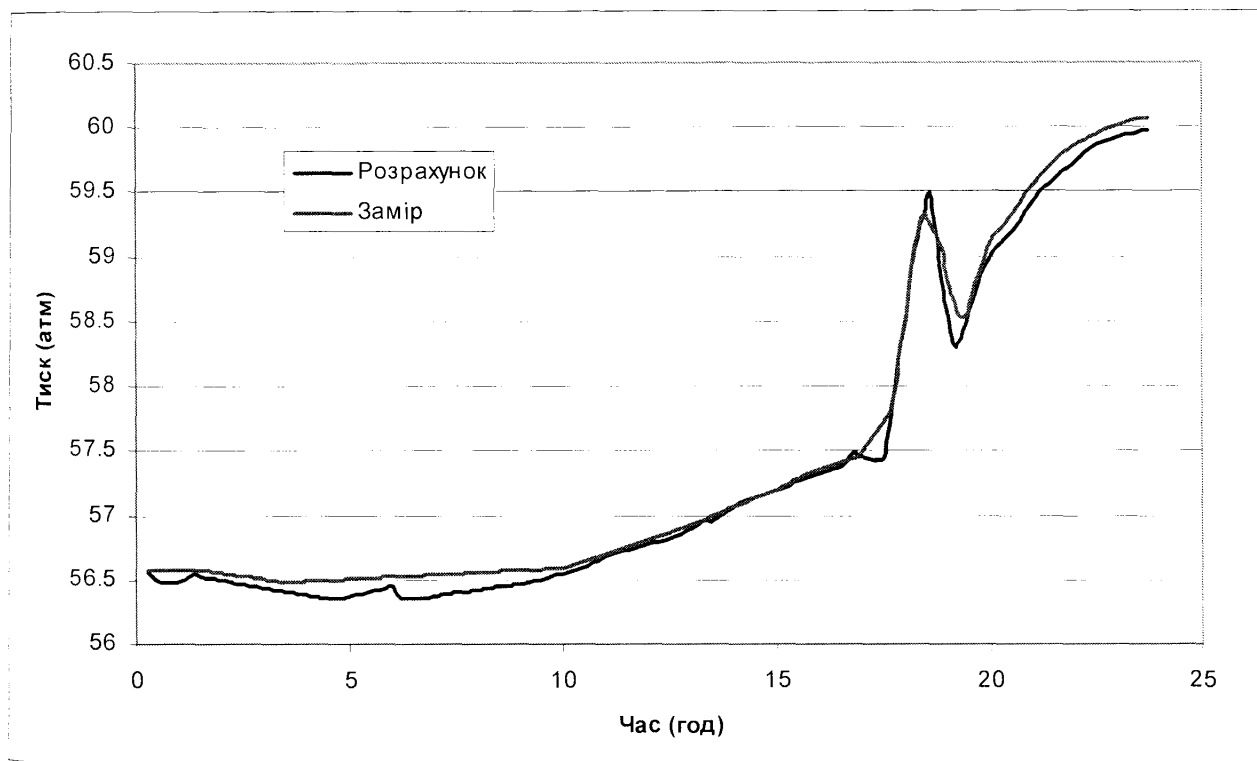


Рис.3.5. Значення тисків розрахованих і замірених на крані 52 (1421 км) газопроводу „Союз”.

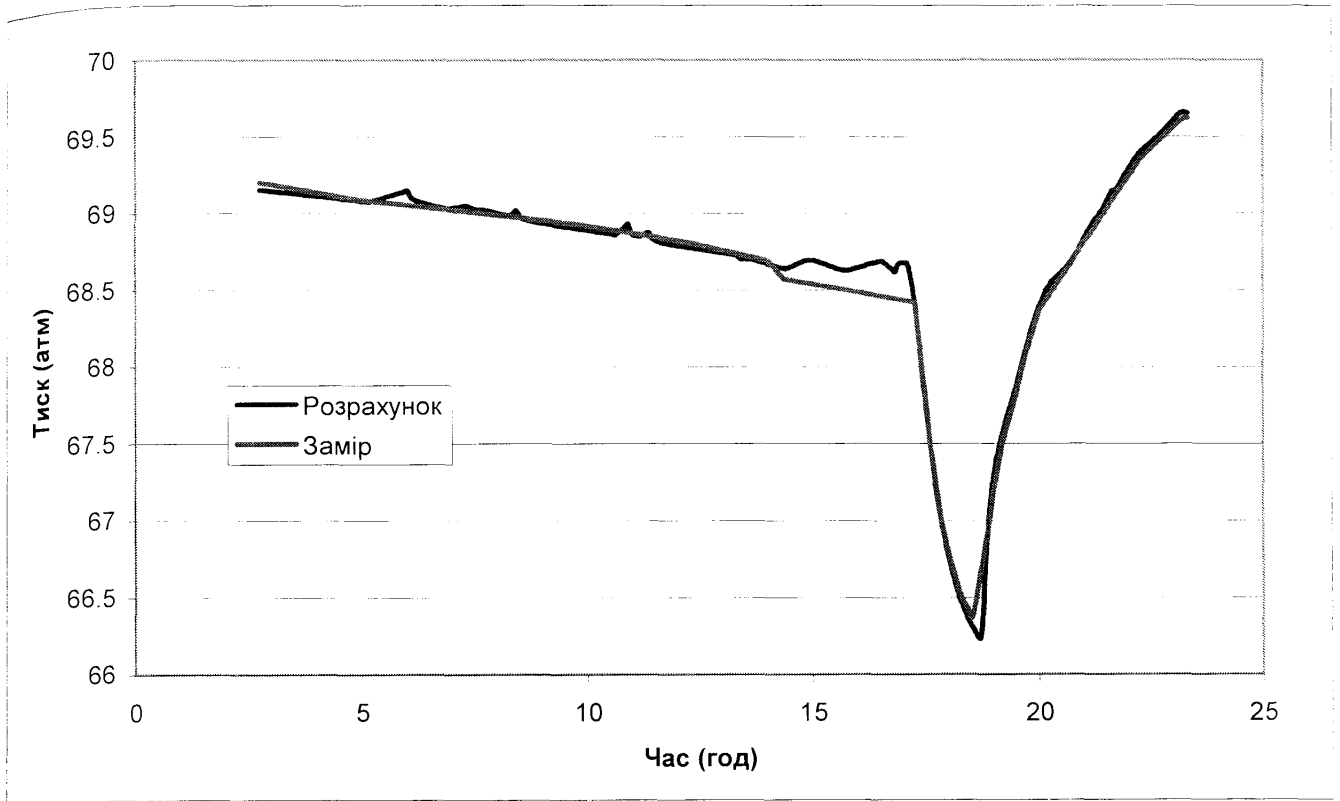


Рис.3.6. Значення тисків розрахованих і заміряних на крані 55 (1487км) газопроводу „Союз”.

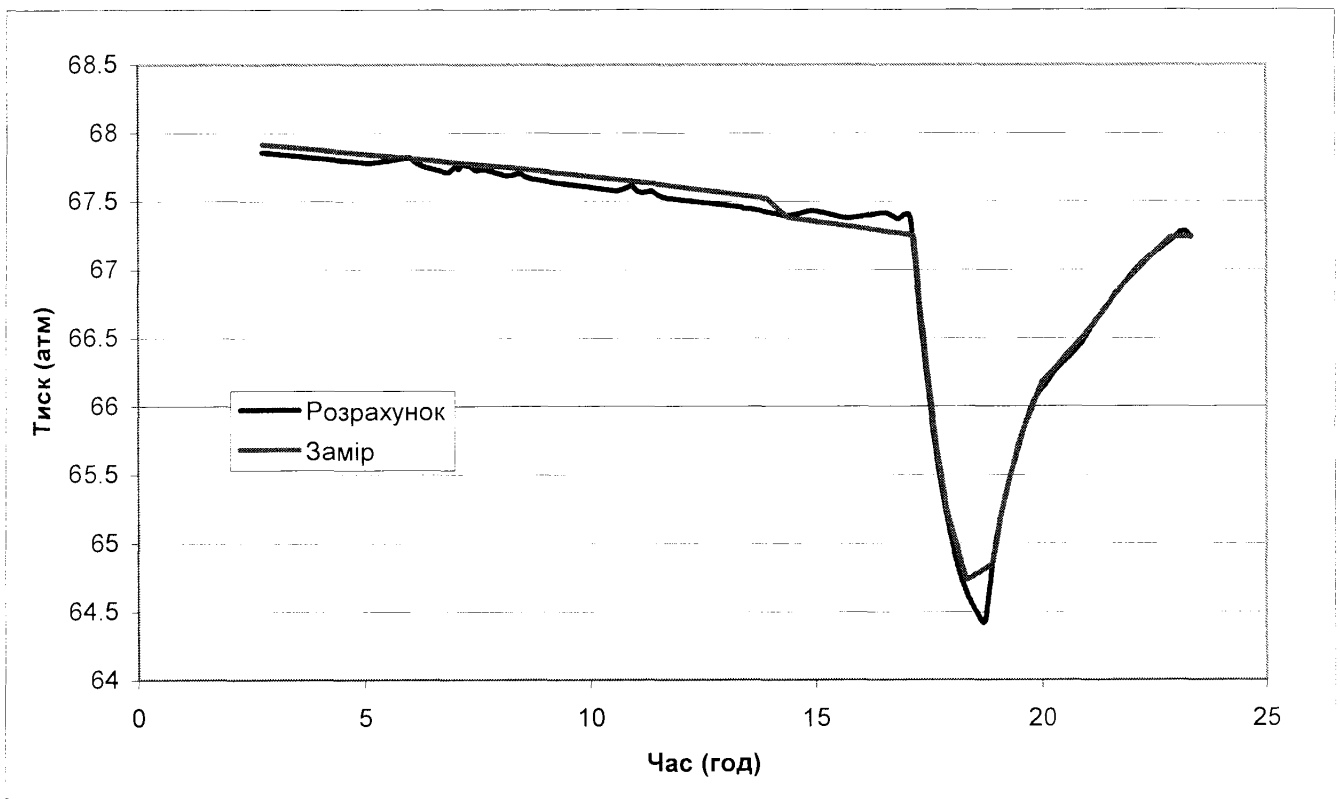


Рис.3.7. Значення тисків розрахованих і заміряних на крані 56 (1515 км) газопроводу „Союз”.

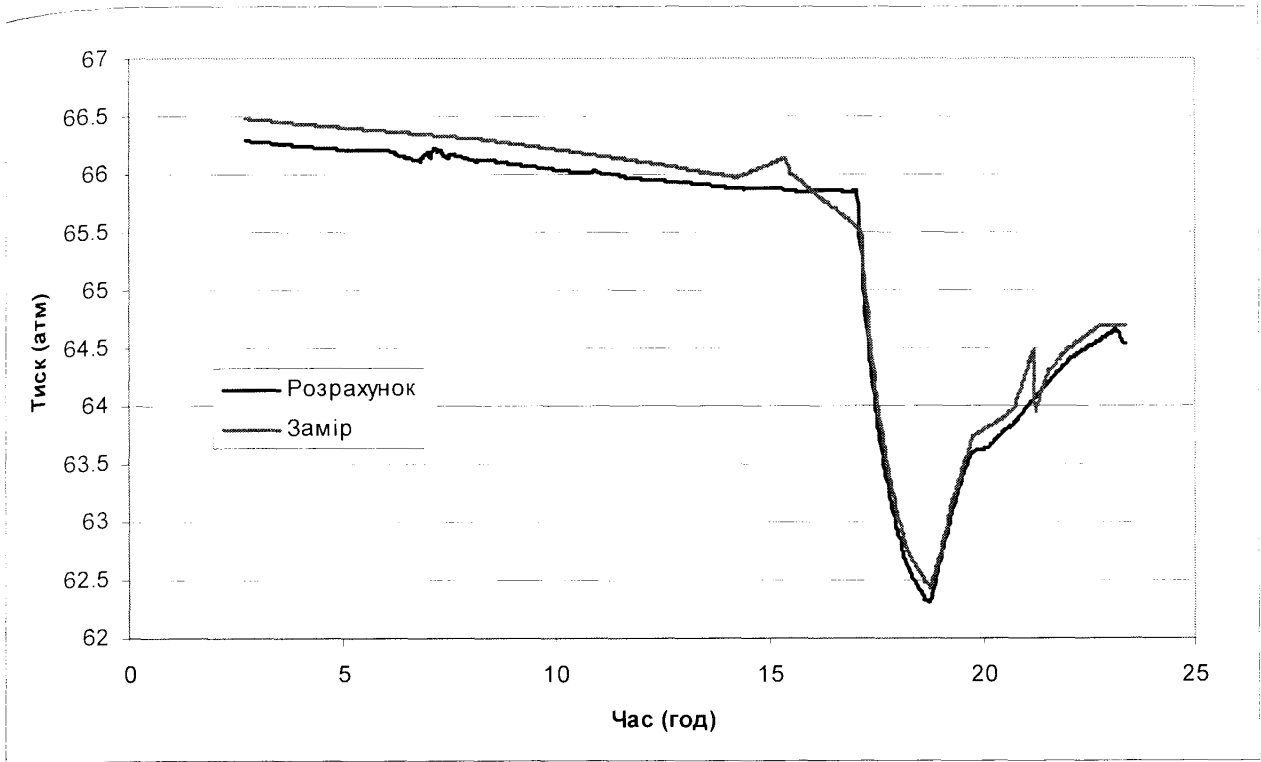


Рис.3.8. Значення тисків розрахованих і заміряних на крані 57 (1542 км) газопроводу „Союз”.

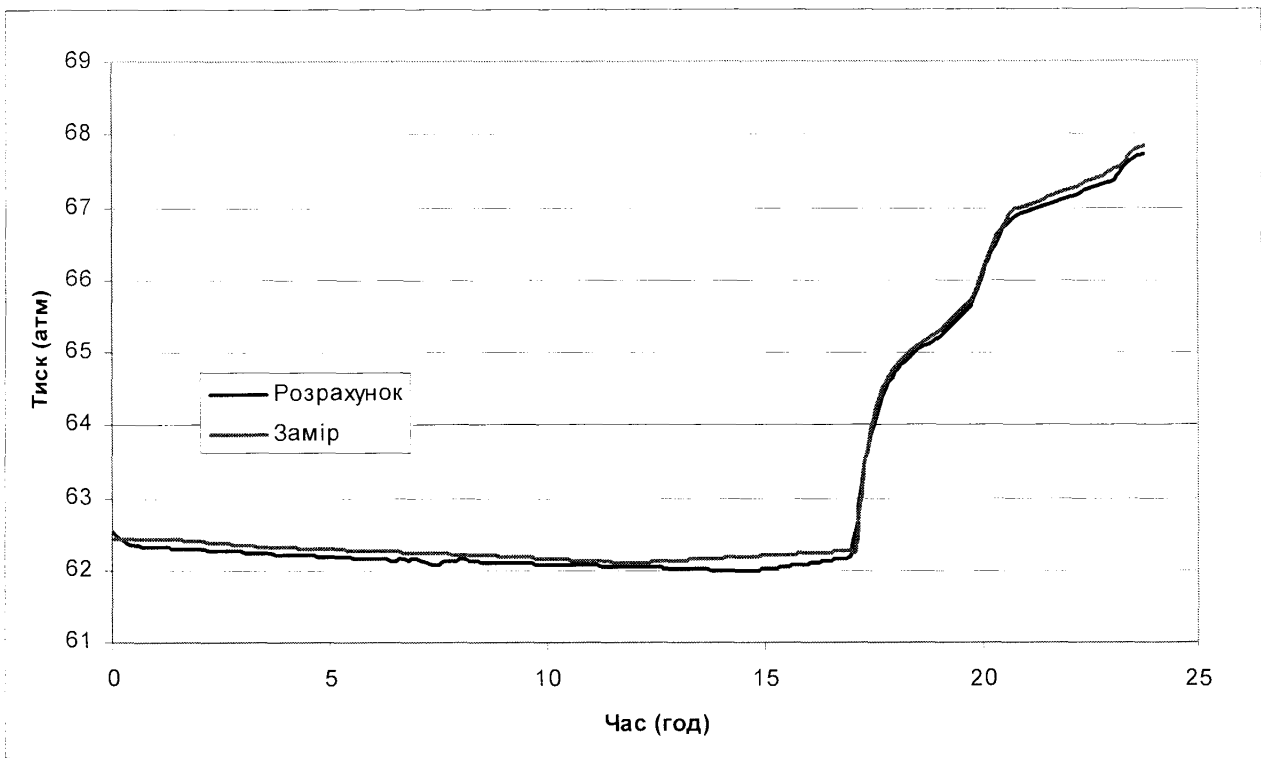


Рис.3.9. Значення тисків розрахованих і заміряних на крані 58 (1617 км) газопроводу „Союз”.

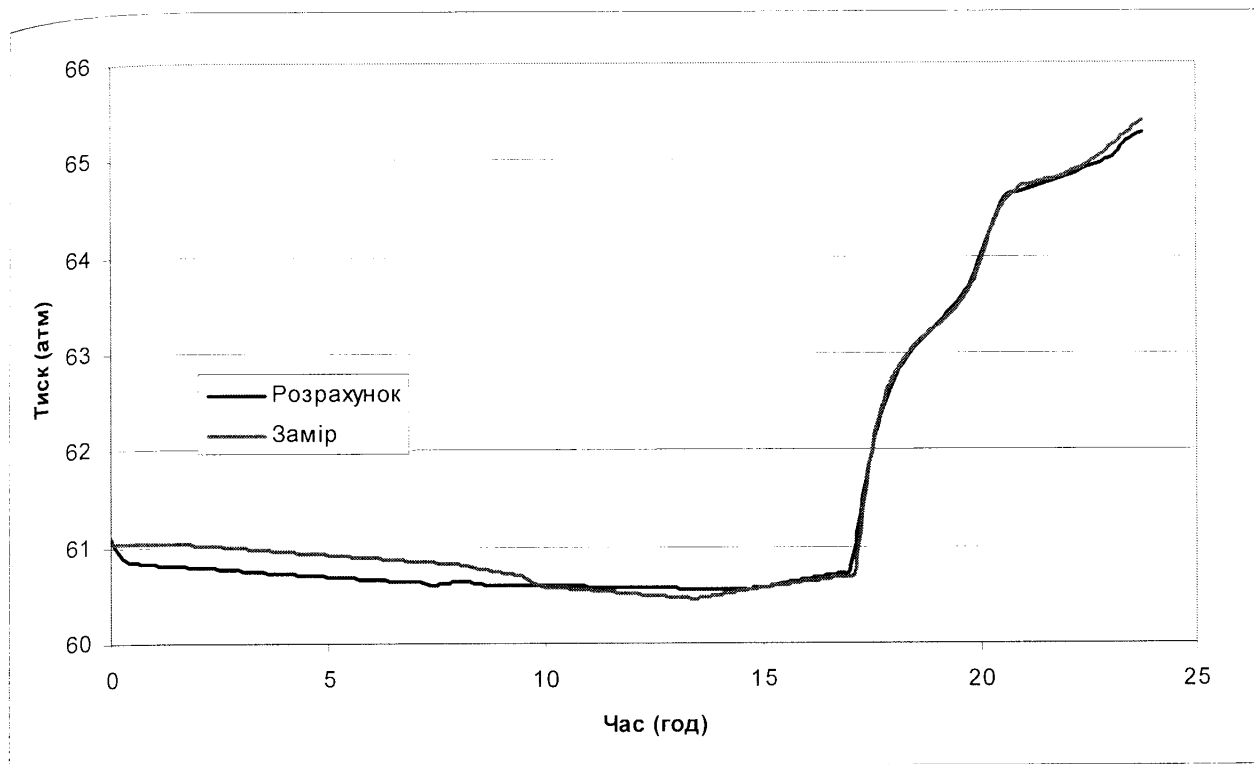


Рис.3.10. Значення тисків розрахованих і замірених на крані 59 (1644 км) газопроводу „Союз”.

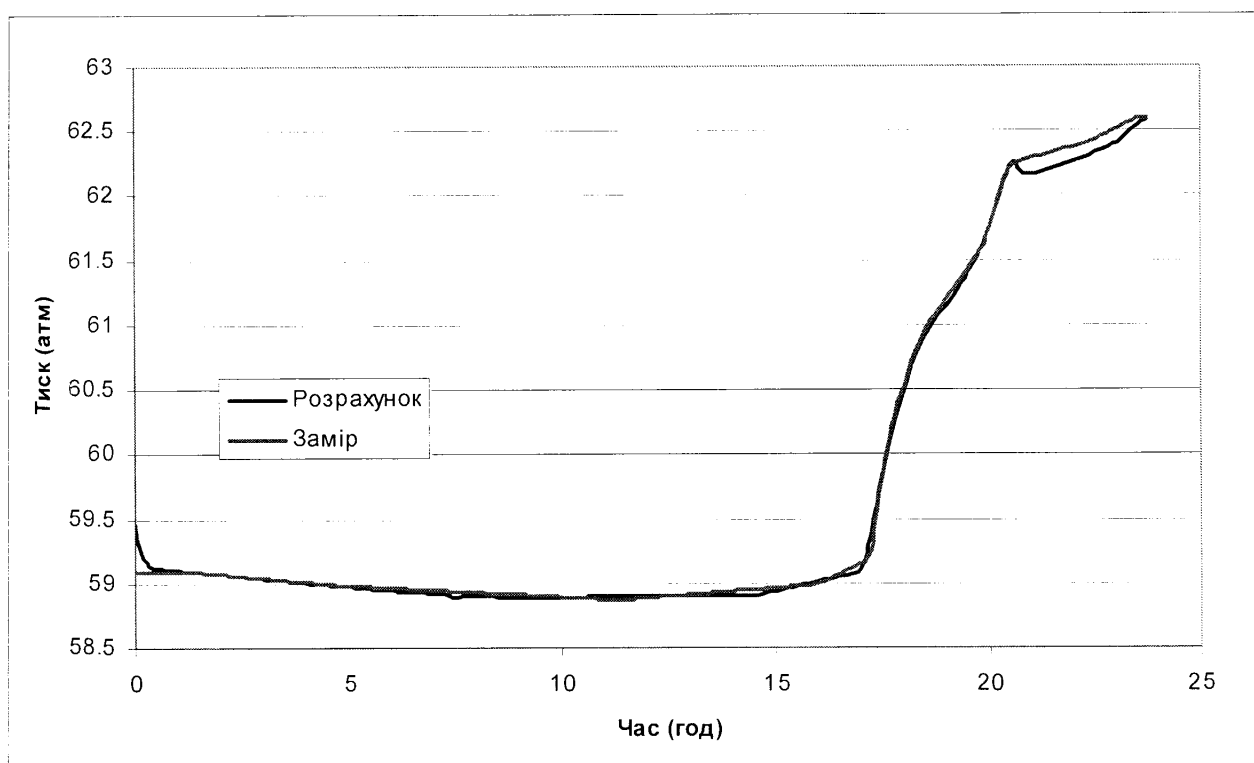


Рис.3.11. Значення тисків розрахованих і замірених на крані 60 (1673 км) газопроводу „Союз”.

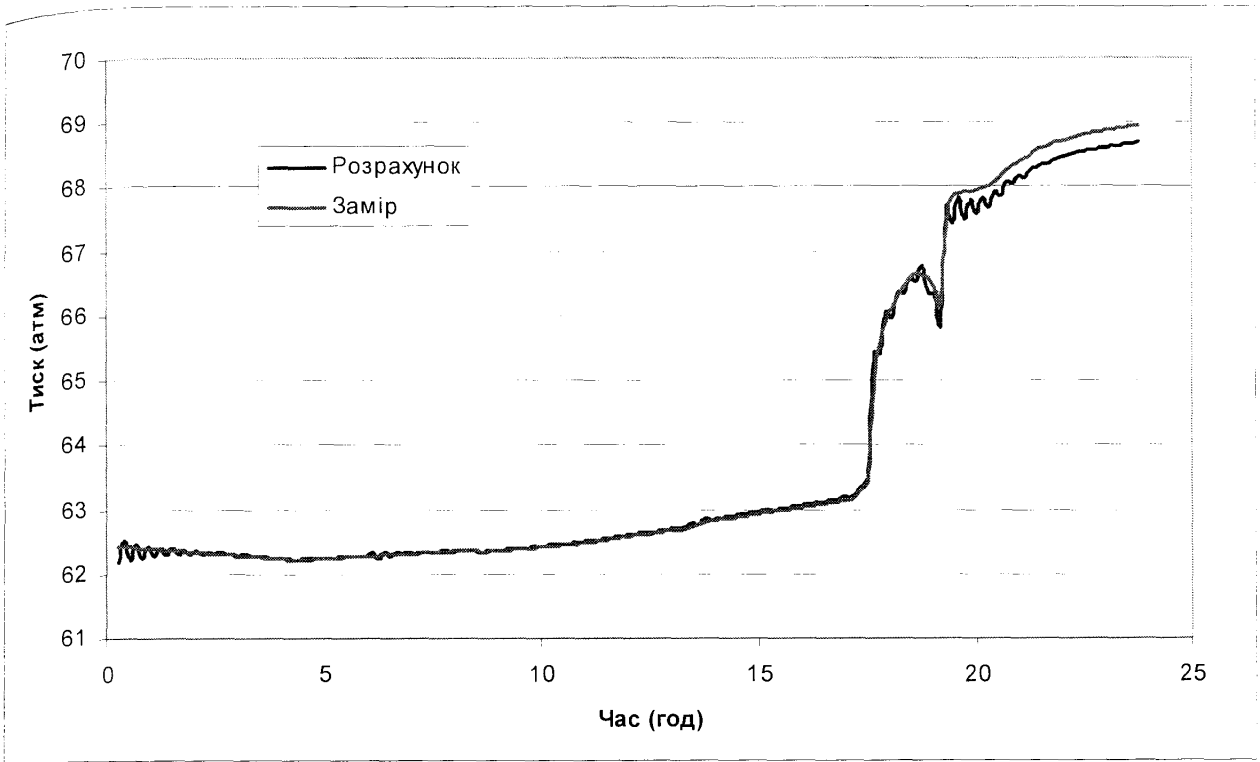


Рис.3.12. Значення тисків заміряних і розрахованих по витраті на виході КС Борова газопроводу „Союз”.

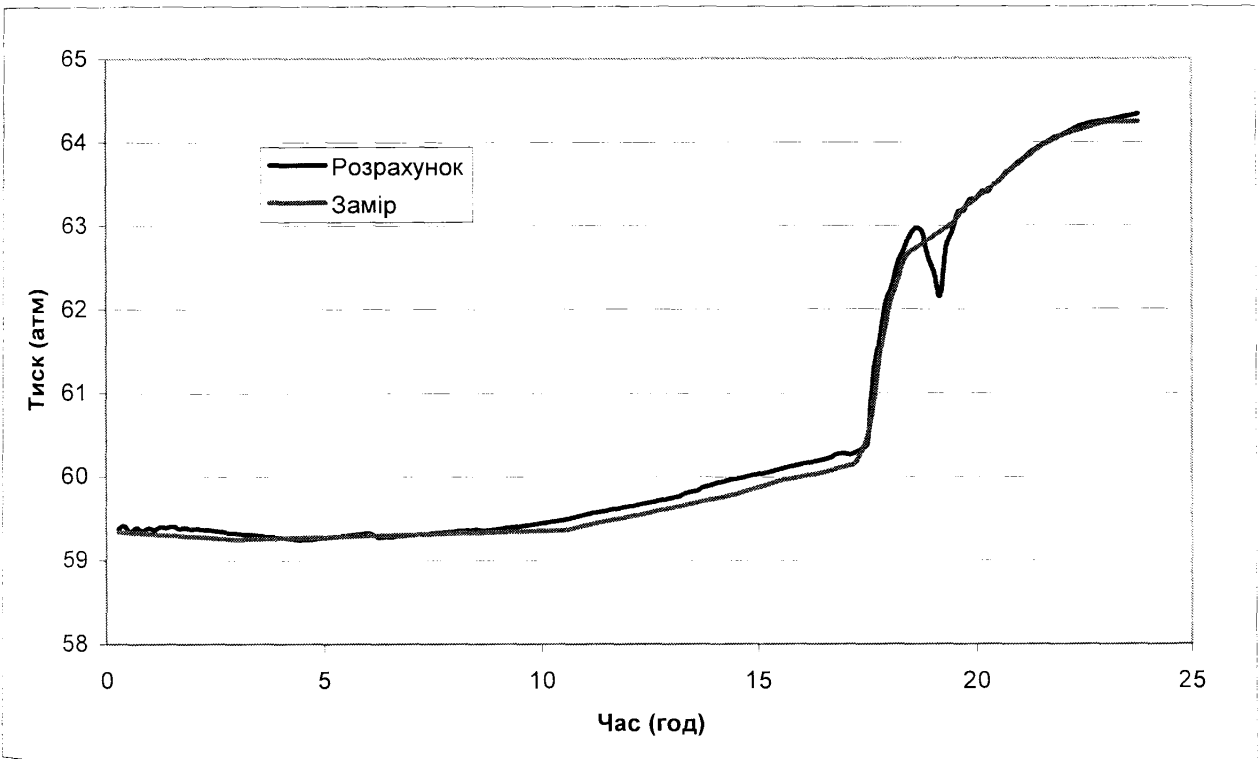


Рис.3.13. Значення тисків заміряних і розрахованих по витраті на крані №51 газопроводу „Союз”.

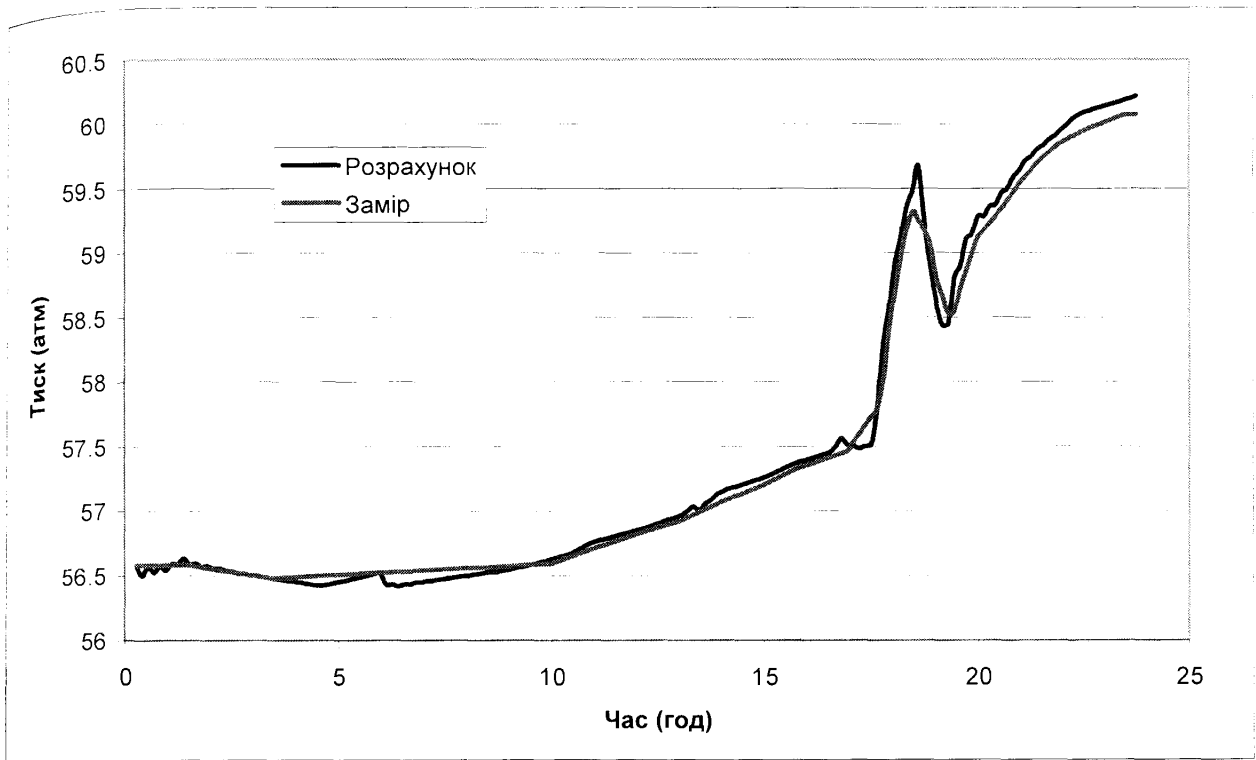


Рис.3.14. Значення тисків заміряних і розрахованих по витраті на крані №52 газопроводу „Союз”.

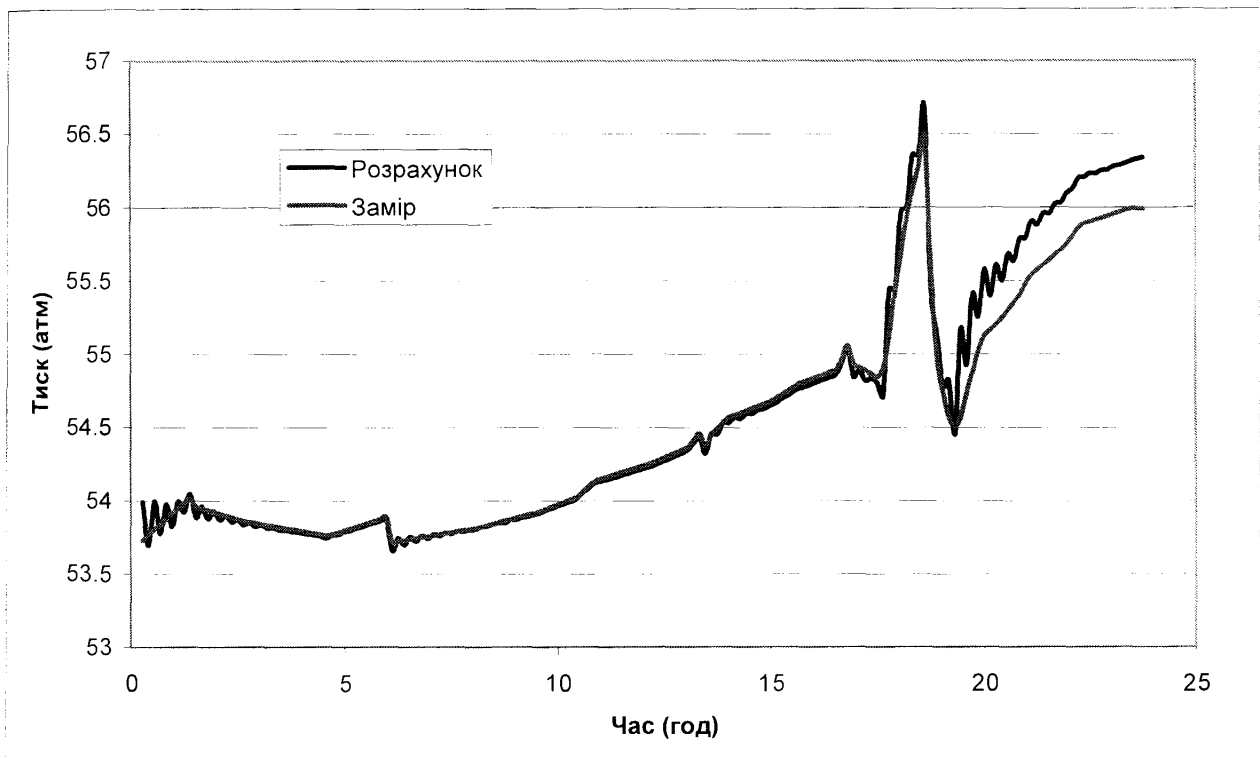


Рис.3.15. Значення тисків заміряних і розрахованих по витраті на вході КС Первомайськ газопроводу „Союз”.

На рис.3.3 деяка різниця між графіками розрахункових і замірних значень є в інтервалі між 16.30 і 17.30. Це пояснюється тим, що на даному інтервалі відсутні заміри на крані 43, а графік замірів на цьому інтервалі побудований за допомогою лінійної апроксимації (часовий крок розрахункового алгоритму був меншим за вказаний інтервал заміру). Аналогічне пояснення мають відхилення графіків на рис.3.4 в інтервалі 18.30 – 19.30; на рис.3.7 в інтервалі 18.20 – 18.50; на рис.3.8 в інтервалі 21.13 – 21.30.

На ділянці газопроводу „Союз” Борова-Первомайськ проведений такий числовий експеримент. На першому етапі по граничних умовах на тиски, побудованих на основі замірних даних, розраховані витрати (заміри по витраті на виході КС Борова і на вході КС Первомайськ відсутні). На другому етапі розраховані витрати використали в якості граничних умов, по яких розраховували зміну тиску. Числовий експеримент показав, що програмний комплекс (додаток В) достатньо точно відтворює динаміку зміни витрати по динаміці зміни тиску (див. рис.3.12 – рис.3.15).

Провівши аналіз експерименту при зміні режимів роботи газопроводу «Союз», можна констатувати:

- тиски в ході нестационарного процесу коливались в межах 57,5 до 69,1 атм, тобто в 1,2 рази, причому при збільшенні діапазону зміни витрат діапазон зміни коливань тисків зростає. Так, при збільшенні витрат від $70873225,6 \text{ м}^3$ діапазон зміни тисків збільшився від 67,5 до 69,58 атм.

- тривалість нестационарних процесів залежить від величини відбору і зміни тиску та змінюється в межах від 7920 до 21960 с.

- нестационарні перехідні процеси слід віднести до класу самовідновлювальних, тобто таких, які не вимагають втручання зовнішніх керуючих факторів для встановлення стаціонарного режиму.

На основі теоретичних досліджень, які підтвердились результатами експерименту можна зробити висновок: повна математична модель, яка запропонована, може бути прийнята для розрахунків складних

газотранспортних систем, в які входять підкачки і відбори з метою керування і прогнозування режимів роботи систем транспортування газу.

3.3. Методика і алгоритм розрахунку лінійної структури нестационарного випадку з метою мінімізації перехідних процесів.

Для прикладу розглянемо лінійну структуру, що складається з трьох лінійних ділянок трубопроводів та двох компресорних станцій (Рис. 3.16), які знаходяться на віддальх x_1 та x_2 від початку трубопроводу..

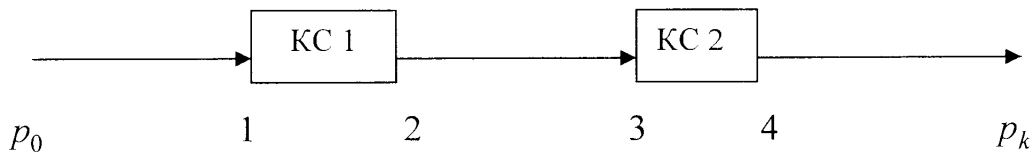


Рисунок 3.16. Схема розміщення 2-ох КС для розрахункових режимів.

Збурення стаціонарного режиму проходить за рахунок зміни вхідного тиску p_0 на $p_0 + \Delta p$, що приводить до зміни об'ємного переносу Q_0 на $Q_0 + \Delta Q$. Оскільки в приведених вище моделях на компресорних станціях задається перепад тиску, тобто

$$\Delta p_i = p_{\text{вих},i} - p_{\text{вх},i}, \quad (3.91)$$

то між Δp_i та ε_i має місце співвідношення

$$\varepsilon_i = 1 + \frac{\Delta p_i}{p_{\text{вх},i}} \quad (\Delta p_i = (\varepsilon_i - 1) p_{\text{вх},i}). \quad (3.92)$$

Алгоритм розрахунку наведеної лінійної частини полягає в наступному.

1. Визначається розподіл тиску $p_0(x)$ в стаціонарному випадку при наявності КС, якщо вони включені, або без них.
2. На основі граничних умов, наприклад

$$p(0,t) = p_{on} + (p_0 - p_{on}) e^{-\gamma t}, \quad p(l,t) = p_{kn}, \quad (3.93)$$

та початкового розподілу тиску, визначеного в першому пункті, будується залежність $p(x,t)$ для $x \in [0, l]$.

3. Знаходиться нев'язка δ_1 на проміжку $x \in [0, x_1]$

$$\delta_1 = |p(x_1, t) - p_0(x_1)|. \quad (3.94)$$

Якщо нев'язка більша за задану величину при $t \geq t_1$, то з даного часу включається КС і уточнюється коефіцієнт стиску першої КС

$$\varepsilon_{1n} = \frac{p(x_1, t)}{p(x_1, 0)} \quad (3.95)$$

та величина паливного газу згідно формули

$$q_{n.e.1} = \Theta_{31}(T_1)q(\varepsilon_{1n}^n - 1). \quad (3.96)$$

4. При знайденому ε_{1n} розглядається розподіл тиску на проміжку $x \in [x_2, x_3]$.

Спочатку знаходиться перерозподіл $p(x,t)$ з урахуванням уточненого значення ε_{1n} та нев'язка δ_2 на проміжку $x \in [x_2, x_3]$

$$\delta_2 = |p(x_2, t) - p(x_2, 0)|. \quad (3.97)$$

Якщо нев'язка більша за задану величину при $t \geq t_2$, то з даного часу включається КС і уточнюється коефіцієнт стиску першої КС

$$\varepsilon_{2n} = \frac{p(x_2, t)}{p(x_2, 0)} \quad (3.98)$$

та величина паливного газу згідно формули

$$q_{n.e.2} = \Theta_{3,2}(T_1)q(\varepsilon_{2n}^n - 1). \quad (3.99)$$

5. Будується ітераційна процедура для зміни коефіцієнтів стиску компресорних станцій та величин паливного газу.

Розглянемо тепер алгоритм мінімізації перехідного часу з одного стаціонарного режиму течії газу на інший. При цьому, якщо відомі вихідний та новий стаціонари, то можна вважати, що в граничних умовах відомі значення

параметрів q_0, q_{0n} та q_l, q_{ln} . Тоді вільними параметрами, на основі яких можна мінімізувати перехідний час, залишаються γ_0 та γ_l . Оскільки розподіл тиску визначається за формулою

$$p(x, t) = p(x, 0) - c \int_0^t \frac{\partial \omega}{\partial x} dt, \quad (3.100)$$

то розподіл тиску в новому стаціонарі в параметричному вигляді буде

$$p(x, \infty) = p(x, 0) - c \int_0^{\infty} \frac{\partial \omega}{\partial x} dt. \quad (3.101)$$

В цьому випадку вираз

$$\Delta p(x, t) = c \int_t^{\infty} \frac{\partial \omega}{\partial x} dt \quad (3.102)$$

визначає віддаленість біжучих значень тиску від відповідних стосовно координати нових стаціонарних значень тиску. Тоді якщо параметр ε_p визначає умову переходу на новий режим, то перехідний час для кожного значення координати визначається з розв'язку нерівності

$$\Delta p(x, t) \leq \varepsilon_p. \quad (3.103)$$

Перехідний час для трубопроводу тоді буде визначатись максимальним значенням виразу

$$\delta = \left| \Delta p(x, t) - \varepsilon_p \right|. \quad (3.104)$$

Оскільки вільними параметрами є γ_0 та γ_l , то визначення мінімального перехідного часу зводиться до розв'язку задачі

$$\delta_0 = \min_{\gamma_0, \gamma_l} \max_{x, t} \left| \Delta p(x, t) - \varepsilon_p \right|. \quad (3.105)$$

Відомо, що знаходження точок, підозрілих на екстремум, зводиться до розв'язування наступної системи рівнянь

$$\begin{cases} \frac{\partial \delta_0}{\partial x} = 0, \\ \frac{\partial \delta_0}{\partial t} = 0, \\ \frac{\partial \delta_0}{\partial \gamma_0} = 0, \\ \frac{\partial \delta_0}{\partial \gamma_1} = 0. \end{cases} \quad (3.106)$$

Слід відмітити, що розв'язок останньої системи дозволяє не тільки мінімізувати перехідний час, але і визначати значення координати та часу, при яких вказаний вище функціонал приймає оптимальне значення (програма і алгоритм приведені в додатку А, В).

3.4. Критерії нестационарності лінійної частини ГТС.

На даний час для оцінки відмінності руху газу в нестационарному випадку від стаціонарного в літературі введено декілька критеріїв.

1. Критерій Струхалія визначається величиною

$$Sh = \frac{x}{vt}, \quad (3.107)$$

де x - біжуча координата $x \in [0, l]$, l - довжина трубопроводу, t - час, v - швидкість газу на віддалі x від початку трубопроводу в момент часу t .

Оскільки

$$\frac{x}{t} = v_s \quad (3.108)$$

середня швидкість газу на відрізьку $[0, x]$, то критерій Струхалія можна записати

у виді

$$Sh = \frac{v_s}{v} \quad (3.109)$$

і він характеризує відхилення середньої від миттєвої швидкості на заданому проміжку.

2. Критерій Гохмана

$$G = Ma^2 \frac{\lambda x}{D}. \quad (3.110)$$

Тут

$$Ma = \frac{v}{c} \quad (3.111)$$

число Маха (швидкість звуку в газі при заданих гідродинамічних параметрах). Відомо, що

$$c^2 = kzRT,$$

де k - показник адіабати, z - коефіцієнт стисливості газу, R - газова стала, T - температура газу. Якщо врахувати означення числа Маха і швидкості звуку в газі, тоді

$$G = \frac{v^2}{kzRT} \frac{\lambda x}{D}. \quad (3.112)$$

Далі при стаціонарному русі газу в трубопроводі значення тиску $p_{st}(x)$ на віддалі x від початку можна обчислити за формулою

$$p_{st}(x) = \sqrt{p_0^2 - \frac{\lambda z RT}{D} (\rho v)^2 x}. \quad (3.113)$$

Оскільки

$$p = z \rho RT,$$

то легко показати, що

$$G = \frac{p_0^2 - p_{st}^2(x)}{kp^2(x,t)}, \quad (3.114)$$

Тобто даний критерій характеризує зміну тиску в стаціонарному випадку на заданому проміжку до величини тиску в нестаціонарному випадку.

З іншого боку, врахувавши означення числа Маха, можна записати

$$G = \frac{v}{c} \frac{\lambda \tau}{D}, \quad (3.115)$$

де $\tau = x/c$ - час проходження звуковою хвилею віддалі, довжиною x .

3. Критерій нестационарності виду

$$N = \frac{\tau}{l^2} \frac{2c^2 D}{\lambda v_s} \chi \quad (3.116)$$

- τ - перехідний час, параметр режиму. Якщо

$$v_{sp} = \frac{l}{\tau} \quad (3.117)$$

середня швидкість за перехідний час τ , то при $v_s \approx v_{sp}$ отримується зв'язок між критеріями G та N

$$N = 2\chi G. \quad (3.118)$$

4. Ще одним критерієм нестационарності може бути число Рейнольда

$$\text{Re} = \frac{4m}{\pi D \mu} = \frac{D v p}{\mu_0 R T} \frac{T + C}{273 + C} \left(\frac{273}{T} \right)^{3/2} \text{ Б} \quad (3.119)$$

де m - маса газу, μ_0 та μ - динамічні в'язкості газу при стандартних та робочих умовах відповідно. Для визначення впливу числа Рейнольдса на обчислення коефіцієнту гідравлічного опору скористаємося рівномірною відносно режиму течіння формулою

$$\lambda = \left(\frac{Y + \varepsilon + C^{1.5}}{1 + 76C} \right)^{0.2}, \quad \varepsilon = \frac{k_w}{D}, \quad Y = \frac{79}{\text{Re}}, \quad C = (2Y)^{10}, \quad (3.120)$$

На Рис. 3.17 показана залежність коефіцієнту гідравлічного опору від об'ємної витрати для трубопроводів різних діаметрів.

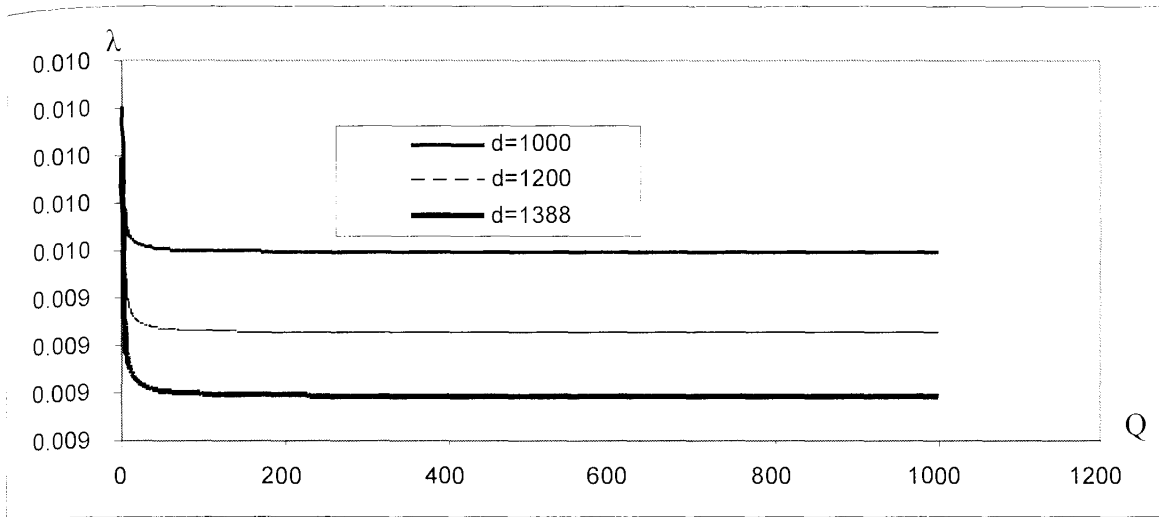


Рисунок 3.17. Залежність коефіцієнту гідравлічного опору від об'ємної витрати для трубопроводів діаметрів 1000, 1200 та 1388 мм.

Числа Рейнольда характеризують, в основному, характер потоку газу. Якщо $Re < 2300$ - ламінарний потік, при $Re > 4000$ - турбулентний потік, а якщо $2000 < Re < 4000$ - то це зона гладких труб. З Рис. 3.17 видно, що числа Рейнольда мають вплив на коефіцієнт гідравлічного опору при малих значеннях об'ємних витрат (швидкостей). Так згідно експериментальних даних числа Рейнольда необхідно враховувати при $Re < 6000$. На практиці при великих діаметрах труб це відповідає приблизно швидкості один метр за секунду.

5. Якщо $\Delta p(x, t)$ перепад тиску в точці x в деякий момент часу t , а $p_2(x)$ та $p_1(x)$ - відповідні значення тисків у вихідному та новому стаціонарах, тоді достатньо інформативним критерієм визначення перехідного часу є величина

$$t_p = \frac{\Delta p(x, t)}{p_2(x) - p_1(x)}. \quad (3.121)$$

Остання величина характеризує час, за який перепад тиску в даній точці досягне свого стаціонарного значення.

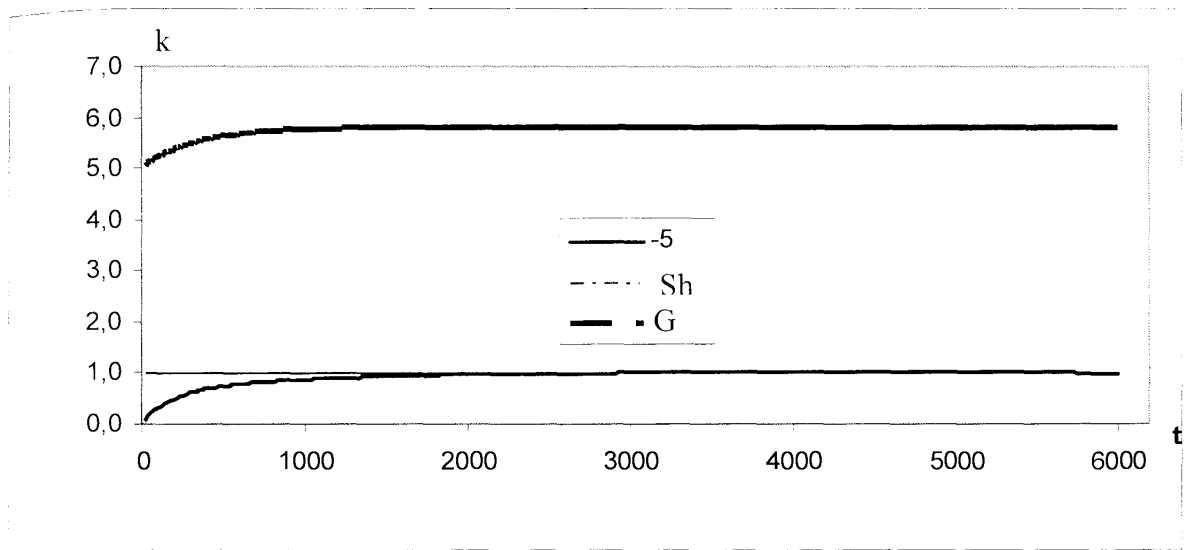


Рисунок 3.18. Залежності коефіцієнтів нестационарності (k) від часу (5-п'ятий критерій, Sh - критерій Струхалія, G – критерій Гохмана) для трубопроводу з параметрами $D = 1.2\text{ м}$, $p_0 = 65\text{ атм}$, $\lambda = 0.01$, $v_s = 9$, $l = 100000$, $R = 480$, $T = 300$, $z = 0.91$, $\rho_0 = 0.68$ при $q_0 = 800\text{ м}^3/\text{с}$, $q_{0n} = 1000\text{ м}^3/\text{с}$, $\gamma_0 = 0.001$, $q_l = 800\text{ м}^3/\text{с}$, $q_{ln} = 1000\text{ м}^3/\text{с}$, $\gamma_l = 0.003$.

На рисунку 3.19 показані залежності коефіцієнта нестационарності (k_N), обчислені за формулою

$$k_N = \frac{\Delta p(x, t)}{p_2(x) - p_1(x)} \quad (3.122)$$

для різних трубопроводів при різних значеннях часу і граничних умовах.

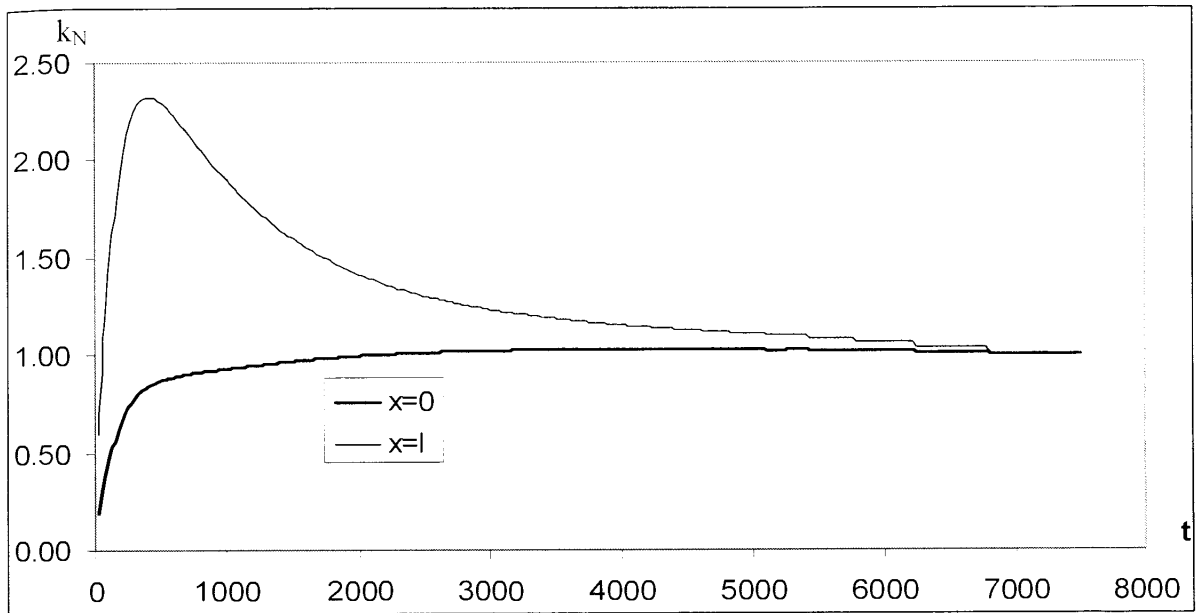


Рисунок 3.19. Залежність коефіцієнта нестационарності (k_N) від часу для трубопроводу з параметрами $D = 1,338\text{м}$, $p_0 = 65, \text{атм}$, $\lambda = 0,01$, $v_s = 9$, $l = 100000$, $R = 480.$, $T = 300$, $z = 0,91$, $\rho_0 = 0,68$ при $q_0 = 800 \text{ м}^3/\text{с}$, $q_{0n} = 600 \text{ м}^3/\text{с}$, $\gamma_0 = 0,001$, $q_l = 800 \text{ м}^3/\text{с}$, $q_{ln} = 600 \text{ м}^3/\text{с}$, $\gamma_l = 0,003$.

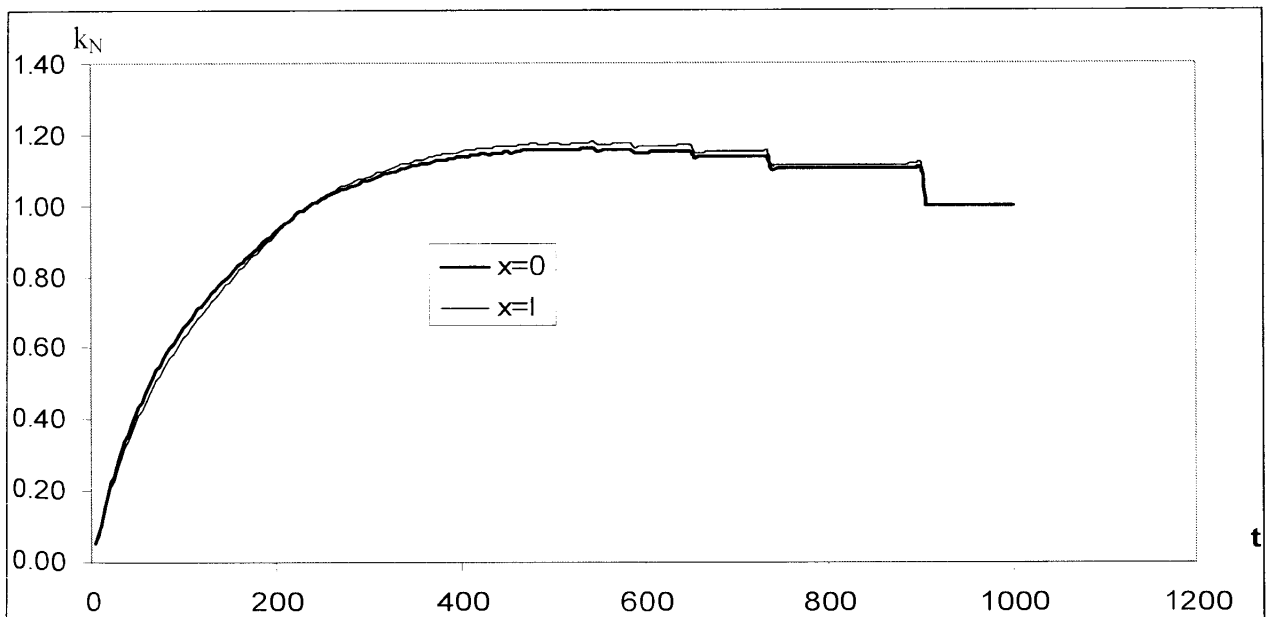


Рисунок 3.20. Залежність коефіцієнта нестационарності (k_N) від часу для трубопроводу з параметрами $D = 1.338\text{м}$, $p_0 = 65. \text{атм}$, $\lambda = 0.01$, $v_s = 9.$, $l = 100000.$, $R = 480.$, $T = 300.$, $z = 0.91$, $\rho_0 = 0.68$ при $q_0 = 800. \text{ м}^3/\text{с}$, $q_{0n} = 600. \text{ м}^3/\text{с}$, $\gamma_0 = 0.01$, $q_l = 800. \text{ м}^3/\text{с}$, $q_{ln} = 600. \text{ м}^3/\text{с}$, $\gamma_l = 0.03$.

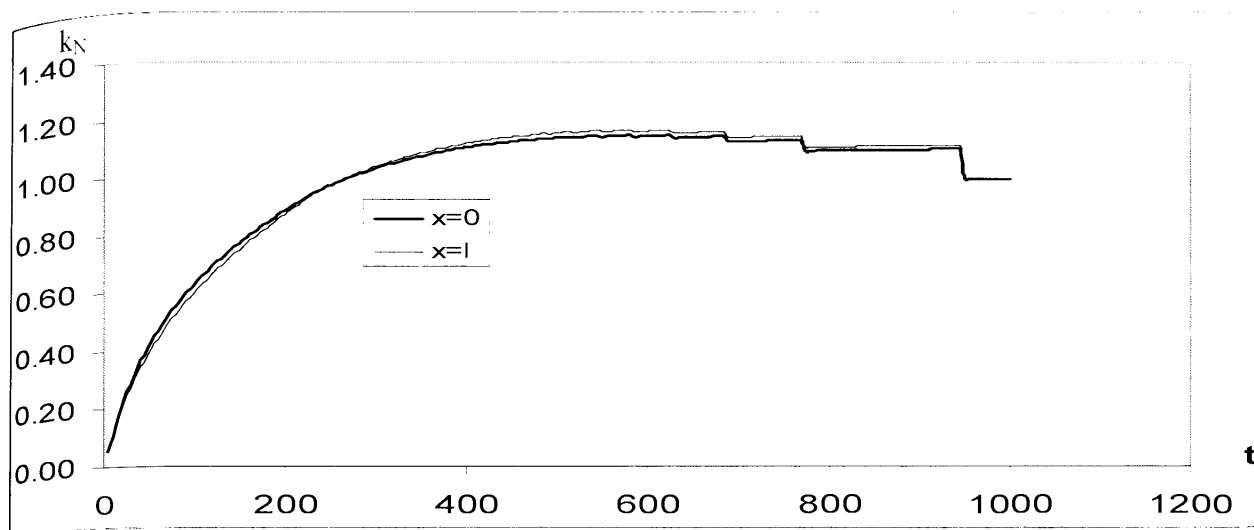


Рисунок 3.21. Залежність коефіцієнта нестационарності (k_N) від часу для трубопроводу з параметрами $D = 1.2\text{м}$, $p_0 = 65\text{ атм}$, $\lambda = 0.01$, $v_s = 9$, $l = 100000$, $R = 480$, $T = 300$, $z = 0.91$, $\rho_0 = 0.68$ при $q_0 = 800\text{ м}^3/\text{с}$, $q_{0n} = 600\text{ м}^3/\text{с}$, $\gamma_0 = 0.01$, $q_l = 800\text{ м}^3/\text{с}$, $q_{ln} = 600\text{ м}^3/\text{с}$, $\gamma_l = 0.03$.

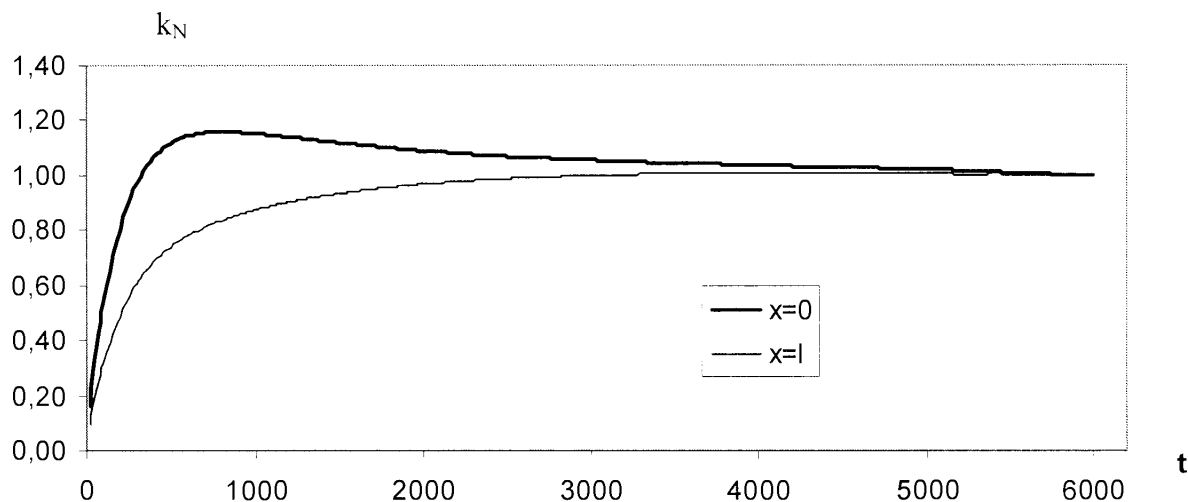


Рисунок 3.22. Залежність коефіцієнта нестационарності (k_N) від часу для трубопроводу з параметрами $D = 1.2\text{м}$, $p_0 = 65\text{ атм}$, $\lambda = 0.01$, $v_s = 9$, $l = 100000$, $R = 480$, $T = 300$, $z = 0.91$, $\rho_0 = 0.68$ при $q_0 = 800\text{ м}^3/\text{с}$, $q_{0n} = 1000\text{ м}^3/\text{с}$, $\gamma_0 = 0.001$, $q_l = 800\text{ м}^3/\text{с}$, $q_{ln} = 1000\text{ м}^3/\text{с}$, $\gamma_l = 0.003$. 100000 , $R = 480$, $T = 300$, $z = 0.91$, $\rho_0 = 0.68$ при $q_0 = 800\text{ м}^3/\text{с}$, $q_{0n} = 600\text{ м}^3/\text{с}$, $\gamma_0 = 0.01$, $q_l = 800\text{ м}^3/\text{с}$, $q_{ln} = 600\text{ м}^3/\text{с}$, $\gamma_l = 0.03$.

З Рис. 3.18 видно, що в кінцевій точці всі критерії нестационарності дають приблизно один і той самий перехідний час. Однак п'ятий критерій та критерій Гохмана дає можливість оцінити швидкість виходу на стаціонар, що неможливо здійснити за критерієм Струхалія.

Як було вказано вище, третій критерій відрізняється від четвертого на сталу величину (коефіцієнт режиму). Тому його дослідження не проводились.

Якщо приведені вище моделі використовувати для газотранспортної мережі в нестационарному випадку, то важливими є знання перехідних процесів на початку та в кінці трубопроводу, тобто при $x = 0$ та $x = l$. Очевидно, що перших два критерії нестационарності можна використовувати при $x > 0$ ($t > 0$) і вони залежать від відношення швидкостей. Якщо граничні умови задаються на масоперенос в аналітичному вигляді, то за допомогою параметрів, що входять в граничні умови, можна керувати перехідними процесами (в моделях, які розглядалися, вибір параметрів γ_0 та γ_l дозволяє досягти необхідного перехідного часу рис. 3.18-3.21).

3.5. Критерії нестационарності газотранспортної системи.

Наведені вище критерії нестационарності стосувалися лінійної частини ГТС (трубопроводів). При розрахунку режимів роботи газотранспортної системи теж стоїть питання переходу з одного стаціонарного режиму в інший. На даний час нам невідомі критерії нестационарності ГТС. На наш погляд, доцільним є введення наступних критеріїв.

1. Одним з основних елементів ГТС є система труба-КС-труба. Якщо для зміни об'ємної витрати газу $\Delta q_i(t)$ необхідно затрати потужність компресорної станції $\Delta N_{ei}(t)$, то величину

$$K_i(t) = \frac{\Delta N_{ei}(t)}{\Delta q_i(t)} \quad (3.123)$$

назвемо коефіцієнтом нестационарності елемента мережі. Тоді, якщо в мережі ГТС є присутніми I таких елементів, то коефіцієнт нестационарності такої мережі визначається так

$$K_{gts} = \sum_{i=1}^I K_i. \quad (3.124)$$

З величиною K_{gts} тісно пов'язана величина

$$K_{pr} = \frac{1}{T} \int_0^T K_i(t) dt, \quad (3.125)$$

яка визначає приведені середні затрати за період часу T .

2. Інший критерій нестационарності ГТС полягає в наступному. На практиці потенціал ГТС визначається наявністю в ній певної кількості газу, який обчислюється на основі заміряних тисків та середніх значень гідродинамічних параметрів. Як показують обчислення та фактичні вимірювання, нестационарний процес поширюється з певною швидкістю, в той час як запас газу визначається на основі стаціонарних залежностей. Тому заміри, на основі яких визначається запас газу, необхідно проводити при досягненні стаціонарного режиму руху газу в ГТС.

Нехай $\Delta Q_{gts}(t)$ - розрахований дисбаланс газу в ГТС, який виникає за рахунок нестационарності процесу, а $Q_{gts}(t)$ - розрахований запас газу. Тоді за коефіцієнт нестационарності ГТС можна взяти величину

$$K_Q = \frac{\Delta Q_{gts}(t)}{Q_{gts}(t)}. \quad (3.126)$$

Очевидно, що зі зростанням часу $\Delta Q_{gts}(t) \rightarrow 0$. Тому при заданні величини нестационарності ε_{nes} існує таке значення часу T_{nes} , що при $t > T_{nes}$ має місце нерівність $K_Q < \varepsilon_{nes}$.

3.6. Висновки по 3 розділу.

1. Створено алгоритм і методику нестационарного руху газу в газопроводах при наявності компресорних станцій з відводами і підкачками.

2. З метою оптимізації перехідних процесів у газопроводах розроблено методику і алгоритми розрахунку лінійної структури нестационарного режиму.

3. Визначено критерії нестационарності лінійної частини газотранспортної системи, а також введені критерії нестационарності при розрахунках режимів роботи системи. Крім цього проведено аналіз, за допомогою якого визначено, коли і яким критерієм краще користуватись при заданих режимах.

РОЗДІЛ 4

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕМПЕРАТУРНИХ ФАКТОРІВ НА РЕЖИМИ РОБОТИ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

Повна енергія рухомого газу, як сума потенціальної, кінетичної та внутрішньої, визначається такими параметрами потоку як тиск, швидкість і температура. В політропічному процесі розширення газу, характерному для магістральних газопроводів, збільшення температури газу зумовлює зростання його питомого об'єму та збільшення лінійних швидкостей потоку. Зростання лінійних швидкостей газу в трубопроводі і пов'язане з ним зростання турбулентних пульсацій викликає збільшення гідравлічних втрат енергії на виконання роботи силами внутрішнього тертя потоку і зростання дисипативних втрат енергії. Крім того, збільшення температури газу викликає зростання швидкості розповсюдження малих збурень в газовому потоці, що призводить до виникнення і зростання інерційних втрат енергії в газовому потоці. Відзначимо також зростання динамічної в'язкості зі збільшенням температури газу. Однак при русі газового потоку в зоні жорстких труб турбулентного режиму вплив внутрішнього тертя між шарами газу на загальні гідравлічні втрати енергії мізерний [13,19,20,21,24,43,48,49,50,51,52,57].

Таким чином, збільшення внутрішньої енергії газу в газовому потоці приводить до зростання загальних гідравлічних втрат енергії і при сталій витраті газу викликає необхідність підводу енергії ззовні, тобто зростання енергетичних витрат на компресорних станціях, що виражається в збільшенні витрати паливного газу.

Збільшення потенціальної енергії газу на компресорних станціях неможливе без одночасного зростання його внутрішньої енергії в процесі політропічного стиску газу в компенсаторах. Тому з метою зменшення гідродинамічних втрат енергії при русі газу в лінійних ділянках газопроводу проводять охолодження газу після компримування. Зменшення температури перекачуваного газу призведе до скорочення гідравлічних втрат енергії в газопроводі, що в кінцевому рахунку спричинить економію паливного газу,

який витрачається на перекачку. Однак, на охолодження газу також витрачається певний об'єм енергії. Якщо газ охолоджують в апаратах повітряного охолодження, то необхідно затратити енергію на привід вентиляторів, а при використанні водяного охолодження на привід насосів для перекачки води. Відмітимо, що для збільшення глибини охолодження газу при сталій його витраті необхідно збільшити витрату холодоагенту (повітря чи води), що неодмінно викличе зростання затрат енергії на охолодження газового потоку. Отже, з одного боку збільшення глибини охолодження газу після компримування призведе до зменшення гідравлічних втрат енергії на його перекачку, тобто до економії паливного газу, а з іншого боку для збільшення глибини охолодження газу необхідно збільшити затрати енергії на охолодження. Очевидно, що збільшувати глибину охолодження газу доцільно до тих пір, поки сумарні затрати енергії на перекачку газу й його охолодження будуть зменшуватися. Отже мінімум сумарних енергозатрат на перекачку газу і його охолодження відповідає оптимальній температурі охолодження газу.

Поставлена задача визначення оптимальної температури охолодження газу відноситься до класу задач на відшукування глобального екстремуму функції мети, яка є функцією багатьох змінних. Однак такий підхід може бути використано в тому випадку, якщо визначається оптимальна температура охолодження для простого газопроводу. В випадку складної системи, в якій газопроводи з'єднані між собою між нитковими перемичками, з різною кількістю компресорних станцій на різних нитках, побудова функції мети викликає серйозні утруднення. Тому більш простим підходом слід вважати метод чисельного перебору варіантів. Цей метод полягає в тому, що для складної газотранспортної системи визначають потужність кожної КС при різних глибинах охолодження газу. Одночасно розраховуються затрати енергії для досягнення даної глибини охолодження. Розрахунки ведуться доти, поки сумарні затрати енергії на транспорт і охолодження не почнуть зростати.

4.1. Математична модель для розрахунків витрати паливного газу для підтримки заданого тиску.

Для простоти розглядається мережа, яка складається з n компресорних станцій та горизонтальних трубопроводів між ними [62,63,66].

Тиск вздовж горизонтального трубопроводу обчислюється за формулою

$$p(x) = \sqrt{p_0^2 - \lambda z \frac{gRT}{D} \left(\frac{M}{S}\right)^2 x}, \quad (4.1)$$

де позначено: $p = p(x)$ - розподіл тиску по довжині трубопроводу; λ - коефіцієнт гідравлічного опору; T - температура газу; R - газова стала; z - коефіцієнт надстисливості газу; ρ - густина газу; x - біжуча координата $x \in [0, l]$, де l - довжина трубопроводу, D - внутрішній діаметр трубопроводу. Під час руху газу в області КС мають місце різного роду місцеві опори, перепад тиску на яких обчислюється на основі емпіричної формули

$$\Delta p = \rho \frac{w^2}{2} \xi, \quad (4.2)$$

де ξ - коефіцієнт місцевого опору. Після нескладних тотожних математичних перетворень остання формула зводиться до вигляду

$$p_2^2 - p_1^2 = bq^2, \quad b = \frac{\xi p_0 T z \rho_0}{T_0 F^2}, \quad (4.3)$$

де p_1 та p_2 - вхідне та вихідне значення тиску через місцевий опір.

Робота компресорної станції залежить від її потужності, яка визначається так

$$N = \frac{\alpha}{m} q T_1 (\varepsilon^{m/\eta_{пол}} - 1). \quad (4.4)$$

Тут q - витрата газу через КС ($\text{м}^3/\text{с}$), T_1 - температура газу на вході в КС,

$m = \frac{K-1}{K}$, $K = \frac{c_p}{c_v}$, $\varepsilon = \frac{p_2}{p_1}$, p_1 - тиск на вході в КС, p_2 - тиск на виході з КС,

$\eta_{пол}$ - політропний к.к.д., α - коефіцієнт пропорційності, який одержано емпіричним шляхом $\alpha = 23,9$ [$\text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$].

При роботі КС витрачається певна кількість газу, яка обчислюється за формулою

$$q_{n.z.} = q_{n.z.}^H \cdot K_q \left[\frac{3 N_e}{4 N_e^n} + 0.25 \frac{P_a}{0.1013} \sqrt{\frac{T_3 + 273}{T_3^0 + 273}} \right], \quad (4.5)$$

$$q_{n.z.}^H = \frac{860 N_e^H}{\eta_e^H Q_n 10^3}.$$

де $q_{n.z.}$ - витрата паливного газу, тис. м³/год;

$q_{n.z.}^H$ - номінальна витрата паливного газу, тис. м³/год;

K_q - коефіцієнт, що враховує зміну питомої витрати палива залежно від технічного стану ГТУ;

Q_n - нижня теплотворна здатність газу при 293 °K і 0.1013 МПа;

η_{emy} - номінальний ефективний к.к.д. газотурбінного приводу компресора на муфті ГТУ;

P_a - атмосферний тиск (МПа);

N_e - споживана потужність ГТУ, отримана в результаті розрахунків параметрів КС.

На основі формул (4.1)-(4.5) визначимо кількість паливного газу, яка необхідна для підтримки вихідного тиску на заданому рівні.

Для простоти запису введемо позначення:

$$\Theta_1 = K_q \left[\frac{3 N_e}{4 N_e^n} + 0.25 \frac{P_a}{0.1013} \sqrt{\frac{T_3 + 273}{T_3^0 + 273}} \right] \quad (4.6)$$

$$\Theta_2 = \frac{23.9}{m} T_1, \quad \eta = m / \eta_{нол}, \quad \Theta_3 = \Theta_1 \Theta_2, \quad \Theta_4 = \lambda z \frac{RTL}{D} \left(\frac{\rho_0}{S} \right)^2 + b. \quad (4.7)$$

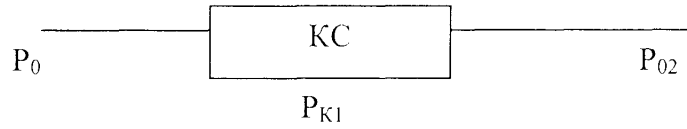
Очевидно, що параметри Θ_i та η відносяться до КС, а Θ_4 - до лінійної ділянки, розміщеної між двома сусідніми КС, та місцевих опорів. В таких позначеннях формули (4.1)-(4.5) можна записати

$$P_1^2 = P_0^2 - \Theta_4 q^2,$$

$$q_{n.c.} = \Theta_{31} q (\varepsilon^n - 1). \quad (4.8)$$

Розглянемо деяку ділянку мережі, в яку входить КС, і запишемо для неї

МОДЕЛЬ:



$$\begin{aligned} p_{01}^2 - p_{k1}^2 &= \Theta_{41} q_1^2, \\ q_{n.c.,1} &= \Theta_{31} q_1^* (\varepsilon_1^{\eta_1} - 1), \\ p_{02} &= \varepsilon_1 p_{k1}. \end{aligned} \quad (4.9)$$

У формулах індекс “1” відноситься до першої ділянки лінійної частини та першої КС, q_1^* - кількість газу, що перекачана КС. Тоді

$$q_1^* = q_1 - q_{n.c.,1}, \quad (4.10)$$

та

$$q_{n.c.,1} = \Theta_{31} q_1 (\varepsilon_1^{\eta_1} - 1) - \Theta_{31} q_{n.c.,1} (\varepsilon_1^{\eta_1} - 1), \quad (4.11)$$

звідки

$$q_{n.c.,1} = \frac{\Theta_{31} (\varepsilon_1^{\eta_1} - 1)}{1 + \Theta_{31} (\varepsilon_1^{\eta_1} - 1)} q_1, \quad (4.12)$$

або

$$q_{n.c.,1} = \xi_1 q_1, \quad (4.14)$$

де

$$\xi_1 = \frac{\Theta_{31} (\varepsilon_1^{\eta_1} - 1)}{1 + \Theta_{31} (\varepsilon_1^{\eta_1} - 1)}. \quad (4.15)$$

Якщо на ділянці є друга КС, то для неї можна записати

$$q_{n.c.,2} = \xi_2 q_2, \quad (4.16)$$

де q_2 - кількість газу, що пройшла через другу ділянку лінійного

трубопроводу. Оскільки

$$q_2 = q_1 - q_{n.c.,1}, \quad (4.17)$$

то

$$q_{n.z.,2} = \xi_2 (q_1 - q_{n.z.,1}) = \xi_2 q_1 (1 - \xi_1). \quad (4.18)$$

Таким чином, якщо q_1 - кількість газу, що проходить через першу ділянку і в даній мережі є n - КС, то сума паливного газу буде

$$q_{n.z.} = \sum_{j=1}^n q_{n.z.,j} = q_1 \sum_{j=1}^n \xi_j \prod_{l=1}^{j-1} (1 - \xi_l). \quad (4.19)$$

Формула (4.19) дає можливість визначити кількість паливного газу, необхідну для перекачування об'єму газу q_1 через n КС із коефіцієнтами стиснення відповідно $\varepsilon_i, i = \overline{1, n}$. Визначимо тепер зв'язок між вхідним та вихідним тисками при наявності n КС. Запишемо ряд співвідношень

$$p_{01}^2 - p_{k1}^2 = \Theta_{41} q_1^2, \quad (4.20)$$

$$p_{02}^2 - p_{k2}^2 = \Theta_{42} q_2^2,$$

$$q_2 = q_1 - q_{n.z.,1} = q_1 (1 - \xi_1), \quad (4.21)$$

$$p_{02} = \varepsilon_1 p_{k1}, \quad (4.22)$$

$$\varepsilon_1^2 p_{k1}^2 - p_{k2}^2 = \Theta_{42} q_1^2 (1 - \xi_1)^2. \quad (4.23)$$

Рівняння (4.20) помножимо на ε_1^2 і додамо до рівняння (4.23).

Отримаємо

$$\varepsilon_1^2 p_{k1}^2 - p_{k2}^2 = q_1^2 \left[\Theta_{41} \varepsilon_1^2 + \Theta_{42} (1 - \xi_1)^2 \right] \quad (4.24)$$

При наявності другої КС аналогічно отримується

$$\varepsilon_2^2 p_{k2}^2 - p_{k3}^2 = \Theta_{43} q_3^2 = \Theta_{43} (q_1 - q_{n.z.,1} - q_{n.z.,2})^2 = \Theta_{43} q_1^2 (1 - \xi_1)^2 (1 - \xi_2)^2. \quad (4.25)$$

З рівнянь (4.20)-(4.25) в загальному випадку можна записати

$$p_{01}^2 \prod_{i=1}^n \varepsilon_i^2 - p_{kn}^2 = q_1^2 \sum_{j=1}^{n+1} \Theta_{4j} \prod_{i=1}^{n-i+1} \varepsilon_{n-i+1}^2 \prod_{l=1}^{j-1} (1 - \xi_l)^2. \quad (4.27)$$

Таким чином, якщо система складається з лінійного горизонтального трубопроводу, на якому є n компресорних станцій і в яку входить q_1 газу при тиску p_{01} , а на виході необхідно підтримувати тиск p_{kn} , то вказані параметри разом із заданими коефіцієнтами стиску КС ε_i пов'язані між собою

співвідношенням (4.27). При цьому необхідна кількість газу для роботи над стисненням газу обчислюється за формулою (4.19).

Кількість перекачаного газу через n компресорних станцій обчислюється за формулою

$$q = q_1 - q_{n.c.} = \sqrt{\frac{p_{01}^2 \prod_{i=1}^n \varepsilon_i^2 - p_{kn}^2}{\sum_{j=1}^{n+1} \Theta_{4j} \prod_{i=1}^{n-i+1} \varepsilon_{n-i+1}^2 \prod_{l=1}^{j-1} (1 - \xi_l)^2}} - q_1 \sum_{j=1}^n \xi_j \prod_{l=1}^{j-1} (1 - \xi_l). \quad (4.28)$$

Аналіз формул показує, що вплив кінцевого тиску на витрату газопроводу залежить від числа КС і їх степенів стиску.

Отримана формула (4.19) для визначення сумарного паливного газу в лінійній структурі при наявності n КС дозволяє мінімізувати його в залежності від значень коефіцієнтів стиску кожної з КС. Мінімум функції $q_{n.c.} = f(\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_n)$ визначається із розв'язку системи рівнянь

$$\begin{cases} \frac{\partial q_{n.c.}}{\partial \varepsilon_1} = 0, \\ \vdots \\ \frac{\partial q_{n.c.}}{\partial \varepsilon_n} = 0. \end{cases} \quad (4.29)$$

Знайшовши корені останньої системи, будемо мати значення коефіцієнтів стиску, при яких мінімізується кількість паливного газу. Тоді формула (4.28) дозволяє уточнити об'ємну витрату газу, що проходить трубопроводом.

Як показують розрахунки вже при числі станцій >3 коливання тиску в широких діапазонах практично не відбиваються на витраті газопроводу: коливання розходу при цьому складає менше 1%. Тиск на вході головної КС суттєво впливає на продуктивність газопроводу, оскільки $a = 3 \div 5$

Так зростання тиску на виході головної КС на 25% призведе до зростання розходу на 50%, причому об'єми паливного газу зростуть на стільки ж.

Пропускна здатність ГТС зросте, а приведені затрати зменшаться за рахунок відключення окремих КС. Тобто тиск на виході головної КС, розхід, енергетичні затрати тісно пов'язані між собою .

Якщо середній тиск газу в ГТС, в основному, диктує тиски на виході головних, то тиск на виході ГТС диктуються не більше двома останніми КС по ходу руху газу. І тому оптимізацію роботи всієї ГТС потрібно починати із зміни тиску на виході головної ГТС це приведе до зміни запасу газу в ГТС.

Важливим є те, як цей запас газу розподілити між елементами (підсистемами) ГТС для досягнення мінімальних енергетичних затрат, а це можна зробити зміною ε - перепаду тиску на КС. В цьому випадку потрібно шукати компроміс між максимальним тиском на виході КС, ККД і ГПА, який впливає на енергетичні затрати. Програма приведена в додатку А.

4.2. Аналіз експлуатації компресорних станцій

Тепловий режим газопроводу тісно пов'язаний з гідравлічним, оскільки внутрішня і потенціальна енергія в складовими частинами повної енергії газу. Тому абстрактно розглядати динаміку зміни температур газу в газопроводі без впливу гідравлічних втрат енергії некоректно. З іншого боку врахування дисипації потенціальної і внутрішньої енергії в газовому потоці призводить до складних математичних моделей, які часто не дозволяють прийнятні розв'язки. Тому найбільш ефективним методом досліджень слід вважати ітераційний метод.

Зміна температур реального газу по довжині газопроводу має два причинних фактори: теплову взаємодію трубопроводу, з навколишнім середовищем і вплив внутрішніх ефектів, до яких, в першу чергу, слід віднести ефект Джоуля-Томпсона [29,41,46,49,72]. Зовнішнім мірилом температурних процесів в газопроводі і пов'язаних з ними гідравлічних втрат енергії можна вважати середню температуру газу на лінійній ділянці газопроводу. Вона визначається зовнішнім теплообміном і величиною гідравлічних втрат енергії при розширенні газу[73,79,80]. Для її визначення запропонована наступна розрахункова схема, яка реалізується для кожного з газопроводів системи з номером i та для кожної лінійної ділянки з номером j . Вважається відомою температура на вході першої КС і комерційна продуктивність газопроводу.

Робочий тиск і температура на вході компресорної станції, розміщеної на початку лінійної ділянки, визначаються з залежностей:

$$T_{Hij} = T_{Bij} \varepsilon_{Hij}^{\frac{m-1}{m}}, \quad (4.30)$$

$$P_{Hij} = P_{Bij} \varepsilon_{ij}$$

де m - показник політропи стиску газу на КС ступінь стиску газу на КС, який визначається з її характеристики

$$\varepsilon_{ij} = \sqrt{\alpha_{ij} - \frac{b_{ij}}{r_j^2} Q_B^2}; \quad (4.31)$$

У початковому наближенні середню температуру газу в i -тій лінійній ділянці j -того газопроводу можна знайти за формулою Шухова.

$$T_{cpi}^{(s=0)} = T_{rp} + \frac{T_{Hij} - T_{rp}}{\alpha_{ij} h_{ij}} \left(1 - e^{-\alpha_{ij} L_{ij}}\right) \quad (4.32)$$

T_{rp} - температура ґрунту в непорушеному тепловому стані;

L_{ij} - довжина лінійної ділянки;

α_{ij} - параметр Шухова;

D_j - зовнішній діаметр газопроводу;

M_j - масова витрата газу;

C_p - ізобарна теплоємність газу;

K_m - повний коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту;

s - номер ітерації.

Повний коефіцієнт теплопередачі від газу до ґрунту може бути визначений на основі реалізації обернених задач. Якщо на діючому газопроводі виміряна початкова температура на ділянці T_{HB} і кінцева температура T_{KB} , то повний коефіцієнт теплопередачі:

$$K_m = \frac{M_j C_p}{\pi D_{ij} L_{ij}} \ln \frac{T_{HB} - T_{rp}}{T_{KB} - T_{rp}} \quad (4.33)$$

Температуру ґрунту в непорушеному тепловому стані T можна взяти середньою для даної ділянки на основі вимірювань.

При відомій середній температурі і початковому тиску можна знайти в початковому наближенні тиск у кінці лінійної ділянки, тобто на вході в наступну компресорну станцію:

$$P_{в^{i+1}}^{(s)} = \sqrt{P_{Hij}^{(s)} \frac{\lambda_j \Delta T_{cpi}^{(s)}}{(0.326 * 10^{-\sigma})^2 d_j^5}}, \quad (4.35)$$

де λ_j - коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу, який при відомій продуктивності може бути знайдений за критерієм Рейнольдса

$$\text{Re}_j = 1.81 * 10^3 \frac{Q_j \Lambda}{d_j \eta} \quad (4.36)$$

$$\lambda_j = 0.067 \left(\frac{158}{\text{Re}_j} + \frac{2Ke}{d_j} \right) 0.2$$

де T - динамічна в'язкість газу;

Ke - еквівалентна жорсткість внутрішньої поверхні труб.

Тепер для уточнення середньої температури врахуємо вплив ефекту Джоуля-Томпсона. Отримаємо:

$$T_{cpj}^{(s=0)} = T_{rp} + \frac{T_{Hij} - T_{rp}}{\alpha_{ij} h_{ij}} \left(1 - e^{-\alpha_{ij} L_{ij}} \right) - D \frac{P_{Hij}^{(s)^2} - P_{Bi+1j}^{(s)^2}}{2\alpha_{ij} L_{ij} P_{Hij}^{(s)}} \quad (4.37)$$

середній тиск на дільниці:

де D - коефіцієнт ефекту Джоуля-Томпсона, який визначався за формулою:

$$D = \frac{1}{C_p} \left(\frac{9.81 * 10^\sigma}{(s)} - 1.5 \right) \quad (4.38)$$

$$P_{cpj}^{(s)} = \frac{2}{3} \left(P_{Hij} + \frac{P_{Bi+1j}^{(s)^2}}{P_{Hij} + P_{Bi+1j}} \right)$$

Після уточнення середньої температури газу на дільниці повертаємося до уточнення тиску на вході наступної КС за формулою (4.35) і знаходимо температуру газу на вході цієї КС

$$T_{BiH,j}^{(s)} = T_{rp} + \left(T_{k_{ij}}^{(s)} - T_{rp} \right) e^{-\alpha_{ij} L_{ij}} - D \frac{P_{Hij} - P_{Bi+1j}}{2\alpha_{ij} L_{ij} P_{cpj}^{(s)}}$$

Ітераційний процес продовжується до того часу, допоки не буде досягнуто співпадання кінцевих тисків на сусідніх ітераціях з заданим ступенем надійності, тобто:

$$\left| P_{Bi+1,j}^{(s)^2} - P_{Bi+1,j}^{(s)} \right| \leq 0.001 \quad (4.39)$$

Після досягнення заданої точності переходимо до розрахунку режиму роботи КС. Для цього характеристики обладнання КС задавалися у вигляді:

$$\varepsilon^2 = (\alpha + \beta \bar{n}) - (\gamma + \theta \bar{n}) Q_B^2$$

$$\left[\frac{N_i}{P_B} \right]_{np} = C_0 - C_1 Q_B + C_2 Q_B^2 \quad (4.40)$$

де $\alpha, \beta, \gamma, \theta, C_0, C_1, C_2$ - сталі коефіцієнти, що визначаються за характеристиками нагнітача;

\bar{n} - відносні оберти ротора нагнітача; N

$\left[\frac{N_1}{P_a} \right]_{np}$ - приведена індикаторна потужність,

Якщо відомі тиск і температура на вході КС, то об'ємна продуктивність при умовах входу

$$Q_B = Q \frac{P_{CT}}{P_{Bi+1,j}} \frac{P_{Bi+1,j}}{T_{CT}} Z_B$$

$$Z_B = \frac{P_{Bi+1,j}^{\Delta 1,3}}{P_{Bi+1,j}^{3.3}} \quad (4.41)$$

де Z_B - коефіцієнт стисливості газу.

Тоді з першого рівняння (4.40) визначається ступінь стиску газу при номінальних обертах ротора (тобто $n = 1$). Тиск на виході КС

$$P_{Bx+1,j} = \varepsilon_{1,j} P_{Bx+1,j} \quad (4.42)$$

Якщо в (4.42) $P_{ei+1,j} > 7,6$ МПа, то приймають $P_{ei+1,j} = 7,6$ МПа і з (4.40) визначають відносні оберти ротора

$$\bar{n} = \frac{\left(\frac{P_{Bi+1,j}^{\max}}{P_{Bi+1,j}} \right)^2 - \alpha + \gamma Q_B^2}{(\beta - \theta) Q_B^2} \quad (4.43)$$

Тепер індикаторна приведена потужність визначається з другого рівняння системи (4.40), далі індикаторна, ефективна потужність агрегату і загальна потужність КС,

$$\begin{aligned}
 N_j &= \left(\frac{N_l}{\rho_B} \right)_{np} \rho_B \bar{n}^3 \\
 N_j &= N_l + \Delta N_{\max} \\
 N_{KC} &= N_e r_0
 \end{aligned}
 \tag{4.44}$$

При охолодженні газу на КС на глибину Δt температура на виході становитиме

$$T_{Hj} = T_{Hj} - \Delta t$$

Тоді у відповідності до (4.37) зменшиться середня температура газу на ділянці, і згідно з (4.35) зросте тиск на вході наступної КС. Це призведе до зменшення об'ємної продуктивності КС за умов входу в агрегати і до зменшення приведеної індикаторної потужності КС. Отже охолодження газу на КС призводить до зменшення енергетичних затрат на перекачку газу.

Розрахунок охолодження газу на КС має за мету визначення затрат енергії, необхідної для досягнення заданої глибини охолодження. Вихідними даними для розрахунку служать технічна характеристика апарату повітряного охолодження даного типу, фізичні властивості газу, його комерційна витрата і умови поступлення газу на охолодження. Температура повітря на вході в холодильник газу приймається рівною температурі навколишнього середовища в залежності від сезону (календарного часу), яка береться за даними гідрометеорологічної служби.

Кількість паралельно працюючих АПО газу визначається за відомою з технічної характеристики паспортною пропускною здатністю апарату [29,49,52]

$$r = \frac{Q}{Q_{\text{паст}}},$$

де Q - продуктивність газопроводу;

$Q_{\text{паст}}$ - паспортна пропускна здатність АПО.

Число паралельно працюючих АПО заокруглюють до найближчого цілого r_0 і уточнюють витрату газу через один апарат:

$$Q_1 = \frac{Q}{r_0}$$

де t_1, T_1 - відповідно температура газу і повітря на вході в АПО;

Тоді температурний перепад по газу на АПО першого ступеня охолодження може бути визначений з рівняння

$$W_r \Delta t_r = \frac{t_1 - T_1}{\frac{1}{W_r} - \frac{1}{W_0} - \frac{1}{W_m} \operatorname{cth} \frac{KF}{2W_m}} \quad (4.45)$$

W , W_Q - водяні еквіваленти відповідно газу і холодоагенту;

$$W_r = M_r C_{pr}; W_0 = M_n C_{pn}$$

M_r , M_{pn} - масові витрати газу і повітря;

C_{pr} , C_{pn} - питомі масові теплоємності газу і повітря;

W_m - змішаний водяний еквівалент;

$$\frac{1}{W_m} = \sqrt{\left(\frac{1}{W_r} - \frac{1}{W_0}\right)^2 - \frac{4\rho}{W_r W_0}}; \quad (4.46)$$

ρ - індекс протитоку;

k - коефіцієнт теплопередачі від газу до повітря;

F - загальна площа теплообміну.

Температура газу на вході в лінійну ділянку газопроводу

$$T_{H1} = T_H - \Delta t_r$$

де T_H - температура газу після компримування.

Для другої і наступних ступеней охолодження перепад на АПО визначають, приймаючи температуру газу t на вході в кожну наступну ступінь рівною температурі газу на виході з попередньої.

Потужність вентилятора кожного ступеня АПО не залежить від параметрів режиму роботи і визначається паспортними даними АПО. Тому при наявності n паралельно працюючих АПО, які охолоджують газ в S ступенів, загальна потужність системи охолодження складе:

$$N_0 = N_{пасп} \kappa_0 S$$

де N - паспортна потужність вентилятора одного АПО.

Таким чином, для заданої глибини охолодження газу визначались затрати енергії на охолодження газу, які в сумі з затратами енергії на перекачку

складають загальний енергетичний баланс системи. Мінімум сумарних енергетичних затрат відповідав оптимальній температурі охолодження газу.

На основі викладених розрахункових схем створено алгоритми та програми розрахунків технологічних процесів транспорту газу по системі газопроводів Уренгой-Помари-Ужгород, Союз, Прогрес, які дозволяють оптимізувати температурний і гідравлічний режими з точки зору мінімуму енергетичних затрат на перекачку. Програмний блок складається з трьох об'єктних модулів, написаних на алгоритмічній мові для персональних комп'ютерів серії IBM[70].

Програмний модуль Wlgas (додаток Б) призначений для розрахунку фізичних властивостей газу. Вихідними даними є відсотковий склад (за об'ємом) природного газу. Модуль працює в діалоговому режимі і видає інформацію про основні фізичні властивості газу.

Програмний модуль trgteu (додаток Б) призначений для розрахунку режиму роботи системи з урахуванням глибини охолодження газу на кожній КС. Вхідними даними служать умови на початку і в кінці системи, фізичні властивості газу. В результаті розрахунків видається інформація про пропускну здатність кожного з газопроводів і системи в цілому яка може коригуватися. При необхідності задаються величиною глибини охолодження, яка може бути однаковою чи різною для кожної з компресорних станцій. При заданих умовах видається інформація по тиску і температури на вході і виході кожної з КС при заданих продуктивностях газопроводів, а також потужність, яку споживають ГПА на кожній КС і по системі в цілому. Модуль працює в діалоговому режимі.

Програмний модуль avo06 (додаток Б) призначений для розрахунку охолодження газу на КС після компримування. Вхідними параметрами служать технічна характеристика АПО, продуктивність КС, температура повітря.

У результаті розрахунків, виконаних в діалоговому режимі, видається інформація про число працюючих АПО і схему їх роботи, температуру газу і повітря до і після охолодження.

Результати розрахунків подано в таблицях 3.1-3.10 (Додаток 3).

Аналіз результатів показує, що при глибині охолодження газу, однаковій для всіх КС і рівній 2 град, загальна потужність працюючих ГПА зменшується на 0,22 %. Збільшення глибини охолодження до 4 град призводить до економії потужності на 0,5 %, при глибині охолодження 10 град - на 1,5 %. Співставлення енергетичних затрат на привід вентиляторів АПО дозволяє зробити висновок, що оптимальною глибиною охолодження слід вважати 6 град.

Крім того, виконано розрахунки для варіантів, коли охолодження здійснюється на початкових 6 КС, а на решта охолодження відключено і навпаки. В першому випадку економія потужності на перекачку складає 5,35 %, а в другому – 13,05%. Отже, більш ефективним варіантом з точки зору економії енергозатрат є варіант з охолодженням газу на кінцевих КС. Тому до системи охолодження газу на кінцевих КС системи необхідно ставити більш високі вимоги в плані надійності експлуатації.

Режими роботи магістрального газопроводу, в основному, залежить від роботи компресорних станцій, які оснащені газоперекачуючими агрегатами різних типів і потужностей як вітчизняного, так і зарубіжного виробництва.

На підприємстві ДК «Укртрансгаз» знаходиться в експлуатації близько 130 двохступневих газоперекачуючих агрегатів (ГПА) потужністю 25 МВт з відцентровими нагнітачами різних заводів і фірм семи модифікацій.

Аналіз функціонування багатониткової газотранспортної системи (ГТС) показує, що при зміні режиму її роботи найбільш важко забезпечувати ефективність таких компресорних станцій (КС), в яких переважають цехи з ГПА великої одиничної потужності (25 МВт і 10 МВт). Відключення і включення таких агрегатів викликає найбільші зміни режиму в сусідній ГПА і цехах, причому цей процес супроводжується значними перетіканнями по міжцехових перемичках. Необхідно, щоб при всіх режимах нагнітачі працювали в зоні найбільш високих ККД, а навантаження газотурбінного привода було близьке до номінального [75,84,104,105]. Можна простежити виникаючі труднощі на прикладі нагнітача 650-21-2 з приводом від ГТУ типа ГТН.

На рис.4.2. представлені розрахункові характеристики ділянок газопроводу $\varnothing 1400$ довжиною 95, 100 і 105 км при коефіцієнті ефективності ділянок газопроводу $\varepsilon = 0.95$ і тиску на виході $p_1 = 7.5$ МПа. Там же нанесені характеристики ділянок зі зниженим коефіцієнтом ефективності 0,85, які можна одночасно розглядати як характеристики з $\varepsilon = 0.95$, але при тиску на виході $p_2 = 7,2$ МПа

Слабко нахилені криві є сумарні напірні характеристики двох ЦН 650-21-2 при різних відносних частотах обертання. На цьому ж рисунку нанесені також лінії ККД ЦН згідно заводської характеристики зі значеннями від 0,82 до 0,76. Ці і всі наступні спільні характеристики побудовані при відносній щільності газу за повітрям $\rho_n = 0,563$, $z = 0,9$, $t_1 = 15^\circ C$. Для ЦН використані характеристики [75,103,104,105]. Там же нанесена лінія сумарної внутрішньої потужності двох ЦН 45 МВт, побудована при ККД процесу стиску 0,78.

Як видно, зона максимальних ККД при роботі двох агрегатів розташована в області розрахункових режимів. Однак здебільшого при існуючих режимах газопроводу робочі точки не можна нанести на цю характеристику, тому що внаслідок перетікань газу в менш завантажені або вільні нитки дійсна характеристика газопроводу проходить правіше вказаної на рис.4.2.

З метою повнішого завантаження працюючих агрегатів при понижений проти нормального ступеня стиску КС і роботі в цеху двох ЦН ГПА 25 МВт їхні робочі точки на діаграмі (рис. 4.2.) розташовуються праворуч від зони максимальних ККД, а це дає безсумнівний енергетичний вигравш. При вимиканні ж одного агрегату з ЦН 650-21-2 на КЦ характеристика того, що залишився, не перетинає робочу зону характеристики ділянки газопроводу, тобто в цьому випадку перетоки повинні походити від сусідніх цехів. Тому для оптимізації роботи складної ГТС перетікання необхідні.

Перетоки між компресорними цехами (КЦ) повинні забезпечувати повне завантаження привода і роботу нагнітача в зоні високих ККД. Однак у випадку

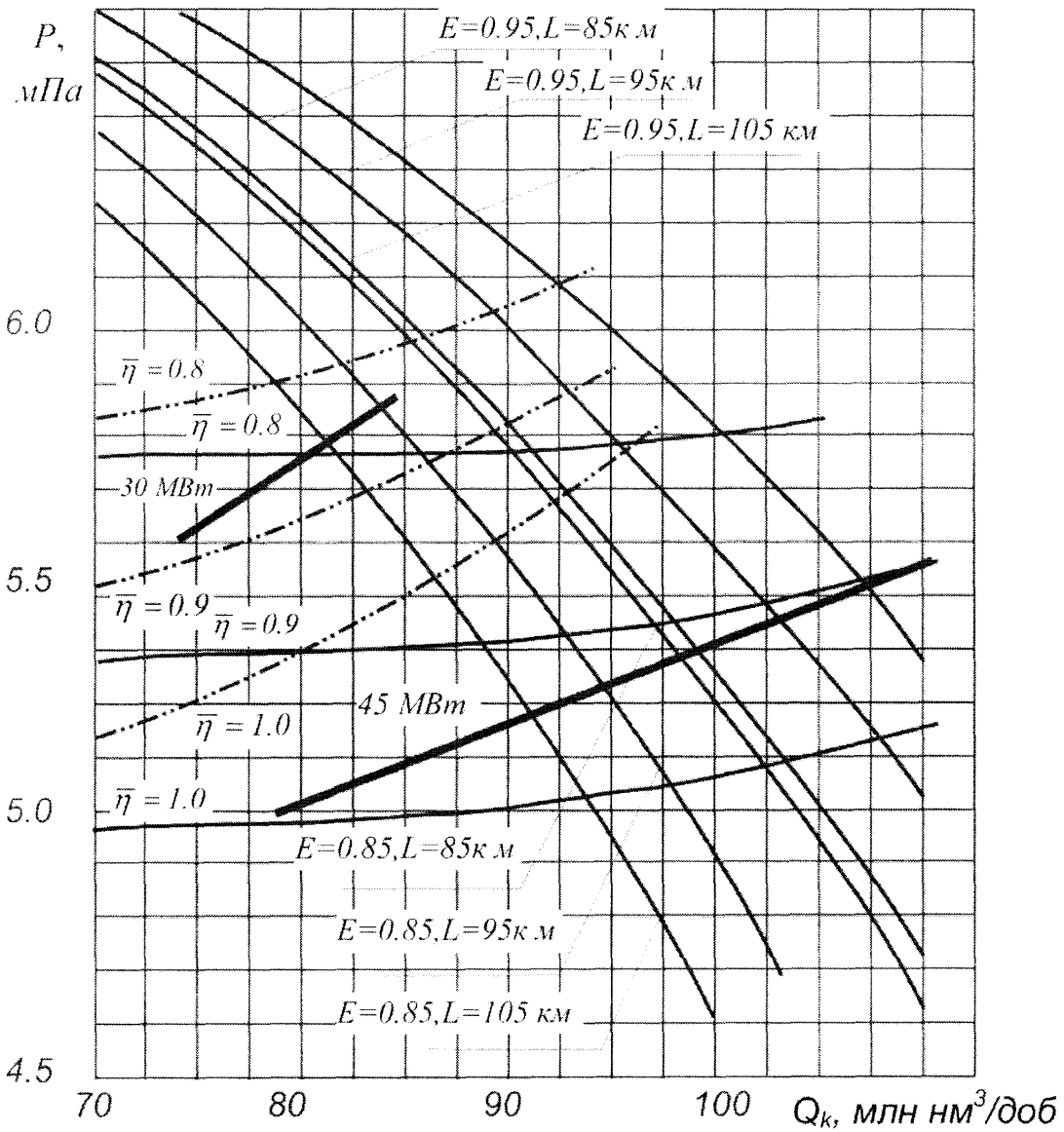


Рисунок 4.2. Загальна характеристика двох ЦН 650-21-2 з двома частинами газопроводу. Труба $\text{Ø}1420 \times 10$, $P_{\text{вих}} = 7,45$ МПа, $T_1 = 288$ К.

існуючої проточної частини ЦН 650-21-2 при зниженому ступені стиску КС це досить складно і на даний час ще не реалізовано. Аналогічна картина має місце при розгляді спільних характеристик ділянок газопроводів і нагнітачів типа RF 2BB-36, PCL-1002/40 і ін.

У зв'язку з цим для забезпечення більш ефективної роботи ЦН ГПА потужністю 25 МВт при сформованих умовах експлуатації ГТС необхідно розробити більш сучасну спеціально призначену для більшості КС проточних частин ЦН на номінальну частоту обертання 4670 об/хв. Така конструкція повинна мати робочі колеса просторового типу і лопаткові дифузори в обох ступенях.

При роботі двох таких ЦН із номінальною потужністю привода і ступенем тиску 1,30...1,37 можна по перемичці віддавати в сусідній цех (чи цехи) 20-30 млн. нм/добу. При виключенні одного ГПА той, що залишився, може ефективно працювати з ККД вище 80% при витраті до 70 млн. нм³/добу. Отже переток із сусідньої труби (чи труб) для вирівнювання навантаження по трубопроводах буде істотно меншим, ніж у випадку наявних ЦН типів 650-21-2, RP-2BB-36 і ін. Тобто, переваги такої проточної системи безсумнівні.

Отже при сформованих режимах роботи газотранспортної системи для більшості агрегатів потужністю 25 МВт значну частину часу потрібен зниження до 1,30... 1,35 ступінь стиску, внаслідок чого при роботі двох ГПА в цеху і використанні повної потужності привода витрата складає 120-130 млн. нм³/добу. Щоб робочі точки ЦН не потрапляли до зони знижених ККД, необхідне розширення зони ефективної роботи існуючих нагнітачів і, крім того, розгашування її в області великих витрат. Для вирівнювання витрат по трубопроводах неминучі перетоки по перемичках в сусідні менш завантажені лінії. При роботі одного агрегату в цеху перетоки йдуть у зворотному напрямку. Найбільші перетоки повинні бути в «крайніх» цехах, з'єднаних однією перемичкою із сусідніми, і при вимиканні обох агрегатів цеху, якщо використовується його газопровід.

При діаметрі перемички 1000 мм при повнопрохідному крані, нехтуючи малим опором прямолінійної ділянки перемички, можна

визначити втрати при вході і виході з перемички у відповідності [86].

Наприклад, при швидкості потоку в ній до 15 м/с, а в основній трубі близько 20 м/с, втрати тиску в перемичці складуть близько 0,30 кгс/см² перед цехом і близько 0,25 кгс/см² за цехом при швидкості потоку близько 11 м/с (сумарний коефіцієнт опору для входу і виходу з перемички 4,7). Крім того деякі втрати є ще в основному потоці, що також потрібно враховувати при великих перетоках.

Але в цілому втрати енергії від міжцехового перерозподілу загальної витрати, хоча вони і повинні бути враховані, поступаються можливим втратам в нагнітачі й особливо в його приводі.

З метою запобігання наближення більш «слабкого» до границі стійкості працюючі в цеху ГПА навантажені приблизно рівномірно. Для визначення оптимуму завантаження одного агрегату пропонується наступний метод. Будується залежність ККД ГПА від продуктивності і режиму роботи. Відповідно до запропонованого в [69,86] ККД ГПА

$$\eta_{ГПА} = K_{доп} \eta_c \eta_H$$

де $K_{доп}$ – коефіцієнт, який враховує додаткові втрати;

η_c - фактичний ефективний ГТУ, який залежить від відносної приведенної потужності, що враховує температуру атмосферного повітря, і технічного стану ГТУ;

η_H - ККД ЦН, що залежить від витрати, ступеня стиску і технічного стану нагнітача.

Якщо втрати, пов'язані з технічним станом ГТУ і ЦН, включити в $K_{доп}$, то визначальними чинниками є:

$$\text{для } \eta_c - N_{енр},$$

$$\text{для } \eta_H - Q_k,$$

$$\text{ш } \varepsilon \text{ при } N_c < N_{i\max}, t_1 \approx t_{H\text{ in}}, z \approx [z]_{пр} p_2 = 7.5 \text{ МПа}$$

Очевидно, що найменша витрата паливного газу на ГПА буде досягнута (за інших рівних умов) при максимумі добутку $\eta_c \cdot \eta_H$ або пропорційного йому $\eta_c \cdot \eta_H$, де $\eta_c \cdot \eta_H$ - величини ККД, віднесені до номінальних значень.

Максимальні значення η_e при відомій потужності можна визначити, наприклад, за діаграмою режимів ГТУ, а η_n за характеристикою нагнітача.

На рис. 4.3 зображені залежності $\eta_e \cdot \eta_n$ від Q_k для агрегату ГТН-25 із ЦН 650-21-2 при декількох значеннях ε_{KC} від 1,25 до 1,40. При $\varepsilon_{KC}=1,45$ досягається номінальне значення, тобто $\eta_e \cdot \eta_n = 1,0$. Показане також розміщення лінії внутрішньої потужності $N_i=22,5$ МВт, розраховане при $\eta_n=0,78$. Отримана графічна залежність підтверджує, що максимальний ККД цього ГПА зростає з наближенням ступеня стиску до номінального значення і має максимум при $Q_k \approx 50$ млн нм³/добу.

Такі криві є важливим інформаційним матеріалом для експлуатаційного персоналу. Для цеху вигідно тримати потужність ГТН-25, близьку до номінального, завдяки пологій залежності $\eta_e \cdot \eta_n$ від витрати; надлишкову для даного цеху витрату варто передавати по перемичці в сусідній лінії. При зниженні ε_{KC} в цеху з ЦН 650-21-2 неминуче росте питома витрата паливного газу.

Для згаданої вище проточної частини ЦН фірми GHH-Borsig, завдяки сприятливо розташованій і широкій зоні високого ККД ЦН, при будь-якому робочому ступені стиску вигідне максимальне завантаження привода.

Що стосується ГПА інших потужностей, то в ГТС ДК "Укртрансгаз" в експлуатації їх небагато із приводом потужністю 16 МВт. Деякі з них Сумського заводу у складі ГПА-Ц-16 переважно на ступінь стиску 1,44-1,45 трьох модифікацій на номінальну частоту обертання 4900 і 5300 об/хв тип НЦ-16-76-1,45 і 45 агрегатів ТМЗ із приводом від ГТН типів Н-16 типів Н-16-76-1,44 і 1,44 М. Як правило, розрахунковий режим цеху забезпечується трьома працюючими ГПА при загальній кількості агрегатів в цеху 4-5.

На рис. 4.4 представлені спільні характеристики ділянок газопроводу з трьома і двома НЦ-16-76-1,44 модифікації 3 ($\eta_{НОМ}=5300$ об/хв). При трьох робітниках ЦН область високого ККД розташовується сприятливо, однак при зниженому ступені стиску КС ГПА будуть недостатньо завантажені. Для повного завантаження трьох ГПА необхідні перетоки в сусідні нитки, обсяг

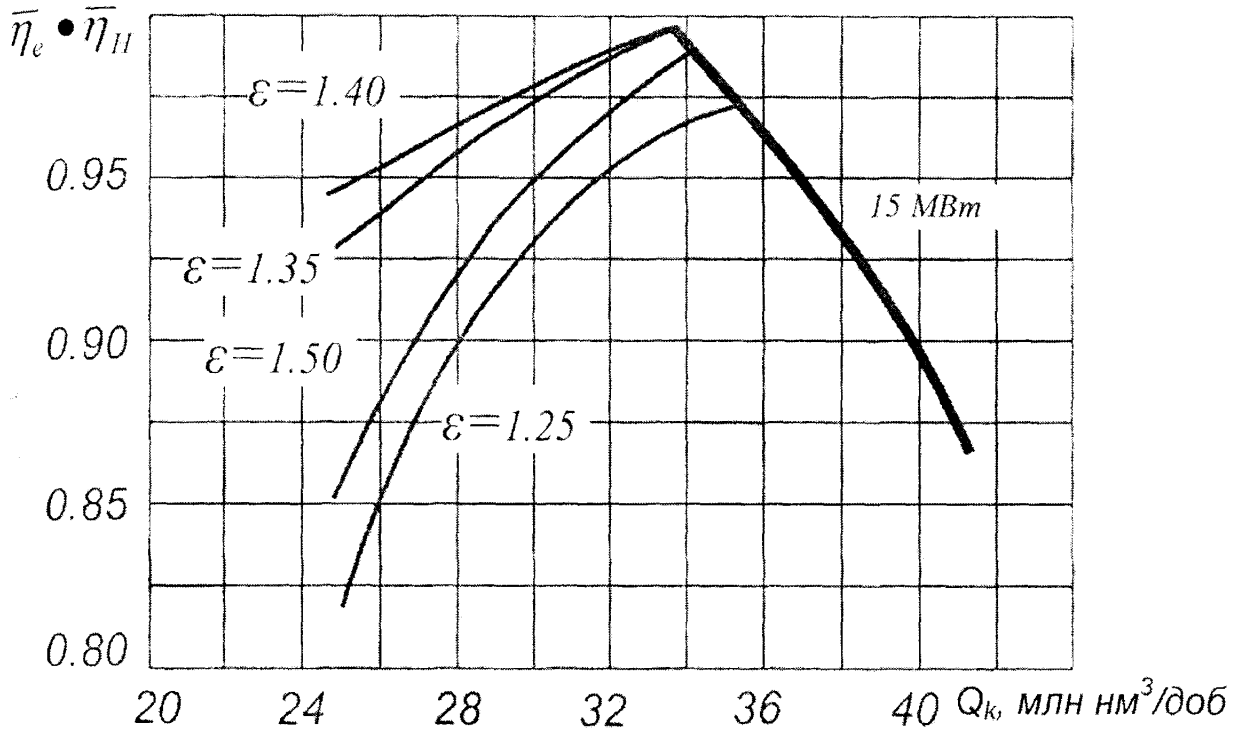


Рисунок 4.3. Залежність $\bar{\eta}_e \cdot \bar{\eta}_H$ від витрати Q_k при різних значеннях $\epsilon_{ци}$ для ГТН-25 з ЦН 650-21-2; $P_z=7.45$ МПа; $t_{ir}=15^\circ\text{C}$; $zR=457$ Дж/(кг·К).

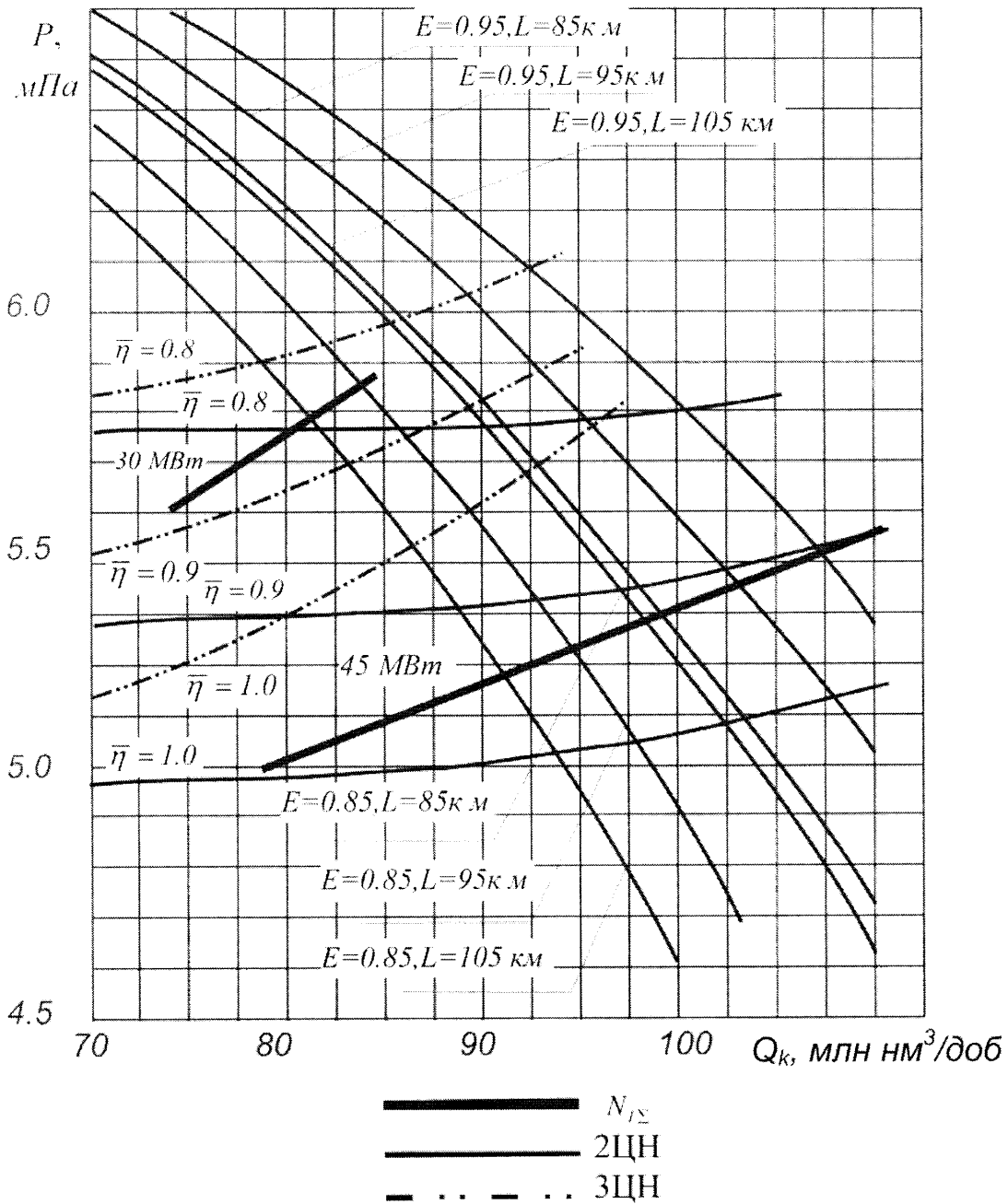


Рисунок 4.4. Загальна характеристика двох і трьох ЦН типу НЦ-10-76-1,44 третьої модифікації та частин газопроводу.

яких залежить від ступеня стиску КС. На цьому ж рисунку показані лінії потужності при трьох і двох агрегатах (45 МВт і 30 МВт), визначені при ККД процесу стиску 0,78. Зі спільних характеристик двох ЦН НЦ-16-76-1,44 (модифікація 3) ділянок газопроводу видно, що пологість напірних характеристик забезпечує діапазон ефективної роботи до 80 млн. $\text{нм}^3/\text{добу}$ при ККД близько 80%. Отже при зниженні витрати по нитці до 3,3 млн. $\text{нм}^3/\text{год}$ цілком можна залишати в роботі два агрегати цієї модифікації. При необхідності збільшення витрати без включення третього агрегату потрібне підживлення від сусідніх ниток, тобто труба цього цеху може бути використана для прийняття «зайвої» витрати від сусідніх цехів для оптимізації режимів роботи їх ГПА.

Отже для роботи в області високих ККД ЦН і ГПА потужністю 16 МВт при повному завантаженні газотурбінного приводу при режимі роботи ГТС вимагаються перетоки як перед цехом, так і після цеху. Витрата при цих перетоках у загальному випадку трохи менша, ніж при ГПА потужністю 25 МВт, але при роботі в цеху одного ГПА може перевищити 50-60 млн. $\text{нм}^3/\text{добу}$, що пов'язано вже з відчутними втратами тиску і роботи з компримування газу.

Більш повний аналіз ефективності використання ЦН із ГПА потужністю 16 МВт може дати розгляд залежності добутку $\eta_c \cdot \eta_n$ від режиму роботи по аналогії з виконаними побудовами за методикою, запропонованою для агрегатів потужністю 25 МВт.

Залежності $\eta_c \cdot \eta_n$ від Q_k при різних ступенях стиску від 1,25 до 1,40 для агрегату ГПА-Ц-16 були розраховані з використанням узагальненої дросельної характеристики двигуна НК-16-СТ заводської характеристики нагнітача НЦ-16-76-1,44 модифікації 3, що відрізняється високими значеннями ККД у робочій зоні. Результати розрахунків представлені на рис.4.5. Видно, що при витраті через ЦН 30 млн. $\text{м}^3/\text{добу}$ і більше ККД ГПА знижений у порівнянні з номіналом при $\varepsilon=1,25$ не більш, ніж на 7%. При великому завантаженні двигуна ККД також високий за рахунок збереження високого ККД ЦН. При потужності $N_j = 15$ МВт і $\varepsilon > 1.2$ ККД може знизитися не більш, ніж на 5% (безумовно, при чистій і незношеній

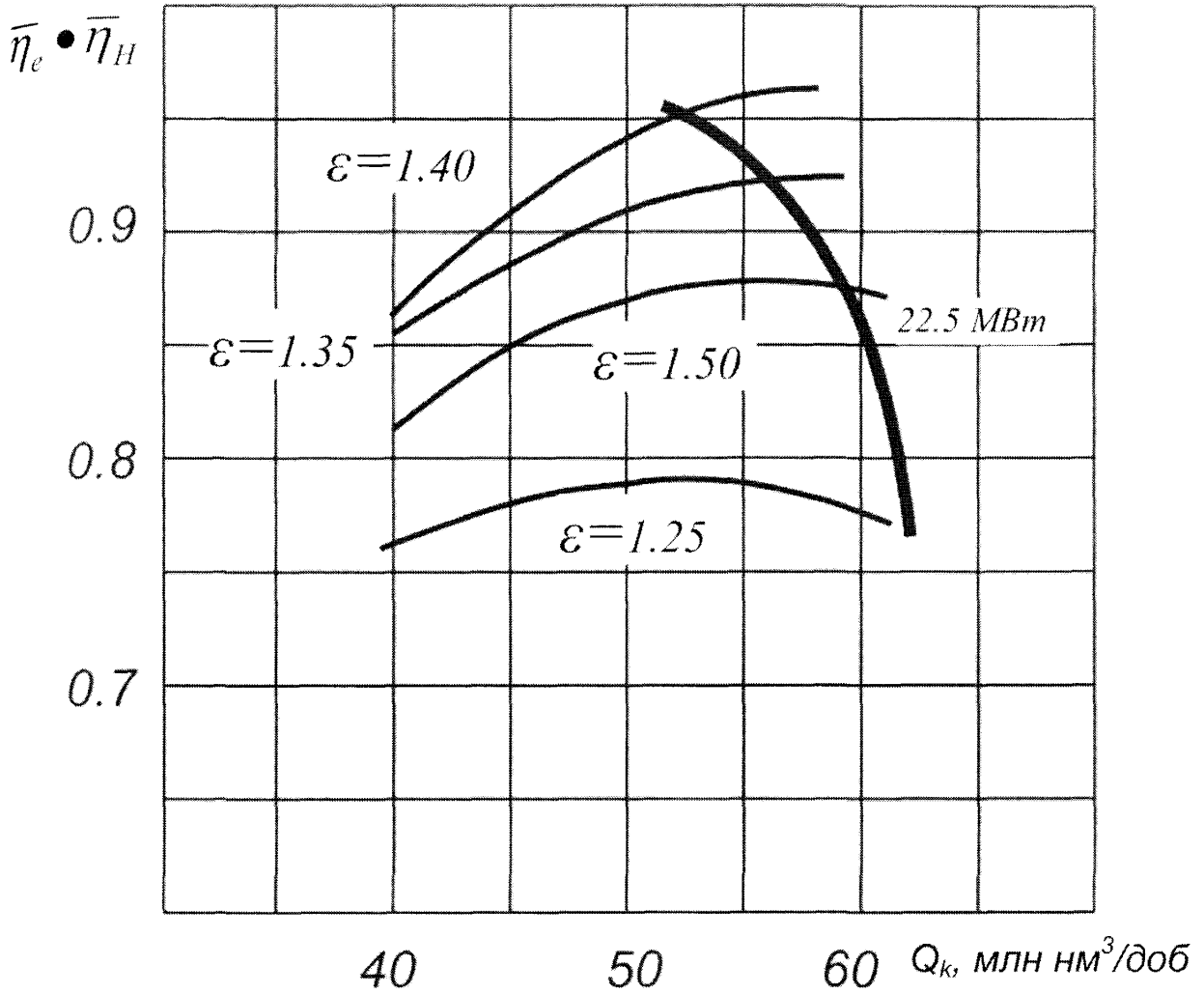


Рисунок 4.5. Залежність $\bar{\eta}_e \cdot \bar{\eta}_H$ від витрати Q_k при різних значеннях ϵ_{opt} для ГПА-Ц-16 з ЦН 10-76-1.45 3-ї модифікації.

проточній частині двигуна і ЦН). Розрахункова лінія $N_j = 15$ МВт нанесена по параметрах Q_k, ε_{ov} і $\eta_{ЦН}$. Праворуч від неї робота можлива в холодний час і при низькій температурі технологічного газу на вході в ЦН.

Отже на деяку відмінність від ГПА потужністю 25 МВт у розповсюджених агрегатах потужністю 16 МВт найбільша економія паливного газу досягається при максимальному завантаженні газотурбінного привода. Зі зниженням витрати через ЦН (при $p_2=7,5$ МПа) ККД ГПА зменшується, причому більш різко, ніж в агрегатів потужністю 25 МВт. При змінних проточних частин (ЗПЧ) для нагнітачів потужністю 25 МВт варто встановити черговість з урахуванням того ефекту, який може бути отриманий після її установки, а для цього залежності $\eta_c \cdot \eta_n = f(Q_{k,c})$ можуть дати вихідний матеріал.

Як до, так і після установки ЗПЧ, можна добитися економії паливного газу шляхом оптимізації за вантаження ГПА і раціоналізації перетоків, для чого необхідна підсистема автоматичного управління, яка використовує диференціальні виміри тиску перед і за компресорними цехами на багатощеховій КС.

Ці обставини повинні бути враховані проектними інститутами, що виконують роботи для реконструкції КС або по вибору обладнання для нових ГКС.

З розгляду спільних характеристик ділянок газопроводу довжиною 85-105 км і нагнітачі в різних типів ГПА потужністю 25 впливає, що цими ЦН у цехах газотранспортної системи можна виконувати ефективно східчасте регулювання з підтримкою високих ККД ЦН тільки раціонально використовуючи наявні перемички перед і за цехами для здійснення заздалегідь обчислених перетоків, домагаючись як більш високого завантаження газотурбінного привода, так і зрушення режиму роботи ЦН у зону високих ККД.

Для компресорних цехів з агрегатами потужністю 25 МВт перепади тисків між нитками повинні вимірятися диференціальним способом, щоб можна було більш точно задавати, наприклад, підвищений режим роботи цеху, в який доцільно збільшити приплив для збільшення навантаження ГПА чи

навпаки знизити його режим роботи для повернення в зону високих ККД ЦН і т.п.

Для існуючих проточних частин нагнітачів ГПА особливо потужністю 25 МВт і зменшення ступеня стиску навіть при збереженні повної потужності привода спричиняє за собою зниження показників ефективності ГПА (відповідно до рис.4.3 і 4.5). Значна економія паливного газу в КЦ із великими агрегатами може бути досягнута після оснащення ЦН змінними проточними частинами при більш раціональному розподілі потоків газу між цехами КС ГТС.

Вибираючи устаткування для знову проєктованих чи конструйованих КС, необхідно виконувати розрахунки або побудови, які враховують відносний ККД ГПА в річному циклі режимів, і приймати варіант, що забезпечує максимальну ефективність, а також передбачити наявність підсистеми автоматичного керування перетоками газу по перемичках, заснованій на диференціальних вимірах тиску і характеристиках обладнання.

4.3 Нестационарні режими експлуатації газотранспортних систем

Найвагоміші і найбільші нестационарні процеси виникають у газотранспортних системах під час пуску або зупинки. Досліджень в цьому напрямку майже немає в науковій літературі. А тому в даній дисертаційній роботі розглядаються задачі пуску і зупинки газопроводу[84,89,101].

Рух газу при зупинці ділянки газопроводу є рухом неізотермічним, який характеризується значною нестационарністю. Для наукової й інженерної практики важливо встановити, якою повинна бути математична модель, щоб вона забезпечила адекватний опис реального процесу зупинки газопроводу і давала можливість встановити кількісні параметри цього процесу (час зупинки, тиск і температуру газу при його зупинці)[21,22,24,43,47,48,51].

З цією метою розглянемо газопровід, який працює в стаціонарному режимі, для якого відомо тиск P_n і температуру газу T_n , на початку ділянки,

масову витрату газу G_n , довжину газопроводу L , діаметр газопроводу D , температуру ґрунту навколо газопроводу T_0 . У початковий момент часу ($\tau = 0$) ділянку газопроводу перекрили, тобто при $x=0$ і $x=L$, $G_n = 0$. Необхідно було знайти зміну тиску, температури і витрати газу у процесі їх стабілізації.

Сформульована задача розглядалася у праці [48], але в ній знехтувано зміною швидкості руху газу по координаті x газопроводу і в часі τ , тобто було прийнято $\partial v / \partial \tau = 0$, $\partial v / \partial x = 0$. Задача розв'язувалася методом сіток з використанням явної різницевої схеми. Після отримання числових результатів автори роботи [48] приходять до висновку, що через (10 ... 12) хв. процес стабілізації тиску і масової швидкості газу по всій ділянці трубопроводу завершується, а процес стабілізації температури відбувається значно повільніше (приблизно в 50 разів). Оскільки в [48] використано спрощення математичної моделі, то було вирішено перевірити правомірність вказаних вище спрощень. Мета даної роботи полягає у визначенні тиску, температури і масової швидкості газу у процесі їх стабілізації після зупинки ділянки газопроводу, а також у визначенні часу необхідного для стабілізації тиску, температури і масової швидкості газу по всій ділянці газопроводу.

Як і в [48], використовувалася повна система газових рівнянь (рівняння нерозривності, кількості руху і енергії), рівняння стану реального газу у формі Бертло. Але на відміну від [48] враховувалося, що при зупинці газопроводу $\partial v / \partial x \neq 0$, $\partial v / \partial \tau \neq 0$. Вказані рівняння зводилися до характеристичного вигляду.

При цьому отримано

$$-\frac{dp}{d\tau} + C_1 \frac{dT_\Gamma}{d\tau} = D_1 \quad (4.47)$$

$$\frac{dm}{d\tau_+} + B_2 \frac{dp}{d\tau_+} + C_2 \frac{dT_\Gamma}{d\tau_+} = D_2 \quad (4.48)$$

$$\frac{dm}{d\tau_-} + B_3 \frac{dp}{d\tau_-} + C_3 \frac{dT_\Gamma}{d\tau_-} = D_3 \quad (4.49)$$

де: p, T_Γ, m - тиск, температура і масова швидкість газу; де: p, T_Γ, m - тиск, температура і масова швидкість газу;

$$\frac{d}{d\tau} = \frac{\partial}{\partial \tau} + v \frac{\partial}{\partial x},$$

$$\frac{d}{d\tau_+} = \frac{d}{d\tau} + (v+c)\frac{\partial}{\partial x}; \quad \frac{d}{d\tau_-} = \frac{d}{d\tau} + (v-c)\frac{\partial}{\partial x}; \quad (4.50)$$

v, c - швидкість руху газу і локальна швидкість звуку в газі;

τ, x — час руху і координата вздовж осі газопроводу;

$$C_1 = \frac{z_2 x p}{(\chi-1)T_\Gamma}, D_1 = \frac{z}{z_2} \left(\frac{4q^*}{D} + \rho \frac{\lambda v^3}{2D} \right), B_{2,3} = \pm \frac{c \mp \chi v}{c^2}, C_2 = C_3 = \frac{m z_2}{z T_\Gamma} \quad (4.51)$$

$$D_{2,3} = -\rho \left(q \sin \alpha + \frac{\lambda v^2}{2D} \right) \pm \frac{z(\chi-1)}{z_2 c} \left(\frac{4q^*}{D} + \rho \frac{\lambda v^3}{2D} \right)$$

(у записаних формулах верхній знак стосується B_2, D_2 , а нижній - B_3, D_3);

z - коефіцієнт стисливості газу;

$$z_2 = 1 + 0.84 \frac{T_c^3}{T^3} \frac{p}{p_c} \quad (p_c, T_c - \text{критичні тиск і температура газу});$$

$$\chi = \frac{c_p}{c_v}, \quad (c_p, c_v - \text{теплоємності газу відповідно за сталого тиску і сталого}$$

об'єму);

D - внутрішній діаметр газопроводу;

ρ, λ - густина газу і коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу;

g, α — прискорення вільного падіння і кут нахилу осі трубопроводу до горизонту;

q^* - потік тепла зовнішнього теплообміну між газопроводом і ґрунтом;

$$q^* = k_p (T_0 - T_\Gamma)$$

k_{sp} - коефіцієнт теплопередачі між газопроводом і ґрунтом;

T_0 - середня температура ґрунту по контуру контакту газопроводу з ґрунтом.

При стаціонарному русі газу рівняння (4.47-4.49) спрощуються і, розв'язуючи спрощені рівняння відносно похідних $dp/dx, dT_\Gamma/dx$, після перетворень отримуємо

$$\frac{dp}{dx} = \frac{\lambda \chi z p m^2 R T_\Gamma}{2B(m^2 R T_\Gamma - \chi p^2)} + \frac{(\chi-1) m p}{D z_2 (m^2 R T_\Gamma - \chi p^2)} \times \left(4q^* + \frac{\lambda z^2 R^2 T_\Gamma^2 m^3}{2p^2} \right) \quad (4.52)$$

$$\frac{dT_{I'}}{dx} = \frac{\lambda(\chi-1)zm^2RT_{I'}^2}{2Dz_2(m^2RT_{I'} - \chi p^2)} + \frac{(\chi-1)(m^2RT_{I'} - p^2)}{Dz_2^2mR(m^2RT_{I'} - \chi p^2)} \times \left(4q^* + \frac{\lambda z^2 R^2 T_{I'}^2 m^3}{2p^2}\right) \quad (4.53)$$

де R - газова стала.

Рівняння (4.52) і (4.53) визначають зміну тиску та температури газу при його стаціонарному русі в газопроводі і характеризують початкові умови задачі про зупинку газопроводу. Система квазілінійних рівнянь (4.52), (4.53) розв'язувалася числовим методом Адамса-Крилова.

Для визначення тиску, температури і масової швидкості газу від початку зупинки газопроводу використовувався метод фіксованої сітки характеристик. Вся довжина ділянки газопроводу ділилася на рівні інтервали довжиною Δx , а час дослідження ділився на інтервали $\Delta \tau$. При цьому на кожному часовому шарі $\tau_0 + \Delta \tau \cdot i$ ($i=1,2,3,\dots,n$; n - кількість часових інтервалів) отримано m вузлових точок ($m = L/\Delta x$), відстань між якими дорівнює Δx .

Використовуючи рівняння (4.47)-(4.49), знаходилися диференціальні залежності на всіх трьох характеристиках, які замінялися різницевиими рівняннями.

$$\left. \begin{aligned} -(p_p - p_k) + C_{1K}(T_{Ip} - T_{Ik}) &= D_{1K}\Delta\tau, \\ (m_p - m_R) + B_{2R}(p_p - p_R) + C_{2R}(T_{Ip} - T_{IR}) &= D_{2R}\Delta\tau \\ (m_p - m_s) + B_{3S}(p_p - p_S) + C_{3S}(T_{Ip} - T_{IS}) &= D_{3S}\Delta\tau \end{aligned} \right\} \quad (4.54)$$

Величини $P_K, T_{IK}, C_{1K}, D_{1K}, m_R, P_R, T_{IR}, B_{2R}, C_{2R}, D_{2R}, m_s, P_s, T_{IS}, B_{3S}, C_{3S}, P_{3S}$ стосуються попереднього часового шару, обчислення на якому виконується раніше, в точках K, R, S (останній індекс кожної записаної величини відповідає точці, до якої він відноситься (K, R чи S)), (Рис. 4.6.). На початку обчислень вказані вище величини відповідають нульовому часовому шару і визначаються з початкових умов задачі.

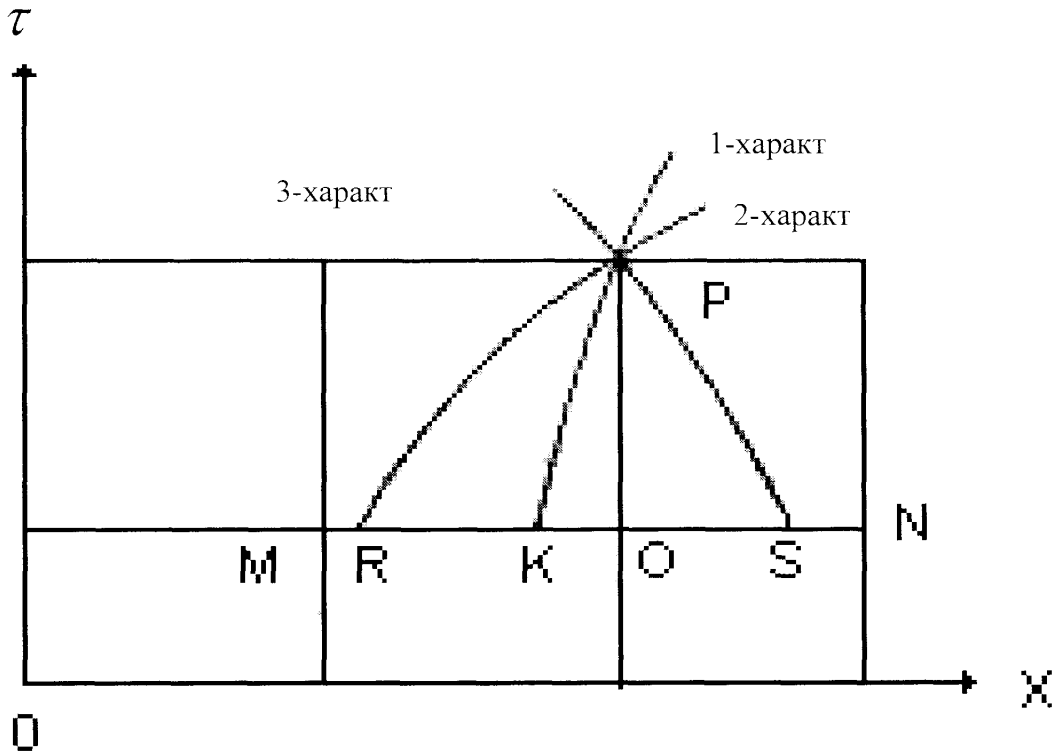


Рисунок 4.6. Фіксована прямокутна сітка методу характеристик.

Система рівнянь (4.54) є системою відносно невідомих тиску p_p , температури T_{Tp} та масової швидкості m_p газу в точці P (рис. 4.6). Розв'язок цієї системи має такий вигляд:

$$\left. \begin{aligned} T_p &= [A_1 + A_4(C_{1K}T_{1K} - p_K + D_{1K} \cdot \Delta\tau) + A_2 + A_3 + A_6 \cdot \Delta\tau] \cdot [C_{1K} \cdot A_4 + A_5]^{-1}; \\ p_p &= \frac{A_1 + A_2 + A_3 - A_5 T_{1p} + A_6 \Delta\tau}{A_4}; \\ m_p &= m_R + B_{2R}(p_R - p_p) + C_{2R}(T_{TR} - T_{1p}) + D_{2R} \cdot \Delta\tau. \end{aligned} \right\} \quad (4.55)$$

де:

$$A_1 = m_R - m_S, A_2 = B_{2R}P_R - B_{3S}P_S, A_3 = C_{2R}T_{TR} - C_{3S}T_{1S}, A_4 = B_{2R} - B_{3S}, A_5 = C_{2R} - C_{3S}, \\ A_6 = D_{2R} - D_{3S}.$$

За формулами (4.55) визначається значення величин p , T , і m в усіх внутрішніх вузлах просторової мережі для моменту часу $\tau = \tau_0 + \Delta\tau \cdot i (i = 1, 2, \dots, n)$, якщо ці величини у цих же вузлових точках знайдено; для попереднього моменту часу $\tau = \tau_0 + (i-1)\Delta\tau$. Значення величин p , T , і m у граничних точках обчислюються за формулами, які отримуються з граничних умов задачі.

У правій граничній точці ($x=L$), беручи до уваги граничну умову $m \neq 0$, після розв'язання перших двох рівнянь (4.54) матимемо

$$\left. \begin{aligned} T_{I\bar{s}} &= \{m_R - B_{2R}(p_K - p_R - C_{1K}T_{IK} - D_{1K}\Delta\tau) + C_{2R}T_{IR} - D_{2R}\Delta\tau\} \times \\ &\times \{B_{2R}C_{1K} + C_{2R}\}^{-1}; \\ p_p &= p_K + \{C_{1K}[m_R - B_{2R}(p_K - p_R) + C_{2R}(T_{IR} - T_{IK})] + (C_{1K}D_{2R} - C_{2R}D_{1K})\Delta\tau\} \times \\ &\times \{B_{2R}C_{1K} + C_{2R}\}^{-1} \end{aligned} \right\} (4.56)$$

У лівій граничній точці $x=0$ необхідно взяти до уваги граничну умову $m=0$, третє рівняння (4.54), поклавши в ньому $m_p=0$. Але цього недостатньо, оскільки маємо три невідомих. Використовуємо диференціальне рівняння (4.47), яке у цій граничній точці набуває такого вигляду:

$$-\frac{\partial p}{\partial \tau} + C_1 \frac{\partial T_I}{\partial \tau} = D_1 \quad (4.57)$$

В останньому рівнянні похідні записуємо за допомогою скінченно-різницевого відношень:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial \tau} \right|_{x=0} \cong \frac{p_p - p_p^{(i-1)}}{\Delta\tau}, \quad \left. \frac{\partial T_I}{\partial \tau} \right|_{x=0} \cong \frac{T_{Ip} - T_{IP}^{(i-1)}}{\Delta\tau} \quad (4.58)$$

де $p_p^{(i-1)}$, $T_{IP}^{(i-1)}$ - тиск і температура газу у вузловій точці $x=0$ попереднього часового шару. Величини C_1 і D_1 також беруться для $i-1$ часового шару (попереднього).

В результаті рівняння (4.57) набуває вигляду

$$-(p_p - p_p^{(i-1)}) - C_1^{(i-1)}(T_{IP} - T_{IP}^{(i-1)}) = D_1^{(i-1)}\Delta\tau \quad (4.59),$$

де $C_1^{(i-1)}$, $D_1^{(i-1)}$ - це величини C_1 і D_1 , взяті на попередньому $i-1$ -ому часовому рівні

Для знаходження температури T_{IP} і тиску p_p на i -ому часовому шарі при $x=0$ розв'язуємо разом третє рівняння (4.54), прийнявши в ньому $m_p=0$, і рівняння (4.59). Після розв'язку цієї системи рівнянь отримуємо:

$$\left. \begin{aligned} T_{IP} &+ \{m_s + D_{3s}\Delta\tau + C_{3s}T_s - B_{3s}(p_p^{(i-1)} - C_1^{(i-1)}T_{IP}^{(i-1)} - D_1^{(i-1)}\Delta\tau)\} \times \\ &\times \{B_{3s}C_1^{(i-1)} + C_{3s}\}^{-1}. \\ p_p &= p_p^{(i-1)} - C_1^{(i-1)}(T_{IP} - T_{IP}^{(i-1)}) - D_1^{(i-1)}\Delta\tau \end{aligned} \right\} (4.60)$$

Рівняння (4.55), (4.56), (4.60) з граничними умовами $m = 0$ при $x=0$ і $x=L$ дають можливість знайти тиск p , температуру T_r і масову швидкість газу m в усіх вузлових точках площини $x\tau$.

Для отримання числових результатів використано такі вихідні дані:

$$p_n = 5,5 \text{ МПа}, T_n = 320 \text{ К}, G_n = 100 \text{ кг/с},$$

$$L = 100 \text{ км}, D = 0,7 \text{ м}, T_0 = 285 \text{ К}, \text{ газ - метан, } \lambda = 0,012, K_{cp} = 5 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К},$$

$$p_c = 4,626 \text{ МПа}, T_c = 190,77 \text{ К}, R = 518,25 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}.$$

При визначенні коефіцієнта χ теплоємність C_p обчислювалася за допомогою емпіричної формули:

$$c_p = 70,46 T_r^{0,6} + \frac{4,7 \cdot 10^{12} p}{T_r^{4,335}}. \quad (4.61)$$

За отриманими результатами побудовано криві стабілізації тиску p (рис. 4.7.), масової швидкості m газу (рис. 4.8.) і його температури T_c (рис. 4.9.). На рисунках пунктиром зображено величини, що одержані в [48].

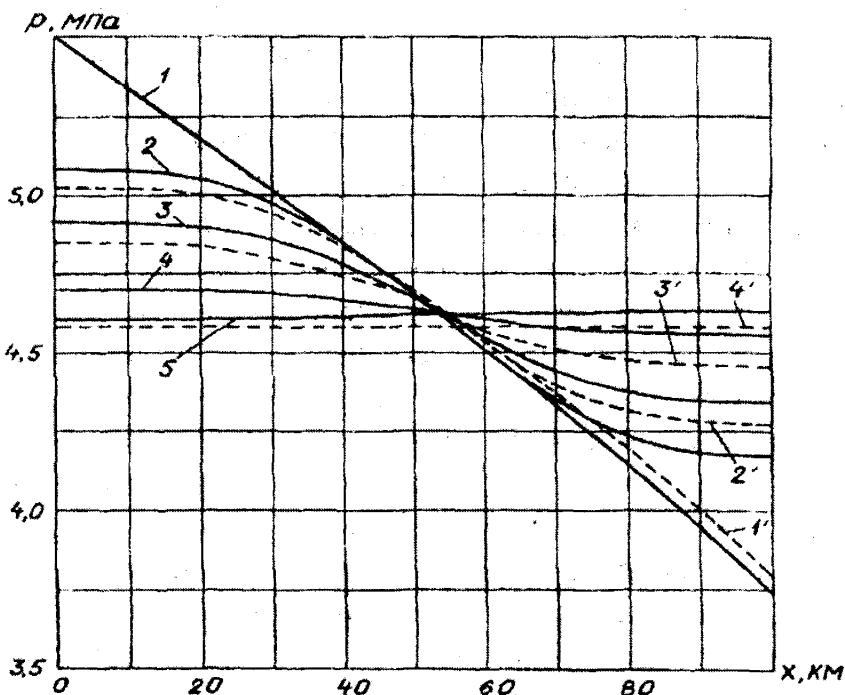


Рисунок 4.7. Криві стабілізації тиску (порівняння з результатами [48]):

$$1; 1' - \tau = 0xв; \quad 2; 2' - \tau = 2xв; \quad 3; 3' - \tau = 4xв; \quad 4; 4' - \tau = 8xв; \quad 5 - \tau = 13xв.$$

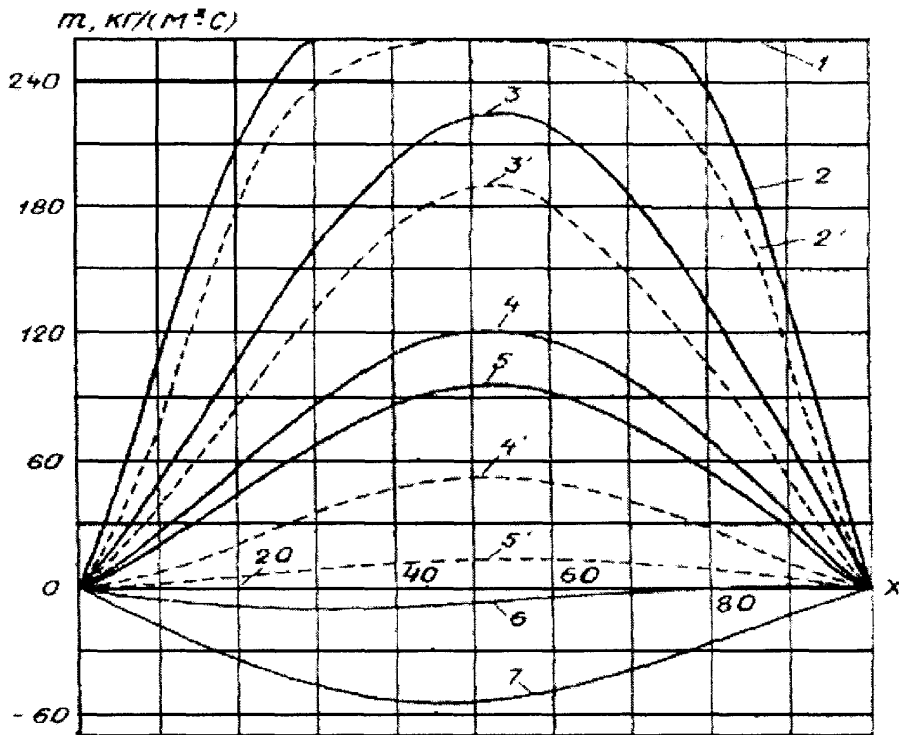


Рисунок 4.8. Криві стабілізації масової швидкості газу (порівняння з результатами [48]):

1 – $\tau = 0xв$; 2; 2' – $\tau = 1xв$; 3; 3' – $\tau = 4xв$; 4; 4' – $\tau = 8xв$; 5; 5' – $\tau = 9xв$; 6 – $\tau = 13xв$; 7 – $\tau = 15xв$.

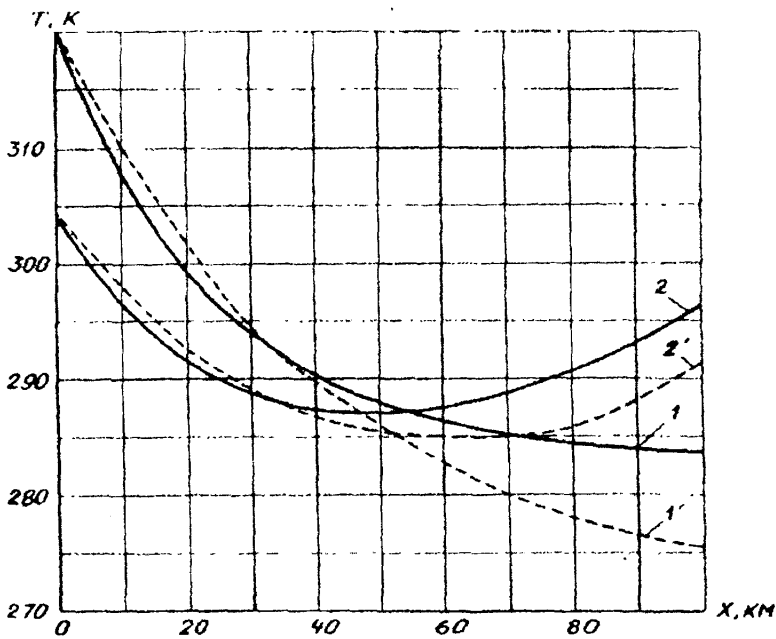


Рисунок 4.9. Криві стабілізації температури (порівняння з результатами

[48]): 1; 1' – $\tau = 0xв$; 2; 2' – $\tau = 8xв$.

На рис. 4.7. зображено криві стабілізації тиску газу залежно від координати x ділянки газопроводу для різних моментів часу, починаючи від $\tau = 0$. З рисунка видно, що згідно отриманих результатів вирівнювання тиску відбувається повільніше, ніж це одержано в [48]. Якщо пунктирна крива 4' ($\tau=8$ хв.) є горизонтальною лінією, що вказує на повну стабілізацію тиску, то крива 4 для того ж моменту часу є такою, для якої різниця між тисками в граничних точках ділянки становить 0,14779 МПа. Повна стабілізація тиску не настає навіть і через $\tau = 13$ хв. Про це свідчить крива 5. При цьому тиск газу в правій частині ділянки став більшим, ніж у лівій. Максимальна різниця між тисками становить 0,0244 МПа. Тобто, процес стабілізації тиску в газопроводі має затухаючий коливний характер.

Криві стабілізації масової швидкості газу зображено на рис. 4.8. залежно від координати x газопроводу для різних моментів часу. І знову, як і для тиску, за результатами даної роботи швидкість зменшується повільніше, ніж за результатами [48]. Зі збільшенням часу t ця різниця зростає. Якщо при $\tau = 4$ хв. найбільша різниця становить приблизно 37,2 кг/(м²·с), то при $\tau = 9$ хв. така ж різниця дорівнює приблизно 81 кг/(м²·с). При $\tau = 10$ хв. заданими роботи [48] настає повна стабілізація витрати (масової швидкості) газу по всій ділянці газопроводу.

У той же час криві 6 і 7 засвідчують, що при $\tau=13$ хв., 15 хв. стабілізація масової швидкості не настає, а виникає рух газу у зворотному напрямі. При цьому масова швидкість у зворотному напрямі з часом зростає до певної величини, а потім зменшується. Тобто рух газу в ділянці газопроводу після перекриття її граничних перерізів має затухаючий коливний характер.

На рис. 4.9 зображено криві стабілізації температури газу. На відміну від тиску і масової швидкості газу процес стабілізації температури не носить коливного характеру. У першій половині ділянки вона безперервно зменшується, наближаючись до температури повної стабілізації, а в другій половині спочатку зростає до певної величини, а далі зменшується (зменшення температури в кінці ділянки газопроводу на рис. 4.9. не видно, оскільки взято малий проміжок часу від $\tau = 0$). Потрібно вказати на неспівпадання кривих 1 і

ї, що відповідають стаціонарному руху газу в трубопроводі. Очевидно, це викликано неоднаковими числовими значеннями однієї чи декількох величин, що були прийняті при розв'язанні задачі в одному і другому випадках.

Обчислення тиску p , температури T_g і масової швидкості m газу в перекритій ділянці газопроводу були виконані аж до $\tau = 4$ год. Отримані числові значення цих величин для вказаного моменту часу наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1.

Тиск, температура і масова швидкість вздовж трубопроводу для моменту часу $\tau = 14400$ с (4 год.)

Найменування параметрів і їх розмірність	Відстань від початку ділянки газопроводу, км					
	0	20	40	60	80	100
Тиск p , МПа	4,5105	4,5115	4,5137	4,5162	4,5182	4,5190
Температура T_g , К	285,03	284,94	284,94	285,0	285,08	285,15
Масова швидкість m , кг/м ² с	0	-0,229	0,026	-0,115	-0,359	0

Числові значення p, T_g, m із табл. 4.1 вказують на те, що через проміжок часу $\tau = 4$ год. від моменту перекриття ділянки газопроводу практично настигла повна стабілізація параметрів газу.

На рис. 4.10. зображено залежність масової швидкості газу m у перерізі ділянки газопроводу $x = 50$ км від часу. Коливання швидкості є затухаючими з практично сталим періодом.

Виконане дослідження дає підстави зробити наступні висновки.

1. Стабілізація тиску, температури і масової швидкості в зупиненому газопроводі настає одночасно.

При стабілізації тиску і масової швидкості газу мають місце затухаючі коливання вказаних величин. При цьому тиск прямує до певної сталої величини, а масова швидкість - до нуля по всій ділянці газопроводу. При зупинці газопроводу вважається неправомірним у математичній моделі процесу приймати спрощення $dv/dx = 0, dv/dt = 0$, оскільки це призводить не тільки до

кількісно невірних результатів дослідження, але й до якісно невірної картини процесу.

При дослідженнях нестационарних процесів у газопроводах, які тривають протягом коротких проміжків часу, з метою отримання достовірних результатів необхідно використовувати повні математичні моделі.

Пусковий режим магістрального газопроводу слід віднести до найскладніших технологічних режимів експлуатації. Гідравлічна інерційність, яка зводиться до необхідності привести в рух велику масу газу, підсилюється тепловою інерційністю, яка полягає у формуванні відповідного температурного режиму в трубопроводі та температурних полів у ґрунті навколо нього, а це призводить до різко вираженої нестационарності газового потоку. З практичної точки зору викликає інтерес зміна параметрів газового потоку в пусковий період з тим, щоб своєчасно прийняти відповідні командні рішення для виведення газопроводу на проектний технологічний режим.

Дослідженням пускових режимів магістральних газопроводів присвячено низку робіт Кривошеїна Б.Л. та його школи [49, 51]. Зокрема поставлено задачу

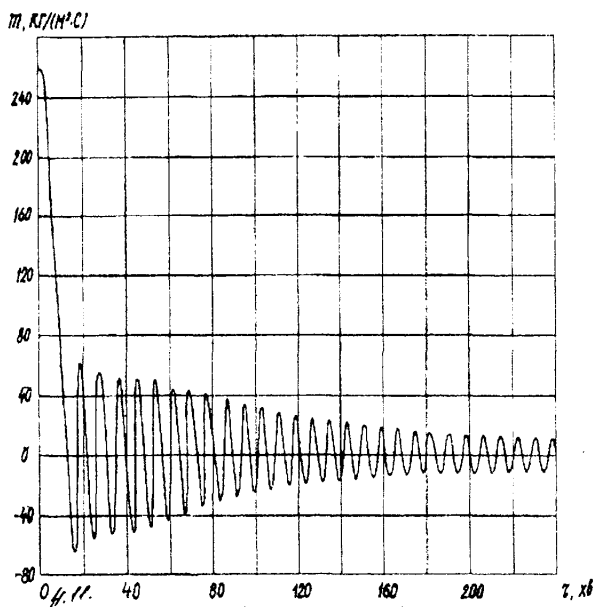


Рисунок 4.10. Залежність масової швидкості газу від часу в перерізі

$x = 50$ км при перекритті ділянки газопроводу.

про нестационарний потік газу в пусковий момент ділянки газопроводу довжиною L і діаметром D , в якому до початку процесу був створений постійний тиск p_0 вздовж ділянки газопроводу і температура газу T_0 , рівна температурі довкілля. У момент часу $\tau = 0$ на початку газопроводу ($x=0$) починає працювати компресорна станція з постійними тиском на вході p_n і температурою $T_{Гр/x=0}$, а в кінці ділянки ($x=L$) підтримується відбирання газу з постійною масовою швидкістю $m_{x=L}$.

У процесі створення математичної моделі з метою спрощення її реалізації авторами знехтувано зміною швидкості газу як по довжині, так і в часі, тобто прийнято припущення $\frac{\partial v}{\partial x} = 0$ і $\frac{\partial v}{\partial \tau} = 0$. Фактично в такій постановці задачі знехтувано впливом інерційних сил, що через велику масу газу, яка бере участь у процесі, неприпустимо.

Тому метою даного дослідження є розв'язання поставленої задачі з використанням повної математичної моделі, яка враховує впливи інерційних сил на характер процесу, і перевірка правомірності застосування спрощеної математичної моделі.

Для розв'язання поставленої задачі, як і в попередньому випадку, використано повну систему газових рівнянь (4.47)-(4.49).

Для визначення значень величин p , $T_{Гр}$ і m в усіх внутрішніх вузлах просторової мережі задаються граничні умови. У лівій граничній точці ($x=0$) задаються постійний тиск і температура. А масова швидкість газу в цій граничній точці визначається із розв'язку третього рівняння (4.54)

$$m_p = m_s - B_{3s}(p_p - p_s) - C_{3s}(T_{Гр} - T_{Гs}) + D_{3s} \cdot \Delta \tau \quad (4.62)$$

У правій граничній точці ($x=L$) залишається незмінною масова швидкість газу $m(L, \tau) = 259,8448 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$. Тиск і температуру газу в кінці ділянки газопроводу знаходимо, розв'язуючи перших два рівняння (4.54)

Для одержання числових результатів були використані вихідні дані: $L=100 \text{ км}$; $D=0,7 \text{ м}$; $m_{x=L} = 259,8448 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$; $K_{Гр} = 2,32 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{град})$; $T_0 = 274,464 \text{ К}$; $\lambda = 0,012$; $p_{x=0} = 5,391576 \text{ МПа}$; $T_{Гр/x=0} = 318,302 \text{ К}$;

$p_c=4,49298$ МПа; $T_c=190,6$ К; газ-метан; $R=518,25$ Дж/(кг град) (R – газова стала). При цьому для визначення коефіцієнта χ теплоємність c_p обчислювалася за допомогою емпіричної формули (4.60).

За одержаними результатами побудовано графіки залежності масової швидкості газу (рис. 4.11., 4.12) і температури газу (рис. 4.13.) від лінійної координати, а також температури газу в різних перерізах по довжині газопроводу від часу (рис. 4.14.). На рис. 4.11.-4.14. пунктирними лініями для порівняння зображено ті ж величини, які одержані в роботі [48].

На рис. 4.11. зображено графічну залежність масової швидкості газу від координати вздовж осі газопроводу для декількох початкових моментів часу періоду пуску газопроводу. Рух газу починається на кінці ділянки газопроводу і поступово збурення поширюється в напрямку до початку ділянки ($x=0$). Перед перерізом, з якого починається різке зростання масової швидкості газу, є певний інтервал трубопроводу, в якому рух газу має коливний характер. Коливання газу поширюється в напрямку до початку ділянки.

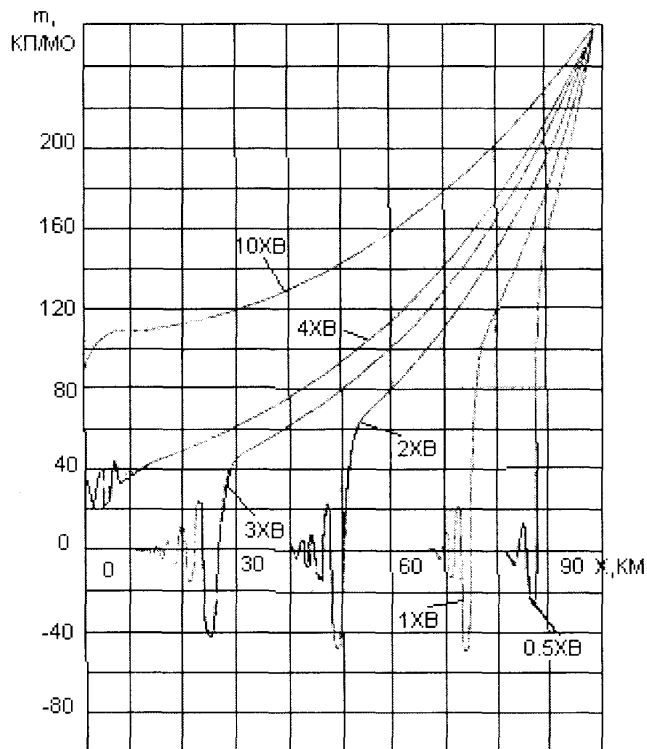


Рисунок 4.11. Залежність масової швидкості газу від координати x газопроводу для різних моментів часу.

Виникнення коливань можна пояснити так. У перерізах трубопроводу S_n , з яких починається рух газу, дещо зменшується густина газу порівняно з сусідніми перерізами S_c , де рух газу вже продовжується. Це призводить до більшої лінійної швидкості газу в перерізах S_n порівняно з перерізами S_c , що, в свою чергу викликає збільшення тиску в перерізах S_c , і руху газу у зворотному напрямі. Амплітуда коливань збільшується з наближенням до перерізу, в якому різко зростає масова швидкість газу. Вказане явище зумовлено зростанням перепаду тиску, який викликає коливання, в позитивному напрямі вісі газопроводу.

Після того, як хвиля коливань досягає початку ділянки газопроводу ($\tau=4xв.$), графік масової швидкості газу стає плавною кривою лінією. При цьому на початку ділянки маємо більш різке зростання масової швидкості газу ($\tau=10 хв.$), яке пояснюється тим, що в цій частині газопроводу рухається газ, нагрітий компресорною станцією до значної температури.

На рис. 4.12. зображено порівняння залежності масової швидкості газу від лінійної координати газопроводу для різних моментів часу, одержаної в даній роботі і в [48]. За малих значень часу наявне значне розходження між результатами обох досліджень. Так для $\tau=27,1с$ за результатами [48] газ рухається по всій ділянці газопроводу, в той час як за нашими результатами рух газу для цього моменту часу починається лише після вісімдесят третього кілометра ділянки газопроводу. Тільки через значний проміжок часу від моменту пуску газопроводу ($\tau=9807,5 с$ результати обох робіт не мають значних числових розходжень (рис. 4.13., криві 4 і 4'). Але й через великі проміжки часу характер кривих (криві 4 і 4') суттєво відрізняється. За нашими результатами (крива 4) на ділянці 40...50 км масова швидкість газу має помітне зростання, викликане рухом нагрітого газу від компресорної станції. Залежності, одержані в [48], цього ефекту не дають (криві 3' і 4').

Залежність температури в газопроводі від лінійної координати для різних моментів часу зображено на рис. 4.14. Результати роботи [48] (пунктирні криві

лінії) зображуються плавними кривими, що є спадними функціями, нахил яких зменшується в напрямі до кінця ділянки газопроводу.

Переміщення нагрітого газу від початку ділянки газопроводу простежується на кривих 1, 2 і 3. Наприклад, для моменту часу $\tau=7385,9$ с ($t=2$ год.) від пуску газопроводу нагрітий газ перемістився приблизно до 30-го кілометра (за цією позначкою ненагрітий газ суттєво нижчої температури, який знаходився в газопроводі до його пуску), а для $\tau=16200$ с ($4,5$ год.) нагрітий газ знаходиться вже на позначці 90 км. Методика роботи [48] не дає можливості отримати такі результати. І знову можна сказати, що чим менший час від моменту пуску газопроводу, тим більша різниця в температурах за результатами даної роботи і роботи [48].

На рис. 4.14. зображено залежність температури газу в різних перерізах по довжині газопроводу від часу.

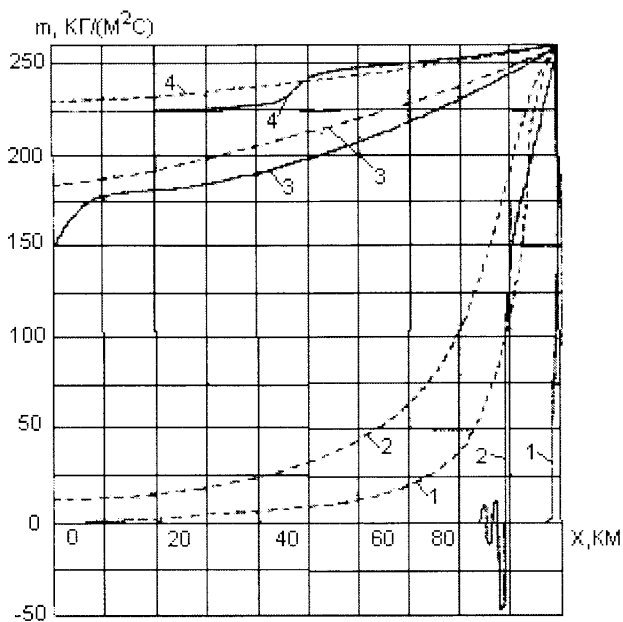


Рисунок 4.12. Порівняння масової швидкості газу з результатами роботи [48].

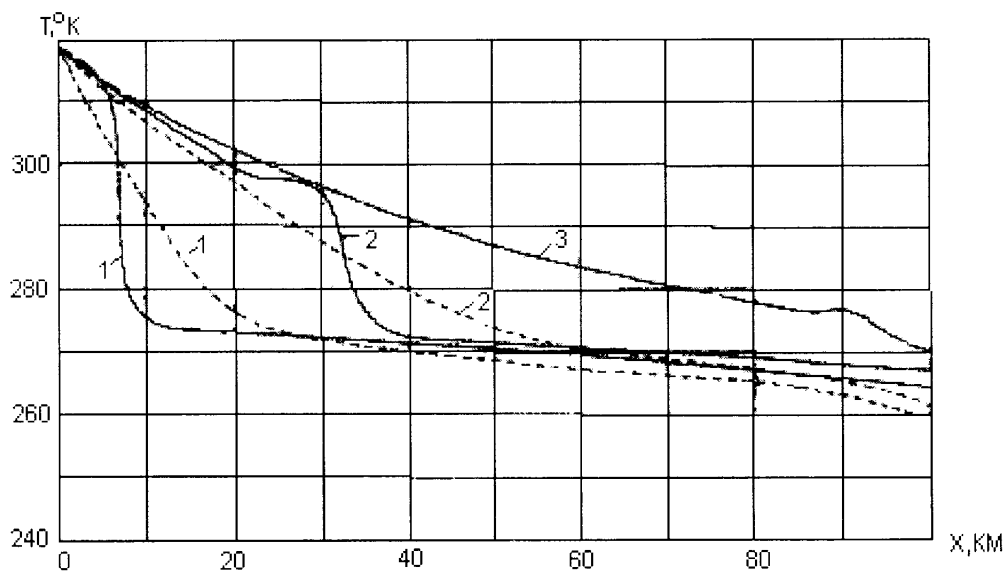


Рисунок 4.13. Зміна температури газу в трубопроводі від координати x для різних моментів часу: 1:1' - $\tau = 2542.7c$; 2:2' - $\tau = 7385.9c$; 3 - $\tau = 16200c$.

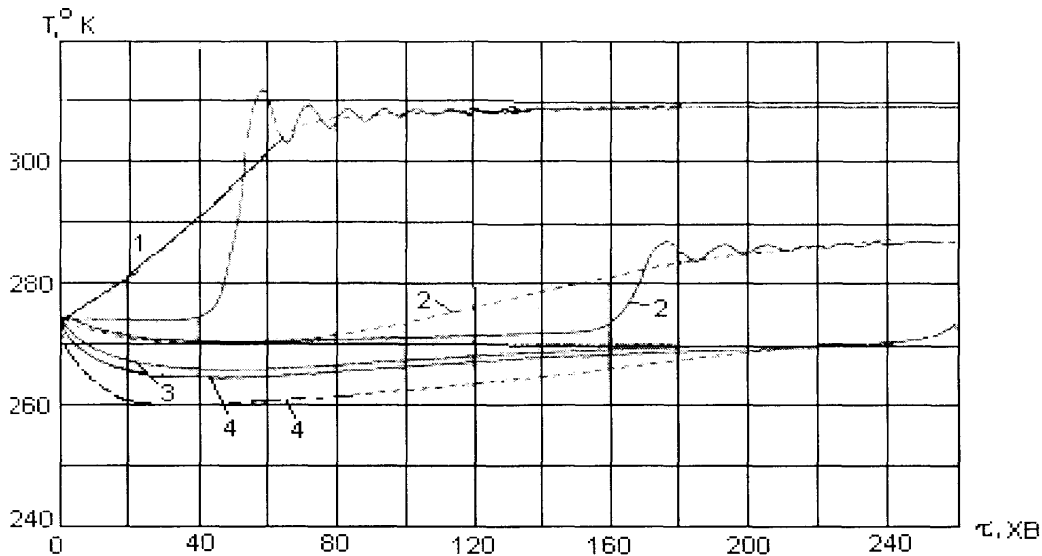


Рисунок 4.14. Залежність температури газу в різних перерізах газопроводу

від часу: 1;1' – $x = 10\text{км}$; 2;2' – $x = 50\text{км}$; 3;3' – $x = 90\text{км}$; 4;4' – $x = 100\text{км}$.

Реалізація математичної моделі дала змогу вперше встановити, що нестационарна неізотермічність процесу носить хвильовий характер. Температурна хвиля розповсюджується від початку газопроводу і затухає до його кінця. З фізичної точки зору це пояснюється постійно зростаючою по довжині і в часі лінійною швидкістю газу, що викликано різницею масових витрат у кінці і на початку газопроводу. Об'ємне розширення газу призводить до падіння температури, викликаного ефектом Джоуля-Томпсона. Однак внаслідок теплової інерційності падіння температури викличе зростання густини газу, що спричинить надмірне зростання масової швидкості. Щоб запобігти цьому температура газу повинна зрости. Це призводить до затухаючих температурних коливань, які простежуються на кривих 1 і 2 (рис. 4.15.).

Підсумовуючи виконані дослідження і порівняння з результатами роботи [48], можна зробити такі висновки:

– Застосування спрощеної математичної моделі, в якій знехтувано інерційними втратами, нестационарних процесів, що виникають під час пуску газопроводу, неправомірне. Це призводить до неадекватної фізичної картини процесу і не дає можливості зафіксувати ряд явищ, що виникають під час пуску газопроводу коливання газу в початковий момент пуску, переміщення

нагрітого газу вздовж ділянки газопроводу, коливання температури в довільному перерізі ділянки після проходження фронту нагрітого газу та ін.).

– Тільки за наближення до усталеного режиму роботи газопроводу ($\tau=4$ год.) результати роботи [48] незначно відрізняються від результатів проведених досліджень.

– Під час досліджень процесів у газопроводах, що характеризуються значною нестационарністю, потрібно використовувати повні математичні моделі таких процесів з метою одержання достовірних результатів.

– Перспективним є дослідження впливу кожного зі спрощень $\frac{\partial v}{\partial x} = 0$ і $\frac{\partial v}{\partial \tau} = 0$ і окремо на точність короткочасних нестационарних процесів у газопроводах.

4.4 Висновки по 4 розділу.

У даному розділі досліджуються температурні фактори, які впливають на режими роботи газотранспортної системи. В результаті чого

– розроблено математичну модель для визначення оптимальних витрат паливного газу при роботі «n» КС.

– проаналізовано вплив температури та коефіцієнту теплопровідності на об'ємні витрати газу. Розроблено методику визначення середньої температури газопроводу.

– проведено аналіз експлуатації компресорної станції, де показано, що її оптимальна робота залежить від ступеня охолодження газу.

– визначено кількість працюючих апаратів повітряного охолодження з метою визначення мінімальних затрат паливного газу на перекачування максимальних об'ємів газу споживачам. Розроблено методику повного завантаження працюючих різнотипних ГПА із використанням їх робочих характеристик і перетоків між компресорними цехами.

– досліджено нестационарні режими експлуатації газотранспортних систем, які виникають під час пуску і зупинки компресорної станції. Доведено, що для одержання достовірних результатів необхідно використовувати повні математичні моделі для якісного і кількісного дослідження процесу.

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ

На основі проведених досліджень вирішено важливу науково-практичну задачу, що полягає в конкретизації закономірностей газодинамічних процесів в системах газопроводів з врахуванням термодинамічних факторів і дозволяє підвищити ефективність керування режимами газотранспортного комплексу, а саме:

1. На основі аналітичних досліджень термогазодинамічних процесів в складних системах газопроводів встановлено закономірності розподілу потоків газу з врахуванням змінних геометричних характеристик і характеру гідравлічного опору, що дозволило запропонувати новий концептуальний підхід до створення моделі керування режимами роботи газотранспортного комплексу.

2. Встановлено характерні взаємозв'язки між параметрами нестационарних процесів в газопроводах, що дозволило встановити критерії нестационарності режимів роботи газотранспортних систем і запропонувати класифікацію експлуатаційних режимів і розробити методику нестационарних режимів за критерієм мінімальної тривалості, яка опробована в процесі обчислювального експерименту, проведеного в умовах газопроводу «Союз» на ділянці КС «Борова-Первомайська-Машівка».

3. Проведені аналітичні дослідження процесів пуску і зупинки компресорних станцій газопроводу дозволили дати рекомендації з вибору математичних моделей для опису нестационарних процесів в газопроводах і необхідності врахування температурних факторів з метою забезпечення оптимального керування експлуатаційними режимами.

4. На основі розроблених моделей і принципів їх реалізації запропоновано методи розрахунку режимів роботи складної газотранспортної системи за умови рівномірного завантаження різнотипних

газоперекачуючих агрегатів на компресорних станціях, визначення витрат паливного газу.

5. За результатами проведених досліджень створені математичні моделі і запропоновані методи і алгоритми їх реалізації, узагальнені в галузевій методиці “Удосконалення методів керування експлуатаційними режимами газотранспортних систем в умовах нерівномірного завантаження”, яка впроваджена в ОДУ ДК “Укртрансгаз”, що дозволило отримати річний економічний ефект в розмірі 1650 тис. гривень в рік.

ЛІТЕРАТУРА

1. Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика. - М.: Наука, 1969. – 544 с.
2. Агапкин В. М., Кривошеин Б. Л., Юфин В. А. Неустановившееся движение нефти в магистральном трубопроводе для перекачки вязких подогретых нефтей // Трубопроводный транспорт нефти и газа, 1979. Вып. 141. с. 14-20.
3. Агапкин В.М., Кривошеин Б.Л., Юфин В.А. Тепловой и гидравлический расчет трубопроводов для нефти и нефтепродуктов.// Трубопроводный транспорт нефти и газа., 1981, 380 с.
4. Акимов В.М. Основы надежности газотурбинных двигателей. – М.: Машиностроение, 1981. – 172 с.
5. Альтшуль А.А. Гидравлические сопротивления. – М.: Недра, 1970.
6. Амбразявичус А.Б., Куаускас А.А., Валаткевичус П.Ю. Исследование влияния температурного фактора на теплообмен при турбулентном течении газа в трубе. В кн. "Тепло- и массоперенос", изд-во АН БССР, т.1,ч.1.с.121-127.
7. Анализ причин аварийности (Чистяков А.И. и др.), Газовая промышленность. М.: Недра, 1983, № 10, с.2-5.
8. Араманович Г.И., Левин В.И. Уравнения математической физики. – М.:Наука, 1964. – 286 с.
9. Асатурян А.М., Галиуллин З.Т., Черников В.И. О неустановившихся движениях газа в трубопроводах.//Изв. вузов. Нефть и газ. Баку., 1961, № 10. с.73-79.

10. Бабе Г.Д., Бондарев Э.А., Воеводин А.Ф. и др. Идентификация моделей гидравлики. Новосибирск, 1980.
11. Байбиков Б.С., Дрейцер Г.А., Калинин Э.К., Неведов А.С. Влияние числа Рейнольдса на нестационарный конвективный теплообмен в трубе при изменении тепловой нагрузки. Теплофизика высоких температур. 1972, т.10, №4. с.1248-1255.
12. Бахвалов И.С. Численные методы. – М.:Наука, 1973. – 631 с.
13. Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Гусейнзаде М.А. Движение газа в газопроводе с путевым отбором. – М.: Наука, 1972. – 193 с.
14. Брайловский И.Ю., Кускова Т.В., Чудов В.А. Разностные методы решения уравнений Навье-Стокса. В сб. Вычислительные методы и программирование. – М.:ТГУ, 1968, вып.11. с. 55-93.
15. Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем. – М.:Наука, 1978. – 399 с.
16. Вазов В., Форсайд Д. Разностные методы решения дифференциальных уравнений в частных производных. – М.:Иностранная литература, 1963. – 487 с.
17. Варгафтик Н.П. и др. Теплопроводность газов и жидкостей. Справочные данные. – М.:Изд-во стандартов, 1970. – 155 с.
18. Васильев Ю.Н. Выбор критериальных зависимостей для расчета теплопередачи в системах охлаждения ГПА.//Труды ВНИИГАЗ, вып.3, 1974 с.183-190.
19. Вольский Э.Л., Константинова И.М. Режимы работы магистрального газопровода. – М.:Недра, 1970. – 168 с.

20. Галин Н. М. Теплообмен в турбулентном потоке в трубах с постоянным по длине и переменным по окружности тепловым потоком на стенке//Теплофизика высоких температур, 1976. Т. 14. № 4. с. 762—768.
21. Галиуллин З.Т., Ходанович И.Е., Девичев В.В. Вопросы физического моделирования нестационарных течений газа в магистральных газопроводах с учетом влияния инерционных сил и зон гидравлического сопротивления. Повышение надежности газоснабжения.// Труды ВНИИГАЗ,1976.с.7-16.
22. Грудз В. Я., Тутко Т. Ф. Пускові динамічні параметри газу на ділянці магістрального газопроводу// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Транспорт і зберігання нафти і газу. – 2001. – Вип.38 (т. 5) – С.45-61.
23. Годунов С.К. Уравнения математической физики. – М.:Наука, 1971. – 416 с.
24. Грудз В.Я.,Тимків Д.Ф., Тутко Т.Ф., Стоцький Ф.І Стабілізація температури тиску і масової швидкості реального газу при зупинці газопроводу //Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.-2003.-№4(9).- с.-82-87
25. Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф., Яковлев Е.И. Обслуживание газотранспортных систем. – Киев.:УМКВО,1991. – 159 с.
26. Демидович Б.П., Марон И.А. Основы вычислительной математики. – М.: Гос. изд-во физ.-мат.литер.,1960. – 167 с.
27. Демидович Б.П., Марон И.А, Шувалова З.З. Численные методы анализа. – М.:Наука,1967. – 356 с.

28. Дисперсионная идентификация (под.ред.Рейбмана Н.С.). – М.:Наука, 1981. – 658 с.
29. Дрейцлер Г.А., Кузьминков В.А. Расчет нагрева и охлаждения трубопроводов. – М.:Машиностроение,1977. – 128 с.
30. Дулыев Г.Н., Заричняк Ю.П. Расчет теплопроводности газовых смесей. // В сб. Теплофизические свойства газов. – М.:Наука,1970. с. 33-36.
31. Евтушенко Ю.Г. Методы решения экстремальных задач и их применение в системах автоматизации. – М.:Наука,1982. – 214 с.
32. Жидкова М. А.. Трубопроводный транспорт газа. – Киев:Наукова думка, 1973. – 142 с.
33. Жидкова М.А. О точности линеаризации уравнения движения газа.// Газовая промышленность, №11,1965.с.20-26.
34. Жидкова М.А. Переходные процессы в магистральных газопроводах. – Киев.:Наукова думка,1979.-255 с.
35. Зайдель А.Н. Элементарные оценки ошибок измерений. – М.:Наука,1968.
36. 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.
37. Золаторьев Л.Г., Михалевич О.Т. Досвід створення та розвитку багаторівневої автоматизованої системи оперативно-диспетчерського керування магістральними газопроводами України. Тези доповідей науково-технічного семінару 11-12 березня 2002 р., Київ, Україна.

38. Золотарев Л.Г., Михалевич О.Т., Черпакова Ю.В. Автоматизация диспетчерского управления МГ и ГТС Украины. Сборник тезисов докладов. Москва 2002 г.
39. Золотарьов Л.Г., Михалевич О. Т. Досвід створення та розвитку багаторівневої автоматизованої системи оперативно-диспетчерського керування магістральними газопроводами України. Науково-технічний семінар «Повышение эксплуатационной надежности линейной части магистральных газопроводов газотранспортной системы ДК «Укртрансгаз»», 11-12 березня 2002 р., Київ, Україна. Збірник тез доповідей:// НТК «Институт электросварки им. Е.О. Патона», 2002. – 40 с.
40. Золотарьов Л.Г., Михалевич О.Т. Автоматизоване диспетчерське керування роботою ГТС України. Нафтова і газова промисловість.-2002.- №202.
41. Иванцов О.М., Двойрис А.Д. Низкотемпературные газопроводы. – М.: Наука,1980. –150 с.
42. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. – М.: Госэнергоиздат,1960.-464 с
43. Кривошеин Б. Л., Минский Е. М., Радченко В. П., Ходанович И. Е., Хублярян М.Г.Численные решения уравнений описывающих неизотермические течения реального газа в трубопроводах //Инженерно-физический журнал – 1967. –Т 13 -№ 4 –с 542-548
44. Калиткин Н.Н. Численные методы. – М.:Наука,1978. –225 с.

45. Ковеня В. М., Яненко Н. Н. Метод расщепления в задачах газовой динамики. – Новосибирск, 1981.
46. Коздоба Л.А. Методы решения нелинейных задач теплопроводности. – М.,1975. –170 с.
47. Коломеев В.М., Химко М.П., Михалевич О.Т., та інші. Спосіб визначення середньої температури газового потоку на ділянці трубопроводу. Патент на винахід №(11) 42460 А.
48. Кривошеин Б.Л., Радченко В.П., Хубларян М.Г. Стабилизация температуры и давления в остановленном газопроводе //Инженерно-физический журнал.-1967.-Т.13.-№2.-с.168-176.
49. Кошелев А.А., Тарабрин В.А. Динамика теплового режима системы газопровод-грунт-воздух.//Динамика тепловых процессов. – Киев,1980. с.20-26.
50. Кошкин В.К., Калинин Э.К., Дрейцер Г.А. Нестационарный теплообмен.- М.1973. - 356 с.
51. Кривошеин Б. Л., Новаковский В. Н., Радченко В. П. Математическое моделирование теплового воздействия магистральных газопроводов большого диаметра с окружающей средой//Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1975. № 1. с. 122-130.
52. Кривошеин Б.Л. Исследование и оптимизация тепловых режимов магистральных газо- и нефтепроводов.//Изв. АН СССР Энергетика и транспорт.№4,1979.с.47-59.

53. Кудрявцев Е.В., Чакалев К.Н., Шумяков Н.В. Нестационарный теплообмен. – М.:Изд-во АН СССР,1961. – 165 с.
54. Лыков А.В. Тепломассообмен: Справочник. – М.1978.-360 с.
55. Люлькало В.А., Шенников В.В. Численное решение уравнений Навье-Стокса.//Теоретические работы по гидромеханике. – М.1970.с.107-149.
56. Мамаев В.А., Одишария Г.Э. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах. – М.:Недра,1969. – 320 с.
57. Марков С. Ю. Экспериментальное исследование кинематических характеристик турбулентного неустановившегося напорного потока // Гидравлика и гидродинамика. К., 1969. Выл. 8. с. 29-36.
58. Методика оперативного диспетчерского управления режимами сложных газотранспортных систем./Яковлев Е.И., Крылов Г.В., Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф. – Киев, 1986.
59. Методика расчета сложных газотранспортных систем с пересеченным профилем трассы./Яковлев Е.И., Казак А.С., Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф. –Киев, 1984.
60. Михайлевич О.Т. Оптимізація неусталених режимів руху газу. Тези доповідей 6-ої Міжнародної конференції "Математичні проблеми механіки неоднорідних структур", Львів, 2003 р.
61. Михайлевич О.Т., П'янило Я.Д. Розрахунок параметрів об'єктів регулювання газу потоку. Вісник Держуніверситету" Львівська політехніка" "Комп'ютерна інженерія та інформац. технології", № 481, ст. 136-142, 2003 р.

62. Михалевич О., П'янило Я., Притула М. Розрахунок параметрів об'єктів регулювання газопотоком. Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2003. – №481.
63. Михалевич О., П'янило Я., Тимків Д. Аналіз впливу гідравлічних параметрів на процес течіння газу в лінійних трубопроводах. Науковий вісник. Івано-Франківськ, №1(7). – 2004.
64. Михалевич О., Тимків Д., П'янило Я. Вплив зміни параметрів газу на розподіл тиску в горизонтальних трубопроводах. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Івано-Франківськ. – №4(9). – 2003.
65. Михалевич О. Т., Грудз В. Я., Тутко Т. Ф., Стоцький Ф. І. Динаміка зміни параметрів потоку газу в період пуску газопроводу// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Івано-Франківськ. – №3(12). – 2004. – С. 35-39.
66. Михалевич О.Т. Критерій нестационарності лінійних газопроводів. Науковий вісник. Івано-Франківськ, № 1 (15), 2007. с. 10-18.
67. Немудров А.Г., Черникин В.И. Расчет режимов газопроводов методами определения оптимальных характеристик турбоагнетателей. //Газовая промышленность, № 3,1966.с.31-34.
68. Нестационарный теплообмен в трубах./Под.ред. Беляева Н.М. – Киев:Выща школа,1980. – 169 с.
69. Отг К.Ф. Коэффициент полезного действия компрессорной станции магистрального газопровода. Э-И Транспорт и подземное хранение газа. Вып. 1. 1990. – 5 с.

70. Павленко В.А., Пяныло Я.Д., Притула М.Г., Михалевич О.Т., Блаут Ю.Е., Закаляк Ю.Р., Ступа Ю.Н., Дзюбачик О.Н. Программный комплекс для решения режимных задач транспорта газа. Разработка, внедрение и эксплуатация. 1-я Международная научно-техническая конференция «Развитие компьютерных комплексов моделирования, оптимизации режимов работы систем газоснабжения и их роль в диспетчерском управлении технологическими процессами в газовой отрасли» 13-14 ноября 2002 г. Сборник тезисов докладов. РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2002. – 22 с.
71. 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.
72. Поршаков Б.П., Халатин В.И. Газотурбинные установки для магистральных газопроводов. – М.:Недра, 1974. – 221 с.
73. Поршаков Б.П., Матвеев А.В., Лопатин А.С., Рябченко А.С. Методика определения состояния и технологических показателей ГПА с применением параметрической диагностики. //Трубопроводный транспорт нефти и газа. Тр. МИНХ и ГП им.И.М.Губкина. – М., 1973.с.155-164.
74. Пустыльник Е.И. Статистические методы анализа и обработки наблюдений. – М.:Наука, 1968. – 265 с.
75. Пятахина Т.Т. Метод построения характеристик центробежного нагнетателя в условиях закрутки потока на входе.//Геология, добыча, транспорт и переработка газа и конденсата. Тр.ВНИИГАЗ. – М., 1973.с.147-162.

76. Райбман Н.С. и др. Идентификация технологических объектов методами кусочной аппроксимации. – М.:ИПУ,1977. –188 с.
77. Роуч П. Вычислительная гидродинамика. – М.:Мир,1980. – 287 с.
78. Руднік А.А. Химко М.П. Михалевич О.Т. та інші. Спосіб визначення і контролю запасу газу на ділянці магістрального газопроводу. Патент на винахід № (11) 45186 А.
79. Руднік А.А., Химко М.П., Михалевич О.Т., та інші. Спосіб визначення температури газу на виході апаратів повітряного охолодження. Патент на винахід № (11) 43703 А.
80. Руднік А.А., Химко М.П., Михалевич О.Т., та інші. Спосіб контролю гідравлічного стану магістрального трубопроводу. Патент на винахід № (11) 34697 А.
81. Рустамов Е.Э. Гидравлический расчет магистральных газопроводов при нестационарном газопотреблении. //Иzv.вузов. Нефть и газ. №3 – Баку.: 1974.с.23-28.
82. Симуни Л.М. Конечно-разностные решения уравнений Навье-Стокса.//Тепло- и массоперенос.т.1,ч.2.,1972. с.344-380.
83. Слесар П.Ф., Химко М.П., Михалевич О.Т., та інші. Спосіб контролю магістрального газопроводу. Деклараційний патент на винахід. № (11) 34178 А.
84. Смерека Б.М., Васильев Ю.Н. Повышение эффективности эксплуатации компрессорных станций. – М.:Недра,1981. – 219 с.
85. Соболев И.М. Численные методы Монте-Карло. – М.,1973. – 286 с.

86. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов. Под ред. А. К. Дерцакяна. Л.: Недра, 1977. – 519 с.
87. Темкин А.Г. Обратные методы теплопроводности. – М.:Недра, 1973. – 320 с.
88. Темпель Ф.Г., Иванов А.В. Моделирование нестационарных процессов движения газа в магистральных трубопроводах.//Газовое дело, №9,1962.9-11с.
89. Тепловые режимы магистральных газопроводов / Ходанович Н.Е., Кривошеин Б.Д., Бикчентай Р.Н. и др. – М.,1971. 342 с.
90. Тимків Д.Ф. Дослідження впливу профілю траси для уточнення критерію нестационарності на тривалість перехідних процесів.// Збірник «Розвідка і розробка нафтових і газових свердловин» Івано-Франківськ. №33, 1997р. с.18-20.
91. Тимків Д.Ф., Грудз В.Я., Михалків В.Б., Лінчевський М.П. Керування режимами газотранспортних систем. – Київ, Укргазпром, 1996. – 150 с.
92. Тихонов А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики. – М.: Наука,1964. – 724 с.
93. Трубопровідний транспорт газу./М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін. – К.: АренаЕКО, 2002 – 600 с.
94. Трубопроводный транспорт нефти и газа/Под ред. Юфина В. А. М., 1978.

95. Трубопроводный транспорт газа /Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Яковлев Е.И. и др. М., 1976.
96. Химко М.П., Михайлович О.Т., та інші. Програмний комплекс для расчета режимных параметров газотранспортной системы. Сборник тезисов 2-ой Международной научно-технической конференции: Теория и практика разработки, промышленного внедрения компьютерных комплексов. Москва, 2004. – с.75-76.
97. Химко М.П., Михайлович О.Т., та інші. Розрахунок режимних параметрів роботи газотранспортних систем. Інформаційний огляд ДК"Укртрансгаз". – 2004. – №5(29). – с.2-5.
98. Химко М.П., Михайлович О.Т., та інші. Розрахунок режимних параметрів роботи газотранспортних систем. “Производственно-практический вестник. Нефть и газ”. – 2004. – №7.
99. Хинчин А.Я. Вакоты по математической теории массового обслуживания. М.: Физматгиз, 1963, с.236.
100. Чарный И.А. Основы газовой динамики. – М.:Гостоптехиздат, 1961.200с
101. Шнеэ Я.И., Карпинос В.М., Котляр И.В. Газовые турбины. ч.1,2.- Киев.:Вища школа,1976. – 296 с.
102. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.:Наука, 1982. – 206 с.

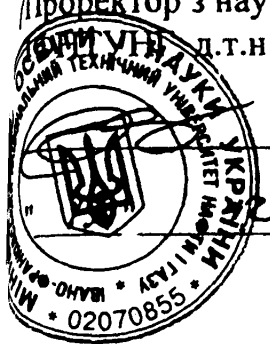
103. Щуровский В.А., Зарицкий С.П., Корнеев В.И. О располагаемой мощности агрегата ГТК-10И//Транспорт и хранение газа, ВНИИЭГАЗПРОМ, №5,1977.с.156-161.
104. Щуровский В.А., Корнеев В.И. Обобщенные характеристики ГТУ с разрезным валом, используемые для привода нагнетателей природного газа. – М.:ВНИИЭГАЗПРОМ, №2,1974. с.8-19.
105. Щуровский В.А., Сеницын Ю.И. О расходе топливного газа на газотурбинных компрессорных станциях.//Транспорт и хранение газа. – М.: ВНИИЭГАЗПРОМ, №5,1976.с.3-14.
106. Яковлев Е.И.,Казак О.С., Михалків В.Б.,Тимків Д.Ф.,Грудз В.Я. Режимы газотранспортных систем. – Львів.:Світ,1993. – 170 с.
107. Chiochlm Ronald. Technigues of vibration and lysis applied to gas turbines. Cas Turbine Int.1976,17, №6.p.16-22.
108. Randall L.Fox.Previntive maintenanse of rotating machinery isingi Vibration detection Gronaud Steel Engineer.1977.v.54, №4.p.52-60.
109. Verhaltens hydrostatischer Spindel – Lager - Systeme auf Digital-rechrenanlagen.Konstruktion.1976, 28, №7.p.275-287.

ДОДАТКИ

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
„НАФТОГАЗ УКРАЇНИ”
ДК “УКРТРАНСГАЗ”
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

ПОГОДЖЕНО

Проректор з наукової роботи
д.т.н., проф.



О.М. Карпаш

2006 р.

ЗАТВЕРДЖЕНО

Генеральний директор
ДК “УКРТРАНСГАЗ”


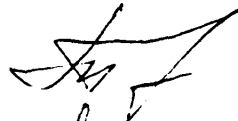








Я.С. Марчук

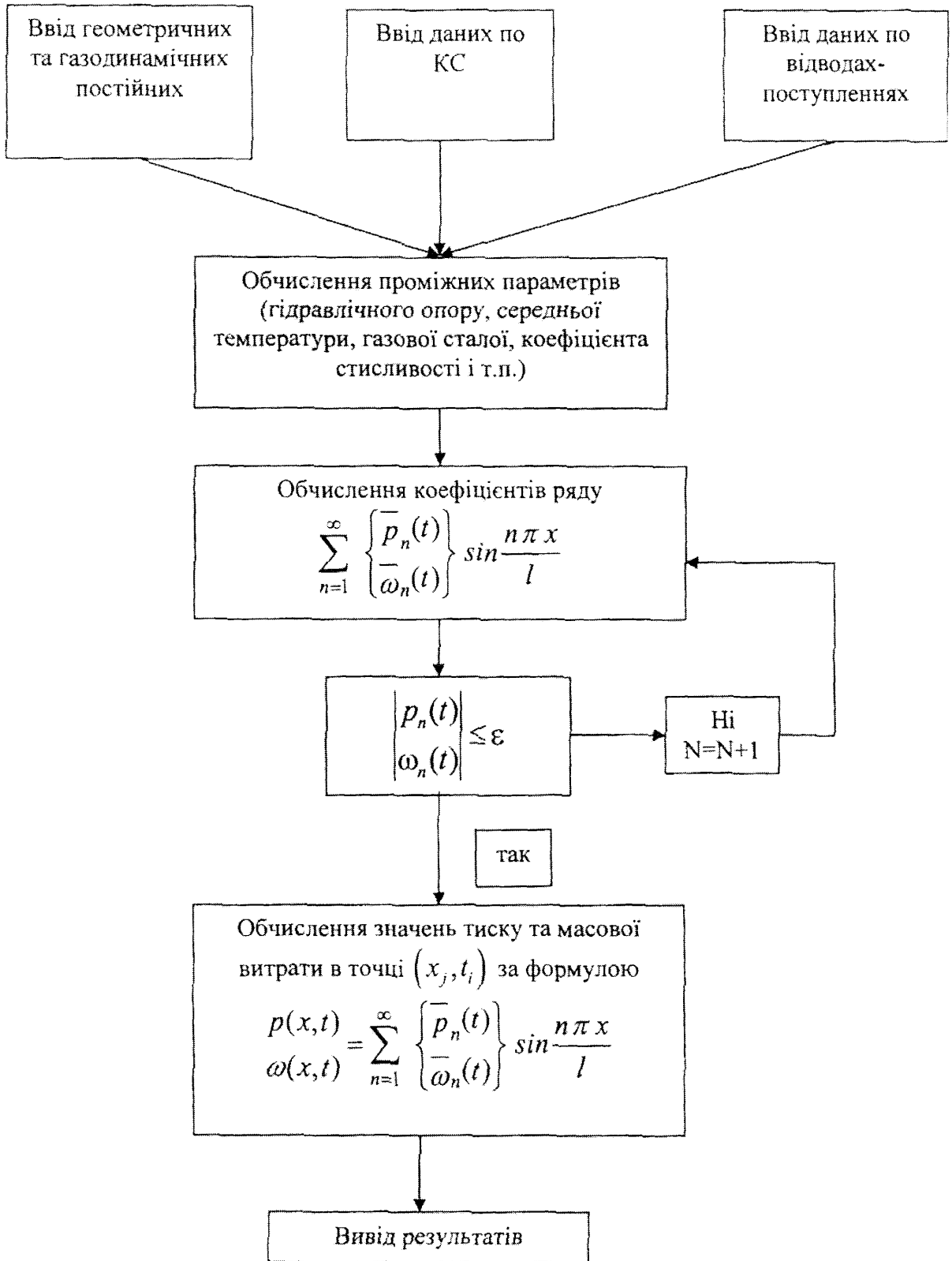
2006 р.

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ КЕРУВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИМИ
РЕЖИМАМИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ
НЕРІВНОМІРНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

- | | | |
|---|---|-------------------|
| Науковий керівник
доктор технічних наук, професор
ІФНТУНГ |  | Грудз В. Я. |
| Доктор технічних наук, професор
ІФНТУНГ |  | Тимків Д. Ф. |
| Аспірант ІФНТУНГ |  | Мельниченко Ю. Г. |
| Генеральний директор ТОВ
“Міжнародний газотранспортний
консорціум” |  | Михалевич О. Т. |
| Директор ОДУ ДК “Укртрансгаз” |  | Дацюк А. В. |
| Перший заступник директора ОДУ
ДК “Укртрансгаз” |  | Фролов В. А. |
| Кандидат фізико-математичних
наук, завідувач відділом
Центр математичного моделювання
Інституту прикладних проблем
механіки і математики
ім. Я. С. Підстригача НАН України |  | Притула М. Г. |
| Кандидат фізико-математичних
наук, старший науковий
співробітник
Центр математичного моделювання
Інституту прикладних проблем
механіки і математики
ім. Я. С. Підстригача НАН України |  | П’янило Я. Д. |

Алгоритми і програми керування експлуатаційними режимами ГТС
Додаток В1



Додаток В2

```

PROG:PROC OPTIONS(MAIN);
DCL (Z(370),D(370),Z2(370)); DCL (I,K) FIXED DEC;
DCL (DX,TG,DH,PC,M,P,T,A 1 ,A2,A3,A4,A5,A6,A7,A8); DCL (L,L5,L6) FIXED DEC;
DCL AGE,HZE,ZP,ZT,ZM,RO,ROT,B 1 ,B2,B3,B4,DEF,A9,A10; DCL A11,A12,D9,DTB; DCL CP;
PUT SKIP LIST('K='); GET LIST(K);
DO 1=1 TO 4*K+1; PUT SKIP LIST('Z('I,')='); GET LIST(Z(I)); END; PUT SKIP LIST('DTB='); GET LIST(DTB); PUT SKIP LIST('DX='); GET
LIST(DX); PUT SKIP LIST('ZP,ZT,ZM='); GET LIST(ZP,ZT,ZM); PUT SKIP LISTCROI,RO2,RO3,R04,R05); GET
LIST(ROI,RO2,RO3,R04,R05); PUT SKIP LIST(TG='); GET LIST(TG); PUT SKIP LISTCDH='); GET LIST(DH); PUT SKIP LIST('PC='); GET
LIST(PC); Z(4*K+4)=Z(2); Z(4*K+5)=Z(K+2); Z(4*K+6)=Z(4*K+1); Z(2)=Z(4*K+4)+ZP; Z(K+2)=Z(4*K+5)+ZT; Z(4*K+1)=Z(4*K+6)+ZM;
DO 1=2 TO 4*K+1; D(I)=Z(I); END;
RO=ROI+RO2*Z(K+2)+RO3*Z(2)+RO4*Z(K+2)*Z(K+2)+ RO5*Z(2)*Z(2); P=Z(4*K+4); T=Z(4*K+5); ROT=RO; Z(J,2)=P;
RO=ROI+RO2*T+RO3*P+RO4*T*T+RO5*P*P; P=Z(4*K+4); T=Z(4*K+5);
D9=(ROT-RO)*A4/DTB; EA(K+1,1)=0.; EA(K+1,2)=Z(4*K-1); DO L=1 TO 2; DO L5=1 TO 3; DO L6=1 TO 3; DO I=K TO 2 BY -1; IF I>2
THEN DO: P=(D(I+1)-D(I-1))/2; T=(D(K+1)+D(K+1+1))/2; M=(D(3*K+1)+D(3*K+1+1))/2; END; ELSE DO: P=(D(3)+D(2))/2;
T=(D(K+3)+D(K+2))/2; M=(D(3*K+3)+D(3*K+2))/2; END; RO=ROI+RO2*T+RO3*P+RO4*T*T+RO5*P*P; DEN=A1 *DTB*A4/(DX*DX);
B1=A5/(2*DX)-DEN; B2=1/DTB+2*DEN-A5; B3=DEN-A5/(2.*DX); B4=Z(J,3*K+1)/DTB+A4*(Z(J,1+1)-Z(J,1))/2.*DX); IF I=2 THEN
B4=Z(J,3*K+1)/DTB+A4*(Z(J,1+1)-Z(J,1))/DX; DEF=B2-B 1 *EA(I+1,1); EA(I,1 )=B3/DEF; EA(I,2)=(B4+B1 *EA(I+1,2))/DEF; END;
D(3*K+3)=EA(3,1)*D(3*K+2)+EA(3,2); DO 1=4 TO K+1; D(3*K+1)=EA(I,1)*D(3*K+1+1)-EA(I,2); END; END; DO 1=3 TO K+1; P=D(I);
T=D(K+1); M=D(3*K+1); RO=ROI+RO2*T+RO3*P+RO4*T*T+RO5*P*P; D(K+1)=(Z(J,K-1)/DTB+A6*(2*D(K+1)-D(K+1-1))/DX/DX+
A7*D(K+1-1 )/DX+A8*TG+A9*T)/(A6/DX/DX+A7/2/DX); D(I)=Z(J,1)+2*DX/A4*((D(3*K+1)-Z(3*K+1))/DTB-A3*(D(3*K-1+1)-D(3*K+1-
1))/2/DX-A5*M);
D(2*K+1)=(Z(J,2*K+1)/DTB+A10*D(K+1)+A11*TG)/(A10+A11+1/DTB); END; END; Z(J,2)=D(2); IF L=1 THEN DO: DO 1=3 TO 4*K;
Z2(I)=Z(J,1); Z(J,1)=D(I); END; END; DO 1=3 TO 4*K; Z(J,1)=(D(I)+Z2(I))/2; END; PUT SKIP LIST((I,Z(I+2)=Z(I+2) DO 1=1 TO K));
PUT SKIP LIST((I,Z(K+1+2)=Z(K+1+2) DO 1=1 TO K)); PUT SKIP LIST((I,Z(2*K+1+2)=Z(2*K+1+2) DO 1=1 TO K)); PUT SKIP
LIST((I,Z(3*K+1+2)=Z(3*K+1+2) DO 1=1 TO K)); END PROG;

```

```

PROG:PROC OPTIONS(MAIN); DCL (Z(370));
DCL (I,K) FIXED DEC; DCL(DX,TG,PC,M,P,T,A1,A2,A3,A4,A5,A6,A7,A8);
DCL RO,A9,A 10,RO 1 ,RO2,RO3,R04,R05; DCL A11,A12,D9,DTB; DCL CP;
PUT SKIP LIST('K='); GET LIST(K);
DO 1=1 TO 4*K+1; PUT SKIP LISTCZCJ,1^1); GET LIST(Z(I)); END; PUT SKIP LISTCDTB='); GET LIST(DTB); PUT SKIP LIST('DX='); GET
LIST(DX); PUT SKIP LIST('ROI,RO2,RO3,R04,R05); GET LIST(ROI,RO2,RO3,R04,R05); PUT SKIP LIST(TG='); GET LIST(TG); PUT
SKIP LIST('DH='); GET LIST(DH); PUT SKIP LIST('PC='); GET LIST(PC); P=Z(2); T=Z(K+2); Z(3*K+3)=Z(3*K+2); M=Z(J,3*K+2); DO 1=1
TO 5; RO=ROI+RO2*T+RO3*P+RO4*T*T+RO5*P*P; P=Z(2)-DX*A5*M/A4; Z(3)=P; P=(Z(2)+Z(3))/2;
RO=ROI+RO2*T+RO3*P+RO4*T*T+RO5*P*P; T=(Z(K+2)*A7/DX-A8*TG)/(A7/DX+A10*A12/(A10+A12)); Z(K+3)=T;
T=(Z(K+2)+Z(K+3))/2; T=Z(K+3); Z(2*K+3)=(A11*T+A12*TG)/(A11+A12); DO 1=3 TO K; Z(I+1)=Z(I); Z(K+1+1)=Z(K+1); DO 11=1 TO 5;
T=Z(K+1); P=Z(1); RO=ROI+RO2*T+RO3*P+RO4*T*T+RO5*P*P; Z(3*K+1+1)=M; P=Z(I-1)-2.*DX*A5*M/A4; Z(I+1)=P; END;
Z(K+1+1)=(A9-2*A6/(DX*DX))*Z(K+1)+(A7/(2.*DX)-A6/(DX*DX))*Z(K+1)+A8*Z(2*K+1))/(A7/(2.*DX)+A6/(DX*DX));
Z(2*K+1+1)=(A11*Z(K+1+1)+A12*TG)/(A11+A12); END; END; PUT SKIP LIST((I,Z(I+2)=Z(I+2) DO 1=1 TO K)); PUT SKIP
LIST((I,Z(K+1+2)=Z(K+1+2) DO 1=1 TO K)); PUT SKIP LIST((I,Z(2*K+1+2)=Z(2*K+1+2) DO 1=1 TO K)); PUT SKIP
LIST((I,Z(3*K+1+2)=Z(3*K+1+2) DO 1=1 TO K)); END PROG;

```

```

PROGRAM lin_pv_1
IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Y)
IMPLICIT COMPLEX * 16(Z)
DIMENSION X(100),T(100),wxt(100,100),pxt(100,100),pt(100,100)
lp0t(100),plt(100)
DIMENSION zfw( 100,10000),zw( 100,10000),
lzsw(100,10000),dk(100,10000),dfk(100,10000)
COMMON/p/p0
COMMON/pk/pk
common/tt/tt
common/sw/w0n,wl,wln,g0,gl
common/ij/ivjv
COMMON/XT/XV(10),T1V(10),T2V(10),PCT(10) COMMON/XW/F,XW(10),T1W(10),T2W(10),QW(10) c COMMON/AD/A,B,C,d
COMMON/St/pi,d,c,e0,c 1,c3,c4,w0 COMMON/S12/ZS1,ZS2 COMMON/aa/a COMMON/c2/c2 COMMON/wp/w01,wl1,plk
external fp0t,fp1t OPEN(1 ,FILE='WXDAN.txt') OPEN(2,FILE='XTP.txt') OPEN(3,FILE='XTW.txt') OPEN(20,FILE='wXT.txt') OPEN(21
,FILE='wTX.txt') OPEN(22,FILE='koef.txt')
READ(1,*)P0,q0,ro0,DLAM,TT,R,DZ,dh,al,V1,V2,vs,C,D,DL, 1,q0q0n,q1q1ngOglp1,p2,1 T0,TK,X0,XK,TOC,NX,NT,iv,j,v dQ 100 1=1,JV
READ(2,*)XV(1),T1V(1),T2V(1),PCT(1)
PCT(1)=PCT(1)*98066.5d0
100 continue
DO 101 J=1,JV
READ(3,*)XW(J),T1W(J),T2W(J),QW(J)
101 continue
22 FORMAT(4F7,3)
PI=0.3141592653589793D1 g=9.806651d0f*pi*d*d/4.d0
a=dlam*dz*r*tt*(ro0*q0/f)**2/d
w0=ro0*q0/f
w0n=ro0*q0n/f
wl=ro0*q0/f
wln=ro0*qln/f
w01=w0-w0n
wll=w1-wln
p0=p0*98066.5d0
pl=pl*98066.5d0

```

Додаток В3

```

p2=p2*98066.5d0 ef=(24.d0-0.21d0*(t-273))*0.1d-3/98066.5d0
bv=v1+v2
av=-v1*v2-(v2-v1)**2/8.d0
bp=-1.d0+ef*(p1+p2)
ap=^1*(1.d0+ef*p1)-bp*p1
cO=1.d0-al*vs*vs*bp/(r*tt)
c1=a1*v s
c2=dlam*bv/(2.d0*d)
c30=g*dh+dlam*av/(2.d0*d)
c3=bp*c30/(r*tt)
c4=ap*c30/(r*tt)
pk=dsqrt(pO*pO-a*dI)
pkk=-(pO-pk)*dexpc3*dI)/(1.d0-dexpc3*dI) ZC=(O.DO,1.DO)TKK=(TK-TO)/NT XbCK=(XK-XO)/NX
do 1 1=1,nt+1
t(1)=tO+(1-1)*tkk
n=0
2 continue
zw(Ln+1)=zwn(n,t(1))
zzap=zw(Ln+1)/(n+1) zsw(Ln+1)=zwsn(n,t(1))
dk(Ln+1)=dreal(zw(Ln+1)) 31 format(2i7.2dl6.5)
if(cdabs(zw(Ln+1)).gt.toc) then
n=n+1
nn=n
goto 2
end if
if(cdabs(zw(Ln+1)).le.toc) then
goto 3
end if
3 continue
n=1
25 continue zfw(Ln)=zfw(n,t(1))
zzf=zfw(Ln)
dfk(Ln)=dreal(zfw(Ln))
write(22,31) j,n,dk(Ln),dfk(Ln)
if(cdabs(zfw(Ln)).gt.toc) then
n=n+1
nn=n
go to 25
end if
if(cdabs(zfw(Ln)).le.toc) then
goto 35
end if 35 continue 1 continue
ff^pi*c*c/dI
AER=0.001d0
RER=0.001d0 DO 10 IT=1,NT+1 T(IT)=TO+(IT-1)*TKK
tt=t(it)
r1=c4*del2(tt)
r2=wO*del3(tt)
r3=(del3(tt)+c2*del2(tt))*(w0+w01)
ca 1 1,н,Ab,C8(φ(1),0.aO.it,AEK,KEK,BuE80,EKE,KOP,PbAO)
r4=g0*w01*res0
r5=yO
r6=-c3*pkk*del1(tt)
pO(it)=r1-r2+r3-r4+r5-r6
pOit=pO(it)
callQUANC8(fpl,0.d0,tt,AER,RER,RES,ERE,NOF,FLAG)
r33=(del3(tt)+c2*del2(tt))*(w1+w1l)
r44=g1*w1l*resl
r55=pk
pltt(it)=r1-r2+r33+r44+r55-r6
pltt=pltt(it) do 11 ix=L,nx+1 X(IX)=X0+(IX-1)*XKK
zwc=O.dO
zpc=dsqrt(p0*p0-a*x(ix))
do 12 nr=1,nn
ar=(nr-1)^pi*x(ix)/di
spl=dcos(ar)
zsp2=zw(it,nr) zwc=zwc+spl *zsp2 wxt(it,ix)=zwc apr=nr*pi*x(ix)/dl spp 1=nr*dsin(ar)/zsp2=zfw(it,nr) zpc=zpc+fl*spp 1 * zsp2 pxit(it,ix)=zpc
if(ix.eq.1) then pxit(it,ix)=pOit end if
if(ix.eq.nx+1) then pxit(it,ix)=pltt(it) end if 12 continue 11 continue 10 continue
WmTE(20,30)(X(J),T(1),wxt(L,J),pxt(L,J),p0t(i),lplt(i),1=1,NT+1),J=1,NX+1) WRITE(21,30)(X(J),T(1),wxt(L,J),pxt(L,J),p0t(i),
lplt(i),J=1,NX+1),1=1,NT+1) 30 FORMAT(6d12.4) 300 format(2x,2i6,2dl6.7) END
Доном і жнн модулі, НКі використовуються для розрахунку динамічних параметрів в трубопроводі
FUNCTION del 1(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) COMMON/c2/c2
COMMON/St/pi,dl,c,e0,e1,c3,c4,wO
b=-c3
s1=c*t
ar=c2*r2.dO s2=besO(ar)

```

Додаток В4

```

s3=besl(ar)
s4=b*c*c*(t-(l.d0-dexp(-c2*t))/c2)/2.d0
del1=s1*(s2+s3)-s4 RETURN END
FUNCTION del2(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) COMMON/c2/c2
COMMON/Stp,dle,cO,c1,c3,c4,wO
b=-c3
s1=c*t
ar=c2*t/2.d0
s2=besO(ar)
s3=besl(ar)
s4=b*c*c*(t-(l.dO-dexp(-c2*t))/c2)/2.dO
del2=s1*(s2+s3)-s4 RETURN END
FUNCTION del3(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) COMMON/c2/c2
COMMON/Stp,dle,cO,c1,c3,c4,wO
b=-c3
s1=c
ar=c2*t/2.d0
s2=besO(ar)
s4=b*c*c*(t-(l.dO-dexp(-c2*t))/c2)/2.dO
del3=s1*s2-s4 RETURN END
FUNCTION BESO(AR)
IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Z)
ARG=AR/3.75D0
IF(AR.GE.-3.75D0.AND.AR.LE.3.75D0) THEN
BES0=dexp(-ar)*(l.D0+3.5156229D0*(ARG**2)+3.0899424D0*(ARG**4)
1 +1.2067492D0*(ARG**6)+
10.2659732D0*(ARG**8)+0.0360768D0*(ARG**10)+0.0045813D0*(ARG**12)
)
ELSE IF(AR.GE.3.75D0) THEN BE=0.39894228D0-0.01328592D0/ARG+0.00225319D0/(ARG**2)-
2 0.00157565D0/(ARG**3)+0.00916281D0/(ARG**4)-
0.02057706D0/(ARG**5)
3+0.02635537D0/(ARG**6)-0.01647633D0/(ARG**7)+ 40.00392377D0/(ARG**8)
BES0=BE/DSQRT(AR)
END IF RETURN
END
FUNCTION BES1(AR) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Z) ARG=AR/3.75D0
IF(AR.GE.-3.75D0.AND.AR.LE.3.75D0) THEN BE1=DEXP(-AR)*(0.5D0-0.87890594D0*(ARG**2)+0.51498869D0*(ARG**4)+
1 0.15084934D0*(ARG**6)+0.02658733D0*(ARG**8)+
2 0.00301532D0*(ARG**10)+0.00032411D0*(ARG**12))
BES1=BE1
ELSE IF(AR.GE.3.75D0) THEN
BE1=0.39894228D0-0.03988024D0/ARG-0.00362018D0/(ARG**2)+ 30.00163801D0/(ARG**3)-
0.01031555D0/(ARG**4)+0.02282967D0/(ARG**5)-
40.02895312D0/(ARG**6)+0.01787654D0/(ARG**7)-0.00420059D0/(ARG**8)
BES1=BE1/DSQRT(AR)/AR
END IF
RETURN
END
FUNCTION fpO(tau) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) COMMON/c2/c2 COMMON/Stp,dle,cO,c1,c3,c4,wO
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl
common/tt/tt
b=-c3
s1=del3(tau)+c2*del2(tau)
s2=dexp(-gO*(tt-tau))
fp0t=s1*s2 RETURN END
FUNCTION fpltt(tau) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) COMMON/c2/c2 COMMON/Stp,dle,cO,c1,c3,c4,wO
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl
common/tt/tt
b=-c3
s1=del3(tau)+c2*del2(tau)
s2=dexp(-gl*(tt-tau))
fpltt=s1*s2 RETURN END
FUNCTION pmjO(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) COMMON/c2/c2
dO=dexp(-c2*t) dl=l.dO-dO
pmjO=dl/c2 RETURN END
FUNCTION pmjl(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) COMMON/c2/c2
dO=dexp(-c2*t)
pmjl=dO RETURN END
FUNCTION pmj2(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y)
COMMON/Stp,dle,cO,c1,c3,c4,wO COMMON/c2/c2
dO=dexp(-c2*t) dl=l.dO-dO
pmj2=(t+dl/c2)/c/c RETURN END
SUBROUTINE QUANC8(FUN,A1,BB,ABSERR,RELERR,RES,ERREST,
INOFUN,FLAG)
IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Z)
DIMENSION QRIGHT(31),F(16),X(16),FSAVE(8,30),XSAVE(8,30)
LEVMIN=1 LEVMAX=30

```


Додаток В5

```

LEVOU=6
NOMAX=5000
NOFIN=NOMAX-8*(LEVMAX-LEVOU+2)**(LEVOU+1)
WW=1.4175D4
W0=3.956D3/WW
W1=2.3552D4/WW
W2=-3.712D3/WW
W3=4.1984D4/WW
W4=-1.816D4/WW
FLAG=ODO
RES=ODO
COR1=ODO
ERREST=ODO
AREA=ODO
NOFUN=0
IF(A1.EQ.BB) RETURN
LEV=0
NIM=1
X0=A1
X(16)=BB
QPREV=ODO
FO=FUN(X0)
STONE=(BB-A1)/16.D0
X2=2.D0
X(8)=(X0+X(16))/X2
X(4)=(X0+X(8))/X2
X(12)=(X(8)+X(16))/X2
X(2)=(X0-X(4))/X2
X(6)=(X(4)+X(8))/X2
X(10)=(X(8)+X(12))/X2
X(14)=(X(12)+X(16))/X2
DO 25 J=2,16,2 25 F(J)=FUN(X(J))
NOFUN=9 30 X(1)=(X0+X(2))/X2
F(1)=FUN(X(1))
DO 35 J=3,15,2
X(J)=(X(J-1)+X(J-1))/X2 35 F(J)=FUN(X(J))
NOFUN=NOFUN+8
STEP=(X(16)-X0)/16.D0
QLEFT=(W0*(F(0)+F(8))+W1*(F(1)+F(7))+W2*(F(2)+F(6))+W3*(F(3)+F(5))+W4*(F(4)))*STEP
QRIGHT=(LEVOU+1)*W0*(F(8)+F(16))+W1*(F(9)+F(15))+W2*(F(10)+F(14))+W3*(F(11)+F(13))+W4*(F(12))*STEP
QNOW=QLEFT+QRIGHT(LEV-1)
QDIFF=QNOW-QPREV
AREA=AREA+QDIFF
ESTERR=DABS(QDIFF)/1.023D3
TOLERR=DMAX1(ABSERR,RELERR*DABS(AREA))*(STEP/STONE)
IF(LEV.LT.LEVMIN) GOTO 50
IF(LEV.GE.LEVMAX) GOTO 62
IF(NOFUN.GT.NOFIN) GOTO 60
IF(ESTERR.LE.TOLERR) GOTO 70 50 NIM=2*NIM
LEV=LEV+1
DO 52 I=1,8
FSAVE(I,LEV)=F(I+8) 52 XSAVE(I,LEV)=X(I+8)
QPREV=QLEFT
DO 55 I=1,8
F(2*I+18)=F(I+9) 55 X(2*I+18)=X(I+9)
GOTO 30 60 NOFIN=2*NOFIN
LEVMAX=LEVOU
FLAG=FLAG+(BB-X0)/(BB-A1)
GOTO 70
62 FLAG=FLAG+1.D0 70 PIES=RES+QNOW
ERREST=EWIEST+ESTERR
COR11=COR11+QDIFF/1.023D3 72 IF(NIM.EQ.2*(NIM/2)) GOTO 75
NIM=NIM/2
LEV=LEV-1
GOTO 72 75 NIM=NIM+1
IF(LEV.LE.0) GOTO 80
QPREV=QRIGHT(LEV)
X0=X(16)
F0=F(16)
DO 78 I=1,8
F(2*I)=FSAVE(I,LEV) 78 X(2*I)=XSAVE(I,LEV)
GOTO 30 80 RES=RES+COR11
IF(ERREST.EQ.ODO) RETURN 82 TEMP=DABS(RES)+ERREST
IF(TEMP.NE.DABS(RES)) RETURN
ERREST=2.D0*ERREST
GOTO 82 END

```

Додаток В6

```

FUNCTION zfw(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/STp/dl,c0,c1,c3,c4,w0
common/sw/v0,wl,wln,g0,gl COMMON/c2/c2 COMMON/S1/2/ZS1,ZS2 ZC=(0.D0,1.D0) znj=n*pi*zc/dl
zs1=(znj*c1-c2)/2.d0
zs22=zs1**2+c*c*znj*(c0*znj-c3)
zs33=cdsqrt(zs22)
zs1=zs1-zs33
zs2=zs1-zs33
zl=Zfn(n,t) znjn=-n*pi*zc/dl
zsln=(znj*c1-c2)/2.d0
zs22n=zsln**2+c*c*znjn*(c0*znjn-c3)
zs33n=cdsqrt(zs22n)
zsln=zsln-zs33n
zs2n=zsln+zs33n
zs1=zsln
zs2=zs2n
z2=Zth(-n,t)
zfw=(zl-z2)/2.d0 RETURN END
FUNCTION zwn(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/STp/dl,c0,c1,c3,c4,w0
common/sw/v0,wl,wln,g0,gl COMMON/c2/c2 COMMON/S1/2/ZS1,ZS2 COMMON/nn/nm
nm=n ZC=(0.D0,1.D0)
if(n.eq.0) then
  zsl=-c2
  zs2=0.d0
  zl=Zn(n,t)
  z2=Zn(-n,t)
  zwn=(zl+z2)/2.d0
  return
end if
if(n.ne.0) then znj=n*pi*zc/dl
  zs1=(znj*c1-c2)/2.d0
  zs22=zs1**2+c*c*znj*(c0*znj-c3)
  zs33=cdsqrt(zs22)
  zs1=zs1-zs33
  zs2=zs1+zs33
  zl=Zn(n,t) znjn=-n*pi*zc/dl
  zsln=(znj*c1-c2)/2.d0
  zs22n=zsln**2+c*c*znjn*(c0*znjn-c3)
  zs33n=cdsqrt(zs22n)
  zsln=zsln-zs33n
  zs2n=zsln+zs33n
  zs1=zsln
  zs2=zs2n
  z2=Zn(-n,t)
  zwn=(zl+z2)/2.d0
end if RETURN END
FUNCTION ZetO(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/S1/2/ZS1,ZS2 ZC=(0.D0,1.D0) ZeO=1.d0/(zs2-zs1)
if(cdabs(zs2).le.1.d-10) then
  ze1=t
end if
if(cdabs(zs2).gt.1.d-10) then
  z2r=ZS2*T Ze1=(CDEXP(z2r)-1.d0)/zs2
end if
if(cdabs(zs1).le.1.d-10) then
  ze2=t
end if
if(cdabs(zs1).gt.1.d-10) then Ze2=(CDEXP(ZS1*T)-1.d0)/zsl
end if
zetO=(ze1-ze2)*zeO RETURN END
FUNCTION ZetOO(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/S1/2/ZS1,ZS2 ZC=(0.D0,1.D0) ZeO=1.d0/(zs2-zs1)
Ze1=1.d0/zs1 Ze2=1.d0/zs2
ze3=1
ze4=(CDEXP(zs2*T)-1.d0)/zs2 Ze5=(CDEXP(ZS1*T)-1.d0)/zsl zetOO=ze0*(ze2*(ze4-ze3)-ze1*(ze5-ze3)) RETURN END
FUNCTION Zetl(t)
IMPLICIT REAL *8(A-H,O-X)
IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/S1/2/ZS1,ZS2
ZC=(0.D0,1.D0)
ZeO=1.d0/(zs2-zs1)
Zc2=CDEXP(ZS2*T)
Zc1=CDEXP(ZS1*T)
zt1=(ze2-ze1)*zeO
RETURN
END FUNCTION Zetll(t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-X) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/S1/2/ZS1,ZS2
ZC=(0.D0,1.D0) ZeO=1.d0/(zs2-zs1) Zc1=CDEXP(ZS1*T) Zc2=CDEXP(ZS2*T) ze3=(ze2-1.d0)/zs2 ze4=(ze1-1.d0)/zsl zetll=(ze3-ze4)*zeO
RETURN END FUNCTION Zet2(t)

```

Додаток В7

```

IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Y)
IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/S12/ZS1,ZS2
ZC=(0.D0,1.D0)
ZcO=1.dO/(zs2-zs1)
Zc1=ZS1*CDEXP(ZS2*T)
Zc2=ZS2*CDEXP(ZS1*T)
zc2=(z2-z1)*zcO
RETURN
END
FUNCTION Zc22(t)
IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Y)
IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/S12/ZS1,ZS2
ZC=(0.D0,1.D0)
ZcO=1.dO/(zs2-zs1)
Zc1=ZS2*(CDEXP(ZS1*T)+1.dO)/zs1
Zc2=ZS1*(CDEXP(ZS2*T)+1.dO)/zs2
zc22=(z2-z1)*zcO
RETURN
END
FUNCTION Zfn(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/S12/pi,d1,c,c0,c1,c3,c4,w0
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl ZC=(0.D0,1.D0)
z1=Zfn1(n,t)
z2=Zfn2(n,t) z3=Zfn3(n,t) zfn=z1+z2+z3
RETURN
END
FUNCTION Zfn1(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/S12/pi,d1,c,c0,c1,c3,c4,w0
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl COMMON/S12/ZS1,ZS2 ZC=(0.D0,1.D0)
znj=n*pi*zc/dl
zdO=znj*(znj-c3*cO)
zv1=-2.dO*c*c/(dl*znj)
zuO=zcO(t)
zu3=zi00(gl,t)
zu5=zi00(g0,t)
z2=zuO*(-1)*znj*wl-wO)
zv3=gl*(wl-wln)*zu3
z4=gl*(wO-wOn)*zu5
zfn1=zv1*zdO*(zv2+zv3-zv4) RETURN END
FUNCTION Zfn2(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/S12/pi,d1,c,c0,c1,c3,c4,w0
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl
common/tt/tt
tt=t
vv=-2.dO*cO/dl
h=t/100.d0
zs=Zfn2_pf(0.d0)+Zfn2_pff(t)
do 1j=-1,99
aa=3.dO*(-1)**j
ar=i*h
zaa=Zfn2_pf(ar)
zs=zs+aa*zaa 1 continue
zfn2=vv*h*zs/3.dO RETURN END
FUNCTION Zfn3(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/S12/pi,d1,c,c0,c1,c3,c4,w0
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl COMMON/S12/ZS1,ZS2 COMMON/nn/nn COMMON/pp/pO COMMON/pk/pk
common/tt/tt COMMON/e2/e2 COMMON/wp/wO1,wf1,pkk
external fpO,fp1
AER=0.001d0
RER=0.001d0
zd3=zett(tt-tau)
r1=c4*del2(tau)
r2=wO*del3(tau)
r3=(del3(tau)+c2*del2(tau))*(w0+w01)
callQUANC8(fpO,0.d0,tt,AER,RER,RES0,ERE,NOF,FLAG)
r4=g0*w01*res0
r5=pcO
r6=-c3*pkk*del1(tau)
zd6=r1-r2+r3-r4+r5-r6
callQUANC8(fp1,0.d0,tt,AER,RER,RES1,ERE,NOF,FLAG)
r33=(del3(tau)+c2*del2(tau))*(w1+w11)
r44=gl*w11*res1
r55=pk
Zd5=r1-r2+r33+r44+r55-r6
zd4=(-1)**nn*(zd5-pk)-(zd6-p0)
zfn3_pff(zd3*zd4) RETURN END
FUNCTION Zfn3(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/S12/pi,d1,c,c0,c1,c3,c4,wO
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl ZO(0.D0,1.D0) z1=Zxill(n,t)

```

Додаток В8

```

z2=Zxi22(n,t)
z3=Zxi33(n,t)
z4=Zxi44(n,t)
z5=Zxi55(n,t)
z6=Zxi66(n,t)
zfn3=z1+z2+z3+z4+z5+z6 RETURN END
FUNCTION ZiO(ga,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/SI 2/ZS1,ZS2 COMMON/c2/c2 ZC=(0.D0,1.D0)
if(edabs(zs2).le. 1.d-10) then
fl=t/ga
f2=(1.dO-dexp(-ga*t))*(1.dO/ga-1.dO/c2)/ga
f3=-(dexp(-c2*t)-dexp(-ga*t))/(c2*(ga-c2))
ziO=(fl+f2+f3)/c2
end if
if(edabs(zs2).gt.1.d-10) then ZeO=1.dO/(zs2-zs1) Zel=(CDEXP(ZS2*T)-DEXP(-ga*T))/(ga+zs2)
ze2=(1.dO-DEXP(-ga*T))/ga
ze3=(ze1-ze2)/zs2 Ze4=(CDEXP(ZS1*T)-DEXP(-ga*T))/(ga+zs1)
ze5=(ze4-ze2)/zs1 zi0=(ze3-ze5)*ze0
end if RETURN END
FUNCTION ZiOO(ga,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/SI 2/ZS1,ZS2 COMMON/c2/c2
ZC=(0.D0,1.D0) ZeO=1.dO/(zs2-zs1)
ze1=1.dO/zs1
ze2=1.dO/zs2
ze3=1.dO/(ga+zs1)
ze4=1.dO/(ga+zs2)
ze5=(1.dO-DEXP(-ga*T))/ga Ze6=(CDEXP(ZS1*T)-1.dO)/zs1 Ze7=(CDEXP(ZS2*T)-1.dO)/zs2
ze8=ze4*(ze7-ze5)/(1-ze5)/ga
ze9=ze3*(ze6-ze5)/(1-ze5)/ga zi00=ze0*(ze2*ze8-ze1*ze9) RETURN END
FUNCTION ZiI(ga,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/SI2/ZS1 ,ZS2 ZC=(0.D0,1.D0)
ZeO=1.dO/(zs2-zs1)
Zel=(CDEXP(ZS2*T)-DEXP(-ga*T))/(ga+zs2)
Ze4=(CDEXP(ZS1*T)-DEXP(-ga*T))/(ga+zs1)
zi1=(ze1-ze4)*zeO
RETURN
END
FUNCTION Znt(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/Stp,dl,c,c1,c3,c4,wO
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl ZC=(0.D0,1.D0)
z1=Zn1(n,t)
z2=Zn2(n,t)
z3=Zn3(n,t)
zn=z1+z2+z3 RETURN END
FUNCTION Znl(n,t)
IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/Stp,dl,c,c1,c3,c4,wO
common/sw/wOn,wl,wln,gO,gl COMMON/SI2/ZS1 ,ZS2 ZC=(0.D0,1.D0)
if(n.eq.O) then
zv1=-2.dO*cO*c*c/dl
zuO=zst(O,t)
zu1=zst1(t)
zv2=(c3*zuO/cO-cl*zu1/(cO*c*c))*(wl-wO)
zp1=ziO(gl,t)
zp2=zil(gl,t)
zv3=gl*(wl-wln)*(-c3*zp1/cO-cl*zp2/(cO*c*c))
zp3=zi0(gl,t)
zp4=zil(gl,t)
zv4=gO*(wO-wOn)*(-c3*zp3/cO+cl*zp4/(cO*c*c))
znl=zv1*(zv2-zv3+zv4)
end if
if(n.ne.O) then
znj=n*pi*zc/dl
zldO=znj*(znj-c3/cO)
zdl=znj*c1/(cO*c*c)
zv1=-2.dO*cO*c*c/(dl*znj)
zuO=zst(O,t)
zu1=zst1(t)
zv2=(zldO*zuO+zdl*zu1)*((-1)**n*wl-wO)
zu3=ziO(gl,t)
zu4=zil(gl,t)
zv3=gl*(wl-wln)*(zldO*zu3+(-1)**(n+1)*zdl*zu4)
zu5=ziO(gl,t)
zu6=zil(gl,t)
zv4=gO*(wO-wOn)*(zu5-zu4-zdl*zu6)
zn1=zv1*(zv2+zv3+zv4)
end if RETURN END
FUNCTION Zn2(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/Stp,dl,c,c1,c3,c4,wOcommon/sw/wOn,wl,wln,gO,gl
common/tt/tt
tt=1
vv=-2.dO*cO/dl
h=5O.dO zs=Zn2_pfl(0.dO)+Zn2_pfl(t)

```

Додаток В9

```

do 1 i=1,49
aa=3.d0-(-1)**i ar=i*h
zaa=Zn2_pfi(ar) zs=zs+aa*zaa 1 continue
zn2=w*h*zs/zs.d0 RETURN END
FUNCTION Zn2_pfi(tau) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/Stpid,ccOe1,c3,c4,w0
common/sw,wOn,wl,wln,gO,gl COMMON/SI 2/ZSI,ZS2 COMMON/nm/nm COMMON/pipO COMMON/pk/pk
common-ii/it COMMON/c2/c2 COMMON/wpwO1,wl1,pkk
external fO^fkk
AER=0.001d0
RER=0.001d0
zd1=zs2*cexp(zs2*(tt-tau))
zd2=zs1*cexp(zs1*(tt-tau))
zd3=(zd1-zd2)/(zs2-zs1)
r1=c4*del2(tau)
r2=wO*del3(tau)
r3=(del3(tau)+c2*del2(tau))*(w0+w01)
callQUANC8(fO,0.d0,ii,AER,RER,RESO,ERE,NOF,FLAG)
r4=g0*w01*res0
r5=pO
r6=-c3*pkk*del1(tau)
zd6=r1-r2+r3-r4+r5-r6
callQUANC8(fpl,0.d0,ii,AER,RER,RESI,ERE,NOF,FLAG)
r33=(del3(tau)+c2*del2(tau))*(wl+w1)
r44=gl*w1*res1
r55=pk
zd5=r1-r2+r33+r44+r55-r6
zd4=(-1)**nm*(zd5-pk)-(zd6-pO)
zn2_pfi=zd3*zd4 RETURN END
FUNCTION Zn3(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/Stpid,ccOe1,c3,c4,w0
common/sw,wOn,wl,wln,gO,gl ZC=(0.D0,1.D0)
z1=Zxi1(n,t)
z2=Zxi2(n,t)
z3=Zxi3(n,t)
z4=Zxi4(n,t)
z5=Zxi5(n,t)
z6=Zxi6(n,t)
zn3=z1+z2+z3+z4+z5+z6 RETURN END
FUNCTION znin(n)
IMPLICIT REAL *8(A-h,o-y)
IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/Stpid,ccOe1,c3,c4,w0
COMMON/pipO
COMMON/aa/a
ZC=(0.D0,1.D0)
if(n.eq.0) then
d2=dsqrt(pO*pO-a*d1)
zdp=CMPLX(d2-pO)
znin=zdp end if
if(n.ne.0) then znj=n*pi*zc/d1 z1=cdsqrt(pi*w/znj)/2.d0 z2=znj*pO*pO/a
z2=cexp(z12)
pad=pO*pO-a*d1
d2=dsqrt(pad)
zar1=d2*cdsqrt(znj/a)
zar2=pO*cdsqrt(znj/a)
z3=zerfe(zar1)
z4=zerfe(zar2)
znin=z1*z2*(z3-z4)
end if
RETURN
END
FUNCTION znjn(n)
IMPLICIT REAL *8(A-H,O-Y)
IMPLICIT COMPLEX *16(Z)
COMMON/Stpid,ccOe1,c3,c4,w0
COMMON/pipO
COMMON/aa/a
ZC=(0.D0,1.D0)
if(n.eq.0) then
al=2.d0*d1/3.d0
d2=dsqrt(pO*pO-a*d1)
d3=pO+d2*d2/d2+pO)
znjn=al*d3 end if
if(n.ne.0) then
znj=n*pi*zc/d1
d2=dsqrt(pO*pO-a*d1)
z1=cexp(znj*d1)
z2=(d2*z1-pO)/znj z3=znin(n)/znj

```

Додаток В10

```

znjn=z2-z3 end if RETURN END
FUNCTION zwsn(n,t) IMPLICIT REAL *8(A-H,O-y) IMPLICIT COMPLEX *16(Z) COMMON/St/pt,d,c,c0,c1,c3,c4,w0
common/sw,w0n,wl,wh,g0,gl COMMON/c2,c2
COMMON/SI 2/ZS1,ZS2 ZC=(0,D0,1,D0)
if(n.eq.0) then
zsl=-c2
zs2=0.d0
zl=Zn(n,t)
z2=Zn(-n,t)
zwsn=(zl+z2)/2.d0
return
end if
if(n.ne.0) then znjn*pi*ze/dl
zsl=(znj*c1-c2)/2.d0
zs2=zs1**2+c*c*znj*(c0*znj-c3)
zs33=cdsqrt(zs2)
zsl=zs1-zs33
zs2=zs1+zs33
zl=Zn(n,t) znjn=-n*pi*ze/dl
zsln=(znjn*c1-c2)/2.d0
zs22n=zsln**2+c*c*znjn*(c0*znjn-c3)
zs33n=cdsqrt(zs22n)
zsln=zs1n-zs33n
zs2n=zs1n+zs33n
zsl=zsln
zs2=zs2n
z2=Zn(-n,t) RETURN END

```

Блок алгоритмів і програм розрахунку охолодження газу на КС Додаток Б1

```

10 REM
30 INPUT "Зовнішній і внутрішній діаметри,мм":DN,DB
40 INPUT "Максимальний та мінімальний тиск. ата":PMA,PMI
41 INPUT "тиск в кінці газопроводу, ата":PK
50 PRINT "Температури. К:"
60 INPUT "-грунту":TG
70 INPUT "-початкова":TN
80 INPUT "Коефіцієнт теплопередачі ккал/м2год град":KM
90 PRINT "—фізичні властивості газу:"
100 INPUT "-відносна густина":DE
110 INPUT "-ізобарна теплоємність. ккал/кг град":CP
120 INPUT "-в'язкість":MU
130 INPUT "Кількість дільниць":N
140 FOR I=1 TO N
150 INPUT "Довжина дільниці. км":L(1)
160 NEXT I
161 LPRINT "          Результати розрахунку:LPRINT
170 LPRINT "-----"
180 LPRINT "  N  :  L  :  Q  "
190 LPRINT " дільниці: км  :  млн м3/добу"
200 LPRINT "-----"
202 QQ=100
210 FOR I=1 TO N
220 QQ=100
222 IF(I=N) THEN PMI=PK
230 RE=1810!*QQ*DE/DB/MU
240 LA=.067*(158/RE+.06/DB)^(.2)
250 AT=.0000626*KM*DN/DE/CP/QQ
260 PCP=2*(PMA+PMI^2/(PMA+PMI))/3
270 T0=TG-.33*(PMA^2-PMI^2)/AT/L(1)/PCP/2
280 TCP=T0+(TN-T0)*(1-EXP(-AT*L(1)))/AT/L(1)
290 Z=1-20400001*PCP*DE^(1.5)/TCP^3.5
300 Q(I)=3.26E-07*DB^(2.5)*SQR((PMA^2-PMI^2)/LA/DE/Z/TCP/L(1))
310 IF (ABS(Q(I)-QQ)<.001) GOTO 330
320 QQ=Q(I):GOTO 230
330 LPRINT USING"  ##  ###.#  ###.###":L(1),Q(I)
340 NEXT I
350 QL=Q(1)
360 FOR I=2 TO N
370 IF (Q(I)>QL) GOTO 390
380 QL=Q(I)
390 NEXT I
400 LPRINT "Лімітуюча пропускна здатність":QL
410 LPRINT "-----"
420 LPRINT "  N  :  L  :  PN  :  PK  "
430 LPRINT " дільниці: км  :  ата  :  ата  "
440 LPRINT "-----"
450 FOR I=1 TO N
460 RE=1810!*QL*DE/DB/MU: LA=.067*(158/RE+.06/DB)^.2
470 PK=SQR(PMA^2-LA*DE*Z*TCP*L(1)*QL^2/(3.26E-07*DB^2.5)^2)
480 PCP=2*(PMA+PK^2/(PMA+PK))/3:AT=.0000626*DN*KM/QL/DE/CP
490 T0=TG-.33*(PMA^2-PK^2)/2/AT/L(1)/PCP
500 TCP=T0+(TN-T0)*(1-EXP(-AT*L(1)))/AT/L(1)
510 Z=1-20400001*PCP*DE^1.5/TCP^3.5
520 PPK=SQR(PMA^2-LA*DE*Z*TCP*L(1)*QL^2/(3.26E-07*DB^2.5)^2)
530 IF (ABS(PK-PPK)<.001) GOTO 550
540 PK=PPK: GOTO 480
550 LPRINT USING"  ##  ###.#  ##.#  ###.#  ###.# ":L(1),PMA,PK
560 NEXT I
570 END

10 'Оптимальний режим очистки газопроводу'
20 PRINT "Тип очисного пристрою:"
30 PRINT "1 - еластичний очисний поршень типу ДЗК"
40 PRINT "2 - поршень манжетного типу ОПРМ"
50 PRINT "3 - Очисна куля типу РШ "
60 INPUT J1:PRINT
70 INPUT "Ефективність до очистки ":ED:PRINT
80 INPUT "Довжина газопроводу. км":L:PRINT
90 INPUT "Максимальний перепад висот. м":H:PRINT
100 INPUT "Діаметр газопроводу внутрішній,мм":D:PRINT
101 INPUT "Вибрана швидкість руху очисного пристрою. м/с":V
102 INPUT "Відносна густина газу":DEL
103 INPUT "Середня температура газу,К":TCP
104 INPUT "Кінцевий тиск,ата":P2
110 PI=3.14:G=9.810001

```

Додаток Б2

```

120 IF(J1=1) GOTO 190
130 IF(J1=2) GOTO 240
140 IF(J1><3) THEN STOP
150 A=2.35E+16:B=2.81E-08:M=.54:AL=.68:BE=.0444:SI=8.92:N=.02:TET=.0278
160 DE=2*D*.001:OM=PI*D*DE*10:ST0=363.7*OM
170 PRINT "Очисна куля "
180 GOTO 270
190 A=1.86E+33:B=2.05E-10:M=1.75:AL=.817:BE=.0502:SI=3.62:N=.025:TET=.0112
200 DE=1.5*D*.001:OM=PI*D*DE*10:ST0=3.7*OM
210 DE=1.5*D*.001:OM=PI*D*DE*10:ST0=3.7*OM
220 PRINT "Поршень Д3К"
230 GOTO 270
240 A=7.5E+16:B=1.73E-08:M=.575:AL=.685:BE=.0458:SI=7.78:N=.015:TET=.0255
250 DE=3*D*.001:OM=PI*D*DE*10:ST0=197.7*OM
260 LPRINT "Поршень ОПРМ"
270 MU=.001:RO=1000
280 VZ=.001*PI*L*1000!*(D*.001)^2*(1-ED^(.8))
290 MZ=VZ*RO:I=H/(L*1000!)
300 TK=L*1000!/V:DT=TK/20:T=0:F=PI*(D*.001)^2/4
310 LP=VZ/F:IG=H/L/1000!:PG=MZ*G*IG:R=287/DEL:Z=.9
320 PS=ST0*4/PI/(D*.001)^2:LAT=.067*(.03/D)^(.2)
325 LAG=.11*(1/D)^(.25)
330 PT=(LAG*LP*V*V/2/D/.001)*RO:DELL=ED^(-2)
340 FO=1-BE*DELL^2*EXP(-AL*TAU/DELL^2)
350 LPRINT "-----"
360 LPRINT " Час.с: Тиск. МПа :Витрата.млн.м3/доб.:Швидкість,м/с"
365 LPRINT " початок: кінець"
370 LPRINT "-----"
380 PM=P2*100000!/SQR(1-DELL*LAT*V^2*(L*1000!-V*T)/D/Z/R/TCR)
390 PP=PM+PT+PS
400 PH=PP*SQR(1+50*LAT*V^3*T/FO/D/Z/R/TCR)/1.21:PN=PH*.000001:PK=P2/10
410 Q=PI*(D*.001)^2*V*PP/4/Z/R/TCR/DEL/1.293
411 MG=Q*DEL*1.293:PL=SQR((PN*100000!)^2-.4*LAT*Z*R*TCP*V*T*MG^2/PI^2/(D*.001)^5)
412 VP=MG*Z*R*TCP/PL/4/PI/(D*.001)^2
420 Q=Q*24*3600*.000001
430 LPRINT USING "#####.###.###.###.###.###.###.###.###":T:PN:PK:Q:VP
440 IF(T>=TK) GOTO 460
450 T=T+DT:GOTO 380
460 END
10 REM Екстремальні режими роботи ГТС
20 DIM W(140),PH(140),PK(140),TH(140),TK(140),Q(140)
30 FOR I=1 TO 136
40 READ W(I),PH(I),PK(I),TH(I),TK(I),Q(I)
50 DATA 6.70,2.61,4.35,12.2170,8.65,59.36,12,1900
60 DATA 10.64,9.58,2.32,12.1866,12.64,8.58,2.32,11,1803
70 DATA 14.65,57.5,32.11,1846,14.64,57.7,35,12,2362
80 DATA 16.70,7.59,36,12,2044,18.71,3.61,1.36,13,2206
90 DATA 20.71,5.61,5.37,13,2278,22.71,5.61,2.37,13,2326
100 DATA 2.71,58.2,38,15,2344,4.73,8.61,8.38,15,2226
110 DATA 6.74,8.61,9.37,15,2286,8.74,7.63,37,15,2398
120 DATA 10.74,7.63,37,15,2392,16.75,63.1,36,8,2791
130 DATA 18.74,3.49,36,7,2844,20.74,1.59,36,7,3168
140 DATA 22.73,5.57,8,36,7,3078,24.74,60,36,7,2950
150 DATA 10.74,7.63,34,14,2392,12.74,7.64,7,34,14,2308
160 DATA 14.75,64.7,34,14,2305,16.74,6.64,7,34,14,2308
170 DATA 18.74,7.64,7,34,14,2308,16.75,2.53,35,8,2183
180 DATA 18.72,6.53,2.35,8,2204,20.73,8.53,5.35,8,2150
190 DATA 22.71,5.53,5.35,8,1858,24.70,8.53,5.35,8,1825
200 DATA 8.68,5.59,33,10,1999,10.67,5.59,33,11,1946
210 DATA 12.67,5.55,32,11,1998,14.67,5.52,1.32,11,2269
220 DATA 16.67,5.52,32,11,2212,18.67,5.23,11,2206
230 DATA 20.65,5.51,2,33,11,2109
240 DATA 14.50,29.8,24,10,4032,16.49,7,29.8,31,10,3988
250 DATA 18.49,7,29.8,31,10,3988,20.49,7,29.8,33,10,3978
260 DATA 22.49,5,29.7,33,10,3968,24.49,6,29.7,32,10,3986
270 DATA 2.50,29,7,32,10,4026,16,47,6,29,8,27,10,3766
280 DATA 18.47,6,29,9,30,10,3898,20.48,4,29,9,30,10,3868
290 DATA 22.48,30,30,10,3828,24.48,30,30,11,3814
300 DATA 2,48,30,1,30,11,3824,4.48,1,30,2,30,11,3842
310 DATA 18.50,7.43,44,11,2600,20,51,8.44,38,11,2564
320 DATA 22.51,43,8,36,11,2292,24,50,7.43,2,30,11,2404
330 DATA 2,50,5,43,30,11,2396,4.50,5,43,30,11,2596
340 DATA 6,50,6,43,30,11,1240,12,51,7,43,8,30,11,2606
350 DATA 14,51,6,43,9,30,11,2560,16,51,5,44,8,28,11,2382
360 DATA 18,48,2,44,3,26,11,2296,20,47,1,42,1,25,11,1822
370 DATA 22,46,8,41,25,11,1930,24,45,7,40,25,11,1940
380 DATA 22,52,5,45,24,12,2634,24,52,3,42,8,24,12,2632

```


Додаток Б3

```

390 DATA 2.51.2.42.5.31.12.2692.4.50.8.42.1.31.12.2706
400 DATA 6.51.42.2.31.12.2720.8.51.1.42.5.31.12.2716
410 DATA 10.50.8.43.4.31.12.2666.2.46.39.6.19.12.2096
420 DATA 4.46.39.7.19.12.2128.6.46.39.7.19.12.2138
430 DATA 8.46.2.39.8.19.12.2136.10.46.2.39.8.19.12.2132
440 DATA 12.46.39.8.19.12.2114.14.46.39.8.19.12.2130
450 DATA 8.50.4.38.1.27.15.2292.10.51.7.37.9.28.15.2072
460 DATA 12.52.2.41.8.28.15.1646.14.52.6.42.6.28.15.1560
470 DATA 16.54.42.8.28.15.1446.18.54.6.43.2.28.15.1374
480 DATA 20.55.43.4.27.15.1366.22.54.6.44.27.15.1448
490 DATA 24.54.44.1.27.15.1452.16.51.6.36.4.20.12.3174
500 DATA 18.51.3.35.8.20.12.3346.20.50.9.35.9.20.12.3208
510 DATA 22.50.6.35.8.20.12.3180.24.50.3.34.8.20.12.3158
520 DATA 2.50.6.35.7.20.12.3260.4.50.8.36.20.12.3234
530 DATA 6.51.1.36.4.20.12.3236
540 DATA 2.69.47.4.34.22.3470.4.69.5.47.4.34.22.3474
550 DATA 6.69.5.47.4.34.22.3479.8.69.47.3.34.22.3484
560 DATA 10.69.2.47.6.34.22.3480.12.69.3.47.5.34.22.3483
570 DATA 14.69.5.47.3.34.22.3481.16.70.47.4.34.22.3468
580 DATA 6.71.5.57.9.38.20.3541.8.71.5.57.8.38.20.3456
590 DATA 10.71.4.57.7.38.20.3448.12.70.2.57.6.38.20.3403
600 DATA 14.71.2.57.38.20.3221.16.71.57.6.38.20.3702
610 DATA 8.70.3.51.1.36.19.3497.10.70.3.51.36.19.3384
620 DATA 12.70.3.51.2.36.19.3383.14.70.3.51.4.36.19.3386
630 DATA 16.70.51.36.19.3483.18.69.2.50.9.36.19.3483
640 DATA 6.68.4.59.5.35.14.3387.8.63.3.57.2.35.14.2966
650 DATA 10.63.2.56.4.35.14.2913.12.63.1.56.4.35.14.2815
660 DATA 14.63.3.57.5.35.14.2882.14.65.9.57.8.33.13.3015
670 DATA 16.70.1.59.8.34.13.3254.18.70.3.60.2.34.14.3360
680 DATA 20.70.3.59.9.34.14.3430.22.70.1.59.8.34.14.3454
690 DATA 8.71.6.60.30.13.3442.10.74.4.62.1.30.13.3268
700 DATA 12.74.6.62.5.30.13.3356.14.74.6.62.3.30.13.3520
710 DATA 16.74.5.62.2.30.13.3511.10.73.8.61.9.32.11.3279
720 DATA 12.73.1.48.1.32.11.3341.14.72.9.57.9.32.11.3722
730 DATA 16.72.3.56.7.32.11.3616.18.72.8.59.32.11.3466
740 NEXT I
750 LPRINT "                ":LPRINT
760 LPRINT "                "
770 LPRINT "                ":LPRINT
780 LPRINT "                "
790 LPRINT "                2007 p":LPRINT
800 LPRINT ""
810 LPRINT ""
820 LPRINT :LPRINT
830 LPRINT "-----"
840 LPRINT ""
850 LPRINT ""
860 LPRINT ""
870 LPRINT "-----"
880 AA=2:W(0)=4:IF XXX=1 GOTO 955
890 FOR I=1 TO 136
900 IF I=1 GOTO 980
910 IF I=38 GOTO 990
920 IF I=97 GOTO 1000
930 AA=W(I)-W(I-1)
931 IF (ABS(AA)=22) GOTO 950
940 IF AA<>2 GOTO 970
950 IF W(I)=0 GOTO 1010
951 LPRINT USING "      :      :##: ##: ##: ##: ##: ##: ####":W(I),PH(I),PK(I),TH(I),TK(I),Q(I)
955 XXX=0
960 NEXT I
970 LPRINT "-----"
971 INPUT "      ",XXX:IF XXX=1 GOTO 830:GOTO 950
972 GOTO 950
980 LPRINT "                ":LPRINT:GOTO 950
990 LPRINT "                ":LPRINT:GOTO 950
1000 LPRINT "                ":LPRINT:GOTO 950
1010 LPRINT:LPRINT :LPRINT
1020 LPRINT "                "
1030 END
10 CLS:LOCATE 18,15:PRINT "Розрахунок властивостей природного газу":LOCATE 22,1
20 'svogaz
30 PRINT "Ввести в послідовності (проц.):"
40 PRINT "метан":PRINT "етан":PRINT "пропан":PRINT "бутан":PRINT "пентан+"
50 PRINT "вугл.газ":PRINT "азот":PRINT "сірководень":PRINT "водень"
60 FOR I=1 TO 9:INPUT X(I):NEXT I
70 DATA 16.042,30.068,44.094,58.12,72.151,44.011,28.016,34.082,2.016

```

Додаток Б4

```

80 FOR I=1 TO 9:READ M(I):NEXT I
90 DATA 2.1654,1.6471,1.5495,1.5918,1.5931, .8148,1.0392,.9923,14.1949
100 FOR I=1 TO 9:READ C(I):NEXT I
110 DATA 10,3,8,5,7,95,8,1,8,74,13,7,17,11,66,8,42
120 FOR I=1 TO 9:READ MY(I):NEXT I
130 DATA 7980,14300,20670,27290,34400,0,0,5200,2400
140 FOR I=1 TO 9:READ Q(I):NEXT I
150 MM=0:CP=0:MYS=0:TT=0:QN=0
160 LPRINT " Розрахунок властивостей природного газу ":LPRINT:LPRINT
170 LPRINT "Молекулярна маса суміші газів":LPRINT
180 LPRINT " Мсум = Mi*Yi"
190 LPRINT " де Mi- молекулярна маса i-го компоненту:"
200 LPRINT " Yi- концентрація i-го компоненту в суміші."
210 LPRINT "Мсм=":
220 FOR I=1 TO 9
230 IF(X(I)=0) GOTO 270
240 ZZU=1/4:IF ZZU=CINT(ZZU) THEN LPRINT
250 X(I)=X(I)/100:MM=MM+X(I)*M(I)
260 LPRINT USING "##.###*#####";M(I),X(I):
270 NEXT I
280 LPRINT USING "=-#.#### ЄJ/Љ-Ⓢ«м":MM
290 RO=MM/22.4:DEL=RO/1.293
300 LPRINT "Густина газу:"
310 LPRINT USING " p = Мсум/22.4 = ##.###/22.4 = #.### кг/куб.м":MM,RO
320 LPRINT "де 22.4 - об'єм одного кіломоля газу."
330 LPRINT "Відносна густина газу до повітря:"
340 LPRINT USING " ^ = p/1.293 = #.###/1.293 = #.###":RO,DEL
350 LPRINT " 1.293 - густина повітря при нормальних умовах (тиск 101325 Па."
360 LPRINT " температура 273 К)."
370 LPRINT "Для визначення теплоємності газової суміші необхідно знати масові"
380 LPRINT "долі компонентів, які через об'єми знаходяться за формулою:"
390 LPRINT " g(i) = (Mi*Yi)/Мсум"
400 FOR I=1 TO 9
410 IF X(I)=0 GOTO 440
420 G(I)=X(I)*M(I)/MM
430 LPRINT USING "g(##) = (##.###*#####)/##.### = #.#####":I,M(I),X(I),MM,G(I):LPRINT
440 NEXT I
450 LPRINT "Результати зводимо в таблицю 1"
460 LPRINT " Таблиця 1"
470 LPRINT " Склад газу"
480 LPRINT "-----"
490 LPRINT " | Доли |"
500 LPRINT " | Компонент |-----|"
510 LPRINT " | | Об'ємні | Масові |"
520 LPRINT "-----"
530 FOR I=1 TO 9
540 IF(X(I)=0) GOTO 730
550 IF(I=2) GOTO 640
560 IF(I=3) GOTO 650
570 IF(I=4) GOTO 660
580 IF(I=5) GOTO 670
590 IF(I=6) GOTO 680
600 IF(I=7) GOTO 690
610 IF(I=8) GOTO 700
620 IF(I=9) GOTO 710
630 LPRINT " | метан "":GOTO 720
640 LPRINT " | етан "":GOTO 720
650 LPRINT " | пропан "":GOTO 720
660 LPRINT " | бутан "":GOTO 720
670 LPRINT " | пентан+ "":GOTO 720
680 LPRINT " | вуглекислий газ "":GOTO 720
690 LPRINT " | азот "":GOTO 720
700 LPRINT " | сірководень "":GOTO 720
710 LPRINT " | водень "":
720 LPRINT USING " | #.#### | #.#### |":X(I),G(I)
730 NEXT I
740 LPRINT "-----":LPRINT:LPRINT
750 INPUT "-----".ZZZZ
760 LPRINT "Теплоємність суміші газів:"
770 LPRINT " Cp = g(i)*Cpi"
780 LPRINT "Cp=":
790 FOR I=1 TO 9
800 IF(X(I)=0) GOTO 840
810 ZZU=1/4:IF ZZU=CINT(ZZU) THEN LPRINT
820 CP=CP+C(I)*G(I)
830 LPRINT USING "##.###*#####";C(I),G(I):
840 NEXT I

```

Додаток Б5

```

850 LPRINT USING "###.###.### кДж/(кг*К)":CP
860 CPK=CP/4.19
870 LPRINT USING " або Cp = ##.###/4.19 = #.### ккал/(кг*К)":CP,CPK
880 LPRINT "Теплота згоряння газу"
890 LPRINT " Q = q(i)*Yi"
900 LPRINT " Q =":
910 FOR I=1 TO 9
920 IF X(I)=0 GOTO 950
930 ZZU=I/4:IF ZZU=CINT(ZZU) THEN LPRINT
940 LPRINT USING "#####.##*#####":Q(I),X(I):QN=QN+X(I)*Q(I)
950 NEXT I
960 LPRINT USING "#####.## ккал/куб.м":QN,QD=QN*4.19
970 LPRINT USING " або Qp = #####.##*4.19 = #####.## ккал/куб.м":QN,QD
980 LPRINT "Коефіцієнт динамічної в'язкості визначається за формулою:"
990 LPRINT " mi*Yi*VMi"
1000 LPRINT " mcm = -----"
1010 LPRINT " Yi*VMi"
1020 LPRINT " де mi - коефіцієнт динамічної в'язкості i-го компонента."
1030 FOR I=1 TO 9
1040 MYS=MYS+X(I)*MY(I)*SQR(M(I)):TT=TT+X(I)*SQR(M(I))
1050 NEXT I
1060 MYS=MYS/TT/1000000!:MYT=MYS/9.810001
1070 LPRINT USING " |###.###*#####*V###.## + ###.###*#####*V###.## +":MY(1),X(1),M(1),MY(2),X(2),M(2)
1080 LPRINT " mcm =|-----"
1090 LPRINT USING " | ###.###*V###.## + ###.###*V###.## +":X(1),M(1),X(2),M(2)
1091 LPRINT
1100 LPRINT USING " |###.###*#####*V###.## + ###.###*#####*V###.## +":MY(3),X(3),M(3),MY(4),X(4),M(4)
1110 LPRINT " -----"
1120 LPRINT USING " ###.###*V###.## + ###.###*V###.## +":X(3),M(3),X(4),M(4)
1121 LPRINT
1130 LPRINT USING " ###.###*#####*V###.## + ###.###*#####*V###.## +":MY(5),X(5),M(5),MY(6),X(6),M(6)
1140 LPRINT " -----"
1150 LPRINT
1160 LPRINT USING " ###.###*#####*V###.## + ###.###*#####*V###.## +":MY(7),X(7),M(7),MY(8),X(8),M(8)
1170 LPRINT " -----"
1180 LPRINT USING " ###.###*V###.## + ###.###*V###.## +":X(7),M(7),X(8),M(8)
1181 LPRINT
1190 LPRINT USING " ###.###*#####*V###.## |":MY(9),X(9),M(9)
1200 LPRINT USING " -----|* 10 = ###.###^^^ Па*с":MYS
1210 LPRINT USING " ###.###*V###.## |":X(9),M(9)
1220 LPRINT USING " або mсум = ##.###^^^/9.81 = ##.###^^^ кг*с/куб.м":MYS,MYT
1230 DATA 4.604,4.88,4.249,3.796,3.369,7.381,3.398,9.007,1.296
1240 FOR I=1 TO 9:READ PK(I):NEXT I
1250 DATA 190.55,305.43,369.82,425.16,469.65,304.2,126.26,373.6,33.25
1260 FOR I=1 TO 9:READ TK(I):NEXT I
1270 LPRINT "Критична температура: Tкр = Tкри*Yi"
1280 LPRINT " Tкр =":
1290 FOR I=1 TO 9
1300 IF X(I)=0 GOTO 1340
1310 ZZU=I/4:IF ZZU=CINT(ZZU) THEN LPRINT
1320 LPRINT USING "#####.###*#####":TK(I),X(I):
1330 TKR=TKR+X(I)*TK(I)
1340 NEXT I
1350 LPRINT USING "#####.## К":TKR
1360 LPRINT "Критичний тиск: Pкр = Pкри*Yi"
1361 LPRINT " Pка =":
1370 FOR I=1 TO 9
1372 IF X(I)=0 GOTO 1410
1380 ZZU=I/4:IF ZZU=CINT(ZZU) THEN LPRINT
1390 LPRINT USING "#####.###*#####":PK(I),X(I):
1400 PKR=PKR+X(I)*PK(I)
1410 NEXT I
1420 PKP=PKR*9.810001
1430 LPRINT USING "#####.## МПа":PKR
1440 LPRINT USING " або Pкр = #####*9.81 = ##### кг/куб.см":PKR,PKP
1450 LPRINT " Таблиця 2"
1460 LPRINT " Результати розрахунку"
1470 LPRINT "-----"
1480 LPRINT "| |"
1490 LPRINT "| Параметр | Чисельне значення |"
1500 LPRINT "| |"
1510 LPRINT "|-----|"
1520 LPRINT USING "| Молекулярна маса газу, кг/кмоль | ###.### |":MM
1530 LPRINT USING "| Густина, кг/куб.м | ###.### |":RO
1540 LPRINT USING "| Відносна густина до повітря | ###.### |":DEL
1550 LPRINT USING "| Теплоємність, кДж/(кг*К) | ###.### |":CP
1560 LPRINT USING "| ккал/(кг*К) | ###.### |":CPK

```

Додаток Бб

```

1570 LPRINT "| Коефіцієнт динамічної в'язкості. |"
1580 LPRINT USING "|          Па*с          | ##.###^### |":MYS

1590 LPRINT USING "|          кг*с/кв.м          | ##.###^### |":MYT
1600 LPRINT "| Критичні параметри: |"
1610 LPRINT USING "|          тиск. МПа          | ###.### |":PKR
1620 LPRINT USING "|          ата          | ###.### |":PKP
1630 LPRINT USING "|          температура, К          | ###.### |":TKR
1640 LPRINT "| Теплота горіння: |"
1650 LPRINT USING "|          ккал/куб.м          | #####.# |":QN
1660 LPRINT USING "|          кДж/куб.м          | #####.# |":QD
1670 LPRINT "-----"
1680 END

10 REM Екстремальні режими роботи ГТС В КОМПЛЕКТІ З ПСГД
20 DIM B(20.3),A(20.3),G$(3),N(20),R(20),AA(3),BB(3),L(20.3),C(20.3),F(20.20.20)
30 DIM PB(20.20),PH(20.3),D(20.20),X(20),NE(20.3),QB(20.3),QA(20),DQ(20),Q(20)
40 DIM KC$(20.3),Z(20.3),EPS(20.3),TH(20.3),TCP(20.3),PCP(20.3),ZCP(20.3)
50 DIM NPR(20.3),RO(20.3),NI(20.3),NKC(20.3),T0(20.4),PP(20.20),TB(20.20)
60 DIM DTT(20.3)
70 INPUT "Дата (dd,mm,rr)":DD,MM,RR
80 INPUT " ТИСКИ (ата)":P1,PK
90 INPUT "ТЕМПЕРАТУРА В ГРАД НА ВХОДІ ГТС ":T1
100 P1=3.14:TCP=293:PCT=1:DEL=.6:DDT=.33:RG=287/DEL
120 TG=282+3.6*SIN((2*PI/365)*(30*MM+DD*169))
130 D=1380:TCP=313/3+TG*2/3:PCP=64.3
140 Z=1-2040000!*PCP*DEL^(1.5)/TCP^(3.5)
150 FOR J=1 TO 3
160 IF J=1 THEN G$(J)="Газопровід Союз ":N(J)=12:R(J)=5:AA(J)=3.344:BB(J)=4.543:PID(J)=1.175:NGTU(J)=10000
170 IF J=2 THEN G$(J)="Уренгой-Помари-Ужгород":N(J)=10:R(J)=2:AA(J)=2.462:BB(J)=.4662:PID(J)=1.125:NGTU(J)=25000
180 IF J=3 THEN G$(J)="Газопровід Прогрес ":N(J)=10:R(J)=2:AA(J)=2.422:BB(J)=.6167:PID(J)=1.125:NGTU(J)=25000
190 NEXT J
200 DATA "Борова ","Первомайськ","Машевська","Кременчук","Александровка","Тальне"
210 DATA Гайсин,Бар,Гусятин,Богородчани,Хуст,Ужгород
230 DATA Роменська,Гребенківська,Софіївська,Ставищенська,Улянковська,Барська
240 DATA Гусятинська,Богородчани,Голятин,Ужгород
250 DATA Роменська,Гребенківська,Софіївська,Ставищенська,Улянковська,Барська
260 DATA Гусятинська,Богородчани,Голятин,Ужгород
290 FOR J=1 TO 3
300 FOR I=1 TO N(J)
310 READ KC$(I,J)
320 NEXT I:NEXT J
330 FOR J=1 TO 3
340 FOR I=1 TO N(J)
350 READ L(I,J)
360 DATA 103,122,131,107,122,119,121,124,135,143,112,23
370 DATA 119,129,113,122,124,128,134,126,97,12
380 DATA 119,129,113,122,124,128,134,126,97,12
390 C(I,J)=DEL*Z*TCP*L(I,J)/(1.64E-06)^2/D^5.2
400 A(I,J)=AA(J):B(I,J)=BB(J)/R(J)^2
410 NEXT I
420 NEXT J
430 FOR J=1 TO 3
440 PP(J,K)=1:PS(J)=0
450 FOR K=1 TO N(J)
460 PP(J,K)=1:PS(J)=0
470 FOR I=K TO N(J)
480 PP(J,K)=PP(J,K)*A(I,J)
490 NEXT I
500 NEXT K:NN(J)=N(J)+1
510 FOR K=2 TO NN(J)
520 FOR I=1 TO N(J):PP(J,NN(J))=1
530 F(I,J,K)=PP(J,K)*(B(I,J)+C(I,J))
540 NEXT I
550 NEXT K
560 FOR I=1 TO NN(J)
570 PS(J)=PS(J)+F(I,J,I+1)
580 NEXT I
590 Q(J)=SQR((PP(J,1)*P1^2-PK^2)/PS(J))/PID(J)/(55/P1)^2
600 NEXT J
610 PRINT "-----"
620 PRINT " Газопровід          | Тиски (ата)          | Продуктивність
630 PRINT "          | вхід | вихід | млн.м3/добу
640 PRINT "-----"
730 P11=P1/10:PKK=PK/10:QQ=0
740 FOR J=1 TO 3

```

Додаток Б7

```

750 PRINT G$(J);
760 PRINT USING "  ## #  ## #  ### ##":P11.PKK.Q(J)
770 QQ=QQ+Q(J)
780 NEXT J
800 PRINT USING"Сумарна пропускна здатність      ###.##":QQ
810 INPUT "КОРЕКТУЄМО ПРОДУКТИВНІСТЬ (так=1, ні=0)":XSW
820 IF XSW=0 GOTO 880
830 PRINT "Введіть продуктивність кожного газопроводу в млн м3/добу."
840 FOR J=1 TO 3
850 PRINT G$(J)
860 INPUT Q(J)
870 NEXT J
880 FOR J=1 TO 3
890 READ AL(J),BE(J),GA(J),TE(J),C1(J),C2(J),C3(J),QMIN(J)
900 NEXT J
910 DATA -1.9638,5.35,-1.09e-5,1.82e-5,-270,3.99998,-6e-3,300
920 DATA -.59199,3.06,-9.99e-7,1.78e-6,-150,2.175,-1.5e-3,400
930 DATA -.9784,3.67,-1.5e-6,2.57e-6,60,1.3,-5e-4,400
940 INPUT "Газ охолоджують після компримування (так=1 ні=0)":OXO
950 IF OXO=0 THEN DT=0:GOTO 990
960 INPUT "Ступінь охолодження однакова на всіх КС (1), чи різна (0)":OX
970 IF OX=0 GOTO 1050
980 INPUT "Введіть в град. ступінь охолодження для всіх КС однаковий":DT
990 FOR J=1 TO 3
1000 FOR I=1 TO N(J)
1010 DTT(I,J)=DT
1020 NEXT I
1030 NEXT J
1040 GOTO 1120
1050 FOR J=1 TO 3
1060 PRINT G$(J)
1070 FOR I=1 TO N(J)
1080 PRINT K$(I,J)
1090 INPUT DTT(I,J)
1100 NEXT I
1110 NEXT J
1120 FOR J=1 TO 3
1130 PB(I,J)=P1:TB(I,J)=T1+273
1140 FOR I=1 TO N(J)
1150 NN=1
1160 Z(I,J)=1-550000!*PB(I,J)*DEL^1.3/TB(I,J)^3.3
1170 QMAX(J)=SQR((AL(J)+BE(J)-1)/(GA(J)+TE(J)))
1180 QCP(J)=(QMAX(J)+QMIN(J))/2
1190 QB(I,J)=Q(J)*1000000!*TB(I,J)*Z(I,J)/24/60/PB(I,J)/293
1200 RA(J)=QB(I,J)/QCP(J)
1210 RA0(J)=INT(RA(J)+.5)
1220 PRINT "Z=":Z(I,J),"Qb=":QB(I,J),"Ra0=":RA0(J)
1230 A(I,J)=AL(J)+BE(J)*NN:B(I,J)=GA(J)+TE(J)*NN
1240 EPS(I,J)=SQR(AL(J)+BE(J)*NN-(GA(J)+TE(J)*NN)*(QB(I,J)/RA0(J)/NN)^2)
1250 PH(I,J)=PB(I,J)*EPS(I,J)
1260 IF PH(I,J)>76 THEN NN=NN-.01:GOTO 1230
1270 PP=1.31:KT=1.5:DZ=1400:DW=1380:CP=.5555:V=1.032E-06
1280 TH(I,J)=TB(I,J)*EPS(I,J)^((PP-1)/PP)
1290 TH(I,J)=TH(I,J)-DTT(I,J)
1300 AT(J)=.0000626*KT*DZ/Q(J)/DEL/CP
1310 TCP(I,J)=TG+(TH(I,J)-TG)*(1-EXP(-AT(J)*L(I,J)))/AT(J)/L(I,J)
1320 PCP(I,J)=(PH(I,J)+PB(I,J)^2/(PH(I,J)+PB(I,J)))*2/3
1330 ZCP(I,J)=1-550000!*PCP(I,J)*DEL^1.3/TCP(I,J)^3.3
1340 RE(J)=1810!*Q(J)*DEL/DW/V:LAM(J)=.067*(158/RE(J)+.06/DW)^2
1350 PB(I+1,J)=SQR(PH(I,J)^2-LAM(J)*DEL*ZCP(I,J)*TCP(I,J)*L(I,J)*Q(J)^2/(3.96E-07)^2/DW^5)
1360 PCP(I,J)=(PH(I,J)+PB(I+1,J)^2/(PH(I,J)+PB(I+1,J)))*2/3
1380 T0(I,J)=TG-DDT*(PH(I,J)^2-PB(I+1,J)^2)/PCP(I,J)/L(I,J)/AT(J)/2
1390 TCP(I,J)=T0(I,J)+(TH(I,J)-T0(I,J))*(1-EXP(-AT(J)*L(I,J)))/AT(J)/L(I,J)
1400 ZCP(I,J)=1-550000!*PCP(I,J)*DEL^1.3/TCP(I,J)^3.3
1410 PB(I+1,J)=SQR(PH(I,J)^2-LAM(J)*DEL*ZCP(I,J)*TCP(I,J)*L(I,J)*Q(J)^2/(3.96E-07)^2/DW^5):PRINT PB(I+1,J):LAM(J)
1420 TB(I+1,J)=T0(I,J)+(TH(I,J)-T0(I,J))*EXP(-AT(J)*L(I,J))
1430 NPR(I,J)=C1(J)+C2(J)*(QB(I,J)/RA0(J)/NN)+C3(J)*(QB(I,J)/RA0(J)/NN)^2
1440 RO(I,J)=PB(I,J)*100000!/Z(I,J)/RG/TB(I,J)
1450 NI(I,J)=NPR(I,J)*RO(I,J)*(NN)^3
1460 NE(I,J)=NI(I,J)+100
1461 IF NE(I,J)>NGTU(J) THEN RA0(J)=RA0(J)+1:NN=1:GOTO 1230
1462 RA0(J)=RA0(J)+1
1470 NKC(I,J)=NE(I,J)*RA0(J)
1480 NEXT I
1490 NEXT J
1491 NS=0
1492 FOR J=1 TO 3:FOR I=1 TO N(J)

```

Додаток Б8

```

1493 NS=(NS+NKC(LJ))/1000
1494 NEXT I:NEXT J
1500 PRINT "-----"
1510 PRINT "Газопровід |Продук- |Т и с к и|Температур|Потужність|Чис-"
1520 PRINT "системи, |тивність |-----|-----|-----|до "
1530 PRINT "КС | |вхід|вихід|вхід|вихід| ГПА | КС |ГПА"
1540 PRINT "-----"
1570 FOR J=1 TO 3
1580 FOR I=1 TO N(J)
1590 IF I>1 GOTO 1610
1600 PRINT G$(J)
1610 PRINT KC$(LJ)
1620 PRINT USING "      ### # # # # # # # # # # # # # # # # # #:Q(J).PB(LJ).PH(LJ).TB(LJ).TH(LJ).NE(LJ).NKC(LJ).RA0(J)
1630 NEXT I
1640 NEXT J
1642 PRINT USING "Сумарна потужність працюючих КС. МВт      ###.###":NS
1650 INPUT "Видати на друк (так=1,ні=0)":DRU
1660 IF DRU=0 GOTO 1830
1670 LPRINT "Таблиця 1 - Режим роботи газотранспортної системи":LPRINT
1671 LPRINT USING ", в ## ## ## р":DD,MM,RR
1680 LPRINT "-----"
1690 LPRINT "Газопровід |Продук- |Т и с к и|Температур| Потужність|Чис-"
1700 LPRINT "системи, |тивність |-----|-----|-----|до "
1710 LPRINT " | |вхід|вихід|вхід|вихід| ГПА | КС | "
1720 LPRINT "Компресорна|-----|-----|-----|-----|ГПА "
1730 LPRINT "станція |млн.м3/добу| ата | К | кВт | "
1740 LPRINT "-----"
1750 FOR J=1 TO 3
1760 FOR I=1 TO N(J)
1770 IF I>1 GOTO 1790
1780 LPRINT G$(J)
1790 LPRINT KC$(LJ)
1800 LPRINT USING "      ### # # # # # # # # # # # # # # # # #:Q(J).PB(LJ).PH(LJ).TB(LJ).TH(LJ).NE(LJ).NKC(LJ).RA0(J)
1810 NEXT I
1820 NEXT J
1821 LPRINT "-----"
1822 LPRINT USING "Сумарна потужність працюючих КС. МВт      ###.###":NS
1830 END

10 REM
20 DIM L(100),Q(100)
21 INPUT "":XS
30 INPUT " ":DN,DB
40 INPUT "":PMA,PMI
41 INPUT "":PK
50 PRINT "
60 INPUT "":TG
70 INPUT "":TN
80 INPUT"":KM
90 PRINT
100 INPUT DE
110 INPUT CP
120 INPUT "":MU
130 INPUT "":N
140 FOR I=1 TO N
150 INPUT "":L(I)
160 NEXT I
161 LPRINT
162 LPRINT "":XS
170 LPRINT "-----"
180 LPRINT " N : L : Q "
190 LPRINT " "
200 LPRINT "-----"
202 QQ=100
210 FOR I=1 TO N
220 QQ=100
222 IF(I=N) THEN PMI=PK
230 RE=1810!*QQ*DE/DB/MU
240 LA=.067*(158/RE+.06/DB)^(.2)
250 AT=.0000626*KM*DN/DE/CP/QQ
260 PCP=2*(PMA+PMI^2/(PMA+PMI))/3
270 T0=TG-.33*(PMA^2-PMI^2)/AT/L(I)/PCP/2
280 TCP=T0+(TN-T0)*(1-EXP(-AT*L(I)))/AT/L(I)
290 Z=1-2040000!*PCP*DE^(1.5)/TCP^(3.5)
300 Q(I)=3.26E-07*DB^(2.5)*SQR((PMA^2-PMI^2)/LA/DE/Z/TCP/L(I))
310 IF (ABS(Q(I)-QQ)<.001) GOTO 330
320 QQ=Q(I):GOTO 230

```

Додаток Б9

```

330 LPRINT USING " ## ###.# ###.###":L(L),Q(I)
340 NEXT I
350 QL=Q(I)
360 FOR I=2 TO N
370 IF (Q(I)>QL) GOTO 390
380 QL=Q(I)
390 NEXT I
400 LPRINT "":QL
410 LPRINT " "
420 LPRINT " N : L : PN : PK "
430 LPRINT ""
440 LPRINT " « "
450 FOR I=1 TO N
460 RE =1810!*QL*DE/DB/MU: LA=.067*(158/RE+.06/DB)^2
470 PK=SQR(PMA^2-LA*DE*Z*TCP*L(1)*QL^2/(3.26E-07*DB^2.5)^2)
480 PCP=2*(PMA+PK^2/(PMA+PK))/3:AT=.0000626*DN*KM/QL/DE/CP
490 T0=TG-.33*(PMA^2-PK^2)/2/AT/L(1)/PCP
500 TCP=T0+(TN-T0)*(1-EXP(-AT*L(1)))/AT/L(1)
510 Z=1-2040000!*PCP*DE^1.5/TCP^3.5
520 PPK=SQR(PMA^2-LA*DE*Z*TCP*L(1)*QL^2/(3.26E-07*DB^2.5)^2)
530 IF (ABS(PK-PPK)<.001) GOTO 550
540 PK=PPK: GOTO 480
550 LPRINT USING " ## ###.# ###.### ###.### ###.###":L(L),PMA,PK
560 NEXT I
570 END

```

Результати розрахунків
Додаток 3

Таблиця 3.1 - Режим роботи газотранспортної системи
Дата 11 7 2005р

Газопровід системи, Компресорна станція	Продуктивність млн.м3 за добу	Т и с к и		Температур		Ступінь охоло дження К	Потужність		Чис- ло КС ГПА
		вхід	вихід	вхід	вихід		ГПА	КС	
		ата		К		кВт			
Газопровід Союз									
Борова	105.1	55.0	75.8	294	317	0	9617	48084	4
Первомайськ	105.1	60.0	75.3	301	317	0	7793	31173	4
Машевська	105.1	56.0	75.5	298	320	0	8878	44391	4
Кременчук	105.1	54.4	75.9	298	323	0	9971	49855	4
Александрівка	105.1	59.1	75.5	304	322	0	8492	33968	4
Тальне	105.1	55.8	75.8	301	323	0	9045	45224	4
Гайсин	105.1	56.7	75.4	302	323	0	8430	42150	4
Бар	105.1	55.9	75.7	302	324	0	8986	44931	4
Гусятин	105.1	55.6	75.2	302	325	0	8902	44509	4
Богородчани	105.1	52.7	75.2	301	327	0	8945	53669	4
Хуст	105.1	50.9	75.9	301	331	0	8630	60408	4
Ужгород	105.1	57.6	75.7	308	328	0	9801	39205	4
Газопровід Уренгой-Помари- Ужгород									
Роменська	90.0	55.0	71.0	294	312	0	22721	45441	2
Гребенківська	90.0	57.0	74.8	295	315	0	24849	49698	2
Софіївська	90.0	60.5	75.7	296	312	0	19150	38299	2
Ставищенська	90.0	63.6	75.4	296	308	0	13572	27145	2
Ілнковська	90.0	62.5	75.7	292	306	0	15972	31945	2
Барська	90.0	62.7	75.7	291	305	0	15557	31115	2
Гусятинська	90.0	62.4	75.9	290	304	0	16428	32857	2
Богородчани	90.0	62.0	75.9	289	304	0	17189	34379	2
Голятин	90.0	62.9	75.6	290	303	0	15168	30337	2
Ужгород	90.0	65.8	75.7	292	302	0	10992	21984	2
Газопровід Прогрес									
Роменська	85.1	55.0	75.6	294	317	0	16763	50290	2
Гребенківська	85.1	64.1	75.7	298	310	0	23685	47370	2
Софіївська	85.1	63.6	75.6	293	305	0	23932	47863	2
Ставищенська	85.1	65.3	75.4	292	302	0	20698	41396	2
Ілнковська	85.1	64.2	76.0	289	301	0	22861	45723	2
Барська	85.1	64.8	75.8	288	299	0	21565	43131	2
Гусятинська	85.1	64.2	75.6	287	299	0	22250	44500	2
Богородчани	85.1	63.5	75.9	286	299	0	23646	47292	2
Голятин	85.1	64.6	75.5	287	298	0	21597	43194	2
Ужгород	85.1	66.9	76.0	289	298	0	18477	36954	2

Сумарна потужність працюючих КС, МВт 36.997380

Таблиця 3.2 - Режим роботи газотранспортної системи

Дата 11 7 р

Газопровід системи, Компресорна станція	Продуктивність млн.м ³ за добу	Т и с к и		Температур		Ступінь охоло дження К	Потужність		Чис- ло ГПА	
		вхід	вихід	вхід	вихід		ГПА	КС		
		ата		К			кВт			
Газопровід Союз										
Борова	105.1	55.0	75.8	294	313	4	9617	48084	4	
Первомайськ	105.1	60.3	66.9	298	301	4	6434	19303	4	
Машевська	105.1	45.3	75.4	287	320	4	9655	77239	4	
Кременчук	105.1	54.2	75.6	299	319	4	9903	49514	4	
Александровка	105.1	58.9	75.5	301	315	4	8683	34731	4	
Тальне	105.1	56.4	75.4	297	314	4	8661	43306	4	
Гайсин	105.1	57.0	75.6	296	313	4	8458	42290	4	
Бар	105.1	57.0	75.1	296	312	4	9967	39869	4	
Гусятин	105.1	55.9	75.7	294	312	4	9067	45336	4	
Богородчани	105.1	54.7	75.2	293	313	4	9560	47802	4	
Хуст	105.1	52.5	75.2	293	315	4	9152	54911	4	
Ужгород	105.1	57.9	75.7	298	313	4	9631	38524	4	
Газопровід Уренгой-Помари- Ужгород										
Роменська	90.0	55.0	71.0	294	308	4	22721	45441	2	
Гребенківська	90.0	57.3	75.9	293	309	4	15678	47035	2	
Софіївська	90.0	62.3	75.4	293	302	4	15808	31617	2	
Ставищенська	90.0	63.8	75.8	290	298	4	14061	28123	2	
Іллінківська	90.0	63.5	75.7	287	295	4	14496	28992	2	
Барська	90.0	63.3	75.7	285	293	4	14770	29540	2	
Гусятинська	90.0	63.0	75.9	284	293	4	15634	31269	2	
Богородчани	90.0	62.6	76.0	283	293	4	16390	32781	2	
Голятин	90.0	63.6	75.7	284	292	4	14459	28917	2	
Ужгород	90.0	66.4	75.7	285	290	4	10468	20936	2	
Газопровід Прогрес										
Роменська	85.1	55.0	75.6	294	313	4	16763	50290	2	
Гребенківська	85.1	64.3	75.8	296	303	4	23139	46277	2	
Софіївська	85.1	63.9	75.4	289	297	4	22760	45519	2	
Ставищенська	85.1	65.4	75.6	287	293	4	20351	40703	2	
Іллінківська	85.1	64.9	75.9	284	291	4	21171	42341	2	
Барська	85.1	65.2	75.8	283	289	4	20597	41194	2	
Гусятинська	85.1	64.8	76.0	282	289	4	21317	42633	2	
Богородчани	85.1	64.5	75.6	281	288	4	21284	42568	2	
Голятин	85.1	64.8	75.4	281	288	4	20624	41248	2	
Ужгород	85.1	67.2	76.0	282	287	4	17620	35240	2	
Сумарна потужність працюючих КС, МВт							Зй.281750			

Таблиця 3.3 - Режим роботи газотранспортної системи

Дата 11 7 р

Газопровід системи, Компресорна станція	Продуктивність млн.мЗ за добу	Т и с к и		Температур		Ступінь охоло джен ня К	Потужність		Чис- ло ГПА
		вхід	вихід	вхід	вихід		ГПА	КС	

Газопровід Союз

Борова	105.1	55.0	75.8	294	315	2	9617	48084	4
Первомайськ	105.1	60.2	75.8	299	314	2	8008	32033	4
Машевська	105.1	57.0	75.6	296	315	2	8475	42374	4
Кременчук	105.1	55.1	75.8	295	317	2	9549	47747	4
Александровка	105.1	59.3	75.8	300	315	2	8582	34328	4
Тальне	105.1	56.9	75.4	297	315	2	8403	42013	4
Гайсин	105.1	56.8	75.2	297	316	2	8367	41837	4
Бар	105.1	56.2	75.9	297	317	2	8969	44844	4
Гусятин	105.1	56.5	75.5	298	317	2	8642	43211	4
Богородчани	105.1	54.0	75.4	296	319	2	9994	49971	4
Хуст	105.1	52.1	75.2	296	321	2	9298	55790	4
Ужгород	105.1	57.4	75.8	302	320	2	9958	39830	4

Газопровід Уренгой- Помари- Ужгород

Роменська	90.0	55.0	71.0	294	310	2	22721	45441	2
Гребенківська	90.0	57.1	75.7	294	312	2	15603	46809	2
Софіївська	90.0	61.8	75.6	294	307	2	16845	33690	2
Ставищенська	90.0	63.8	75.5	293	303	2	13508	27016	2
Ілнковська	90.0	62.9	75.6	290	300	2	15201	30401	2
Барська	90.0	62.9	75.8	288	299	2	15524	31049	2
Гусятинська	90.0	62.8	75.8	287	298	2	15671	31342	2
Богородчани	90.0	62.2	75.5	286	298	2	16266	32533	2
Голятин	90.0	62.7	75.7	286	297	2	15733	31466	2
Ужгород	90.0	66.1	76.0	288	296	2	11059	22119	2

Газопровід Прогрес

Роменська	85.1	55.0	75.6	294	315	2	16763	50290	2
Гребенківська	85.1	64.2	75.4	297	306	2	23027	46054	2
Софіївська	85.1	63.4	75.6	291	301	2	24024	48047	2
Ставищенська	85.1	65.3	75.8	290	298	2	20879	41758	2
Ілнковська	85.1	64.9	75.5	287	295	2	20973	41946	2
Барська	85.1	64.5	75.7	285	294	2	21723	43447	2
Гусятинська	85.1	64.5	75.7	285	294	2	21758	43516	2
Богородчани	85.1	63.9	75.5	284	293	2	22412	44824	2
Голятин	85.1	64.4	75.6	284	293	2	21776	43553	2
Ужгород	85.1	67.3	75.7	286	292	2	17398	34796	2

Сумарна потужність працюючих КС, МВт

34.839830

Таблиця 3.4 - Режим роботи газотранспортної системи

Дата 11 7р

Газопровід системи, Компресорна станція	Продуктивність млн.мЗ за добу	Т и с к и		Температур		Ступінь охоло дження К	Потужність		Чис- ло ГПА	
		вхід	вихід	вхід	вихід		ГПА	КС		
		ата		К		кВт				
Газопровід Союз										
Борова	105.1	55.0	75.8	294	311	6	9617	48084	4	
Первомайськ	105.1	60.4	68.1	297	299	6	7080	21239	4	
Машевська	105.1	47.3	75.6	286	314	6	8666	69324	4	
Кременчук	105.1	55.1	75.8	295	312	6	9584	47922	4	
Александровка	105.1	59.7	75.4	297	307	6	8121	32483	4	
Тальне	105.1	57.0	75.3	292	306	6	8356	41779	4	
Гайсин	105.1	57.4	75.2	291	305	6	9683	38730	4	
Бар	105.1	57.1	75.5	290	304	6	8467	42337	4	
Гусятин	105.1	57.1	75.6	290	304	6	8490	42450	4	
Богородчани	105.1	55.3	76.0	289	305	6	9622	48109	4	
Хуст	105.1	54.3	75.1	289	306	6	8341	50045	4	
Ужгород	105.1	58.5	75.4	292	304	6	9076	36303	4	
Газопровід Уренгой- Помари- Ужгород										
Роменська	90.0	55.0	71.0	294	306	6	22721	45441	2	
Гребенківська	90.0	57.4	75.5	292	305	6	15262	45785	2	
Софіївська	90.0	62.0	75.8	290	299	6	16966	33932	2	
Ставищенська	90.0	64.5	76.0	288	293	6	13328	26657	2	
Іллінківська	90.0	64.0	75.6	284	290	6	13742	27484	2	
Барська	90.0	63.5	75.8	282	288	6	14738	29476	2	
Гусятинська	90.0	63.4	75.8	281	287	6	14899	29798	2	
Богородчани	90.0	62.8	75.5	280	287	6	15499	30998	2	
Голятин	90.0	63.4	75.8	280	286	6	15026	30052	2	
Ужгород	90.0	66.7	76.0	281	284	6	10542	21084	2	
Газопровід Прогрес										
Роменська	85.1	55.0	75.6	294	311	6	16763	50290	2	
Гребенківська	85.1	64.4	75.4	294	300	6	22488	44977	2	
Софіївська	85.1	63.7	75.3	287	293	6	22852	45705	2	
Ставищенська	85.1	65.5	75.4	285	288	6	19819	39637	2	
Іллінківська	85.1	64.9	75.6	282	286	6	20632	41264	2	
Барська	85.1	65.1	76.0	280	285	6	20772	41543	2	
Гусятинська	85.1	65.2	75.7	279	283	6	20155	40309	2	
Богородчани	85.1	64.5	75.9	279	284	6	21487	42975	2	
Голятин	85.1	65.4	75.4	279	282	6	19523	39047	2	
Ужгород	85.1	67.5	75.6	279	281	6	16570	33139	2	
Сумарна потужність працюючих КС, МВт							33.178440			

Таблиця 3.5 - Режим роботи газотранспортної

СИСТЕМИ

Дата 11 7 05р

Газопровід системи, Компресорна станція	Продуктивність млн.мЗ за добу	Т и с к и		Температур		Ступінь охоло дження К	Потужність		Чис- лю КС ГПА	
		вхід	вихід	вхід	вихід		ГПА	КС		
		ата		К		ня К	кВт			
Газопровід Союз										
Борова	105.1	55.0	75.8	294	309	8	9617	48084	3	
Первомайськ	105.1	60.6	69.3	295	297	8	7722	23167	3	
Машевська	105.1	49.3	75.5	285	307	8	9233	64634	3	
Кременчук	105.1	55.6	75.4	291	305	8	9177	45887	3	
Александровка	105.1	59.7	68.3	292	293	8	7749	23247	3	
Тальне	105.1	48.2	75.3	283	306	8	9688	67816	3	
Гайсин	105.1	57.4	75.2	291	303	8	9670	38680	3	
Бар	105.1	57.3	75.3	289	301	8	9873	39493	3	
Гусятин	105.1	57.1	75.2	288	299	8	9972	39886	3	
Богородчани	105.1	55.2	75.2	286	300	8	9384	46920	3	
Хуст	105.1	53.8	75.3	285	301	8	8654	51924	3	
Ужгород	105.1	59.1	67.8	289	291	8	7873	23619	3	
Газопровід Уренгой- Помари- Ужгород										
Роменська	90.0	55.0	71.0	294	304	8	22721	45441	2	
Гребенківська	90.0	57.5	75.7	290	302	8	15336	46007	2	
Софіївська	90.0	62.4	75.6	289	294	8	15926	31852	2	
Ставищенська	90.0	64.4	75.6	285	288	8	13033	26065	2	
Ілнковська	90.0	63.8	75.8	281	285	8	14262	28523	2	
Барська	90.0	64.0	75.6	279	283	8	13937	27873	2	
Гусятинська	90.0	63.5	75.7	278	282	8	14765	29529	2	
Богородчани	90.0	63.0	75.6	277	281	8	15423	30846	2	
Голятин	90.0	63.8	75.6	277	281	8	14243	28486	2	
Ужгород	90.0	66.7	75.8	278	278	8	10483	20966	2	
Газопровід Прогрес										
Роменська	85.1	55.0	75.6	294	309	8	16763	50290	2	
Гребенківська	85.1	64.5	75.8	293	297	8	22599	45198	2	
Софіївська	85.1	64.3	75.8	286	289	8	22362	44725	2	
Ставищенська	85.1	66.2	75.6	283	284	8	18746	37493	2	
Ілнковська	85.1	65.4	75.5	279	281	8	19523	39047	2	
Барська	85.1	65.2	76.0	277	279	8	20312	40623	2	
Гусятинська	85.1	65.5	75.9	277	278	8	19717	39433	2	
Богородчани	85.1	64.9	75.7	276	278	8	20346	40691	2	
Голятин	85.1	65.4	75.9	276	278	8	19750	39500	2	
Ужгород	85.1	68.1	75.8	276	275	8	15613	31227	2	

Сумарна потужність працюючих КС, МВт

31.266200

Таблиця 3. 6 - Режим роботи газотранспортної системи

Дата 11 7 06р

Газопровід системи, Компресорна станція	Продуктивність млн.мЗ за добу	Т и с к и		Температур		Сту- пінь охоло- джен- ня К	Потужність		Чис- ло ГПА
		вхід	вихід	вхід	вихід		ГПА	КС	
		ата		К			кВт		
Газопровід Союз									
Борова	105.1	55.0	75.8	294	307	10	9617	48084	3
Первомайськ	105.1	60.7	70.4	294	294	10	8362	25086	3
Машевська	105.1	51.2	75.3	284	301	10	9861	59168	3
Кременчук	105.1	55.8	75.4	287	298	10	9092	45462	3
Александровка	105.1	60.2	72.1	288	290	10	9866	29597	3
Тальне	105.1	53.9	75.8	281	295	10	8786	52719	3
Гайсин	105.1	59.1	70.3	285	286	10	9520	28559	3
Бар	105.1	51.9	76.0	279	295	10	9787	58720	3
Гусятин	105.1	58.5	68.4	284	285	10	8744	26233	3
Богородчани	105.1	46.6	75.4	277	300	10	8859	70873	3
Хуст	105.1	53.9	75.6	286	300	10	8659	51957	3
Ужгород	105.1	59.5	69.6	288	289	10	8774	26323	3
Газопровід Уренгой-Помари- Ужгород									
Роменська	90.0	55.0	71.0	294	302	10	22721	45441	2
Гребенківська	90.0	57.6	75.6	289	299	10	24979	49959	2
Софіївська	90.0	62.5	75.9	287	290	10	16404	32807	2
Ставищенська	90.0	65.0	75.6	283	283	10	12283	24565	2
Ілнковська	90.0	64.1	76.0	278	280	10	14238	28477	2
Барська	90.0	64.5	75.6	277	277	10	13274	26548	2
гусятинська	90.0	63.9	76.0	275	276	10	14827	29654	2
Богородчани	90.0	63.8	75.9	274	276	10	14850	29699	2
Голятин	90.0	64.5	75.8	274	275	10	13685	27369	2
Ужгород	90.0	67.2	75.7	274	272	10	9972	19943	2
Газопровід Прогрес									
Роменська	85.1	55.0	75.6	294	307	10	16763	50290	2
Гребенківська	85.1	64.6	75.4	292	293	10	21956	43913	2
Софіївська	85.1	64.0	75.8	284	285	10	22458	44915	2
Ставищенська	85.1	66.3	75.5	280	279	10	18237	36474	2
Ілнковська	85.1	65.4	75.8	276	276	10	19710	39420	2
Барська	85.1	65.8	75.9	275	274	10	19205	38411	2
Гусятинська	85.1	65.7	75.9	274	273	10	19261	38522	2
Богородчани	85.1	65.2	75.8	273	273	10	19896	39793	2
Голятин	85.1	65.9	75.6	273	272	10	18642	37285	2
Ужгород	85.1	68.0	75.9	273	270	10	15815	31630	2
Сумарна потужність працюючих КС, МВт							31.067720		

Таблиця 3.7 - Режим роботи газотранспортної системи

Дата 11 7 06р

Газопровід системи, Компресорна станція	Продуктивність млн.мЗ за добу	Т и с к и		Температур		Ступінь охоло дження К	Потужність		Чис- ло ГПА	
		вхід	вихід	вхід	вихід		ГПА	КС		
		атм		К			кВт			
Газопровід Союз										
Борова	105.1	55.0	75.8	294	302	15	9617	48084	4	
Первомайськ	105.1	61.1	73.3	291	288	15	9949	29847	4	
Машевська	105.1	55.7	61.7	280	272	15	6383	19149	4	
Кременчук	105.1	38.4	67.6	269	292	15	9510	85587	4	
Александровка	105.1	50.2	75.5	283	297	15	8828	61796	4	
Тальне	105.1	58.1	66.5	286	280	15	7762	23286	4	
Гайсин	105.1	47.4	75.4	274	291	15	8470	67761	4	
Бар	105.1	58.6	69.9	282	279	15	9699	29096	4	
Гусятин	105.1	51.6	75.7	274	285	15	9875	59250	4	
Богородчани	105.1	57.2	67.9	278	274	15	9444	28331	4	
Хуст	105.1	45.6	75.9	271	290	15	9425	75399	4	
Ужгород	105.1	60.7	75.5	282	282	15	7761	31042	4	
Газопровід Уренгой-Помари- Ужгород										
Роменська	90.0	55.0	71.0	294	297	15	22721	45441	2	
Гребенківська	90.0	57.9	75.9	286	290	15	15105	45314	2	
Софіївська	90.0	63.3	76.0	282	280	15	15374	30748	2	
Ставищенська	90.0	65.6	75.5	277	271	15	11571	23141	2	
Ілінковська	90.0	64.7	75.8	271	267	15	13600	27200	2	
Барська	90.0	65.1	75.5	269	264	15	12742	25485	2	
Гусятинська	90.0	64.5	75.4	267	263	15	13537	27074	2	
Богородчани	90.0	64.0	75.8	267	263	15	14923	29846	2	
Голятин	90.0	65.2	75.9	267	262	15	13246	26492	2	
Ужгород	90.0	67.9	75.8	265	257	15	9788	19576	2	
Газопровід Прогрес										

Таблиця 3.8 - Режим роботи газотранспортної системи

Дата 11 7 06р

Газопровід системи, Компресорна станція	Продуктивність млн.мЗ за добу	Т и с к и		Температур		Ступінь охоло джен ня К	Потужність		Чис- ло ГПА
		вхід	вихід	вхід	вихід		ГПА	КС	
		ата		К		кВт			
Газопровід Союз									
Борова	105.1	55.0	75.8	294	297	20	9617	48084	3
Первомайськ	105.1	61.4	75.9	287	282	20	7470	29882	3
Машевська	105.1	59.9	75.6	277	272	20	8516	34066	3
Кременчук	105.1	59.0	75.9	271	267	20	9354	37415	3
Александровка	105.1	63.1	75.2	267	259	20	8364	25092	3
Тальне	105.1	61.0	75.3	262	256	20	8165	32660	3
Гайсин	105.1	61.8	76.0	260	253	20	8171	32683	3
Бар	105.1	62.6	75.5	259	251	20	8949	26848	3
Гусятин	105.1	61.8	75.1	258	250	20	9449	28348	3
Богородчани	105.1	60.0	76.0	257	252	20	9268	37072	3
Хуст	105.1	59.8	75.4	259	254	20	9027	36108	3
Ужгород	105.1	63.1	75.7	259	250	20	8655	25964	3
Газопровід Уренгой-Помари- Ужгород									
Роменська	90.0	55.0	71.0	294	292	20	22721	45441	2
Гребенківська	90.0	58.2	75.7	284	282	20	24024	48047	2
Софіївська	90.0	63.6	75.9	277	269	20	14961	29921	2
Ставищенська	90.0	66.2	75.7	270	259	20	11559	23118	2
Ілінківська	90.0	65.7	75.6	265	254	20	12386	24773	2
Барська	90.0	65.6	75.8	262	251	20	12969	25938	2
Гусятинська	90.0	65.7	75.5	260	249	20	12542	25084	2
Богородчани	90.0	64.9	75.6	260	249	20	13791	27582	2
Голятин	90.0	65.8	75.7	259	248	20	12786	25572	2
Ужгород	90.0	68.4	75.9	257	243	20	10187	20374	2
Газопровід Прогрес									
Роменська	85.1	55.0	75.6	294	297	20	16763	50290	2
Гребенківська	85.1	65.0	75.7	287	277	20	21019	42038	2
Софіївська	85.1	65.2	75.6	275	265	20	19747	39494	2
Ставищенська	85.1	67.1	75.5	268	256	20	16551	33102	2
Ілінківська	85.1	66.7	75.9	264	252	20	17457	34914	2
Барська	85.1	67.2	75.6	261	249	20	16402	32804	2
Гусятинська	85.1	66.7	75.7	260	248	20	17064	34128	2
Богородчани	85.1	66.4	75.8	260	248	20	17671	35341	2
Голятин	85.1	67.2	75.7	260	247	20	16527	33053	2
Ужгород	85.1	69.3	75.8	257	242	20	13969	27938	2

Сумарна потужність працюючих КС, МВт 27.971370

Таблиця 3.9 - Режим роботи газотранспортної системи
Дата 11 7 06р

Газопровід системи, Компресорна станція	Продуктивність млн.мЗ за добу	Т и с к и		Температур		Ступінь охолодження К	Потужність		Число ГПА	
		вхід	вихід	вхід	вихід		ГПА	КС		
		ата		К			кВт			
Газопровід Союз										
Борова	105.1	35.0	75.8	294	311	6	9617	48084	4	
Первомайськ	105.1	60.4	68.1	297	299	6	7080	21239	4	
Машевська	105.1	47.3	75.6	286	314	6	8666	69324	4	
Кременчук	105.1	55.1	75.8	295	312	6	9584	47922	4	
Александровка	105.1	59.7	75.4	297	307	6	8121	32483	4	
Тальне	105.1	57.0	75.3	292	306	6	8356	41779	4	
Гайсин	105.1	57.4	75.2	291	311	0	9683	38730	4	
Бар	105.1	56.6	75.2	294	314	0	8510	42551	4	
Гусятин	105.1	55.8	75.3	296	318	0	8928	44638	4	
Богородчани	105.1	53.5	75.8	297	322	0	8870	53222	4	
Хуст	105.1	52.4	75.5	298	325	0	9268	55607	4	
Ужгород	105.1	57.5	75.4	304	325	0	9652	38609	4	
Газопровід Уренгой-Помари-Ужгород										
Роменська	90.0	55.0	71.0	294	306	6	22721	45441	2	
Гребенківська	90.0	57.4	75.5	292	305	6	15262	45785	2	
Софіївська	90.0	62.0	75.8	290	299	6	16966	33932	2	
Ставищенська	90.0	64.5	76.0	288	293	6	13328	26657	2	
Ілнковська	90.0	64.0	75.6	284	290	6	13742	27484	2	
Барська	90.0	63.5	75.8	282	294	0	14738	29476	2	
Гусятинська	90.0	63.1	75.4	284	297	0	14767	29533	2	
Богородчани	90.0	61.8	75.5	285	299	0	17049	34098	2	
Голятин	90.0	62.7	75.5	287	300	0	15522	31044	2	
Ужгород	90.0	65.8	75.9	290	300	0	11295	22590	2	
Газопровід Прогрес										
Роменська	85.1	55.0	75.6	294	311	6	16763	50290	2	
Гребенківська	85.1	64.4	75.4	294	300	6	22488	44977	2	
Софіївська	85.1	63.7	75.3	287	293	6	22852	45705	2	
Ставищенська	85.1	65.5	75.4	285	288	6	19819	39637	2	
Ілнковська	85.1	64.9	75.6	282	286	6	20632	41264	2	
Барська	85.1	65.1	76.0	280	291	0	20772	41543	2	
Гусятинська	85.1	64.9	75.5	283	293	0	20561	41122	2	
Богородчани	85.1	63.6	75.8	283	295	0	23143	46286	2	
Голятин	85.1	64.7	76.0	285	296	0	21760	43520	2	
Ужгород	85.1	67.5	75.8	288	296	0	17314	34627	2	

Сумарна потужність працюючих КС, МВт

34.671050

Таблиця 3.10 - Режим роботи газотранспортної системи

Дата 11 7 06р

Газопровід системи, Компресорна станція	Продуктивність млн.м ³ за добу	Т и с к и		Температур		Ступінь охолодження К	Потужність		Число ГПА
		вхід	вихід	вхід	вихід		ГПА	КС	
		ата		К		кВт			
Газопровід Союз									
Борова	105.1	55.0	75.8	294	317	0	9617	48084	4
Первомайськ	105.1	60.0	75.3	301	317	0	7793	31173	4
Машевська	105.1	56.0	75.5	298	320	0	8878	44391	4
Кременчук	105.1	54.4	75.9	298	323	0	9971	49855	4
Александровка	105.1	59.1	75.5	304	322	0	8492	33968	4
Тальне	105.1	55.8	75.8	301	323	0	9045	45224	4
Гайсин	105.1	56.7	75.4	302	317	6	8430	42150	4
Бар	105.1	56.4	75.2	298	313	6	8579	42895	4
Гусятин	105.1	55.9	75.6	295	311	6	9003	45016	4
Богородчани	105.1	54.6	76.0	293	311	6	9960	49800	4
Хуст	105.1	53.8	75.8	292	311	6	8760	52561	4
Ужгород	105.1	59.0	75.9	295	307	6	8942	35767	4
Газопровід Уренгой- Помари- Ужгород									
Роменська	90.0	55.0	71.0	294	312	0	22721	45441	2
Гребенківська	90.0	57.0	74.8	295	315	0	24849	49698	2
Софіївська	90.0	60.5	75.7	296	312	0	19150	38299	2
Ставищенська	90.0	63.6	75.4	296	308	0	13572	27145	2
Іллінківська	90.0	62.5	75.7	292	306	0	15972	31945	2
Барська	90.0	62.7	75.7	291	299	6	15557	31115	2
Гусятинська	90.0	62.7	75.7	287	294	6	15677	31353	2
Богородчани	90.0	62.3	75.4	284	291	6	16028	32056	2
Голятин	90.0	63.0	75.5	283	289	6	15069	30138	2
Ужгород	90.0	66.2	75.6	283	286	6	10671	21343	2
Газопровід Прогрес									
Роменська	85.1	55.0	75.6	294	317	0	16763	50290	2
Гребенківська	85.1	64.1	75.7	298	310	0	23685	47370	2
Софіївська	85.1	63.6	75.6	293	305	0	23932	47863	2
Ставищенська	85.1	65.3	75.4	292	302	0	20698	41396	2
Іллінківська	85.1	64.2	76.0	289	301	0	22861	45723	2
Барська	85.1	64.8	75.8	288	293	6	21565	43131	2
Гусятинська	85.1	64.5	75.9	284	289	6	21828	43656	2
Богородчани	85.1	64.4	75.4	282	286	6	21241	42481	2
Голятин	85.1	64.6	75.9	280	285	6	21395	42790	2
Ужгород	85.1	67.9	75.6	281	282	6	15906	31812	2
Сумарна потужність працюючих КС, МВт							31.854380		

Патенти, акти впровадженнь і розрахунок економічної ефективності
Додаток Д1

ЗАТВЕРДЖУЮ

Фактичний прибуток від впровадження винаходу в сумі 2047,558 тис.грн (два мільйони сорок сім тисяч п'ятсот п'ятдесят вісім гривень)
Головний інженер ДК "Укртрансгаз"

8.02.2004.

РОЗРАХУНОК

фактичного прибутку за період з 01.01.2003р. до 31.12.2003р.
від впровадження винаходу "Спосіб визначення і контролю запасу газу на ділянці магістрального газопроводу" за патентом № 45186А від 15.03.2002р.,
заявка № 2001064040 від 12.06.2001р.

Співавтори:

Руднік А.А., Химко М.П.,
Михалевич О.Т., Колодяжний В.В.,
Золотарьов Л.Г., Черпакова Ю.В.,
Бантюков Є.М.

Від НДПАСУтрансгаз

Від Об'єднаного диспетчерського управління

Зав.відділу 23

В.П. Ситін

Заступник директора

П.В. Афанасьєв

Головний спеціаліст
лабораторії ТЕД Центру 22

Т.О. Шевченко

Науковий співробітник
лабораторії ТЕД Центру 22

І.В. Горяістов

2004 р.

Відділ (Технік)
Відділ (Технік) (Відділ 23)

Менеджер (Технік) (Технік)

Додаток Д2

ЗАТВЕРДЖУЮ

Фактичний прибуток від впровадження винаходу в сумі 1228,536 тис.грн (один мільйон двісті двадцять вісім тисяч п'ятсот тридцять шість гривень)

Головний інженер ДК "Укртрансгаз"


М.В. Беккер

8.02 2005

РОЗРАХУНОК

фактичного прибутку за період з 01.01.2003р. до 31.12.2003р.
від впровадження винаходу

"Спосіб визначення середньої температури газового потоку на ділянці трубопроводу" за патентом № 42460А від 15.10.2001р., заявка № 2001031537 від 06.03.2001р.

Співавтори:

Коломеев В.М., Химко М.П.,
Михалевич О.Т., Золотарьов Л.Г.,
Черпакова Ю.В., Яценко О.І.,
Бантюков Є.М.

Від НДШАСУтрансгаз

Від Об'єднаного диспетчерського управління

Зав.відділу 23

Заступник директора




В.П. Ситін




П.В. Афанасьєв

Головний спеціаліст
лабораторії ТЕД Центру 22


Т.О. Шевченко

Науковий співробітник
лабораторії ТЕД Центру 22


І.В. Горяістов

2004 р.

Додаток ДЗ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Фактичний прибуток від впровадження
винаходу в сумі 1638,048 тис.грн (один
мільйон шістсот тридцять вісім тисяч
сорок вісім гривень)

Головний інженер ДК "Укртрансгаз"

М.В. Беккер

8.02.2005

РОЗРАХУНОК

фактичного прибутку за період з 01.01.2003р. до 31.12.2003р.
від впровадження винаходу

"Спосіб визначення витрати транспортованого газу" за патентами
№ 34698А від 15.03.2001р. і № 34698 від 15.07.2003р.
заявка № 99041840 від 01.04.1999р.,

Співавтори:


Коломеев В.М., Химко М.П.,
Михалевич О.Т., Колодяжний В.В.,
Золотарьов Л.Г., Фіногенов М.І.,
Черпаков В.В., Бантюков Є.М.

Від НДПАСУтрансгаз


Від Об'єднаного диспетчерського
управління

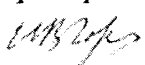
Зав.відділу 23

Заступник директора

 В.П. Ситін

 П.В. Афанасьєв

Головний спеціаліст
лабораторії ТЕД Центру 22
 Т.О. Шевченко

Науковий співробітник
лабораторії ТЕД Центру 22
 І.В. Горяістов

2004 р.

Додаток Д4

ЗАТВЕРДЖУЮ

Фактичний прибуток від впровадження винаходу в сумі 1638,048 тис.грн (один мільйон шістсот тридцять вісім тисяч сорок вісім гривень)

Головний інженер ДК "Укртрансгаз"

[Signature]
М.В. Беккер

8.02 2005

РОЗРАХУНОК

фактичного прибутку за період з 01.01.2003 до 31.12.2003 рр.
від впровадження винаходу

"Спосіб контролю гідравлічного стану магістрального газопроводу"
за патентами № 34697А від 15.03.2001р. і № 34697 від 16.06.2003р.,
заявка № 99041839 від 01.04.1999р.

Співавтори:

Руднік А.А., Химко М.П.,
Михалевич О.Т., Колодяжний В.В.,
Золотарьов Л.Г., Черпакова Ю.В.,
Бантюков Є.М.

Від НДПАСУ трансгаз

Від Об'єднаного диспетчерського управління

Зав.відділу 23

[Signature] В.П. Ситін

Заступник директора

[Signature] П.В. Афанасьєв

Головний спеціаліст
лабораторії ТЕД Центру 22

[Signature] Т.О. Шевченко

Науковий співробітник
лабораторії ТЕД Центру 22

[Signature] І.В. Горяістов

2004 р.

[Signature] (Золотарьов Л.Г.)
[Signature] (Химко М.П.)

Додаток Д5

ЗАТВЕРДЖУЮ

Фактичний прибуток від впровадження
винаходу в сумі 1638,048 тис.грн (один
мільйон шістсот тридцять вісім тисяч
сорок вісім гривень)
Головний інженер ДК "Укртрансгаз"




М.В. Беккер

8.02.2005

РОЗРАХУНОК

фактичного прибутку за період з 01.01.2003р. до 31.12.2003р.
від впровадження винаходу
"Спосіб контролю магістрального газопроводу" за патентами
№ 34178А від 15.02.2001р. і № 34178 від 15.05.2003р.,
заявка № 99063230 від 11.06.1999р.,

Співавтори:


Слесар П.Ф., Химко М.П.,
Михалевич О.Т., Колодяжний В.В.,
Золотарьов Л.Г., Поляшенко О.Г.,
Черпакова Ю.В., Бантюков Є.М.

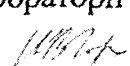
Від НДШАСУтрансгаз

/ Зав.відділу 23




В.П. Ситін

Головний спеціаліст
лабораторії ТЕД Центру 22

 Т.О. Шевченко

Науковий співробітник
лабораторії ТЕД Центру 22

 І.В. Горяістов

Від Об'єднаного диспетчерського управління

Заступник директора



П.В. Афанасьєв

2004 р.