

Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

На правах рукопису

ФИК МИХАЙЛО ІЛЛІЧ

УДК 622.691.4

**ЗМЕНШЕННЯ ЕНЕРГОВИТРАТ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ
З УРАХУВАННЯМ СЕЗОННИХ ЧИННИКІВ**

Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

*Всі примірники дисертації ідентичні за змістом.
Внешній секретар спеціалізованої вченої ради
Д 20.052.04 07.12.2009р.*

М.Д. Середюк

Науковий керівник

доктор технічних наук,

професор Середюк М.Д.

Івано-Франківськ–2009



д/ 351

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ З ПИТАНЬ ВИЗНАЧЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ І ЗМЕНШЕННЯ ЕНЕРГОВИТРАТНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СКЛАДНИХ ЗА СТРУКТУРОЮ ГАЗОПРОВОДІВ	11
1.1. Аналіз газотранспортної системи України з точки зору особливостей геометричної структури та впливу сезонних чинників на режим експлуатації	12
1.2. Аналіз існуючих методів математичного моделювання газодинамічних процесів, що супроводжують транспортування газу в газопроводах.....	18
1.3. Узагальнення напрямків технічного переозброєння газотранспортних підприємств з точки зору енергозбереження	27
1.4. Постановка задач досліджень	37
РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ТЕРМОГАЗОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У РОЗГАЛУЖЕНИХ ТА КІЛЬКАНИТКОВИХ ГАЗОПРОВОДАХ.....	40
2.1. Математичне моделювання нестационарних термогазодинамічних процесів у розгалужених газопроводах	41
2.2. Математичне моделювання нестационарного руху газу у міжнитковій перемичці магістрального газопроводу	62
2.3. Розробка математичної моделі кільканиткового газопроводу з урахуванням газодинамічної взаємодії ниток, сезонних чинників та енергетичних ресурсів ГПА КС.....	76
2.4. Розробка математичної моделі розгалуженого газопроводу із врахуванням сезонних змін обсягів споживання газу.....	86
2.5. Розробка математичної моделі системи газопровід-підземне сховище газу з урахуванням сезонних змін обсягів споживання газу	94
2.6. Висновки по розділу 2	97

РОЗДІЛ 3. ВИЯВЛЕННЯ ЗАКОНОМІРНОСТЕЙ СЕЗОННИХ ЗМІН ПАРАМЕТРІВ РОБОТИ СКЛАДНИХ ГАЗОПРОВОДІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ПРОМИСЛОВОГО ЕКСПЕРИМЕНТУ.....99

3.1. Методика проведення промислових вимірювань параметрів роботи розгалужених газопроводів, методи їх математичної обробки.....100

3.2. Аналіз результатів досліджень впливу сезонних чинників на режим роботи розгалужених газопроводів.....106

3.3. Аналіз результатів дослідного визначення закономірностей газодинамічних процесів в елементах складних газопроводів115

3.4. Висновки по розділу 3116

РОЗДІЛ 4. РЕАЛІЗАЦІЯ МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ РОЗПОДІЛУ ПОТОКІВ ГАЗУ В СКЛАДНИХ ГАЗОПРОВІДНИХ СИСТЕМАХ ТА АНАЛІЗ ОТРИМАНИХ РЕЗУЛЬТАТІВ 118

4.1. Реалізація математичних моделей в алгоритмі визначення пропускної здатності кільканиткового газопроводу при роботі з відкритими перемичками на вході і виході КС118

4.2. Реалізація математичних моделей в алгоритмі визначення пропускної здатності кільканиткового газопроводу при роботі з відкритими перемичками на ділянках132

4.3. Розробка програмного забезпечення для визначення пропускної здатності кільканиткового газопроводу з врахуванням газодинамічної взаємодії ниток, сезонних чинників та енергетичних ресурсів ГПА КС.....135

4.4. Апробація методики шляхом визначення пропускної здатності, розподілу потоків газу та режимів експлуатації триниткової системи газопроводів на ділянці КС Бар-КС Богородчани.....139

4.5. Висновки по розділу 4 **Ошибка! Закладка не определена.**

РОЗДІЛ 5. РОЗРОБКА МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ТЕХНІЧНОГО ПЕРЕОСНАЩЕННЯ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ З ТОЧКИ ЗОРУ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ.....151

5.1. Розробка методу оптимізації енергобалансу ГТС152

5.2. Дослідження ефективності використання внутрішнього покриття газопровідних труб з метою зменшення енерговитратності транспортування газу 157

5.3. Розробка регулятора тиску нового типу для утилізації надлишкової енергії газу у кінці відводів розгалужених газопроводів.....165

5.4. Розробка теплового насосу нового типу для утилізації надлишкової енергії газу у кінці відводів розгалужених газопроводів.....169

5.5. Висновки по розділу 5173

ВИСНОВКИ175

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....177

ДОДАТОК А. Результати дослідження закономірностей нестационарних термогазодинамічних процесів у розгалужених та кількатниткових газопроводах.....188

ДОДАТОК Б. Матеріали з впровадження результатів дисертаційної роботи щодо прогнозування транспортних можливостей, режимних та енергетичних параметрів роботи кільканиткових газопроводів з урахуванням газодинамічної взаємодії ниток на об'єктах УМГ «Черкаситрансгаз»

ДОДАТОК В. Матеріали з впровадження результатів дисертаційної роботи щодо використання надлишкових ресурсів тиску у кінці відводів розподільних газопроводів УМГ «Харківтрансгаз».....

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АПО	- апарат повітряного охолодження
АГНКС	- автомобільна газонаповнювальна компресорна станція
ГВС	- газовимірювальна станція
ГМК	- газомоторокомпресор
ГПА	- газоперекачувальний агрегат
ГРС	- газорозподільна станція
ГТУ	- газотурбінна установка
ГТС	- газотранспортна система
ЕРС	- електрорушійна сила
ККД	- Коефіцієнт корисної дії
КС	- компресорна станція
КЦ	- компресорний цех
ЛЧ	- лінійна частина
МГ	- магістральний газопровід
НДР	- науково-дослідна робота
НКТ	- насосно-компресорна труба
ОДУ	- об'єднане диспетчерське управління
ПЕК	- паливно-енергетичний комплекс
ПЕОМ	- персональна електронно-обчислювальна машина
ПЗ	- програмне забезпечення
ПММ	- паливно-мастильні матеріали
ПСГ	- підземне сховище газу
САУ	- система автоматичного управління
САУКЦ	- система автоматичного управління компресорним цехом
ШБКБ	- Шебелинка-Белгород-Курськ-Брянськ
ШДКРІ	- Шебелинка-Дніпропетровськ-Кривий Ріг -Ізмаїл
ШДО	- Шебелинка-Дніпропетровськ-Одеса

ВСТУП

Газотранспортна система (ГТС) України, друга за потужністю у Європі після російської, виконує важливі функції транзитних поставок природного газу в Європу, а також забезпечення газом вітчизняних споживачів. Вона зв'язана із газотранспортними системами сусідніх європейських країн і через них інтегрована в загальноєвропейську газову мережу. Основний потік експортних поставок російського газу здійснюється територією України, при цьому наявна ГТС здатна забезпечити транзит зростаючих обсягів газу. На сьогодні одним із важливим завдань у сфері трубопровідного транспорту газу є оцінювання фактичної пропускної здатності ГТС з урахуванням особливостей їх геометричної структури та розробка рекомендацій щодо збільшення їх транспортних можливостей та зменшення енерговитратності технологічних процесів.

Системи трубопровідного транспорту газу належать до надскладних технічних систем і включають велику кількість елементів, які газодинамічно пов'язані між собою. Компресорні станції (КС) газопроводів оснащені різними типами газоперекачувальних агрегатів (ГПА). Тому на кільканиткових та розгалужених газопроводах можуть бути реалізовані сотні варіантів їх експлуатації, що різняться як схемами роботи лінійної частини, так і схемами роботи ГПА на кожній КС. Кожному варіанту експлуатації складної ГТС відповідає певний розподіл потоків газу між нитками газопроводів, певна пропускна здатність кожного елемента та певні енергетичні витрати на транспортування газу. Задана транспортна робота може бути виконана шляхом реалізації не одного, а множини технологічно можливих варіантів роботи газопроводу. Тому виникає задача знаходження режимів роботи складних газопровідних систем, яким відповідають мінімальні енерговитрати на транспортування заданого обсягу газу. Для вирішення зазначеної задачі необхідно розробити методологію розподілу потоків газу в елементах ГТС залежно від сезонних чинників. Це дасть можливість виявити елементи ГТС, що характеризуються надлишковими ресурсами тиску, та розробити методи і пристрої для їх утилізації.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дисертаційна робота виконувалась у рамках програми «Нафта і газ України до 2010 року», госпдоговірної НДР № 11-102-2(12-2-03) «Розробка методології та алгоритмів оптимізації розподілу потоків газу і режимів роботи газотransпортних систем» (2005-2006 рр.), госпдоговірної НДР № 1-01/2008-2009 «Розробка та виготовлення трансформатора перетворювання енергії потоку газу в теплову енергію», у виконанні якої автор приймав безпосередню участь.

Мета і задачі дослідження. Зменшення енерговитратності транспортування газу в кільканиткових та розгалужених газопроводах з урахуванням особливостей їх геометричної структури та сезонних чинників.

Поставлена мета реалізується через вирішення таких задач:

- виявлення закономірностей термогазодинамічних процесів у газопроводах розгалуженої та кільканиткової структури;
- розробка математичної моделі розподілу потоків газу в кільканиткових газопроводах з урахуванням газодинамічної взаємодії ниток, сезонних чинників та енергетичних можливостей ГПА КС;
- встановлення взаємозв'язку між характеристикою шляхового споживача газу, сезонними змінами температури навколишнього середовища, режимом роботи розгалуженого газопроводу та надлишковими ресурсами тиску газу у кінці відводів;
- оцінювання ефективності керування режимами роботи кільканиткових та розгалужених газопроводів шляхом використання особливостей їх геометричної структури з метою збільшення пропускної здатності та зменшення енерговитратності транспортування газу;
- розробка методів та технічних пристроїв утилізації надлишкового тиску у кінці відводів розгалужених газопроводів та зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту газу.

Об'єктом досліджень є магістральні газопроводи України, які мають складну, а саме кільканиткову або розгалужену структуру.

Предметом досліджень є термодинамічні та газодинамічні процеси, що супроводжують рух газу у кільканиткових та розгалужених газопроводах.

Методи дослідження Обробка результатів промислового експерименту виконувалась з використанням методів статистичного аналізу. При розробці математичних моделей нестационарного та стаціонарного руху газу у кільканиткових та розгалужених газопроводах використовувались методи диференціального та інтегрального числення, а також методи математичного моделювання, які реалізовані у комп'ютерних програмах.

Положення, що захищаються Закономірності нестационарних та стаціонарних режимів транспортування газу у розгалужених та кільканиткових газопроводах, їх вплив на енерговитратність експлуатації ГТС.

Наукова новизна отриманих результатів. У дисертаційній роботі у результаті виконання експериментальних та теоретичних досліджень вперше:

- встановлені закономірності зміни тиску, температури і витрати при нестационарному режимі руху газу на ділянці розгалуженого газопроводу у широкому діапазоні шляхових відборів і підкачувань газу;
- виявлені особливості термогазодинамічних процесів при нестационарному режимі руху газу у міжнитковій перемичці;
- удосконалені математичні моделі стаціонарного руху газу з урахуванням специфіки геометричної структури та особливостей експлуатації кільканиткових та розгалужених газопроводів;
- виявлені закономірності впливу характеристик шляхового споживача (ГРС) та температурних умов навколишнього середовища на режим роботи розгалуженого газопроводу та надлишкові ресурси тиску газу у кінці відводів;
- встановлені кількісні показники впливу відкриття перемичок на пропускну здатність та енерговитратність кільканиткових газопроводів з урахуванням сезонних чинників та енергетичних можливостей ГПА КС.

Практична цінність отриманих результатів:

- розроблені методика та програмне забезпечення для прогнозування пропускної здатності та енерговитратності кільканиткового газопроводу за будь-якої комбінації відкритих перемичок з урахуванням сезонних чинників та енергетичних можливостей ГПА КС;
- створена методологія прогнозування пропускної здатності та енерговитратності розгалуженого газопроводу за будь-якої комбінації підключення шляхових споживачів з урахуванням сезонних змін обсягів споживання газу;
- розроблені методи та технічні пристрої для ефективного використання надлишкових ресурсів тиску газу у кінці відводів розгалужених газопроводів.

Особистий внесок здобувача. Основні положення та результати дисертаційної роботи одержані автором самостійно. Зокрема, в опублікованих роботах автором особисто:

- досліджені закономірності стаціонарного руху газу в розгалуженому газопроводі [1];
- розроблена математична модель одновимірного нестационарного руху газу на ділянці кільканиткового та розгалуженого газопроводу [7];
- досліджені особливості термогазодинамічних процесів, що супроводжують рух газу в міжниткових перемичках [8];
- розроблений метод оцінювання впливу відкриття перемичок на пропускну здатність кільканиткового газопроводу [3, 4];
- розроблений метод визначення пропускної здатності розгалуженого газопроводу з врахуванням характеристик шляхових споживачів, в тому числі ПСГ [5,6];
- запропоновані стратегічні підходи до вирішення питання зменшення енерговитратності транспортування газу [9,10];
- запропоновані принцип роботи та конструктивні особливості пристроїв для використання надлишкових ресурсів тиску газу у кінці розгалужених газопроводів [2, 11,12, 13].

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертації доповідались та обговорювались на:

- Міжнародній науково-практичній технічній конференції «Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси (Білорусь, м. Гомель, 2006);
- XIV міжнародній конференції «Ресурсоенергозбереження у ринкових умовах» (м. Ялта, 2007);
- Міжнародній науково-технічній конференції «Ресурсоенергозберігаючі технології у нафтогазовій енергетиці» (м. Івано-Франківськ, 2007);
- Всеросійському науковому семінарі з міжнародною участю «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем», (м. Іркутськ, 2008);
- Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи» (м. Івано-Франківськ, 2009).

Розроблена математична модель одновимірного нестационарного руху газу на ділянці розгалуженого газопроводу доповідалась на семінарах в інститутах УкрНДІгаз та НДПАСУтрансгаз. Основні положення дисертації доповідались на семінарах в науково-дослідному і проектному інституті транспорту газу ДК «Укртрансгаз».

У повному об'ємі результати досліджень доповідались на засідання кафедри транспорту і зберігання нафти і газу ІФНТУНГ та науково-технічному семінарі факультету нафтогазопроводів зазначеного університету.

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 10 друкованих робіт у фахових виданнях за переліком ВАК України та одержано 3 патенти.

Структура та обсяг роботи. Дисертація викладена на 187 сторінках, складається з вступу, п'яти розділів, висновків, 60 рисунків, 12 таблиць, списку використаних джерел, який містить 107 найменувань та 3 додатки.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ З ПИТАНЬ ВИЗНАЧЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ І ЗМЕНШЕННЯ ЕНЕРГОВИТРАТНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СКЛАДНИХ ЗА СТРУКТУРОЮ ГАЗОПРОВІДІВ

За обсягом споживання природного газу Україна знаходиться на четвертому місці в світі, поступаючись тільки США, Росії та Великій Британії. Видобуток газу в країні впродовж 2005-2009 років стабілізувався на рівні 20 млрд. м³, що задовольняє близько 25 % потреб загальнодержавного споживання.

Особливістю газової промисловості України є її газотранспортна система (ГТС), оскільки за обсягом транзиту газу Україна впевнено займає перше місце в світі. Вигідне географічне розташування України на основних шляхах транспортування природного газу від найбільших у світі газовидобувних регіонів Росії, Центральної Азії та Близького Сходу до основних споживачів цього газу — країн Західної, Центральної і Східної Європи надало поштовх швидкому розвитку і визначило надзвичайно важливу роль ГТС України як міждержавної транзитної системи. Сьогодні газотранспортна система ДК «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України» технологічно з'єднана з системами магістральних газопроводів Росії, Білорусі, Молдови, Румунії, Угорщини, Словаччини, Польщі, а через них - із газопроводами всього європейського континенту. Загальна протяжність ГТС ДК "Укртрансгаз" на сьогодні становить понад 36 тис. км, зокрема магістральні розподільні газопроводи і відводи — 13,5 тис. км. Проектна пропускна здатність ГТС на вході в Україну становить 292 млрд. м³ за рік (800 млн. м³/д). Загальна потужність компресорних станцій (КС) становить 5492 МВт. Кількість газорозподільних станцій (ГРС) складає 1307 одиниць, а газовимірювальних станцій (ГВС) - 100 одиниць. З метою недопущення корозійного руйнування деталей та обладнання ГТС встановлено 4286 станцій катодного захисту, 104 установки дренажного захисту і 7100 установок протекторного захисту.

Важливим елементом надійності ГТС України є 13 ПСГ з активним об'ємом газу понад 30 млрд. м³ і максимальним темпом відбору 300 млн. м³ за добу [1, 2, 3].

Складність ГТС України в поєднанні з термогазодинамічними та сезонними варіаціями роботи системи створює проблему її раціонального використання з урахуванням сучасних вимог енергозбереження.

1.1. Аналіз газотранспортної системи України з точки зору особливостей геометричної структури та впливу сезонних чинників на режим експлуатації

Газотранспортна система (ГТС) України сьогодні виконує такі основні функції:

- транспортування газу від родовищ України та газу, що надходить з Росії, територією України та його розподілення між споживачами;
- забезпечення транзиту російського газу до країн Центральної та Західної Європи, а також до Молдови, Білорусі та деяких областей Росії;
- подання значних обсягів газу для його закачування в підземні сховища газу (ПСГ) і його відбирання з ПСГ.

Зазначені функції ГТС України зумовлюють її вагомість в економічній політиці, роблячи важливим елементом енергетичної безпеки нашої держави. Це потрібно не тільки великим державним підприємствам, яким є НАК «Нафтогаз України», але кожному приватному підприємству з котельнею на природному газі та кожній родині. У зазначеному сенсі набуває найбільшої актуальності проблема підвищення надійності саме розподільних газопроводів в умовах коливання як постачання, так і споживання газу.

Заходи державного регулювання щодо забезпечення енергетичної безпеки держави отримали потужний поштовх завдяки ухваленій у березні 2006 року Кабінетом Міністрів України «Енергетичної стратегії України до 2030 року». Стратегія розроблялась відповідно до Концепції розвитку ПЕК на 2006-2030 рр.

Головною метою Енергетичної стратегії України є корінна перебудова ПЕК з використанням новітніх технологій, підвищення енергоефективності і забезпечення ринкових вимог його діяльності та приведення до вимог світового

рівня. В Енергетичній стратегії України наведений прогнозний баланс природного газу на 2020 рік. При формуванні цього балансу взято до уваги заходи з використання менш енерговтратних технологій, враховувалось збільшення газифікації жилого фонду, зростання темпів промислового виробництва, повсюдне впровадження та вдосконалення приладів обліку газу, а також суттєве поліпшення дисципліни газоспоживання, пов'язане із остаточним переходом до функціонування в умовах цивілізованого ринку природного газу [4].

При цьому, якщо споживання природного газу в Україні становило в 2005 році 76,4 млрд.м³, то у 2020 році становитиме 53,7 млрд.м³. Таким чином, прогнозується, що споживання природного газу в Україні зменшиться майже на 30 %, що складає близько 23 млрд. м³. [5,6].

В Енергетичній стратегії визначені також такі загальні стратегічні цілі, які перехреснюються з метою дисертаційною роботи [7]:

- створення наукових основ та розробка методів оптимальної роботи ГТС України як об'єкта довготривалої експлуатації відповідно до фактичного технічного стану;

- визначення основних причини втрат газу та енергії при транспортуванні трубопроводами різних рівнів тисків та зменшення енергоресурсовитратності при транспортуванні та споживанні.

На найбільш поширений у Україні газотурбінний привод газоперекачувальних агрегатів компресорних станцій (ГПА КС) витрачається від 0,5 до 1,5 % об'єму транспортованого газу. Тому основним елементом системи трубопроводного транспорту газу, що підлягає керуванню, слід вважати поєднані в групі ГПА КС магістральних газопроводів та підземних сховищ газу.

Критерієм оптимальної експлуатації газотранспортної системи на сьогодні доцільно вибрати мінімальне значення собівартості транспортування газу, що досягається, в першу чергу, за рахунок зменшення питомих експлуатаційних витрат енергоносіїв (зокрема паливного та пускового газу, електроенергії тощо).

В Україні мережа магістральних газопроводів є державною власністю та фактично перебуває на балансі ДК «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України».

Тому на практиці щоденна робота фахівців об'єднаного диспетчерського управління (ОДУ) ДК «Укртрансгаз» обов'язково включає розв'язання низки задач контролю та аналізу режимів роботи ГТС, а також задач їх планування. Ефективне розв'язання типових задач диспетчерського керування ГТС прямо пов'язано з вирішенням актуальних проблем адекватного математичного моделювання процесів транспортування та розподілу природного газу, урахування особливостей геометричної структури газопроводів, урахування сезонних змін умов транспортування та споживання газу.

Розглянемо газотранспортну систему України з точки зору функціонального призначення, особливостей геометричної структури та механізму впливу сезонних чинників. Згідно з чинними нормами технологічного проектування газопроводів [8], залежно від призначення магістральні газопроводи підрозділяються на базові, розподільні, маневрові та відводи.

Базовими називають магістральні газопроводи, які призначені для транспортування газу від місця видобування до місця масового споживання або передачі в інші газопроводи. До таких газопроводів відносяться, насамперед транзитні газопроводи України, а саме Уренгой - Помари-Ужгород, «Союз», «Прогрес», «Братерство» тощо. Для базових газопроводів основною функцією є транзит заданої кількості газу із початкового у кінцевий пункт. Слід відзначити, що по трасі транзитних газопроводів України передбачений відбір певної кількості газу для внутрішніх споживачів, однак відносна частка шляхового відбору газу незначна, порівняно з часткою транзиту. На режим роботи транзитних газопроводів помітно впливає тільки сезонна нерівномірність споживання газу.

Розподільними називають магістральні газопроводи для подавання газу у відводи або окремим великим споживачам. Для таких газопроводів основною є транзитно-розподільна функція. Значна частка газу, поданого на вхід газопроводу, розподіляється по відводах до споживачів. Решта газу транспортується у кінець газопроводу, де знаходиться великий несений пункт. На режим роботи розподільних газопроводів помітно впливає сезонна та добова нерівномірність споживання газу.

Маневровими називають магістральні газопроводи з підвищеної нерівномірністю або реверсивним характером транспортування газу (газопроводи-перемички, пікові газопроводи, підвідні газопроводи ПСГ тощо). На режим роботи маневрових газопроводів, так само, як розподільних, суттєво впливає сезонна та добова нерівномірність споживання газу.

Відводами називають магістральні газопроводи, призначені для подавання газу до населених пунктів або окремих підприємств. На режим роботи відводів, окрім сезонної та добової нерівномірності суттєво впливає годинна нерівномірність, спричинена нерівномірністю відбору газу споживачами.

Звідси випливає, що призначення газопроводу визначає його геометричну структуру, а також особливості експлуатації та механізм впливу сезонних чинників на режимні параметри роботи. Аналіз призначення та геометричної структури газотранспортної системи України дав змогу виділити газопроводи, при функціонуванні яких переважає транзитна функція (табл. 1.1) та газопроводи, при функціонуванні яких переважає розподільна функція (табл. 1.2). Дані табл. 1.1 та табл. 1.2 засвідчують, що розподільні газопроводи становлять значну частку протяжності ГТС України. За даними ДК «Укртрансгаз» частка розподільних газопроводів та відводів досягає 38 % протяжності ГТС України.

Особливості геометричної структури розподільного газопроводу такі. У загальному випадку він має структура «складного дерева». Основою є магістраль, на якій може бути довільна кількість компресорних станцій. До магістралі приєднані відгалуження і відводи, що мають менші діаметри, ніж основна магістраль. У кінці відводів та відгалужень розміщені споживачі – газорозподільні станції. Особливості структури розподільних газопроводів суттєво впливають на режим їх експлуатації, що вимагає спеціальних досліджень. Виявлення особливостей нестационарних та стаціонарних режимів роботи розподільних газопроводів є предметом наукових досліджень даної роботи.

Особливістю основних транзитних газопроводів України є те, що на значній довжині вони прокладені паралельно в одному коридорі. Між нитками передбачені перемички як на ділянках, так і на вході і виході КС.

Таблиця 1.1

Геометричні параметри магістральних газопроводів України,
при функціонуванні яких переважає транзитна функція

Назва газопроводу	Умовний діаметр, мм	Довжина в одностанційному виконанні, км
Уренгой-Помари-Ужгород	1400	1160
«Союз» (Оренбург- Держкордон)	1400	1567
«Прогрес» (Ямбург-Захід)	1400	1120
КЗУ-I і КЗУ-II (Боярка-Тернопіль)	1000	1101
КЗУ-II (за Тернопіль)	1200	190
Слець-Курськ-Диканька	1200	183
Слець-Кременчук-Кривий Ріг	1400/1200	522
Курськ-Київ	1200	433
Оренбург-Новопсков	1200	77
Уренгой-Новопсков	1200	42
Петровск-Новопсков	1200	42
Таганрог-Маріуполь	700/500	160
Шебелинка-Белгород-Курськ-Брянськ	700/800	211
Острогозьк-Шебелинка, перша нитка	1000	133
Острогозьк-Шебелинка, друга нитка	1200	133
Долина-Ужгород-Держкордон, друга нитка		
Ананьїв-Тираспіль-Ізмаїл	1200	257
Роздільна-Ізмаїл	800	238
Комарно-Дроздовичі	500	78
Комарно-Дроздовичі	700	78
Івацевичі-Долина, друга нитка	1200	377
Івацевичі-Долина, третя нитка	1200	394
Торжок-Долина	1400	528

Таблиця 1.2

Геометричні параметри магістральних газопроводів України,
при функціонуванні яких переважає розподільна функція

Назва газопроводу	Умовний діаметр, мм	Довжина в однокілометровому виконанні, км
Шебелинка-Полтава-Київ	700	478
Шебелинка-Диканька-Київ	1200	350
Єфремівка - Диканька-Київ	1000	478
Шебелинка-Дніпропетровськ-Кривий Ріг – Ізмаїл	1200/1000/800	801
Новодар'івка-Амвросіївка	700	100
Новопсков-Шебелинка	1200	212
Диканька-Кременчук-Кривий Ріг	700	278
Кременчук-Ананьїв	1400	352
Ананьїв-Чернівці-Богородчани	100	333
Більче Волиця-Долина	1400	68
Богородчани-Долина	1400	42
Кам'янка-Бузька - Рівне	300/500	360
Дашава - Київ	500/1000	735
Користень - Рокитне	400	165
Косів - Чернівці	400	80
Угерсько - Івано-Франківськ - Чернівці	500	240
Шебелинка - Слов'янськ – Луганськ	700	490
Більськ – Суми	400	100
Кременчук - Кривий Ріг	1200	165
Радченки - Полтава	270	70
Яготин - Черкаси	500/700	250
Турійськ - Луцьк - Рівне	700	150
Червонопартизанське - Київ	700	250

При відкритті перемичок між газопроводами формується складна газотранспортна система з параметрами, що залежать від комбінації відкритих перемичок. Експлуатація кільканиткових газопроводів має ряд особливостей, що вимагає спеціальних досліджень. Виявлення особливостей нестационарних та стаціонарних режимів роботи кільканиткових газопроводів при роботі з відкритими перемичками є предметом наукових досліджень даної роботи.

Особливістю експлуатації кільканиткових та розгалужених газопроводів є більша імовірність виникнення нестационарних процесів. Перехідні режими роботи складних за структурою газопроводів супроводжуються значною та інтенсивною зміною тиску, яка порушує нормальну роботу газотранспортної системи, а у деяких випадках може призвести до її руйнування [2, 19, 21]

Різке збільшення або зменшення відбору газу споживачами призводить до неусталеності його течії в трубопроводі. До аналогічних наслідків призводить зменшення або збільшення підкачування газу, раптове включення або відключення КС, відкриття чи за закриття запірної арматури тощо. Врешті, ідеальних стаціонарних режимів транспортування газу в магістральних газопроводах не буває, тому пропонується розгляд умовно стаціонарних (квазістаціонарних) режимів транспортування газу. Потрібно відзначити, що під час нестационарних процесів внаслідок збільшення втрат теплової та механічної енергії суттєво змінюються залежності між основними режимними параметрами: температурою, тиском та витратою газу по відношенню до стаціонарних режимів транспортування. Саме тому, в дисертаційній роботі розглядається вплив таких явищ на режимні параметри транспортування газу.

1.2. Аналіз існуючих методів математичного моделювання

газодинамічних процесів, що супроводжують транспортування газу в газопроводах

У вісімдесяті роки минулого століття розпочалися широкомасштабні дослідження стаціонарних та нестационарних процесів, що супроводжують рух газу

у простих та складних за структурою газопроводів [9,10,11]. Так у роботах Щанникова В.В., Маргуліса М.М., Сулейманова В.А. запропоновані числові методи розрахунку нестационарних течій газу в газотранспортних мережах [12, 13]. Робота Суркова Г.И. присвячена розробці підходу до ієрархічної структуризації єдиної системи газопостачання країни і координації моделей її локальних підсистем [14].

Питання керування режимами роботи магістральних газопроводів були предметом досліджень Яковлєва Е.І., Максимова Ю.І., Кучина Б.Л., Алтуніна А.Е., Мишкіна Б.М., Гандельмана М.Х, та інших [15, 16, 17, 18].

З дев'яностих років минулого століття і до сьогодення інтерес вчених до питань, пов'язаних з розробкою наукових засад трубопровідного транспорту газу, не зменшився, а навіть посилюється. Зросла кількість робіт, присвячених вирішенню проблеми оптимізації режимів експлуатації складних газопровідних систем [18, 19, 20, 21]. Так робота Семухіна М.В. представляє методику оптимізації нелінійної системи для мережі матеріальних потоків [17]. Тут розроблена теорія оптимізації режимів складних гідравлічних мереж з активними та пасивними елементами.

Значний внесок у вирішення проблеми оперативного керування та оптимізації режимів роботи складних газотранспортних систем забезпечили Бобровського С.А., Грудза В.Я., Житкової М.О., Ковалка М.П., Казака О.С., Капцова І.І., Лур'є М.В., Михалківа В.Б., Тимківа Д.Ф., Щербакова С.Г., Яковлєва Е.І. та їх численних учнів Деркача М.П., Клюка Б.О., Костіва В.В., Михалевича О.Т., Лінчевського М.П., Рудника А.А., Соляника В.Г., Ізбаша В.І., Тутко Т.Ф., Шимка Р.Я., та ін. [18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32]. Всі ці роботи базуються на сучасних досягненнях прикладної математики, широкому використанні комп'ютерних технологій для вирішення завдань керування та оптимізації режимів роботи газотранспортної системи за різними технологічними та економічними критеріями.

Для оперативного керування режимом роботи газотранспортних систем необхідно побудувати відносно прості і точні моделі функціонування окремих

елементів: лінійних ділянок, компресорних станцій, підземних сховищ газу тощо. Найбільш складною задачею є математичне моделювання неізотермічних нестационарних режимів роботи газопроводів.

У вісімдесяти роки минулого століття, описуючи процеси руху газу у магістральному газопроводі, здебільшого розділяли задачі газодинаміки і теплопередачі [33, 34]. У зазначених роботах за допомогою газодинамічних рівнянь визначали закономірності зміни витрати і тиску газу у трубопроводі. У роботах [35, 36] задачі теплообміну газу з навколишнім середовищем вирішені без врахування зміни тиску у часі за умови, що динамічні процеси стаціонарні. Це пояснювалось тим, що стала часу перехідних теплових процесів у багато разів більша від часу перехідних процесів газодинаміки. Враховуючи цю закономірність, автори роботи [37] пропонують нестационарні режими руху газу розглядати за два етапи. На першому етапі, тривалість якого для магістральних газопроводів не перевищує 1-3 години, вважають, що відбувається значна зміна тиску та швидкості газу, а температура залишається практично сталою. На другому етапі, тривалість якого сотні годин, розподіл швидкості і тиску вже буде стаціонарним, а нестационарний теплообмін між газом і навколишнім середовищем триває доки, поки не сформується стаціонарне температурне поле.

Однак результати досліджень [35] засвідчили, що зміна швидкості потоку газу впливає на характер та інтенсивність теплообміну між газом і навколишнім середовищем. У свою чергу, зміна температурного поля призводить не тільки до зміни розподілу швидкостей, але і до зміни режиму руху газу. Тому задача моделювання процесів руху газу в газопроводі повинна включати як газодинамічні так і термодинамічні рівняння, пов'язані в єдину систему.

Нестационарний тривимірний процес руху газу у газопроводі описується такою системою диференціальних рівнянь у часткових похідних [18, 38]:

$$\text{рівняння нерозривності} \quad \frac{\partial P}{\partial t} + \operatorname{div} \bar{w} = 0; \quad (1.1)$$

$$\text{рівняння енергії} \quad \frac{D_i}{\partial t} = -\frac{\operatorname{div} \bar{q}}{\rho} + \frac{1}{\rho} \frac{dP}{dt} + \frac{\Phi_1}{\rho} + \frac{q_*}{\rho}; \quad (1.2)$$

$$\text{рівняння стану реального газу } f(P, T, \rho) = 0; \quad (1.3)$$

рівняння руху

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho w_x)}{\partial t} + w_x \frac{\partial(\rho w_x)}{\partial x} + w_y \frac{\partial(\rho w_x)}{\partial y} + w_z \frac{\partial(\rho w_x)}{\partial z} &= \rho g_x - \frac{\partial P}{\partial x} + 2 \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial w_x}{\partial x} \right) + \\ &+ \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial w_x}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial w_x}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial w_y}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial w_z}{\partial x} \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial x} (\mu \operatorname{div} \bar{w}); \\ \frac{\partial(\rho w_y)}{\partial t} + w_x \frac{\partial(\rho w_y)}{\partial x} + w_y \frac{\partial(\rho w_y)}{\partial y} + w_z \frac{\partial(\rho w_y)}{\partial z} &= \rho g_y - \frac{\partial P}{\partial y} + 2 \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial w_y}{\partial x} \right) + \\ &+ \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial w_x}{\partial y} \right) + 2 \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial w_y}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial w_y}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial w_z}{\partial y} \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial y} (\mu \operatorname{div} \bar{w}); \\ \frac{\partial(\rho w_z)}{\partial t} + w_x \frac{\partial(\rho w_z)}{\partial x} + w_y \frac{\partial(\rho w_z)}{\partial y} + w_z \frac{\partial(\rho w_z)}{\partial z} &= \rho g_z - \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial w_z}{\partial x} \right) + \\ &+ \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial w_x}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial w_z}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial w_y}{\partial z} \right) + 2 \frac{\partial}{\partial z} \left(\mu \frac{\partial w_z}{\partial z} \right) - \frac{2}{3} \frac{\partial}{\partial z} (\mu \operatorname{div} \bar{w}); \end{aligned} \quad (1.4)$$

де w_x, w_y, w_z - проекція швидкості руху газу на осі x, y, z відповідно;

ρ - густина газу, функція просторових координат і часу t ;

P - абсолютний тиск газу;

T - термодинамічна температура газу;

Φ_1 - дисипативна функція Релея.

Для розв'язування системи рівнянь (1.1)-(1.4) необхідно задати граничні умови, які діляться на часові і просторові. З них основними є початкові стани середовища, форма та розміри поверхні нагрівання, швидкість, температура середовища та умови теплообміну на межі. Часто приймають, що перенесення тепла поблизу стінки відбувається за рахунок теплопровідності, тоді на межі розподілу стінка – газ буде забезпечуватися рівність температур і потоків тепла. Для опису процесу теплообміну у стінці газопроводу необхідно доповнити систему рівнянь рівнянням теплопровідності. Для замикання системи рівнянь (1.1)-(1.4) автори роботи [18] пропонують використати рівняння теплопровідності з граничними умовами на поверхні землі і на межі стінка труби – ґрунт.

Одержана система рівнянь найбільш повно описує процеси перекачування газу при нестационарних неізотермічних режимах. Аналітичне розв'язування цієї системи рівнянь практично неможливе. Тому виникає потреба спростити початкову систему рівнянь, не зменшуючи суттєво точності розв'язку.

У ряді робіт [18, 35, 39] для опису процесу транспортування газу трубопроводом використовують рівняння, які передбачають осесиметричну течію. Тоді рівняння (1.1)-(1.4) переводять у циліндричні координати. Дослідження температурних полів не по всій області впливу, а лише по межі газопровід – ґрунт, дає змогу значно спростити базові рівняння, що описують нестационарний неізотермічний рух газу в газопроводах. Однак реалізація одержаної системи рівнянь комп'ютерними методами вимагає значних витрат [18], тому для оперативного керування режимами роботи ГТС доцільно використовувати ще простіші рівняння, які при високій швидкості обчислень забезпечують одержання достовірних результатів.

В інженерній практиці найчастіше застосовують одновимірний опис процесів руху газу по трубопроводу. При цьому вважають сталими по перерізу труби швидкість, температуру, тиск і густину газу. Зміна цих параметрів відбувається тільки в одному напрямку – вздовж осі трубопроводу. Багаторічною практикою доведено відсутність появи суттєвої помилки розрахунку теплогідравлічних режимів транспортування газу під час переходу від тривимірних до одновимірних математичних моделей транспортування газу за умови прямолінійного та квазістаціонарного руху газу по трубі, а також за наявності однорідного за теплопровідністю ґрунтового масиву біля труби.

Значне математичне спрощення задачі при одновимірному описі досягається внаслідок введення коефіцієнтів тепловіддачі і коефіцієнта гідравлічного опору. Для процесів перекачування газу, які близькі до стаціонарних, можна знехтувати передачею тепла по довжині стінки трубопроводу. У цьому випадку вводиться поняття повного коефіцієнта теплопередачі від газу в навколишнє середовище. Складність такого підходу полягає у достовірності визначення

цього коефіцієнта. Найбільш повний метод розрахунку повного коефіцієнта теплопередачі наведений у роботі [2].

У роботах Грудза В.Я., Ковалка М.П. та ін. [2, 18] запропонований найбільш узагальнений вигляд математичної моделі одновимірного руху газу в трубопроводі з урахуванням теплообміну з навколишнім середовищем

$$\frac{\partial P}{\partial x} + \alpha w \frac{\partial(\rho w)}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho w^2}{2d} = 0, \quad (1.5)$$

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0, \quad (1.6)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial T}{\partial t} = & -w \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{1}{T \rho \frac{\partial c_p}{\partial T} + \rho c_p} \left[\rho \frac{\partial w}{\partial x} \left(c_p T + \rho T \frac{\partial c_p}{\partial \rho} \right) + \xi \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial T}{\partial t} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \xi}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial x} \frac{\partial T}{\partial x} + \right. \\ & \left. + \frac{\pi D \alpha_1}{c_c r_c F_c} (T_c - T) - \frac{g w}{c_p} \frac{dh}{dx} \frac{\partial T_c}{\partial t} \right] = \frac{\xi_c}{\rho_c c_c} \frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c r_c F_c} (T_{нав} - T_c) + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c r_c F_c} (T - T_c), \end{aligned} \quad (1.7)$$

де P - абсолютний тиск газу як функція лінійної координати x і часу t ;

ρ - густина газу;

c_p - ізобарна теплоємність газу;

w - осереднена за перерізом труби швидкість руху газу;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору;

g - тепловий потік у навколишнє середовище;

c_c - теплоємність матеріалу труб;

$T_{нав}$ - температура навколишнього середовища;

T_c - температура стінки трубопроводу;

α_1, α_2 - коефіцієнт тепловіддачі від газу до стінки і від стінки у навколишнє середовище відповідно;

D, d - зовнішній і внутрішній діаметри труби відповідно;

ξ, ξ_c - коефіцієнт теплопровідності газу і стінки труби відповідно;

F, F_c - площа перерізу трубопроводу і стінки;

h - геодезична позначка траси трубопроводу.

Перше рівняння, яке називають рівнянням руху, побудовано на основі принципу Даламбара шляхом суперпозиції сил, що діють на елемент газу. Це рівняння визначає взаємозв'язок поля швидкостей і поля тиску. Рівняння у формі (1.5) складне у реалізації. Тому різні дослідники з метою вирішення низки задач спрощують його, відкидаючи ті чи інші складові [40, 41, 42]. У роботі [2] наведені результати досліджень структури різних видів енергетичних втрат, що входять у рівняння (1.5). Згідно з [2], для протяжних ділянок магістральних газопроводів (перегонів між компресорними станціями) найбільшу питому частку у загальній структурі енергетичних втрат становлять гідравлічні втрати на тертя – до 95 %. Енергетичні втрати, пов'язані з впливом сил гравітації не перевищують 8 % навіть для газопроводів з пересіченим профілем траси. Найстабільнішими у загальній структурі енергетичних втрат є гідравлічні інерційні втрати. У середньому їх величина становить 20 % від загальних енергетичних втрат. Зазначений аналіз дав змогу прогнозувати вплив того чи іншого члена рівняння (1.5) на енерговитратність трубопроводного транспорту газу стосовно протяжної ділянки магістрального газопроводу. Стосовно ділянки розгалуженого газопроводу, що включає значну кількість відгалужень і відводів до шляхових споживачів, такі дослідження у літературі відсутні. Так само відсутній аналіз структури енергетичних втрат стосовно перемичок, що з'єднують нитки кільканиткових газопроводів. Зазначені елементи складних газотранспортних систем є об'єктом досліджень даної роботи.

Робота [2] містить результати розробки діагностичної моделі, що враховує нестационарний неізотермічний рух газу газопроводом, пропонує способи спрощення та реалізації математичної моделі за допомогою модифікованого методу Ньютона. Запропонована діагностична модель може бути використана для визначення коефіцієнта гідравлічної ефективності газопроводу та величини повного коефіцієнта теплопередачі від газу в навколишнє середовище. Коефіцієнт гідравлічної ефективності визначався як для простих газопроводів, так і для кільканиткових газопроводів.

Слід відзначити, що особливості експлуатації розподільних газопроводів та перемичок кільканиткових трубопровідних систем у цих роботах розглядалися недостатньо.

Представник московської наукової школи М.В. Лур'є пропонує описувати нестационарний неізотермічний рух газу в газопроводі такою системою рівнянь [40] :

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} (P + \rho w^2) = -\frac{\lambda(Re, \varepsilon) \rho w^2}{2d} - \rho g \sin \alpha, \quad (1.8)$$

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0, \quad (1.9)$$

$$\rho \left(\frac{\partial e_{\text{вн}}}{\partial t} + w \frac{\partial e_{\text{вн}}}{\partial x} \right) = -\frac{4K}{d} (T - T_o) - \rho \frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\lambda(Re, \varepsilon) \rho w^3}{2d}, \quad (1.10)$$

де α - кут нахилу ділянки трубопроводу до горизонту;

$e_{\text{вн}}$ - внутрішня енергія одиниці маси газу;

$$e_{\text{вн}} = c_v T + \text{const}; \quad (1.11)$$

c_v - теплоємність газу за сталого об'єму;

K - повний коефіцієнт теплопередачі від газу в навколишнє середовище;

T_o - температура навколишнього середовища;

$\lambda(Re, \varepsilon)$ - коефіцієнт гідравлічного опору, функція числа Рейнольдса Re і відносної шорсткості поверхні труб ε .

Для розв'язування системи гіперболічних диференціальних рівнянь з частковими похідними Лур'є М.В. пропонує метод характеристик [40].

Порівняння наведених вище систем рівнянь засвідчує, що форма рівнянь нерозривності (1.1) і (1.4) та руху газу (1.2) і (1.5) практично однакова. Рівняння повної енергії газу різняться за формою. Це пояснюється у першу чергу тим, у рівнянні (1.6) для характеристики інтенсивності передачі тепла використовується не коефіцієнти тепловіддачі і теплопровідності, в комплексний показник - повний коефіцієнт теплопередачі від газу в навколишнє середовище.

При використанні одновимірною опису процесів транспортування газу із зменшенням кількості рівнянь математичної моделі збільшуються вимоги до

точності визначення коефіцієнта теплопередачі від газу до навколишнього середовища та коефіцієнта гідравлічного опору для конкретних значень швидкості, тиску та температури газу у відповідному перерізі газопроводу. Таким чином, виникає ситуація з можливим скороченням кількості рівнянь математичної моделі, але з потребою коригування окремих коефіцієнтів в ході обчислень від однієї просторово часової позиції до іншої. Таким чином, теплогідравлічний розрахунок чергового перерізу газопроводу буде залежний не тільки від теплогідравлічних параметрів попереднього перерізу, але також від зміни температури навколишнього середовища та інтенсивності теплообміну з навколишнім середовищем вздовж відрізка за певний час [2, 18, 19].

Ще більша помилка традиційного теплогідравлічного розрахунку режимів транспортування газу по протяжних газопроводах виникає від нехтування шляховими тепловими явищами у внутрішній порожнині газопроводу при наявності відборів та підкачувань газу на трасі газопроводу. Шляхові відбори та підкачування газу змінюють швидкість газу при переході через точку підключеного газопроводу-відводу. Зміна швидкості газу змінює його температуру, тобто, кожна точка врізування відводу в газопровід-магістраль є місцем потенційної аномальної (щодо формули Шухова) зміни температури газу.

Для кільканиткових газопроводів аномальна зміна температури газу буде мати місце після кожної відкритої міжниткової перемички. На перемичках може мати місце суттєве дроселювання газу внаслідок неповного відкриття запірного пристрою. Тому точки розділення чи з'єднання потоків газу у складних за структурою газопроводах не можна вважати енергетично пасивними. Вони будуть впливати на режимні та енергетичні параметри транспортування газу.

Таким чином, не дивлячись на значну кількість робіт, присвячених математичному моделюванню термогазодинамічних процесів, що супроводжують рух газу в газопроводах, низка питань, пов'язаних з оцінюванням пропускної здатності складних за структурою газопроводів, з врахуванням сезонних чинників, не знайшла у них детального відображення. У першу чергу це стосується кільканиткових транзитних та розгалужених газопроводів.

Аналіз фактичних режимів роботи свідчить, що кільканиткові газопроводи України працюють здебільшого при відкритих перемичках на вході і виході компресорних станцій. Така схема роботи вибирається з точки зору підвищення технологічної надійності експлуатації газотранспортної системи. У той же час відсутні методи, які дають змогу достовірно прогнозувати пропускну здатність, розподіл потоків газу по нитках, режимні та енергетичні параметри роботи компресорних станцій кожної із ниток.

Значна кількість магістральних газопроводів України має розгалужену структуру, тобто здійснює розподіл газу через ГРС у міські та сільські населені пункти України. На сьогодні відсутні роботи, в яких би враховувались сезонні закономірності зміни обсягів споживання газу на режим роботи розгалужених газопроводів. Це стосується також магістральних газопроводів, які підвідними газопроводами зв'язані з підземними сховищами газу.

1.3. Узагальнення напрямків технічного переозброєння газотранспортних підприємств з точки зору енергозбереження

Дослідження, пов'язані з раціональним використанням можливостей газотранспортних систем (ГТС) з урахуванням кліматичних факторів, факторів сезонної нерівномірності та перерозподілу споживання, видобутку й транзиту природного газу, апріорно характеризуються величезним економічним потенціалом. Рівень фактичної наукоємності газотранспортної галузі та її реального інноваційного попиту у світлі досягнень сучасної науки визначені на наукових конгресах і конференціях, пов'язаних з технологіями транспортування газу, екологією й енергозбереженням у паливно-енергетичному комплексі (ПЕК) України [43, 46, 50, 66, 97, 98].

Виконаємо аналіз останніх досягнень прикладних наук з погляду доцільності застосування при транспортуванні газу. Децентралізована складна структура енергетичних і пасивних елементів ГТС служить основній меті - надійній й безперебійній подачі газу споживачам у необхідній кількості з товарною якіс-

тю. Склад, призначення й розміщення елементів ГТС України визначено здебільшого матеріалізованими стандартними проектними рішеннями 60-80 років минулого сторіччя. Змінити три зазначених фактори неможливо через недосконалість і обмеження в земельних та екологічних нормативах, а також через високу вартість зміни положення, структури та повного переозброєння лінійної частини магістральних газопроводів, компресорних станцій (КС), підземних сховищ газу (ПСГ) , газорозподільних (ГРС) і газовимірювальних станцій (ГВС). Тому необхідно визначитись на перспективу із раціональним використанням можливості ГТС з урахуванням нових, швидкоокупних технологій, що базуються на сучасних напрямках наукових досліджень [43].

Ми пропонуємо зробити крок уперед, визначивши таке ключове питання: яким чином можливо поліпшити якісні й кількісні параметри функціонуючої ГТС – масштабної системи зі складною мережевою структурою та значною енергетичною складовою в структурі виробництва. Спочатку узагальнимо перелік теоретично можливих і реалізованих у світовій практиці максимально вигідних інноваційних технологій. На нашу думку, слід зробити акцент на енергозберігаючі інновації основних технологічних процесів газотранспортного виробництва разом із супутніми й підготовчими заходами. Пошук і систематизація швидкоокупних енергозберігаючих інноваційних технологій визначається вимогами газотранспортного підприємства з урахуванням основних тенденцій на світовому ринку енергоресурсів. Адже споживання електричної енергії, паливного газу або іншого палива лягає важким тягарем на витратну частину експлуатації ГТС [46].

Нами запропонованим такий укрупнений розподіл базових напрямків технічного переозброєння об'єктів ГТС.

По-перше, найбільш короткостроковими й потребуючими найменшого вкладення коштів після модернізації інформаційних, вимірювальних та телемеханічних систем ГТС будуть такі комплексні заходи енергозбереження [46,47, 48, 49, 50]:

- зміна режимних параметрів і напрямків енерготранспортних потоків без реконструкції активних і пасивних елементів, приводячи їх до оптимальних за сукупністю економічних критеріїв;

- регулювання обсягів і умов зберігання газу в ПСГ із урахуванням ймовірностей і статистики газоспоживання та надходжень газу в ГТС за контрактами купівлі, продажу й зберігання газу;

- згладжування нерівномірності навантаження на лінійні ділянки та компресорне устаткування з урахуванням питомої вартості транспортування одиниці товарної продукції на одиницю шляху;

- гнучкий перерозподіл потужностей і типів приводів компресорного устаткування під сезонні фактори, що змінюються, прийому й передачі товарного газу, температури повітря й ринкових тарифів на товарний газ;

- оперативне виведення з роботи енерговитратних елементів, максимально ефективне використання активних і пасивних елементів ГТС при одночасному зменшенні вартості транспортування газу, ремонту та обслуговування виробничого устаткування;

- математичне моделювання нових режимів роботи магістралей і вузлів ГТС із експертним та автоматичним визначенням найбільш вигідних варіантів;

- оперативний контроль із супутників і дистанційно-керованих літальних апаратів за рухом ґрунтів, підземних вод, геометрією ділянок труб, будівельними роботами сусідів - суб'єктів господарської діяльності, зонами підвищеного ризику виникнення свищів або інших серйозних аварій.

По-друге, найбільш перспективними бачаться інновації в області модернізації безпосередньо самої лінійної частини магістральних газопроводів і способів її обслуговування:

- якісне механічне й хімічне очищення внутрішньої поверхні труб новими способами, пристроями й хімічними речовинами, включаючи газопроводи-відводи;

- гладкі спеціальні покриття із стійких полімерів внутрішньої поверхні труб, що зменшують гідравлічний опір газопроводів;

- способи швидкого виведення й введення ділянок трубопроводу в експлуатацію, включаючи повноавтоматичне зварювання стиків, самоцентрувальні фланцеві з'єднання, спеціальні ущільнювальні гранбуksi, спеціальні збірно-розбірні манжети, універсальні засоби створення фундаментів, відповідна спеціалізована механізованих колон;

- сучасні хімічні модифікатори ґрунтів і системи створення товщ і покриттів у насколотрубному просторі, включаючи будівництво малих доріг технологічного призначення;

- дистанційна дефектоскопія, внутрішньопорожнинна дефектоскопія з допомогою роботів та мікроремонт виявлених дефектів.

По третє, самими вигідними безсумнівно можуть стати такі більш дорогі інноваційні заходи:

- створення невеликих ПСГ на базі виснажених родовищ вуглеводнів біля великих населених пунктів та використання азоту в якості буферного газу;

- системи додаткової підготовки газу інноваційного типу з утилізацією конденсатів вищих вуглеводнів;

- системи утилізації низькопотенційного тепла, енергії потенційного тиску, використання зовнішніх енергетичних впливів природного й антропогенного характеру;

- системи енергобалансного обміну із сусідніми об'єктами ПЕК на взаємовигідних умовах;

- застосування високодинамічних електроприводів вентиляно-індукційного типу до відцентрових нагнітачів КС;

- магнітні, газодинамічні, електретні та інші «сухі» підшипники та ущільнення в основних силових обертових вузлах технологічного устаткування;

- створення малих КС на обох боках протяжних ділянок газопроводів реверсного типу;

- енерготрансформаційні джерела живлення обладнання, альтернативні джерела живлення малопотужної автоматики й телемеханіки;

По четверте, вже сьогодні необхідно розпочати поетапну адаптацію ГТС до таких технологій майбутнього:

- часткове транспортування, зберігання та реалізація природного газу в скрапленому і газогідратному вигляді на вимогу споживача;

- акумуляція та утилізація резервів енергії газу, спричинених сезонними коливаннями температур повітря і ґрунту, що знаходять відображення у зміні тисків та температур в елементах ГТС;

- пряме використання атмосферної електрики, рухів повітряних мас та підземної гідравліки для інтенсифікації та покращання видобування, транспортування та підземного зберігання вуглеводневих газів.

Деякі з перерахованих здобутків наукових досліджень так чи інакше починають застосовуватися в НАК «Нафтогаз України», ВАТ «Газпром». Тому, доцільними є також ряд супровідних інноваційних технологій комерційного і правового характеру [43, 49, 97, 98, 100]:

- оперативна координація робочими групами економічних, ергономічних, екологічних і технічних рішень, прогнозів при моделюванні та керуванні технологічними процесами в ГТС;

- систематизований маркетинговий моніторинг попиту, тенденцій споживання й надходження енергоресурсів з аналізом матеріальних та енергетичних компонентів собівартості транспортування і зберігання природного газу;

- безперервна координація й контроль впровадження нових технологій у виробництво з аналізом їх ефективності.

Розроблена нами концептуальна схема ресурсозаощаджуючих та енергозберігаючих заходів з суть-векторами переходів зображена на рис.1.1. Перед кожним підприємством нафтогазової галузі стоїть питання: які із зазначених інноваційних технологій енергозбереження необхідно технологічно й економічно опрацювати в першу чергу для найшвидшого впровадження в умовах жорсткої конкуренції між енергетичними компаніями в ринкових відносинах? Відповісти на це питання складно, оскільки навіть звичайна інвестиційна привабливість оцінюється за десятками економічних показників, що розраховуються

на підставі технічних і бухгалтерських звітів, диспетчерських даних, умов контрактів з контрагентами, короткостроковим і довгостроковим планами робіт підприємства. У переліку вихідної до розрахунків інформації «слабкою ланкою» є довгострокове планування. Це пов'язано з недосконалістю тендерного, земельного й трудового законодавства України.

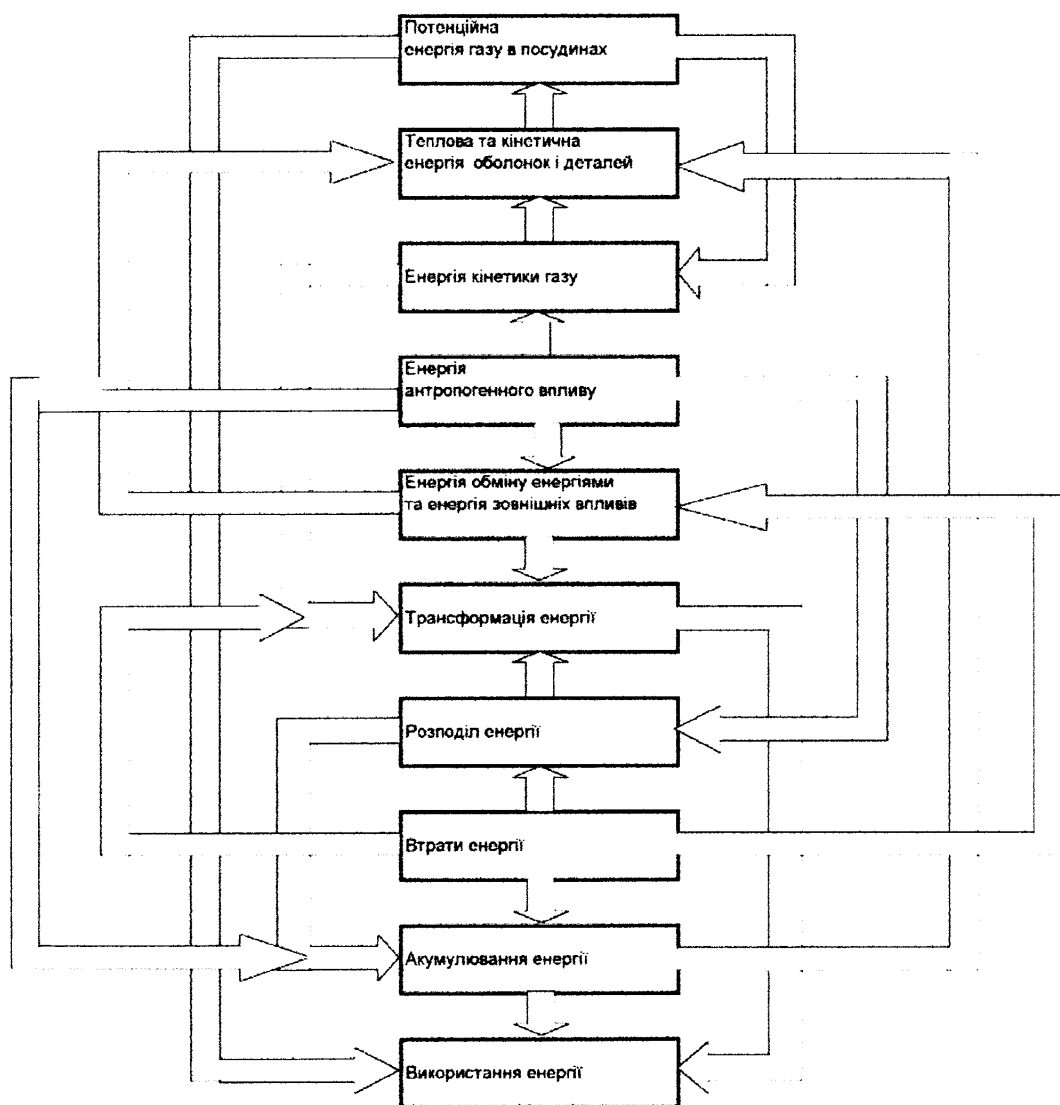


Рис.1.1. Концептуальна схема енергоресурсозаощаджуючих заходів при експлуатації газотранспортної системи у вигляді суть-векторів

Ось чому нами вибрана, як базова методика, експертна оцінка впровадження нових технологій у поєднанні з основними економічними показниками окупності, прогнозу й прогресії додаткового прибутку (зведений вільний гро-

шовий потік) з використанням енергетичних еквівалентів твердих валют. Зрозуміло, що стверджувати в цьому випадку про повноту теоретичної й практичної оцінки економічних показників не можна. Але для вибору напрямків досліджень вважаємо таку оцінку необхідною й достатньою. Крім того, при відсутності довгострокового планування єдиною опорою прийняття стратегічних рішень стає багатий досвід найдосвідченіших технологів виробничого підприємства та окремі світові надбання аналогічних виробництв [49].

За даними опитування експертів, типового підрахунку експертних балів та врахування основних показників роботи ГТС, вважаємо необхідним першочергове розв'язання таких чотирьох найважливіших стратегічних завдань-заходів енергетичної оптимізації режимів роботи ГТС:

- оперативне виведення з роботи енерговитратних елементів та максимально ефективне використання працюючих активних і пасивних елементів ГТС; одночасне зменшення вартості транспортування газу, ремонту й обслуговування технологічного устаткування;

- згладжування нерівномірності навантаження на лінійні ділянки й компресорне обладнання з урахуванням питомої вартості транспортування одиниці товарної продукції на одиницю шляху;

- енерготрансформаційні джерела живлення обладнання, альтернативні джерела живлення малопотужної автоматики й телемеханіки;

- застосування високодинамічних електроприводів вентильно-індукційного типу для відцентрових нагнітачів КС.

Зазначені чотири завдання вийшли на перше місце у зв'язку з відносно невисокою вартістю їх вирішення та важливістю з метою зниження витрат на паливо, експлуатацію та ремонт. Такий підхід цікавий ще тим, що виділені нами чотири завдання вирішуються найбільш ефективно, швидко й дешево у взаємному поєднанні. Таким чином, у цьому випадку буде зроблений стратегічний крок вперед шляхом паралельного впровадження декількох узаємозалежних інновацій енергозбереження. Потрібно відзначити, що якщо перші два питання можна частково вирішувати навіть поодиночі без реконструкції обладнан-

ня (що частково проводить ОДУ ДК «Укртрансгаз»), то третє та четверте завдання вимагають мінімальної модернізації техніки.

Таким є на наш погляд першочерговий стратегічний крок до нової якості енергозбереження стосовно ГТС. Обрана інноваційна стратегія включає, на нашу думку, широкий діапазон наукових досліджень, частина із яких є предметом вивчення даної дисертаційної роботи.

Вибрана стратегія впровадження енергозберігаючих технологій в ГТС дає змогу намітити конкретні шляхи ліквідації зайвих енергетичних витрат у транспорті газу за рахунок спільного ефекту енерготрансформації й встановлення найбільш економічних режимів роботи лінійних ділянок і технологічного обладнання магістральних газопроводів. Енерготрансформація полягає у використанні зайвого потенційного тиску газу на КС, ГРС, ПСГ і ГВС у вигляді електроенергії, тепла й холоду на власні потреби. Оптимізація режимів роботи складних за структурою магістральних газопроводів передбачає цілий комплекс технологічних заходів, а саме: використання максимально можливого тиску і мінімально можливої температури на входах газу у лінійні ділянки; оптимізацію режимів роботи ГПА за критерієм максимального ККД та мінімальної витрати паливного газу, оптимальний розподіл потоків газу у кільканиткових газопроводах за критерієм мінімальних енерговитрат тощо. У результаті, зменшуючи витрати паливного газу на КС, а також витрати електроенергії на охолодження газу в літній період, ми здійснимо енергетичну оптимізацію режимів роботи ГТС шляхом раціонального використання можливостей ГТС із врахуванням сезонних чинників.

Тиск газу в магістральному газопроводі змінюється в досить широких межах. Скажемо, розрахований і перевірений для роботи з тиском 5,5 МПа газопровід ШДКРІ реально працює з «вилкою» тисків 3-5 МПа залежно від його завантаження, що є типовим явищем. Температура газу в підземних трубопроводах змінюється ще в більшій мірі, ніж тиск. Зниження тиску у свою чергу погіршує гідравлічний режим роботи всього магістрального газопроводу, знижує запас газу в трубопроводі, збільшує ризик зростання нерівномірності по-

дачі газу споживачам, знижує демпферні властивості газопроводу до гідроударів. У розподільних магістральних газопроводах, на відміну від трансконтинентальних («Прогрес», «Союз» тощо), істотне зниження тиску є частою практикою. Альтернативою такого неефективного способу регулювання є застосування трансформаторів потенційної енергії тиску газу в енергію тепла або холоду, які можна використовувати для власних потреб. На практиці таку трансформацію раніше передбачали у ряді енергетичних і хімічних виробництв шляхом установки турбодетандерних установок з допоміжними холодильними або опалювальними машинами. Така комбінація устаткування в даний момент експлуатується на окремих ГРС, наприклад у Дніпропетровському ЛВУМГ УМГ «Харківтрансгаз» та філії «Мострансгаз» ВАТ «Газпром». Висока вартість та складність практичної реалізації енерготрансформаційних систем проектів минулого століття поступово нівелюється зменшенням термінів окупності (до восьми років) за рахунок суттєвого збільшення ціни на енергоресурси. Отже можна стверджувати, що фактична корисність енерготрансформаційного устаткування доведена на практиці. Ми пропонуємо піти далі - застосувати відносно недороге енерготрансформаційне устаткування із сучасними інноваційними принципами дії та забезпечити оптимальні режимні параметри роботи ГТС.

Особливо ефективними, на наш погляд, є пристрої перетворення надлишкової потенційної енергії тиску в теплову енергію, які доцільно встановлювати у кінці відводів від розподільних газопроводів, тобто на вході у ГРС. Одержане тепло можна використовувати для технологічного підігріву газу на ГРС. Значне редукування тиску може використовуватись для вироблення теплової або електричної енергії також в пунктах передавання газу між газовидобувними та газотransпортними підприємствами. Іншим ефективним способом енергозбереження є технічні пристрої використання енергії дроселювання газу на редукуючих органах з пасивною турбіною чи вихоровою трубкою Ранке (регуляторах тиску, редукуючих клапанах тощо) на КС для охолодження газу замість використання електроенергії для приводу апаратів повітряного охолодження (АПО). Редуку-

вання з використанням пасивних турбін або вихорових труб в 1,5-2 рази підвищує ефективність охолодження газу.

З метою практичної реалізації вибраної стратегії енергозбереження нами розроблені наукові основи, принцип дії та конструктивні особливості регулятора тиску нового типу та теплового насосу нового типу для утилізації зайвої енергії газу у кінці відводів розгалужених газопроводів. Характеристика зазначених пристроїв наведена у підрозділах 5.3 і 5.4.

Розрахунки показали, що в рамках обраної стратегії для випадку виключення лише витрат на вогневий підігрів газу шляхом використання енерготрансформаторів (грунтових теплових насосів з несиметричними теплообмінниками тощо) на ГРС УМГ «Харківтрансгаз» газопроводу ЩДКРІ, щорічна економія складе від 10 до 18 млн. грн (залежно від кількості холодних днів в опалювальний період року).

Надзвичайно важливим з точки зору стратегічного прориву в енерго- та ресурсозбереженні, на нашу думку, є четвертий з обраних заходів. Про низький ККД сучасних газотурбінних установок (ГТУ) сказано в літературі чимало, але рідко наголошують про принципову неможливість отримання ККД ГТУ вище 50 % без докорінної зміни конструкції двигуна. За останні десять років конструювання класичного газотурбінного обладнання його ККД зуміли підняти лише на 5-7 %. Зазначені заходи є безперечно важливими, якщо рухатись шляхом переходу від використання газотурбінних приводів старої конструкції до сучасних гібридних енергосилових машин з рекуперативними і енергоакуючими елементами. Інша справа з електричними двигунами, особливо з асинхронними та вентильно-індукційними двигунами. Типове значення ККД найкращих електроприводів на базі асинхронних та вентильно-індукційних електричних машин складає близько 98 %. У минулому сторіччі дійсно було проблемою регулювати оберти синхронних двигунів та повільно розкручувати чи гальмувати асинхронні двигуни з причини відсутності відповідної силової електроніки. Сьогодні такі силові модулі серійно виробляються та відносно недорого коштують. Найбільша вигідність вбачається від використання саме вентильно-

індукційних приводів КС, бо вони потребують спрощену силову електроніку і мають найкращі показники динаміки розгону та гальмування. Це означає можливість швидкої зміни ступеня підвищення тиску на КС. Невигідне на сьогоднішній день співвідношення між ціною природного газу на технологічні потреби та тарифом на електроенергію для промислових підприємств компенсується за рахунок зниження вартості експлуатації та обслуговування КС, використання газодинамічних теплових насосів, антирезонансного демферування коливань тиску детандерними пристроями та часткового повернення електричної енергії в енергомережу на КС та ГРС. Окрім того, стає можливим в комплексі з іншими трьома обраними заходами стратегії встановлювати найбільш вигідний з енергетичної точки зору режим транспортування, зберігання та розподілу газу.

1.4. Постановка задач досліджень

Аналіз ГТС України з точки зору функціонального призначення встановив, що призначення газопроводу визначає його геометричну структуру, а також особливості експлуатації та механізм впливу сезонних чинників на режимні й енергетичні параметри його роботи. Виділені газопроводи України, при функціонуванні яких переважає транзитна функція та газопроводи, при функціонуванні яких переважає розподільна функція.

Виявлено два основні типи геометричної складності газопровідних систем, а саме кільканиткові та розгалужені газопроводи. Не дивлячись на значну кількість робіт, присвячених математичному моделюванню термогазодинамічних процесів руху газу в газопроводах, низка питань, пов'язаних з оцінюванням пропускної здатності складних за структурою газопроводів, з урахуванням сезонних чинників, не знайшла у них детального відображення. У першу чергу це стосується кільканиткових та розгалужених газопроводів.

Аналіз фактичних режимів засвідчив, що кільканиткові газопроводи України працюють здебільшого при відкритих перемичках на вході і виході КС. На

сьогодні відсутні методи, які дають змогу достовірно прогнозувати пропускну здатність, розподіл потоків газу по нитках, режимні та енергетичні параметри роботи КС кожної із ниток. Значна кількість магістральних газопроводів України здійснює розподіл газу через ГРС у міські та сільські населені пункти України. На сьогодні відсутні роботи, в яких би враховувались сезонні закономірності зміни обсягів споживання газу на режим роботи розгалужених газопроводів. Це стосується також магістральних газопроводів, под'єднаних до ПСГ.

Ефективним методом енергозбереження у газотранспортній сфері є застосування енерготрансформаційних технологій і відповідного устаткування. На сьогодні відсутні роботи, в яких пропонується комплексний підхід до використання надлишкових ресурсів енергії газу у кінці відводів розподільних газопроводів, не розроблені технічні пристрої для утилізації зазначеної енергії.

Аналіз структури ГТС України, робіт, присвячених прогнозуванню режимних та енергетичних параметрів складних за структурою газопроводів, узагальнення напрямків технічного переозброєння газотранспортних підприємств з точки зору енергозбереження дали змогу сформулювати такі задачі досліджень:

- виявлення закономірностей протікання термогазодинамічних процесів в газопроводах розгалуженої структури та перемичках кільканиткових газопроводів;
- розробка математичної моделі розподілу потоків газу в кільканиткових газопроводах з урахуванням газодинамічної взаємодії ниток, сезонних чинників та енергетичних можливостей ГПА КС;
- встановлення взаємозв'язку між характеристикою шляхового споживача (ГРС), температурними умовами навколишнього середовища, режимом роботи розгалуженого газопроводу та надлишковими ресурсами тиску газу у кінці газопроводів-відводів;
- оцінювання ефективності керування режимами роботи кільканиткових та розгалужених газопроводів шляхом використання особливостей їх геометричної структури з метою збільшення пропускну здатності та зменшення енерговитратності транспортування газу;

- розробка методів та технічних пристроїв утилізації надлишкового тиску у кінці відводів розгалужених газопроводів та зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту газу.

РОЗДІЛ 2

РОЗРОБКА МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ТЕРМОГАЗОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ У РОЗГАЛУЖЕНИХ ТА КІЛЬКАНИТКОВИХ ГАЗОПРОВОДАХ

Аналіз геометричної структури газотранспортної системи України засвідчив, що більшість магістральних газопроводів України мають складну конфігурацію, що не може не позначитись на особливостях протікання теплогазодинамічних процесів транспортування газу. Нами виявлені основні, такі, що найчастіше зустрічаються, елементи геометричної складності, а саме: кільканиткові транзитні газопроводи та розгалужені газопроводи з численними відводами до шляхових споживачів, а також до ПСГ.

Прогнозування пропускної здатності газопроводів, що мають зазначені вище елементи складності, вимагає застосування адекватних математичних моделей для характеристики закономірностей теплогазодинамічних процесів при транспортуванні газу.

За наявності будь-якого елемента геометричної складності газопроводу збільшується імовірність виникнення нестационарного процесу транспортування газу. Так для випадку розгалуженої структури газопроводу нестационарні процеси будуть виникати в системі при будь-якому включенні чи відключенні шляхових споживачів, при будь-якій зміні обсягів споживання газу шляховими споживачами. Для випадку підключення до магістрального газопроводу підземного сховища газу нестационарна робота системи спричинюється будь-якими змінами обсягів відбору чи закачування газу із пласта.

У зв'язку з цим важливе теоретичне і практичне значення має вдосконалення математичних моделей нестационарного неізотермічного руху реального газу з врахуванням особливостей структури газопроводів кільканиткової та розгалуженої структури. Нижче наведені результати виконаних нами досліджень з метою виявлення особливостей теплогазодинамічних процесів, що супроводжують рух газу в кільканиткових та розгалужених газопроводах.

2.1. Математичне моделювання нестационарних термогазодинамічних процесів у розгалужених газопроводах

Розгалужений газопровід складається із лінійних ділянок (далі ділянок). Математичний опис нестационарного руху реального газу на ділянці запропонований у низці праць вчених далекого зарубіжжя [52,53,54,55], та у працях Яковлева Є.І, Грудза В.Я., Тимківа Д.Ф., Лур'є М.В., Щербакова С.Г., Семухіна М. В., Гусейнзаде М. А., та інших [17-21, 26, 28,29, 40, 42].

У зазначених роботах розроблені фундаментальні математичні моделі нестационарного ізотермічного та неізотермічного руху реального газу з врахуванням всіх впливових чинників, здебільшого, стосовно простих за структурою газопроводів. Специфіка протікання нестационарних неізотермічних газодинамічних процесів в газопроводах розгалуженої структури до цього часу не була предметом окремого розгляду.

Метою досліджень, результати яких наведені нижче, є розробка математичних моделей нестационарного неізотермічного руху реального газу на ділянці розгалуженого газопроводу. Особливістю ділянки газопроводу розгалуженої структури є значна імовірність зміни масової витрати газу у місцях підключення шляхових споживачів або ПСГ. Таким чином, основну магістраль розгалуженого газопроводу можна розглядати як газопровід зі шляховими відборами чи підкачуваннями газу.

Виявлення закономірностей нестационарних термогазодинамічних процесів стосовно ділянки газопроводу дасть змогу адекватно прогнозувати закономірності зазначених процесів загалом у розгалуженому газопроводі.

Використовуючи положення класичної газової динаміки та існуючі напрацювання зарубіжних та вітчизняних вчених [2,18, 51-69], сформуємо систему базових рівнянь руху реального газу на ділянці розгалуженого газопроводу.

Закон збереження маси газу для випадку одновимірного руху газу в трубі представляємо у вигляді [2,18, 40, 56]

$$\frac{\partial(\rho w)}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0, \quad (2.1)$$

де ρ - густина газу як функція лінійної координати x і часу t ;

w - осереднена за перерізом труби швидкість руху газу.

Рівняння нестационарного одновимірного руху газу в трубопроводі представляємо з урахуванням рівняння Бернуллі та формули Дарсі-Вейсбаха у вигляді [2, 18, 40, 56]

$$\frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\alpha \partial(\rho w^2)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho w^2}{2d} = 0, \quad (2.2)$$

де P - абсолютний тиск газу, функція лінійної координати і часу;

α - поправочний коефіцієнт Коріоліса на нерівномірність розподілу швидкостей газу по перерізу труби;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору трубопроводу;

d - внутрішній діаметр трубопроводу.

Враховуючи те, що розгалужені газопроводи України проходять переважно у рівнинних регіонах, впливом профілю траси на закономірності руху газу у рівнянні (2.2) нехтуємо.

При русі реального газу в трубопроводі частина механічної енергії безупинно витрачається на тертя й розсіюється у вигляді теплової енергії. У таких умовах зручніше розглядати втрату ентальпії від одного перерізу до іншого та врешті - повний диференціал ентальпії за часом. Тоді для довільного перерізу газопроводу згідно з [2, 18, 41] рівняння ентальпії може бути зведене до такого вигляду:

$$\frac{\partial i}{\partial t} = c_p \frac{\partial T}{\partial t} - \left(T \frac{\partial}{\partial T} \left(\frac{1}{\rho} \right)_p - \frac{1}{\rho} \right) \frac{dP}{dt}, \quad (2.3)$$

де c_p - теплоємність газу при сталому тиску.

Магістральні газопроводи великого діаметра з відводами до підземних сховищ газу та ГРС міст і селищ обмінюються теплом з навколишнім середовищем через гідроізольовані сталеві стінки труб. Процес теплопередачі від газу в

навколишнє середовище спрощено моделюється шляхом використання поняття повного коефіцієнта теплопередачі K від газу у навколишнє середовище. У результаті математичних перетворень з урахуванням введення повного коефіцієнта теплопередачі рівняння зміни ентальпії або рівняння конвективної теплопровідності газу може бути зведене до однакового вигляду [2, 18, 40]:

$$\frac{4K}{\rho w d} (T_{zp} - T) = c_p \frac{\partial T}{\partial x} \left(1 - D_j \frac{\partial P}{\partial T} \right), \quad (2.4)$$

де D_j - коефіцієнт Джоуля-Томсона;

T_{zp} - температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу.

Для замикання системи рівнянь нерозривності, руху та енергії (2.1), (2.2) і (2.4) використовуємо рівняння стану реального газу в вигляді

$$\frac{P}{\rho} = zRT, \quad (2.5)$$

де z - коефіцієнт стисливості газу;

R - газова стала газу, що залежить від складу його компонентів;

T - термодинамічна температура газу.

Аналізуємо систему рівнянь (2.1), (2.2), (2.4) і (2.5) з точки зору невідомих та залежних величин. Численні дослідження властивостей реальних природних газів зробили можливим визначення з необхідною точністю значень густини газу ρ , коефіцієнта стисливості z , коефіцієнта Джоуля-Томсона D_j , теплоємності газу c_p та коефіцієнта гідравлічного опору λ при відомих температурі T , тиску P та швидкості руху w газу заданого компонентного складу по трубопроводах відомої геометрії. Процес руху газу проходить із змінами в просторі (вздовж осі x) та часі t , тобто ми маємо п'ять невідомих.

Оскільки в системі чотирьох нелінійних рівнянь ми виявили п'ять незалежних невідомих величин, а решту параметрів вважаємо функціонально залежними, то для спільного розв'язування системи числовими методами у кінцевих приростах треба змодельовати додатково п'яте рівняння. Таке рівняння нам удалося побудувати, виходячи з припущення квадратичної залежності приросту по

координаті швидкості руху газу за часом. Виходячи з відомої диференційної форми рівняння [59]

$$w = \frac{\partial x}{\partial t}$$

нами запропоновано описати зв'язок між приростами Δx і Δt рівнянням, аналогічним усередненню тиску газу по довжині газопроводу

$$\frac{\Delta x}{\Delta t} = \frac{2}{3} \left[w + \frac{(w + \Delta w)^2}{2w + \Delta w} \right]. \quad (2.6)$$

Таким чином, базова математична модель одновимірного нестационарного руху реального газу на ділянці газопроводу представлена нами у вигляді системи диференціальних рівнянь (2.1), (2.2), (2.3), (2.4), (2.6).

При відомих функціях $z = F1(P, T)$, $\rho = F2(P, T)$, $D_j = F3(P, T)$, $c_p = F4(P, T)$, $\lambda = F5(P, T, w, k_e)$ запропонована нами система рівнянь у кінцевих приростах (позначаємо - dx , dt , dw , dP , dT) зводиться до вигляду [70] :

$$\begin{aligned} & \frac{\rho(P + dP, T + dT) - \rho(P, T)}{dt} + \frac{\rho(P + dP, T + dT) \cdot (w + dw) - \rho(P, T) \cdot w}{dx} = 0; \\ & \frac{dP}{dx} + \alpha \frac{\rho(P + dP, T + dT) \cdot (w + dw)^2 - \rho(P, T) \cdot w^2}{dx} + \\ & + g\rho(P_{cp}, T_{cp}) \frac{h_i(x, t)}{dx} + \frac{\rho(P + dP, T + dT) \cdot (w + dw) - \rho(P, T) \cdot w}{dt} + \\ & + \frac{\lambda(P_{cp}, T_{cp}, w_{cp}, k_e) \cdot \rho(P_{cp}, T_{cp}) w_{cp}^2}{2d} = 0; \end{aligned} \quad (2.7)$$

$$\begin{aligned} & c_p(P_{cp}, T_{cp}) \cdot dT \cdot (1 - D_j(P_{cp}, T_{cp}) \frac{dP}{dT}) + \frac{4K \cdot (T - T_{cp}) dx}{\rho(P_{cp}, T_{cp}) \cdot w_{cp}^2 d} + \\ & + \frac{(w + dw)^2 - w^2}{2} = 0; \end{aligned}$$

$$P = \rho z R T ;$$

$$\frac{dx}{dt} = \frac{2}{3} \left[w + \frac{(w + dw)^2}{2w + dw} \right].$$

В диференційній формі систему рівнянь (2.1)-(2.6) ми вирішували на першому етапі в Matcad методом Ранга-Кута четвертого порядку після ряду перетворень. Перетворення зроблено з метою видалення з системи рівнянь похідних одного з невідомих параметрів (густини газу). Остаточна система диференціальних рівнянь в часткових похідних (балансу маси, імпульсу та енергії), яка замикається співвідношеннями (2.4)-(2.6) набула такого вигляду:

$$\begin{aligned} \frac{1}{zRT} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{w}{zRT} \frac{\partial P}{\partial x} + \rho \frac{\partial w}{\partial x} - \frac{2\rho}{T} \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{1}{S} dG_x(x_e, t_e) &= 0; \\ \frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial w}{\partial t} + 2\alpha w \frac{\partial w}{\partial x} + (1 + \alpha) \frac{w^2}{P} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\lambda w^2}{2D} &= 0; \\ c_p \left(w \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial t} - D_j \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{4K(T - T_{sp})}{\rho D} + w \frac{\partial w}{\partial x} &= 0, \end{aligned} \quad (2.8)$$

де $dG_x(x_e, t_e)$ - поздовжня зміна масової витрати в просторово-часовій точці включення в роботу відгалуження або відводу (x_e, t_e) .

У системі рівнянь балансу маси і балансу імпульсу (2.8) похідні густини замінені похідними тиску та температури з використанням аналітики рівняння стану газу та швидкості газу. Інерційний член рівняння балансу імпульсу (друге рівняння системи) побудований з використанням лінійного миттєвого приросту поздовжньої координати з часом. У подальших дослідженнях не акцентується увага на перепаді геодезичних позначок та радіусів повороту, тому відповідні члени у системі рівнянь (2.8) опущено.

Результатом аналітичної трансформації системи диференціальних рівнянь з фізично незалежними функціями (тиску, температури та швидкості газу) у часткових похідних (за часом процесу та поздовжньою координатою) стала можливість її розв'язання в рамках наближених до виробничих початкових і граничних умов без відкидання енергетичних та інерційних членів рівнянь. Необхідно зазначити, що нам вдалось розв'язати систему рівнянь (2.8) з врахуванням ефекту Джоуля-Томсона.

Для опису залежності теплоємності газу і коефіцієнта Джоуля - Томсона від тиску і температури використовуємо математичні моделі, одержані нами

шляхом математичних перетворень із формул, що рекомендовані нормами технологічного проектування газопроводів [8]

$$c_p = 1695 + 1,838 \cdot T + \frac{1960(P - 10^5)}{T^3}, \text{ Дж/(кг·К)}. \quad (2.9)$$

$$D_j = \frac{10^{-3}}{c_p} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T^2} - 1,5 \right), \text{ К/Па}. \quad (2.10)$$

Математична модель для коефіцієнта стисливості газу має такий вигляд

$$z = 1 - 5,5 \cdot \frac{T^{1,3}}{T^{3,3}} P. \quad (2.11)$$

У математичні моделі (2.9) - (2.11) тиск газу необхідно підставляти в паскалях, температуру газу за шкалою Кельвіна.

Для коефіцієнта гідравлічного опору використовуємо формулу, що рекомендована чинними нормами технологічного проектування газопроводів [8]

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k_e}{d} \right)^{0,2}. \quad (2.12)$$

На базі побудованої систем рівнянь (2.7) та (2.8) з врахуванням (2.9)-(2.12) нами розроблений алгоритмічний блок в програмному процесорі Machcad.

Відомо, що система N нелінійних рівнянь з N невідомими величинами може бути розв'язана за умови наявності однозначного рішення в рамках граничних та початкових умов. На сьогодні розроблено ряд методів розв'язку системи нелінійних диференціальних рівнянь числовими методами. Зокрема, такі [2, 18, 59, 60, 62]:

- Conjugate Gradient (метод спряжених градієнтів);
- Levenberg-Marquart (метод Левенберга);
- Quasi-Newton (квазі-ньютонівський).

Саме ці обчислювальні методи використовувались нами на другому етапі розв'язання системи нелінійних газодинамічних рівнянь. Потім для прискорення обчислення ми перейшли до застосування більш швидких обчислювальних методів. Одночасно з цим змінювали завдання щодо точності розв'язку системи. Початкова точність отримана для всіх невідомих до третього знаку, а далі

забезпечено точність результатів до восьмого знаку після коми. Адекватність результатів також суттєво залежить від адекватності математичних моделей для розрахунку коефіцієнта стисливості газу, коефіцієнта гідравлічного опору, коефіцієнта Джоуля-Томсона тощо.

Початкові умови для розв'язування системи рівнянь (2.8) нами сформовані за допомогою системи рівнянь (2.7). Для всіх випадків початкові умови (розподіли по довжині газопроводу тиску, швидкості та температури газу у момент початку нестационарного процесу) вважались такими, що відповідають вихідному стаціонарному режиму роботи горизонтального модельного газопроводу без відборів та підкачувань газу.

Дві граничні умови (зміна температури та тиску газу у часі у кінці газопроводу) будувались з міркувань поступового переходу від одного до іншого стаціонарного режиму із зменшенням або збільшенням кількості обертів нагнітачів розташованої в кінці газопроводу КС за однаковий для всіх випадків період часу - 1000 с. Тривалість переходу від одного режиму роботи КС до іншого взято з виробничої практики – відповідної швидкості спрацювання типової САУ КС. Останньою формувалась гранична умова для розподілу швидкості на протязі часу процесу із стрибком в обраний момент часу (у близькій до початку газопроводу точці відбору або підкачування). Вона будувалась за зворотнім принципом - спираючись на відсоток зміни масової витрати під час умовного завершення нестационарного процесу.

Після врахування нами логарифмічної поздовжньої залежності теплопередавання (за рахунок переважно конвекційного теплообміну) від циліндричного тіла газопроводу в навколишнє середовище [61], а також застосування підстроювальних коефіцієнтів K_1 та K_2 біля двох членів рівнянь в системі рівнянь (2.8), ми визначили прийняту до подальшого використання в обчислювальному алгоритмі програми систему рівнянь із замикаючими функціональними залежностями [70]

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{z(P,T)RT} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{w}{z(P,T)RT} \frac{\partial P}{\partial x} + \rho(P,T) \frac{\partial w}{\partial x} - \frac{K_1 \rho(P,T)}{T} \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{1}{S} dG_x(x_\theta, t_\theta) = 0; \\
& \frac{1}{\rho(P,T)} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial w}{\partial t} + 2\alpha w \frac{\partial w}{\partial x} + (1+\alpha) \frac{w^2}{P} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\lambda(P,T,w,k_e)w^2}{2D} = 0; \\
& c_p(P,T) \left(w \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial t} - K_2 D_j(P,T) \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{4K \ln(T - T_{22})}{\rho(P,T)D} + w \frac{\partial w}{\partial x} = 0; \\
& c_p(P,T) = 1695 + 1,838 \cdot T + \frac{1960(P - 10^5)}{T^3};
\end{aligned} \tag{2.13}$$

$$D_j(P,T) = \frac{10^{-3}}{c_p(P,T)} \left(\frac{0,98 \cdot 10^6}{T^2} - 1,5 \right);$$

$$z(P,T) = 1 - 5,5 \cdot \frac{\Delta^{1,3}}{T^{3,3}} P;$$

$$\lambda(P,T,w,k_e) = 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}(P,T,w)} + \frac{2k_e}{D} \right)^{0,2}.$$

Використання підстроювальних коефіцієнтів (K_1, K_2) підвищило надійність роботи алгоритму щодо розв'язку системи диференціальних рівнянь у часткових похідних для всіх варіантів підкачувань та відборів газу.

Початкові та граничні умови до системи рівнянь (2.13) мають який вигляд:

$$\begin{aligned}
P(l,t) &= P_{\text{кcm}}(l,t)(t > 2000) + P_{\text{ncm}}(l,t)(2000 \geq t > 1000) \frac{2000-t}{1000} + \\
&+ P_{\text{ncm}}(l,t)(t < 1000) + P_{\text{кcm}}(l,t)(2000 \geq t > 1000) \frac{2000-t}{1000}; \\
T(l,t) &= T_{\text{кcm}}(l,t)(t > 2000) + T_{\text{ncm}}(l,t)(2000 \geq t > 1000) \frac{2000-t}{1000} + \\
&+ T_{\text{ncm}}(l,t)(t < 1000) + T_{\text{кcm}}(l,t)(2000 \geq t > 1000) \frac{2000-t}{1000};
\end{aligned} \tag{2.14}$$

$$w(o,t) = w_{\text{кcm}}(0,t)(600 < t) + w_{\text{ncm}}(0,t)(t \leq 600);$$

$$T(x,0) = T_{\text{ncm}}(x,0);$$

$$P(x,0) = P_{\text{ncm}}(x,0);$$

$$w(x,0) = w_{\text{ncm}}(x,0),$$

де $P_{нст}, T_{нст}, w_{нст}$ - тиск, температура та швидкість газу початкового стаціонарного режиму транспортування газу; $P_{кст}, T_{кст}, w_{кст}$ тиск, температура та швидкість газу нового (після закінчення змін параметрів нестационарного режиму роботи) стаціонарного процесу транспортування газу.

Просторово-часові залежності (граничні умови) в (2.14)

$$T_{нст}(x,0), P_{нст}(x,0), w_{нст}(x,0), P_{нст}(l,t), T_{нст}(l,t), w_{нст}(0,t)$$

розраховуються в програмі з використанням системи рівнянь в кінцевих приростах (2.7), записаної для рівнинного газопроводу та конвекційного теплообміну циліндричного тіла з навколишнім середовищем:

$$\begin{aligned} \frac{w+dw}{w} - \frac{\rho(P,T)}{\rho(P+dP,T+dT)} &= 0; \\ \frac{dP}{dx} + \alpha \frac{\rho(P+dP,T+dT) \cdot (w+dw)^2 - \rho(P,T) \cdot w^2}{dx} + \\ + \frac{\rho(P+dP,T+dT) \cdot (w+dw) - \rho(P,T) \cdot w}{dt} + \\ + \frac{\lambda(P_{cp},T_{cp},w_{cp},k_e) \cdot \rho(P_{cp},T_{cp})w_{cp}^2}{2d} &= 0; \quad (2.15) \\ c_p(P_{cp},T_{cp}) \ln \left(\frac{(T-T_{zp})}{T+dT-T_{zp}-D_j(P_{cp},T_{cp})dP} \right) - \frac{4K \cdot dt}{\rho(P_{cp},T_{cp}) \cdot d} &= 0; \\ P_{cp} &= \rho(P_{cp},T_{cp})z(P_{cp},T_{cp})RT_{cp}; \\ \frac{dx}{dt} &= \frac{2}{3} \left[w + \frac{(w+dw)^2}{2w+dw} \right], \end{aligned}$$

де dw, dP, dT, dx, dt , - кінцеві прирости швидкості, тиску, температури, лінійної координати та часу.

Результати розв'язання системи нелінійних рівнянь потребує принципової перевірки для того, щоб відкинути так звані фізично неможливі рішення. Така перевірка нами виконана шляхом співставлення результатів розрахунку параметрів руху стаціонарної течії газу за традиційною методикою [41], і методикою, яка пропонується нами. Окрім цього, для остаточної перевірки достовірності

отриманих залежностей параметрів термогазодинамічного процесу від часу та координати вздовж газопроводу можна використати методи обчислень, розроблені іншими науковими школами. Адекватність запропонованих математичних моделей і методів їх реалізації у комп'ютерній програмі перевірялася за методом, наведеним у роботі [18]. У ході перевірки використані однакові функції (2.9)-(2.12) для фізичних властивостей газу і термогазодинамічних параметрів течії газу.

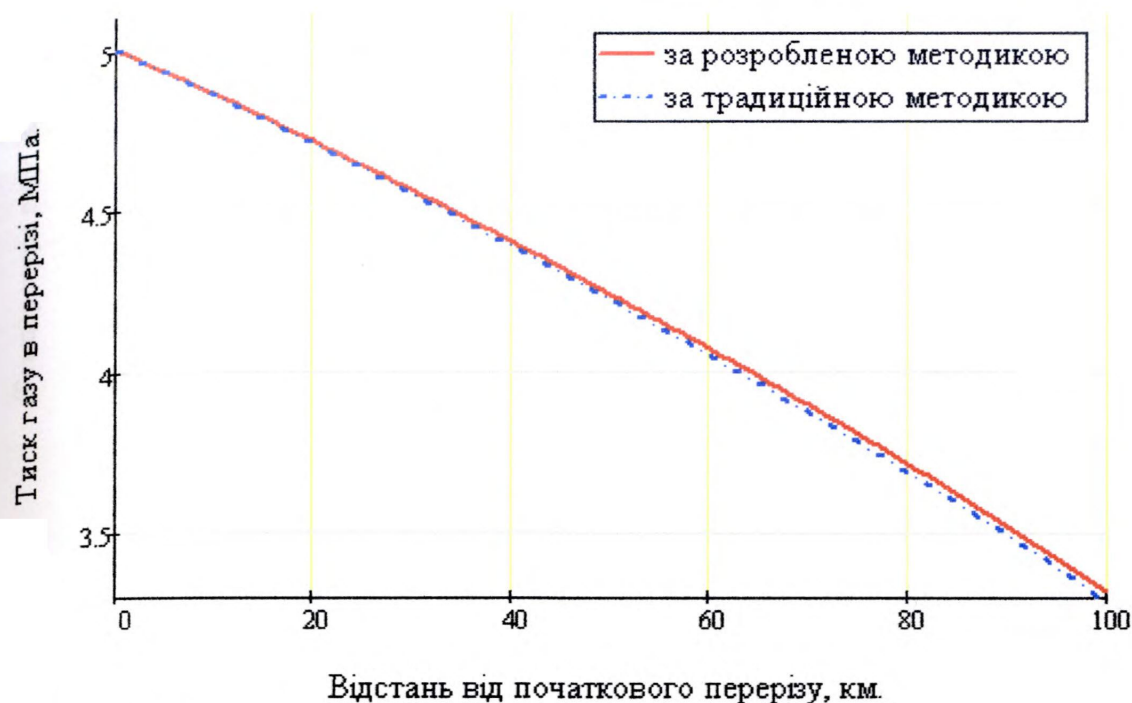
Для перевірки адекватності математичної моделі за розробленою програмою виконані теплогідравлічні розрахунки модельного газопроводу для початкових умов, тобто при стаціонарному режимі перекачування газу. Одержані результати співставлені з результатами розрахунку стаціонарного руху в трубопроводі за традиційними методиками з [41] (за однакових умов). Дослідження проведені для таких умов:

- довжина ділянки газопроводу $L = 100$ км;
- внутрішній діаметр $d = 0,996$ м;
- абсолютний тиск газу на початку ділянки $P_n = 5$ МПа;
- температура газу на початку ділянки $T_n = 300$ К;
- температура ґрунту на глибині укладання труби $T_{zp} = 280$ К;
- витрата газу на ділянці за стандартних умов $Q = 32$ млн.м³/д;
- відносна густина газу за повітрям $\Delta = 0,565$;
- газова стала $R = 508,4$ Дж/(кг·К);
- динамічна в'язкість газу $\eta = 12,5 \cdot 10^{-6}$ Па с;
- абсолютна еквівалентна шорсткість поверхні труби $k_e = 0,03$ мм;
- повний коефіцієнт теплопередачі від газу в довкілля $K = 1,41$ Вт/(м²·К).

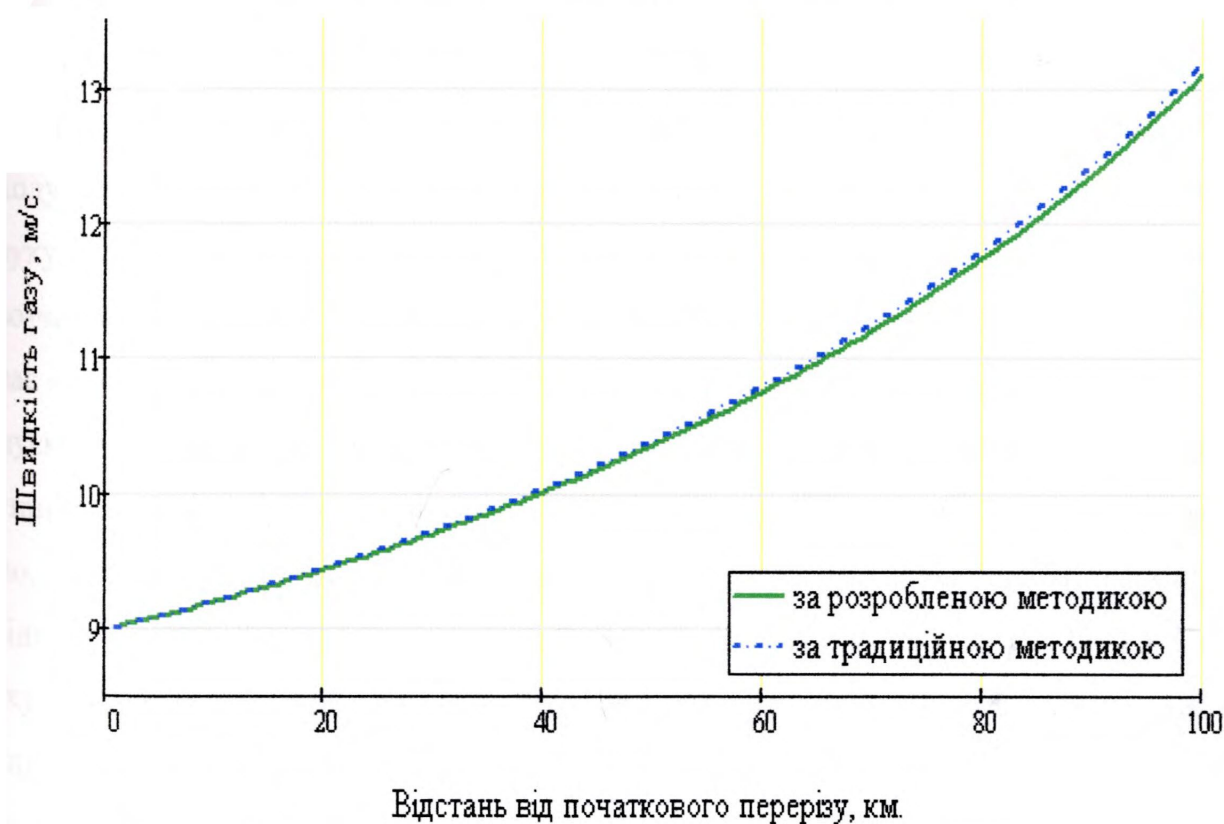
На рис.2.1-2.3 наведені результати порівняння результатів розрахунку параметрів стаціонарного руху газу в модельному газопроводі за двома методами.

Порівняння засвідчило, що різниця результатів розрахунків за двома методиками не перевищує 1 %, що знаходиться у межах точності загальноприйнятих

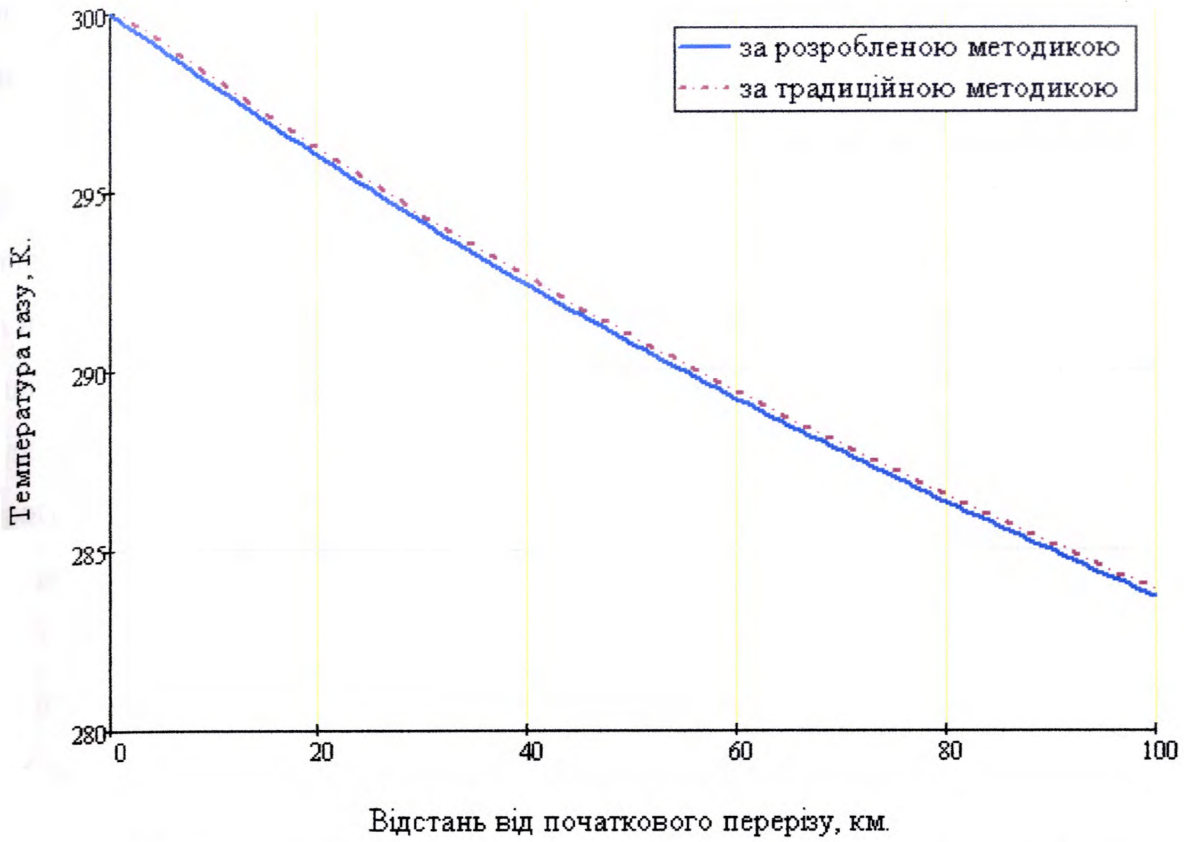
математичних моделей. Це є одне із свідчень адекватності розроблених математичних моделей.



2.1. Падіння тиску газу вздовж модельного газопроводу



2.2. Змінення швидкості газу вздовж модельного газопроводу



2.3. Змінення температури газу вздовж модельного газопроводу

Перевірка дала позитивні результати і цим самим підтвердила правомірність використання запропонованих розробок для прогнозування нестационарних режимів роботи газопроводів розгалуженої структури. Перевагами даного підходу є не тільки достатньо висока точність та швидкість розрахунку параметрів руху у просторі та часі, але й можливість введення в будь-якій точці просторово-часової площини змін витрати газу, фізичних властивостей газу тощо. Це надає можливість апріорного введення неоднорідностей в об'єкт досліджень. Формуємо початкові умови в газопроводі за результатами розрахунків параметрів стаціонарного руху газу у модельному газопроводі (див. рис. 2.1- 2.3). Вважаємо, що на початку ділянки (на п'ятому кілометрі) знаходиться точка під'єднання відводу до шляхового споживача (або точка підкачування газу від ПСГ). Спочатку моделюємо відбір газу до шляхового споживача. Використовуючи дані експлуатації розподільних газопроводів УМГ «Харківтрансгаз», дослідження проводимо для відносно малого шляхового відбору газу (5 % витрати газу у магістралі), середнього (10 %) і значного (20 %). Після цього проводимо аналогічні

дослідження для відносно малого шляхового підкачування газу (5 %), середнього (10 %) і значного (20 %).

Діаграми на рис. 2.4 - 2.6 та діаграми додатку А ілюструють одержані нами закономірності зміни тиску P , масової витрати M , швидкості руху w та температури газу T по довжині газопроводу (координата x) та у часі t . В додатку А наведено також серію залежностей, які показують закономірності зміни тиску, швидкості і температури газу у часі у кількох перерізах модельного газопроводу для різних обсягів шляхового відбору газу. Аналогічно за розробленою нами програмою моделюємо підкачування газу у магістраль із ПСГ. Дослідження проводимо для малого (5 % витрати у магістралі), середнього (10 %) і значного (20 %) обсягу підкачування газу. Діаграми на рис. 2.7 - 2.8 та графічні матеріали додатку А ілюструють одержані нами закономірності зміни масової витрати, тиску, швидкості та температури газу по довжині газопроводу x і у часі t .

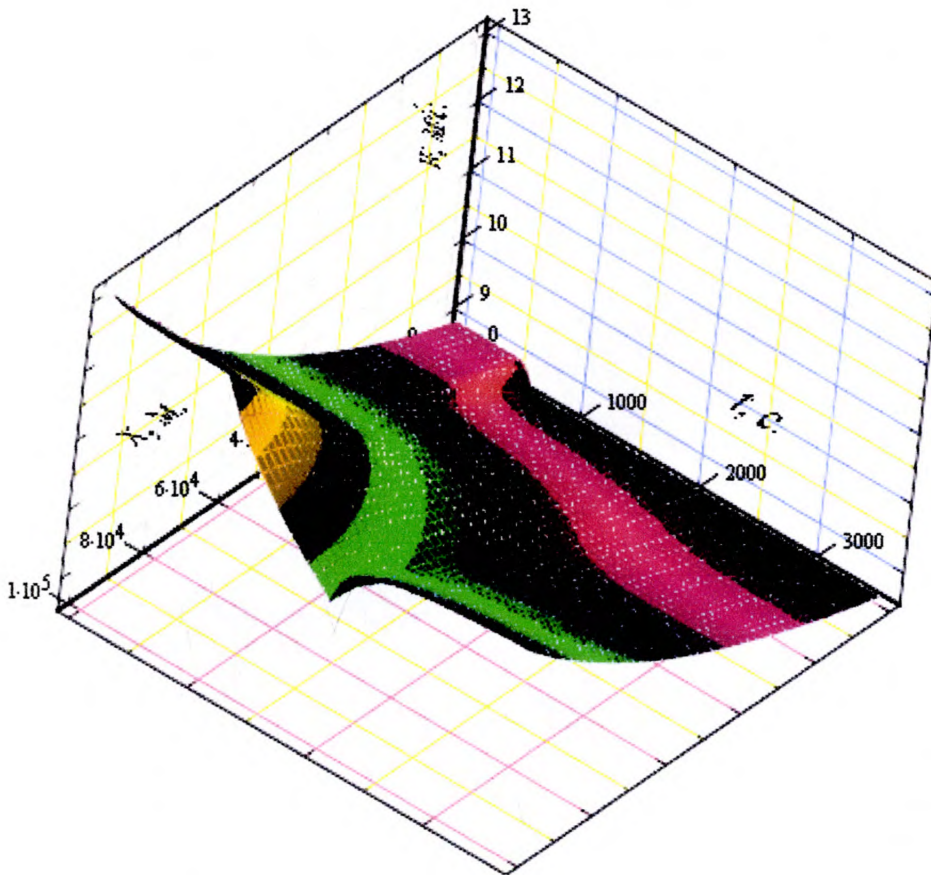


Рис. 2.4. Діаграма швидкості газу при відборі 5 % газу

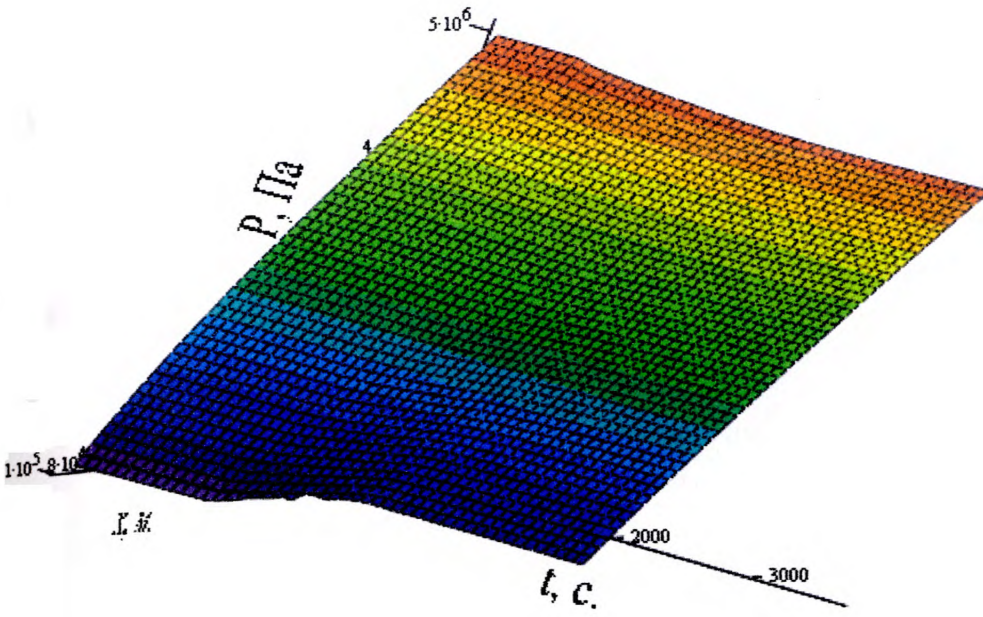


Рис. 2.5. Діаграма тиску газу при відборі 5 % газу

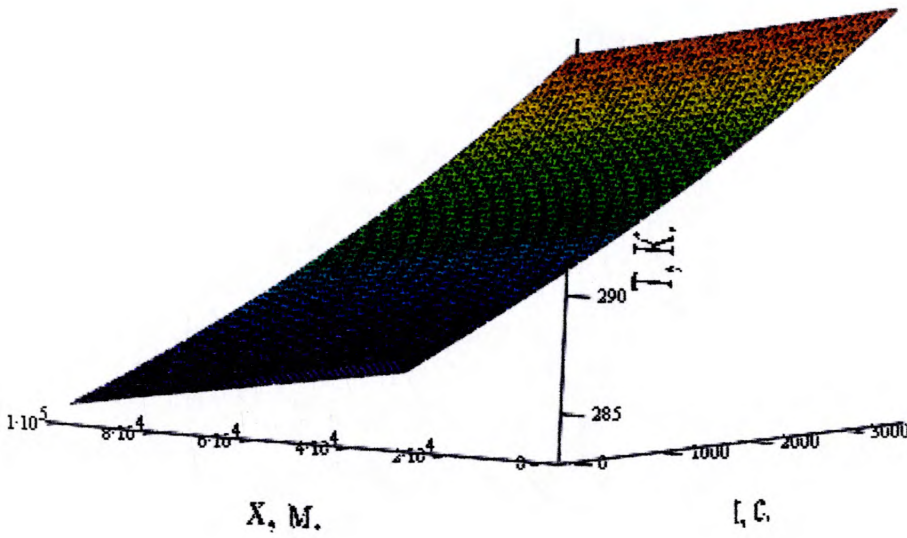


Рис. 2.6. Діаграма температури газу при відборі 5 % газу

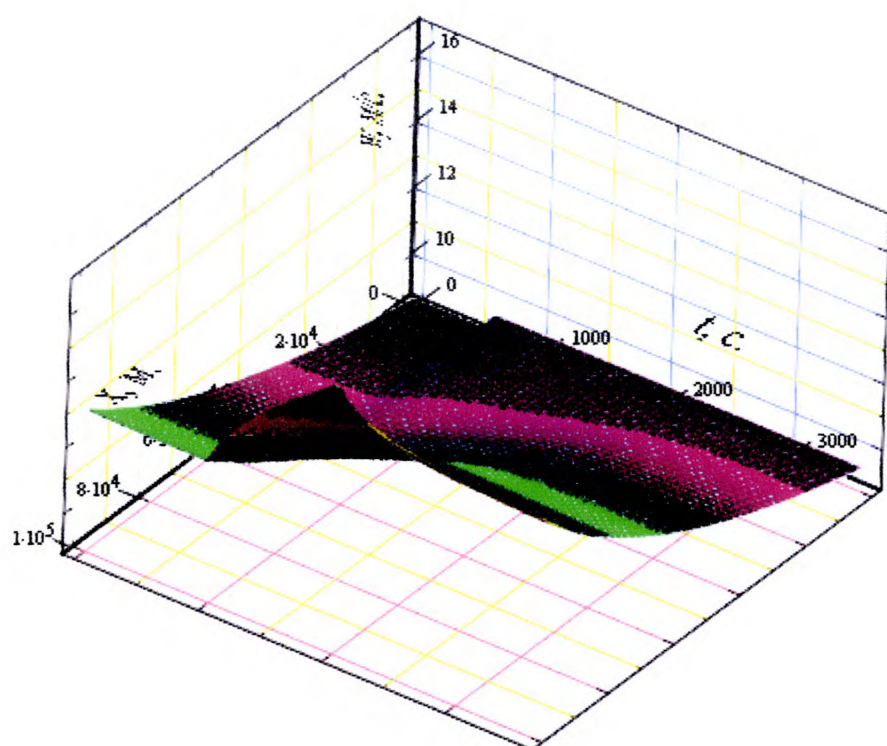


Рис. 2.7. Діаграма швидкості газу при підкачуванні 10 % газу

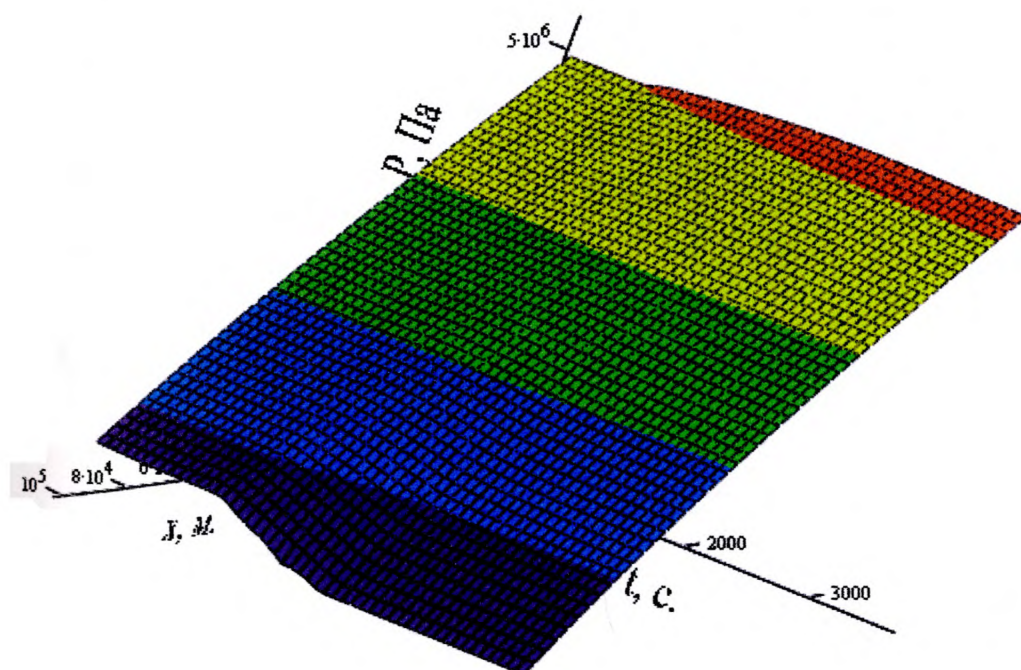


Рис. 2.8. Діаграма тиску газу при підкачуванні 10 % газу

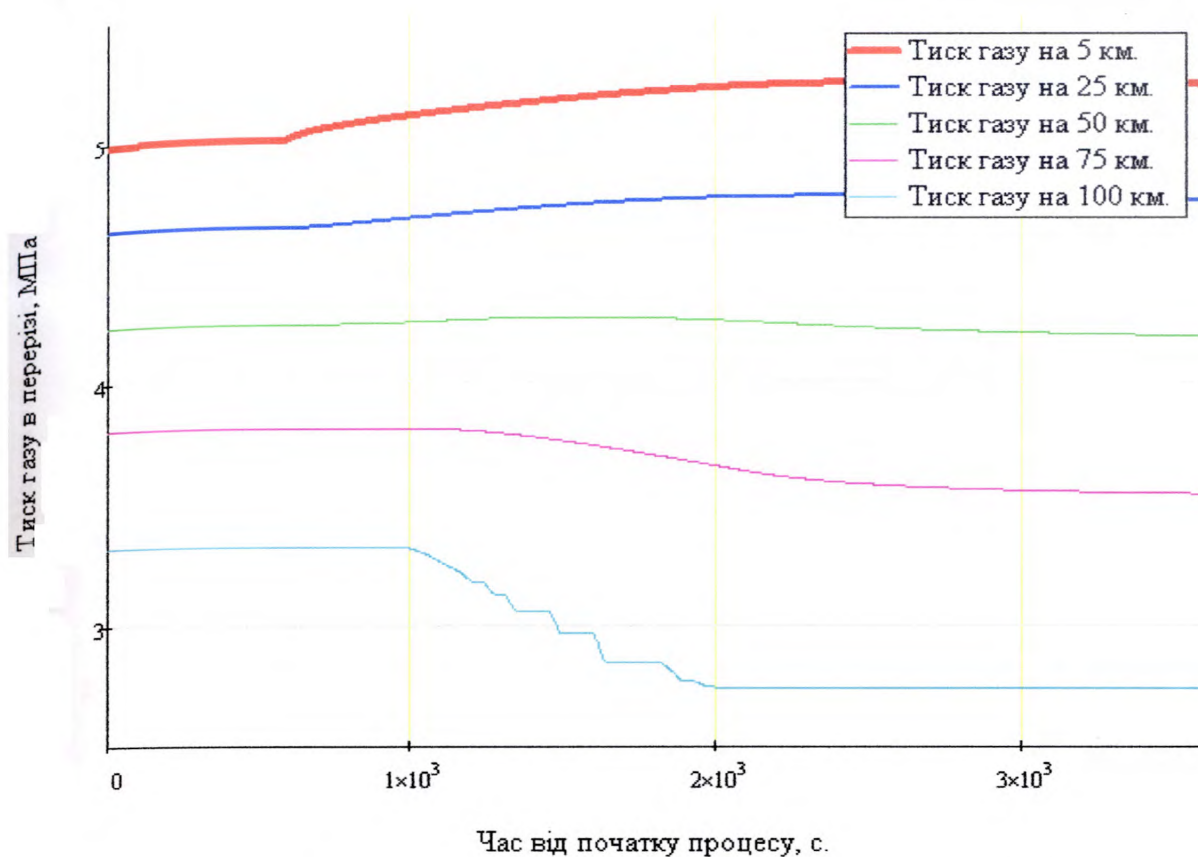


Рис. 2.9. Змінення тиску газу в перерізах при підкачуванні 20 % газу

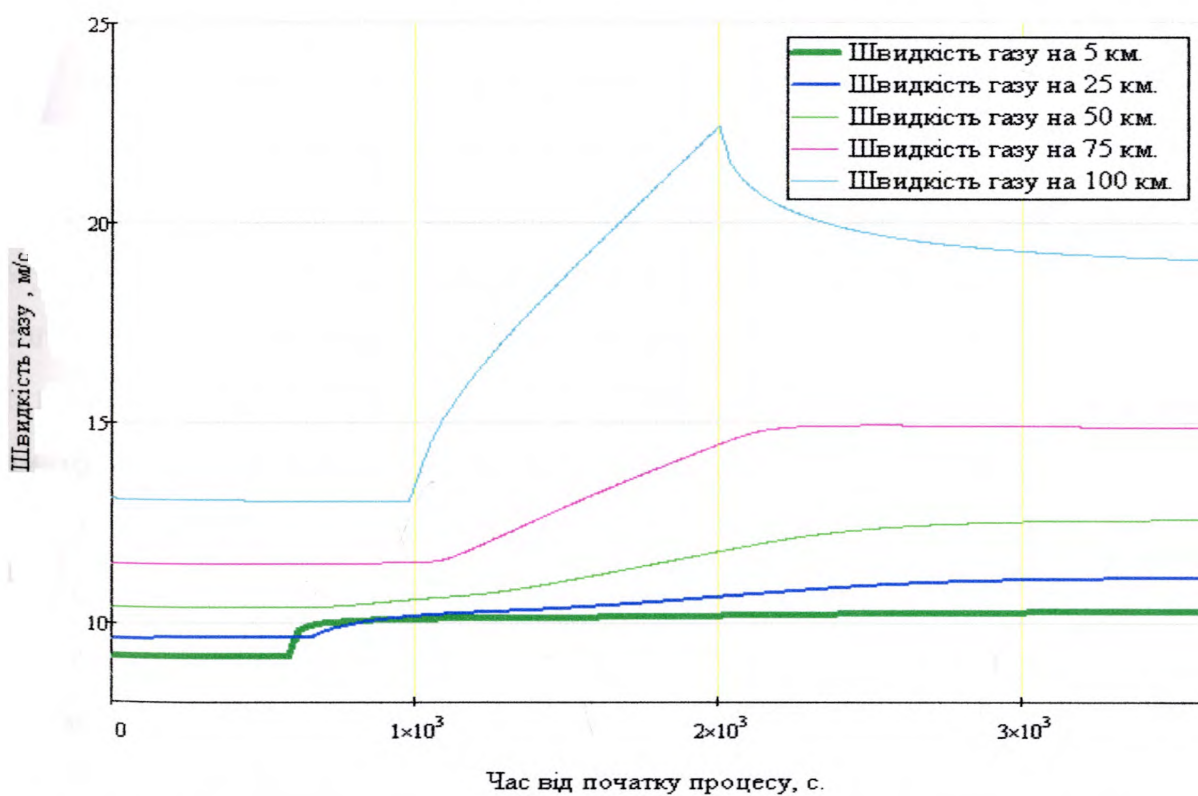


Рис. 2.10. Змінення швидкості газу в перерізах при підкачуванні 20 % газу

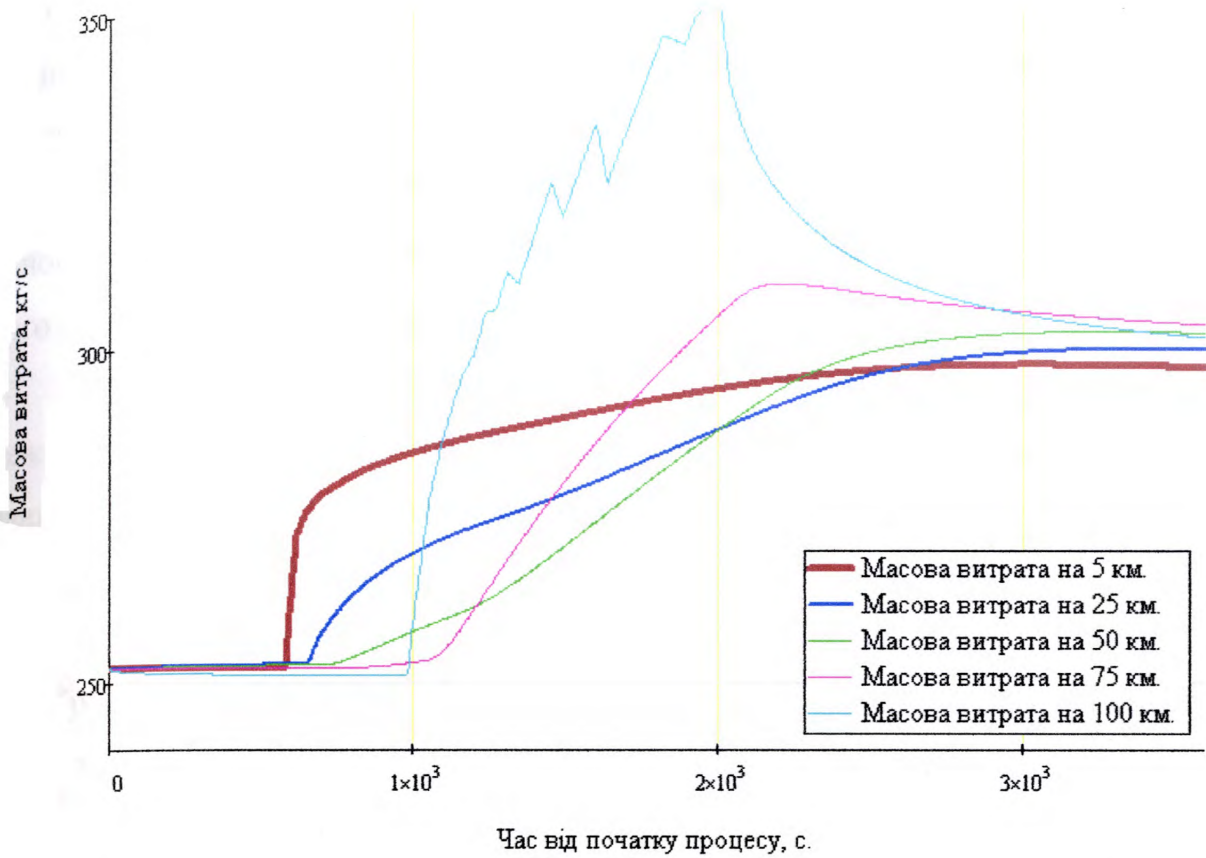


Рис. 2.11. Змінення масової витрати газу в перерізах при підкачуванні 20 % газу

Слід зазначити, що нестационарність створювалась шляхом збільшення та зменшення масової витрати газу на двох розрахункових кроках поздовжньої координати і часу синхронно за допомогою трикутного або пірамідального імпульсу. Додавання або віднімання частини масової витрати газу при незмінній решті параметрів процесу вбудовано нами алгоритмічно в рівняння нерозривності потоку та граничні умови. У розрахунках стабілізація наставала з поверненням масової витрати процесу до прогнозованого рівня за умови зменшення коливання тиску до 5 % за хвилину.

Оскільки температура газу коливаються в розглянутих нестационарних процесах не більше, ніж 2 %, то для аналізу амплітуд коливання і часу стабілізації використовуємо в подальшому залежності швидкості та тиску від повздовжньої координати газопроводу та часу.

Аналіз отриманого часу стабілізації процесів залежно від величини збурення (обсягів відбору чи підкачування газу) говорить про його збільшення (див.

табл. 2.1) із зростанням величини раптової зміни масової витрати. Із табл. 2.1 видно, що максимальна амплітуда збурення (найбільший сплеск у кінці газопроводу) також збільшується. Потрібно зазначити, що раптовою зміною масової витрати для всіх розрахованих варіантів нестационарного режиму роботи модельного газопроводу вважалось зміна швидкості на протязі одного розрахункового кроку, дискретизованого за часом процесу.

Для повноти аналізу наведемо на рис. 2.12 і рис. 2.13 одержані нами залежності тиску та масової витрати від лінійної координати для варіанта підкачування 10 % газу (від початкової масової витрати) у модельний газопровід із підключеного до його п'ятого кілометра газопроводу-відгалуження.

Розглянемо спільно залежності тиску, швидкості та масової витрати від часу (рис. 2.9 – рис. 2.11) із залежностями тиску та масової витрати від поздовжньої координати (рис. 2.30 і рис. 2.31). На перших кілометрах газопроводу чітко видно змінення стрибком масової витрати на шестисотій секунді процесу. Після десятої хвилини ми спостерігаємо розвиток та подальше затухання нестационарного режиму роботи газопроводу.

Таблиця 2.1

Тривалості стабілізації та амплітуди сплеску масової витрати для різних варіантів відбору та підкачування газу на п'ятому кілометрі модельного газопроводу

№	Варіант нестационарного режиму роботи модельного газопроводу	Час умовної стабілізації процесу, тис. с.	Амплітуда сплеску масової витрати в кінці газопроводу, кг/с
1	Відбір 5 % газу	4,3	-36
2	Відбір 10 % газу	4,7	-85
3	Відбір 20 % газу	5,1	-153
4	Підкачування 5 % газу	3,9	24
5	Підкачування 10 % газу	4,1	51
6	Підкачування 20 % газу	4,3	103

Газопровід спочатку ніби спорожнюється в середніх перерізах (50-75 км), що добре пояснюється гідравлічним тимчасовим закупорюванням після отримання додаткових мас газу в початкових перерізах (рис. 2.13). Далі закупорка з силою виштовхується і збільшується швидкість в кінцевих перерізах газопроводу. Потім, розпочинаючи з певного значення часу, що залежить від величини шляхового відбору чи підкачування газу, параметри теплогазодинамічного режиму модельного газопроводу наближаються до нового сталого рівня, що відповідає новому квазістаціонарному режиму роботи газопроводу зі зміненою масовою витрати після точки під'єднання відгалуження або відводу.

Це найкраще всього видно на діаграмах та залежностях швидкості та масової витрати газу (зокрема, на рис. 2.7, рис. 2.9, рис. 2.11 тощо). Тут ми спостерігаємо майже лінійне зменшення кінцевого тиску без сплесків (з незначними, але помітними ознаками складних нестационарних явищ), а також набагато складнішу криву залежності масової витрати від часу.

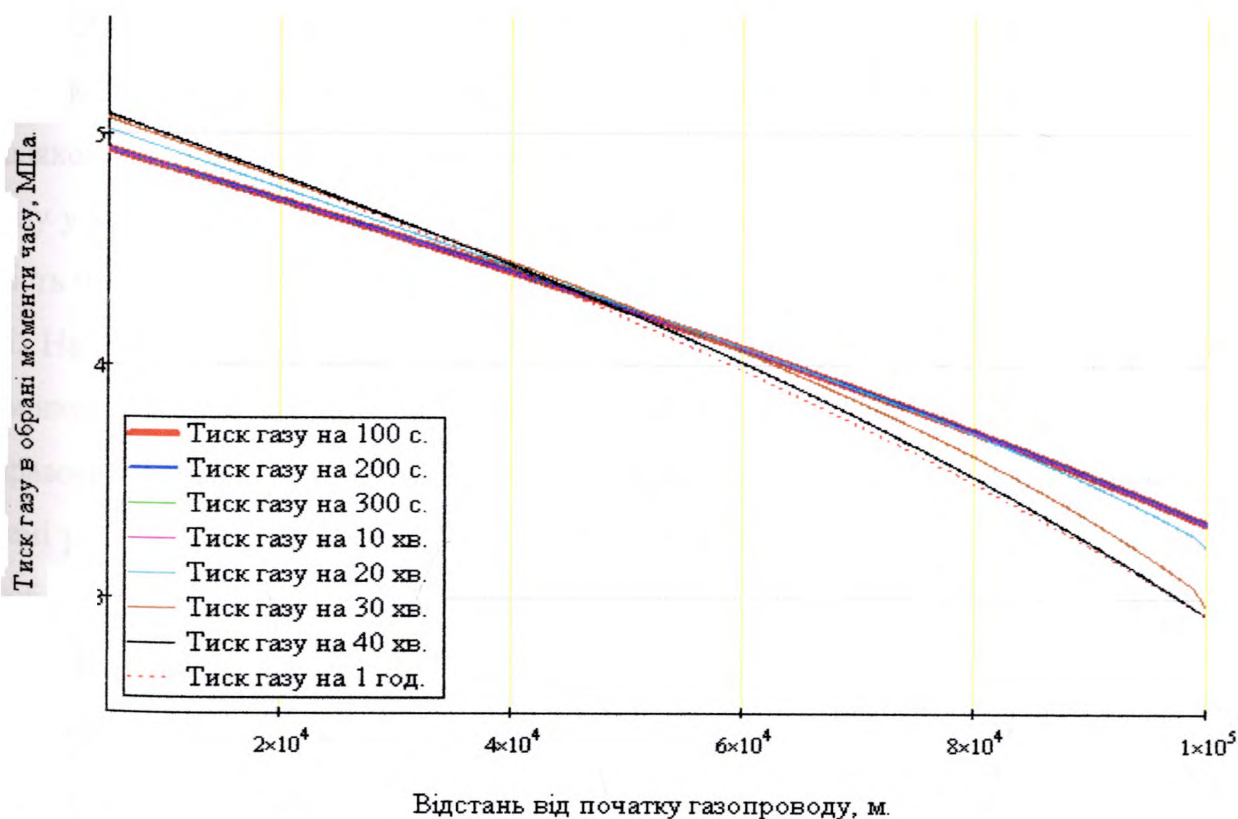


Рис. 2.12. Змінення тиску газу вздовж газопроводу при підкачуванні 10 % газу

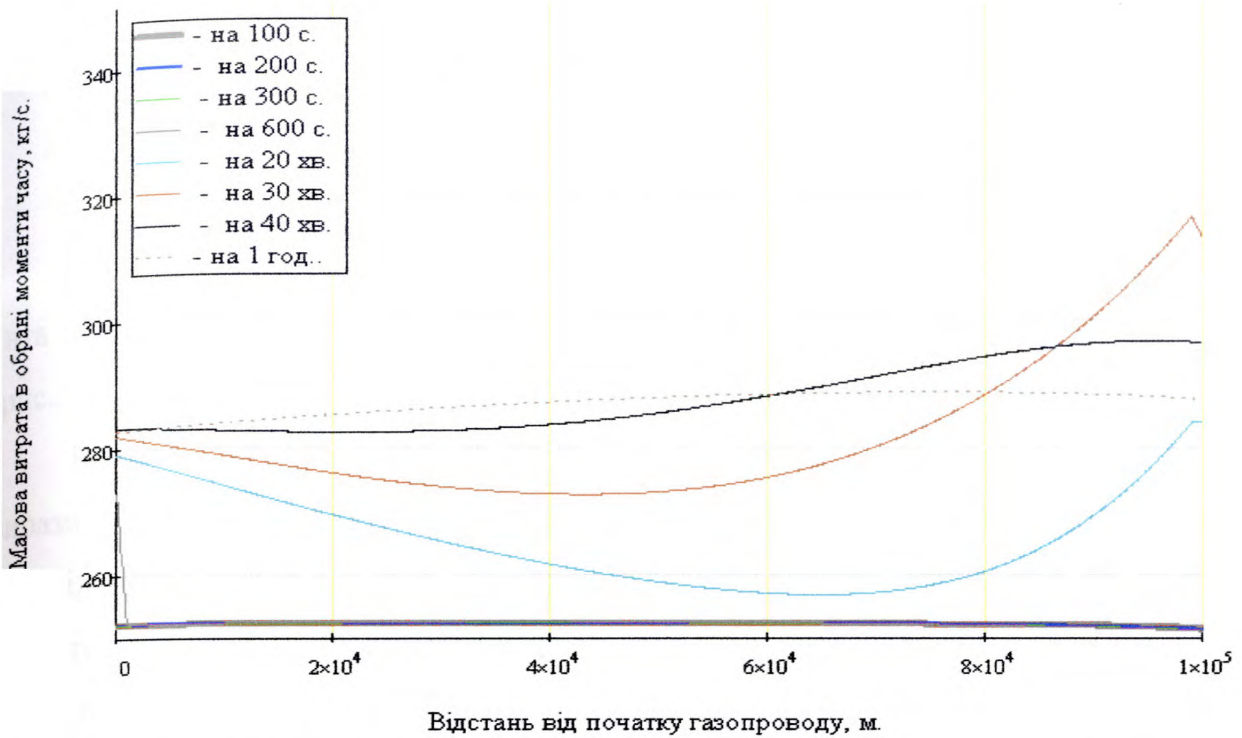


Рис. 2.13. Змінення витрати вздовж газопроводу при підкачуванні 10 % газу

Аналізуючи вплив нестационарних процесів на температурний режим модельного газопроводу, автор зробив такий висновок. Якщо температура газу при шляховому відборі або підкачуванні не відрізняється суттєво від температури газу у магістральному газопроводу у точці приєднання відводу, то нестационарність процесу незначно впливає на розподіл температури газу по довжині і у часі. На протязі майже двох годин процесу температура газу у довільному перерізі змінювалась дуже повільно, не більше ніж на 1-4 К. Цей результат підтверджує правомірність використання спрощеного рівняння теплообміну в загальній системі рівнянь та залежностей (2.13-2.15) щодо розрахунку режимних параметрів роботи розгалужених газопроводів.

Використовуючи дані табл.2.1, для розглянутих варіантів відбору і підкачування газу обчислюємо критерій нестационарності, запропонований Грудзом В.Я. у такому вигляді

$$N_t = \frac{\delta Q d}{\lambda \bar{w} t}, \quad (2.16)$$

- де δQ - відносна зміна витрати газу;
 d - внутрішній діаметр газопроводу;
 λ - усереднений коефіцієнт гідравлічного опору;
 $\bar{w}$ - усереднена по довжині і у часі швидкість руху газу;

Результати розрахунків виражаємо у вигляді залежності значення коефіцієнта нестационарності від частки шляхового відбору і підкачування газу (рис.2.14 і рис.2.15).

Використовуючи графіки на рис.2.14 і рис.2.15 або одержані аналітичні вирази можна прогнозувати тривалість нестационарних процесів при відборах або підкачуваннях газу в розподільних газопроводах. Таким чином, наведені вище графічні та аналітичні залежності, одержані для широкого діапазону шляхових відборів та підкачувань газу, засвідчили, що використовуючи запропоновану математичну модель та розроблене програмне забезпечення, можна прогнозувати складні термогазодинамічні процеси, що супроводжують перекачування газу у розгалужених газопроводах.



Рис. 2.14. Залежність критерія нестационарності від частки шляхового відбору газу із модельного газопроводу

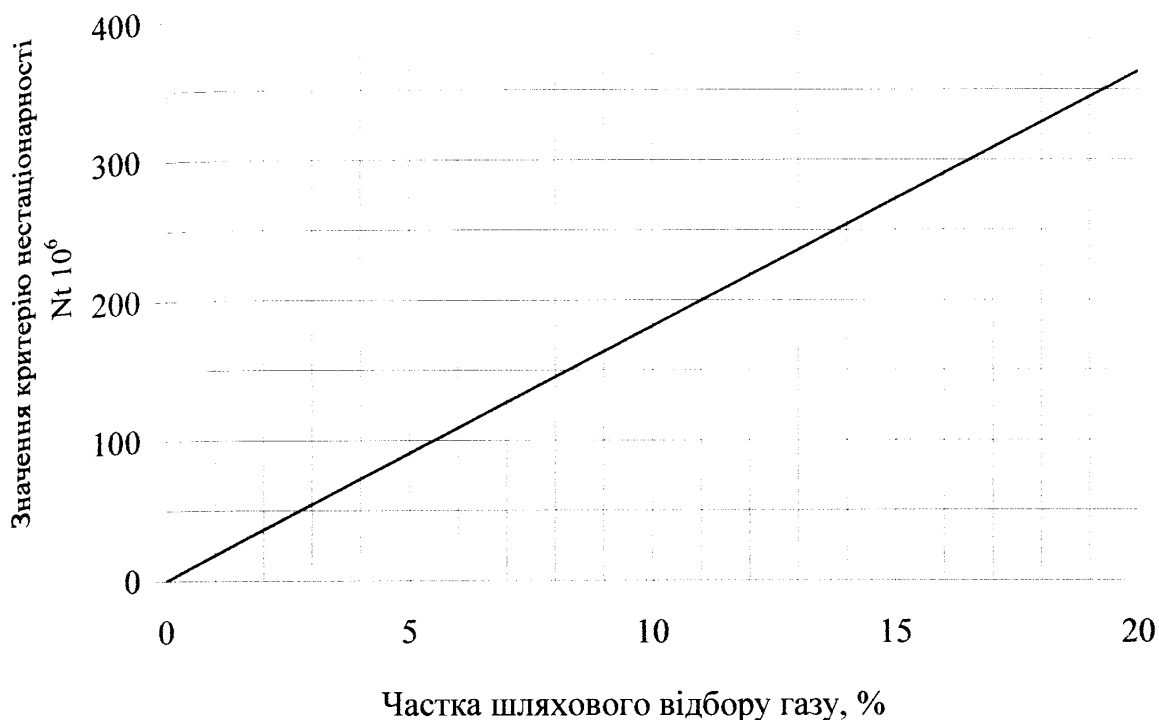


Рис. 2.15. Залежність критерія нестационарності від частки шляхового підкачування газу в модельний газопровід

2.2. Математичне моделювання нестационарного руху газу у міжнитковій перемичці магістрального газопроводу

Як зазначалося вище, одним із найбільш поширених елементів геометричної складності структури магістральних газопроводів України є наявність паралельно прокладених ниток газопроводів, між якими передбачаються перемички. Перемичкою будемо називати коротку ділянку газопроводу, втратами тиску на якій в більшості випадків можна знехтувати. На перемичках передбачається запірна арматура. При відкритті перемички (запірної арматури) окремі нитки газопроводів об'єднуються у єдину газодинамічну систему. При цьому виникають нестационарні процеси, що характеризуються змінами по довжині ниток газопроводу і у часі масової витрати газу, тиску і температури.

Розрахунок основних режимних параметрів транспортування газу в короткому відрізку трубопроводу (перемичка між двома газопроводами) в умовах швидкого відкриття запірного пристрою є досить складною задачею. Її

розв'язання потребує модифікації базової системи диференціальних рівнянь та лінеаризації окремих залежностей [2,18].

Економічні реалії сьогодення потребують більш точного оцінювання витрати газу та енергетичних втрат під час швидких перетоків газу через короткі трубопроводні перемички. Це особливо актуально у разі частих змін режимів роботи кільканиткових газопроводів шляхом відкриття чи закриття перемичок на вході і виході компресорних станцій, а також на перегонах між компресорними станціями.

У підрозділі 2.1. нами розроблена математична модель нестационарних термогазодинамічних процесів, що супроводжують рух на ділянці розгалуженого газопроводу [70]. Зазначена модель абсолютно придатна для опису нестационарних термогазодинамічних процесів на ділянках кільканиткового газопроводу між компресорними станціями. Довжини таких ділянок становлять сто і більше кілометрів. У той же час довжини міжниткових перемичок становлять від кілька сот метрів до кількох кілометрів. Стосовно коротких відрізків або перемичок газопроводів з відносно швидкими змінами тиску, спричиненими інтенсивним початковим збуренням, можна використовувати запропоновану методику тільки з певними, наведеними нижче, змінами аналітичних залежностей.

Відомо, що під час прискорення руху газу та великих перепадів тиску між початковим та кінцевим перерізом короткої труби збільшується вплив ефекту Джоуля-Томсона на термобаричні просторово-часові залежності. У таких випадках не завжди можна застосовувати наближену формулу для коефіцієнта Джоуля-Томсона, яка рекомендована для теплових розрахунків протяжної ділянки підземного газопроводу [41]

$$D_j = 231600 \frac{\sqrt{25 - P}}{T^{2,19}}, \text{ К/МПа}; \quad (2.17)$$

P - абсолютний тиск газу;

T - термодинамічна температура газу;

Класична термодинаміка пропонує таку рекурентну формулу розрахунку інтегрального дросель-ефекту [21, 42]:

$$D_j = \frac{1}{P_1 - P_2} \int_{P_2}^{P_1} \left\{ \left[\frac{1}{c_p(P, T)} \right] \cdot \left[T \frac{d}{dT} \frac{1}{\rho(P, T)} - \frac{1}{\rho(P, T)} \right] \right\} dP, \quad (2.18)$$

де $c_p(P, T)$ - теплоємність газу за сталого тиску;

$\rho(P, T)$ - густина газу, функція тиску і температури.

Для розв'язування рівняння (2.18) необхідно спочатку у підінтегральний вираз підставити аналітичні залежності густини та теплоємності газу від тиску і температури і виконати диференціювання за температурою.

Використовуємо рівняння стану реального газу у вигляді (2.5). Формулу для коефіцієнта стисливості газу запишемо у вигляді

$$z = 1 - \chi \frac{P}{T^{3,3}}, \quad (2.19)$$

де χ - комплекс величин;

$$\chi = 5,5 \cdot \Delta^{1,3}, \quad (2.20)$$

Δ - відносна густина газу за повітрям.

Проводимо диференціювання з врахуванням рівняння стану газу (2.5) і формул (2.19) та (2.20)

$$\frac{d}{dT} \frac{1}{\rho(P, T)} = \frac{d}{dT} \left(\frac{zRT}{P} \right) = \frac{d}{dT} \left[\frac{R}{P} \left(1 - \frac{\chi P}{T^{3,3}} \right) \cdot T \right] = T \frac{R}{P} + 2,3 \frac{\chi R}{T^{3,3}}. \quad (2.21)$$

Формула (2.18) з урахуванням аналітичних виразів (2.19)-(2.21) приймає вигляд [71]

$$D_j = \frac{1}{P_1 - P_2} \int_{P_2}^{P_1} \left\{ \left[\frac{1}{c_p(P, T)} \right] \cdot \left[T \frac{R}{P} + 2,3 \frac{\chi R}{T^{2,3}} \right] - T \frac{R}{P} \left(1 - \frac{\chi R}{T^{2,3}} \right) \right\} dP. \quad (2.22)$$

Шляхом математичних перетворень одержуємо

$$D_j = \frac{1}{P_1 - P_2} \int_{P_2}^{P_1} \left\{ \left[\frac{1}{c_p(P, T)} \right] \cdot \frac{3,3 \chi R}{T^{2,3}} \right\} dP. \quad (2.23)$$

Для розрахунку теплоємності газу при сталому тиску вибираємо формулу, що рекомендована нормами технологічного проектування газопроводів [8].

Шляхом математичних перетворень рівняння (2.23) зводимо до вигляду

$$D_j = \frac{1}{P_1 - P_2} \int_{P_2}^{P_1} \frac{18,15 \Delta^{1,3} R T^{-2,3}}{1695 + 1,838 T + 1960 T^{-3} P} dP. \quad (2.24)$$

Виконуємо інтегрування рівняння (2.24), у результаті одержуємо уточнену математичну модель для визначення коефіцієнта Джоуля-Томсона [71]

$$D_j = 9,26 \cdot 10^{-3} \frac{\Delta^{1,3} R T^{0,7}}{(P_1 - P_2)} [\ln(1695 + 1,838 T + 1960 \cdot T^{-3} P_1) - \ln(1695 + 1,838 T + 1960 \cdot T^{-3} P_2)] \quad (2.25)$$

Порівняємо результати розрахунку коефіцієнта Джоуля-Томсона за традиційною формулою (2.17) і запропонованою математичною моделлю (2.25). Приймаємо абсолютний тиск газу $P = 4 \cdot 10^6$ Па, температуру газу $T = 280$ К, відносну густину газу за повітрям $\Delta = 0,565$, газову сталу $R = 508,4$ Дж/(кг·К), перепад тиску $\Delta P = 10^5$ Па. Формула (2.17) дає такий результат:

$$D_j = 231600 \frac{\sqrt{25-4}}{280^{2,19}} = 4,64 \text{ К/МПа} = 4,64 \cdot 10^{-6} \text{ К/Па.}$$

Використовуючи запропоновану формулу (2.25), знаходимо уточнене значення коефіцієнта Джоуля-Томсона для зазначених вище умов

$$D_j = 4,05 \cdot 10^{-6} \text{ К/Па.}$$

Таким чином, запропонований метод дав змогу на 15 % уточнити значення коефіцієнта Джоуля-Томсона. Ось чому її використання передбачаємо при розв'язуванні системи газодинамічних рівнянь, що описують як нестационарний, так і стаціонарний рух газу у перемичці магістрального газопроводу.

Оскільки довжина перемички невелика, то втрати енергії у ній на тертя можуть бути одного порядку зі змінами інших видів енергії газу. Тому при розрахунку перемичок не будемо нехтувати складовою, яка враховує зміну кінетичної енергії газу у рівняннях руху і повної енергії газу.

Автором запропонований підхід до розв'язування даної задачі, який відрізняється від методів, пропонує у роботах [2,18]. Він базується на результатах експериментальних досліджень [72] та обробці статистичних даних режимів ро-

боти магістральних газопроводів та АГНКС [46]. Оскільки довжина міжниткової перемички МГ або відводу від МГ до ГРС значно більша за її діаметр, а процес не можна вважати ізоентальпійним, то прийнято рішення вдосконалити розроблену систему газодинамічних рівнянь.

Для можливості використання розробленої системи газодинамічних рівнянь (2-13)-(2-15) щодо розрахунку коротких ділянок газопроводу було вирішено модифікувати відносно малий останній член третього рівняння (2.13). Використаємо перевірену на практиці формулу Александрова [72]

$$dT = \frac{k-1}{k} \frac{dw^2}{2R} \quad (2.26)$$

або у такому вигляді

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{k-1}{k} \frac{w}{R} \frac{\partial w}{\partial t}. \quad (2.27)$$

Третє рівняння системи (2.13) з урахуванням (2.27) приймає вигляд

$$c_p(P, T) \left(w \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial t} - K_2 D_j(P, T) \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{4K \ln(T - T_{cp})}{\rho(P, T) D} + \frac{k-1}{k} \frac{w}{R} \frac{\partial w}{\partial t} = 0. \quad (2.28)$$

Для врахування початкових та граничних умов, а також переходу від змішаної системи одиниць до прийнятої в дисертаційній роботі, додаємо коефіцієнт K_3 у рівняння (2.28). У результаті отримуємо остаточний вигляд рівняння балансу енергії

$$c_p(P, T) \left(w \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial t} - K_2 D_j(P, T) \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{4K \ln(T - T_{cp})}{\rho(P, T) D} + K_3 \frac{k-1}{k} \frac{w}{R} \frac{\partial w}{\partial t} = 0. \quad (2.29)$$

Коефіцієнт K_3 виконує не тільки математичну функцію, але й фізично враховує вплив зміни швидкості газу на теплообмін газу з навколишнім середовищем у короткій ділянці газопроводу вже для конкретного співвідношення l/D та саме в пусковий період роботи перемички.

У результаті введення рівняння (2.29) у систему (2.13) нами отримана модифікована система диференціальних рівнянь для короткого відрізка газопроводу, наприклад, міжниткової перемички.

Дослідження закономірностей нестационарних процесів поводимо для модельного газопроводу-перемички за таких умов:

- довжина ділянки газопроводу-перемички $L = 2$ км;
- внутрішній діаметр газопроводу-перемички $d = 0,996$ м;
- початковий абсолютний тиск газу на ділянці $P_{a1} = 5$ МПа;
- кінцевий абсолютний тиск газу на ділянці $P_{a2} = 4$ МПа;
- температура газу на початку ділянки $T_n = 300$ К;
- температура ґрунту на глибині укладання труби $T_{gp} = 280$ К;
- витрата газу на ділянці за стандартних умов $Q = 8$ млн.м³/д;
- відносна густина газу за повітрям $\Delta = 0,565$;
- газова стала $R = 508,4$ Дж/(кг·К);
- динамічна в'язкість газу $\eta = 12,5 \cdot 10^{-5}$ Па·с;
- абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби $k_e = 0,03$ мм;
- повний коефіцієнт теплопередачі від газу в навколишнє середовище $K = 1,41$ Вт/(м²·К);
- час відкриття запірного пристрою на ділянці $t_{кр} = 10$ с.

Граничні умови для модифікованої системи диференціальних рівнянь в часових похідних вибирались з практичної точки зору та з врахуванням таких міркувань:

- швидкість газу через запірний пристрій збільшується лінійно в період від початку до закінчення її відкриття;
- тиск газу стає практично однаковим на початку та в кінці перемички після завершення нестационарного процесу;
- температура газу на початку і в кінці газопроводу-перемички не змінюється, а також незначно змінюється в окремих її перерізах під час короткотермінових коливань тиску (пусковий період);

– стабілізація режиму роботи кільканиткового газопроводу при роботі з відкритими між нитковими перемичками триває набагато довше, ніж явно виражений нестационарний режим роботи безпосередньо самої перемички (в пусковий період), яка швидко дозаповнюється і працює далі синхронно з кільканитковим газопроводом.

Відкриття перемички між двома нитками МГ спричинює газодинамічний аналог відбору газу із нитки з більшим тиском та підкачування газу у нитку МГ з меншим тиском. Закономірності нестационарних процесів при шляхових відборах та підкачуваннях газу на протяжних ділянках газу нами вже досліджені у підрозділі 2.1. Суттєво відрізнятись буде тільки початковий період швидких нестационарних явищ поблизу перемички та безпосередньо у її порожнині. Саме цей період (пусковий) явно виражених нестационарних процесів у перемичці досліджено за допомогою модифікованої системи рівнянь (2.13). Для якісної та кількісної візуалізації, масштаби просторово-часових залежностей змінено на два порядки.

Дослідження проведені за таких припущень:

- газ, що рухається в нитці МГ змінює швидкість без стрибків під час його часткового перенаправлення до перемички;

- енергія, яка потрібна для повільного шляхового повороту потоку газу на 90 градусів не надає суттєвого вкладу в рівняння балансу руху та енергії;

- запірний пристрій розташований посередині перемички;

- початок поздовжньої координати розташований в перерізі фактичного місцезнаходження запірної пристрою, а сама вісь направлена по ходу потоку газу через перемичку;

- діаметр перемички не відрізняється від діаметра ниток МГ (які також однакового діаметра) і можна не враховувати втрати тиску від зміни перерізу;

За зазначених умов розраховано три варіанти тривимірних газодинамічних залежностей режимних параметрів транспортування газу для різної витрати газу через перемичку (перепускання через перемичку 2, 4 та 8 млн. м³/д). При цьому витрата газу в нитках МГ після перемички змінювалася: в одній нитці збільшувалась, в іншій – зменшувалась відповідно на 5 %, 10 % та 25 %.

На рис. 2.16 – рис. 2.18 показані одержані залежності тиску газу від часу у кількох перерізах перемички для варіанту перепуску 25 %, 10 %, 5 % витрати газу між двома однаковими нитками МГ під час відкриття запірного пристрою. У додатку А наведені отримані в ході досліджень залежності для швидкості та масової витрати випадків міжниткового перепускання 25%, 10 % та 5 % витрати газу, що транспортується магістральним газопроводом.

Діаграми зміни швидкості газу у часі для трьох випадків різного обсягу перепускання газу перемичкою показані на рис. 2.19 – рис. 2.21.

На другому етапі газодинамічних досліджень довжину міжниткової перемички було збільшено в два рази. При цьому частота процесії (перша характеристична частота) відповідно зменшилась у два рази. Приклади одержаних для цього випадку графічних залежностей наведені на рис. 2.22 і рис. 2.23.

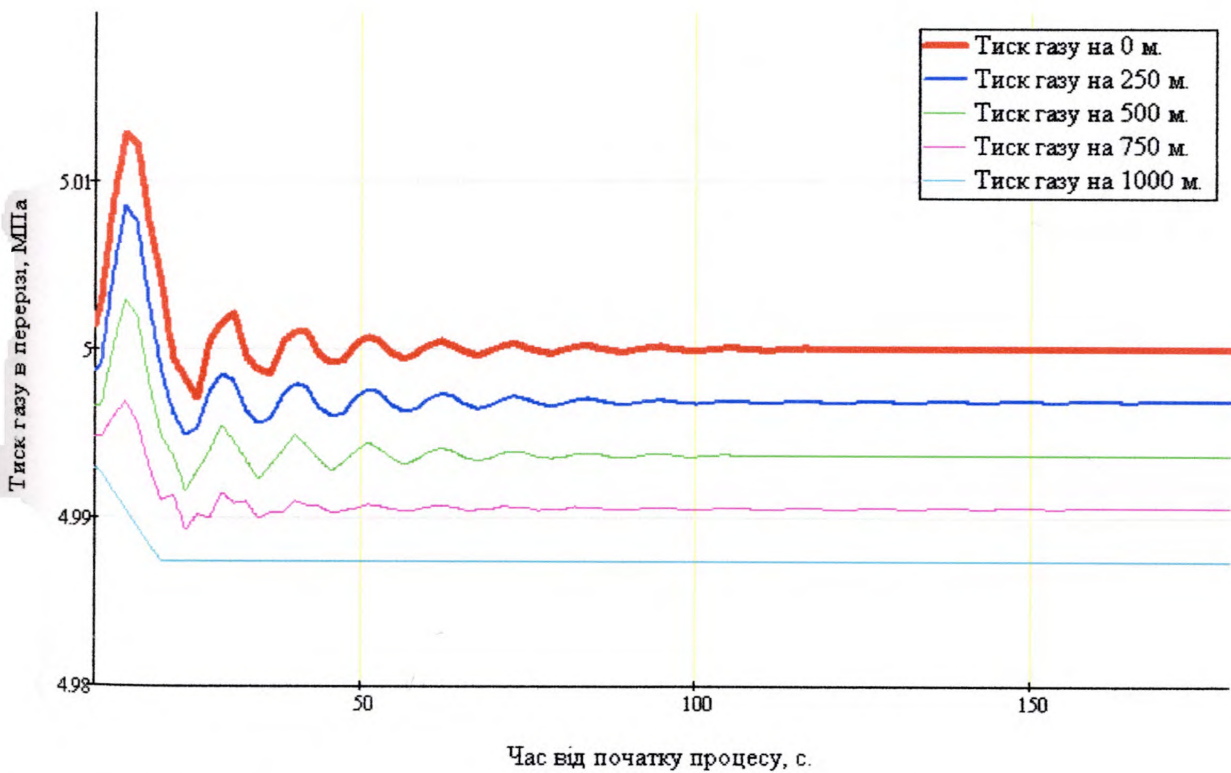


Рис. 2.16. Змінення тиску газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 25 % газу

На рис. 2.16 – рис. 2.18 показані одержані залежності тиску газу від часу у кількох перерізах перемички для варіанту перепуску 25 %, 10 %, 5 % витрати газу між двома однаковими нитками МГ під час відкриття запірного пристрою. У додатку А наведені отримані в ході досліджень залежності для швидкості та масової витрати випадків міжниткового перепускання 25%, 10 % та 5 % витрати газу, що транспортується магістральним газопроводом.

Діаграми зміни швидкості газу у часі для трьох випадків різного обсягу перепускання газу перемичкою показані на рис. 2.19 – рис. 2.21.

На другому етапі газодинамічних досліджень довжину міжниткової перемички було збільшено в два рази. При цьому частота процесії (перша характеристична частота) відповідно зменшилась у два рази. Приклади одержаних для цього випадку графічних залежностей наведені на рис. 2.22 і рис. 2.23.

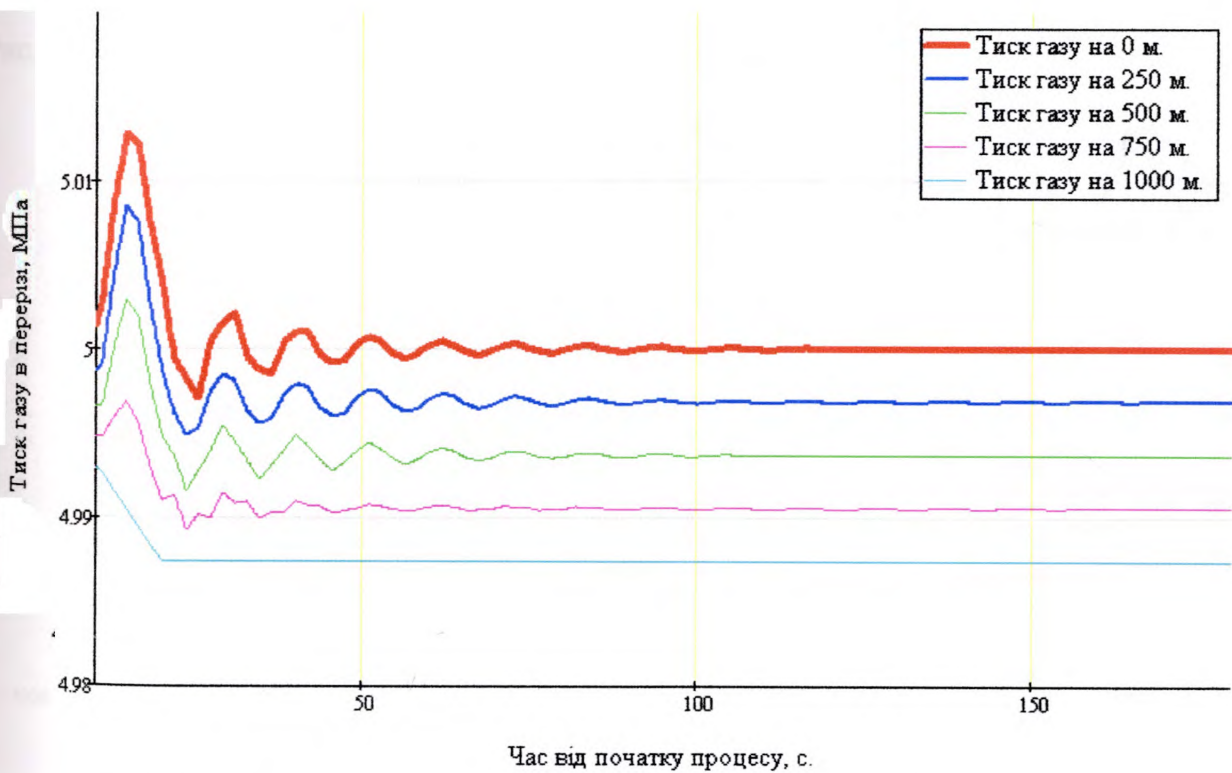
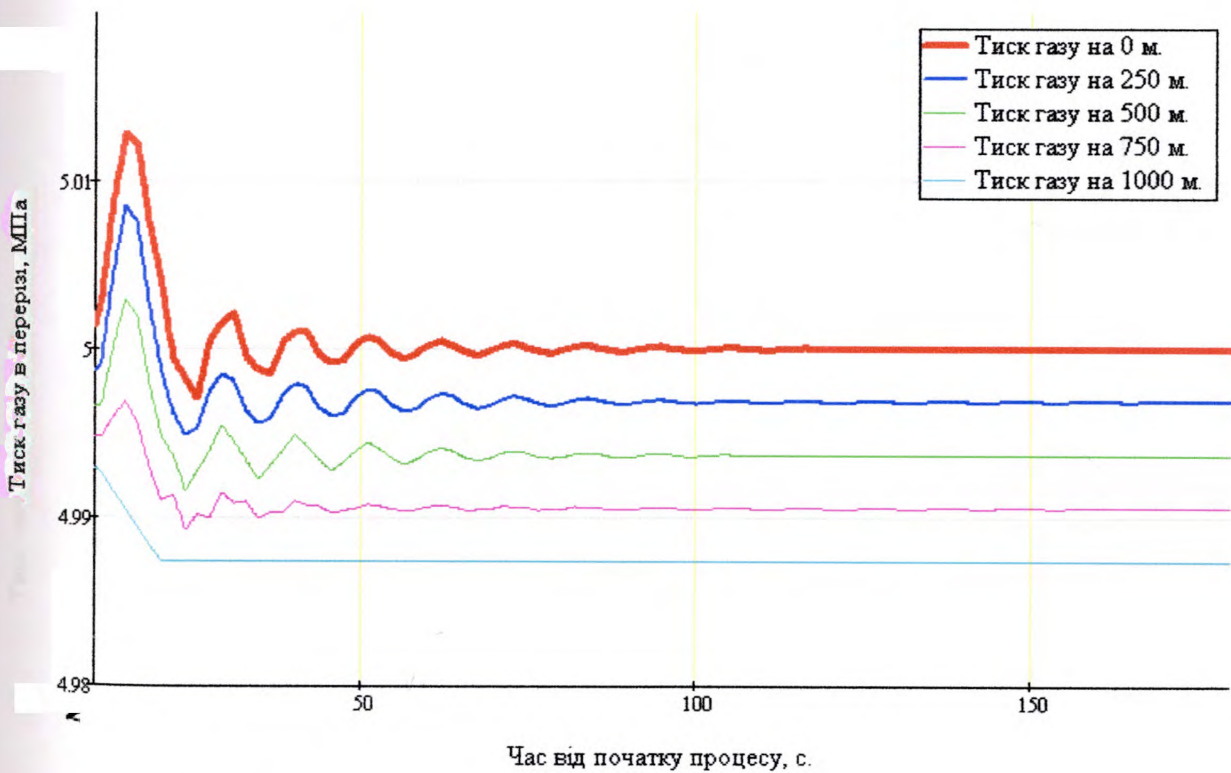


Рис. 2.16. Змінення тиску газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 25 % газу

На рис. 2.16 – рис. 2.18 показані одержані залежності тиску газу від часу у кількох перерізах перемички для варіанту перепуску 25 %, 10 %, 5 % витрати газу між двома однаковими нитками МГ під час відкриття запірного пристрою. У додатку А наведені отримані в ході досліджень залежності для швидкості та масової витрати випадків міжниткового перепускання 25%, 10 % та 5 % витрати газу, що транспортується магістральним газопроводом.

Діаграми зміни швидкості газу у часі для трьох випадків різного обсягу перепускання газу перемичкою показані на рис. 2.19 – рис. 2.21.

На другому етапі газодинамічних досліджень довжину міжниткової перемички було збільшено в два рази. При цьому частота процесії (перша характеристична частота) відповідно зменшилась у два рази. Приклади одержаних для цього випадку графічних залежностей наведені на рис. 2.22 і рис. 2.23.

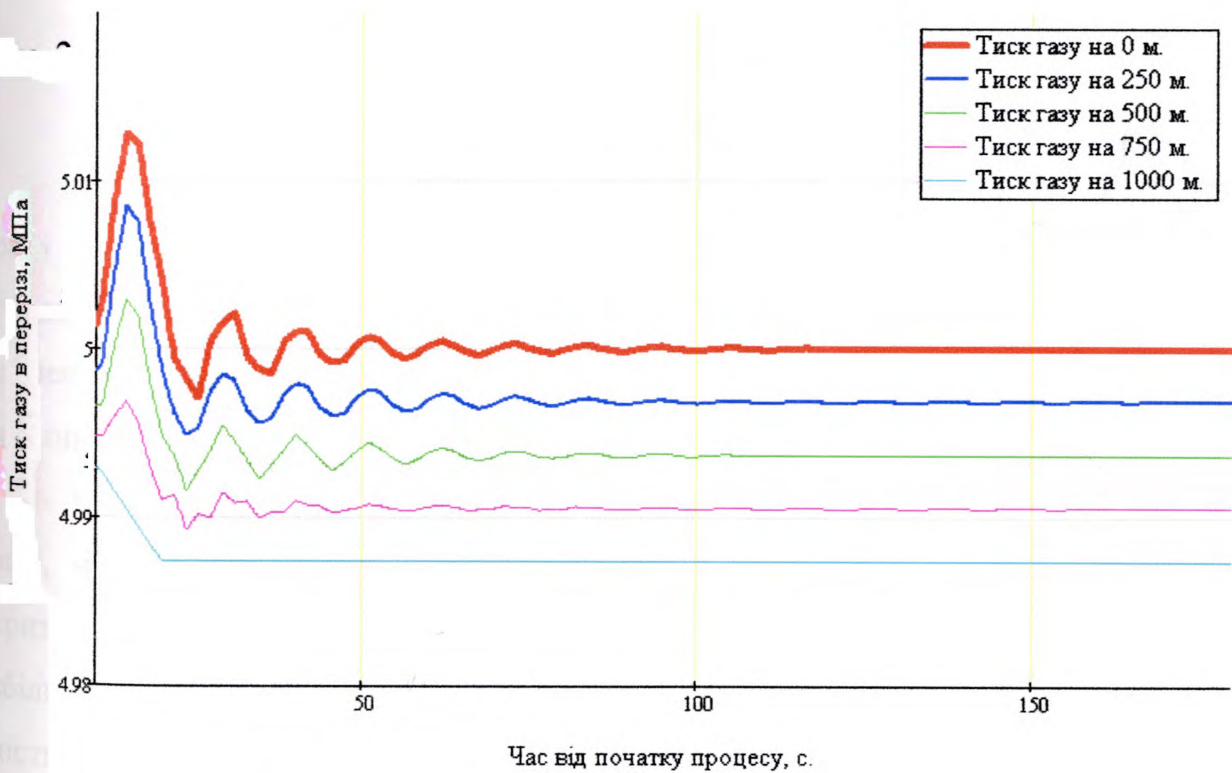


Фиг. 2.16. Змінення тиску газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 25 % газу

На рис. 2.16 – рис. 2.18 показані одержані залежності тиску газу від часу у кількох перерізах перемички для варіанту перепуску 25 %, 10 %, 5 % витрати газу між двома однаковими нитками МГ під час відкриття запірного пристрою. У додатку А наведені отримані в ході досліджень залежності для швидкості та масової витрати випадків міжниткового перепускання 25%, 10 % та 5 % витрати газу, що транспортується магістральним газопроводом.

Діаграми зміни швидкості газу у часі для трьох випадків різного обсягу перепускання газу перемичкою показані на рис. 2.19 – рис. 2.21.

На другому етапі газодинамічних досліджень довжину міжниткової перемички було збільшено в два рази. При цьому частота процесії (перша характеристична частота) відповідно зменшилась у два рази. Приклади одержаних для цього випадку графічних залежностей наведені на рис. 2.22 і рис. 2.23.



Фиг. 2.16. Змінення тиску газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 25 % газу

На рис. 2.16 – рис. 2.18 показані одержані залежності тиску газу від часу у кількох перерізах перемички для варіанту перепуску 25 %, 10 %, 5 % витрати газу між двома однаковими нитками МГ під час відкриття запірного пристрою. У додатку А наведені отримані в ході досліджень залежності для швидкості та масової витрати випадків міжниткового перепускання 25%, 10 % та 5 % витрати газу, що транспортується магістральним газопроводом.

Діаграми зміни швидкості газу у часі для трьох випадків різного обсягу перепускання газу перемичкою показані на рис. 2.19 – рис. 2.21.

На другому етапі газодинамічних досліджень довжину міжниткової перемички було збільшено в два рази. При цьому частота процесії (перша характеристична частота) відповідно зменшилась у два рази. Приклади одержаних для цього випадку графічних залежностей наведені на рис. 2.22 і рис. 2.23.

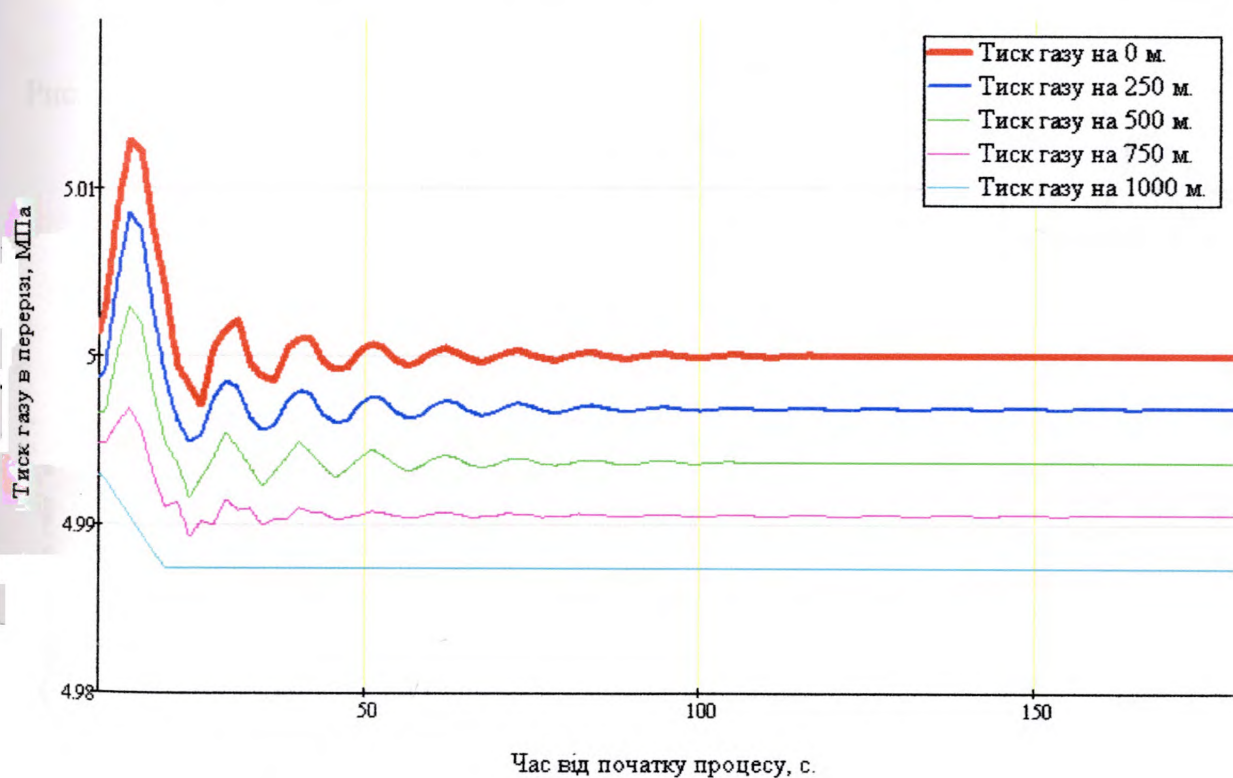


Рис. 2.16. Змінення тиску газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 25 % газу

На рис. 2.16 – рис. 2.18 показані одержані залежності тиску газу від часу у кількох перерізах перемички для варіанту перепуску 25 %, 10 %, 5 % витрати газу між двома однаковими нитками МГ під час відкриття запірного пристрою. У додатку А наведені отримані в ході досліджень залежності для швидкості та масової витрати випадків міжниткового перепускання 25%, 10 % та 5 % витрати газу, що транспортується магістральним газопроводом.

Діаграми зміни швидкості газу у часі для трьох випадків різного обсягу перепускання газу перемичкою показані на рис. 2.19 – рис. 2.21.

На другому етапі газодинамічних досліджень довжину міжниткової перемички було збільшено в два рази. При цьому частота процесії (перша характеристична частота) відповідно зменшилась у два рази. Приклади одержаних для цього випадку графічних залежностей наведені на рис. 2.22 і рис. 2.23.

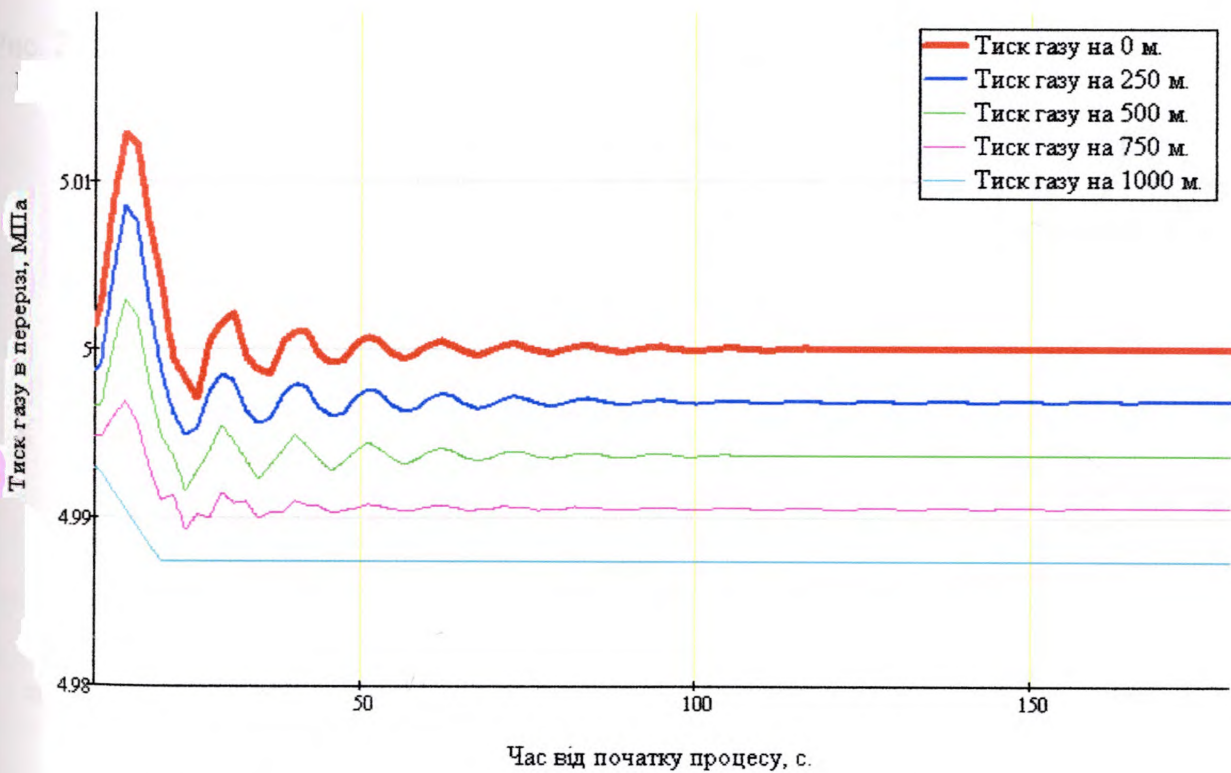


Рис. 2.16. Змінення тиску газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 25 % газу

На рис. 2.16 – рис. 2.18 показані одержані залежності тиску газу від часу у кількох перерізах перемички для варіанту перепуску 25 %, 10 %, 5 % витрати газу між двома однаковими нитками МГ під час відкриття запірного пристрою. У додатку А наведені отримані в ході досліджень залежності для швидкості та масової витрати випадків міжниткового перепускання 25%, 10 % та 5 % витрати газу, що транспортується магістральним газопроводом.

Діаграми зміни швидкості газу у часі для трьох випадків різного обсягу перепускання газу перемичкою показані на рис. 2.19 – рис. 2.21.

На другому етапі газодинамічних досліджень довжину міжниткової перемички було збільшено в два рази. При цьому частота процесії (перша характеристична частота) відповідно зменшилась у два рази. Приклади одержаних для цього випадку графічних залежностей наведені на рис. 2.22 і рис. 2.23.

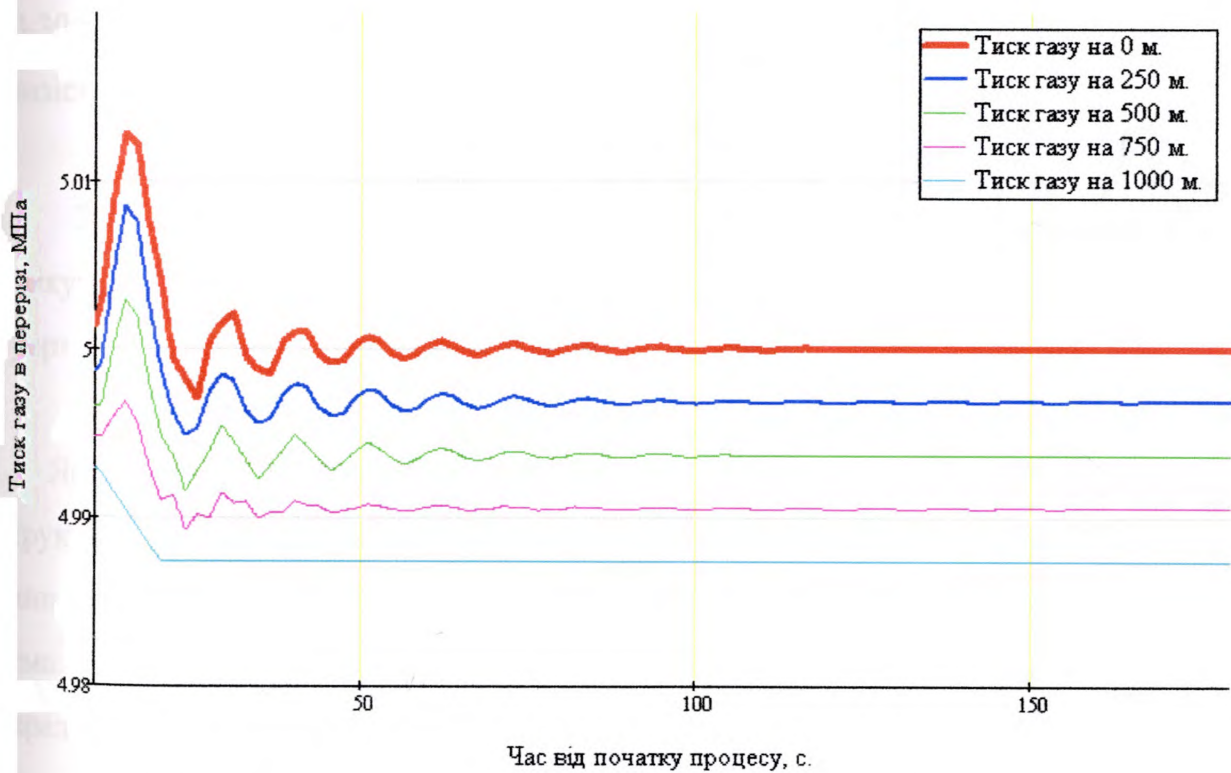


Рис. 2.16. Змінення тиску газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 25 % газу

Результати досліджень закономірностей нестационарних процесів у міжниткових перемичках перевірені шляхом виконання контрольних прикладів розрахунків за даними, що наведені у роботах [5, 19, 31, 41, 36, 67, 69]. У результаті одержано, що розраховані за різними методами амплітуди коливання і терміни стабілізації відрізняються не більше, як на 10 %. Це свідчить про працездатність запропонованих розробок, можливість їх застосування для прогнозування нестационарних процесів у кільканиткових ГТС. Теоретичні дослідження не можуть дати відповідь, яка методика розрахунку краща. Єдиним критерієм адекватності тієї чи іншої методики прогнозування нестационарних параметрів у перемичках є фактичні режими експлуатації кільканиткових газопроводів України.

Дослідження процесів перекачування газу у перемичці, виконані шляхом математичного моделювання, засвідчили, що тривалість нестационарних процесів у перемичках магістральних газопроводів відносно невелика і не перевищує 10-30 хв. Далі процес перекачування газу стабілізується і може розглядатися як квазістационарний [18, 21, 71].

2.3. Розробка математичної моделі кільканиткового газопроводу з урахуванням газодинамічної взаємодії ниток, сезонних чинників та енергетичних ресурсів ГПА КС

Як зазначалось вище, магістральні газопроводи України – це складна за структурою трубопровідна система, яка забезпечує як транзитне транспортування газу, так і газопостачання вітчизняних споживачів. Газотранспортна система включає як одониткові, так і кільканиткові трубопроводи, що прокладені паралельно на невеликій відстані один від одного. Особливістю таких кільканиткових газотранспортних систем України є наявність перемичок між нитками. Перемички можуть бути передбачені на вході чи виході будь-якої компресорної станції, а також у будь-якій точці лінійних ділянок газопроводів.

З цієї причини складні за структурою газотранспортні системи можуть транспортувати газ за різними схемами роботи. У найпростішому випадку кожна

нитка може працювати автономно як окремий газопровід. При цьому перемички між нитками як на вході та виході КС, так і на перегонах між КС закриті.

Будь-яке відкриття чи закриття міжниткової перемички призводить до зміни структури газотранспортної системи, а отже до зміни її пропускної здатності і режиму роботи. Будь-яка зміна статусу перемички спочатку спричинює явно виражений нестационарний процес руху газу, закономірності якого розглянуті у роботах [2,18,19,20,21,39,40,41,42,70, 71] та попередніх підрозділах роботи. Однак, як засвідчили наші дослідження та роботи [2,18,40, 70, 71], вже через 30-90 хвилин процес перекачування газу на перегоні між КС практично стабілізується і параметри його руху можна визначати за рівняннями квазістационарного руху газу в складному газопроводі.

Після відкриття перемичок між нитками кільканитковий газопровід працює як єдина газодинамічна система. При цьому пропускна здатність кільканиткового газопроводу, режим роботи кожної КС та витрата газу на кожному перегоні до і після перемички можуть помітно відрізнятися від відповідних параметрів роботи газопроводів при їх автономній роботі [72, 73, 74].

Метою досліджень, результати яких наведені нижче, є розробка методології визначення пропускної здатності та режиму роботи кільканиткового газопроводу з врахуванням взаємодії газопроводів, тобто при будь-якій комбінації відкритих перемичок між нитками на лінійних ділянках, а також при будь-якій комбінації відкритих перемичок на вході чи виході компресорних станцій.

Під пропускною здатністю будемо розуміти максимальну кількість газу, яку можна транспортувати кільканитковим газопроводом для певної комбінації відкритих перемичок, заданій кількості працюючих ГПА на кожній компресорній станції та при умовах навколишнього середовища, що відповідають розрахунковому періоду. Розрахунок проводиться при певних граничних умовах: при заданих значеннях тиску і температури газу на вході у першу компресорну станцію та заданому тиску газу у кінці газопроводу.

Об'єктом досліджень, результати яких викладені нижче, є газотранспортна система, яка складається із кількох паралельних газопроводів і здійснює транзи-

не транспортування газу. Компресорні станції газопроводів (ниток) оснащені різними типами газоперекачувальних агрегатів (ГПА). Конкретним прикладом такої системи є триниткова газотранспортна система “Союз”, Уренгой-Помари-Ужгород та “Прогрес” на ділянці КС Бар - КС Богородчани.

Для одержання математичної моделі стаціонарного руху в газопроводі використаємо такі базові рівняння [2,18,40]:

- рівняння нерозривності

$$\frac{d}{dx}(\rho w S) = 0; \quad (2.30)$$

- рівняння руху

$$\rho w \frac{dw}{dx} = -\frac{dP}{dx} - \frac{4}{d} \tau_w - \rho \sin \alpha(x), \quad (2.31)$$

- рівняння балансу повної енергії

$$\rho w S \frac{dJ}{dx} = \pi d \cdot q_n, \quad (2.32)$$

де ρ - густина газу у довільному перерізі газопроводу;

w - осереднена по перерізу труби швидкість руху газу;

S - площа поперечного перерізу трубопроводу;

P - абсолютний тиск газу у довільному перерізі газопроводу;

τ_w - дотичні напруження на стінці труби;

$\alpha(x)$ - кут нахилу осі ділянки газопроводу до горизонталі;

J - ентальпія транспортованого газу;

d - внутрішній діаметр трубопроводу

q_n - потік тепла, що проходить через одиницю площі поверхні трубопроводу за одиницю часу.

Для моделювання теплового потоку використаємо формулу Ньютона [40]

$$q_n = -K(T - T_o), \quad (2.33)$$

де K - повний коефіцієнт теплопередачі від газу в навколишнє середовища;

T - термодинамічна температура газу;

T_o - температура навколишнього середовища, для підземного укладання

$$T_o = T_{cp}, \quad (2.34)$$

де T_{cp} - температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу.

Якщо для моделювання ентальпії газу використати вираз, справедливий для ідеального газу

$$J = C_p T + const, \quad (2.35)$$

то рівняння балансу повної енергії газу (3) з врахуванням (4) приймає вигляд

$$\frac{dT}{dx} = -\frac{\pi d K}{c_p M} (T - T_o). \quad (2.36)$$

де c_p - теплоємність газу за сталого тиску;

M - масова витрата газу у трубопроводі.

Для реального газу ентальпія залежить не тільки від температура, але і від тиску, тому рівняння притоку тепла (2.35) носить більш складний характер. На його вигляд впливає ефект Джоуля-Томсона, який ми будемо враховувати при тепловому розрахунку складних газопроводів.

Для побудови замикаючих співвідношень використаємо математичні вирази, що описують властивості транспортованого середовища, а також властивості трубопроводу, в яких це середовище рухається.

Математичну модель стану реального газу записуємо у вигляді

$$\frac{P}{\rho} = zRT, \quad (2.37)$$

де z - коефіцієнт стисливості газу, функція тиску, температури і складу газу;

R - газова стала.

Для дотичних напружень при турбулентному русі газу використовуємо формулу Дарсі-Вейсбаха у вигляді [40]

$$\tau_w = \frac{\lambda(Re, \varepsilon)}{4} \frac{\rho w^2}{2}, \quad (2.38)$$

де $\lambda(Re, \varepsilon)$ - коефіцієнт гідравлічного опору, що залежить від числа Рейнольдса Re і відносної шорсткості поверхні труби ε .

Першим елементом математичної моделі розподілу потоків газу у кількісному газопроводі є блок математичного моделювання фізичних властивостей природного газу. Для проведення розрахунків режиму роботи компресорних станцій і теплогідрравлічних розрахунків лінійної частини газопроводів необхідно попередньо визначити низку фізичних властивостей природного газу за робочих умов. Вихідними даними для зазначених розрахунків є склад газу в молярних (об'ємних) частках за даними вимірювань.

Другим елементом математичної моделі є блок математичного моделювання наявної потужності газотурбінного привода ГПА КС. Наявну потужність газотурбінної установки (ГТУ) для привода відцентрових нагнітачів (ВН) КС визначаємо за формулою, яка наведена у чинних нормах технологічного проектування магістральних газопроводів [8]. Ця формула враховує залежність наявної потужності ГТУ від умов навколишнього середовища, а саме: температури повітря і барометричного тиску.

Третім елементом математичної моделі є блок математичного моделювання зведених газодинамічних характеристик ВН. Для опису залежності коефіцієнта підвищення тиску ε_n (за умови, що зведена відносна обертова частота дорівнює одиниці), політропічного ККД $\eta_{пол}$ і зведеної відносної внутрішньої потужності $\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right)_{зв}$ від зведеної об'ємної подачі нагнітача за умов на його вході $Q_{зв}$ використовуємо тричленні поліноми вигляду [71-79]

$$\varepsilon_n = a_1 + a_2 Q_{зв} + a_3 Q_{зв}^2, \quad (2.39)$$

$$\eta_{пол} = b_1 + b_2 Q_{зв} + b_3 Q_{зв}^2, \quad (2.40)$$

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right)_{зв} = c_1 + c_2 Q_{зв} + c_3 Q_{зв}^2. \quad (2.41)$$

Коефіцієнти математичних моделей можуть бути знайдені методом найменших квадратів шляхом обробки паспортних або фактичних характеристик відцентрового нагнітача. Як показали результати наших досліджень, достатня

точність результатів може бути забезпечена при визначенні коефіцієнтів математичних моделей за координатами трьох точок у робочій зоні нагнітача.

Четвертим елементом математичної моделі є блок математичного моделювання режиму роботи ГПА КС. Вхідними даними для розрахунку режиму роботи ГПА КС є абсолютний тиск $P_{вс}$ і температура газу $T_{вс}$ на вході у ВН, а також кількість паралельно працюючих ГПА m . Методологія розрахунків така. Визначаємо коефіцієнт стисливості газу за умов входу у відцентрові нагнітачі. Задаємо продуктивністю компресорної станції за стандартних умов Q в млн.м³/д. Обчислюємо загальну об'ємну продуктивність всіх працюючих ГПА КС за умов входу в нагнітачі та об'ємну витрату газу через один нагнітач.

Приймаємо, що обертова частота нагнітача дорівнює номінальному значенню $n = n_n$. Визначаємо зведену витрату газу через нагнітач і зведену відносну обертову частоту нагнітача $\left(\frac{n}{n_n}\right)_{зв}$.

Використовуючи математичні моделі (1.8)-(1.10), знаходимо ступінь підвищення тиску газу ε_n за умови, що зведена відносна обертова частота нагнітача дорівнює одиниці, політропічний ККД $\eta_{пол}$ і зведену відносну внутрішню потужність нагнітача $\left(\frac{N_i}{P_{вс}}\right)_{зв}$. Використовуючи теорему подібності режимів роботи відцентрових машин, коригуємо ступінь підвищення тиску для відмінних від одиниці значень зведеної відносної обертової частоти нагнітача [76-81]

$$\varepsilon = \left[\left(\frac{n}{n_n} \right)_{зв}^2 \left(\varepsilon_n^{\frac{k-1}{k\eta_{пол}}} - 1 \right) + 1 \right]^{\frac{k\eta_{пол}}{k-1}}, \quad (2.42)$$

де k - коефіцієнт адіабати.

Визначаємо абсолютний тиск газу на виході нагнітачів $P_{наг}$, температуру газу $T_{наг}$, внутрішню потужність нагнітача N_i і потужність, спожиту нагнітачем при компримування газу N .

Розраховані параметри режиму роботи КС повинні бути перевірені на виконання таких технологічних обмежень:

– тиск газу на нагнітанні не повинен перевищувати максимально допустимого значення із умов міцності трубопроводів та обладнання

$$P_{\text{наг}} \leq P_{\text{доп}}, \quad (2.43)$$

– зведена продуктивність нагнітача за умов на його вході повинна бути не менша за мінімальне значення Q_{min} , яке забезпечує роботу нагнітача без помпажа

$$Q_{\text{зв}} \geq Q_{\text{min}}, \quad (2.44)$$

– потужність, спожита нагнітачем, повинна бути не більша за наявну потужність газотурбінної установки

$$N \leq N_e^P, \quad (2.45)$$

– зведена відносна обертова частота нагнітача повинна бути не менша за мінімально допустиму паспортну величину

$$\left(\frac{n}{n_n} \right)_{\text{зв}} \geq \left(\frac{n}{n_n} \right)_{\text{min}}. \quad (2.46)$$

При порушенні будь-якої із умов (2.42)-(2.46) передбачається вимушене регулювання шляхом зменшення обертової частоти нагнітача.

Абсолютний тиск газу на початку ділянки газопроводу знаходимо із врахуванням втрат тиску у комунікаціях відповідної компресорної станції $\delta P_{\text{вих}}$.

П'ятим елементом математичної моделі є блок математичного моделювання витрат газу на власні потреби компресорної станції та газопроводу. Розрахунок витрат газу на власні потреби виконуємо згідно з ОНТП 51-1-85. Тут залежно від спожитої потужності нагнітача визначаються витрати паливного газу для робочих ГПА. Враховуються також витрати газу на технологічні потреби і технічні втрати КС та лінійної ділянки газопроводу. За наявності даних спеціальних досліджень у методику можна підставляти фактичні витрати паливного газу і фактичні витрати газу на технологічні потреби КС [81-85].

Останнім елементом математичної моделі є блок математичного моделювання теплогідравлічного режиму роботи ділянки газопроводу. Вхідними даними для теплогідравлічного розрахунку ділянки газопроводу є геометричні характеристики трубопроводу, фізичні властивості транспортованого газу, теплофізичні властивості ґрунту на глибині укладання труби, абсолютний тиск газу P_n і температура газу T_n на початку перегону між компресорними станціями. Температура газу на початку перегону практично дорівнює температурі газу після установки охолодження газу. Основною формулою для виконання гідравлічного розрахунку ділянки газопроводу є рівняння для визначення об'ємної витрати газу (млн.м³/д за стандартних умов) у вигляді [2, 8, 41, 77, 78, 86]

$$Q = 105,1 \cdot E \cdot d^{2,5} \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\Delta \lambda z_{cp} T_{cp} L}}, \quad (2.47)$$

де E - коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу;

d - внутрішній діаметр газопроводу, м;

P_n, P_k - абсолютний тиск газу на початку і в кінці перегону відповідно, МПа;

Δ - відносна густина газу за повітрям;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору;

z_{cp} - середнє значення коефіцієнта стисливості газу;

T_{cp} - середнє значення температури газу на ділянці газопроводу, К;

L - довжина ділянки газопроводу, км.

Рівняння (2.47) одержано шляхом розв'язку системи базових рівнянь (2.30)-(2.32) з урахуванням (2.33)-(2.38) за низки припущень, які забезпечують достовірність результатів розрахунку ділянки газопроводу.

Виражаємо теплоємність газу і коефіцієнт Джоуля-Томсона через середні параметри газу на ділянці газопроводу, використовуючи формули (2.9) і (2.10).

Повний коефіцієнт теплопередачі від газу в навколишнє середовище при підземному укладанні газопроводу виражаємо через коефіцієнт теплопровідності ґрунту λ_{cp} , величина якого суттєво залежить від ступеня вологості, який змінюється відповідно до сезону.

Для середньої температури газу на ділянці газопроводу використаємо рівняння, яке враховує дію ефекту Джоуля-Томсона [8]

$$T_{cp} = T_{cp} + \frac{T_n - T_{cp}}{aL} (1 - e^{-aL}) - D_i \frac{P_n^2 - P_k^2}{2aLP_{cp}} \left[1 - \frac{1}{aL} (1 - e^{-aL}) \right], \quad (2.48)$$

де
$$a = \frac{0,225 K d_n}{Q \Delta c_p}, \quad (2.49)$$

Коефіцієнт гідравлічного опору в газопроводі виражаємо формулою (2.12).

Абсолютний тиск газу на вході ВН наступної КС знаходимо з врахуванням втрат тиску у вхідних комунікаціях компресорної станції $\delta P_{вх}$.

В основу математичної моделі кільканиткового газопроводу з урахуванням газодинамічної взаємодії ниток, сезонних чинників та енергетичних ресурсів ГПА КС окрім математичних виразів, наведених вище, покладені рівняння балансу обсягів газу та енергії для кожної характерної точки системи.

За наявності на i -ому перегоні n -ниткового газопроводу відкритої перемички рівняння балансу обсягів транспортованого газу має вигляд

$$\sum_{j=1}^n Q_{ij}^{\partial n} = \sum_{i=1}^n Q_{ij}^{nn}, \quad (2.50)$$

де $Q_{ij}^{\partial n}$ - витрата газу на j -ій нитці i -ого перегону до перемички;

Q_{ij}^{nn} - витрата газу на j -ій нитці i -ого перегону після перемички.

Для тих же умов, нехтуючи гідравлічним опором перемички, записуємо рівняння балансу енергії газу у точці знаходження відкритої міжниткової перемички

$$P_{ij}^{\partial n} = P_{ij}^{nn} = P_i^n, \quad (2.51)$$

де P_i^n - абсолютний тиск газу у місці розташування відкритої міжниткової перемички на i -ому перегоні.

Нехай на початку i -ого перегону n -ниткового газопроводу розміщено n компресорних станцій, які працюють з відкритими перемичками на вході. Рівняння балансу газу у такому випадку має вигляд

$$\sum_{j=1}^n Q_{(i-1)j} = \sum_{j=1}^n Q_{ij}^{kc} + \sum_{j=1}^n Q_{ij}^{en}, \quad (2.52)$$

де $Q_{(i-1)j}$ - витрата газу на j -ій нитці $(i-1)$ -ого перегону;

Q_{ij}^{kc} - витрата газу через нагнітачі i -ої КС на j -ій нитці газопроводу;

Q_{ij}^{en} - витрата газу на власні потреби i -ої КС на j -ій нитці газопроводу.

Рівняння балансу енергії газу у точці знаходження відкритих перемичок на вході компресорних станцій приймає вигляд

$$P_{всij} = P_{всi}. \quad (2.53)$$

Аналогічні рівняння записуємо для випадку відкритих перемичок на виході i -их компресорних станцій

$$\sum_{j=1}^n Q_{ij} = \sum_{j=1}^n Q_{ij}^{kc}, \quad (2.54)$$

$$P_{нагki} = P_{нагk}. \quad (2.55)$$

Пропускна здатність кільканиткового газопроводу знаходиться методом ітерацій. Зовнішній цикл ітерацій формується по витраті газу через нагнітачі першої КС. Внутрішні цикли ітерацій формуються по кількості обертів нагнітачів для виконання технологічних обмежень (2.43)-(2.46), також по витраті газу у нитках і на КС для виконання рівнянь матеріального та енергетичного балансів (2.50) - (2.55) у кожній точці знаходження відкритої перемички. У результаті знаходиться максимальна кількість газу, яка може бути транспортована кільканитковим газопроводом за будь-якої комбінації відкритих перемичок з врахуванням сезонних чинників та енергетичних можливостей ГПА КС.

Аналіз математичних моделей газодинаміки лінійної ділянки газопроводу та ГПА КС засвідчує, що сезонний характер змін властивий таким параметрам:

- наявній потужності ГТУ ГПА через сезонні зміни температури повітря;

- гідравлічному опору ділянки газопроводу через сезонні зміни температури ґрунту на глибині укладання труби, коефіцієнта теплопровідності ґрунту та коефіцієнта гідравлічної ефективності.

Запропонована нами математична модель дає можливість врахувати вплив зазначених чинників на пропускну здатність кільканинкового газопроводу. Енергетичні можливості КС враховуються шляхом співставлення потужності, спожитої відцентровими нагнітачами, і наявної потужності приводу. Остання, як свідчать наші дослідження, суттєво залежить від сезонних чинників. У розділі 4 роботи наведений обчислювальний алгоритм та характеристика програмного забезпечення як реалізація розробленої математичної моделі кільканинкового газопроводу.

2.4. Розробка математичної моделі розгалуженого газопроводу із врахуванням сезонних змін обсягів споживання газу

Як зазначалося вище, газотранспортна система України – це складна за структурою трубопровідна система, яка виконує дві функції – транзитне транспортування російського газу на експорт і постачання газу вітчизняним споживачам. Аналіз режимів роботи газопроводів України свідчить, що деякі із газопроводів виконують переважно функцію транзитних поставок газу за кордон, для інших – домінує функція забезпечення газом вітчизняних споживачів. Перший тип газопроводів прийнято називати транзитними газопроводами, а другий – розподільними газопроводами. Значна частка газопроводів України поєднує функції як транзитних, так і розподільних газопроводів.

Як для транзитних, так і для розподільних газопроводів важливе значення має визначення їх пропускну здатності залежно від схеми роботи елементів газотранспортної системи та сезонних змін умов перекачування та обсягів споживання газу.

При відкриванні будь-якого відводу чи відгалуження змінюється конфігурація та гідравлічний опір розгалуженої трубопровідної системи. Це спричинює

виникнення перехідних нестационарних теплогазодинамічних процесів руху газу. Математичні моделі таких процесів та шляхи їх реалізації запропоновані нами у підрозділі 2.1.

Як свідчать результати наших досліджень, що відповідає точці зору інших вчених [2,18, 70-74], тривалість явно виражених нестационарних процесів у складних газопроводах не перевищує 30-90 хв. Далі процес перекачування газу у трубопроводі стабілізується і параметри його руху можна розраховувати за квазістационарними чи стационарними моделями.

У підрозділі 2.3 у рамках стационарних математичних моделей нами розроблена методика визначення пропускної здатності транзитних кільканиткових газопроводів з урахуванням газодинамічної взаємодії між нитками для різних сезонних умов перекачування.

Метою досліджень, результати яких наведені нижче, є розробка методології визначення пропускної здатності та режиму роботи розподільного газопроводу, що характеризується значною часткою шляхових відборів газу при будь-якій комбінації підключення споживачів з урахуванням сезонних змін умов перекачування та споживання газу. Під пропускною здатністю розгалуженого газопроводу будемо розуміти максимальну кількість газу, яку можна транспортувати і поставляти споживачам для певної комбінації підключених споживачів, заданих кількості працюючих ГПА на кожній КС та при умовах навколишнього середовища, що відповідають розрахунковому періоду. Розрахунок проводиться при певних граничних умовах: при заданих значеннях тиску і температури газу на вході у першу КС, заданому тиску газу у кінці газопроводу та заданих тисках газу на вході шляхових споживачів.

Об'єктом досліджень, результати яких викладені нижче, є однопіткова розгалужена газотранспортна система з довільною кількістю ділянок, КС якої у загальному випадку оснащені різними типами ГПА з газотурбінним приводом. На будь-якій ділянці магістрального газопроводу може передбачатися довільна кількість відгалужень і відводів. Під відгалуженням будемо розуміти елемент

газотранспортної системи, який подає газ двом і більше споживачам. Під відводом будемо розуміти газопровід, який подає газ одному споживачу.

Вважаємо, що газотранспортна система за геометричною структурою має вигляд «складного дерева», тобто складається з основної магістралі та відгалужень, які в свою чергу мають відводи. Підключення до системи будь-якого відгалуження чи відводу змінює гідравлічний опір системи загалом, що у свою чергу впливає на її пропускну здатність і режими роботи компресорних станцій [87, 88, 89, 90].

Нехай магістральний газопровід має n_k компресорних станцій, оснащених ГПА з газотурбінним приводом. На кожній із n_k ділянок магістралі підключено nv_i відгалужень. Кожне відгалуження може мати ndv_{ij} ділянок. До кожного відгалуження підключено $ndv_{ij} - 1$ відводів. Якщо відгалуження має всього одну ділянку, то воно має статус відводу.

У математичній моделі параметрам ділянок основної магістралі між шляховими відборами газу присвоюємо подвійний індекс ij , де i - номер ділянки магістрального газопроводу між КС, j - номер шляхового відбору газу. Ділянкам відгалужень присвоюємо літерний індекс v і потрійний індекс ijk , де k - номер ділянки ij -ого відгалуження. Так діаметр першої ділянки першого відгалуження від першої ділянки магістрального газопроводу позначаємо d_{v11} . Відводам від відгалужень присвоюємо літерний індекс w і потрійний індекс ijk , де k - номер ділянки ij -ого відгалуження, до якої під'єднаний відвід (див. рис. 2.28).

Пропускна здатність складної газотранспортної системи визначається за таких граничних умов: заданих значеннях тиску і температури газу на вході у нагнітачі першої КС P_{ex1}, T_{ex1} , заданому тиску газу в кінці газопроводу P_{knk} , заданих значеннях тиску газу у кінці відгалужень P_{kvij} та відводів P_{kwijk} ..

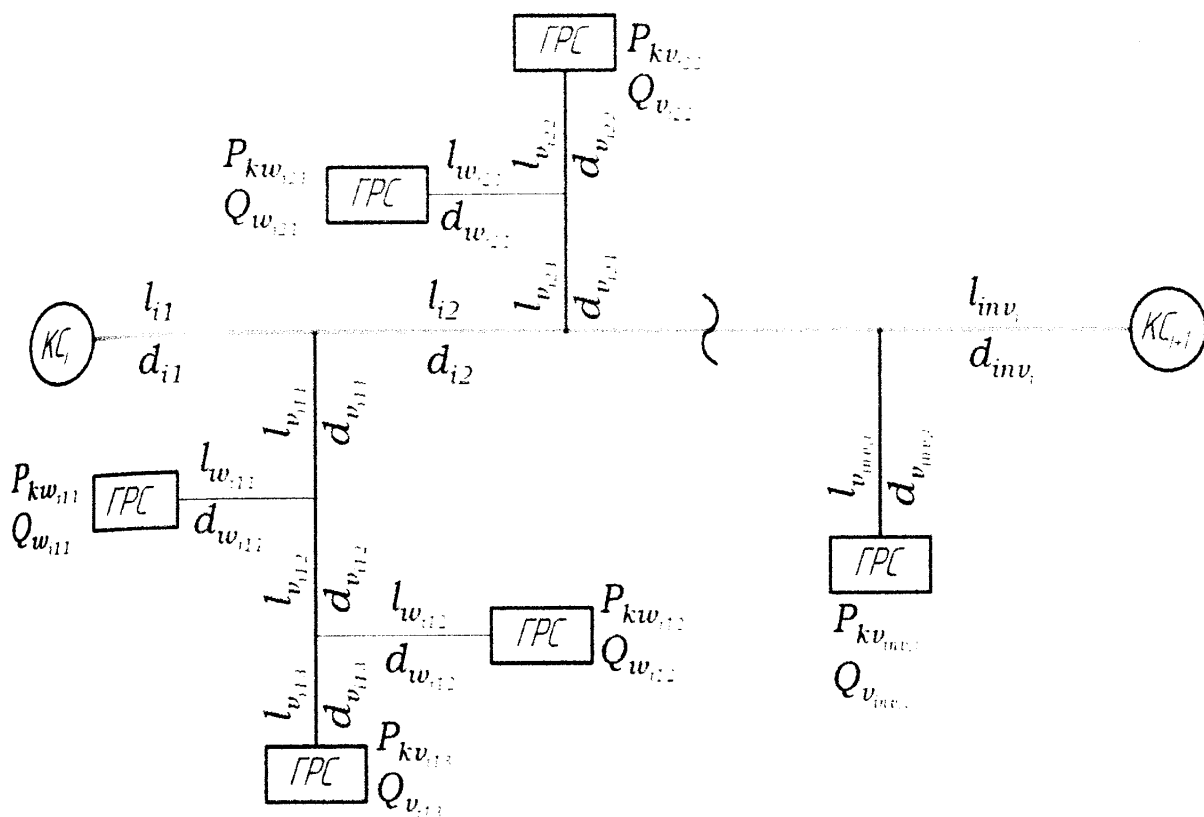


Рис. 2.28. Схема розгалуженого газопроводу типу «складного» дерева

У кінці відгалужень та відводів розміщені шляхові споживачі газу - газорозподільні станції (ГРС). Вони призначенні для подавання певних обсягів газу із сталим тиском у населені пункти. Обсяги споживання газу шляховими споживачами залежать від десятків чинників, насамперед від сезонних змін температури повітря. Закономірності зміни обсягів споживання газу шляховими споживачами залежать, у першу чергу, від частки побутових споживачів у загальному обсязі споживання газу населеним пунктом. З метою виявлення закономірностей зміни обсягів споживання газу і тиску газу у кінці відводів стосовно газорозподільних газопроводів УМГ «Харківтрасгаз» нами проведені промислові експерименти, результати яких наведені у розділі 3.

Особливість розгалуженого газопроводу полягає у тому, що його можливості щодо обсягів подачі газу по кожному відгалуженню і відводу повинні бути не менші від потреб шляхових споживачів. Останні змінюються за певними законами протягом доби по годинах, протягом місяця по днях і протягом року по місяцях

$$Q_{vijk} \geq Q_{cvijk}(t), \quad (2.56)$$

$$Q_{wijk} \geq Q_{cwijk}(t), \quad (2.57)$$

де Q_{vijk} - витрата газу на k -ій ділянці j -ого відгалуження від i -ої ділянки магістрального газопроводу;

Q_{vijk} - витрата газу на відводі від k -ої ділянки j -ого відгалуження від i -ої ділянки магістрального газопроводу;

$Q_{cvijk}(t)$ - витрата газу споживачем, що розміщений у кінці k -ої ділянки j -ого відгалуження від i -ої ділянки магістрального газопроводу

$Q_{cwijk}(t)$ - витрата газу споживачем, що розміщений у кінці відводу від k -ої ділянки j -ого відгалуження від i -ої ділянки магістрального газопроводу.

Іншими параметрами роботи розгалуженого газопроводу, які підлягають постійному контролю і керуванню, є тиск газу у кінці відгалужень P_{kvij} і відводів P_{kwijk} . Ці тиски газу повинні бути не менші за значення, що забезпечують надійну роботу регуляторів тиску на ГРС.

Пропускна здатність регулятора тиску залежить від витрати газу і співвідношення тисків газу на його вході і виході. Для будь-якого моменту часу необхідний коефіцієнт пропускної здатності регулятора тиску визначається за формулами [91]:

за виконання умови

$$P_{вих} < 0,5P_{вх} \quad (2.58)$$

$$k_v = \frac{Q}{2388P_{вх} \sqrt{\frac{1}{\rho_n T_{вх}}}}, \quad (2.59)$$

за виконання умови

$$P_{вих} > 0,5P_{вх} \quad (2.60)$$

$$k_v = \frac{Q}{4385 \cdot \varepsilon \sqrt{\frac{P_{\text{вх}} (P_{\text{вх}} - P_{\text{вих}})}{\rho_n T_{\text{вх}}}}}, \quad (2.61)$$

де Q - витрата газу через регулятор тиску за нормальних умов – витрата газу споживачами населеного пункту, що живляться від ГРС, м³/год;

$P_{\text{вх}}$ - абсолютний тиск газу на вході ГРС – тиск газу у кінці відгалуження чи відводу розгалуженого газопроводу, МПа;

$P_{\text{вих}}$ - абсолютний тиск газу на виході ГРС – тиск газу на початку газових мереж населених пунктів, МПа;

ρ_n - густина газу за нормальних умов;

$T_{\text{вх}}$ - температура газу на вході у регулятор тиску, що залежить від сезонних умов експлуатації розподільних газопроводів;

ε - поправка на розширення газу в робочих умовах.

За виконання умови [91]

$$\frac{P_{\text{вх}} - P_{\text{вих}}}{P_{\text{вх}}} \leq 0,08, \quad \varepsilon = 1. \quad (2.62)$$

Інакше

$$\varepsilon = 1 - 0,48 \frac{P_{\text{вх}} - P_{\text{вих}}}{P_{\text{вх}}}. \quad (2.63)$$

На кожній ГРС встановлені регулятори тиску певної марки і певного типорозміру. Кожен типорозмір регулятора характеризується номінальним значенням коефіцієнта пропускної здатності $k_{vн}$. Для забезпечення надійного газопостачання для кожного моменту часу повинна виконуватись умова: необхідне значення коефіцієнта пропускної здатності регулятора тиску повинно бути не менше за номінальне

$$k_v \geq k_{vн}. \quad (2.64)$$

Знаючи закономірності зміни обсягів споживання газу шляховим споживачем, прирівнюючи необхідне та номінальне значення коефіцієнтів пропускної здатності регуляторів тиску, з врахуванням рівнянь (2.62)-(2.66) можна визна-

чити закономірності зміни мінімально допустимих тисків на вході ГРС P_{min} як функцію часу.

Для кожного моменту часу фактичні тиски газу у кінці відгалужень і відводів повинні бути не менші за мінімально допустимі тиски на вході ГРС

$$P_{vijk}(t) \geq P_{minvijk}(t), \quad (2.65)$$

$$P_{wijk}(t) \geq P_{minwijk}(t). \quad (2.66)$$

У той же час, якщо фактичні тиски газу у кінці відводів значно перевищують мінімально допустимі величини, то це свідчить про наявність зайвих ресурсів енергії газу. Цю енергію газу доцільно утилізувати тим чи іншим способом, що підвищить загалом ефективність роботи магістрального газопроводу. У розділі 5 роботи нами узагальнені напрямки та розроблені конкретні технічні пристрої для утилізації зайвих ресурсів енергії газу у кінці відводів розгалужених газопроводів.

Виявимо закономірності зміни мінімально допустимих тисків у кінці відводів розгалуженого газопроводу при виконанні умови (2.61). Із формули (2.64) маємо

$$P_{exmin} = \frac{\sqrt{\rho_n T_{ex}}}{2388 k_{vh}} Q(t). \quad (2.67)$$

На багатьох ГРС встановлений регулятор тиску РДУ-80-01 із номінальним значенням коефіцієнта пропускної здатності $k_{vh} = 50$. Приймаємо густину газу за нормальних умов $\rho_n = 0,73$ кг/м³, температуру газу на вході в ГРС $T_{ex} = 283$ К. Для конкретного випадку формула (2.67) приймає вигляд

$$P_{exmin} = 1,2 \cdot 10^{-4} Q, \text{ МПа} \quad (2.68)$$

Якщо мінімальне значення витрати газу населеним пунктом влітку становить $Q_{min} = 9000$ м³/год, а максимальне у зимовий період $Q_{max} = 14000$ м³/год, то згідно з формулою (2.68) мінімальне значення тиску у кінці відводу від розгалуженого газопроводу буде змінюватись протягом року за певним законом від 1,08 до 1,68 МПа.

При виконанні умови (2.58) для одержання закономірностей зміни мінімально допустимих тисків у кінці відводів розгалуженого газопроводу необхідно у формулі (2.59) прийняти $k_v = k_{vh}$, замість витрати Q ввести аналітичну залежність витрати від часу $Q = Q(t)$ і далі методом ітерацій розв'язати трансцендентне рівняння відносно мінімального тиску газу у кінці відводів розгалуженого газопроводу. Нами одержані розв'язки даної задачі стосовно конкретних споживачів газу, що живляться від газопроводів УМГ «Харківтрансгаз».

Для виявлення закономірностей зміни мінімально допустимих тисків в кінці відводів необхідно мати аналітичну залежність витрати газу від часу. Вона може бути одержана шляхом обробки статистичних даних обсягів споживання газу населеними пунктами. Отримані результати стосовно споживачів УМГ «Харківтрансгаз» наведені у розділі 3.

Розроблена нами математична модель магістрального газопроводу із розгалуженою структурою базується на використанні рівнянь стаціонарного руху реального газу в трубопроводах та методах моделювання параметрів роботи відцентрових нагнітачів за їх зведеними газодинамічними характеристиками, які детально описані у підрозділі 2.3.

Пропускна здатність розгалуженого газопроводу знаходиться методом ітерацій по витраті газу в елементах системи з врахуванням рівнянь матеріального та енергетичного балансу.

Методика дає змогу розрахувати всі можливі варіанти підключення відгалужень і відводів до основної магістралі. Для цього у методиці передбачається введення масиву коефіцієнтів роботи відгалужень S_{ij} і відводів від них SS_{ijk} , які приймаються рівними одиниці при працюючому елементі і рівними нулю – якщо відгалуження або відвід відключений від газотранспортної системи.

Спочатку методом ітерацій по витраті газу визначається пропускна здатність магістрального газопроводу і режими роботи КС при перекачуванні газу з відключеними відгалуженнями та відводами. Знайдені параметри є першим наближенням роботи з підключеними шляховими відборами газу.

Математична модель реалізована в обчислювальному алгоритмі та програмному забезпеченні. Розрахунки, виконані для елементів ГТС, що експлуатуються УМГ «Харківтрансгаз», засвідчили, що залежно від схеми підключення відгалужень і відводів помітно змінюється кількість газу, що транспортується магістральним газопроводом, і частка газу, яка надходить до того чи іншого шляхового споживача. Запропонована методика дає змогу для розгалужених ГТС достовірно прогнозувати обсяги транзитного перекачування газу, а також обсяги надходження газу до шляхових споживачів для різних варіантів їх підключення із врахуванням сезонних змін умов роботи. Окрім того, методика дає можливість для кожного моменту часу газодинамічно пов'язати режим роботи розподільного газопроводу з режимом роботи ГРС та систем газопостачання населених пунктів. В результаті створюються умови для оптимізації режимів експлуатації системи розподільний газопровід – споживач газу (населений пункт) за критерієм мінімальних енерговитрат.

2.5. Розробка математичної моделі системи газопровід-підземне сховище газу з урахуванням сезонних змін обсягів споживання газу

Обов'язковим елементом сучасної ГТС є підземні сховища газу (ПСГ), які значно підвищують надійність газопостачання споживачів, компенсують сезонну і пікову нерівномірність споживання газу. На сьогодні в Україні функціонують 13 потужних ПСГ, які зв'язані з основними газотранспортними артеріями України, утворюючи єдину газотранспортну систему України. Ця система виконує функції транзитного перекачування газу і забезпечення газом газу вітчизняних споживачів. За наявності на трасі газопроводу ПСГ у теплий період року частина транспортованого обсягу газу закачується по газопроводу-відводу у власт-колектор ПСГ. У холодний період року газ відбирається із ПСГ і по відводу підкачується у певній точці магістрального газопроводу. В обох випадках магістральний газопровід і ПСГ утворюють газодинамічну систему, всі елементи

якої повинні працювати при узгоджених режимах з урахуванням технологічних обмежень параметрів роботи.

Важливе теоретичне і практичне значення має визначання пропускної здатності системи магістральний газопровід – ПСГ з врахуванням сезонних змін умов перекачування та споживання газу. Це дає змогу достовірно прогнозувати обсяги транспортування газу по кожній ділянці магістрального газопроводу, обсяги закачування газу у сховище, обсяги відбирання газу із пласта та підкачування його у магістральний газопровід.

На основі стаціонарних математичних моделей розподілу газу у складних газотранспортних системах, наведених у підрозділі 2.3, нами розроблена математична модель системи газопровід-ПСГ з урахуванням сезонних змін обсягів споживання газу. Об'єктом моделювання є магістральний газопровід з довільною кількістю ділянок nk між КС. У загальному випадку до будь-якої ділянки газопроводу може бути під'єднаний газопровід-відвід (далі відвід), яким здійснюється відбір або підкачування газу із ПСГ в ГТС (рис. 2.29)

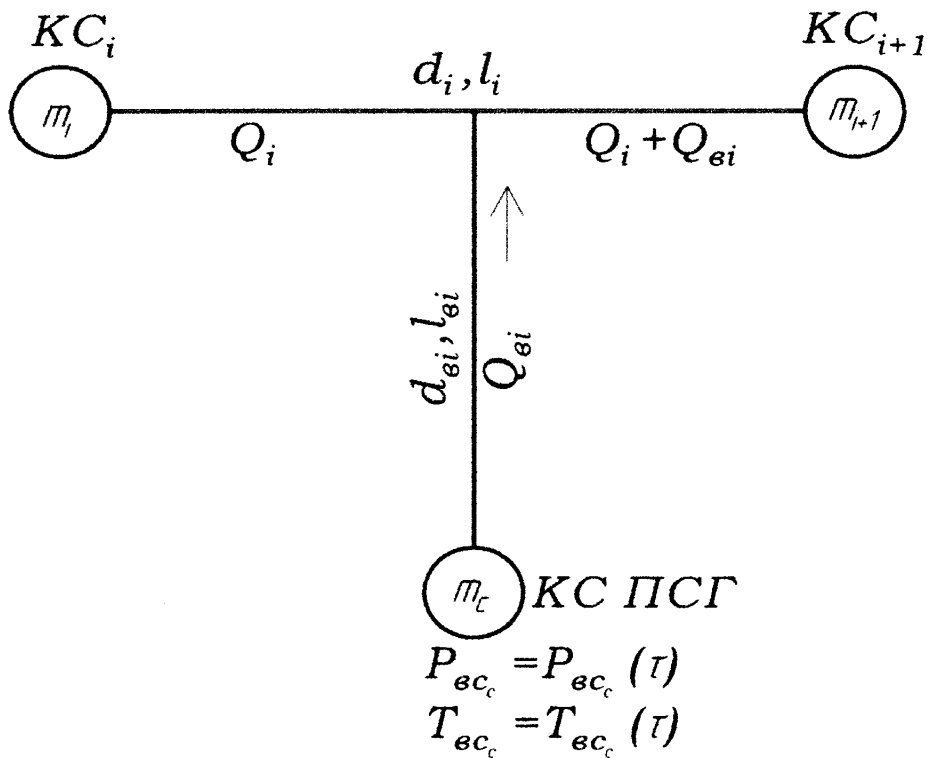


Рис.2.29. Схема спільної роботи газопроводу і ПСГ у холодний період року

Математична модель системи магістральний газопровід- ПСГ базується на використанні рівнянь стаціонарного руху реального газу в трубопроводах та

методах моделювання параметрів роботи ВН, що детально описані у підрозділі 2.3. Блок математичного моделювання режиму роботи ГПА КС ПСГ при цьому не відрізняється принципово від аналогічного блоку стосовно газопроводу.

На сьогодні значна частка компресорних станцій вітчизняних ПСГ оснащена газомотокомпресорами (ГМК). Розглянемо особливості математичного моделювання режимів роботи компресорних станцій, оснащених ГМК.

Наявну потужність газомоторного приводу ГМК визначаємо за формулою, що рекомендована [77]

$$N_e^p = N_e^h \{1 - 1,65 \cdot 10^{-3} [745 - P_a + 3(t_3 - 30) - 1,165(P_s - 22)]\}, \quad (2.69)$$

де N_e^h - номінальна потужність газомоторного приводу, кВт;

P_a - атмосферний тиск в районі розташування КС, мм рт. ст.;

t_3 - температура повітря на вході у двигун

P_s - парціальний тиск водяних парів, визначається залежно від відносної вологості і температури повітря на вході двигуна, мм рт. ст.

Розраховане за формулою (2.69) значення наявної потужності приводу ГМК коригується з врахуванням того, що наявна потужність не повинна бути більша за номінальну потужність газомоторного приводу [77]

$$N_e^p \leq N_e^h. \quad (2.70)$$

Виконуємо математичне моделювання завантажувальних кривих ГМК. На відміну від існуючих методик [77], для опису залежності ступеня підвищення тиску газу ε і питомої індикаторної потужності N_i від об'ємної подачі одного компресорного циліндра за умов на його вході $Q_{вс}$ використовуємо тричленні поліноми вигляду

$$\varepsilon = a_{1\varepsilon} + a_{2\varepsilon}Q_{вс} + a_{3\varepsilon}Q_{вс}^2, \quad (2.71)$$

$$N_i = c_{1\varepsilon} + c_{2\varepsilon}Q_{вс} + c_{3\varepsilon}Q_{вс}^2. \quad (2.72)$$

Нами запропонована оригінальна методика обробки паспортних завантажувальних кривих компресорних циліндрів ГМК з метою визначення коефіціє-

нтів математичних моделей (2.71) і (2.72). Розраховані параметри роботи ГМК необхідно перевірити на виконання таких обмежень:

– тиск газу на нагнітанні не може перевищувати значення максимально допустимого тиску із умови міцності трубопроводу

– потужність, спожита ГМК, не повинна перевищувати наявну потужність двигуна.

При порушенні будь-якої умови приймається рішення про зменшення обертової частоти n . При вимушеному регулюванні скоригована витрата газу через один циліндр ГМК дорівнює

$$Q_{всц} = Q_{всц} \frac{n}{n_n}. \quad (2.73)$$

Розроблена математична модель нами реалізована в обчислювальних алгоритмах та програмному забезпеченні. Розрахунки, виконані для елементів ГТС, що експлуатується УМГ «Харківтрансгаз», засвідчили, що запропонована методика дає змогу достовірно прогнозувати режимні та енергетичні параметри спільної роботи магістрального газопроводу і ПСГ як єдиної газодинамічної системи з врахуванням сезонних змін умов перекачування і споживання газу, а також енергетичних ресурсів КС.

2.6. Висновки по розділу 2

1. Запропонована система рівнянь нестационарного неізотермічного руху газу, яка враховує специфіку експлуатації елемента розгалуженого та кільканичного газопроводу. Система рівнянь реалізована в оригінальному обчислювальному алгоритмі на програмному забезпеченні.

2. Виконано співставлення результатів розрахунку параметрів стаціонарного руху газу на ділянці розгалуженого газопроводу за запропонованої та традиційної методиками. Різниця одержаних результатів не перевищує 1 %, що є одним із свідчень адекватності запропонованої математичної моделі.

3. За запропонованою моделлю виконано дослідження закономірностей термогазодинамічних процесів у ділянці розгалуженого газопроводу для широкого діапазону величин шляхових відборів і підкачувань газу. Одержані графічні залежності зміни у часі витрати, швидкості, тиску та температури газу для різних перерізів ділянки модельного газопроводу.

4. Методом математичного моделювання встановлений взаємозв'язок між величиною шляхових відборів і підкачувань газу та тривалістю стабілізації нестационарного процесу і величиною амплітуди змін режимних параметрів. Виявлено, що при змінах витрати у магістралі (довжиною до 100 км.) до 20 % час стабілізації на перевищує 90 хв. Далі процес перекачування газу стабілізується і може розглядатися як квазістационарний.

5. Обґрунтовані та внесені зміни у математичну модель нестационарного руху газу з метою врахування специфіки експлуатації перемички кільканиткового газопроводу. Дослідження процесів перекачування газу у міжнитковій перемичці засвідчили, що тривалість нестационарних процесів відносно невелика і не перевищує 10-30 хв.

6. На базі стационарних газодинамічних залежностей, як часткового випадку нестационарних виразів, та рівнянь балансу маси та енергії газу, розроблена математична модель кільканиткової газопровідної системи з урахуванням газодинамічної взаємодії ниток, сезонних чинників та енергетичних можливостей ГПА КС.

7. Виявлений взаємозв'язок між обсягами споживання газу, характеристикою регуляторів газу на ГРС і мінімально допустимим тиском газу у кінці відводів розгалужених газопроводів. Теоретично обґрунтована наявність надлишкових тисків газу у кінці газопроводів- відводів.

РОЗДІЛ 3

ВИЯВЛЕННЯ ЗАКОНОМІРНОСТЕЙ СЕЗОННИХ ЗМІН ПАРАМЕТРІВ РОБОТИ СКЛАДНИХ ГАЗОПРОВОДІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ПРОМИСЛОВОГО ЕКСПЕРИМЕНТУ

У підрозділі 2.4 нами розроблена математична модель розгалуженого газопроводу з урахуванням сезонних змін обсягів споживання газу. Модель передбачає безпосереднє ув'язування характеристик шляхових споживачів газу з режимними параметрами експлуатації розподільних магістральних газопроводів. Для реалізації зазначеної моделі необхідно знати, насамперед, закономірності зміни обсягів споживання газу шляховими споживачами по годинах протягом доби, по днях протягом місяця і по місяцях протягом року. Іншим параметром роботи розгалужених газопроводів, який підлягає контролю та регулюванню, є тиск газу у кінці відгалужень та відводів (на вході ГРС). Він визначає надлишковий ресурс енергії газу, який не можна безпосередньо використати на транспортування газу, але можна тим чи іншим способом перетворити в іншу форму енергії, зменшивши у цілому енерговитратність процесу газопостачання.

З метою виявлення сезонних закономірностей зміни обсягів споживання газу і тисків у кінці відводів нами проведені промислові експерименти на газопроводах, що експлуатуються УМГ «Харківтрансгаз».

Розподільні магістральні газопроводи, які експлуатуються УМГ “Харківтрансгаз”, розташовані, в основному, в Харківській, Дніпропетровській, Запорізькій, Миколаївській, Херсонській областях, в АР Крим і частково в Луганській та Кіровоградській областях. По газотранспортній системі транспортується газ, одержаний від ГПУ “Шебелинкагазвидобування”, ГПУ “Харківгазвидобування”, а по газопроводах ЄККР, Новопсков-Шебелинка і “Союз” від УМГ “Черкаситрансгаз”. Безпосередньо газ від закордонних постачальників (Росії і Туркменістану) приймається по газопроводу Острогожськ-Шебелинка. Є можливість приймати газ із Росії через ГВС на 97 км ШБКБ. Подається газ значним промисловим та побутовим споживачам міст Харкова, Дніпропетровська, Запоріжжя,

Кривого Рогу, Миколаєва, Херсона, а також численним районним і сільським споживачам. Із Кегичівського ПСГ газ надходить у систему газопроводів УМГ “Київтрансгаз”. Забезпечується подача газу АР Крим через ГВС Червоний Чабан і газопровід Джанкой-Феодосія-Керч, а також передача газу через ГВС Ряснополь УМГ “Прикарпаттрансгаз” і далі на експорт.

3.1. Методика проведення промислових вимірювань параметрів роботи розгалужених газопроводів, методи їх математичної обробки

Для проведення теплогідравлічних розрахунків розгалужених газопроводів необхідно мати аналітичні залежності зміни у часі витрат газу у відводах, що дорівнюють обсягам споживання газу шляховими споживачами (ГРС). Зазначені залежності необхідні також для визначення згідно з формулою (2.67) мінімально допустимих тисків газу на вході в ГРС, що забезпечують надійне газопостачання населених пунктів.

З метою одержання закономірностей зміни у часі обсягів споживання газу шляховими споживачами нами виконаний довготривалий промисловий експеримент на розподільних газопроводах УМГ «Харківтрасгаз».

Для низки шляхових споживачів (ГРС) зібрані статистичні дані про обсяги споживання газу, величину тиску і температуру газу у кінці газопроводів-відводів, а також дані про температурні умови навколишнього середовища.

Типи приладів, що використовувались для вимірювання параметрів роботи ГРС, та їхні технічні характеристики наведено в табл. 3.1.

На рис. 3.1 показано схему підключення приладів комплексу SuperFlo-IIЕ на ГРС та ГВС. Конструкція, монтаж та обв'язка приладів комплексу SuperFlo-IIЕ дозволяє проводити його калібрування в умовах експлуатації (без відключення від газопроводу).

Таблиця 3.1

Технічні дані приладів для вимірювання параметрів роботи ГРС під час промислового експерименту

Параметр	Тип приладу	Діапазон вимірювання	Похибка, % від шкали	Облаштування
Тиск газу на вході ГРС	DRUCK PDCR 200	0-60 бар	0,1	Кабель живлення 10В, зворотній вихідний сигнал 150 мВ
Перепад тиску на звужуючому пристрої	ROSEMOUNT 3051	+/-315 кПа	0,25	Двожильний кабель з виходом 4-20 мА, протокол HART
Витрата газу	SuperFlo-IIЕ	Завдається програмою	0,5	Комунікації підключення та калібрування
Температура газу на вході ГРС	TCM 100M	-20 +40 °С	0,5	Кабель сигналу 4-20 мА з перетворювачем ТОВ «Совтехавтоматика»
Тиск газу на виході ГРС	DRUCK PDCR 35	0-10 бар	0,1	Кабель живлення 10В, зворотній вихідний сигнал 150 мВ.
Температура газу на виході ГРС	ТСП	-40 +60 °С	0,25	Кабель сигналу 4-20 мА з перетворювачем ТОВ «Совтехавтоматика»

Після налаштування та калібрування установки дані збирались за допомогою комп'ютера, який був підключений до комплексу SuperFlo-IIЕ за допомогою модемів (рис. 3.2).

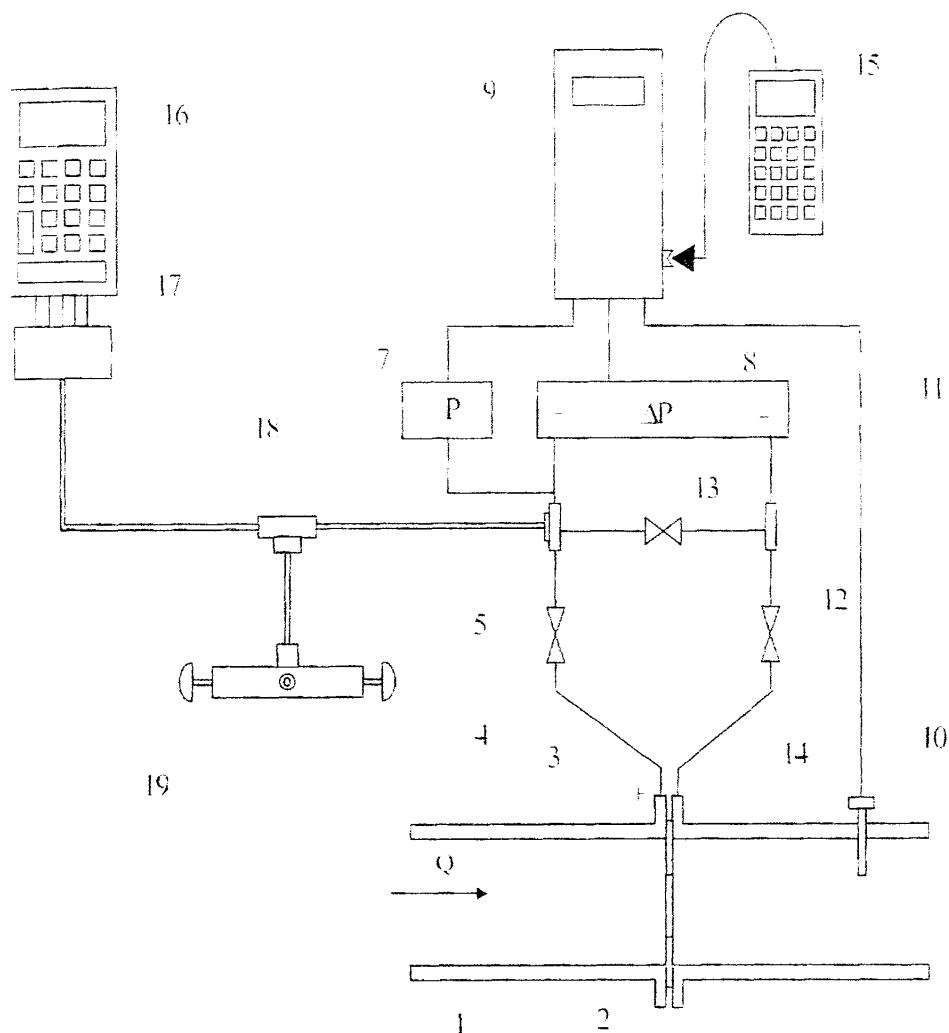


Рис. 3.1. Схема підключення базових та калібрувальних приладів комплексу SuperFlo-IIЕ:

1 – вимірювальний трубопровід; 2 – діафрагма; 3,14 – імпульсні лінії; 4,12 – відсічні вентиля; 5- трійник для підключення еталонного пристрою; 6- заглушка; 7 – прилад вимірювання тиску з перетворювачем; 8 – прилад вимірювання перепаду тиску з перетворювачем; 9 – обчислювач витрати газу; 10 – прилад вимірювання температури з перетворювачем; 11 – кабель для підключення перетворювача температури; 13- зрівняльний вентиль; 15 – ручний термінал; 16 – еталонний пристрій; 17 – модуль тиску; 18 – гнучкий шланг; 19 – ручний насос.

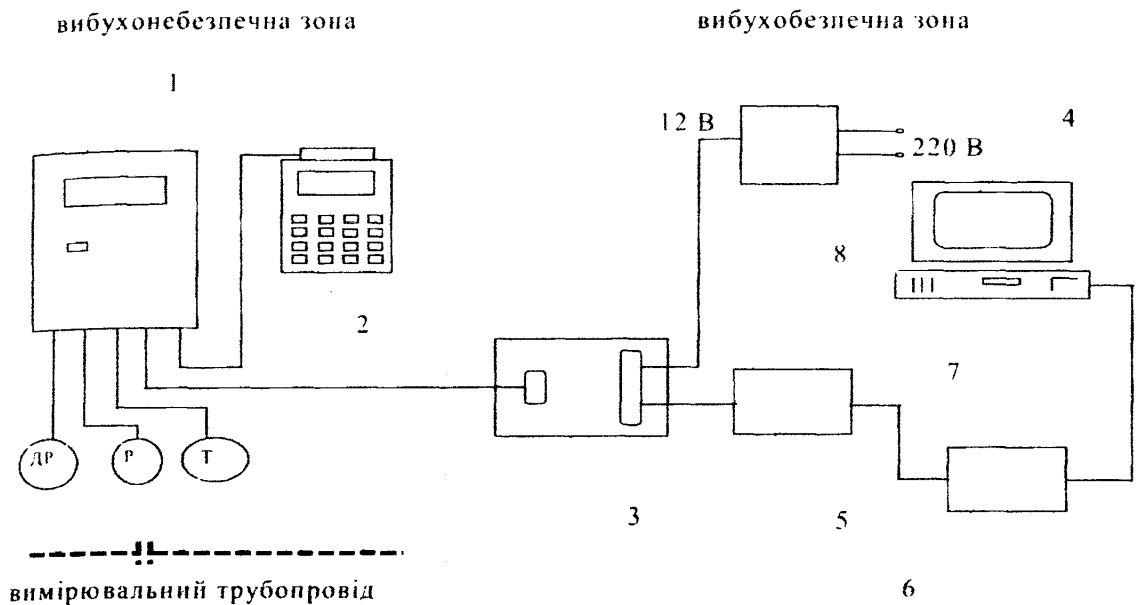


Рис. 3.2. Схема збору даних промислового експерименту:

1- комплекс SuperFlo-IIЕ; 2- ручний термінал; 3- іскробар'єр; 4- персональний комп'ютер; 5,6- модем; 7- телефонна лінія; 8- блок живлення.

Збір показів старих аналогових датчиків тиску та температури проводились шляхом ручного занесення до журналів два рази на добу.

Після формування масиву даних за поточний місяць, проводилось формування таблиць у програмній оболонці, розрахунок та аналіз нерівномірностей газозоспоживання та одержання залежностей режимних параметрів роботи розгалужених газопроводів від температури повітря.

Насамперед необхідно обґрунтувати вигляд регресійних моделей. З врахуванням специфіки фізичних процесів використання газу, можна прогнозувати, що під час опалювального сезону витрати газу в населених пунктах визначаються у першу чергу температурою повітря. Причому, чим вища температура повітря, тим менша витрата газу. Поле кореляції будемо апроксимувати лінійною залежністю

$$y = a + bx , \tag{3.1}$$

де *a, b* - коефіцієнти рівняння регресії, які визначаються методом найменших квадратів за формулами

$$a = \frac{n \sum_{i=1}^n x_i y_i - \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n y_i}{n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right)^2}, \quad (3.2)$$

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \sum_{i=1}^n x_i^2 - \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n x_i y_i}{n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right)^2}, \quad (3.3)$$

де n - кількість вимірювань;

x_i - значення аргументу функції для i -ого вимірювання;

y_i - значення функції для i -ого вимірювання.

Для кожного серії дослідів визначалася величина дисперсії адекватності D_a і стандарт вибірки за формулами [92-96]

$$D_a = s^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_{im} - y_i)^2, \quad (3.4)$$

$$s = \sqrt{D_a}, \quad (3.5)$$

де y_{im} - значення функції для i -ого вимірювання, одержане за моделлю регресії.

Критерієм близькості кореляційної залежності між x і y до лінійної функціональної залежності (3.1) є коефіцієнт кореляції R , який визначає ступінь зв'язку x і y

$$R = \frac{n \sum_{i=1}^n x_i y_i - \sum_{i=1}^n x_i \sum_{i=1}^n y_i}{\sqrt{\left[n \sum_{i=1}^n x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n x_i \right)^2 \right] \left[n \sum_{i=1}^n y_i^2 - \left(\sum_{i=1}^n y_i \right)^2 \right]}}. \quad (3.6)$$

Для знаходження відсотка розкиду функції y відносно її середнього значення, що визначається змінюваністю фактора x , необхідно обчислити коефіцієнт детермінації

$$k_o = R^2. \quad (3.7)$$

Для підвищення адекватності розроблених регресійних моделей серед статистичних даних промислового експерименту необхідно виявити ті, які є грубими помилками або відповідають нештатним та аварійним ситуаціям в газотранспортній системі. Для цього кожен точку вибірки слід перевірити на виконання умови [19]

$$|y_{im} - y_i| \leq s \left[t^2(\sqrt[n]{p_o}, n) + \frac{1}{n} t^2(p_o, n) \right]^{0.5}, \quad (3.8)$$

де $t(\sqrt[n]{p_o}, n)$, $t(p_o, n)$ - коефіцієнти Ст'юдента, що беруться із таблиць [96];

p_o - довірна імовірність.

Експериментальні точки, для яких умова (3.8) не виконується, вважаються грубо помилковими і їх необхідно відкинути. Оскільки на початку розрахунків величина відхилення розрахованих і експериментальних даних невідома, то розроблений нами обчислювальний алгоритм передбачає два етапи обчислень. На першому етапі розрахунків коефіцієнти моделі регресії визначаються за всією наявною вибіркою статистичних даних. Знаходяться коефіцієнт кореляції та коефіцієнт детермінації. Якщо значення кореляції більше за 0,8, то збіжність результатів прийнято вважати достатньою [96].

На другому етапі розрахунків перевіряють виконання умови (3.7) для кожної точки вимірювань. Точки, для яких зазначена умова не виконується, вилучають із множини експериментальних даних. Після цього повторно визначаються коефіцієнти моделі регресії за скоригованою вибіркою статистичних даних. Знаходяться скориговані коефіцієнт кореляції та коефіцієнт детермінації.

Описаний алгоритм реалізований нами у програмі «GRS», яка дає змогу для будь-якої вибірки експериментальних визначити коефіцієнти моделі регресії і побудувати відповідні графічні залежності.

3.2. Аналіз результатів досліджень впливу сезонних чинників на режим роботи розгалужених газопроводів

Покажемо методику аналізу впливу сезонних умов на режим роботи розподільного газопроводу на прикладі одного із елементів газотранспортної системи. На розподільному газопроводу передбачений відвід, у кінці якого розміщена ГРС №1, яка постачає газ у відповідний населений пункт. Через конфіденційність службової інформації географічні назви ГРС і населених пунктів у роботі замінимо умовними номерами.

Нами зібрані дані вимірювання витрати газу, тиску і температури у кінці газопроводу - відводу (на вході ГРС №1) для кожної години протягом 2007 р.

Дослідження засвідчили, що на зміну обсягів споживання газу протягом доби впливають десятки чинників, багато із яких носять випадковий характер. Тому нерівномірність споживання газу кожної доби також має випадковий характер і не може бути описана загальними залежностями. Для прогнозування режимів експлуатації розподільних газопроводів така нерівномірність споживання газу не має великого значення, тому що повністю компенсується акумулятивною здатністю газопроводів та газових мереж населених пунктів.

З цієї причини метою наших подальших досліджень були добова і сезонна нерівномірності споживання газу, які суттєво впливають на режим роботи розподільних магістральних газопроводів. На рис 3.3 показані графіки зміни обсягів споживання газу населеним пунктом № 1 по добах для кожного місяця року. На рис. 3.4 зображений графік сезонної нерівномірності споживання газу населеним пунктом № 1.

Для кількісної характеристики сезонної нерівномірності споживання газу використаємо коефіцієнт сезонної нерівномірності

$$k_{сез} = \frac{Q_i}{Q_{ср}}, \quad (3.9)$$

де Q_i - обсяг споживання газу протягом i -ого місяця;

$Q_{ср}$ - середньомісячне споживання газу.

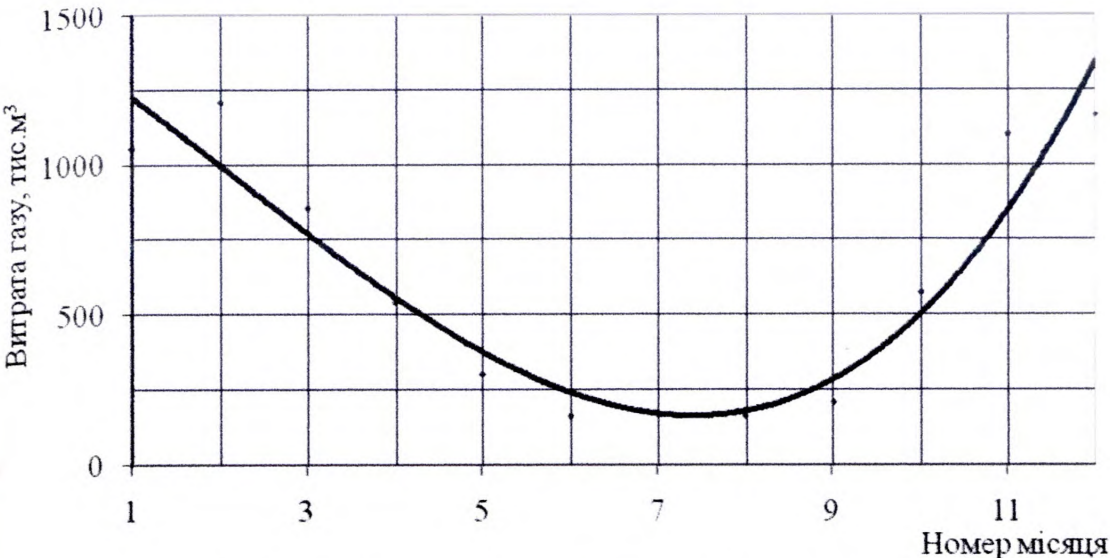


Рис.3.3. Сезонна нерівномірність споживання газу на ГРС № 1:

• дослідні дані — поліноміальна модель

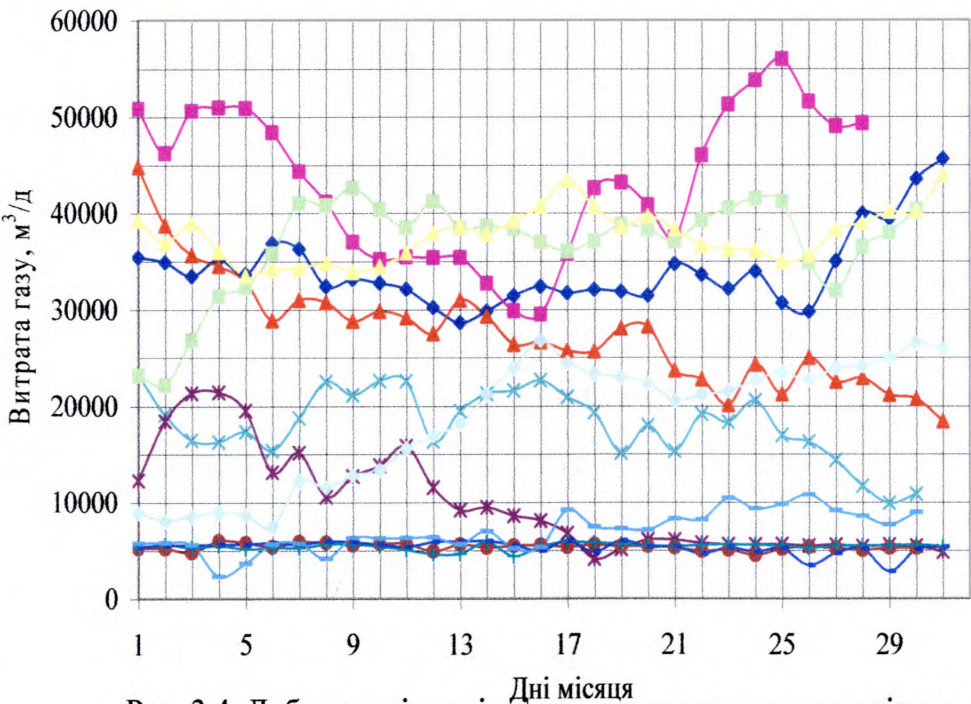


Рис. 3.4. Додова нерівномірність споживання газу для різних місяців для ГРС № 1:

— січень — лютий — березень — квітень
— травень — червень — липень — серпень
— вересень — жовтень — листопад — грудень

у табл.3.2 наведені результати розрахунку коефіцієнта сезонної нерівномірності споживання газу для ГРС № 1.

Таблиця 3.2

Коефіцієнти сезонної нерівномірності споживання газу для ГРС №1 за результатами промислового експерименту

Номер місяця у році	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Коефіцієнт сезонної нерівномірності споживання газу	1,68	1,94	1,37	0,88	0,48	0,26	0,27	0,26	0,33	0,92	1,76	1,87

Із табл. 3.2 випливає, що протягом року коефіцієнт сезонної нерівномірності споживання газу для ГРС № 1 змінюється у діапазоні від 0,26 до 1,87. таким чином, у найбільш холодний період обсяг споживання газу населеним пунктом у 7 разів більший, ніж у теплий період року.

Як показали розрахунки, з коефіцієнтом кореляції $R = 0,95$ сезонну закономірність зміни обсягів споживання газу ГРС №1 можна описати такою поліноміальною моделлю

$$Q_N = 1428 - 192,7 \cdot N - 17,14 \cdot N^2 + 2,717 \cdot N^3, \tag{3.10}$$

де Q_N - обсяг споживання протягом N -ого місяця року, тис.м³.

Цікавою з точки зору експлуатації розподільних газопроводів є пікова нерівномірність споживання газу, тобто нерівномірність споживання по добах протягом місяця. Використовуючи методику, описану вище, за допомогою програми GRS виконуємо розрахунки коефіцієнтів регресійних моделей для місяців опалювального сезону стосовно ГРС № 1.

У результаті одержуємо такі регресійні моделі залежності обсягів споживання газу ГРС №1 Q (м³/д за стандартних умов) від середньодобової температури повітря $t_{нов}$ (°C):

для січня

$$Q = 34535 - 837 \cdot t_{нов}, \tag{3.11}$$

для лютого

$$Q = 39200 - 1018 \cdot t_{нов}, \quad (3.12)$$

для березня

$$Q = 34756 - 1716 \cdot t_{нов}, \quad (3.13)$$

для квітня

$$Q = 24539 - 772 \cdot t_{нов}. \quad (3.14)$$

для травня

$$Q = 19692 - 568 \cdot t_{нов}, \quad (3.15)$$

для жовтня

$$Q = 33803 - 1642 \cdot t_{нов}, \quad (3.16)$$

для листопада

$$Q = 36933 - 929 \cdot t_{нов}, \quad (3.17)$$

для грудня

$$Q = 36965 - 436 \cdot t_{нов}, \quad (3.18)$$

Для всіх випадків, що наведені вище, коефіцієнт кореляції вищий за 0,88, що свідчить про адекватність запропонованих регресійних моделей.

Для кількісної характеристики добової нерівномірності споживання газу використаємо коефіцієнт добової нерівномірності

$$k_{доб} = \frac{Q_{i\partial}}{Q_{ср\partial}}, \quad (3.19)$$

де $Q_{i\partial}$ - обсяг споживання газу протягом i -ої доби місяця;

$Q_{ср}$ - середньодобове споживання газу за даний місяць.

У табл.3.3 наведені результати розрахунку коефіцієнтів добової нерівномірності споживання газу у період опалювального сезону для ГРС №1.

Аналіз даних таблиці 3.3 свідчить, що відношення максимального добового до мінімального добового споживання газу найменше для зимових місяців року –грудня, січня і лютого. Для місяців весняно- осінного сезону це відношен-

ня значно зростає, що відповідає більшій нерівномірності температур повітря і відповідно обсягів споживання газу населеним пунктом.

Таблиця 3.3

Коефіцієнти добової нерівномірності споживання газу у період опалювального сезону для ГРС №1 за результатами промислового експерименту

Номер місяця у році	1	2	3	4	5	10	11	12
Коефіцієнт добової нерівномірності споживання газу:								
мінімальний	0,84	0,68	0,67	0,55	0,42	0,40	0,61	0,89
максимальний	1,34	1,29	1,62	1,28	2,18	1,45	1,40	1,17
Відношення максимального добового до мінімального добового споживання газу	1,60	1,90	2,42	2,33	5,19	3,62	2,30	1,46

Графіки залежності спожитої витрати газу, тиску та температури газу у кінці газопроводу-відводу до ГРС № 1 від середньодобової температури повітря показані на рис. 3.4.-3.6.

Математична обробка вибірки статистичних даних за весь опалювальний період дала змогу одержати таку узагальнену залежність витрати газу через регулятори ГРС №1 від середньодобової температури повітря

$$Q = 33874 - 1325 \cdot t_{нов} . \quad (3.20)$$

Аналогічним чином одержані регресійні моделі залежності тиску P_k (МПа) і температури газу t_k (°C) у кінці газопроводу-відводу (на вході ГРС № 1) від середньодобової температури повітря $t_{нов}$ (°C) для опалювального сезону

$$P_k = 59,7 + 0,23 \cdot t_{нов} , \quad (3.21)$$

$$t_k = 6,8 + 0,38 \cdot t_{нов} . \quad (3.22)$$

Для математичних моделей (3.20)-(3.22) коефіцієнт кореляції перевищує 0,9, що свідчить про їх достатню адекватність і можливість застосування для прогнозування режимів роботи розподільних газопроводів.

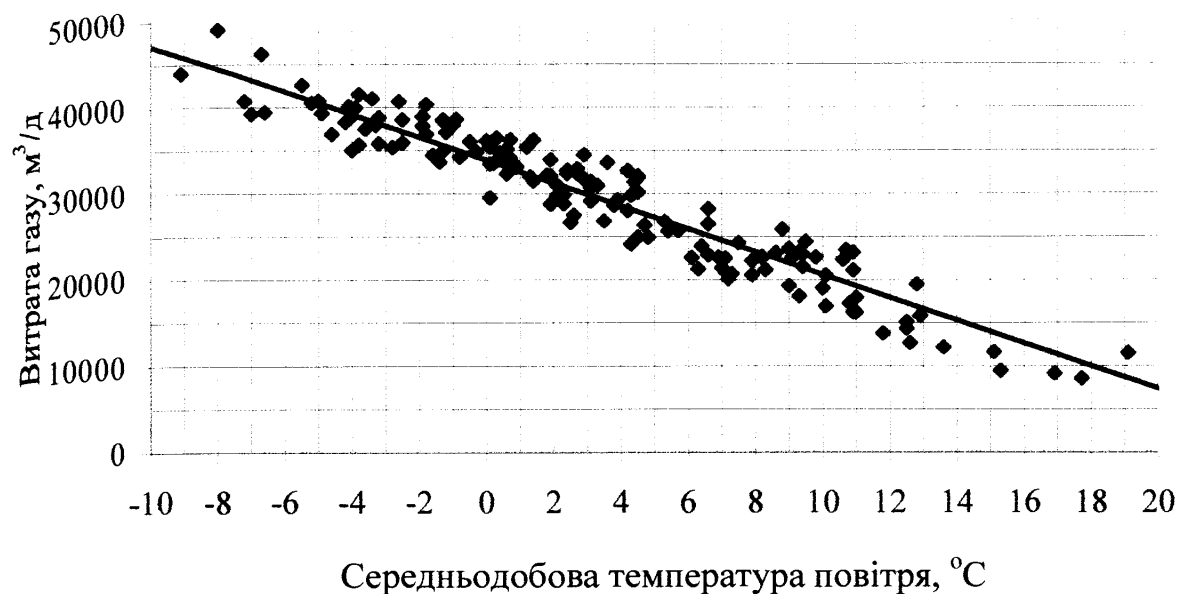


Рис.3.5. Результати математичного моделювання залежності витрати газу на ГРС №1 від середньодобової температури

♦ дослідні дані — регресійна модель

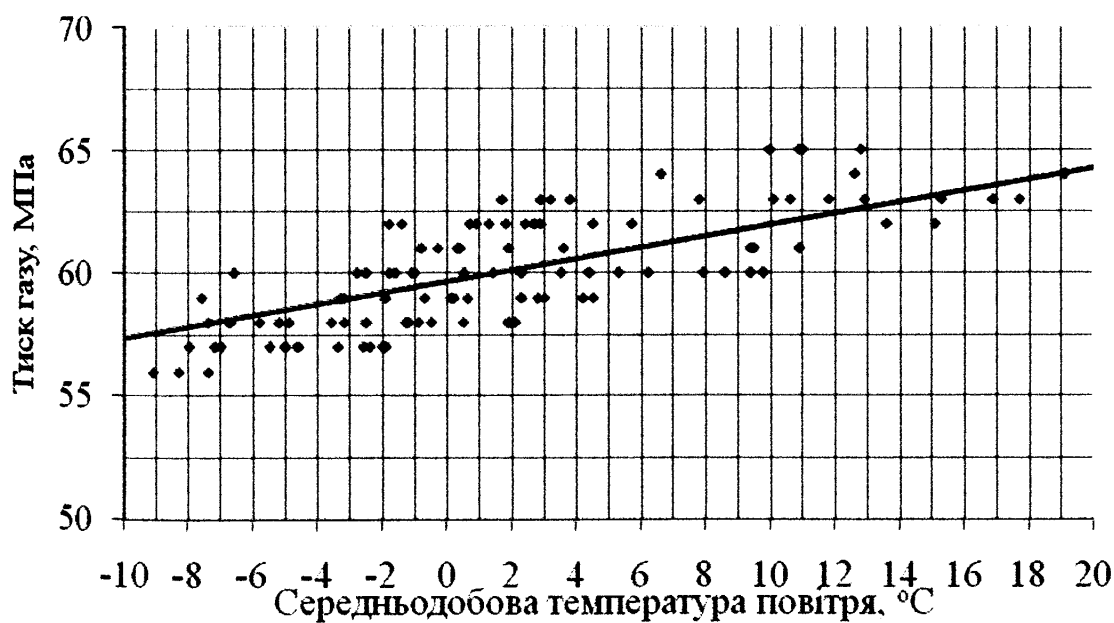
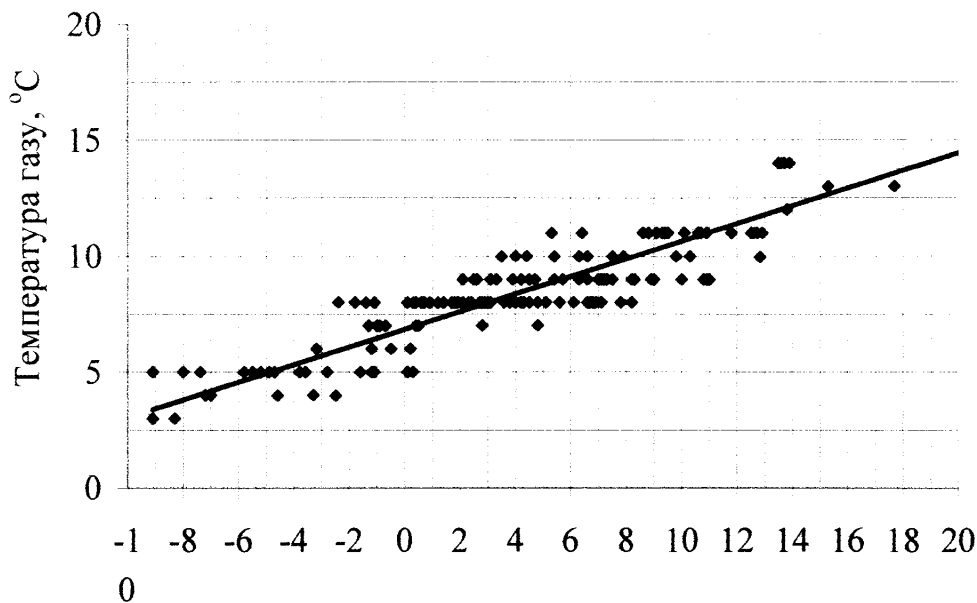


Рис.3.6. Результати математичного моделювання залежності тиску у кінці відводу (на вході ГРС №1) від середньодобової температури повітря

♦ дослідні дані — регресійна модель



Середньодобова температура повітря, °C

Рис.3.7. Результати математичного моделювання залежності температури газу у кінці відводу (на вході ГРС № 1) від середньодобової температури повітря:

♦ дослідні дані — регресійна модель

Слід зазначити, що нами виконані спроби виявити зв'язок між обсягами споживання газу та мінімальною чи максимальною за добу температурою повітря. Такий зв'язок не виявлений, коефіцієнти кореляції таких моделей на перевищують 0,2. Що стосується неопалювального сезону року, то витрати газу за цей період приблизно сталі у часі і визначаються здебільшого технологічним режимом роботи підприємств.

Аналогічні дослідження нами проведені для низки газопроводів-відводів системи розгалужених газопроводів УМГ «Харківтрасгаз». Одним із елементів газотранспортної системи України, що аналізувався, було відгалуження від 48 км газопроводу Шебелинка-Белгород-Курськ-Брянськ. Відгалуження призначене для подавання газу до ГРС №2, ГРС № 3 і ГРС № 4.

Для кожного із зазначених споживачів газу зібрані статистичні дані за останні роки експлуатації. Виконана їх математичка обробка за методикою, яка описана вище. У результаті одержані регресійні моделі сезонних змін технологічних параметрів роботи елементів розгалужених газопроводів.

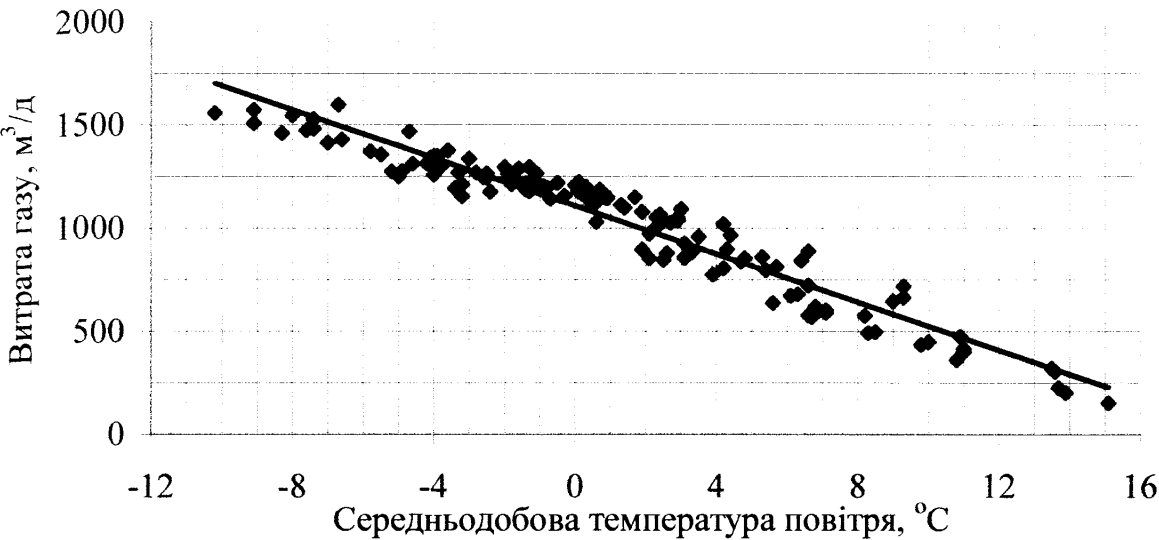


Рис.3.9. Результати математичного моделювання залежності витрати газу на ГРС № 3 від середньодобової температури повітря:

◆ дослідні дані — регресійна модель

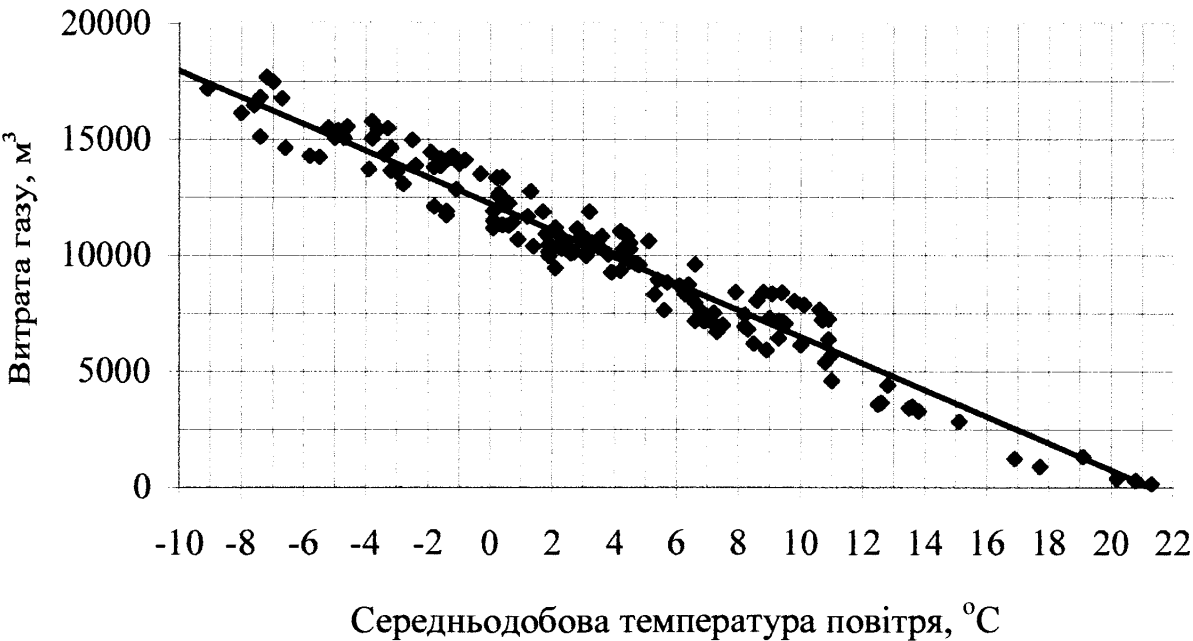


Рис. 3.10. Результати математичного моделювання залежності витрати газу на ГРС № 4 від середньодобової температури повітря:

◆ дослідні дані — регресійна модель

Коефіцієнт кореляції одержаних регресійних моделей перевищує 0,9, що засвідчує їх адекватність. Математичні моделі можуть бути використані при визначенні режимних параметрів розподільних газопроводів з врахуванням сезонних закономірностей споживання газу.

3.3. Аналіз результатів дослідного визначення закономірностей газодинамічних процесів в елементах складних газопроводів

У ході другого етапу промислового експерименту перевірялась розроблена у розділі 2 методика прогнозування параметрів роботи газопроводів при нестационарному та стаціонарному режимах руху газу. Об'єктом досліджень був елемент ГТС від ГРС Панютино до ГВС Панютино. Предметом досліджень були стаціонарні та нестационарні термогазодинамічні процеси руху газу у короткому відводі. ГРС Панютино підключена до нитки газопроводу ШДО-16 Ду 800 по газопроводу-відводу Ду 219, довжиною 0,24 км, товщиною стінки 6,0 мм (робочий тиск $P_{роб}=5,5$ МПа). Підключення газопроводу-відводу краном №2 на позначці 0,8 км від ГВС Панютино. Трубопровід нитки ШДО-16 має зовнішній діаметр 820 мм, товщина стінки 10 мм.

Схема проведення промислового експерименту з перевірки достовірності визначення тиску в кінці газопроводу при квазіусталеному та нестационарному режимах роботи газопроводу-відводу за методикою розділу 2 дисертаційної роботи наведена на рис. 3.2.

Промисловий експеримент показав, що різниця між фактичним кінцевим тиском газу та обчисленим за пропонованою методикою, не перевищує 5 %, що свідчить про адекватність запропонованої методики.

На останньому етапі промислового експерименту порівняні між собою фактичні та розраховані параметри роботи газопроводу при відкритті запірного пристрою на КЦ-3 КС Шебелинська з переключенням режиму роботи з великого кільця довжиною 1000 м у магістраль. Відкриття запірного пристрою (загально-

станційний кран № 6 типу МА-700) відбувалось за допомогою гідропневматичного приводу (керування електропневматичне БУ-1) за 30 сек.

Аналізувались дослідні дані, одержані системою телемеханіки операторної виробничо-експлуатаційного блоку (ВЕБ) КЦ-3, які найкраще відповідали типовим виробничим ситуаціям з врахуванням початкових і граничних умов математичного моделювання. Співставлення результатів показів автоматичних вимірних приладів САУ КЦ-3 (виробництва ВАТ «Тяжпромелектропроект» на базі приладів MikroPS та Octagon) агрегату № 4 (ГПА-Ц-6,3, двигун Д-336-2, повнонапірний нагнітач НЦ-56у-1.48) для кількох моментів часу протікання нестационарного процесу та результатів обчислення за пропонованою методикою засвідчило, що різниця технологічних параметрів не перевищує 5 %.

Тамим чином, даний етап промислового експерименту засвідчив адекватність пропонованої у розділі 2 методики для прогнозування газодинамічних параметрів нестационарних процесів руху газу в елементах складних ГТС.

3.4. Висновки по розділу 3

1. Шляхом математичної обробки статистичних даних режимів роботи розподільних газопроводів УМГ «Харківтрансгаз» виявлено, що основним чинником, що визначає режимні параметри газопроводів-відводів, ГРС та шляхових споживачів газу у холодний період року (опалювальний сезон) є середньодобова температура повітря.

2. Розроблені регресійні моделі залежності витрати газу, тиску і температури у кінці відводів від середньодобової температури повітря для низки розподільних газопроводів УМГ «Харківтрансгаз». Вони дають можливість для будь-якого моменту часу адекватно прогнозувати режим роботи розгалужених газопроводів, енерговитратність перекачування газу та визначити надлишкові ресурси тиску у кінці відводів.

3. Промисловий експеримент, проведений для двох елементів складної системи газопроводів УМГ «Харківтрансгаз», засвідчив, що їх фактичні термога-

зодинамічні параметри перехідних процесів відрізняються від розрахованих за розробленою математичною моделлю менше, ніж на 5 %. Це підтверджує достовірність результатів теоретичних досліджень закономірностей нестационарних режимів роботи кільканиткових та розгалужених газопроводів, що одержані у розділі 2 роботи.

РОЗДІЛ 4

РЕАЛІЗАЦІЯ МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ РОЗПОДІЛУ ПОТОКІВ ГАЗУ В СКЛАДНИХ ГАЗОПРОВІДНИХ СИСТЕМАХ ТА АНАЛІЗ ОТРИМАНИХ РЕЗУЛЬТАТІВ

Як зазначено вище, кільканиткові газотранспортні системи України оснащені перемичками між нитками як на вході і виході кожної КС, так і на трасі газопроводів. З цієї причини складні за структурою газотранспортні системи можуть транспортувати газ за різними схемами роботи. У розділі 2 нами запропонована математична модель розподілу потоків газу у кільканитковому газопроводі з урахуванням газодинамічної взаємодії ниток, сезонних чинників та енергетичних можливостей ГПА КС.

Значна частка магістральних газопроводів України має розгалужену структуру і виконує транзитно-розподільну функцію. У розділі 2 нами запропонована математична модель розподілу потоків газу у розгалуженому газопроводі з урахуванням сезонних змін обсягів споживання газу.

Метою досліджень, результати яких наведені нижче, є реалізація запропонованих методик розрахунку складних за структурою газопроводів в обчислювальних алгоритмах та програмному забезпеченні.

4.1. Реалізація математичних моделей в алгоритмі визначення пропускної здатності кільканиткового газопроводу при роботі з відкритими перемичками на вході і виході КС

Відкриття будь-якої перемички на вході чи виході компресорних станцій змінює параметри кільканиткового газопроводу як складної газодинамічної системи. Обчислювальний алгоритм визначення пропускної здатності кільканиткового газопроводу при роботі з відкритими перемичками на вході та виході компресорних станцій базується на використанні елементів математичної моделі, детальна характеристика яких наведена в підрозділі 2.3.

Нехай газотранспортна система має n_{kc} компресорних станцій і n_g паралельних ниток газопроводів. Параметрам роботи компресорних станцій і лінійних ділянок газопроводів присвоюємо два індекси, перший із них i - вказує номер компресорної станції і прилеглого перегону на трасі газопроводу, другий j - вказує номер нитки газопроводу. Вводимо двовимірні масиви вхідних даних для розрахунку режимів роботи компресорних станцій і лінійних ділянок кільканиркової газотранспортної системи.

Розраховуємо фізичні властивості природного газу. Використовуючи відповідний розрахунковий блок, визначаємо наявну потужність газотурбінних установок для привода нагнітачів на кожній компресорній станції. Виконуємо математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик кожного типу відцентрових нагнітачів, що встановлені на компресорних станціях кільканиркового газопроводу. У результаті для кожного нагнітача одержуємо математичні моделі його напірних та енергетичних характеристик у вигляді поліномів третього степеня.

На першій КС для кожної нитки газопроводу задані значення абсолютного тиску $P_{вс1j}$ і температури газу $T_{вс1j}$ на вході у нагнітачі. Задані також значення абсолютного тиску газу на вході в нагнітачі кінцевої компресорної станції $КС(n_{kc} + 1)j$ $P_{всн(n_{kc} + 1)j}$.

Вважаємо, що на вході і виході кожної КС передбачені перемички, які можуть бути у відкритому чи закритому стані. Відкриття будь-якої перемички призводить до вирівнювання тиску на вході чи виході відповідних компресорних станцій, що у свою чергу викликає зміни режимів роботи кожної із компресорних станцій і відповідних ділянок газопроводів.

Вводимо масив коефіцієнтів, які визначають схему роботи перемичок. Для відкритої перемички на вході КС приймаємо $ik1_{ij} = 1$, для закритої - $ik1_{ij} = 0$. Для відкритої перемички на виході КС приймаємо $ik2_{ij} = 1$, для закритої - $ik2_{ij} = 0$. Наприклад, для газотранспортної системи, що складається з трьох

ниток ($j = 3$), на кожній із яких є два перегони ($i = 2$) при відкритті перемичок на вході кожної із шести КС масив значень коефіцієнтів має вигляд:

$$ik1_{11} = 1, \quad ik1_{12} = 1, \quad ik1_{13} = 1, \quad ik1_{21} = 1, \quad ik1_{22} = 1, \quad ik1_{23} = 1.$$

Для випадку, коли перемичками на виході КС з'єднані тільки перший і другий газопроводи, а третій працює окремо, масив значень коефіцієнтів такий:

$$ik2_{11} = 1, \quad ik2_{12} = 1, \quad ik2_{13} = 0, \quad ik2_{21} = 1, \quad ik2_{22} = 1, \quad ik2_{23} = 0.$$

Для визначення пропускної здатності кільканиткової газотранспортної системи при відкритих перемичках на вході чи виході КС необхідно мати перше наближення тиску газу на вході та виході спільно працюючих КС.

Для кожної нитки газопроводу на кожному перегоні, використовуючи методику, описану у розділі 2, визначаємо тиск газу на нагнітанні КС $P_{нагаij}$ та у кінці прилеглої ділянки газопроводу $P_{каij}$ при витраті газу, що відповідає пропускній здатності газопроводів при їх автономній роботі Q_{aij} . Як перше наближення тиску на вході і виході i -ої КС приймаємо середнє арифметичне значення зазначених тисків газу для тієї кількості ниток, які з'єднані відкритими перемичками (на виході n_{g2i} , на вході n_{g1i}) [74]

$$P_{нагоi} = \frac{\sum_{j=1}^{n_{g2i}} P_{нагаij}}{n_{g2i}}, \quad (4.1)$$

$$P_{коi} = \frac{\sum_{j=1}^{n_{g1i}} P_{каij}}{n_{g1i}}. \quad (4.2)$$

Задаємося першим наближенням об'ємної витрати газу через нагнітачі першої КС, яка працює на j -ий газопровід (КС 1 J)

$$Q_{1j} = Q_{a1j}. \quad (4.3)$$

Використовуючи блок розрахунку режиму роботи КС, виконуємо розрахунок режиму роботи першої КС на j -ому газопроводі при номінальній обертовій

частоті нагнітачів $n = n_n$, перевіряючи при цьому виконання технологічних обмежень параметрів роботи. При порушенні будь-якої із зазначених умов приймається рішення про зменшення обертової частоти нагнітачів відповідної КС. Далі розрахунки повторюються до досягнення умов виконання всіх технологічних обмежень.

При закритій перемичці на виході КС, тобто при виконанні умови

$$ik2(1, j) = 0 \quad (4.4)$$

як перше наближення необхідного тиску на виході першої КС приймаємо тиск нагнітання, що відповідає автономній роботі відповідної нитки

$$P_{нагн1} = P_{нага1j} . \quad (4.5)$$

При відкритій перемичці на виході зазначеної КС як перше наближення необхідного тиску на виході першої КС приймаємо середнє значення тисків нагнітання при автономній роботі відповідних газопроводів

$$P_{нагн1} = P_{наго1} . \quad (4.6)$$

При виконанні умови

$$\left| P_{нага1j} - P_{нагн1} \right| < \varepsilon_p , \quad (4.7)$$

розрахунок КС 1 j для даної ітерації завершений.

Інакше при виконанні

$$P_{нага1j} < P_{нагн1} \quad (4.8)$$

зменшується витрата газу через нагнітачі першої КС j -ого газопроводу за умовою

$$Q_{1j} = Q_{1j} - \Delta Q , \quad (4.9)$$

а при виконанні умови

$$P_{нага1j} > P_{нагн1} \quad (4.10)$$

збільшується витрата газу через нагнітачі відповідної КС за умовою

$$Q_{1j} = Q_{1j} + \Delta Q . \quad (4.11)$$

У результаті знаходимо витрати газу через нагнітачі кожної із КС, що працюють на перший перегін, при яких тиск газу на нагнітанні при відкритих перемичках однаковий і рівний прийнятому значенню тиску $P_{нагн1}$.

Для зменшення тривалості обчислень і запобігання виходу за межі адекватності математичних моделей коригуємо необхідне значення тиску на виході КС, що працюють на перший перегін. Для цього спочатку знаходимо суму витрат газу через нагнітачі зазначених КС

$$Q_{сум1} = \sum_{j=1}^{n_g} Q_{1j}. \quad (4.12)$$

Знаходимо прогнозоване значення сумарної витрати газу на виході першої КС після відкриття перемичок, базуючись на результатах визначення пропускної здатності системи при автономній роботі ниток [74]

$$Q_{сум1}^{np} = Q_{сум1} + \Delta Q_{пер}^{kc}, \quad (4.13)$$

де $Q_{сум1}$ - сумарна витрата газу на виході першої КС при автономній роботі;

$\Delta Q_{пер}^{kc}$ - прогнозована зміна пропускної здатності системи, спричинена відкриттям перемичок на вході чи виході КС.

При виконанні умови

$$\left| Q_{сумi} - Q_{сумi}^{np} \right| < \varepsilon_{qs}, \quad (4.14)$$

розрахунок КС 1 j для даної ітерації завершений. Інакше при виконанні умови

$$Q_{сумi} < Q_{сумi}^{np} \quad (4.15)$$

зменшується необхідний тиск газу на виході першої КС

$$P_{нагн1} = P_{нагн1} - \Delta P, \quad (4.16)$$

а при виконанні умови

$$Q_{сумi} > Q_{сумi}^{np} \quad (4.17)$$

збільшується необхідний тиск газу на виході першої КС

$$P_{нагн1} = P_{нагн1} + \Delta P. \quad (4.18)$$

Далі розрахунки повторюються, починаючи з визначення витрати газу через першу КС, що працює на першу нитку газопроводу. Обчислюємо витрату газу на власні потреби першої КС j -ого газопроводу Q_{kc1j} .

Переходимо до теплогідравлічного розрахунку першого перегону на j -ому газопроводі довжиною L_{1j} . Як перше наближення приймаємо, що витрата газу на зазначеній ділянці дорівнює витраті газу через нагнітачі відповідної КС

$$Q_{лн1j} = Q_{1j}. \quad (4.19)$$

Знаходимо температуру газу на початку ділянки $T_{н1j}$. Реалізуючи відповідний розрахунковий блок, методом послідовних наближень знаходимо кінцевий тиск газу в j -ому газопроводі P_{k1j} .

При одночасному закритті перемичок на виході першої КС і вході другої КС, тобто при виконанні умов

$$ik2(1, j) = 0 \text{ та } ik1(2, j) = 0 \quad (4.20)$$

коригування тиску газу у кінці першого перегону не передбачається.

У всіх інших випадках обчислювальний алгоритм передбачає коригування величини кінцевого тиску. При відкритій перемичці на виході першої КС і закритій перемичці на вході другої КС

$$ik2(1, j) = 1 \text{ та } ik1(2, j) = 0 \quad (4.21)$$

як перше наближення тиску газу у кінці першого перегону приймаємо величину кінцевого тиску при автономній роботі відповідної нитки

$$P_{кн1j} = P_{ка1j}. \quad (4.22)$$

При відкритій перемичці на вході другої КС

$$ik1(2, j) = 1 \quad (4.23)$$

як перше наближення тиску у кінці першого перегону приймаємо середнє значення кінцевих тисків при автономній роботі відповідних газопроводів

$$P_{кн1j} = P_{кн1} = P_{ко1}. \quad (4.24)$$

При виконанні умови

$$\left| P_{к1j} - P_{кн1j} \right| < \varepsilon_p, \quad (4.25)$$

розрахунок ділянки ij для даної ітерації завершений.

При закритій перемичці на виході першої КС для коригування величини кінцевого тиску змінюємо тиск нагнітання першої КС. Так при виконанні умови

$$P_{к1j} < P_{кн1j} \quad (4.26)$$

збільшується тиск нагнітання газу КС 1 j за умовою

$$P_{нага1j} = P_{нага1j} + \Delta P, \quad (4.27)$$

а при виконанні умови

$$P_{к1j} > P_{кн1j} \quad (4.28)$$

зменшується тиск нагнітання газу КС 1 j за умовою

$$P_{нага1j} = P_{нага1j} - \Delta P \quad (4.29)$$

При відкритій перемичці на виході першої КС для коригування величини тиску у кінці першого перегону змінюємо витрату газу на відповідному перегоні. При виконанні умови

$$P_{к1j} < P_{кн1j} \quad (4.30)$$

зменшується витрата газу на першому перегоні

$$Q_{лін1j} = Q_{лін1j} - \Delta Q, \quad (4.31)$$

а при виконанні умови

$$P_{к1j} > P_{кн1j} \quad (4.32)$$

збільшується витрата газу на першому перегоні

$$Q_{лін1j} = Q_{лін1j} + \Delta Q. \quad (4.33)$$

Обчислюємо сумарну витрату газу на першому перегоні

$$Q_{сум1}^{лін} = \sum_{j=1}^{ng} Q_{лін1j}. \quad (4.34)$$

Якщо виконується умова

$$\left| Q_{\text{сум1}}^{\text{лін}} - Q_{\text{сум1}} \right| < \varepsilon_{\text{qs}}, \quad (4.35)$$

то умова матеріального балансу газу виконана і розрахунок першого перегону для даної ітерації завершений. Інакше при виконанні умови

$$Q_{\text{сум1}}^{\text{лін}} < Q_{\text{сум1}} \quad (4.36)$$

зменшується величина необхідного тиску газу кінці першого перегону, а при виконанні умови

$$Q_{\text{сум1}}^{\text{лін}} > Q_{\text{сум1}} \quad (4.37)$$

вона збільшується. Далі розрахунки першого перегону газопроводу повторюються до виконання умови (4.35).

Переходимо до розрахунку режиму роботи компресорних станцій, що працюють на другий перегін ($i=2$). Визначаємо тиск газу на вході ij -ої КС $P_{\text{вс}ij}$. Приймаємо, що $T_{\text{вс}ij} = T_{k(i-1)j}$. Перше наближення витрати газу через нагнітачі ij -ої КС знаходимо за умовою

$$Q_{oij} = Q_{\text{лін}(i-1)j} - Q_{\text{кв}(i-1)j}. \quad (4.38)$$

Використовуючи відповідний розрахунковий блок, виконуємо розрахунок режиму роботи j -ої КС і знаходимо абсолютний тиск газу на виході нагнітачів $P_{\text{наг}ij}$. При закритій перемичці на виході КС, тобто при виконанні умови

$$ik2(i, j) = 0 \quad (4.39)$$

як перше наближення необхідного тиску на виході КС приймаємо тиск нагнітання, що відповідає автономній роботі відповідної нитки

$$P_{\text{наг}i} = P_{\text{наг}ij}. \quad (4.40)$$

При відкритій перемичці на виході зазначеної КС як перше наближення необхідного тиску на виході приймаємо середнє значення тисків нагнітання при автономній роботі відповідних газопроводів

$$P_{\text{наг}i} = P_{\text{наг}i}. \quad (4.41)$$

При виконанні умови

$$\left| P_{нагн\,ij} - P_{наг\,ij} \right| < \varepsilon_p, \quad (4.42)$$

розрахунок КС ij для даної ітерації завершений. Інакше при виконанні умови

$$P_{наг\,ij} < P_{нагн\,i} \quad (4.43)$$

зменшується витрата газу через нагнітачі i -ої КС j -ого газопроводу, а при виконанні умови

$$P_{наг\,ij} > P_{нагн\,i} \quad (4.44)$$

вона збільшується. У результаті знаходимо витрати газу через нагнітачі кожної із КС, що працюють на i -ий перший перегін, при яких тиск газу на нагнітанні при відкритих перемичках однаковий і рівний прийнятому значенню тиску $P_{нагн\,i}$. Обчислюємо витрати газу на власні потреби компресорних станцій, розміщених на початку другого перегону $Q_{кс\,ij}$.

При закритій перемичці на вході j -ої КС, що працює на i -ий перегін, тобто при виконанні умови

$$ik1(i, j) = 0 \quad (4.45)$$

слід передбачити ітерації по тиску газу для виконання умови балансу газу

$$Q_{y\,ij} = Q_{lin(i-1)\,j} - Q_{кс\,ij}. \quad (4.46)$$

Керуючий тиск при цьому буде залежати від співвідношення відкритих і закритих перемичок на вході і виході КС. При виконанні умови

$$\left| Q_{ij} - Q_{y\,ij} \right| < \varepsilon_q \quad (4.47)$$

умова балансу газу виконана і ітерації по витраті через КС завершені.

При закритих перемичках на вході і виході КС ij

$$ik1(i, j) = 0, \quad ik2(i, j) = 0 \quad (4.48)$$

передбачаються такі ітерації. При виконанні умови

$$Q_{ij} < Q_{y\,ij} \quad (4.49)$$

зменшується тиск нагнітання КС, режим якої розраховується, а при виконанні умови

$$Q_{ij} > Q_{yij} \quad (4.50)$$

збільшується тиск нагнітання відповідної КС.

При закритій перемичці на вході і відкритій перемичці на виході КС

$$ik1(i, j) = 0, \quad ik2(i, j) = 1 \quad (4.51)$$

необхідно знайти найближчу закриту перемичку на вході або виході КС hj , що знаходиться перед КС ij , режим якої розраховується. Якщо найближчою закритою є перемичка на виході КС hj

$$ik2(h, j) = 0, \quad (4.52)$$

то при виконанні умови (4.49) збільшується тиск у кінці hj -ої ділянки газопроводу, а при виконанні умови (4.50) він зменшується. Якщо найближчою закритою є перемичка на вході КС hj

$$ik1(h, j) = 0, \quad (4.53)$$

то при виконанні умови (4.49) збільшується тиск нагнітання hj -ої КС, а при виконанні умови (4.50) він зменшується. Знаходимо суму витрат газу через нагнітачі компресорних станцій, які розміщені на початку i -ого перегону

$$Q_{сумi} = \sum_{j=1}^{n_g} Q_{ij} . \quad (4.54)$$

Обчислюємо суму витрат газу на власні потреби компресорних станцій, які розміщені на початку i -ого перегону

$$Q_{сумi}^{КС} = \sum_{j=1}^{n_g} Q_{кcij} . \quad (4.55)$$

Знаходимо необхідне значення сумарної витрати газу через нагнітачі КС, які розміщені на початку i -ого перегону

$$Q_{балi} = Q_{сумi} - \sum_{v=2}^i Q_{сумv}^{КС} . \quad (4.56)$$

Якщо виконується умова

$$|Q_{\text{сум}i} - Q_{\text{бал}i}| < \varepsilon_{qs}, \quad (4.57)$$

то розрахунок режиму роботи компресорних станцій, яка працюють на i -ий перегін, для даної ітерації закінчений. Інакше при виконанні

$$Q_{\text{сум}i} < Q_{\text{бал}i} \quad (4.58)$$

зменшується необхідний тиск газу на виході i -ої КС, а при виконанні умови

$$Q_{\text{сум}i} > Q_{\text{бал}i} \quad (4.59)$$

він збільшується. Якщо всі перемички на виході i -ої КС закриті, то умова матеріального балансу газу буде перевірена для наступних КС, на виході яких є відкриті перемички.

Виконуємо теплогідравлічний розрахунок другого перегону газопроводу довжиною L_{2j} ($i = 2$). Спочатку приймаємо, що витрата газу на ділянці дорівнює витраті газу через нагнітачі попередньої КС

$$Q_{\text{лін}ij} = Q_{ij}. \quad (4.60)$$

Знаходимо температуру газу на початку ділянки T_{nij} . Реалізуючи розрахунковий блок, методом послідовних наближень знаходимо кінцевий тиск газу в j -ому газопроводі P_{kij} . При одночасному закритті перемичок на виході КС ij та вході КС $(i+1)j$, тобто при виконанні умов

$$ik2(i, j) = 0 \text{ та } ik1(i+1, j) = 0 \quad (4.61)$$

коригування тиску газу у кінці i -ого перегону не передбачається.

У всіх інших випадках обчислювальний алгоритм передбачає коригування величини кінцевого тиску за таким алгоритмом. При відкритій перемичці на виході i -ої КС і закритій перемичці на вході $(i+1)$ -ої КС

$$ik2(i, j) = 1 \text{ та } ik1(i+1, j) = 0 \quad (4.62)$$

як перше наближення тиску газу у кінці i -ого перегону приймаємо величину кінцевого тиску при автономній роботі відповідної нитки

$$P_{кнij} = P_{каij} . \quad (4.63)$$

При відкритій перемичці на вході $(i + 1)j$ -ої КС

$$ik1(i + 1, j) = 1 \quad (4.64)$$

як перше наближення тиску у кінці першого перегону приймаємо середнє значення кінцевих тисків при автономній роботі відповідних газопроводів

$$P_{кнij} = P_{кнi} = P_{коi} . \quad (4.65)$$

При виконанні умови

$$\left| P_{кij} - P_{кнij} \right| < \varepsilon_p , \quad (4.66)$$

розрахунок ділянки ij для даної ітерації завершений.

При одночасному виконанні таких умов

$$ik2(i, j) = 0 , \quad ik1(i + 1, j) = 1 \quad (4.67)$$

для коригування величини кінцевого тиску змінюємо тиск нагнітання i -ої КС.

При виконанні умови

$$P_{кij} < P_{кнij} \quad (4.68)$$

збільшується тиск нагнітання газу КС ij , а при виконанні умови

$$P_{кij} > P_{кнi} \quad (4.69)$$

він зменшується. При одночасному виконанні таких умов

$$ik1(i, j) = 0 , \quad ik2(i, j) = 0 , \quad ik1(i + 1, j) = 1 \quad (4.70)$$

для коригування величини кінцевого тиску необхідно відшукати найближчу відкриту перемичку на виході або вході КС, що працює на j -ту нитку. Якщо найближчою відкритою перемичкою є перемичка на виході КС на початку h -ого перегону

$$ik2(h, j) = 1 , \quad (4.71)$$

то при виконанні умови (4.68) збільшується кінцевий тиск газу на h -ому перегоні, а при виконанні умови (4.69) він зменшується. Якщо найближчою відкритою перемичкою є перемичка на вході КС у кінці h -ого перегону

$$ik1(h, j) = 1 , \quad (4.72)$$

то коригуванню підлягає величина тиску нагнітання для КС hj при $i = h$. Якщо виконуються умови

$$ik2(i, j) = 1, \quad ik1(i + 1, j) = 1 \quad (4.73)$$

для коригування величини тиску у кінці i -ого перегону змінюємо витрату газу на відповідному перегоні. При виконанні умови (4.68) зменшується витрата газу на i -ому перегоні, а при виконанні умови (4.69) вона збільшується.

Для третього і подальших перегонів і КС ($i = 3 \dots n_{kc}$) розрахунки виконуються аналогічно за наведеним вище алгоритмом. За цим же алгоритмом проводимо розрахунок останнього перегону за умови відкритої перемички на виході $n_{kc}j$ КС. При цьому враховуємо, що необхідне значення кінцевого тиску газу дорівнює

$$P_{kn_{kc}j} = P_{всн(n_{kc}+1)j} + \delta P_{вх}. \quad (4.74)$$

Обчислюємо сумарну витрату газу на i -ому перегоні, окрім останнього

$$Q_{сумi}^{лін} = \sum_{j=1}^{n_g} Q_{лінij}. \quad (4.75)$$

Якщо виконується умова

$$|Q_{сумi}^{лін} - Q_{балi}| < \varepsilon_{qs}, \quad (4.76)$$

то умова матеріального балансу газу виконана і розрахунок i -го перегону для даної ітерації завершений. Інакше при виконанні умови

$$Q_{сумi}^{лін} < Q_{балi} \quad (4.77)$$

зменшується величина необхідного тиску газу у кінці i -ого перегону, а при виконанні умови

$$Q_{сумi}^{лін} > Q_{балi} \quad (4.78)$$

вона збільшується. Далі розрахунки i -ого перегону газопроводу повторюються до виконання умови (4.76). При закритій перемичці на виході останньої КС, тобто за умови

$$ik2(n_{kc}, j) = 0, \quad (4.79)$$

для коригування величини кінцевого тиску газу передбачається спеціальний розрахунковий блок, який наведений нижче.

Порівнюємо одержане значення тиску газу на вході у КС $(n_{kc} + 1)j$ із відповідним заданим значенням тиску газу. Якщо виконується умова

$$\left| P_{вс(n_{kc}+1)j} - P_{всн(n_{kc}+1)j} \right| < \varepsilon_p, \quad (4.80)$$

то розрахунок кільканиткової газопровідної системи завершений.

Якщо відкрита перемичка на вході КС n_{kc}, j

$$ik1(n_{kc}, j) = 1, \quad (4.81)$$

то передбачаємо такі ітерації. При виконанні умови

$$P_{вс(n_{kc}+1)j} > P_{всн(n_{kc}+1)j} \quad (4.82)$$

зменшується величина необхідного тиску на нагнітанні останньої КС, а при виконанні умови

$$P_{вс(n_{kc}+1)j} < P_{всн(n_{kc}+1)j} \quad (4.83)$$

вона збільшується. Якщо перемичка на вході КС n_{kc}, j закрита

$$ik1(n_{kc}, j) = 0, \quad (4.84)$$

то необхідно знайти найближчу відкриту перемичку на вході чи виході попередніх КС. Якщо найближчою є відкрита перемичка на виході КС hj

$$ik2(h, j) = 1, \quad (4.85)$$

то при виконанні умови (4.82) зменшується тиск газу у кінці h -ого перегону, а при виконанні умови (4.83) він збільшується. Якщо найближчою є відкрита перемичка на вході КС hj

$$ik1(h, j) = 1, \quad (4.86)$$

то передбачається коригування тиску нагнітання на виході КС hj .

Далі розрахунки повторюються, починаючи із розрахунку елемента газопроводу, де розміщена відкрита перемичка. У результаті одержуємо такий розподіл витрат газу по нитках і КС, який забезпечує повне використання ресурсу

тиску, створеного КС. Обчислюємо сумарну витрату газу на останньому пере-

гоні

$$Q_{\text{сум}n_{\text{КС}}}^{\text{лін}} = \sum_{j=1}^{n_g} Q_{\text{лін}n_{\text{КС}}}^j. \quad (4.87)$$

Якщо виконується умова

$$\left| Q_{\text{сум}n_{\text{КС}}}^{\text{лін}} - Q_{\text{бал}n_{\text{КС}}} \right| < \varepsilon_{\text{qs}}, \quad (4.88)$$

то умова матеріального балансу газу виконана і розрахунок газопроводу завершений. Інакше при виконанні умови

$$Q_{\text{сум}n_{\text{КС}}}^{\text{лін}} > Q_{\text{бал}n_{\text{КС}}} \quad (4.89)$$

зменшується величина необхідного тиску газу на виході першої відкритої (від початку трубопроводу) перемички на виході КС, а при виконанні умови

$$Q_{\text{сум}n_{\text{КС}}}^{\text{лін}} < Q_{\text{бал}n_{\text{КС}}} \quad (4.90)$$

вона збільшується. Далі розрахунки повторюються за наведеним вище алгоритмом, починаючи із розрахунку режиму роботи першої КС, яка працює на першу нитку газопроводу. Після виконання умови (4.88) процес обчислення завершений. Знайдена пропускна здатність кільканиткового газопроводу при роботі з будь-якою комбінацією відкритих перемичок на вході і виході КС, розрахований розподіл потоків газу по КС і по нитках газопроводу, визначені режимні та енергетичні параметри роботи кожної із компресорних станцій.

4.2. Реалізація математичних моделей в алгоритмі визначення пропускної здатності кільканиткового газопроводу при роботі з відкритими перемичками на ділянках

Обчислювальний алгоритм визначення пропускної здатності кільканиткового газопроводу при роботі з відкритими перемичками на ділянках між нитками базується на використанні елементів математичної моделі, характеристика яких наведена у підрозділі 2.3. Нехай газотранспортна система має структуру і граничні умови, описані у підрозділі 4.1. Вважаємо, що на кожному перегоні

передбачена хоча б одна перемичка, яка може з'єднати всі або деякі із працюючих паралельних ниток. Відкриття будь-якої перемички між нитками призводить до вирівнювання тиску у місці їх з'єднання, що у свою чергу викликає зміни режиму роботи кожної із КС і відповідних ділянок газопроводів [73].

Для визначення пропускної здатності кільканиткової газотранспортної системи при відкритих перемичках на ділянках необхідно мати перше наближення тиску газу у кожному місці з'єднання ниток.

Вводимо масив коефіцієнтів kr_{ij} , які визначають схему роботи перемичок. Для відкритої перемички приймаємо $kr_{ij} = 1$, для закритої - $kr_{ij} = 0$. Наприклад, для газотранспортної системи, що складається з трьох ниток ($j = 3$), на кожній із яких є два перегони ($i = 2$) при відкритті перемичок на кожному перегоні масив значень коефіцієнтів має вигляд:

$$kr_{11} = 1, \quad kr_{12} = 1, \quad kr_{13} = 1, \quad kr_{21} = 1, \quad kr_{22} = 1, \quad kr_{23} = 1. \quad (4.91)$$

Позначимо через L_{nij} відстань від КС ij до i -ої перемички на j -ій нитці.

Розрахунок режиму роботи кожної КС і кожної ділянки кільканиткового газопроводу виконуємо за алгоритмом, що детально описаний у підрозділі 4.1. Особливість даного розрахунку полягає у тому, що характерними точками системи, в яких контролюється і досягається методом ітерацій виконання енергетичного і матеріального балансу є відкриті міжниткові перемички на ділянках. Як перше наближення приймаємо середнє арифметичне значення тисків газу на перемичці для тієї кількості ниток n_{go_i} , які з'єднані відкритою перемичкою на i -ому перегоні.

$$P_{n1j}^{nn} = P_{nn1}. \quad (4.92)$$

Перевіряємо виконання матеріального балансу газу у місці знаходження міжниткової перемички на i -ому перегоні. Якщо на перегоні, що розглядається, або на попередньому відсутні відкриті перемички між нитками, то умова матеріального балансу газу виконується автоматично. Інакше обчислюємо сумарну витрату газу на першій частині i -ого перегону

$$Q_{\text{сум}i} = \sum_{j=1}^{n_g} Q_{\text{лін}ij}^{\partial n} . \quad (4.93)$$

Перевіряємо виконання умови матеріального балансу. Сумарна витрата газу на першій частині i -ого перегону повинна бути

$$Q_{\text{бал}i} = Q_{\text{сум}i-1} - \sum_{j=1}^{n_g} Q_{\text{ксі}j} . \quad (4.94)$$

Якщо виконується умова

$$Q_{\text{сум}i} - Q_{\text{бал}i} < \varepsilon_{qs} , \quad (4.95)$$

то умова матеріального балансу виконана і розрахунок системи до i -ої перемички для даної ітерації завершений. Інакше при виконанні умови

$$Q_{\text{сум}i} < Q_{\text{бал}i} \quad (4.96)$$

зменшується величина тиску газу на відповідній перемичці, а при виконанні умови

$$Q_{\text{сум}i} > Q_{\text{бал}i} \quad (4.97)$$

збільшується величина тиску газу на най. У результаті знаходимо величину тиску газу на i -ій перемичці $P_{\text{нн}2i}$, при якій виконується умова матеріального балансу газу при прийнятому на початку розрахунку значенні тиску газу на першій перемичці $P_{\text{нн}1}$.

Знаходиться сумарна витрата газу на останньому перегоні газопроводу після останніх перемичок

$$Q_{\text{сум}n_{\text{ксі}}}^{\text{нн}} = \sum_{j=1}^{n_g} Q_{\text{лін}n_{\text{ксі}}}^{\text{нн}} . \quad (4.98)$$

Перевіряємо виконання умови матеріального балансу. Баланс газу для останньої ділянки газопроводів знаходимо за формулою

$$Q_{\text{бал}n_{\text{ксі}}} = Q_{\text{сум}1} - \sum_{i=2}^{n_{\text{ксі}}} \sum_{j=1}^{n_g} Q_{\text{ксі}j} . \quad (4.99)$$

Якщо виконується умова

$$\left| Q_{\text{сум}n_{kc}}^{\text{п}} - Q_{\text{бал}n_{kc}} \right| < \varepsilon_{qs}, \quad (4.100)$$

то умова матеріального балансу газу виконана і розрахунок складної газопровідної системи завершений. Інакше необхідно провести коригування тиску на першій (від початку газопроводу) відкритій перемичці, для якої $ir(h, j) = 1$. При виконанні умови

$$Q_{\text{сум}n_{kc}}^{\text{п}} < Q_{\text{бал}n_{kc}}, \quad (4.101)$$

збільшується величина тиску на h -ій перемичці, а при виконанні умови

$$Q_{\text{сум}n_{kc}}^{\text{п}} > Q_{\text{бал}n_{kc}}, \quad (4.102)$$

зменшується величина тиску на h -ій перемичці.

Далі розрахунки повторюються за наведеним вище алгоритмом, розпочинаючи із розрахунку режиму роботи першої КС, що працює на першу нитку газопроводу. Після виконання умови (4.100) процес обчислення завершений. Знайдена пропускна здатність кільканиткового газопроводу при роботі з відкритими перемичками на ділянках, розрахований розподіл потоків газу, визначені режимні та енергетичні параметри роботи кожної із компресорних станцій.

4.3. Розробка програмного забезпечення для визначення пропускної здатності кільканиткового газопроводу з урахуванням газодинамічної взаємодії ниток, сезонних чинників та енергетичних ресурсів ГПА КС

Розроблені нами методика та обчислювальні алгоритми реалізовані у програмі GasPipes за допомогою об'єктно-орієнтованої мови програмування Delphi під операційну систему Windows. Програма дає змогу визначати пропускну здатність і режими роботи компресорних станцій та лінійних ділянок для кільканиткових газотранспортних систем з будь-якою кількістю паралельних ниток і лінійних перегонів між КС. Розрахунки виконуються за автономної роботи ниток газопроводів, за будь-якої комбінації відкритих перемичок на ділянках, а також за будь-якої комбінації відкритих перемичок на вході і виході КС.

Особливістю програми є зручний графічно-візуальний інтерфейс, наявність якого спрощує освоєння та роботу з даною програмою, а у поєднанні з можливістю збереження створених проектів зменшує затрати часу на введення нових та зміну наявних вхідних даних. Слід відмітити такі позитивні моменти програмного продукту як велика швидкодія виконання розрахунків, що зумовлена використанням математичного сопроцесора, та друк вхідних даних і результатів розрахунку, що сумісний з усіма типами принтерів. Корисною допоміжною функцією програмного продукту є можливість конвертування отриманих результатів у таблиці Excel для подальшого аналізу та графічного зображення.

Складовою частиною програмного продукту є база даних характеристик відцентрових нагнітачів та газотурбінних двигунів, що дає змогу спростити процес введення вхідних даних для розрахунків. Приклад технічних характеристик ГТУ і нагнітача наведений на рис. 4.1. і 4.2.

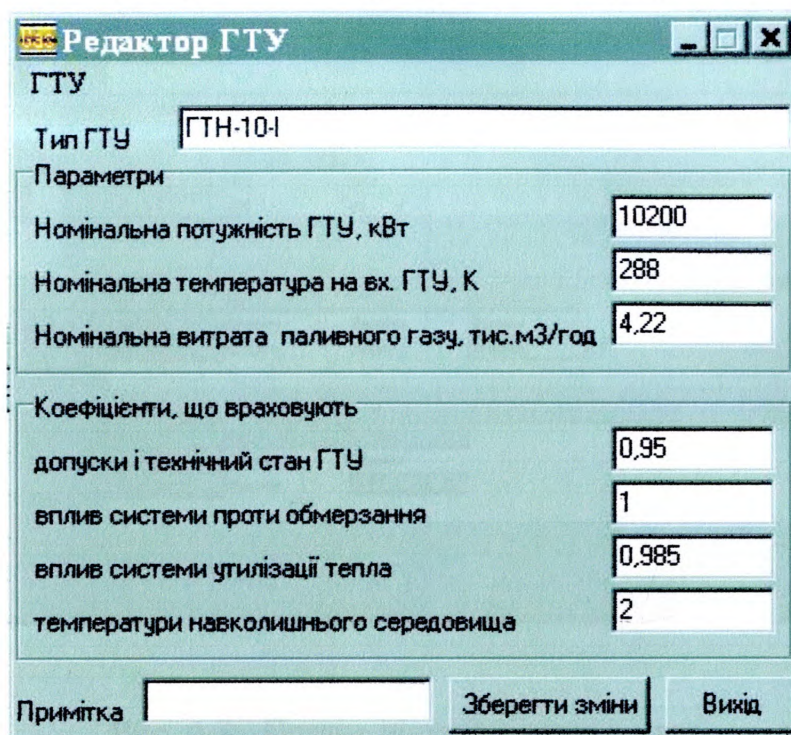
Після створення нового чи завантаження існуючого проекту на моніторі з'являється два вікна введення вхідних даних. Перше вікно вхідних даних містить опис структури газопровідної системи, склад газу та статуси перемичок як на ділянках, так і на вході і виході компресорних станцій (рис. 4.3). Друге вікно містить вхідні дані для компресорних станцій, лінійних ділянок газопроводів та задані параметри газу на вході і виході кільканиткової газотранспортної системи. Вигляд другого вікна вхідних даних для розрахунків пропускної здатності газотранспортної системи показаний на рис. 4.4.

Після проведення розрахунків з'являється вікно отриманих результатів. Воно містить три закладки:

1. „Параметри автономної роботи газопроводів”. Тут знаходяться результати розрахунку лінійної частини та режиму роботи КС при автономній роботі ниток газопроводу.

2. „При відкритих перемичках на трасі”. На даній закладці знаходяться результати розрахунку ГТС при заданій комбінації відкритих перемичок на трасі газопроводу, яка вказується оператором при формуванні вхідних даних.

3. „При відкритих перемичках на КС” На даній закладці знаходяться результати розрахунку ГТС при заданій комбінації відкритих перемичок на вході та виході КС, яка також указується оператором при формуванні вхідних даних.



Редактор ГТУ

ГТУ

Тип ГТУ

Параметри

Номинальна потужність ГТУ, кВт

Номинальна температура на вх. ГТУ, К

Номинальна витрата паливного газу, тис.м3/год

Коефіцієнти, що враховують

допуски і технічний стан ГТУ

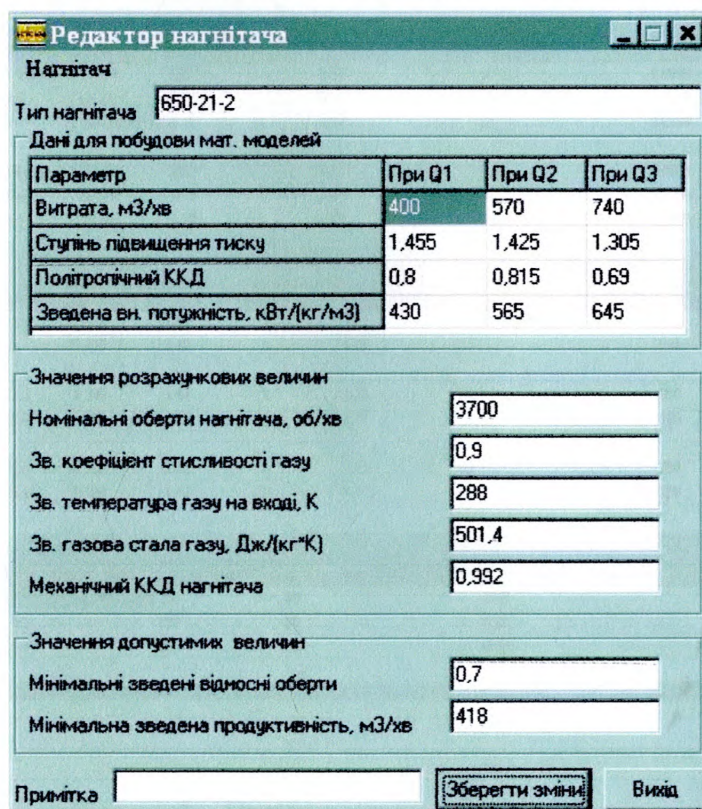
вплив системи проти обмерзання

вплив системи утилізації тепла

температури навколишнього середовища

Примітка

Рис. 4.1. Вхідні дані ГТН-10-I



Редактор нагнітача

Нагнітач

Тип нагнітача

Дані для побудови мат. моделей

Параметр	При Q1	При Q2	При Q3
Витрата, м3/хв	400	570	740
Ступінь підвищення тиску	1.455	1.425	1.305
Політропічний ККД	0.8	0.815	0.69
Зведена вн. потужність, кВт/(кг/м3)	430	565	645

Значення розрахункових величин

Номинальні оберти нагнітача, об/хв

Зв. коефіцієнт стисливості газу

Зв. температура газу на вході, К

Зв. газова стала газу, Дж/(кг*К)

Механічний ККД нагнітача

Значення допустимих величин

Мінімальні зведені відносні оберти

Мінімальна зведена продуктивність, м3/хв

Примітка

Рис. 4.2. Вхідні дані нагнітача 650-21-2 Кларк 655 P2

Вихідні дані

Склад газу та статус перемичок

Вихідні дані КС та ділянок

Кількість ниток

Кількість КС

Опис системи

Назва ниток трубопроводів

Трубопровід	Назва
Нитка 1	Союз
Нитка 2	УПУ
Нитка 3	Прогрес

Назва КС

КС	Назва
КС 1	Бар
КС 2	Густин
Остання КС	Богородчани

Прийняті назви

Склад газу в об'ємних відсотках

Метан	98.189
Етан	0.687
Пропан	0.228
Бутан	0.088
Пентан	0.016
Азот	0.75
Вуглекислий газ	0.042

Статус перемичок

На ділянках

Нитки\Перегон	Бар-Густин	Густин-Богородчани
Союз-УПУ	Відкрита	Закрита
УПУ-Прогрес	Відкрита	Відкрита

Відстань до перемички

Нитки\Перегон	Бар-Густин	Густин-Богородчани
Союз	60.5	60
УПУ	58.6	54.4
Прогрес	65.6	61

На виході в КС

Нитки \ КС	Бар	Густин	Богородчани
Союз-УПУ	Відкрита	Відкрита	Відкрита
УПУ-Прогрес	Відкрита	Відкрита	Відкрита

На виході з КС

Нитки \ КС	Бар	Густин
Союз-УПУ	Відкрита	Відкрита
УПУ-Прогрес	Відкрита	Відкрита

Вихідні дані КС та ділянок

Рис. 4.3. Перше вікно вхідних даних

Вихідні дані

Склад газу та статус перемичок

Вихідні дані КС та ділянок

Вихідні дані КС

Назва КС	Нитка	К-сть ГПА	Тип нагнітача	Тип ГТУ	Втрати тиску на вх.МПа	Втрати тиску на вих.МПа	Розр. темпер. на вх. ГТУ,С	Розр. тиск пов. на вх. ГТУ,МПа	Величина пе
Бар	Союз	5+2	Кларк 655 P2	ГТН-104	0.12	0.17	30	0.0969	1
Бар	УПУ	2+1	650-21-2	ГТН-25	0.12	0.17	30	0.0969	2
Бар	Прогрес	2+1	650-21-1	Електродвигун	0.12	0.17	30	0.0969	3
Густин	Союз	5+2	Кулер-Бессене	ГТН-104	0.12	0.17	30	0.0969	1
Густин	УПУ	2+1	PCL-804/2	ГТН-254	0.12	0.17	30	0.0969	2
Густин	Прогрес	5+2	235-21-1	ГТУ-10	0.12	0.17	30	0.0969	3

Вихідні дані ділянок

Назва т-ду	Ділянка	Довжина,м	Вн. діаметр,м	Зов. діаметр,м	Коеф. ефект	Глибина заляг.,м	Коеф. теплопров. ґрунту,Вт/(мК)	Температура ґр	Макс. тиск в т-ді, МПа
Союз	Бар-Густин	123.5	1.387	1.42	1	1.71	1.2	290	7.5
Союз	Густин-Богородчани	123	1.387	1.42	1	1.71	1.2	290	7.5
УПУ	Бар-Густин	127.3	1.389	1.42	1	1.71	1.2	290	7.5
УПУ	Густин-Богородчани	135.7	1.389	1.42	1	1.71	1.2	290	7.5
Прогрес	Бар-Густин	126.5	1.389	1.42	1	1.71	1.2	290	7.5
Прогрес	Густин-Богородчани	135.4	1.389	1.42	1	1.71	1.2	290	7.5

Втрати тиску в вихідних конфігураціях останньої КС

Трубопровід	Р на вх.першої КС,МПа	Т на вх.першої КС,К	Q на вх.першої КС,м³/добу	Втрати тиску на вх. останньої КС,МПа	Тиск на вх. в кінцеву КС,МПа
Союз	5.1	298	80	0.12	5.1
УПУ	5.1	298	80	0.12	5.1
Прогрес	5.1	298	80	0.12	5.1

Розрахунок

Рис. 4.4. Друге вікно вхідних даних

Загальний вигляд вікна результатів розрахунку пропускної здатності кільканиткової газотранспортної системи при автономній роботі, відкритих переми-чках на ділянках, а також відкритих перемичках на вході і виході КС зображе-ний на рис. 4.5. Для наочності в програмі передбачено графічний вивід основ-них результатів розрахунку пропускної здатності та режимних параметрів ро-боти газотранспортної системи (рис.4.6). Дане вікно також має три закладки з варіантами розрахунку системи. На даних схемах нанесена розрахункова схема ГТС з відповідним статусом перемичок (чорна перемичка-закрита, біла - відкри-та) та основні розраховані величини : для ділянок – тиск, витрата та температу-ра, для КС – витрата через нагнітачі, тиск нагнітання, температура нагнітання газу, кількість обертів нагнітача та спожита потужність ГПА.

4.4. Апробація методики шляхом визначення пропускної здатності, розподілу потоків газу та режимів експлуатації триниткової системи газопроводів на ділянці КС Бар-КС Богородчани

З метою апробації розроблених методик, обчислювальних алгоритмів та програмного забезпечення нами виконані багатоваріантні розрахунки пропуск-ної здатності, режимних та енергетичних параметрів роботи трьох паралельних транзитних газопроводів "Союз", Уренгой-Помари-Ужгород (далі УПУ) та "Прогрес" на ділянці КС Бар-КС Богородчани. Для цього за матеріалами, пред-ставленими УМГ "Черкаситрансгаз" і УМГ "Прикарпаттрансгаз" були узагаль-нені геометричні характеристики лінійної частини газопроводів та технічні ха-рактеристики ГПА шести компресорних станцій. Аналіз показав, що на зазна-ченій ділянці три паралельні газопроводи мають перемички як на вході, так і на виході кожної компресорної станції. Окрім того, майже на всіх лінійних ділян-ках також передбачені перемички між паралельними нитками. Виключенням є перегін КС Гусятин-КС Богородчани, на якому відсутня перемичка між нитками газопроводів "Союз" та Уренгой-Помари-Ужгород. Розрахункові схеми тринит-кової ГТС, яка була об'єктом досліджень, наведені на рис. 4.7 і 4.8.

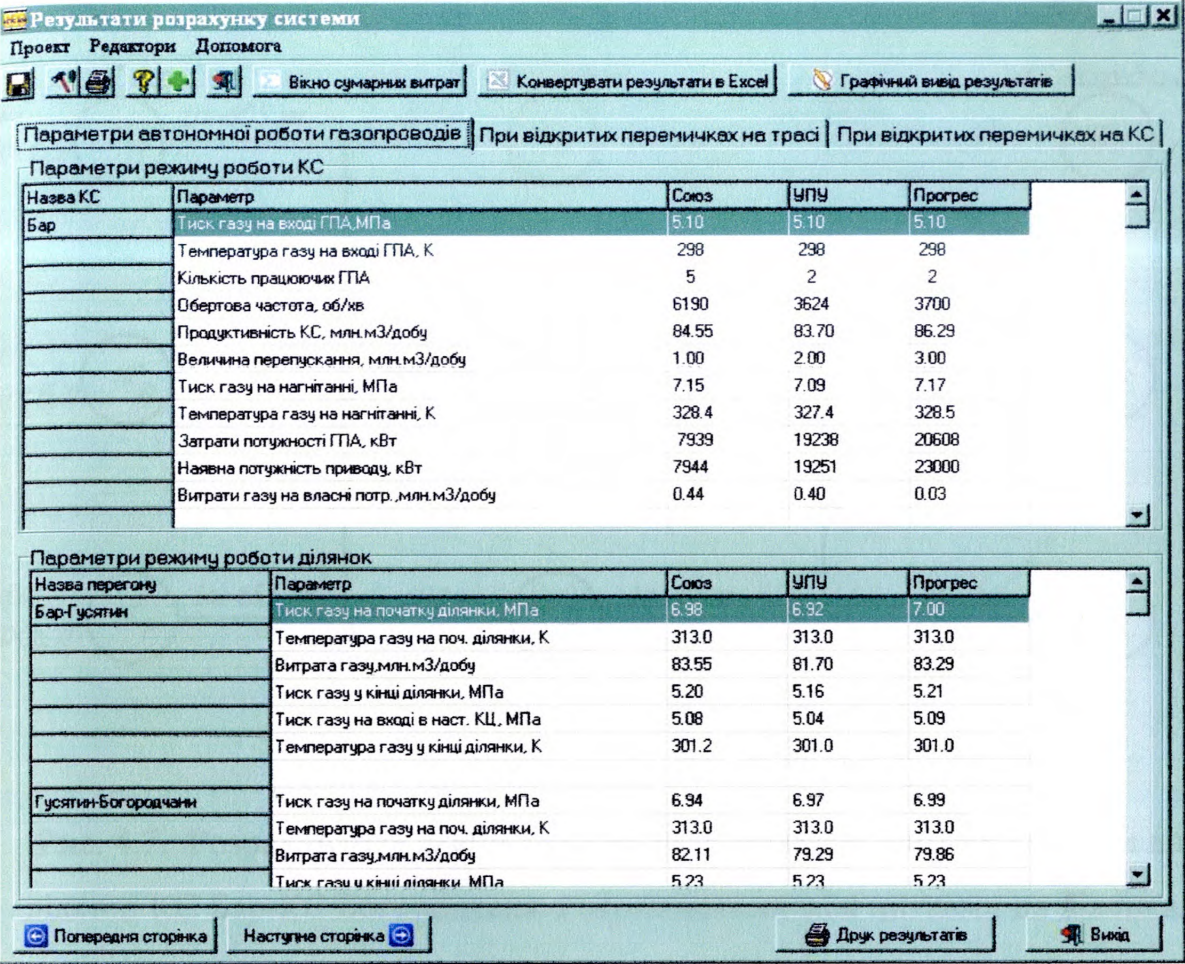


Рис. 4.5. Вікно результатів розрахунку пропускної здатності кільканиткової системи газопроводів

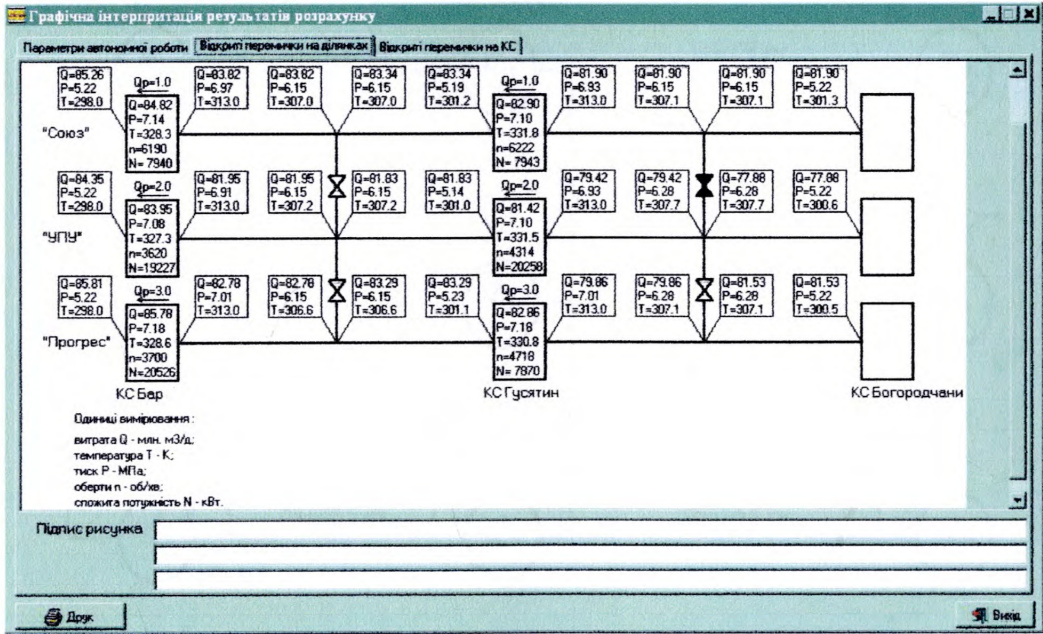


Рис. 4.6. Графічна інтерпретація результатів розрахунку пропускної здатності кільканиткового газопроводу

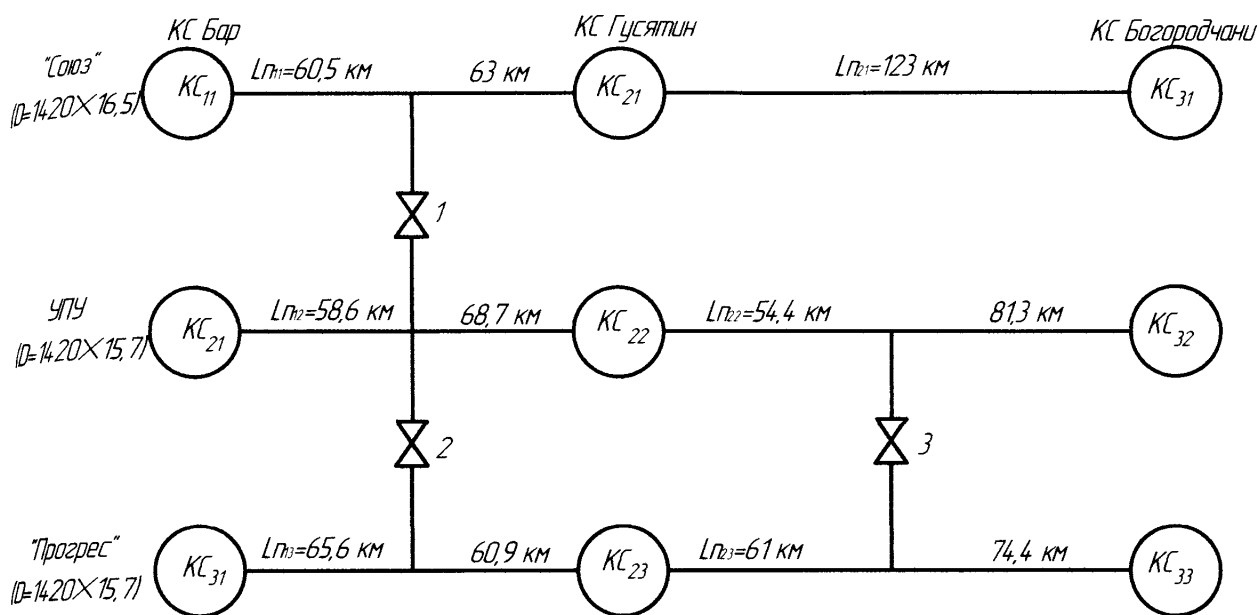


Рис. 4.7. Розрахункова схема триниткової газотранспортної системи на ділянці КС Бар-КС Богородчани з перемичками між нитками на ділянках

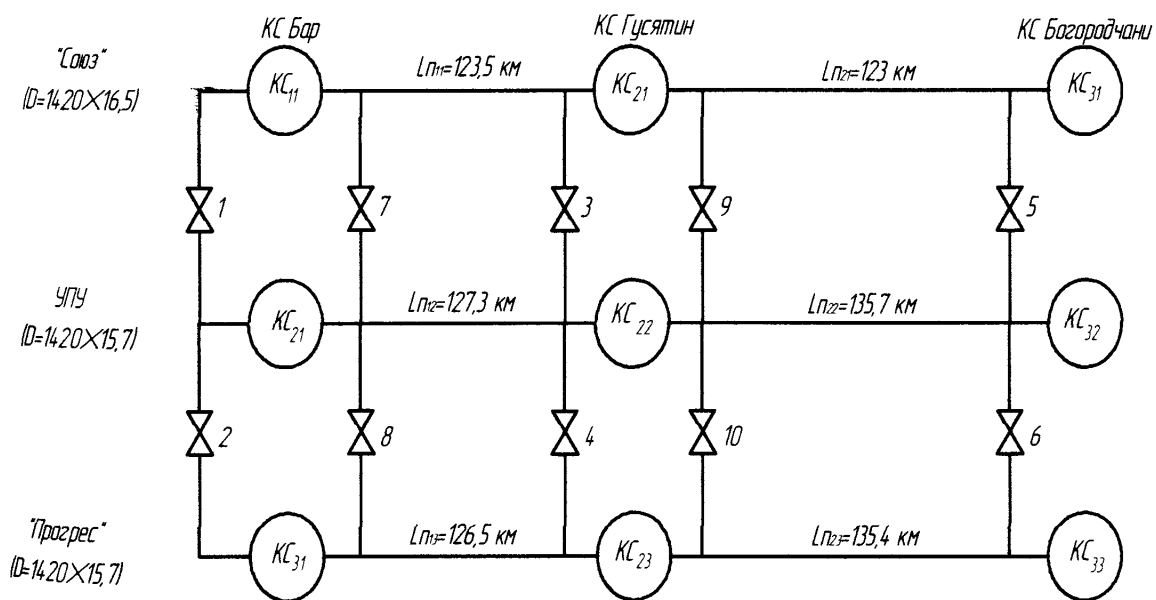


Рис. 4.8. Розрахункова схема триниткової газотранспортної системи на ділянці КС Бар-КС Богородчани з перемичками на вході і виході КС

За допомогою розроблених алгоритмів та програм досліджений вплив низки чинників на пропускну здатність та режими роботи триниткової газотранспортної системи на ділянці КС Бар-КС Богородчани. Одним із найбільш впливових чинників, як показали результати наших досліджень [73,74], є температурний фактор, тобто сезонні зміни температури повітря і температури ґрунту на глибині укладання трубопроводів. Розрахункові значення температури повітря і відповідні значення температури ґрунту, які використовувалися у розрахунках, наведені у табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Розрахункові значення температури повітря і ґрунту на глибині укладання газопроводів

Температурний чинник, °С	Варіант значень сезонних температурних чинників						
	1	2	3	4	5	6	7
Температура повітря	0	5	10	15	20	25	30
Температура ґрунту	3	7	9	11	12	15	17

За програмою GasPipes спочатку визначали пропускну здатність кожного із трьох газопроводів на ділянці КС Бар-КС Богородчани при автономній роботі, тобто при всіх закритих перемичках. Розглядали варіант повного завантаження газотранспортної системи, якому відповідають такі схеми роботи ГПА: на КС Бар 5-2-2, на КС Гусятин 5-2-5 (див. табл..4.2).

Таблиця 4.2

Схеми роботи ГПА: КС Бар 5-2-2, КС Гусятин 5-2-5, які відповідають повному завантаженню газотранспортної системи

Назва газопроводу	Кількість працюючих ГПА на	
	КС Бар	КС Гусятин
"Союз"	5	5
Уренгой-Помари-Ужгород	2	2
"Прогрес"	2	5

Далі за тих же умов знайдена пропускна здатність триниткової ГТС при відкритих перемичках 1-3 на ділянках (рис. 4.7), а також при відкритих перемичках 1-10 (рис. 4.8) на вході і виході всіх КС. Для дослідження впливу сезонних температурних чинників на пропускну здатність триниткового газопроводу при автономній роботі і при роботі з відкритими перемичками розрахунки проведені для всіх значень температур повітря і ґрунту, які показані в табл.4.1. Аналогічно визначена пропускна здатність триниткової газотранспортної системи на ділянці КС Бар-КС Богородчани при автономній роботі, а також при роботі з відкритими перемичками для одного із варіантів неповного завантаження системи (схема роботи ГПА: КС Бар 5-2-1, КС Гусятин 5-2-3). Досліджений вплив сезонних температурних чинників на пропускну здатність триниткової газотранспортної системи при її неповному завантаженні.

За результатами багатоваріантних розрахунків із врахуванням сезонних змін температури повітря та ґрунту побудовані графіки залежності сумарної пропускної здатності триниткової газопровідної системи КС Бар –КС Богородчани від розрахункової температури повітря при роботі із закритими і відкритими перемичками. Рис. 4.9 ілюструє одержану залежність при повному завантаженні всіх газопроводів (для схеми роботи ГПА: КС Бар 5-2-2, КС Гусятин 5-2-5), а рис.4.10 ілюструє таку ж залежність для одного із варіантів неповного завантаження системи (для схеми роботи ГПА: КС Бар 5-2-1, КС Гусятин 5-2-3).

Аналіз графіків на рис.4.9 і 4.10 свідчить, що при повному завантаженні кожної із ниток газопроводу на ділянці КС Бар-КС Богородчани відкриття перемичок на ділянках у діапазоні температур повітря від 0 до 20 °С призводить до невеликого зменшення сумарної пропускної здатності системи (до 1,5 млн.м³/д), а у діапазоні температур від 20 до 30 °С – до незначного збільшення сумарної пропускної здатності (до 0,5 млн. м³/д). У той же час при неповному завантаженні однієї з ниток (у даному випадку газопроводу "Прогрес") робота системи газопроводів з відкритими перемичками спричинює помітне зростання сумарної пропускної здатності: до 3 млн.м³/д - при відкритті всіх наявних перемичок на ділянках.

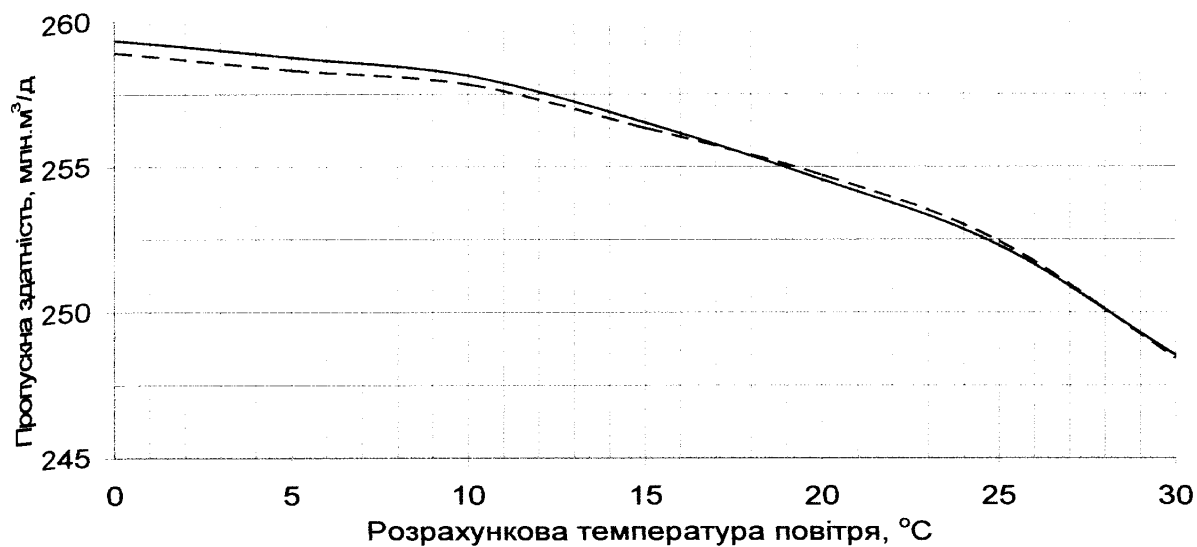


Рис. 4.9. Залежність пропускної здатності триниткової ГТС на ділянці Бар-Богородчани від температури повітря (повне завантаження системи):
_____ при автономній роботі; ----- при відкритих перемичках на трасі

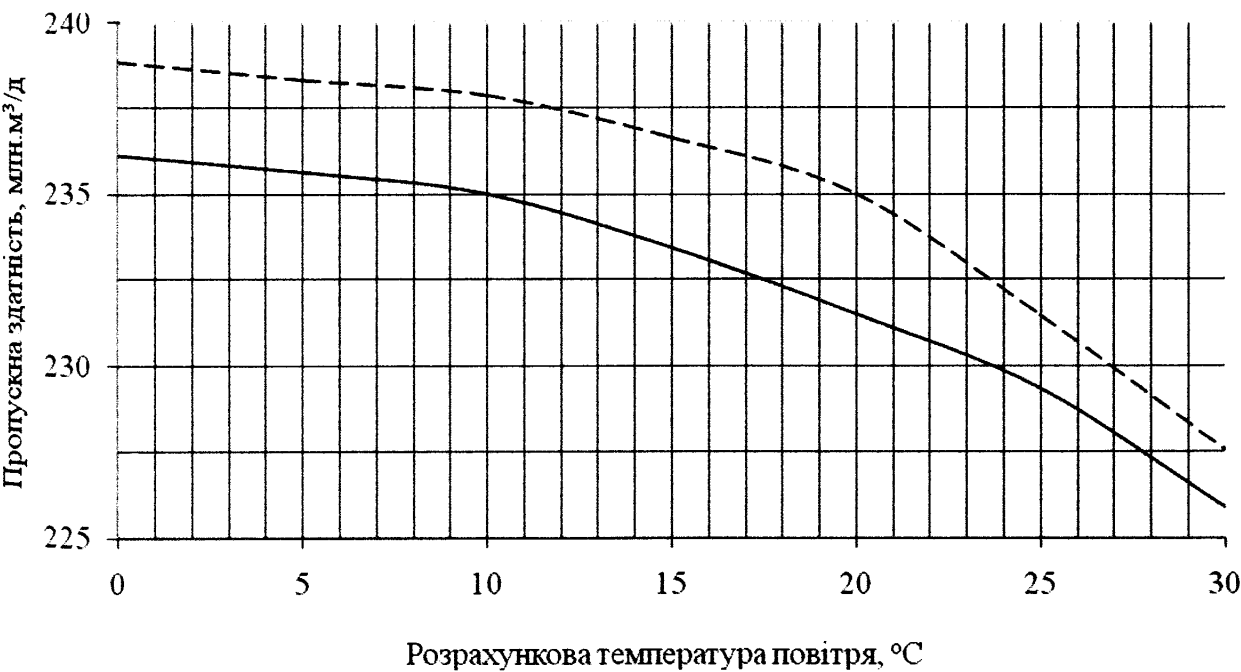


Рис. 4.10. Залежність пропускної здатності триниткової ГТС на ділянці Бар-Богородчани від температури повітря (неповне завантаження системи):
_____ при автономній роботі; ----- при відкритих перемичках на трасі

Аналіз фактичних режимів роботи газопроводів "Союз", Уренгой-Помарі-Ужгород та "Прогрес" на ділянці КС Бар -КС Богородчани за останні роки показує, що на практиці реалізуються десятки різних режимів роботи, які відрізняються схемами роботи ГПА на КС, різними комбінаціями відкритих перемичок між нитками тощо. Для дослідження впливу різних комбінацій відкриття перемичок на ділянках на пропускну здатність і розподіл потоків газу нами розглянуті всі можливі варіанти комбінацій відкритих перемичок 1-3 (рис.4.7) для триниткової газотранспортної системи на ділянці КС Бар – КС Богородчани. Перелік варіантів різних комбінацій роботи системи з відкритими перемичками на ділянках показаний у табл. 4.3. Температуру повітря для всіх варіантів приймали рівною 25 °С, коефіцієнт гідравлічної ефективності приймали рівним $E=1$.

За допомогою програми GasPipes досліджувалися такі схеми роботи ГПА на компресорних станціях триниткової ГТС на ділянці КС Бар- КС Богородчани, які відповідають різному завантаженню окремих ниток газопроводів.

За результатами багатоваріантних розрахунків побудовані діаграми розподілу потоків газу через компресорні станції і нитки газопроводів при різних варіантах завантаження газопроводів (табл. 4.4) і різних варіантах комбінацій відкритих перемичок на ділянках. Аналіз одержаних результатів свідчить, що для кожного варіанта завантаження ниток газопроводів можна виявити такі комбінації відкритих перемичок на ділянках, які відповідають максимальній пропускну здатності триниткової газопровідної системи. Однак максимальне зростання пропускну здатності системи при цьому невелике і не перевищує 3 млн.м³/д.

Як показали наші дослідження, більш ефективним заходом збільшення сумарної пропускну здатності кільканиткової ГТС за умови неповного завантаження деяких із ниток є робота з відкритими перемичками на вході і виході КС. З метою виявлення впливу різних комбінацій відкритих перемичок на вході і виході КС на пропускну здатність триниткового газопроводу на ділянці КС Бар-КС Богородчани виконані багатоваріантні розрахунки для чотирьох варіантів завантаження ниток (табл.4.4) та одинадцяти варіантів різних комбінацій відкритих перемичок на вході і виході компресорних станцій (табл.4.5).

Таблиця 4.3

Варіанти різних комбінацій відкритих перемичок на ділянках триниткового газопроводу КС Бар-КС Богородчани

№ варі-анта	Газопровід	Номер і статус перемички на ділянці			
		№	Бар-Гусятин	№	Гусятин-Богородчани
1	"Союз"-УПУ	1	закрита	-	відсутня
	УПУ-"Прогрес"	2	закрита	3	закрита
2	"Союз"-УПУ	1	відкрита	-	відсутня
	УПУ-"Прогрес"	2	закрита	3	закрита
3	"Союз"-УПУ	1	закрита	-	відсутня
	УПУ-"Прогрес"	2	відкрита	3	закрита
4	"Союз"-УПУ	1	закрита	-	відсутня
	УПУ-"Прогрес"	2	закрита	3	відкрита
5	"Союз"-УПУ	1	відкрита	-	відсутня
	УПУ-"Прогрес"	2	закрита	3	відкрита
6	"Союз"-УПУ	1	закрита	-	відсутня
	УПУ-"Прогрес"	2	відкрита	3	відкрита
7	"Союз"-УПУ	1	відкрита	-	відсутня
	УПУ-"Прогрес"	2	відкрита	3	закрита
8	"Союз"-УПУ	1	відкрита	-	відсутня
	УПУ-"Прогрес"	2	відкрита	3	відкрита

Таблиця 4.4

Схеми роботи ГПА на КС триниткової ділянки газопроводів КС Бар- КС Богородчани

№ варіанта завантаження газопроводів	Схема роботи ГПА на	
	КС Бар	КС Гусятин
1	5-2-2	5-2-5
2	5-2-1	5-2-3
3	3-2-2	3-2-5
4	5-1-2	5-1-5

Таблиця 4.5

Перелік варіантів комбінацій відкритих перемичок на вході і виході компресорних станцій триниткової ділянки КС Бар- КС Богородчани

№ вар	Ділянка газопроводів	Номер і статус перемички									
		Вхід КС Бар		Вихід КС Бар		Вхід КС Гусятин		Вихід КС Гусятин		Вхід КС Богородчани	
		№		№		№		№		№	
1	Бар-Гусятин	1	закрита	7	закрита	3	закрита	9	закрита	5	закрита
	Гусятин- Богородчани	2	закрита	8	закрита	4	закрита	10	закрита	6	закрита
2	Бар-Гусятин	1	відкрита	7	відкрита	3	відкрита	9	відкрита	5	відкрита
	Гусятин- Богородчани	2	відкрита	8	відкрита	4	відкрита	10	відкрита	6	відкрита
3	Бар-Гусятин	1	відкрита	7	відкрита	3	відкрита	9	закрита	5	відкрита
	Гусятин- Богородчани	2	відкрита	8	відкрита	4	відкрита	10	закрита	6	відкрита
4	Бар-Гусятин	1	відкрита	7	відкрита	3	закрита	9	відкрита	5	відкрита
	Гусятин- Богородчани	2	відкрита	8	відкрита	4	закрита	10	відкрита	6	відкрита
5	Бар-Гусятин	1	відкрита	7	відкрита	3	закрита	9	відкрита	5	відкрита
	Гусятин- Богородчани	2	відкрита	8	відкрита	4	закрита	10	відкрита	6	відкрита
6	Бар-Гусятин	1	відкрита	7	відкрита	3	закрита	9	закрита	5	відкрита
	Гусятин- Богородчани	2	відкрита	8	відкрита	4	закрита	10	закрита	6	відкрита
7	Бар-Гусятин	1	відкрита	7	закрита	3	закрита	9	відкрита	5	відкрита
	Гусятин- Богородчани	2	відкрита	8	закрита	4	закрита	10	відкрита	6	відкрита
8	Бар-Гусятин	1	відкрита	7	відкрита	3	відкрита	9	відкрита	5	відкрита
	Гусятин- Богородчани	2	відкрита	8	закрита	4	закрита	10	закрита	6	відкрита
9	Бар-Гусятин	1	відкрита	7	закрита	3	закрита	9	закрита	5	відкрита
	Гусятин- Богородчани	2	відкрита	8	відкрита	4	відкрита	10	відкрита	6	відкрита
10	Бар-Гусятин	1	відкрита	7	закрита	3	відкрита	9	відкрита	5	відкрита
	Гусятин- Богородчани	2	відкрита	8	відкрита	4	закрита	10	закрита	6	відкрита
11	Бар-Гусятин	1	відкрита	7	закрита	3	відкрита	9	закрита	5	відкрита
	Гусятин- Богородчани	2	відкрита	8	відкрита	4	закрита	10	відкрита	6	відкрита

За результатами багатоваріантних розрахунків побудовані діаграми розподілу потоків газу через КС і нитки газопроводів при різних варіантах завантаження газопроводів та різних варіантах комбінацій включених перемичок на вході і виході КС.

На рис.4.11 і 4.12 наведені приклади одержаних залежностей сумарної пропускної здатності триниткової газотранспортної системи КС Бар-КС Богородчани від варіанта комбінації включених перемичок на вході і виході КС для повного і неповного завантаження системи. Аналіз одержаних результатів засвідчив, що для кожного варіанта завантаження ниток газопроводів за допомогою розроблених нами методики і програми можна виявити такі комбінації відкритих перемичок на вході і виході КС, які відповідають максимальній пропускній здатності триниткової газопровідної системи. Максимальне зростання пропускної здатності триниткового газопроводу при цьому досягає 9 млн.м³/д.

Методика прогнозування пропускної здатності кільканиткової ГТС з урахуванням газодинамічної взаємодії ниток може бути використана для оптимізації режимів роботи системи за критерієм мінімальних енерговитрат на транспортування заданого обсягу газу.

Зазначена методика та відповідне програмне забезпечення передані для використання в УМГ «Черкаситрансгаз». Розробки дають змогу прогнозувати пропускну здатність, розподіл потоків газу, режимні та енергетичні параметри роботи кільканиткових газопроводів для будь-якої комбінації відкритих міжниткових перемичок з урахуванням сезонних чинників та вимог енергозбереження. Очікуваний економічний ефект від впровадження розробок для триниткового газопроводу на ділянці КС Бар – КС Богородчани становить 152 тис. грн/рік (додаток В).

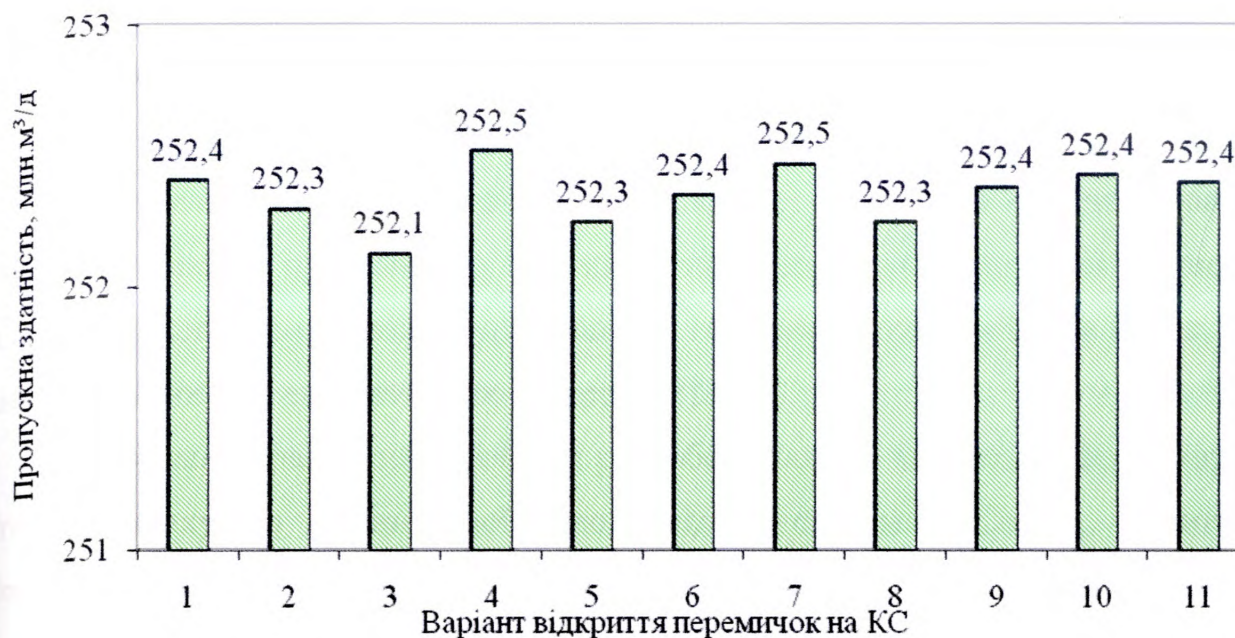


Рис.4.11. Залежність пропускної здатності триниткового газопроводу на ділянці Бар-Богородчани від варіанта відкриття перемичок на вході і виході КС (повне завантаження системи)



Рис.4.12. Залежність пропускної здатності триниткового газопроводу на ділянці Бар-Богородчани від варіанта відкриття перемичок на вході і виході КС (неповне завантаження однієї з ниток)

4.4. Висновки по розділу 4

1. Математичні моделі, розроблені у розділі 2, реалізовані в обчислювальних алгоритмах та програмному забезпеченні визначення пропускної здатності кільканиткового газопроводу з урахуванням газодинамічної взаємодії ниток, сезонних чинників та енергетичних ресурсів ГПА КС.

2. Виконана практична апробація розробок шляхом виконання багатоваріантних розрахунків триниткової газопровідної системи «Союз», Уренгой-Помари-Ужгород и «Прогрес» на ділянці КС Бар-КС Богородчани для різного ступеня завантаження газопроводів, різних комбінацій роботи міжниткових перемичок та умов перекачування, що відповідають різним сезонам експлуатації.

3. Доведений значний вплив міжниткових перемичок на пропускну здатність, режимні параметри та енерговитратність експлуатації кільканиткових газопроводів. Виявлено, що більш ефективним заходом збільшення пропускної здатності ГТС за умови неповного завантаження деяких із ниток є робота з відкритими перемичками на вході і виході КС. Одержано, що для кожного варіанта завантаження ниток газопроводів можна виявити розрахунковим шляхом такі комбінації відкритих перемичок, які відповідають максимальній пропускну здатності кільканиткової газопровідної системи і мінімальній енерговитратності. Максимальне зростання пропускної здатності ГТС при роботі з відкритими перемичками досягає 10 % від пропускної здатності системи.

4. Методика та програмне забезпечення передані для використання в УМГ «Черкаситрансгаз». Розробки дають змогу прогнозувати пропускну здатність, розподіл потоків газу, режимні та енергетичні параметри роботи кільканиткових газопроводів для будь-якої комбінації відкритих міжниткових перемичок з урахуванням сезонних чинників та вимог енергозбереження. Очікуваний економічний ефект від впровадження розробок для триниткового газопроводу на ділянці КС Бар–КС Богородчани становить 152 тис. грн./рік.

РОЗДІЛ 5

РОЗРОБКА МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ТЕХНІЧНОГО ПЕРЕОСНАЩЕННЯ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ З ТОЧКИ ЗОРУ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

Теоретичні та експериментальні дослідження, виконані нами у розділах 2, 3 і 4 довели, що складна конфігурація газопроводів призводить до того, що у певних елементах газотранспортної системи виникають надлишки енергії у вигляді надлишкового тиску газу, який неможливо використати безпосередньо на транспортування газу. Класичним прикладом такого елемента є розгалужений газопровід, який має відводи до шляхових споживачів. Тиск газу на початку відводу залежить від місця врізування в основну магістраль. Якщо місце врізування недалеко від КС, то початковий тиск у відводі може бути близьким до 5 МПа або 7 МПа для газопроводів нового покоління. У кінці відводів, як показали наші дослідження величина тиску, необхідна для нормальної роботи регуляторів тиску ГРС, не перевищує 1,5-2 МПа. Тому для більшості відводів має місце значний резерв перепаду тисків. Враховуючи відносну невелику протяжність відводів, він може бути лише частково використаний для компенсації втрат тиску від тертя при русі газу. Як засвідчили результати промислового експерименту, описані у розділі 3, величина надлишкових ресурсів тиску газу у кінці відводів розгалужених газопроводів може досягати 2-4 МПа. Це значний резерв енергії, яку створили ГПА КС магістрального газопроводу, споживши значну кількість паливного газу.

Для підвищення ефективності роботи газотранспортної системи в цілому доцільно використати цей запас енергії, перетворивши її на той чи інший вид енергії [97,98,99,100].

Енерговитратність трубопровідного транспорту газу суттєво залежить від стану внутрішньої поверхні труби, який характеризується величиною шорсткості, а також від наявності в порожнині труби гідратних та інших рідинних та твердих скупчень. Вплив зазначених чинників на пропускну здатність та гідравліч-

ну енерговитратність характеризує коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводів. Підтримання цього коефіцієнта на рівні, близькому до одиниці – одне із найважливіших завдань у процесі експлуатації всіх елементів ГТС.

Нижче наведені запропоновані нами методи і технічні засоби, скеровані на підвищення гідравлічної ефективності та зменшення енерговитратності газотранспортної системи в цілому.

5.1. Розробка методу оптимізації енергобалансу ГТС

Сьогодні зрозуміло всім, що надра Землі не бездонні. І якщо необхідні та легкодоступні корисні копалини видобувати так, як це робилося у двадцятому столітті, то вони швидко вичерпаються. Найбільш шкідливу дію на атмосферу і гідросферу спричиняють продукти функціонування енергетичних і нафтохімічних підприємств [82, 83]. Одним із виходів із екологічної кризи є впровадження технологій, при яких значна частка природних ресурсів, що залучаються до господарського обороту, повинна перетворюватися в корисну продукцію [98, 100].

У сфері транспортування природного газу величина гідравлічних втрат тиску від тертя визначає домінуючі технологічні витрати природного газу - споживаний двигунами компресорних станцій паливний газ [100, 101]. Частина тепла і продукти згорання природного газу від камер згорання газотурбінних установок і топків підігрівачів розсіваються в атмосферу, тепло від тертя газу об стінки труб і холод від пристроїв редукування газу ідуть туди ж [102, 103]. Крім того, після компримування природний газ охолоджується до температури, безпечної для протикорозійної ізоляції трубопроводу. На рис.5.1. зображена розроблена нами структура складових енергетичних втрат газотранспортної системи. Всі види вказаних втрат енергії детально охарактеризовані у роботі [103].

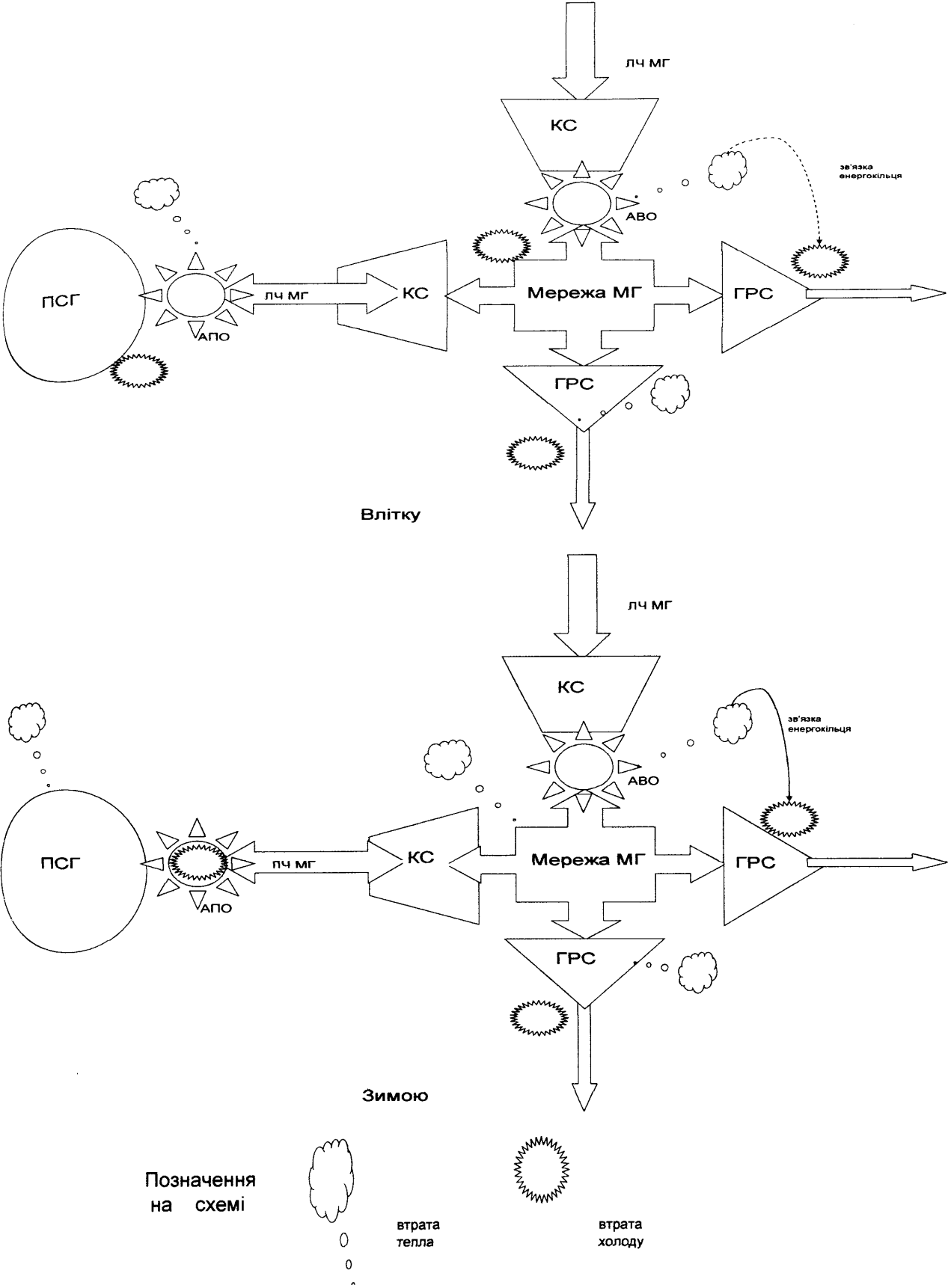


Рис. 5.1. Схема основних теплоенергетичних втрат ГТС влітку і взимку

Аналізуючи схему енергетичного балансу ГТС системи, можна відзначити не замкнутість енергетичної системи в цілому, відсутність збалансованої мало-відхідної комплексної технологічної системи. Зв'язано це з неекономічним, марнотратним проектуванням енергосистем та систем транспортування енергоресурсів. У цих проектах не було передбачено циклів і зворотних зв'язків енергопотоків для розподілених (децентралізованих) енергетичних об'єктів. Значна частина заходів щодо енергозбереження, що проводяться сьогодні у структурних підрозділах ДК «Укртрансгаз» передбачає комплексну реконструкцію застарілих базових технологій транспортування природного газу з використанням останніх досягнень сучасної науки і залученням відповідних інвестицій. На газотранспортних підприємствах очевидна тенденція розширення переліку і поліпшення фінансування екологічних та технологічних заходів, які базуються на інноваціях двадцять першого століття.

З метою оптимізації енергетичного балансу ГТС нами пропонується такий метод. Суть його полягає у частковому закільцюванні енергосистеми для об'єктів компресорна станція – лінійна ділянка - газорозподільна станція (КС-ЛЧ-ГРС). Холод від регуляторів тиску ГРС можна використовувати на охолодження газу на виході КС влітку, а тепло газу на виході КС можна застосовувати на підігрів регуляторів тиску на ГРС зимою. На схемі рис.5.2. зазначений зв'язок показано пунктиром. Технічна реалізація даного методу можлива з використанням існуючої мережі електроенергії та існуючих конструкцій теплообмінників. Як двонаправлений теплоелектричний перетворювач пропонуємо гіпотетично (до техніко-економічному розрахунку) застосувати елементи Палет'є, хоча можливим є використання детандерних теплових насосів та інші спеціальних пристроїв [103]. Гіпотетична реконструкція полягає в закріпленні плиток елементів Палет'є на теплообмінниках і підключенні їх через перетворювачі напруги до мережі електропостачання. Рис.5.2. ілюструє схему запропонованого методу оптимізації енергобалансу ГТС шляхом замикання в енергобалансуючі кільця енергопотоків обраного до розгляду (типового щодо ГТС) ланцюга основних її елементів - КС-ЛЧ-ГРС.

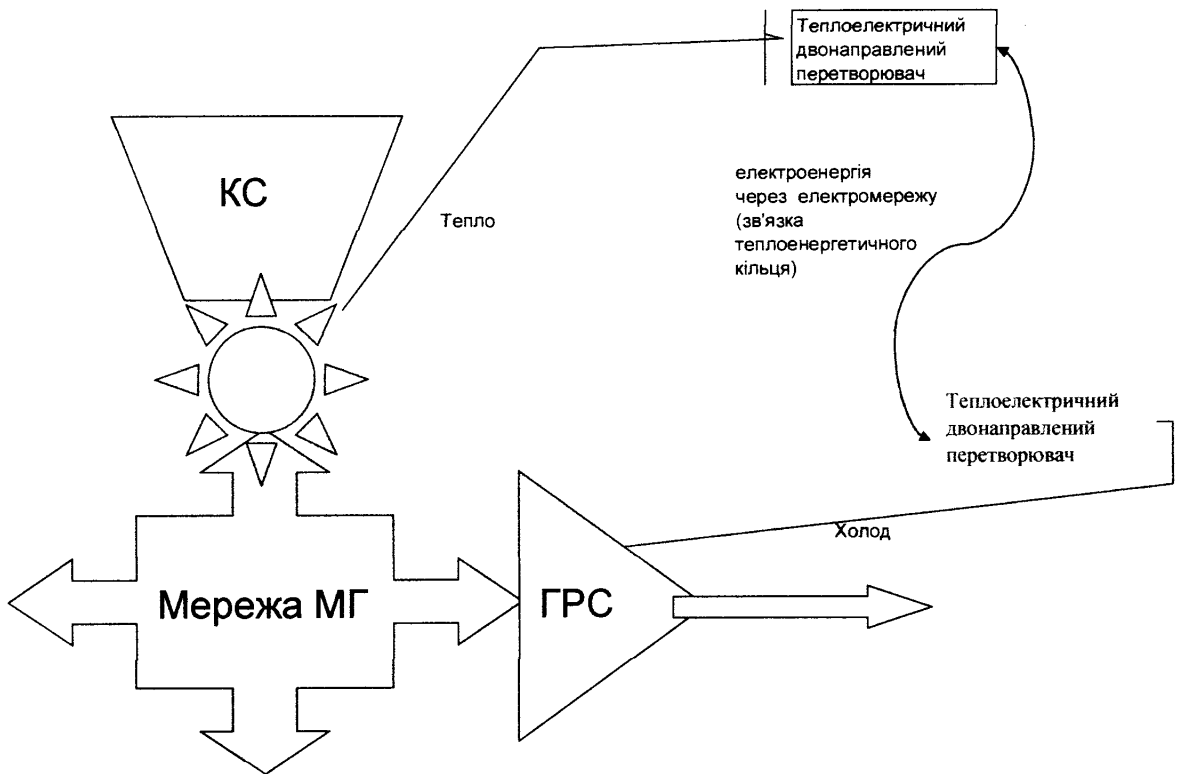


Рис. 5.2. Схема запропонованого методу оптимізації енергобалансу ГТС шляхом замикання енергопотоків КС-ЛЧ-ГРС

Виконаємо розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження запропонованого методу оптимізації енергобалансу ГТС об'єктів ДК Укртрансгаз. Вихідні дані та результати розрахунків наведені у табл.5.1. Відповідно до розрахунку, загальна економія енергії ГТС, що досліджувались, становить 160 ГВт/год. Якщо перерахувати за тарифами постачання газу теплоелектростанціям, то грошовий еквівалент дохідної частини зазначеного методу складе 333 млн. грн.

Витрати на реконструкцію складатимуться в основному з вартості проекту із узгодженнями, вартості перетворювачів напруги (постійно-змінний струм або їх ще позначають AC-DC) і вартості елементів Палет'є, оскільки капітальне будівництво з підведенням електроенергії відповідної потужності уже проведено.

Таблиця 5.1

Розрахунок економічної ефективності від впровадження методу оптимізації енергобалансу ГТС для об’єктів ДК «Укртрансгаз»

Показник	Значення
1 Технологічні дані	
Загальна кількість ГРС	1300
Середнє зменшення тиску на одній ГРС, МПа	4
Сумарна витрата газу через всі ГРС (усереднена за п’ять останніх років, тис. м³/год	8000
Сумарні кількість перетоків енергії через 1300 енергоба-лансуючих зв’язків, кВт·год	160000
Очікуваний усереднений ККД енергозв’язку, %	30
Економія умовного палива, т.у.п./год	100
Еквівалент природного газу, м³	490440
2 Мінімальна дохідна частина за рік	
Тариф поставки газу для ТЕС, грн./тис.м³ метану	680
Грошовий еквівалент, тис. грн.	333499
Тариф за викиди продуктів згорання метану, грн./тис.м³	32
Економія оплати за викиди продуктів згорання, тис. грн	15694
Всього доходів за рік, млн. грн.	349
3 Максимальна витратна частина за рік	
Витрати на проектування, впровадження, млн.грн/рік	13
Витрати на авторський нагляд та технічне обслуговування, млн.грн/рік	20
Вартість термоелектричних елементів, млн.грн/рік	72
Вартість придбання та встановлювання перетворювачів, млн.грн/рік	76
Експлуатаційні витрати плюс 20 % інших і непередбачу-ваних витрат	10
Всього витрат за рік, млн.грн/рік	193
Річний економічний ефект, млн. грн	156

Із табл. 5.1 випливає, що очікуваний економічний ефект від впровадження запропонованого методу оптимізації енергобалансу ГТС для об'єктів ДК «Укр-трангаз» становить 156 млн. грн/рік.

Таким чином, тільки один запропонований комплексний підхід до енергозбереження дасть значну економію за рахунок часткової завершеності енергетичного балансу складових елементів газотранспортної системи.

Аналіз схеми енергобалансу елементів ГТС, наведеної на рис. 5.2., дає змогу виявити інші ефективні шляхи енергозбереження: а саме: зменшення енерговтрат за рахунок зменшення гідравлічного опору лінійної частини газопроводів, скорочення загального трафіку транспортних потоків, скорочення енерговитрат на гідроудари і редукування, перерозподіл точок компримування і редукування газу тощо. У загальному випадку матеріальний баланс потоків газу з певною потенційною енергією і втратами кінетичної (теплової) енергії потрібно розглядати одночасно з матеріально-комерційним балансом потоків і технологічних витрат [100-105]. Даний науковий підхід до питань енергозбереження є найбільш перспективним з точки зору поліпшення економічних показників роботи газотранспортного підприємства, зокрема, з точки зору зменшення собівартості транспортування газу.

Слід відзначити, що запропонований нами метод оптимізації енергобалансу ГТС не тільки дає значну економію енергоресурсів, але і має помітний екологічний ефект за рахунок зменшення обсягів викидів продуктів згорання вуглеводнів в атмосферу.

5.2. Дослідження ефективності використання внутрішнього покриття газопровідних труб з метою зменшення енерговитратності транспортування газу

Досвід застосування гладких покриттів нараховує більше 50 років. Їх уперше застосувала американська компанія Tennessee Gas Pipeline Co в 1955 р. Пізніше компанією Sigma Coatings були розроблені покриття торговельної марки

SigmaLine 403, що є незвичайно гладкими стосовно руху газу по трубопроводу. Газопроводи в Аргентині, Нідерландах, Мексиці, Єгипті й деяких інших країнах захищені покриттям SigmaLine 403 і надійно експлуатуються на протязі вже більше 25 років [104]. Основними позитивами гладких покриттів є зниження гідравлічного опору та вірогідності виникнення мікросвищів при транспортуванні газу. Тривалою виробничою експлуатацією підтверджено ряд інших позитивних технічних факторів застосування гладких внутрішніх покриттів трубопроводів:

- забезпечується чистота продукту, що транспортується;
- знижуються щорічні експлуатаційні витрати на запірну арматуру і фільтраційне обладнання;
- поліпшується режим руху газу;
- прискорюється введення в експлуатацію та ремонт, оскільки покриття захищає трубу під час зберігання, перевезення, будівництва та облаштування;
- прискорюється процес сушіння трубопроводу після гідравлічних випробувань, оскільки волога легше випаровується з гладкої поверхні;
- ліквідується дорогий і тривалий процес очищення трубопроводу від бруду та іржі;
- знижується витрата інгібіторів корозії у процесі транспортування вологого газу;
- економляться енерговитрати на перекачування газу і створення певного кінцевого тиску в процесі експлуатації трубопроводу;
- знижуються капітальні витрати за рахунок можливого проектного зменшення діаметра трубопроводу.

Якщо навіть частина наведених факторів присутні в проектах реконструкції або капітального ремонту газопроводів, це вже забезпечує значну технологічну та економічну ефективність від нанесення внутрішнього покриття газопроводів. В решті, жодна газова компанія світу не застосувала б внутрішнього покриття, якби не мала очевидної вигоди від цього.

Практикою встановлено, що для газопроводів достатньо нанести внутрішнє покриття товщиною 40-75 мкм для суттєвого покращення їх експлуатаційних

характеристик. При цьому, витрати на внутрішнє покриття газопроводів окупляться в процесі експлуатації багаторазово. Навіть, якщо брати до уваги тільки економію енерговитрат на транспортування за рахунок кращої гідравлічної ефективності, то можливе повернення відповідних витрат вже за 3-4 роки. Аналітики ЗАТ «Анкорт» стверджують, що для газопроводів економічна ефективність застосування гладких покриттів прямо пропорційна діаметру трубопроводу. Вітчизняне проектування кінця минулого століття, на жаль, не враховувало цей передовий тридцятирічний досвід впровадження внутрішніх покриттів труб іноземними трубопровідними компаніями.

Шорсткість поверхні труб безпосередньо пов'язана з гідравлічною ефективністю транспортування газу. Контролювати шорсткість покриття та прогнозувати гідравлічну ефективність трубопроводу можливо за допомогою сучасних компактних профілографів комбінованого типу, які нерідко вбудовують в інтелектуальні поршні [46].

У літературі наведено різні дані щодо шорсткості поверхні труб з покриттям і без нього. Звіти трубопровідних компаній США та Японії засвідчують збільшення на протязі трьох-шести місяців під час експонування еквівалентної шорсткості труб у три – п'ять разів у разі відсутності внутрішнього захисного покриття [101].

Магістральні газопроводи України здебільшого відпрацювали кілька десятків років. Частина з них підлягала ремонту із випробуванням ділянок повітрям і водою. Необхідно зазначити, що час проведення одного ремонту становить у середньому кілька місяців. Логічно припустити, що шорсткість старих трубопроводів за величиною близька до шорсткості тривалоекспонованих нових трубопроводів. Виходячи з такого припущення, коефіцієнт гідравлічної ефективності газопроводу погіршується як при експлуатації і ремонті старої труби, так і при зберіганні нової.

Основні вимоги до тонкоплівкового внутрішнього покриття стосуються в основному таких параметрів, як еластичність, ударна міцність і адгезія. Покрит-

тя повинне бути стійким до вологи, розчинів солі, конденсату та температурних коливань.

Великою проблемою залишається захист зварного стику труб з покриттям, особливо при транспортуванні вологого газу і застосуванні старих технологій зварювання. На трубах великого діаметра зварні шви можуть бути оброблені вручну при монтажі трубопроводу, але на малих діаметрах це неможливо. Докорінно вирішує проблему для нових газопроводів малого та середнього діаметра, за думкою автора, тільки однопрохідне (суцільне) плазмове зварювання-формування спеціалізованим зварювальним хомутом з наступним лапоскопічним нанесенням внутрішнього покриття поблизу шва.

У процесі звичайного зварювання, якщо не залишені непокритими кінці труби на 1-2 см, краї покриття обгоряють на відстані 4-8 мм. Це є стримуючим чинником застосування внутрішніх покриттів. Проблема традиційно пробується вирішувати, застосовуючи внутрішні покриття спільно з інгібіторами корозії. Але в цьому випадку відбувається подорожчання кінцевої вартості транспортування газу.

Рекомендована практика API RP 5L2 надає інформацію про внутрішні покриття магістральних трубопроводів, що транспортують корозійнопасивний природний газ. Захисне покриття SigmaLine 403 успішно випробуване в галузевому інституті ВАТ «Газпром» на відповідність вимогам, пропонованим до гладких покриттів для внутрішнього захисту газопроводів [104].

Однак, зазначені рекомендації обмежуються нанесенням покриттів на нові труби, а фактичний стан внутрішньої порожнини старих трубопроводів України відрізняються від вихідного стану внутрішньої порожнини нових якісних труб світових виробників. З іншого боку, оскільки при будівництві газопроводів України застосовувалися якісні марки сталей і експлуатація газопроводів проходила із природним утворенням тонкої масляної плівки, то шорсткість поверхні металу змінювалася тільки через найтонший (пилового типу) абразив, в основному, на поворотах і переходах газопроводів. Окрім того, практика експлуатації магістральних газопроводів України показала відсутність погіршення гідравліч-

ної ефективності магістрального газопроводу при його періодичному плановому очищенні. В цих умовах, значно важливішим для вітчизняної газотранспортної системи є підвищення гідравлічної ефективності газопроводів-відводів та НКТ свердловин. Це можливо зробити шляхом внутрішньопорожнинного плазмового зварювання-формування стиків і наступної обробки внутрішньої порожнини труб покриттям.

На нашу думку, доцільним є використання комплексу технологій, а саме: застосування сучасних багатокомпонентних матеріалів покриттів, автоматизованого нанесення покриття, автоматизованого однопрохідного суцільного зварювання, внутрішньотрубною лапоскопічної обробки та контрольної дефектоскопії. Нанесення покриття після внутрішньої обробки стиків старого газопроводу дозволить не тільки поліпшити гідравлічну ефективність газопроводів, але одночасно зменшити витрати на введення в склад природного газу, що транспортується, дорогих інгібіторів корозії (в місцях підвищеного скупчення та конденсації вологи). Додатковим ефектом такого підвищення гідравлічної ефективності газопроводів стане зниження витоків газу через мікропори дефектів сталеваріння, мікротріщини дефектів трубопрокату, корозійні дефекти-мікроотвори, несправності стиків, тріщини старих ущільнень тощо. Не слід також забувати про можливість закладення до проектів відводів до ГРС труби з меншим діаметром.

Наведене вище доказує практичну важливість обробки стиків і внутрішньої порожнини газопроводів відводів гладкими покриттями.

Конкретний ефект від застосування гладких покриттів залежить від ступеня шорсткості труби без покриття. Важливою є кількісна оцінка ефекту від впровадження труб з гладкими внутрішніми покриттями. Практичний аспект цього питання посилений тим, що у позаминулому році Харцизький і Волзький трубні заводи освоїли випуск на експорт трубопроводів з внутрішнім епоксидним покриттям.

Зазначені теоретичні дослідження раніше виконувались орієнтовно за допомогою номограм. Результати досліджень не були підтверджені практичним досвідом та статистичними даними.

Методом математичного моделювання, реалізованого за допомогою Microsoft Excel, оцінимо вплив величини абсолютної шорсткості внутрішньої поверхні труб на енерговитратність трубопровідного транспорту газу.

Вихідними рівняннями для досліджень є математичні моделі стаціонарного руху газу в трубопроводі (18)-(26), охарактеризовані у підрозділі 2.3. Для моделювання коефіцієнта гідравлічного опору використаємо формулу ВНИИгазу [8]

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k_e}{D} \right)^{0,2}, \quad (5.1)$$

де k_e - абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труби;

Re - число Рейнольдса

$$Re = \frac{17,75Q\Delta}{d\eta}, \quad (5.2)$$

Q - витрата газу в газопроводі за стандартних умов, млн.м³/д;

Δ - відносна густина газу за повітрям;

d - внутрішній діаметр газопроводу;

η - динамічна в'язкість газу.

За даними експлуатації магістральних газопроводів України приймаємо:

$$\Delta=0,565; T_{cp}=300; P_n=5 \text{ МПа}; \eta=12,5 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Дослідження проведемо для модельного газопроводу довжиною $L=100$ км з внутрішніми діаметрами, які відповідають набору стандартних зовнішніх діаметрів труб, що використовуються для магістральних газопроводів: 1420 мм, 1220 мм, 1020 мм, 820 мм, 720 мм і 530 мм.

Номінальним значенням абсолютної еквівалентної шорсткості труб згідно з [8] вважаємо значення $k_{en}=0,03$ мм. Діапазон зміни абсолютної еквівалентної шорсткості труб при дослідженнях приймався від 0,1 мм до 0,005 мм.

Розрахунок проводиться методом ітерацій за розробленою нами програмою GAZLAM. Спочатку для кожного із стандартних діаметрів труб методом ітерацій знаходимо витрату газу, яка забезпечує повне завантаження газопроводу при

максимальному значенні шорсткості $k_e = 0,1$ мм. Повному завантаженню відповідає максимально допустимий перепад тисків в газопроводі $\Delta P = P_n - P_k$.

Далі при знайденій витраті газу для кожного значення абсолютної еквівалентної шорсткості визначався перепад тисків за номінального і фактичного значення шорсткості труб. Після цього розраховувалася відносна зміна енерговитратності перекачування газу модельним газопроводом за формулою [101]

$$\gamma = \frac{(\Delta P_{ke} - \Delta P_{кен})}{\Delta P_{кен}} 100, \% \quad (5.3)$$

де ΔP_{ke} - перепад тиску в модельному газопроводі за фактичної шорсткості труб; $\Delta P_{кен}$ - перепад тиску в модельному газопроводі за номінальної шорсткості труб.

Слід зазначити, що програма розрахунку передбачає блок визначення коефіцієнта стисливості газу методом ітерацій. Результати математичної обробки розрахунків для одного із діаметрів труб показані на рис. 5.3.

Аналіз результатів досліджень засвідчив, що за умови повного завантаження газопроводів відносна зміна енерговитратності перекачування газу у трубі з певною, відмінною від номінального значення, абсолютною еквівалентною шорсткістю, практично не залежить від діаметра. На рис.5.4. нанесені результати виконаних нами досліджень для всього діапазону стандартних діаметрів газопровідних труб. Методом найменших квадратів одержана узагальнена поліноміальна залежність відносної зміни енерговитратності перекачування газу від величини абсолютної еквівалентної шорсткості труб

$$\gamma = 74226 \cdot k_e^3 - 15201 \cdot k_e^2 + 1703 \cdot k_e - 39,5. \quad (5.4)$$

У формулу (5.4) k_e підставляється в міліметрах, результат одержуємо у відсотках.

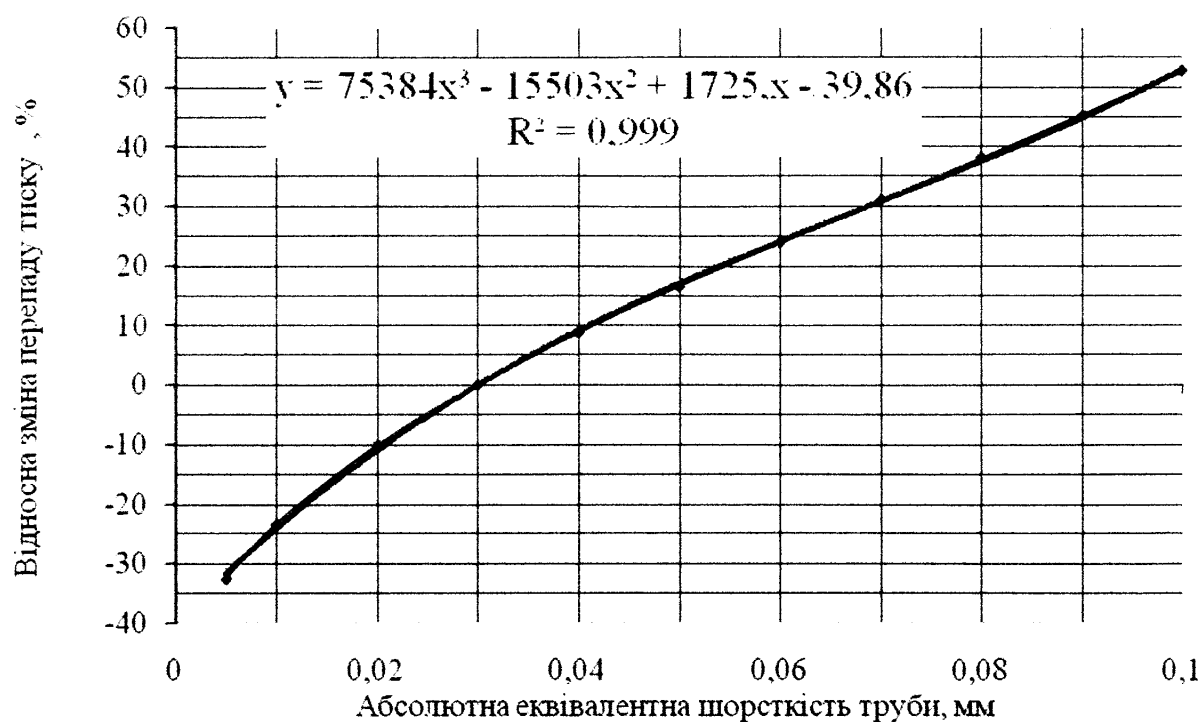


Рис. 5.3. Залежність відносної зміни перепаду тиску на ділянці газопроводу від шорсткості поверхні труб для діаметра 1020 мм за умови повного завантаження

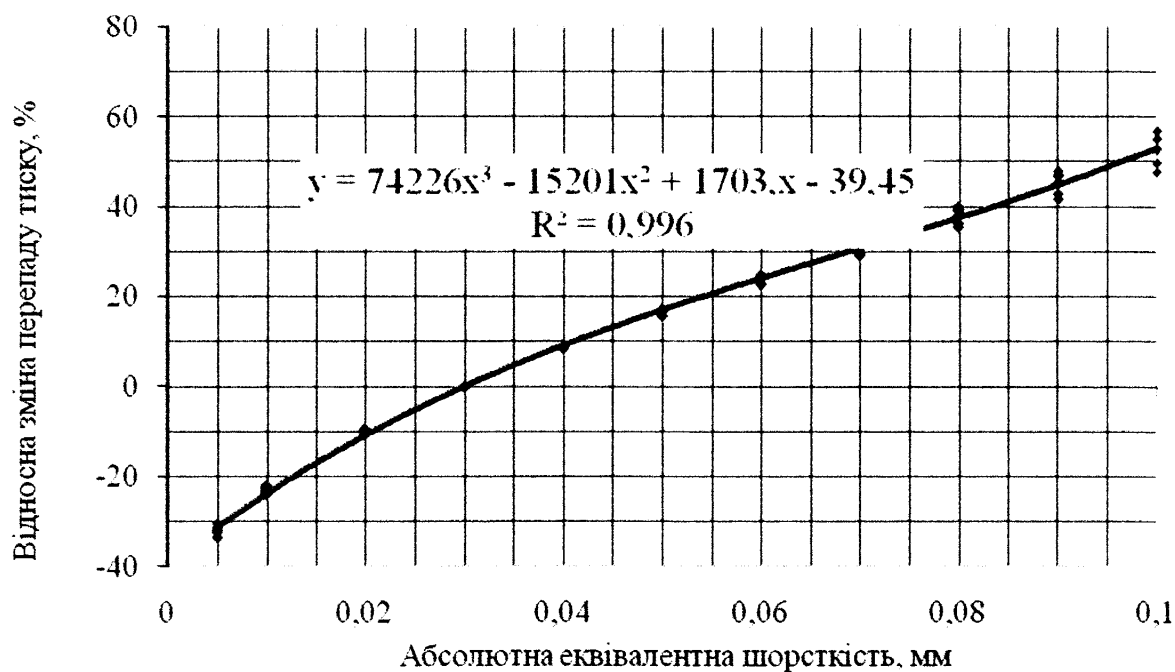


Рис. 5.4. Узагальнена залежність відносної зміни перепаду тиску на ділянці газопроводу від шорсткості поверхні труби за умови повного завантаження для труб із зовнішнім діаметром від 1420 до 530 мм

Формула (5.4) дає змогу прогнозувати енерговитратність перекачування газу газопроводом будь-якого діаметра при абсолютній еквівалентній шорсткості, що не відповідає номінальному значенню. Окрім того, дана залежність дає змогу кількісно оцінити ефективність будь-яких заходів, скерованих на зменшення шорсткості внутрішньої поверхні труб. У першу чергу це стосується використання спеціальних гладких покриттів внутрішньої поверхні труб. Наприклад, визначимо, на скільки зменшиться енерговитратність перекачування газу при зменшенні абсолютної еквівалентної шорсткості труб з 0,03 мм до 0,01 мм. Перепад тиску газу до реконструкції становить $\Delta P_{кен} = 3,5$ МПа.

Із формули (5.4) маємо

$$\gamma = 74226 \cdot 0,01^3 - 15201 \cdot 0,01^2 + 1703 \cdot 0,01 - 39,5 = -24 \, \%.$$

Перепад тиску при використанні труб з гладким покриттям буде становити

$$\Delta P_{ke} = 3,5 \cdot 0,76 = 2,7 \text{ МПа},$$

Таким чином, розрахунок показав, що втрати тиску при перекачуванні газу газопроводі з гладким покриттям зменшаться на 0,8 МПа.

5.3. Розробка регулятора тиску нового типу для утилізації надлишкової енергії газу у кінці відводів розгалужених газопроводів

Одним із пріоритетних напрямків в системі ДК «Укртрансгаз» є виконання Кіотського протоколу для зменшення обсягів викидів продуктів згорання вуглеводнів при технологічних процесах транспортування, зберігання і розподілу газу. Це безперечно потребує значних інвестицій та впровадження конкретних інноваційних розробок. Одним із перспективних напрямків утилізації надлишків енергії газу є використання когенераційних пристроїв [48,49, 104].

Запропонований нами спосіб корисного використання зайвої енергії газу у кінці відводів розгалужених газопроводів (на вході ГРС) не потребує значних інвестицій і в той же час забезпечить помітне зменшення собівартості транспортування газу. Спосіб утилізації енергії газу базується на використанні каталітичного насоса. Принцип дії насоса полягає в послідовній активації поміщених у

потік феромагнітних і каталітичних часток встановленими уздовж трубопроводу електричними обмотками.

Використовуємо як аналог конструкцію каталітичного електромагнітного насоса, в яку вносимо низку конструктивних змін та доповнень для адаптації до умов газопостачання (див. рис. 5.5.). Пристрій працює як насос при створенні уздовж потоку магнітного поля, що біжить, стискає й розріджує феромагнітні частки. Один зі способів організації почергового включення обмоток полягає у використанні трифазної мережі. Схема включення обмоток наведена на рис.5.6.

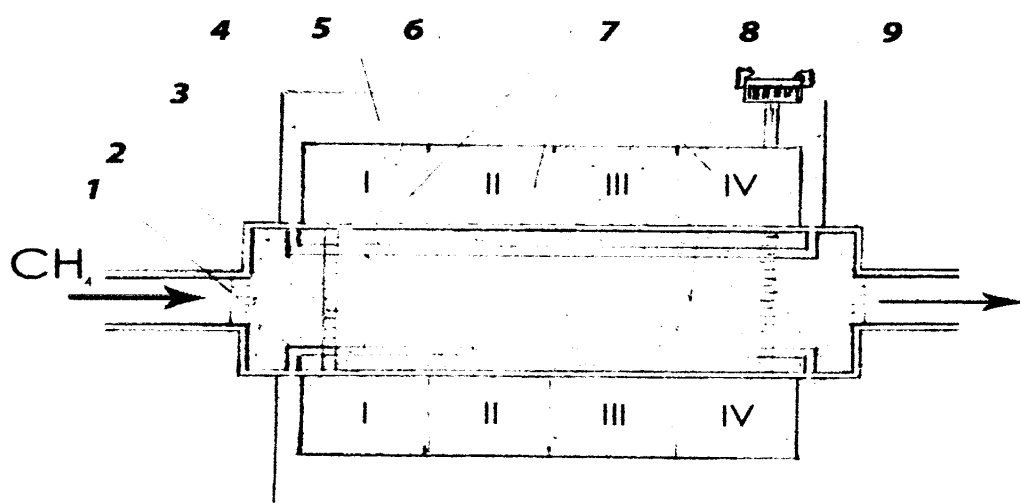


Рис. 5.5. Удосконалена конструкція каталітичного насоса:

1,4- сітки, що фіксують суміш; 2-корпус насоса; 3- пісок, який фіксує сітки; 5-масло охолодження котушок; 6 – мідні трубки; 7 – електричні котушки; 8- мідний пил з феритовим порошком у співвідношенні 1:1; 9- з'єднувач для підключення електроживлення котушок.

У представленому вище прикладі протічний газ прискорюється каталітичним насосом. Якщо обмотки всі відключити, то такий пристрій стає фільтром з гідравлічним опором, що залежить від розмірів феромагнітних часток [48]. Цей гідравлічний опір може бути досить великим аж до незкінченного. Тепер поміняємо місцями фази обмоток так, щоб магнітний потік рухався у зворотному напрямку.

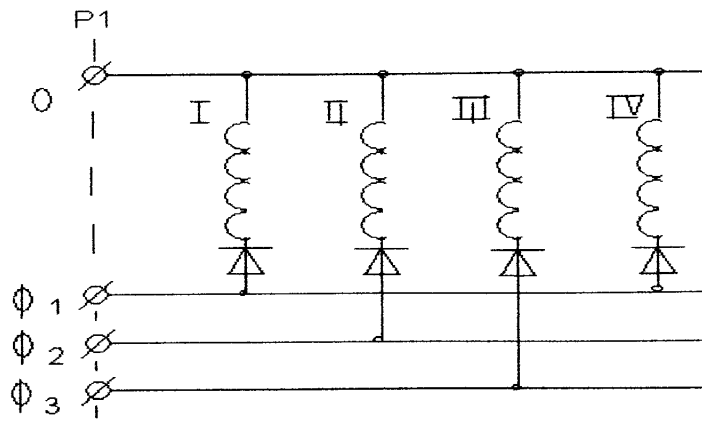


Рис. 5.6. Електрична схема каталітичного насоса:

I-IV – електричні котушки; O, Φ1-Φ3 – «нуль» та фази живлення; P1 – з'єднувач для підключення котушок

При наявності певної початкової швидкості газу на вході насоса, ця швидкість буде падати ще ефективніше, ніж у звичайному піщаному фільтрі, аж до повної зупинки газу. Крім того, газ стане більше нагріватися з причини інтенсивного тертя об швидкі щільні зустрічні потоки активованих феромагнітних часток. Таким чином після зміни напрямку фаз обмоток ми одержали керований регулятор тиску нового типу з одночасним підігрівом газу. Оскільки в пристрої немає механічних деталей і деталей складної геометрії у проточній частині, то надійність роботи пристрою дуже висока. При згоранні обмоток або зникненні напруги живлення, пристрій перетворюється у фільтр із великим гідравлічним опором за умови використання дрібних часток пилу. Розміри часток можна підібрати так, що при відключенні електроенергії тиск на виході буде встановлюватися на заданому середньому або низькому безпечному рівні для спрацьовування клапана або ручного перенаправлення потоку газу по байпасу на інший регулятор тиску [48].

Якщо використовувати даний пристрій як регулятор тиску ГРС нового типу, то виникає питання джерела електроенергії для його приводу. Зайву енергію газу можна перетворити в електроенергію за допомогою турбодетандера або газопоршневої електростанції, але це дуже дорогі системи. Значно дешевше використати квазидетандерні машини, струменеві і поршневі детандери (газоди-

намічні альтернатори), що детально розглянуто в НДР «Інституту транспорту газу» ДК «Укртрансгаз» № 1-01/2008-2009 «Розробка та виготовлення трансформатора перетворювання енергії потоку газу в теплову енергію».

Якщо електрогенеруючий альтернатор передбачити на вході ГРС, після нього за рухом потоку газу встановити каталітичний насос, а трифазну напругу подавати через реостат з першого пристрою на другий, то у результаті сформується енергетично самодостатній керований автоматичний регулятор тиску (ЕСКАРД). При цьому питання забезпечення прямого або зворотного насосного ефекту стосовно потоку газу вирішується зміною фаз підключення залежно від необхідного ступеня зниження тиску і витрати газу.

Одним із основних проблем у разі застосування запропонованої пристрою є автоматичне підтримання заданого сталого тиску на виході ЕСКАРД. Для вирішення цього завдання нами пропонується використати ефект Джоуля-Томсона. Залежно від абсолютного тиску на виході та різниці вхідної та вихідної температур будемо ставити в певне положення електронний реостат, керований автоматично сигналом від термопари (рис.5.7.).

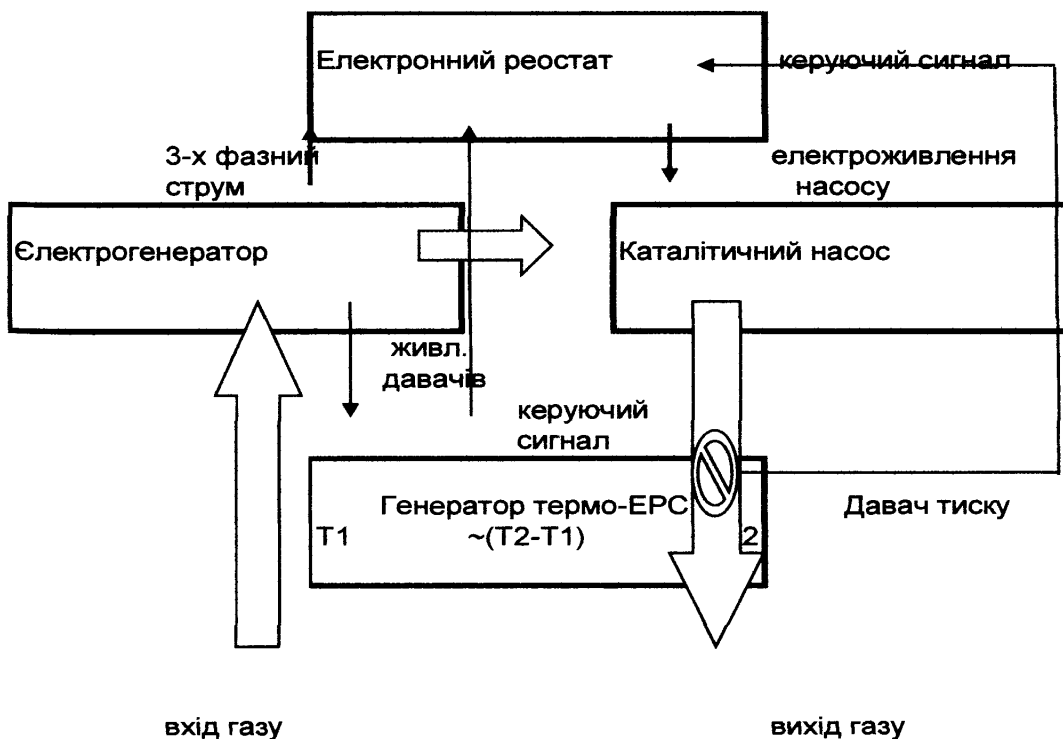


Рис. 5.7. Блок схема автоматики ЕСКАРД

Окрім, того незначні доповнення в конструкцію ЕСКАРД (контур теплоносія-масла через проточну частину та обмотки котушок електрогенератора і каталітичного насоса, мідний пил у феромагнітному порошку) дають можливість використати його як повноцінний підігрівач газу, що зніме потребу витрати газу або електроенергії на його технологічний підігрів. Перетворення енергії буде проходити таким ланцюгом: надлишкова енергія газу – електроенергія – теплова енергія масла (теплоносія) – теплова енергія мідного пилу – теплова енергія газу.

5.4. Розробка теплового насосу нового типу для утилізації надлишкової енергії газу у кінці відводів розгалужених газопроводів

У підрозділі 5.3. зазначалось, що завдяки особливостям геометричної конфігурації у кінці відводів розгалужених газопроводів є значні резерви енергії газу у вигляді зайвого тиску газу. Там же запропонований принцип дії і розроблена конструкція регулятора тиску нового типу, використання якого на ГРС дає змогу утилізувати резерви енергії газу і тим самим підвищити ефективність роботи газотранспортної системи в цілому [106-108].

Нижче пропонується інший, також ефективний спосіб корисного використання зайвої з точки зору транспортування енергії газу в кінці відводів розгалужених газопроводів для підігрівання газу на ГРС.

Відомий трансформатор потенційної енергії потоку в теплову енергію, який включає трубопровід із зовнішнім електронагріванням, що містить власне трубопровід з теплоізоляції і розташовані між ними нагрівальні елементи, підключені окремими групами до джерела живлення і зовнішньої гідроізоляції. При цьому довжина кожного електронагрівального елемента наступної групи менша від однойменної довжини попередньої групи на величину, пропорційну втраті напруги у проводах живлення [106]. У процесі використання аналогічних технічних пристроїв -прототипів за рахунок окремого живлення груп електронагрівальних елементів досягають певного зниження витрат електроенергії на підігрівання трубопроводу. Однак основним недоліком останніх розробок попередни-

ків залишались значні витрати електроенергії або ПММ на підігрівання газу у трубопроводі.

Нами було поставлено завдання розробити трансформатор потенціальної енергії потоку у теплову енергію шляхом уведення нових конструктивних елементів та їхнього взаємозв'язку, що дасть змогу оптимізувати енергобаланс газотранспортної системи.

Поставлена задача вирішується за рахунок того, що трансформатор, який містить нагрівальні елементи, додатково містить вихрову трубу з патрубками виходу гарячого та холодного потоків газу та теплообмінник, при цьому нагрівальні елементи виконані у вигляді магнітних роликів та магнітної обмотки, які утворюють магнітне гальмо, причому магнітні ролики розташовані у середині вихрової труби, а магнітні обмотки встановлені на зовнішній поверхні труби, патрубки вихрової труби трубопроводами з'єднані з теплообмінником, а теплообмінник має патрубок виходу підігрітого газу [106].

Принципова схема енерготрасформуючого теплового насосу нового типу наведена на рис. 5.8. Вихрова труба 1 має патрубок (конфузор) 2 входу газу, патрубок 3 гарячого потоку та патрубок 4 холодного потоку газу. Усередині вихрової труби 1 розташовані магнітні ролики 5, які утворюють з електромагнітними котушками 6 магнітне гальмо. Магнітне гальмо підігріває теплообмінник 7, в якому підігрівається холодна частина потоку газу. У конфузорі 2 встановлюють ребра 9, що завихрюють потік газу. У дифузорі 8 встановлюють ребра 10, які спрямляють потік газу. Тепла частина потоку зміщується з підігрітою холодною частиною потоку та через патрубок (дифузор) 8 подається з підвищеною температурою. Газ з температурою 10 °C подається у вихрову трубу 1, де котушки виконані з міді з поперечним перерізом 152 мм². Магнітні ролики 5 та короткозамкнена магнітна шина утворюють магнітне гальмо. Магнітне гальмо підігріває теплообмінник, де підігрівається холодний потік газу.

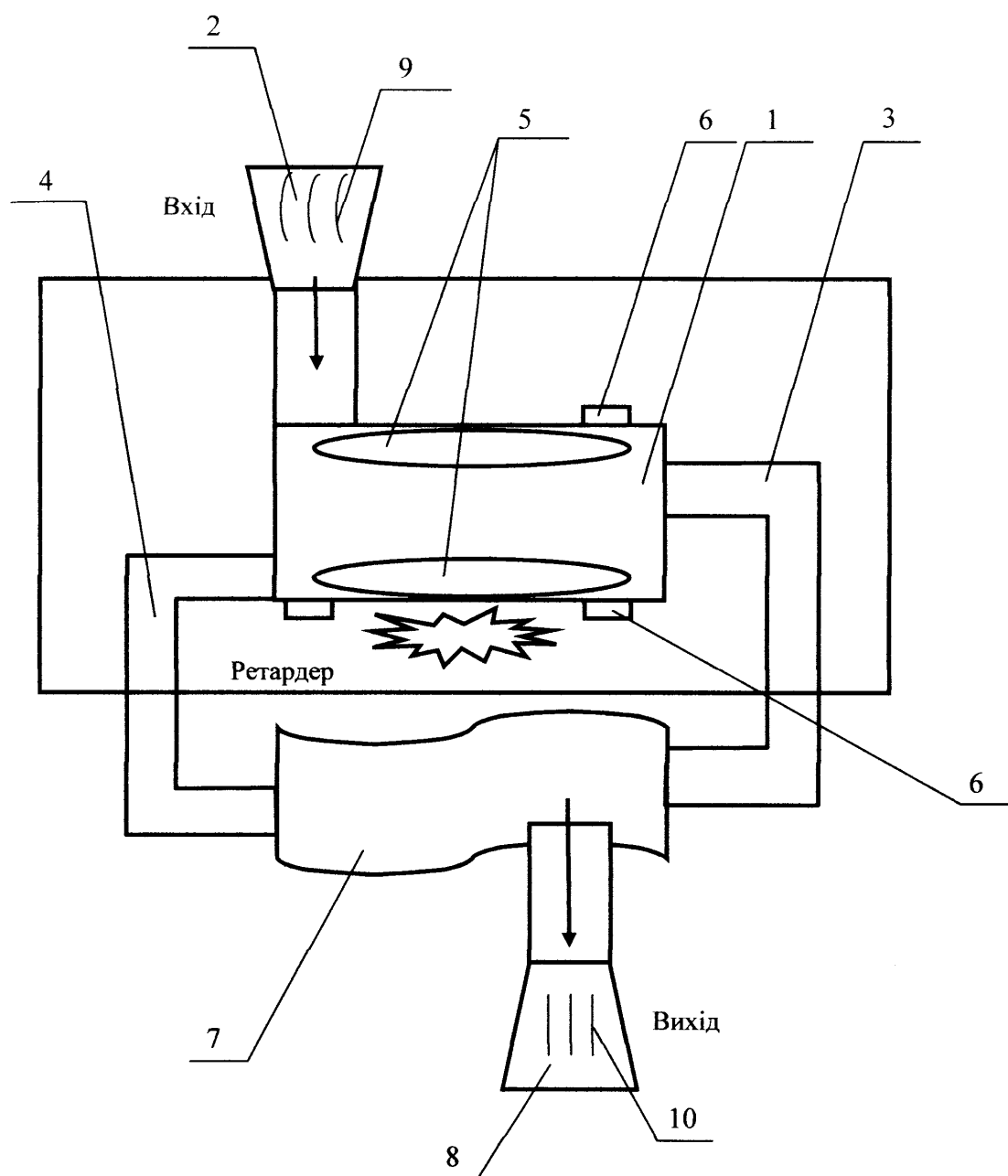


Рис. 5.8. Принципова схема теплового насосу нового типу:

1- вихрова труба; 2- конфузор; 3- патрубок гарячого потоку ; 4- патрубок холодного потоку; 5- магнітні ролики; 6- електромагнітні котушки ; 7- теплообмінник ; 8- дифузор; 9 – загнуті ребра вихроутворення; 10 – ребра спрямлювачі потоку;

Підігрів замкнутих електромагнітних котушок доповнюється ефектом нагрівання стінок вихрової труби і блукаючими струмами, що генеруються електромагнітними полями обертових магнітних роликів, а також блукаючими струмами від МГД-ефекту вологого газу, що іонізується. Волога завжди присутня в газі, що транспортується, оскільки ідеально очистити його від вищих вуглеводнів і парів води на газових промислах або підземних сховищах газу неможливо.

При зворотному омиванні вихрової труби і газом у теплообмінних трубках, які одночасно є замкнутими електромагнітними обмотками, відбувається розширення газу за рахунок збільшеного прохідного перерізу трубного теплообмінного пучка, порівняно з перерізом виходу газу з вихрової труби. Оскільки трубний теплообмінний пучок є одночасно серією замкнутих електромагнітних котушок, то його варто покривати мідним або срібним покриттям для збільшення електропровідності котушок. Збільшення електропровідності котушок необхідно у свою чергу для максимальної ефективності використання енергії паразитних (наведених) полів високої частоти (ВЧ).

Тепло, що виділяє нагрітий метал магнітних роликів, вихрової труби і її трубок теплообмінника, утримується від виходу у зовнішнє середовище теплоізоляцією, якою необхідно закрити всю поверхню пристрою, включаючи вхідний конфузор і вихідний дифузор. При такому конструктивному рішенні практично все тепло з деталей, що нагрівають токами Фуко та тепловими донорами, тепловий насос викачує у потік газу. Ефект теплового насоса утворюється за рахунок поетапного фізичного збільшення прохідного перерізу від вихрової труби до теплообмінника і від теплообмінника до дифузора.

Конструкція трансформатора максимально оптимізована за рахунок тангенціального уведення й завихрення газу у вихровій трубі, сполучення теплообмінників і котушок, сполучення активації поздовжнім магнітним полем ЕГД-генератора й ротора магнітного гальма, самоіонізації потоку за рахунок тертя між шарами вологого газу й між газом і діелектричними деталями, супутньої теплової утилізації паразитних ВЧ і НВЧ полів замкнутими спіральними котушками, виконання теплообмінником функцій розширювальної камери теплового

насоса й глушителя звукових шумів надзвукового сопла системи конфузор-дифузор, попереднього завихрення газу у конфузорі.

Принцип дії теплообмінника і його конструктивні особливості захищені патентом України [106].

5.5. Висновки по розділу 5

1. З метою оптимізації енергетичного балансу ГТС пропонується метод, суть його полягає у частковому закільцюванні енергосистеми для об'єктів компресорна станція – лінійна ділянка - газорозподільна станція (КС-ЛЧ-ГРС). Технічна реалізація даного методу можлива з використанням існуючої мережі електроенергії та існуючих конструкцій теплообмінників. Очікуваний економічний ефект від впровадження оптимізації енергобалансу ГТС загалом для об'єктів ДК «Укртрансгаз» становить 156 млн. грн./рік.

2. Методом математичного моделювання оцінений кількісний вплив шорсткості внутрішньої поверхні газопровідних труб на енерговитратність трубопровідного транспорту. Одержана узагальнена поліноміальна залежність відносної зміни енерговитратності перекачування газу від величини абсолютної еквівалентної шорсткості труб, що дає змогу кількісно оцінити ефективність будь-яких заходів, скерованих на зменшення шорсткості внутрішньої поверхні труб. У першу чергу це стосується використання спеціальних гладких покриттів внутрішньої поверхні труб.

3. Застосування гладких покриттів внутрішньої поверхні газопроводів дає змогу суттєво зменшити енерговитратність трубопровідного транспорту газу. При застосуванні труб із внутрішнім покриттям шорсткістю $k_e=0,005$ мм втрати тиску зменшуються на 32 % порівняно із застосуванням нових труб без покриття. При заміні старих труб із підвищеною шорсткістю $k_e=0,1$ мм на труби з внутрішнім покриттям шорсткістю $k_e=0,005$ мм втрати тиску зменшуються на 80 %.

4. Використання запропонованих конструкцій регулятора нового типу та трансформатора потенційної енергії у теплову енергію, захищених патентами,

дає змогу оптимізувати енергобаланс ГТС системи шляхом утилізації надлишкового ресурсу тиску газу у кінці відводів розгалужених газопроводів і зменшення витрат енергії на підігрівання газу на ГРС та охолодження на КС.

5. Очікуваний економічний ефект від облаштування ГРС Панютино та ГРС Стрілече УМГ «Харківтрансгаз» газодинамічним тепловим насосом з метою використання надлишкових ресурсів тиску відводів розподільних газопроводів становить 14,3 тис. грн /рік.

6. Економічно обґрунтовано доцільність моніторингу та сезонного балансування теплових режимів роботи ГТС за допомогою виявлених потенційних теплових донорів та акцепторів, не виключаючи з розгляду природне низькопотенційне тепло ґрунтів, водоймищ та повітря. Встановлено можливість утилізації шкідливі для екології теплові градієнти ГТС відносно природних з допомогою газодинамічних теплових насосів.

ВИСНОВКИ

На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень вирішена наукова задача встановлення взаємозв'язку між особливостями геометричної структури газопроводів, закономірностями термогазодинамічних процесів перекачування газу, особливостями впливу сезонних чинників та витратами енергії на транспортування; запропонований комплекс методів і пристроїв для зменшення енерговитратності трубопровідного транспорту газу, а саме:

1 Методом математичного моделювання встановлений взаємозв'язок між величиною шляхових відборів і підкачувань газу та тривалістю стабілізації нестационарного процесу і величиною амплітуди змін режимних параметрів. Виявлено, що при змінах витрати газу у магістралі до 20 % час стабілізації режиму роботи не перевищує 90 хв.

2 Шляхом реалізації математичної моделі розподілу потоків газу в кільканиткових газопроводах з урахуванням газодинамічної взаємодії ниток, сезонних чинників та енергетичних можливостей ГПА КС одержано, що для міжниткових перемичок максимальний час стабілізації режимних параметрів не перевищує 30 хв.

3 Експериментальним шляхом виявлено, що для шляхових споживачів (ГРС) основним чинником, що визначає обсяги споживання газу, є середньодобова температура повітря. Одержані аналітичні залежності обсягів споживання газу, тиску і температури газу у кінці відводів від температури навколишнього середовища, які дають можливість достовірно прогнозувати режими роботи розподільних газопроводів. Виявлено, що у кінці відводів величина надлишкового, з точки зору транспортування, тиску газу становить 2-5 МПа.

4 Доведений значний вплив міжниткових перемичок на режим роботи та енерговитратність експлуатації кільканиткових газопроводів. Виявлено, що більш ефективним заходом збільшення пропускної здатності та зменшення енерговитратності ГТС є робота з відкритими перемичками на вході і виході КС. Максимальне зростання пропускної здатності системи при цьому досягає 10 %.

5 На базі запропонованої стратегії переоснащення ГТС розроблений комплекс методів і заходів зменшення енерговитратності транспортування газу. Встановлено, що при заміні старих труб із підвищеною шорсткістю $k_e=0,1$ мм на труби з внутрішнім покриттям шорсткістю $k_e=0,005$ мм втрати тиску від тертя зменшуються на 80 %. Застосування на ГРС запропонованих автором нових конструкцій регулятора тиску і теплообмінника, захищених патентами, дають змогу ефективно використати надлишкові ресурси тиску у кінці відводів, що призводить до помітного зменшення енерговитратності газопостачання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетична безпека держави: високоефективні технології видобування, постачання і використання природного газу / [Є.І. Крижанівський, М.І. Гончарук, В.Я. Грудз та ін.] – К.: Інтерпрес ЛТД, 2006. – 281 с.
2. Трубопровідний транспорт газу / [М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михайлів та ін.].- К.: Арена. 2002. - 398 с.
3. Довідник інженера диспетчерської служби / [М.П. Химко, А.В. Дацюк, В.А. Фролов, Ю.В. Пономарьов] - К. : УЦЕБОПнафтогаз, 2007.- 247 с.
4. Про Національну енергетичну програму України до 2010 року/ Постанова Верховної Ради України від 15.05.1996 р., №191.
5. Про невідкладні заходи щодо виконання Комплексної державної програми енергозбереження України /Постанова Кабінету Міністрів України від 27.06.2000, № 1040.
6. Про заходи щодо подальшої реалізації Національної енергетичної програми України до 2010 року/ Постанова Кабінету Міністрів України від 29.11. 2000, № 1757.
7. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року/ Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.03.2006 р., № 145.
8. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть I. Газопроводы: ОНТП 51-1-85.-[Срок введения в действие 1985.01.01]- М. Мингазпром, 1985. -221 с.
9. Бобровский С.А. Движение газа в газопроводе с путевым отбором /С.А. Бобровский –М.: Наука, 1972. -193 с.
10. Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем / Н.П. Бусленко –М.: Наука, 1978. - 439 с.
11. Бусленко Н.П. Автоматизация имитационного моделирования сложных систем / Н.П. Бусленко – М.: Наука, 1977. – 536 с.
12. Щенников В.В. Численный метод расчета нестационарных неизотермических течений в газотранспортных сетях / В.В. Щенников, М.М. Маргулис//

Вычислительная математика и программирование (сб. науч. трудов) –М.: МГПИ, 1983. – С. 29-44.

13. Сулейманов В.А. Численное решение уравнений неустановившегося движения газа в длинных трубопроводах методом характеристик / В.А. Сулейманов// Приближенные методы анализа и их приложения (сб. науч. трудов) - Иркутск: СЭИЗ АН СССР, 1984. Вып.16.- С.37-43.

14. Сурков Г.И. Об одном подходе к иерархической структуризации единой системы газоснабжения страны и координации моделей ее локальных подсистем/ Г.И. Сурков // Методология системных исследований (сб. науч. трудов) – Новосибирск: ВНИИСИ, 1982. - С.70-72.

15. Максимов Ю.И. Имитационные системы оперативного планирования и управления магистральным транспортом газа / Ю.И. Максимов - Новосибирск: Наука, 1982. – 194 с.

16. Кучин Б.Л. Управление системой газоснабжения в осложненных условиях эксплуатации // Б.Л. Кучин, А.Е. Алтунин –М.: Недра, 1987.- 209 с.

17. Семухин М.В. Расчет и оптимизация нелинейной системы для сети материальных потоков / М.В. Семухин //Математическое и информационное моделирование (сб. науч. трудов) – Тюмень: ТюмГУ, 1997. – С. 118-124.

18. Режими газотранспортних систем / [Є.І. Яковлєв, О.С. Козак, В.Б. Михалків та ін.].- Львів: Світ, 1992. – 187 с.

19. Керування режимами газотранспортних систем /[В.Я. Грудз, М.П. Лінчевський, В.Б. Михалків та ін.] -К.: Укргазпроект, 1996. -140 с.

20. Ковалко М.П. Методи та засоби підвищення ефективності функціонування системи трубопровідного транспорту газу / М.П. Ковалко- К.: Українські енциклопедичні знання, 2001. – 288 с.

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

22. Жидкова М.О. Формування системи розрахункових моделей для оцінювання ефективності функціонування лінійних ділянок магістральних газопрово-

дів / М.О. Житкова, А.А. Руднік // Экология и ресурсосбережение. – 2001.-№ 6. – С. 66-69.

23. Жидкова М.О. Ринкова концепція аналізу та оцінювання ефективності трубопровідного транспорту газу / М.О. Жидкова, С.Ф. Білик, А.А. Руднік // Нафтова і газова промисловість. - 2002. - № 4. – С. 3-5.

24. Руднік А.А. Методика узагальненого оцінювання та підвищення ефективності функціонування систем трубопровідного транспорту газу / А.А Руднік // Нафтова і газова промисловість. - 2000. - № 6. – С. 36-38.

25. Руднік А.А. Прикладні моделі виробничих функцій лінійних ділянок магістральних газопроводів / А.А Руднік // Нафтова і газова промисловість. - 2001. - № 1. – С.39-41.

26. Михалевич О.Т. Вплив зміни параметрів газу на розподіл тиску в горизонтальних трубопроводах / О.Т. Михалевич, Д.Ф. Тимків, Я.Д. П'янило // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003.- № 4(9). - С.37-40.

27. Михалевич О.Т. Розрахунок параметрів об'єктів регулювання газопотоком / О.Т. Михалевич, Я.Д. П'янило, М.Г. Притула // Вісник національного університету «Львівська політехніка». – 2003.- № 481. - С.136-142.

28. Грудз В.Я. Нестационарное температурное поле в грунте навколо двох паралельних газопроводів / В.Я. Грудз, Т.Ф. Тутко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2001.- Вип. 38 (Т.3). - С.161-172.

29. Тутко Т.Ф. Система характеристичних рівнянь нестационарного неізотермічного руху газу в негоризонтальних трубопроводах / Т.Ф. Тутко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2001.- Вип.38 (Т.5). - С.45-61.

30. Шимко Р.Я. Моделювання нестационарного газодинамічного процесу в ПСГ за умов пружного режиму закачки газу / Р.Я. Шимко, В.Я. Грудз, Д.Ф. Тимків, Я.В. Грудз // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002.- № 2(3). - С.52-53.

31. Михалків В.Б. Оптимальне керування аварійним запасом труб для лінійної частини магістральних газопроводів / В.Б. Михалків, М.П. Лінчевський //

розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2001.- Вип. 38. (Т.3). - С. 86-91.

32. Середницький Я.А. Противокоррозионная изоляция магистральных газонефтепроводов / Я.И. Середницький, Ю.В. Банахевич, А.В. Драгилев. –Киев-Львов: Сплاین, 2008. – 494 с.

33. Трубопроводный транспорт нефти и газа / [В.Д. Білоусов, Э.М. Блейхер, А.Г Немудров и др.]- М.: Недра, 1978. - 407 с.

34. Кривошеин Б.Л. Теплофизические расчеты газопроводов /Б.Л. Кривошеин - М.: Недра, 1982. -168 с.

35. Иванцов О.М. Низкотемпературные газопроводы/О.М. Иванцов, А.Д. Двойсис - М.: Наука, 1980.- 150 с.

36. Кривошеин Б.Л. Исследование и оптимизация тепловых режимов магистральных газо- и нефтепроводов / Б.Л Кривошеин // Энергетика и транспорт. - 1975. - № 1. – С. 122-130.

37. Агапкин В.М. Тепловой и гидравлический расчет трубопроводов для нефти и нефтепродуктов // В.М. Агапкин, Б.Л. Кривошеин, В.А. Юфин –М.: Недра, 1981. – 127 с.

38. Лыков А.В. Теория теплопроводности/ А.В. Лыков -М.: Высшая школа, 1967. - 600 с.

39. Макоин Р.Л. Расчет турбулентного переноса импульса и тепла при течении в трубах несжимаемой жидкости и газа с переменными физическими свойствами / Р.Л. Макоин, Б.С. Петухов, А.Ф. Поляков // Вопросы конвективного и радиационно-конвективного теплообмена - М.1980. - С. 5-41.

40. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа / Лурье М.В. – М.: Нефть и газ. 2003. - 325 с.

41. Касперович В.К. Трубопровідний транспорт газу / Касперович В.К. - Івано-Франківськ: Факел, 1999. – 194 с.

42. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа / С.Г Щербаков –М.: Наука, 1982. – 205 с.

43. Фик І.М. Вплив впровадження нової техніки та технології на ефективність газової промисловості / І.М. Фик // Зб. наук. праць «УкрНДІгаз» - Харків. 1999.- С. 169-174.
44. Ханик Я.М. Енергозбереження / Я.М. Ханик, Я.М. Гнатишин – Львів: Афіша, 2004. –206 с.
45. Гарляускас А.И. Математическое моделирование оперативного и перспективного планирования систем транспорта газа / А.И Гарляускас – М.: Недра, 1975. -160 с.
46. Капцов И.И. Основные разработки УкрНИИГаза по повышению эффективности и надежности работы магистральных газопроводов / И.И. Капцов // Зб. наук. праць «УкрНДІгаз» - Харків. 1999. – С. 92-95.
47. Тевяшев А.Д. Информационно-аналитическая система управления газотранспортными системами / А.Д. Тевяшев //Радиоэлектроника и автоматика. - 1999. - №3(08). – С.43-47.
48. Фик М.І. Енергетично самодостатній керований автоматичний регулятор тиску ГРС/ М.І. Фик // Нафтова и газова промисловість. – 2006. – № 5. - С. 36-37.
49. Фик І.М. До питання вибору базових стратегій технічного переозброєння газотранспортних підприємств з енергетичної точки зору / І.М. Фик, М.І. Фик // Нафтова и газова промисловість. – 2008. – № 6. - С. 47-50.
50. Середюк М.Д. Шляхи підвищення ефективності та зменшення енерговитратності процесів транспортування та зберігання нафти і газу/ М.Д. Середюк, В.Я. Грудз // Нафтогазова енергетика. - 2007. - № 2 (3). - С. 24-31.
51. Arviset D. Computerized Automation System for Gas Pipelines / D Arviset // "Petrol inf.int".- 1984.-N1602.-P.30-31.
52. Golden B.L. Nonlinear programming on a microcomputer. / B. Golden // "Comput. and Oper. Res.".- 1986. - N2-3. - P.149-166.
53. Kralik J. A universal dynamic simulation models of gas pipeline networks / J. Kralik, P. Stiegler // "IEEE Trans. Syst. Man. and Cybern.".- 1984. - N4. - P.597-606.

54. Bondarev E. A., Simulation of multiphase flow in porous media accompanied by gas hydrate formation and dissociation / E. A. Bondarev, T. A. Kapitonova // Russian Journal of Engineering Thermophysics, 1999.- V. 9 No 1-2.- P. 83-95.
55. Lappus G. Supervision and control of gas transportation and distribution systems / G. Lappus, G. Schmidt // Digital Comput. Appl. Process Contr. Proc. 6th IFAC/IFIP Conf, Dussldorf, 14-17 Oct. 1980, Oxford.-1981.-P.251-258.
56. Дейли Дж. Механика жидкости / Дейли Дж., Харлеман Д. – М.: Энергия, 1971. - 480 с.
57. Давидсон В. Е. Основы газовой динамики в задачах / В. Е. Давидсон. – Москва: Высшая школа, 1965. - 342 с.
58. Яблонский А. А. Курс теории колебаний / А. Яблонский, С. Нореико; ред. А. Л. Кноп – Санкт-Петербург: Лань, 2003. – 256 с.
59. Абрамович Г.Н. Прикладная газовая динамика. Ч.1. / Г.Н. Абрамович – М.: Недра, 1998. – 592 с
60. Гусейнзаде М. А. Гидродинамические процессы в сложных трубопроводных системах / [М. А. Гусейнзаде, Л. И. Другина и др.] –М.:Недра, 1991. -164 с.
61. Тутко Т. Ф. Аналітичне дослідження термогазодинамічних процесів у газопроводах і їх взаємодія з довкіллям: дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.15.13/ Тутко Тетяна Феліксівна - Івано Франківськ, 2002. – 213 с.
62. Евдокимов А. Г. Моделирование и оптимизация потокораспределения в инженерных сетях / А.Г. Евдокимов, А.Г. Тевяшев, В.В. Дубровский – М.: Стройиздат, 1990. - 365 с.
63. Гармаш В.Б. Математические модели транспорта газа и их применение в задачах оптимизации режима работы магистрального газопровода: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук : спец. 05.13.07 «Автоматическое управление и регулирование, управление технологическими процессами в газовой промышленности» / В.Б. Гармаш - К. 1982. - 22 с.
64. Трофимов А. С. Неизотермическая модель транспорта газа/А.С. Трофимов, В.А. Куцев, Е.В. Кочарин// Нефтегазовое дело. - 2004.- №2.- С. 1-10.

65. Руднік А. А. Розрахункові моделі для непроекtnих режимів роботи магістральних газопроводів / А.А. Руднік. // Нафтова і газова промисловість.- 2001.- №2.- С. 33-35.

66. Михалевич О. Т. Резерви покращення експлуатаційних параметрів складних газотранспортних систем: автореф. дис. на здобуття вченого ступеня канд. техн. наук : спец. 05.15.13 «Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища» / О. Т. Михалевич.- Івано-Франківськ. 2007.- 18 с.

67. Епифанов С. П. Алгебраический анализ потокораспределения в гидравлических цепях со сосредоточенными параметрами / С. П. Епифанов, Н. Н. Новицкий // Методы исследования и моделирования технических, социальных и природных систем - Новосибирск: Наука. – 2003.- С. 221-240.

68. Гартман Т.Н. Компьютерное моделирование простых гидравлических систем / Т.Н. Гартман, В.Н. Калинин, Л.И. Артемьева -М.:РХТУ им. Д.И. Менделеева, 2002. - 40 с.

69. Селезнев В. Е. Методы и технологии численного моделирования газопроводных систем / В.Е. Селезнев, В.В. Алешин, Г.С. Клишин – М.: Едиториал УРСС, 2002. - 448 с.

70. Фик М.І. Спрощена система газодинамічних рівнянь математичної моделі однопіткової лінійної ділянки газопроводу/ М. І. Фик // Нафтова і газова промисловість. – 2007. - № 6. - С. 39-43.

71. Фик М.І. До питання розрахування газодинамічних параметрів потоку газу в міжнитковій перемичці магістрального газопроводу/ М.І. Фик // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.- 2008.- № 4(29). –С.80-82.

72. Александров В.Л. Техническая гидромеханика/ В.Л. Александров- М.: ОНТИ НКТП, 1936. - 268 с.

73. Середюк М.Д. Визначення пропускної здатності кільканиткового газопроводу при роботі з відкритими перемичками на ділянках / М.Д. Середюк, А.І. Ксенич, М.І. Фик // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2006. - № 1(13). - С.75-82.

74. Середюк М.Д. Визначення пропускної здатності кільканиткового газопроводу при роботі з відкритими перемичками на вході і виході КС / М.Д. Середюк, А.І. Ксеніч, М.І. Фик //Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2006.- № 2(14). - С.110-118.

75. Ильченко Б.С. Теоретические основы и методы расчета функционально-технического состояния газоперекачивающих агрегатов / Б. С. Ильченко, Б. И. Измалков - Харьков: Коллегиум, 2006. – 250 с.

76. Експлуатаційнику нафтогазового комплексу. Довідник / [В.В. Розгонюк, Л.А.Хачикян, М.А.Григіль та ін.]– К.: Росток, 1998. – 432 с.

77. Довідник працівника газотранспортного підприємства / [В.В. Розгонюк В.В., А.А.Руднік, В.М. Коломєєв та ін.] – К.: Росток, 2001. – 1092 с.

78. Довідник з нафтогазової справи / [В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук та ін.]– Львів: ІФНТУНГ, 1996. – 620 с.

79. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов / [А. К. Дерцакян, М.Н Шпотаковский М.Н., В.Г.Волков и др.] – Л.: Недра, 1977. – 519 с.

80. Котляр Я. М. Методы математической физики и задачи гидроаэродинамики. /Я. М. Котляр – М.: Высшая школа, 1991. - 208 с.

81. Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів: СОУ 60.3-30019801-050:2008. – [чинний від 2008-03-03]. – Київ: ДК «Укртрансгаз», 2008. – 150 с.- (Стандарт організації України, код УКНД 75.060, Затв. наказом № 14 ДК «Укртрансгаз» 18.01.2008 р., погоджено листом Упр. Держнаглядохоронпраці №01/05-08.1-05/306 від 19.07.2007р.).

82. Дытнерский Ю.И. Процессы и аппараты химической технологии / Ю.И. Дытнерский - М.: Химия, 1995. - 400 с.

83. Гортышов Ю.Ф., Эффективность промышленно эффективных интенсификаторов теплопередачи/ Ю .Ф. Гортышов, В. В. Олимпиев, И. А. Попов // Энергетика - 2002.- №3.- С.102-118.

84. Термодинамика систем добычи и транспорта газа / [Э. А.Бондарев, В. И. Васильев, А. Ф. Воеводин и др.] - М.: Наука, 1988. – 270 с.

85. Капцов И. И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах / И.И. Капцов -М.: Недра, 1988. - 160 с.
86. Коршак А.А. Трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа- Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 515 с.
87. Середюк М. Д. Оптимізація параметрів роботи розгалужених нафтопродуктопроводів / М.Д.Середюк, Й.В. Якимів, М.В. Лур'є – К.: НМК ВО, 1992. -132 с.
88. Фик М.І. Визначення пропускної здатності газотранспортних систем розгалуженої структури / М.І. Фик, М.Д. Середюк, М.П. Андрійшин // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. -2007. - № 1(15). - С. 94-98.
89. Фик М.І. Визначення пропускної здатності магістрального газопроводу з урахуванням роботи підземного сховища газу / М.І. Фик, М.Д. Середюк // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2007. - № 2(16).- С. 91-98.
90. Фик М. І. Визначення допустимих режимів транспортування газу у газопроводі - відгалуженні для попередження гідратоутворень / М. І. Фик // Нафтова і газова промисловість. - 2001.- №5. - С. 22-23.
91. Середюк М.Д. Проектування та експлуатація систем газопостачання населених пунктів / М.Д. Середюк, В.Я. Малик, В.Т. Болонний – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 435 с.
92. Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров / Корн Г. Корн Т.: пер. с англ. – М.: Наука, 1970. – 720 с.
93. Дэниел К. Применение статистики в промышленном эксперименте. Пер. с англ./ К. Дэниел. – М.: Мир, 1979. – 299 с.
94. Анализ и синтез электромеханических систем / [А.В. Ильин, Б.Р. Липай, С.И. Маслов и др.] - М.: МЭИ, 1999. -354 с.
95. Зажигаев Л.С. Методы планирования и обработки результатов физического эксперимента / Л.С. Зажигаев, А.А. Кишьян, Ю.И. Романиков – М.: Атомиздат, 1978. – 232 с.

96. Калиткин Н.Н. Численные методы/ Н.Н. Калиткин - М. : Наука, 1978.- 508 с.
97. Нигматуллин И. Г. Совершенствование стратегического управления развитием региональной газораспределительной системы: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук: спец. 08.00.05. «Экономика и управление народным хозяйством» /И.Г. Нигматуллин. – Ижевск. 2005.– 26 с.
98. Клюк Б.О. Газонафтопроводи: оптимізація їх спорудження, експлуатації та захист природи / Б.О. Клюк – Харків: УкрНДІгаз, 2000. - 186 с.
99. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов- Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. – 527 с.
100. Жидкова М.О. Проблема оцінювання економічної ефективності трубопровідного транспортування газу/ М. О. Жидкова // Нафтова і газова промисловість.- 2000. - №4. - С. 37-40.
101. Фик М.І. Аспекти застосування сучасних гладких покриттів у вітчизняній ГТС високого тиску/ М.І. Фик // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.- 2009.- № 1(30). –С.103-107.
- 102 Пат. 57961 Україна. 7G01N22/04. Датчик вмісту кристалогідратів в рухомій газоподібній суміші/ Фик М.І., заявник і патентовласник Фик М.І. - № 2002032501: заявл. 29.03.2002, опубл. 15.07.2003. Бюл. № 7.
103. Процент В.П. Альтернативная концепция теплоснабжения городов / В. П. Процент // Энергосбережение и водоподготовка.- 1997.- № 2.- С. 86-91.
104. Горностаев Г.П. Шляхи вдосконалення процесу розвитку енерго- та ресурсозбереження в галузі трубопровідного транспорту газу на підприємстві УМГ “Харківтрансгаз” / Г.П.Горностаев, П.Ф. Єлесар, О.Р. Белоброва // Енергоінформ. – 2001. – № 49 (129). – С. 7.
105. Фик М. І. Перспективы применения мероприятия адаптационной оптимизации энергобаланса газотранспортной сети / Михайло Фик, Олена Фик // Матеріали XIV міжнародної конференції «Ресурсоенергозбереження у ринкових відносинах» (ISBN 978-966-406-028-5), 18 – 22 червня 2007 р.; під ред. Халявка М. П. та інш.– К.: ПВП «Задруга». – 2007. – С.160–165.

106. Пат. 32349 Україна. МПК(2006), F16L53/00, F17D1/00, F01K23/00. Трансформатор потенційної енергії потоку у теплову енергію /Фик І.М. Клюк Б.О., Фик М.І., заявник і патентовласник ДК «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України». - № 200800270: заявл. 08.01.2008, опубл. 12.05.2008. Бюл. № 9.

107. Пат. 43208 Україна. МПК(2009), F16L53/00, F17D1/00. Трансформатор потенційної енергії потоку у теплову енергію/ Фик І. М., Собчук М. П., Фик М. І., заявники і патентовласники Фик І. М., Собчук М. П., Фик М. І. - №200901674: заявл. 26.02.2009. Бюл. №15.

ДОДАТОК А

Результати дослідження закономірностей нестационарних термогазодинамічних процесів у розгалужених та кількатниткових газопроводах

Діаграми на рис. А.1 - А.5 ілюструють одержані нами закономірності зміни тиску P , масової витрати M , швидкості руху w та температури газу T по довжині газопроводу (координата x) та у часі t .

Рис. А.6 -А.11 показують закономірності зміни тиску, швидкості і температури газу у часі у кількох перерізах модельного газопроводу для різних значень обсягів шляхового відбору газу.

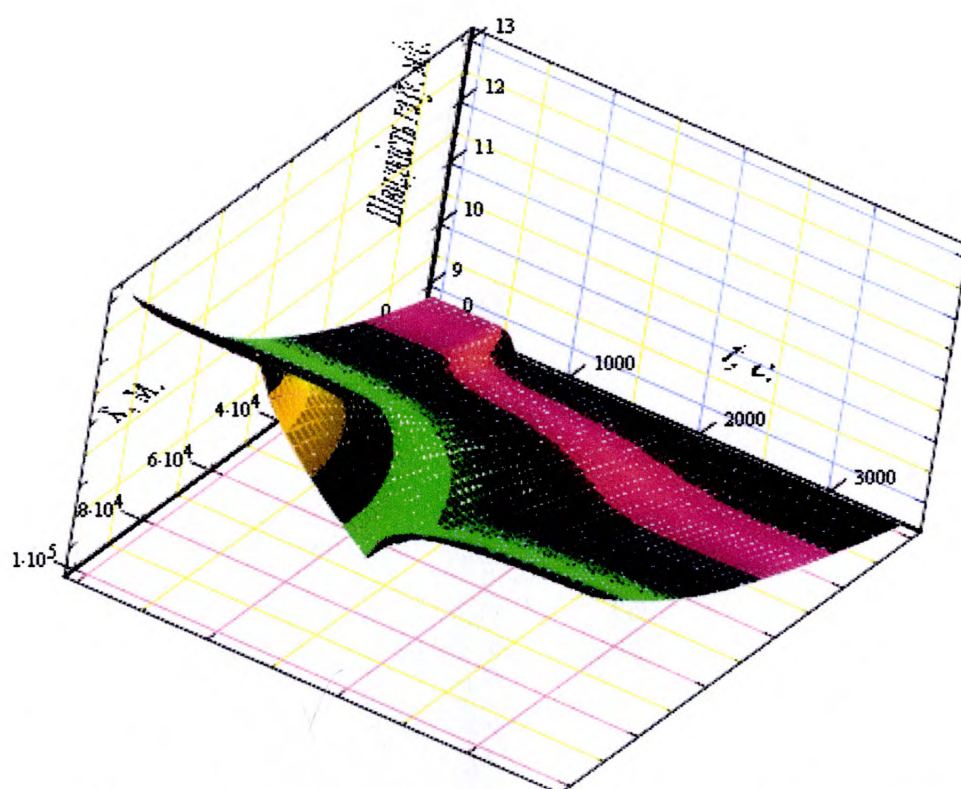


Рис. А.1. Діаграма швидкості газу при відборі 5 %

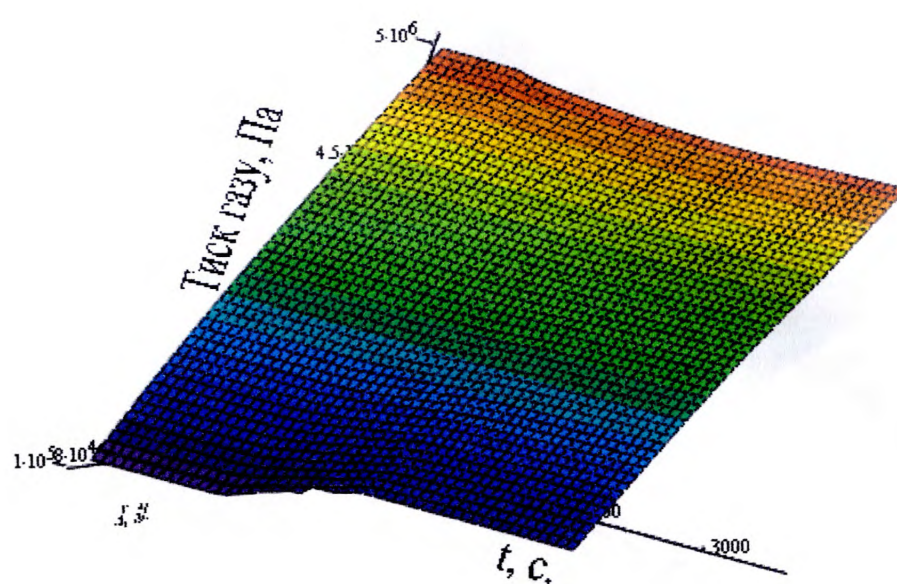


Рис. А.2. Діаграма тиску газу при відборі 5 %

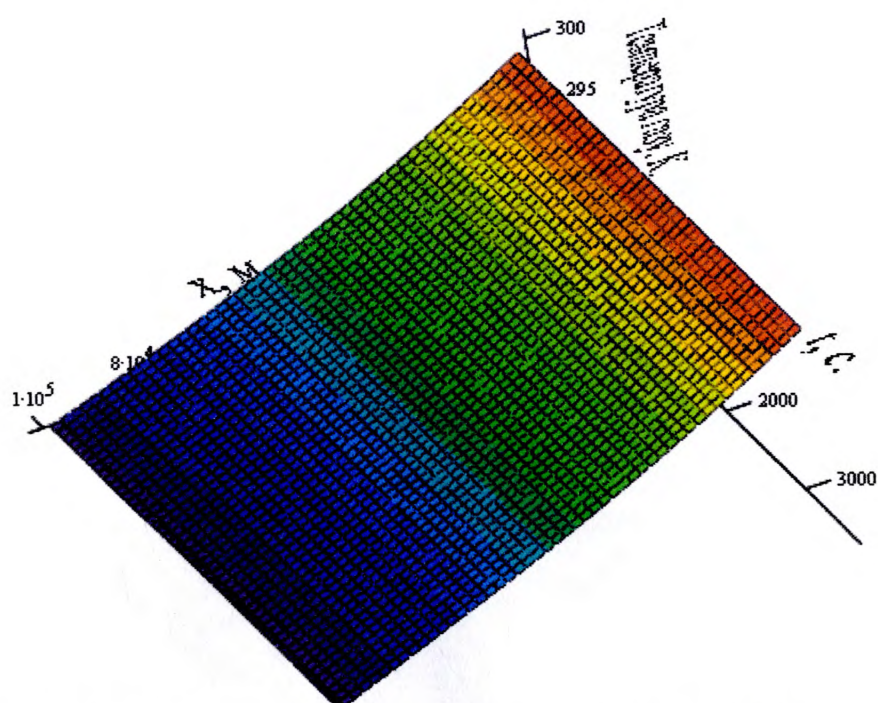


Рис. А.3. Діаграма температури газу при відборі 5 %

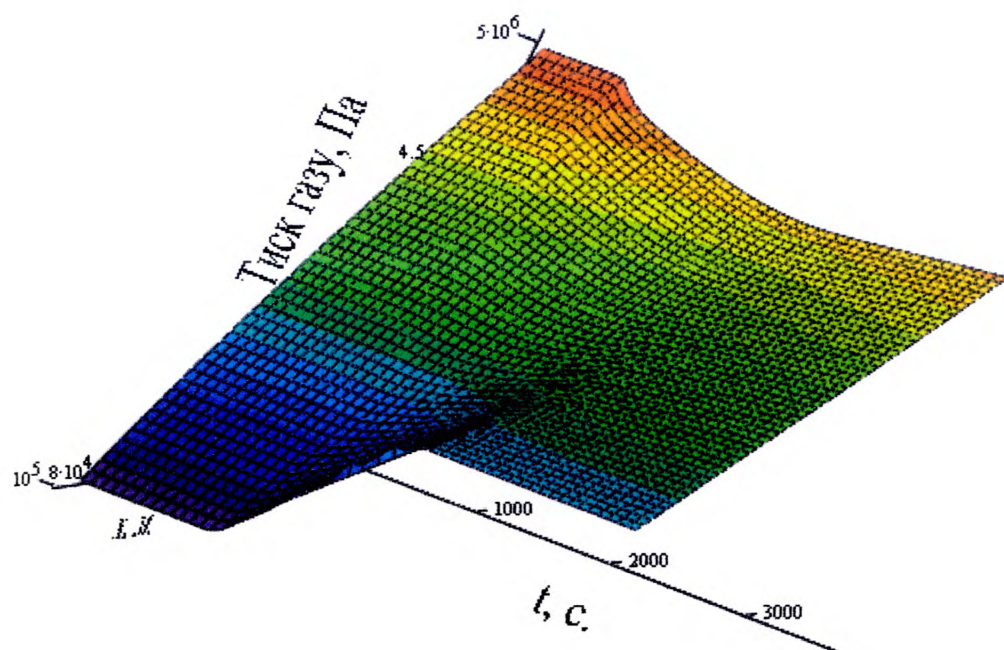


Рис. А.4. Діаграма тиску газу при відборі 20 %

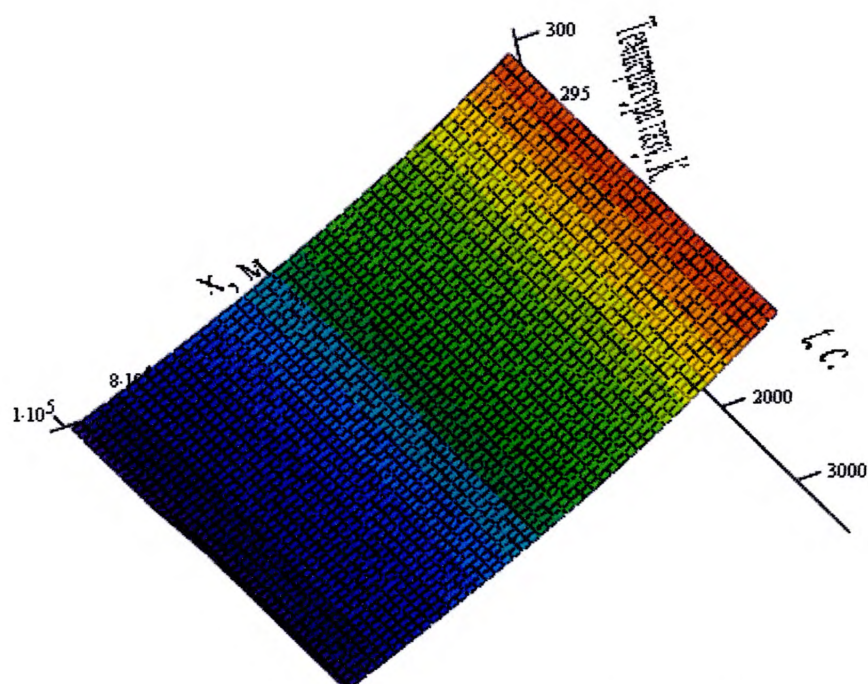


Рис. А.5. Діаграма температури газу при відборі 20 %

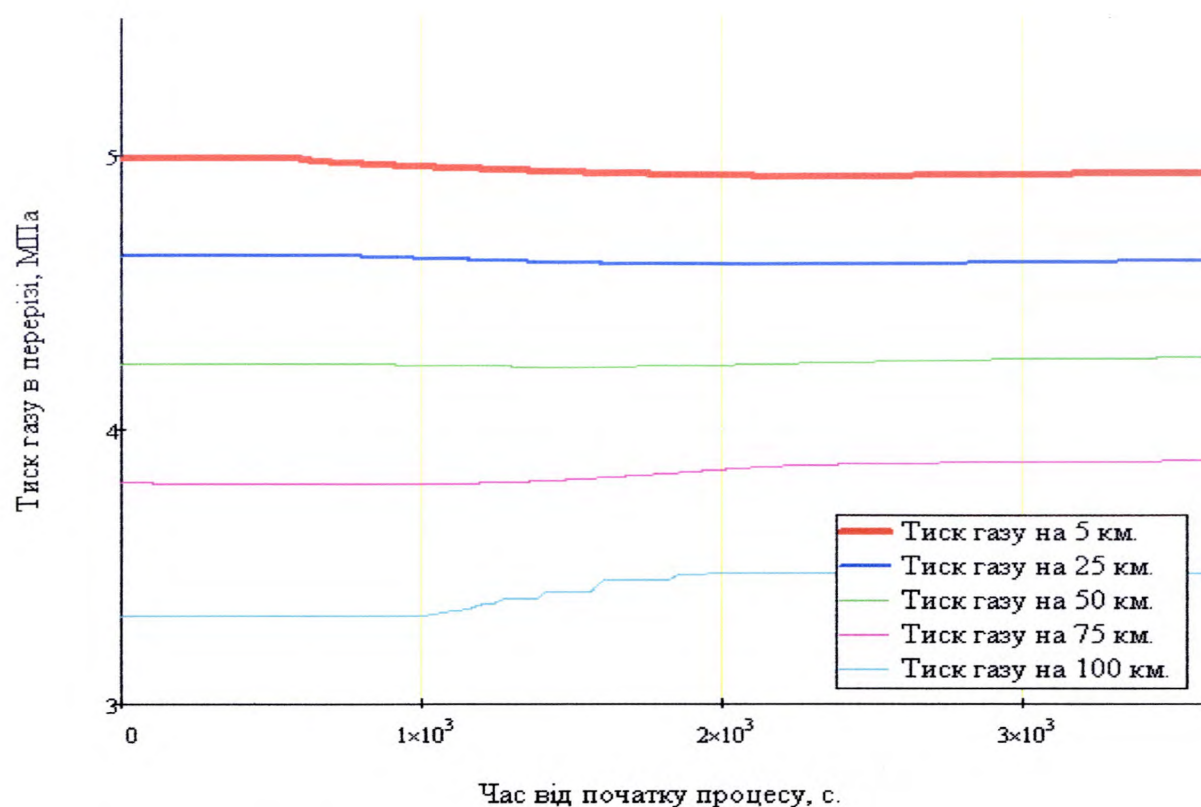


Рис. А.6. Змінення тиску газу з часом в перерізах при відборі 5%

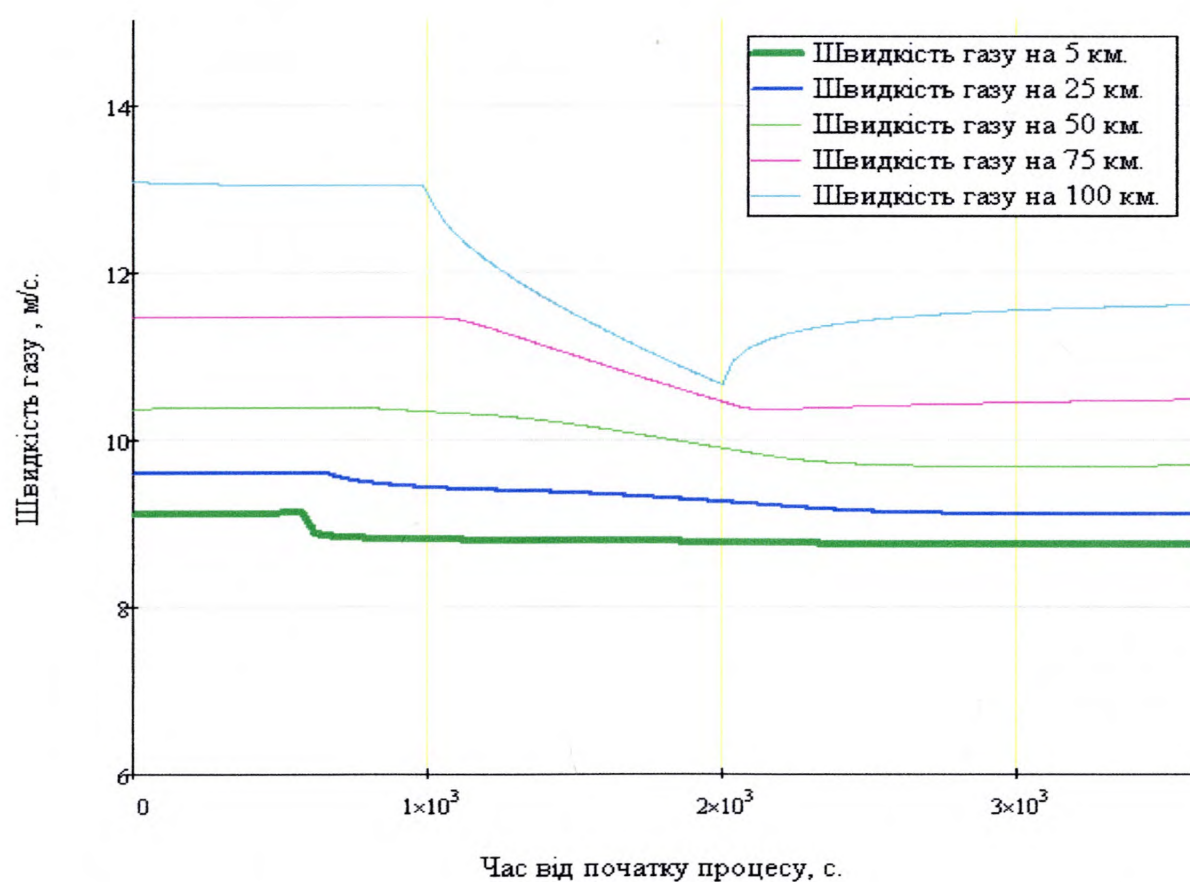


Рис. А.7. Змінення швидкості газу з часом в перерізах при відборі 5%

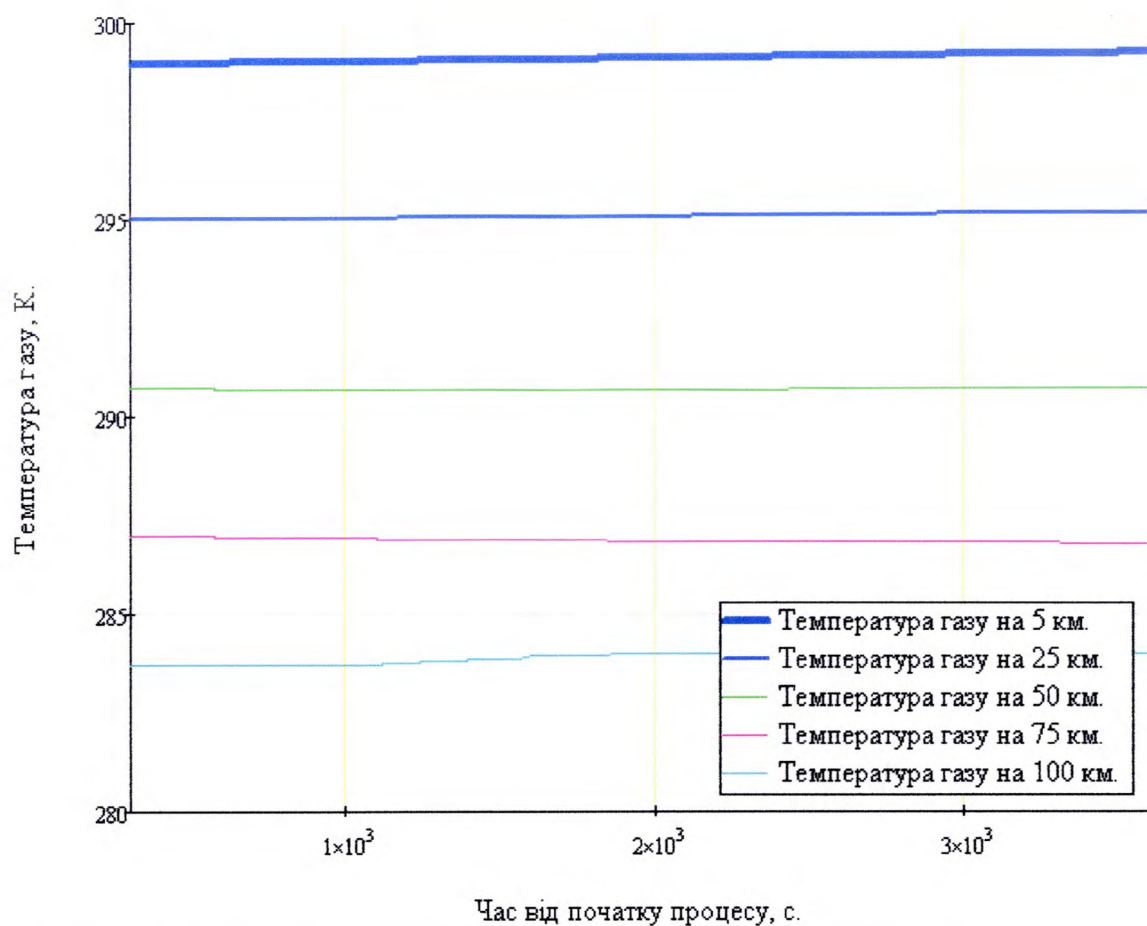


Рис. А.8. Змінення температури газу з часом в перерізах при відборі 5%

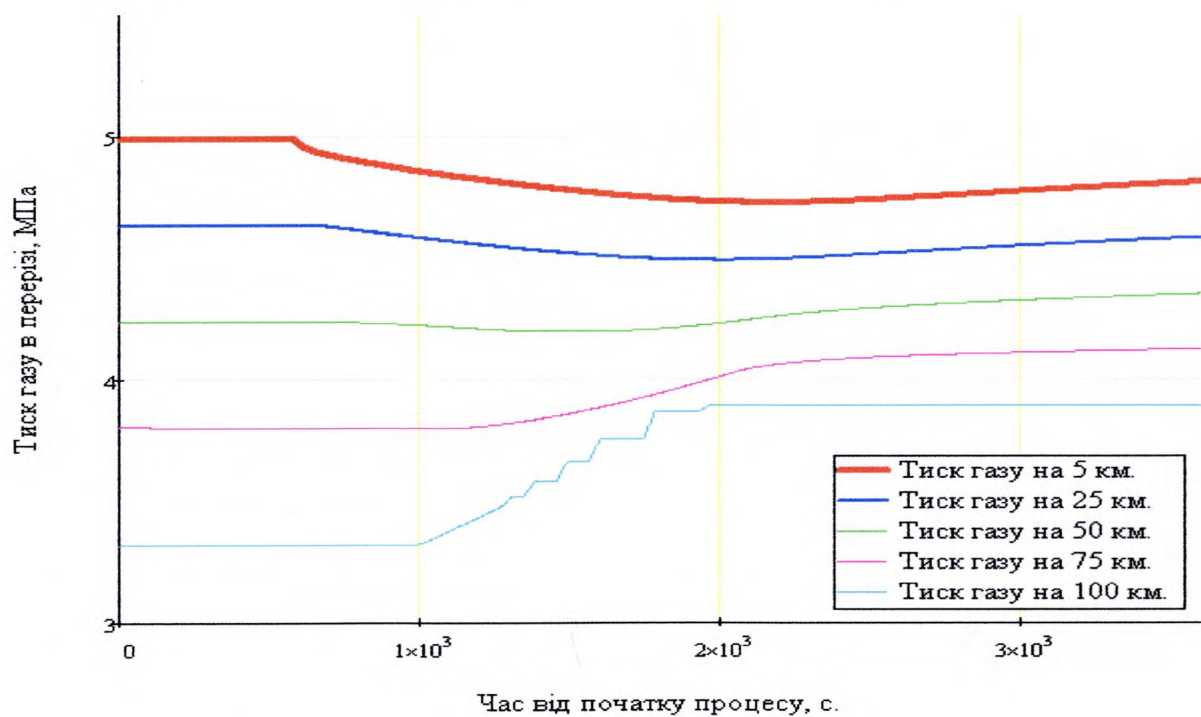


Рис. А.9. Змінення тиску газу з часом в перерізах при відборі 20%

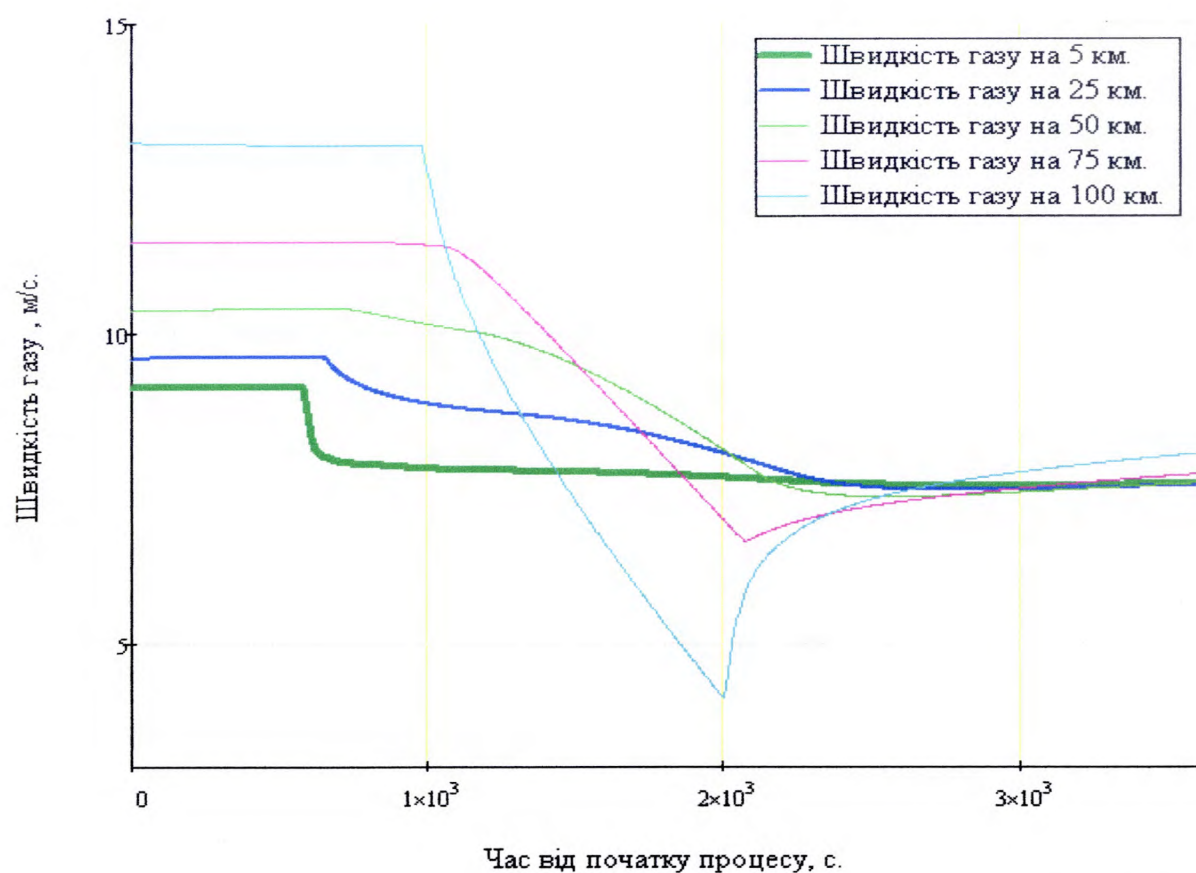


Рис. А.10. Змінення швидкості газу з часом в перерізах при відборі 20%

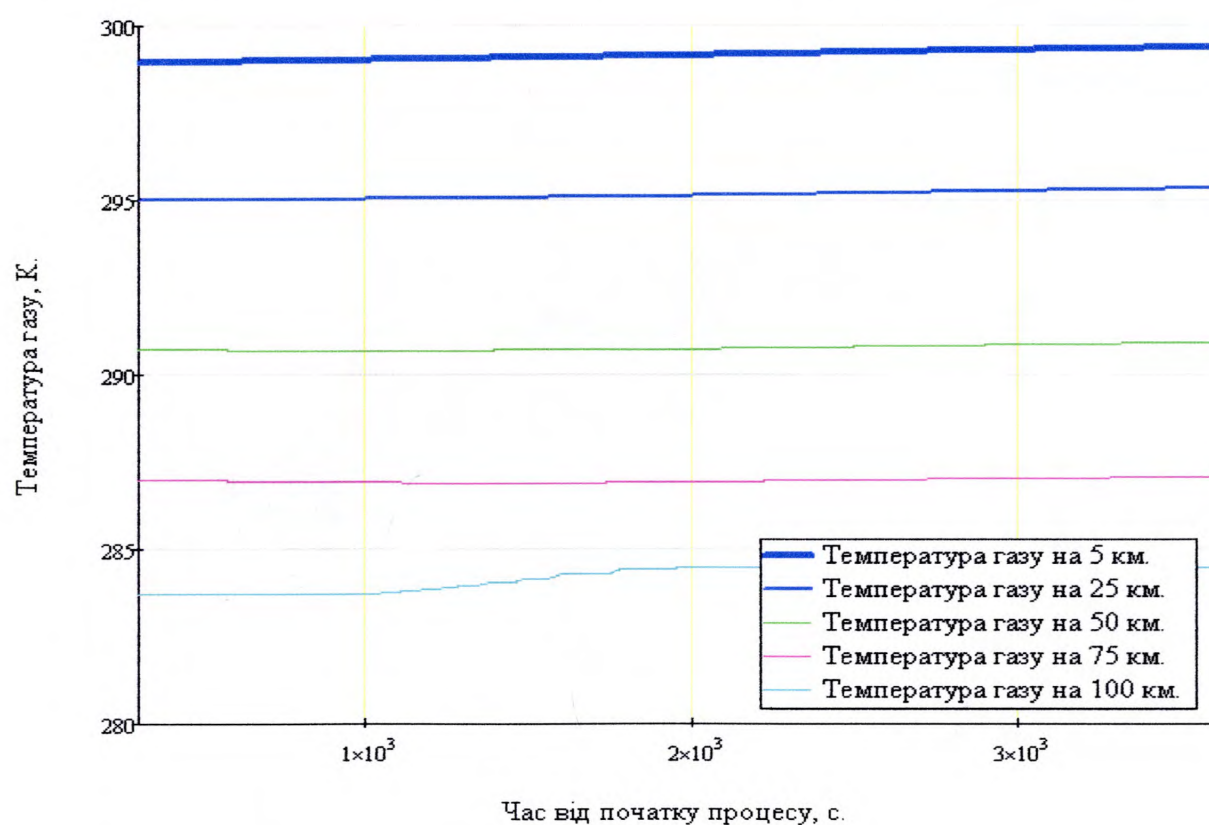


Рис. А.11. Змінення температури газу з часом в перерізах при відборі 20%

Аналогічно за розробленою нами програмою змодельовано підкачування газу у магістраль із підземного сховища газу. Дослідження проводились для малого (5 % витрати у магістралі), середнього (10 %) і значного (20 %) обсягу підкачування.

Діаграми на рис. А.12 - А.18 ілюструють одержані закономірності зміни масової витрати, тиску, швидкості та температури газу по довжині газопроводу x і у часі t .

Рис. А.19 - А.26 показують одержані закономірності зміни тиску, швидкості і температури газу у часі в перерізах модельного газопроводу (для п'яти значень поздовжньої координати) для різних значень обсягів підкачування газу.

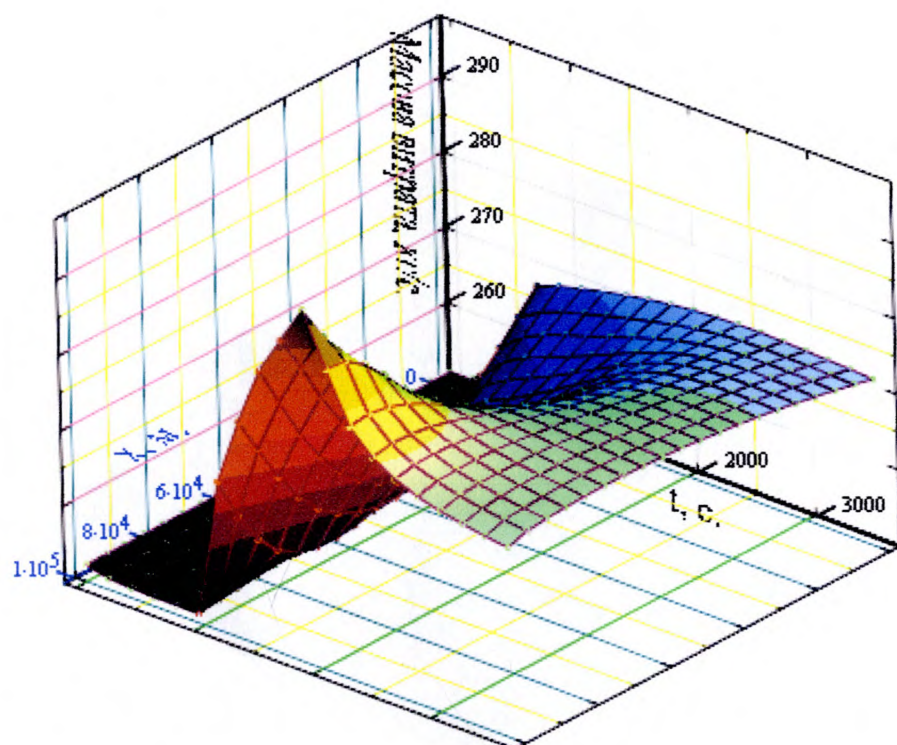


Рис. А.12. Діаграма масової витрати газу при підкачуванні 10%

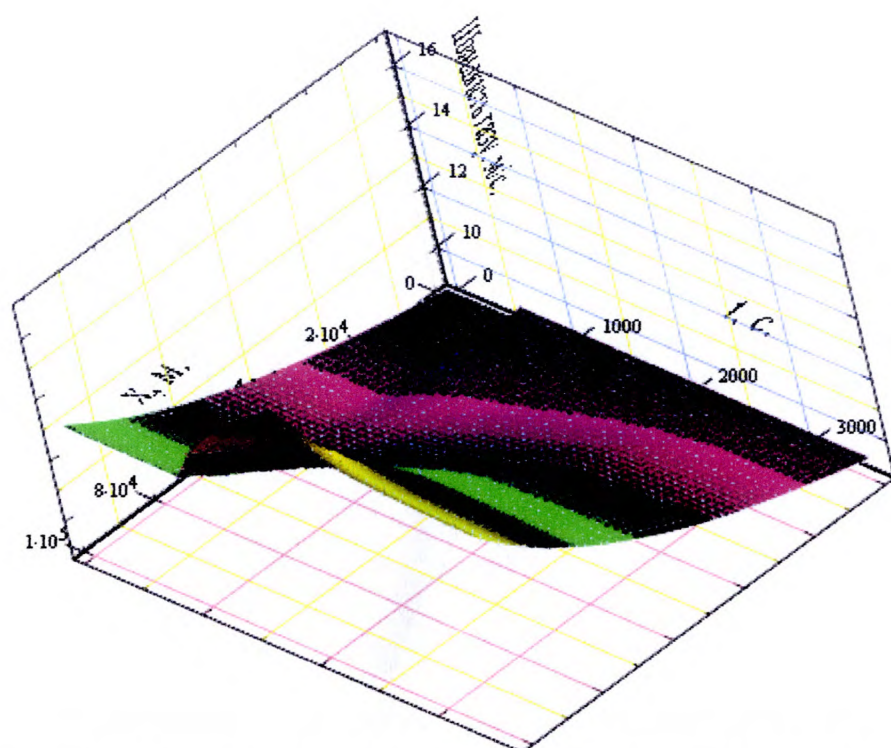


Рис. А.13. Діаграма швидкості газу при підкачуванні 10 %

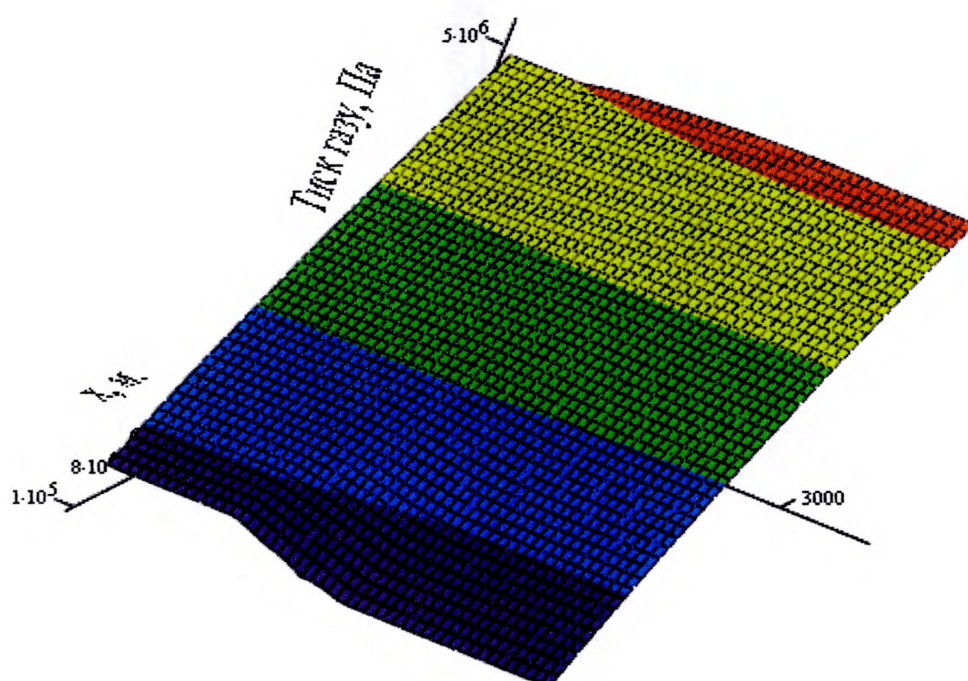


Рис. А.14. Діаграма тиску газу при підкачуванні 10 %

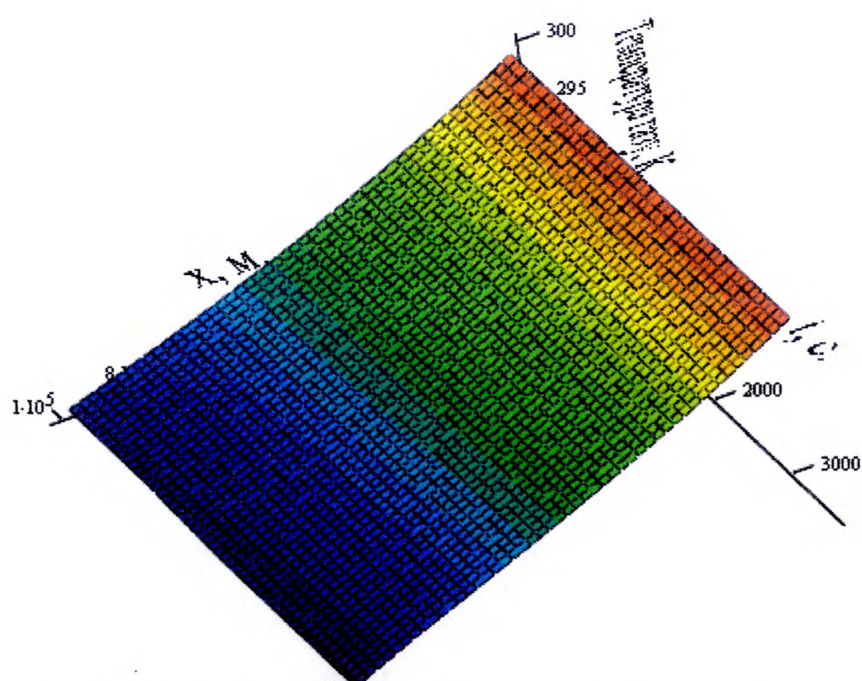


Рис. А.15. Діаграма температури газу при підкачуванні 10 %

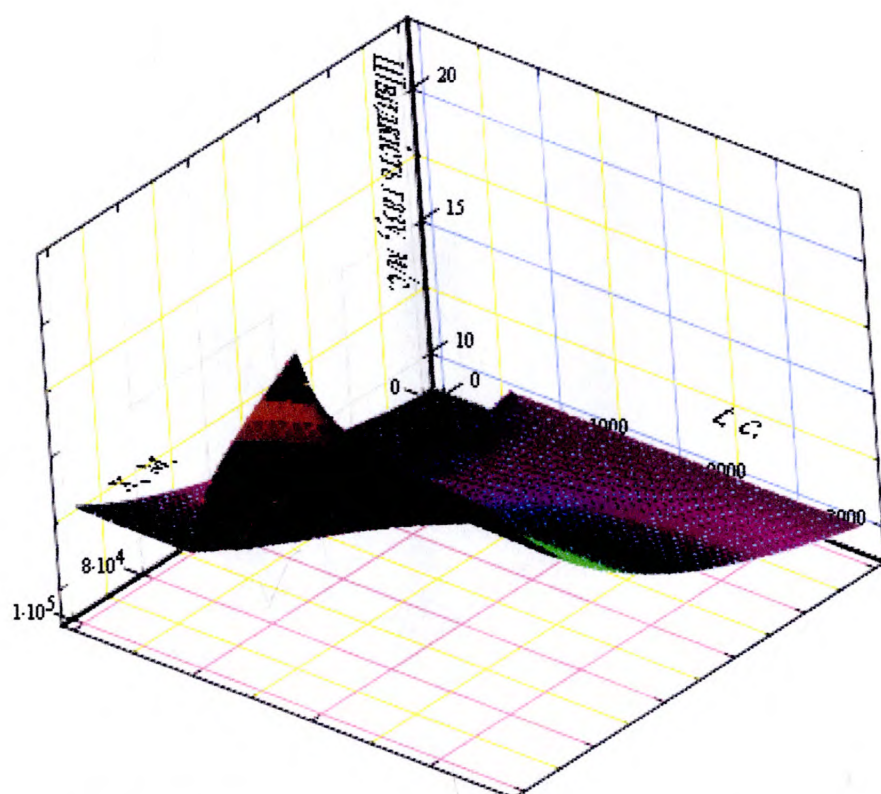


Рис. А.16. Діаграма швидкості газу при підкачуванні 20 %

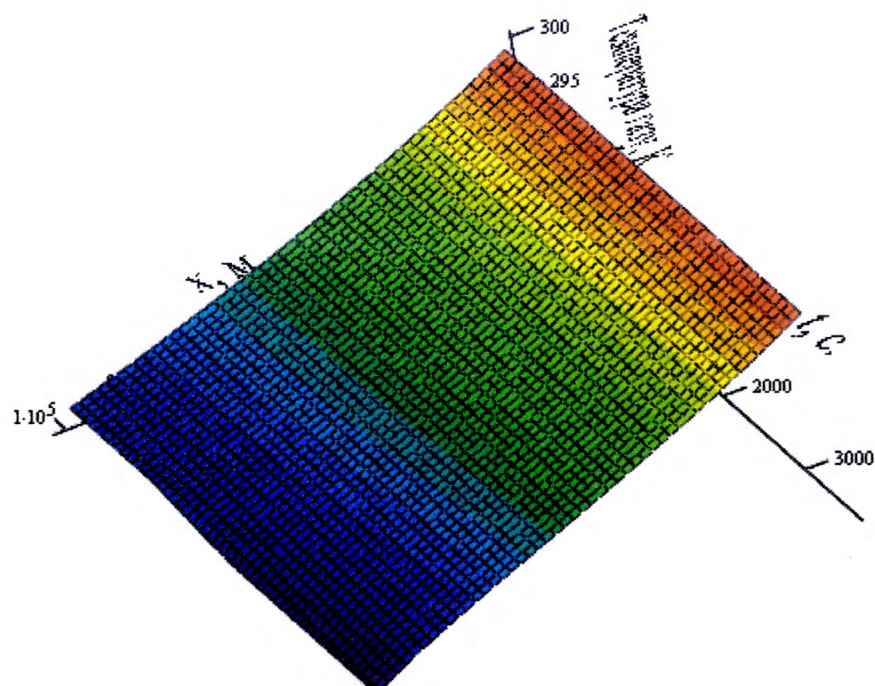


Рис. А.17. Діаграма температури газу при підкачуванні 20 %

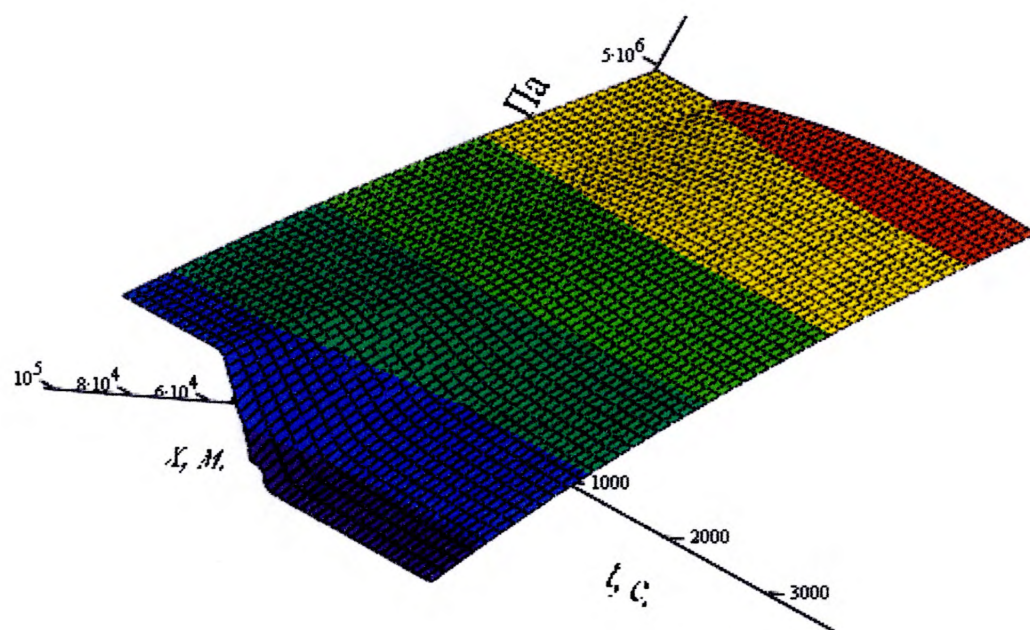


Рис. А.18. Діаграма тиску газу при підкачуванні 20 %

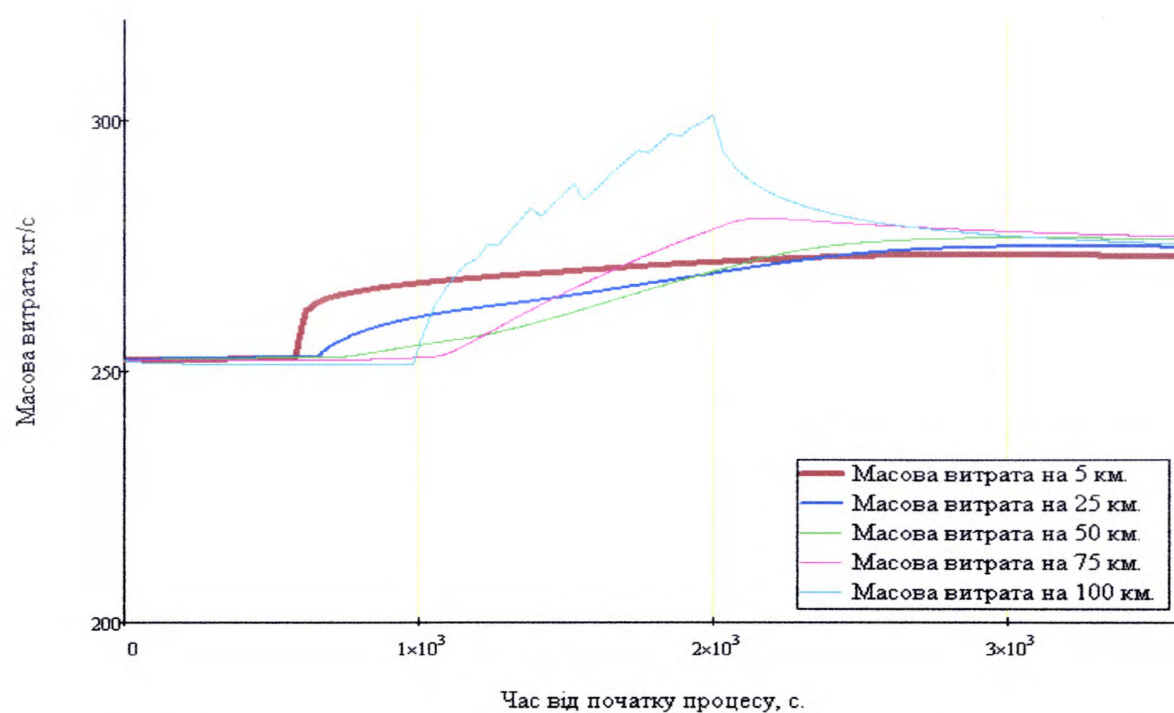


Рис. А.19. Змінення масової витрати газу в перерізах при підкачуванні 10%

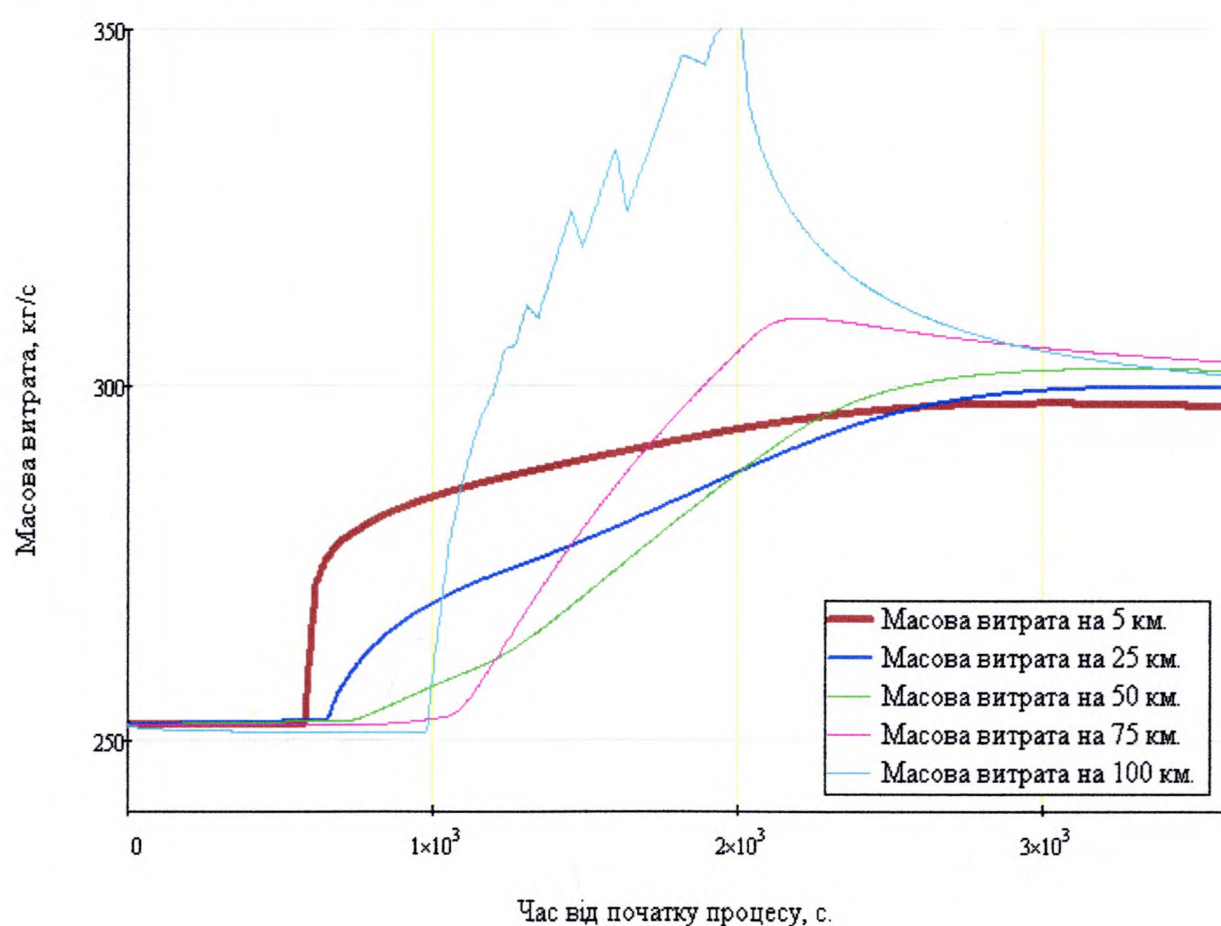


Рис. А.20. Змінення масової витрати газу в перерізах при підкачуванні 20%

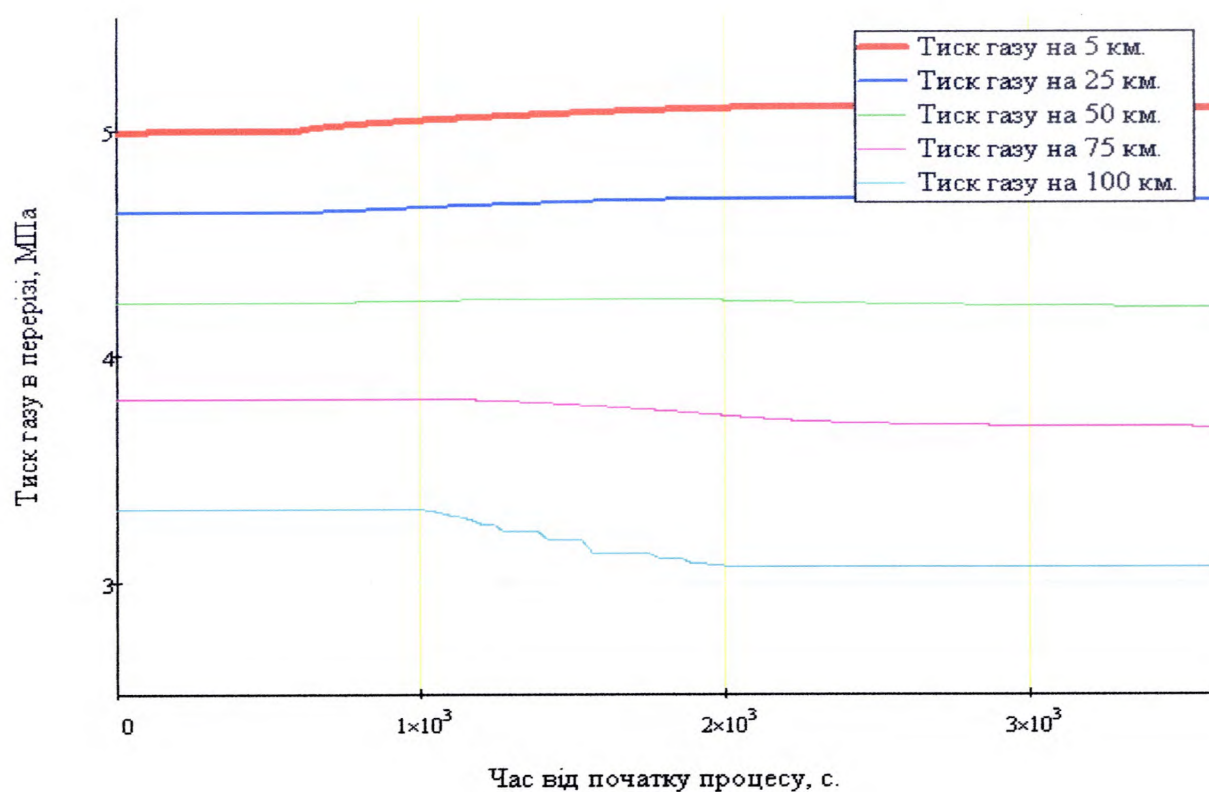


Рис. А.21. Змінення тиску газу в перерізах при підкачуванні 20%

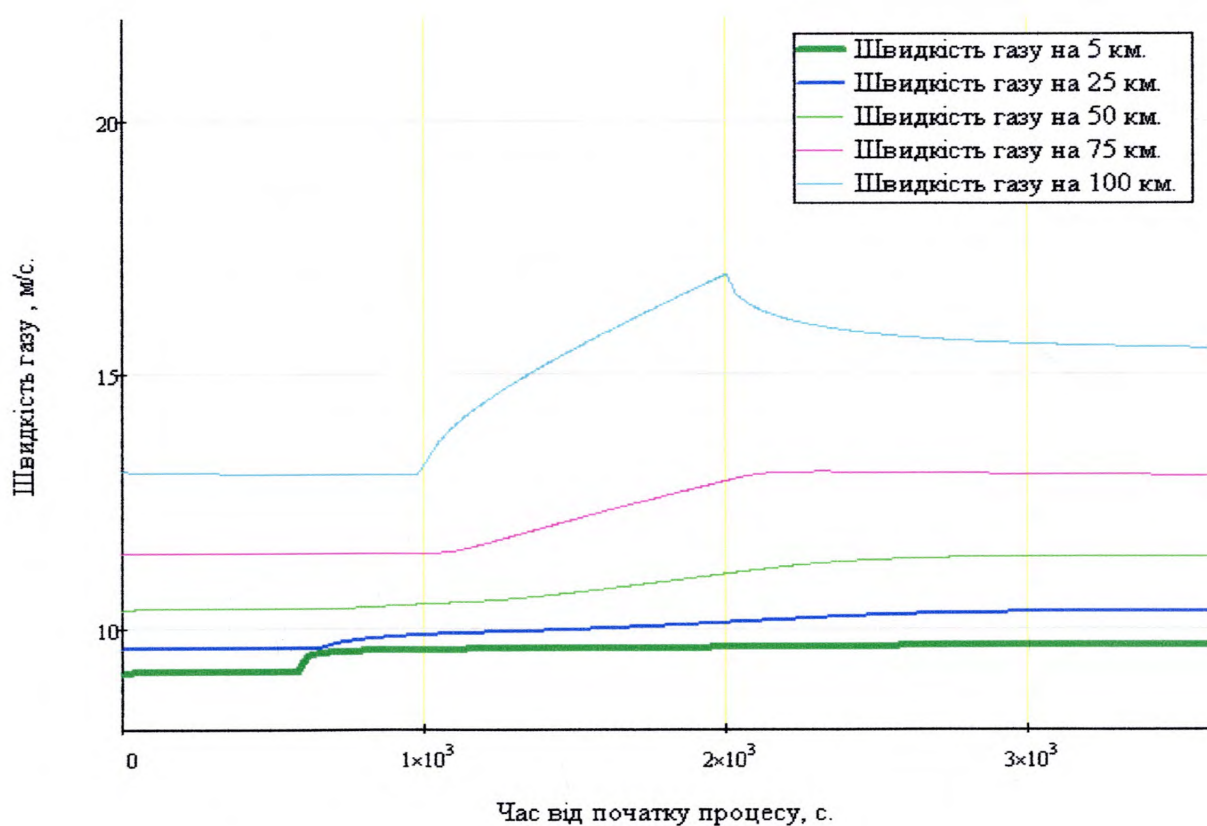


Рис. А.22. Змінення швидкості газу в перерізах при підкачуванні 10%

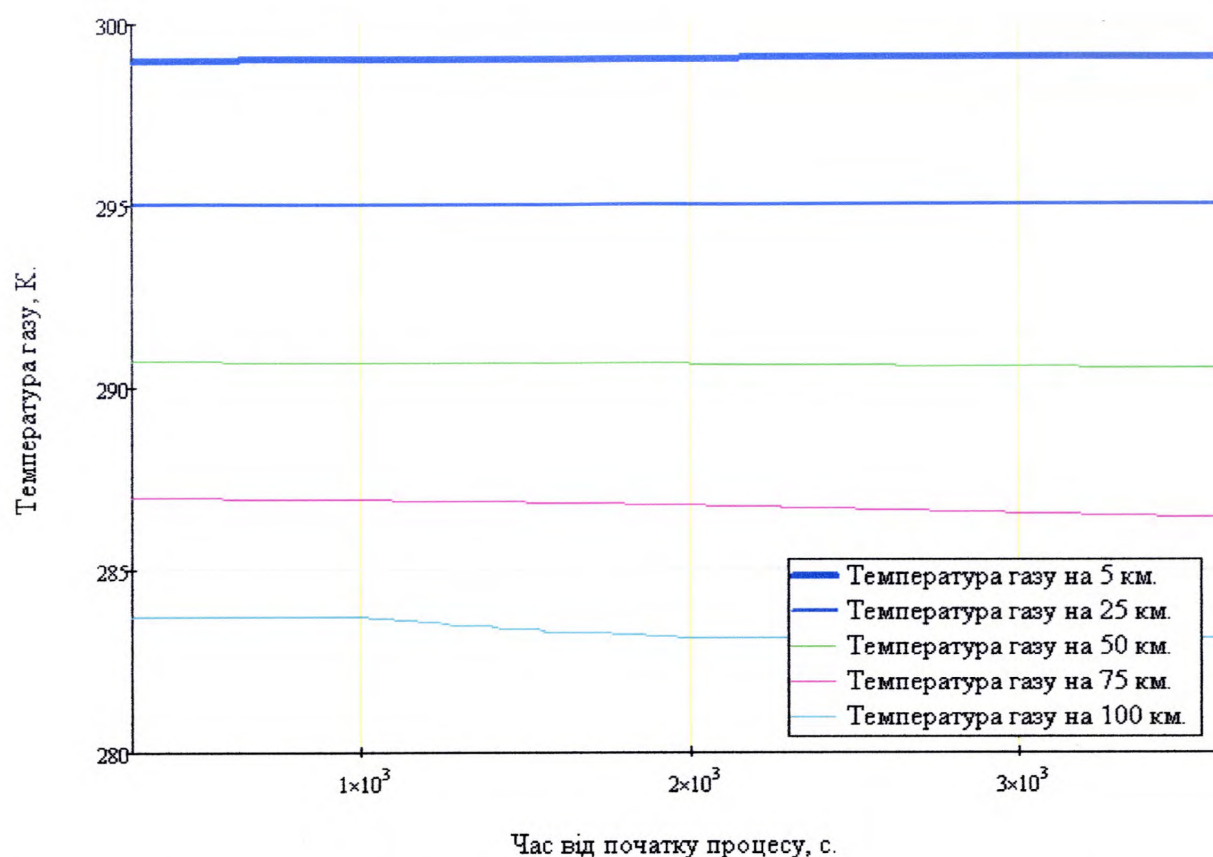


Рис. А.23. Змінення температури газу в перерізах при підкачуванні 10%

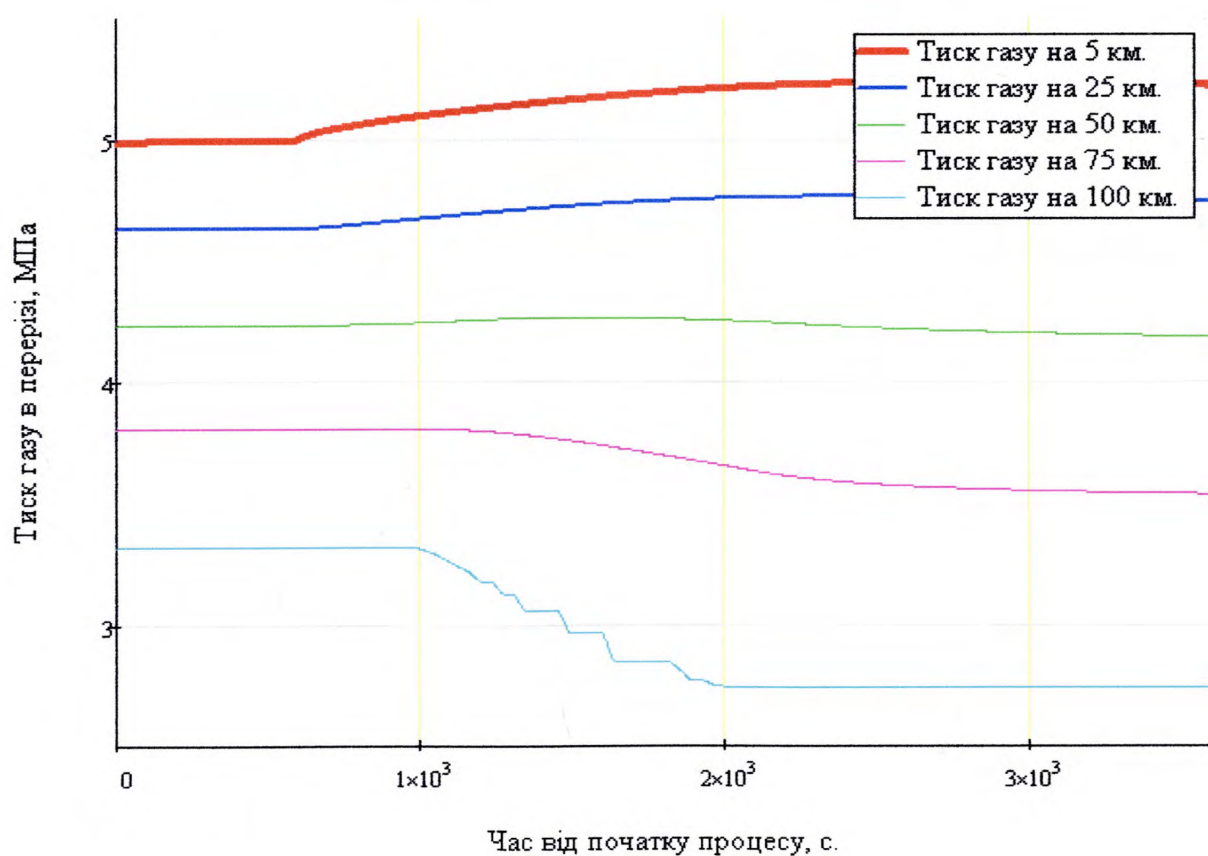


Рис. А.24. Змінення тиску газу в перерізах при підкачуванні 20%

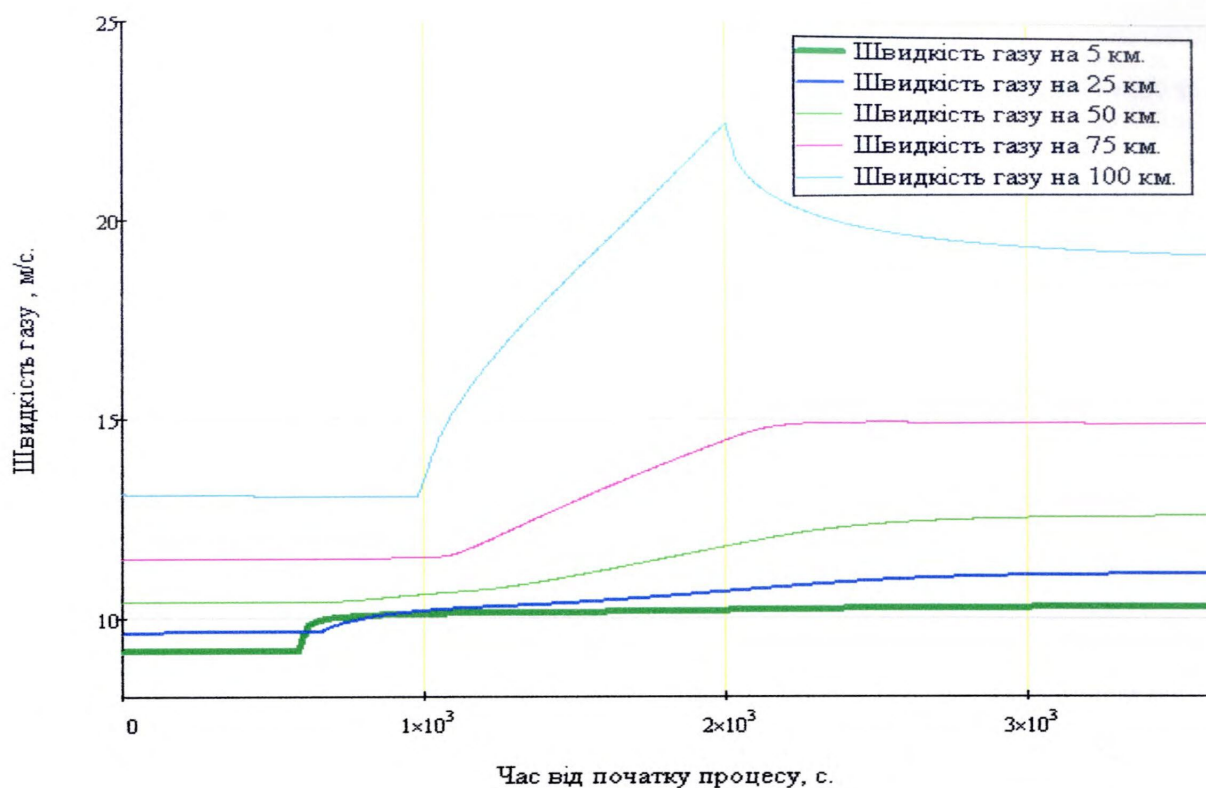


Рис. А.25. Змінення швидкості газу в перерізах при підкачуванні 20%

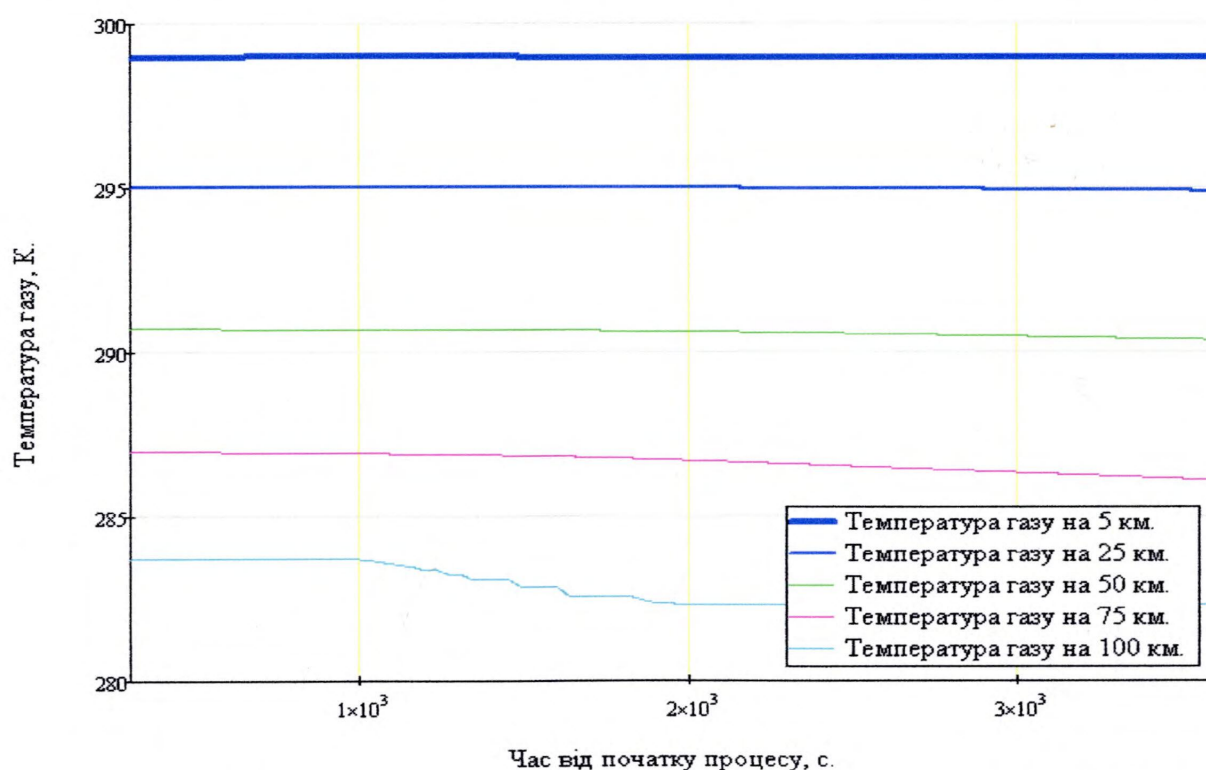


Рис. А.26. Змінення температури газу в перерізах при підкачуванні 20%

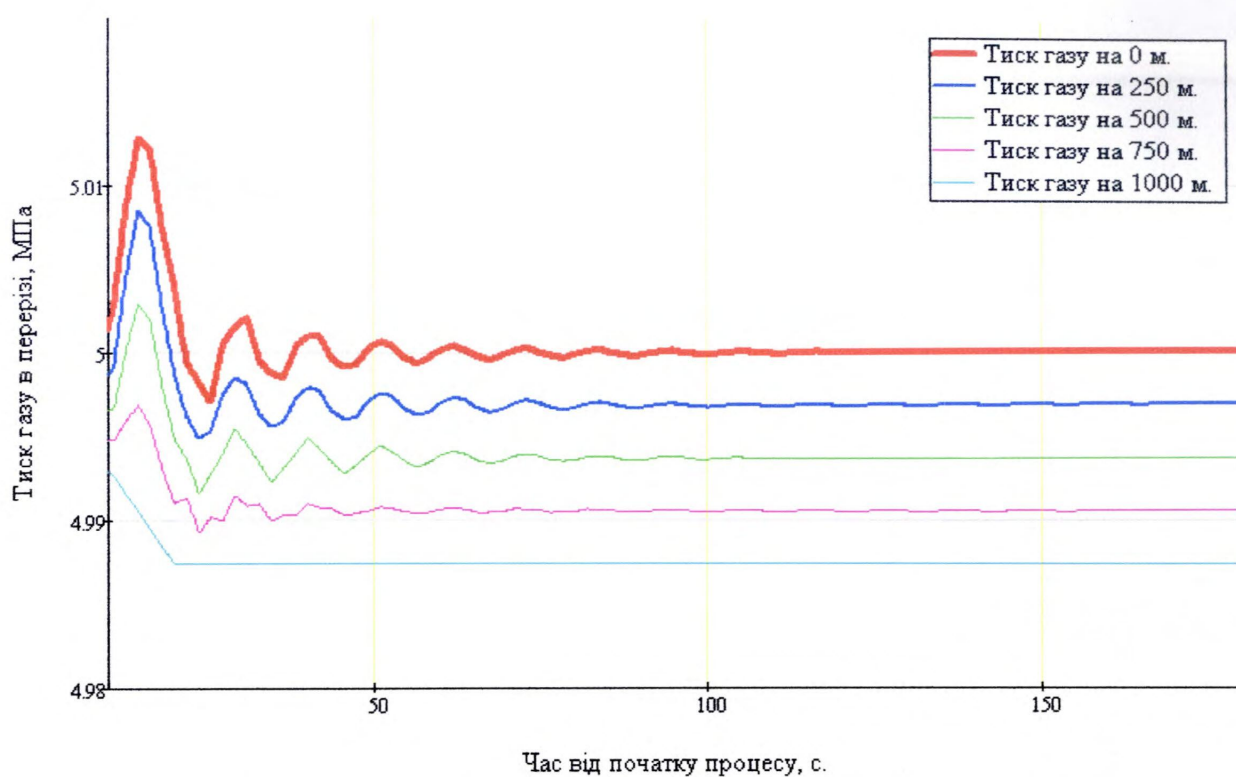


Рис. А.27. Змінення тиску газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 25%

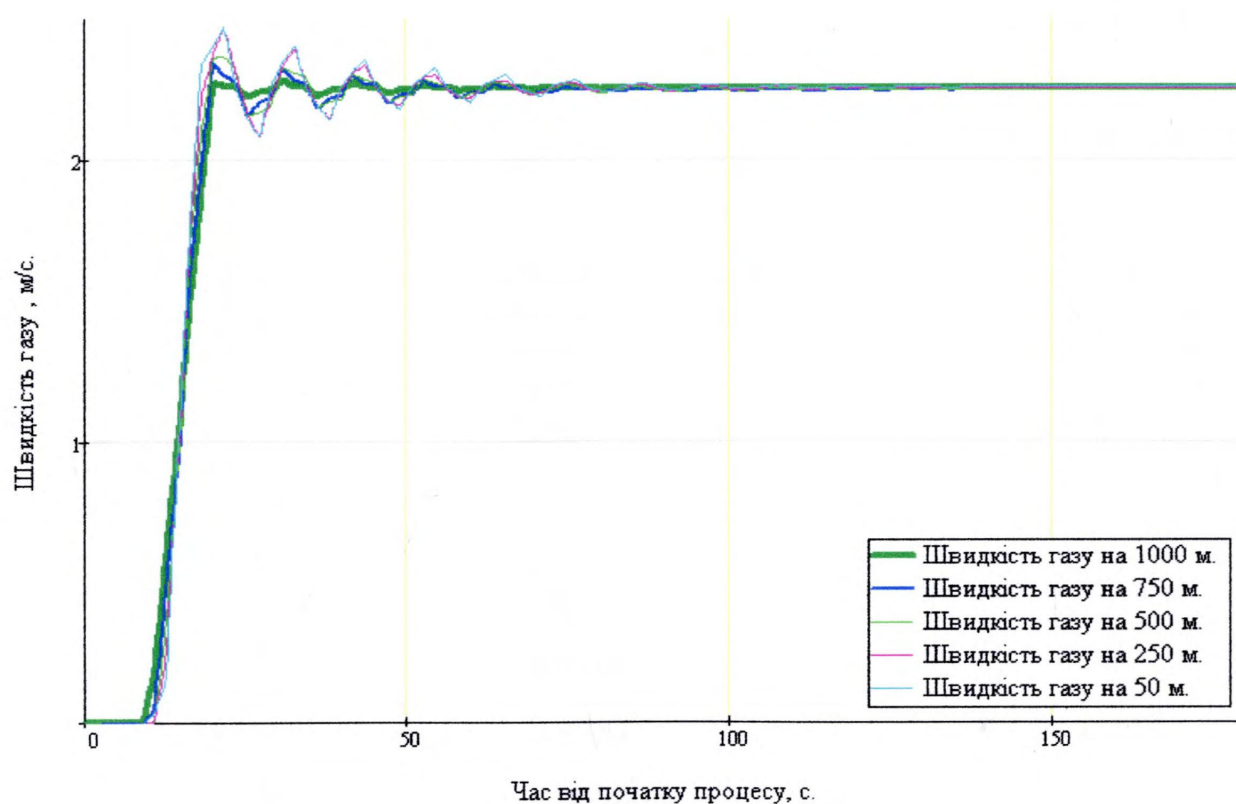


Рис. А.28. Змінення швидкості газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 25%

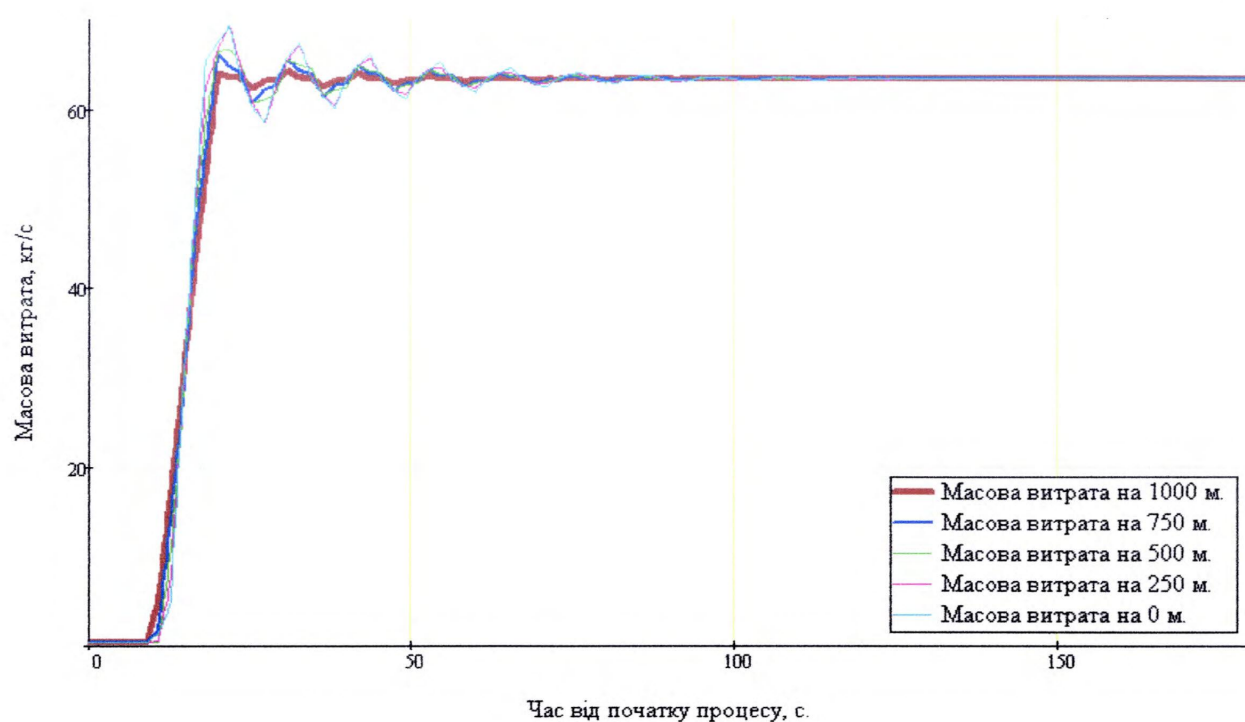


Рис. А.29. Змінення масової витрати газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 25%

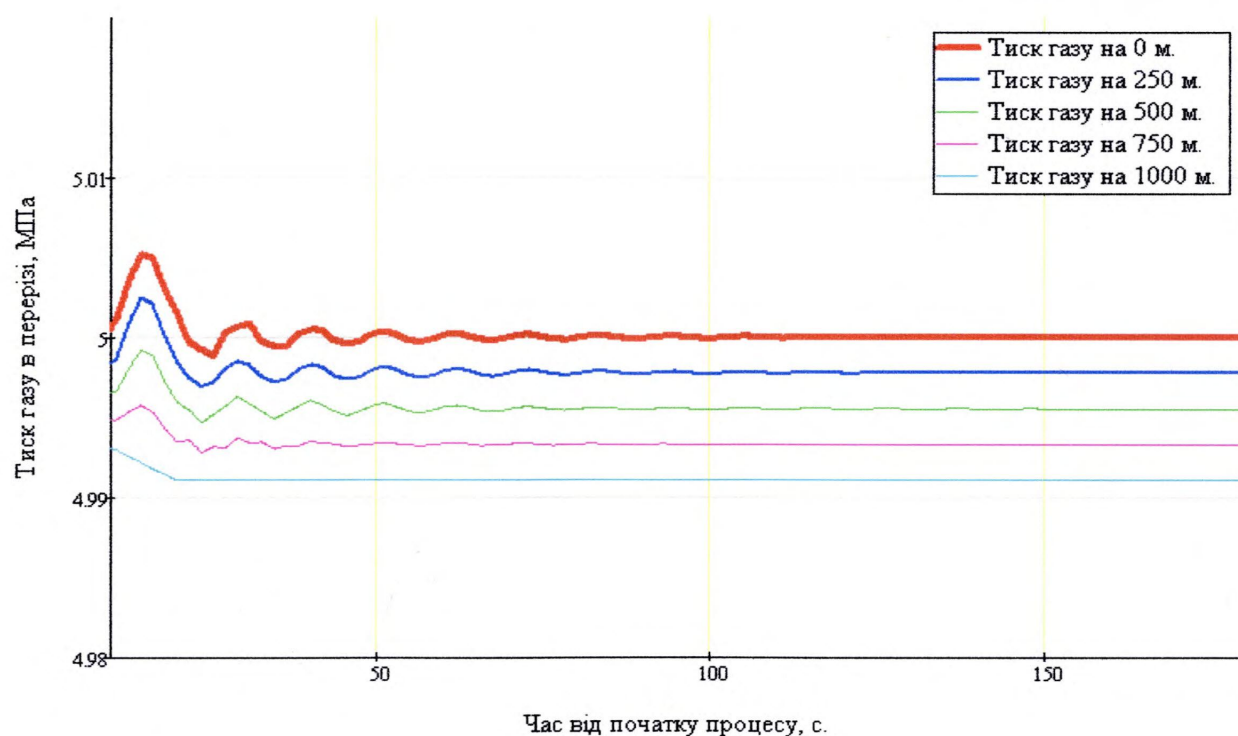


Рис. А.30. Змінення тиску газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 10%

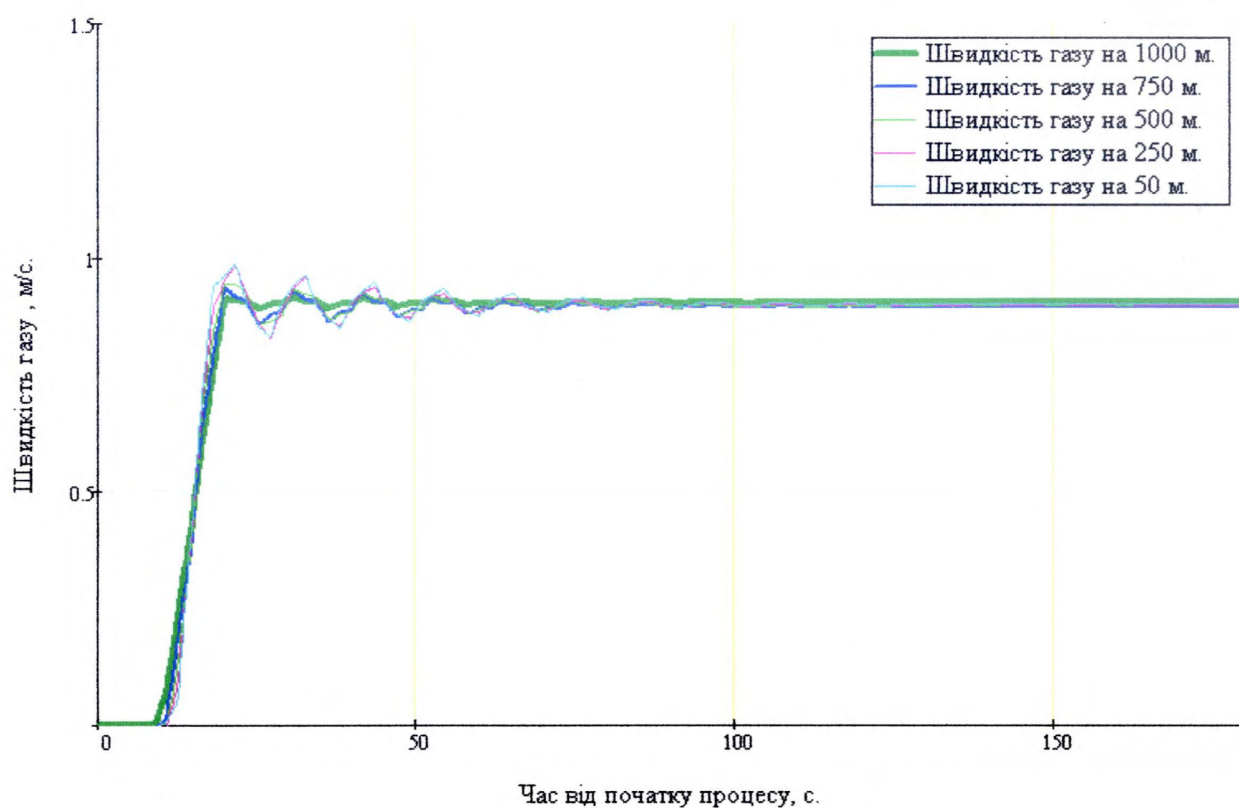


Рис. А.31. Змінення швидкості газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 10%

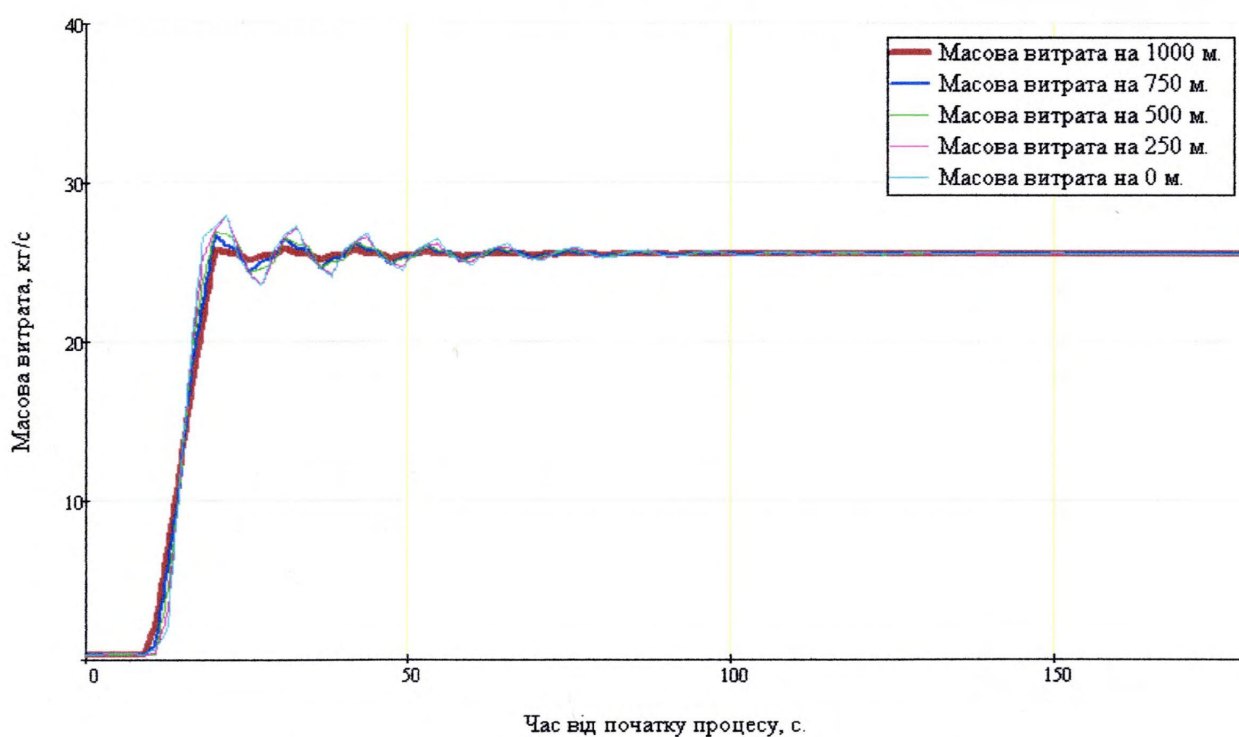


Рис. А.32. Змінення масової витрати газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 10%

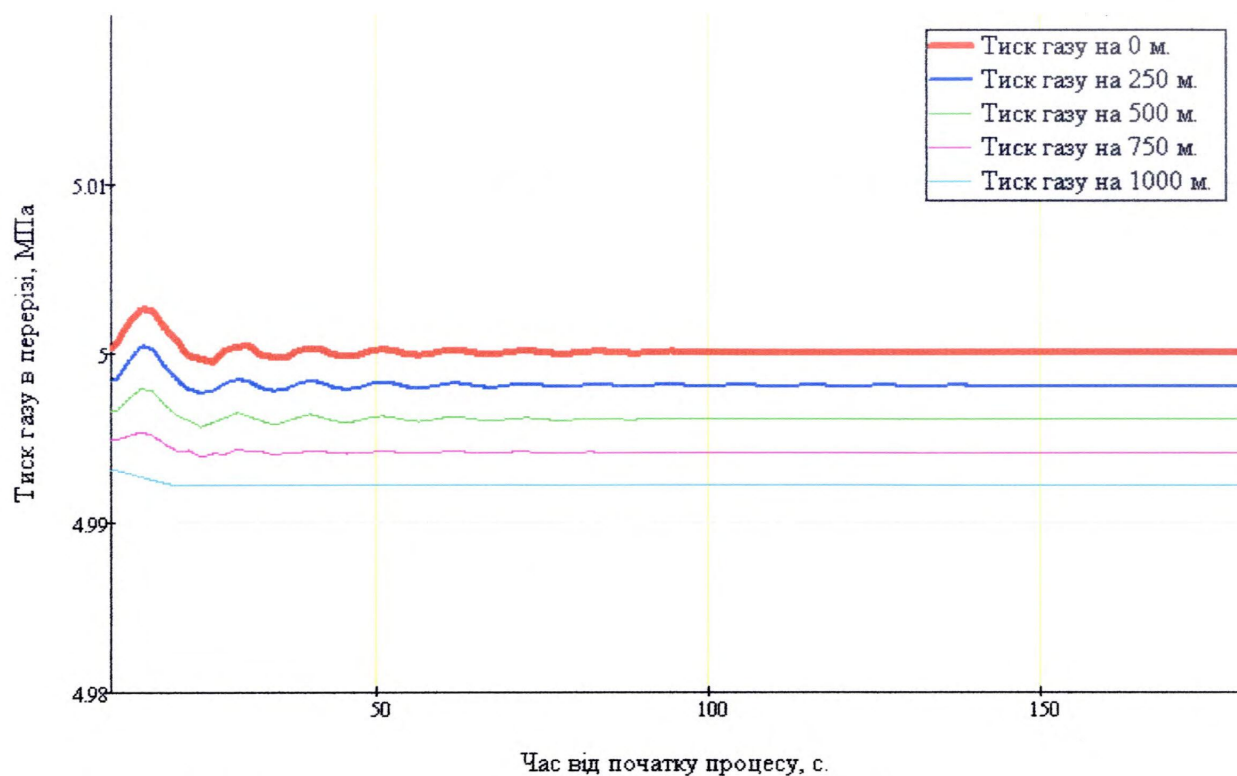


Рис. А.33. Змінення тиску газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 5%

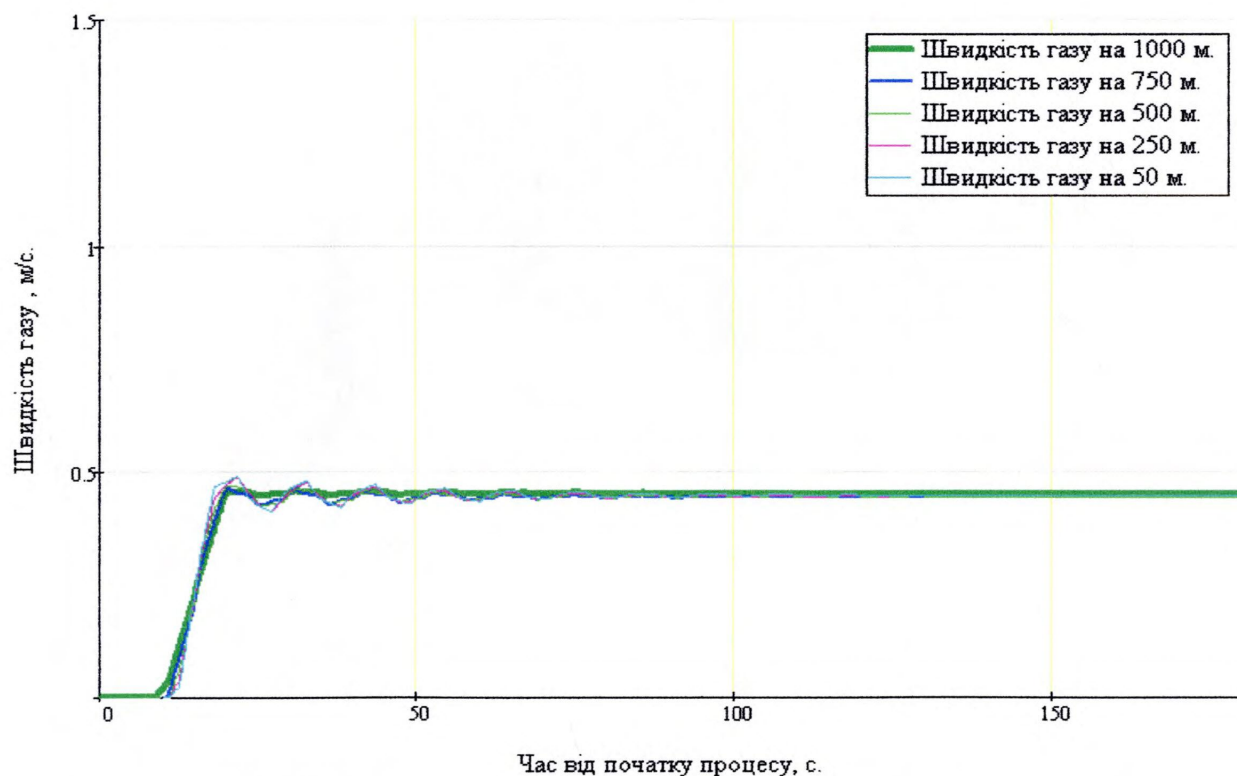


Рис. А.34. Змінення швидкості газу з часом в перерізах при перепусканні перемичкою 5%

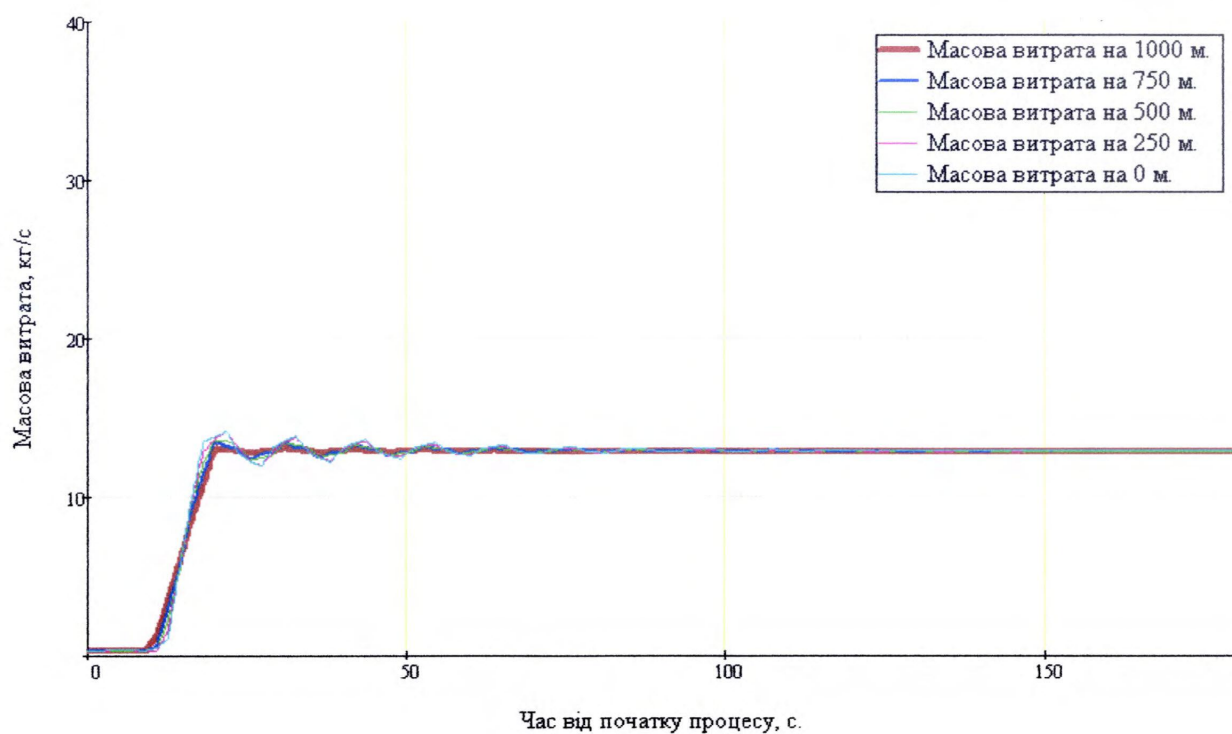


Рис. А.35. Змінення масової витрати газу з часом при перепусканні перемичкою 5%

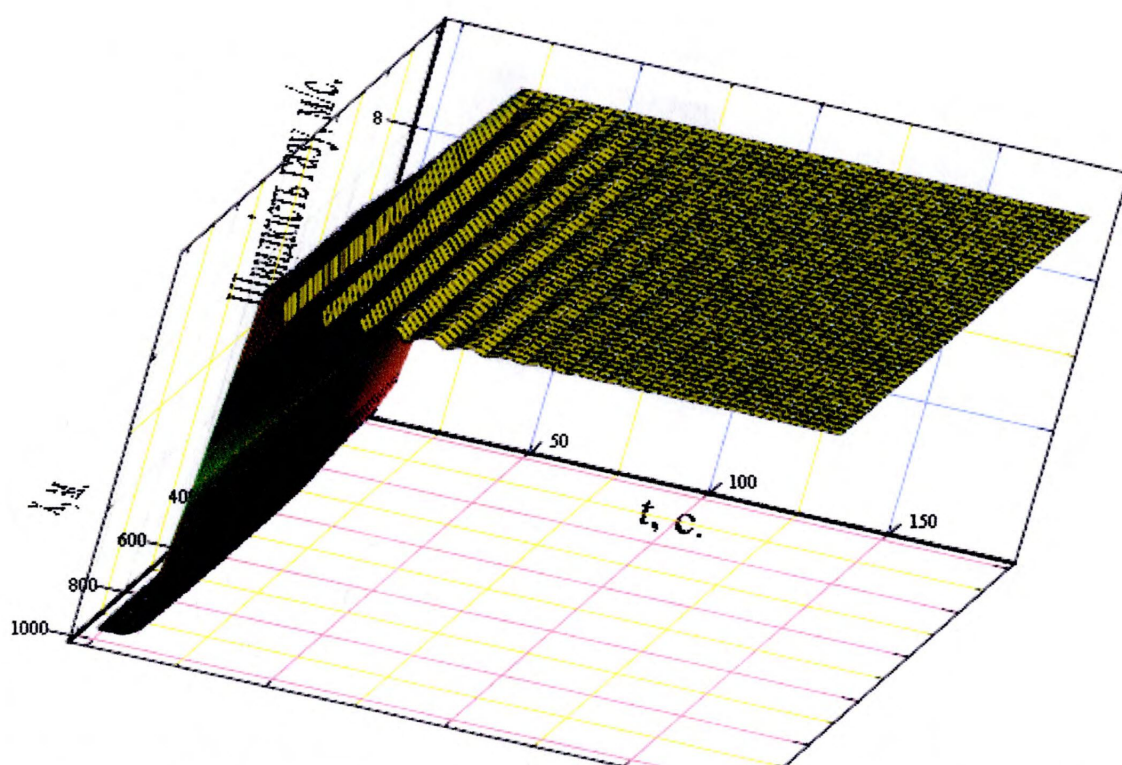


Рис. А.36. Діаграма швидкості газу при міжнитковому перепусканні 25%

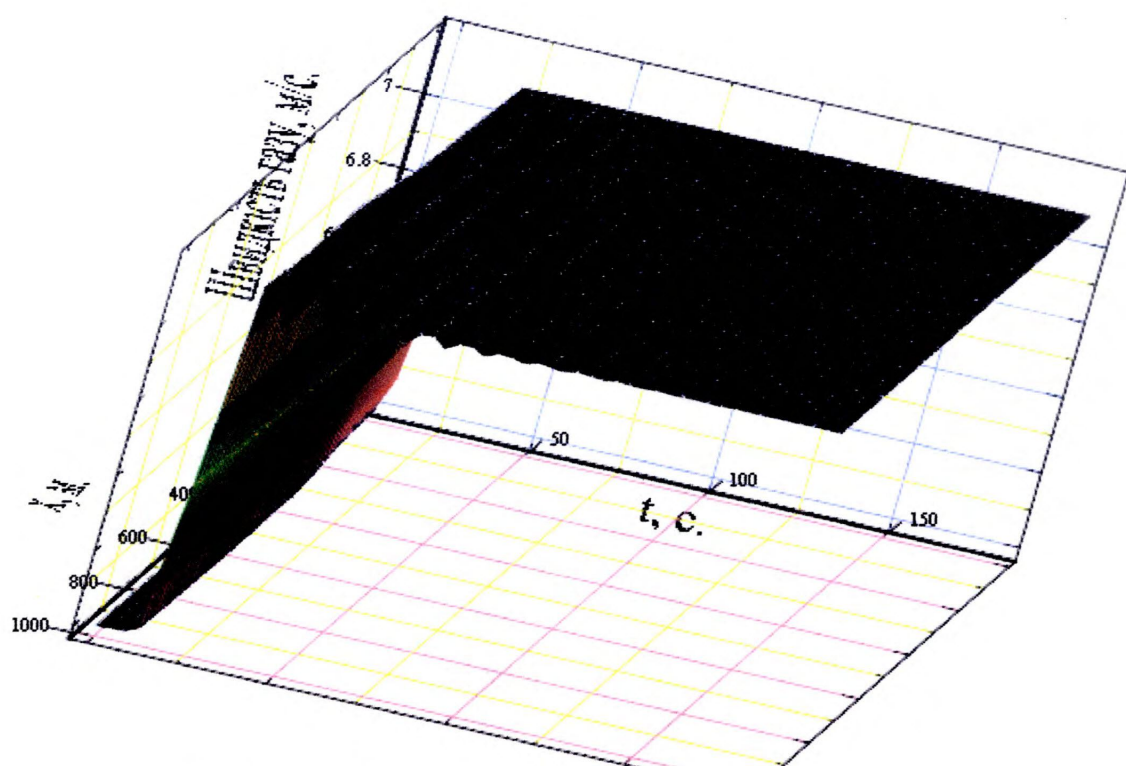


Рис. А.37. Діаграма швидкості газу при міжнитковому перепусканні 10%

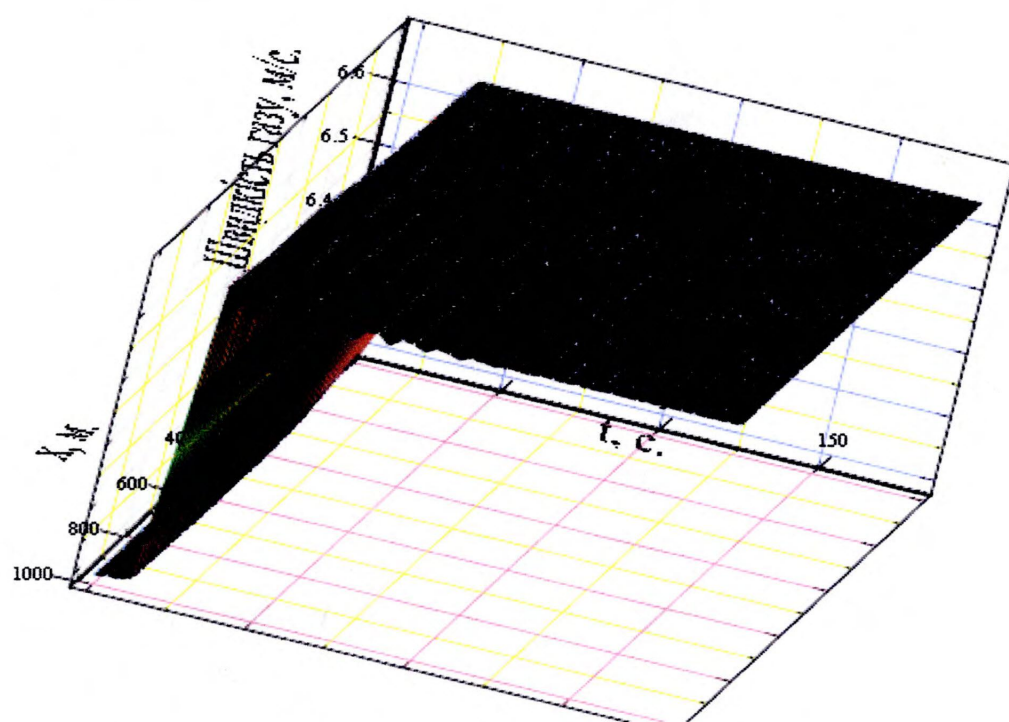


Рис. А.38. Діаграма швидкості газу при міжнитковому перепусканні 5%

На другому етапі газодинамічних досліджень довжину міжниткової перемички було збільшено в два рази. При цьому частота процесії (перша характеристична частота) відповідно зменшилась у два рази. Приклади одержаних для цього випадку графічних залежностей наведені на рис. А.39-А.44. Із рис. А.39-А.44 видно, що збільшення довжини перемички в два рази рівно в два рази зменшило частоту протікання газодинамічних параметрів (чітко видно 8 та 4 максимуми за 100 с). Збільшення довжини перемички в два рази надало не тільки зменшення частоти коливань тиску в два рази, але також збільшило в 1,8 разів час стабілізації тиску.

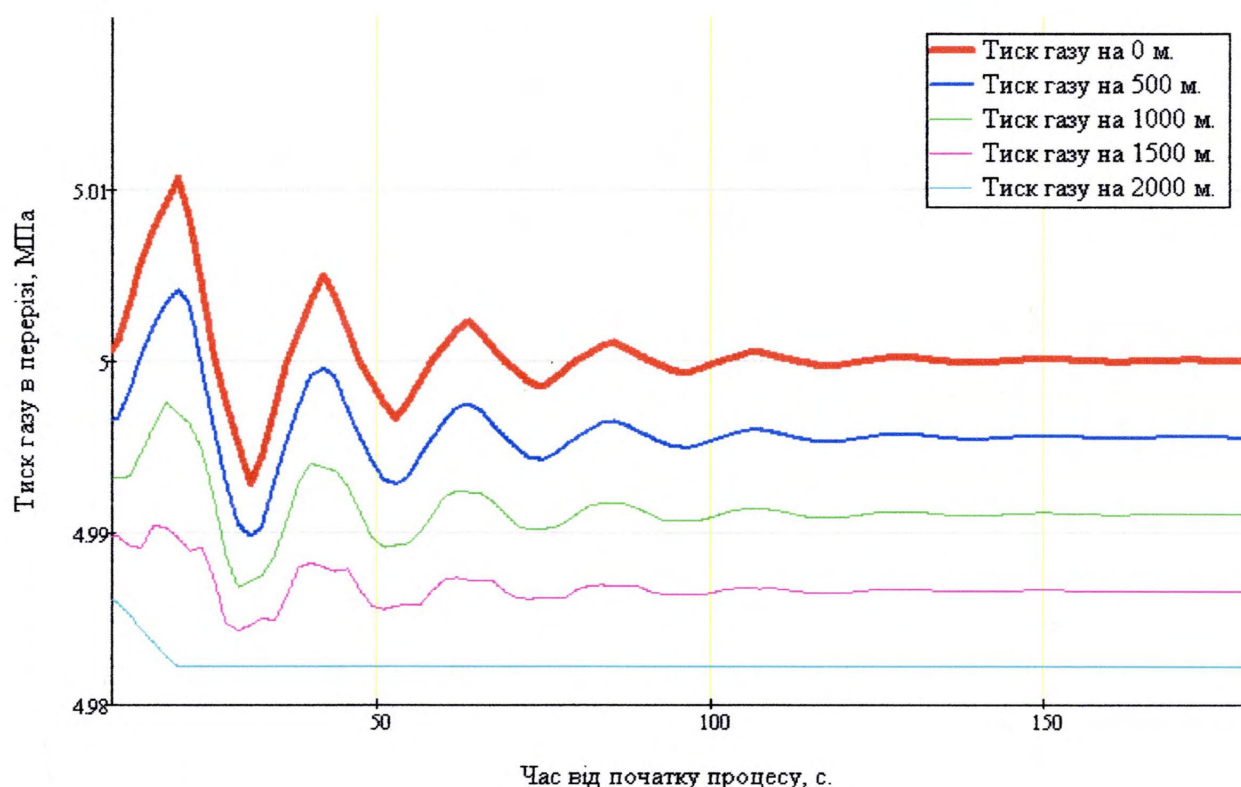


Рис. А.39. Змінення тиску газу з часом в перерізах при відкриванні довгої перемички

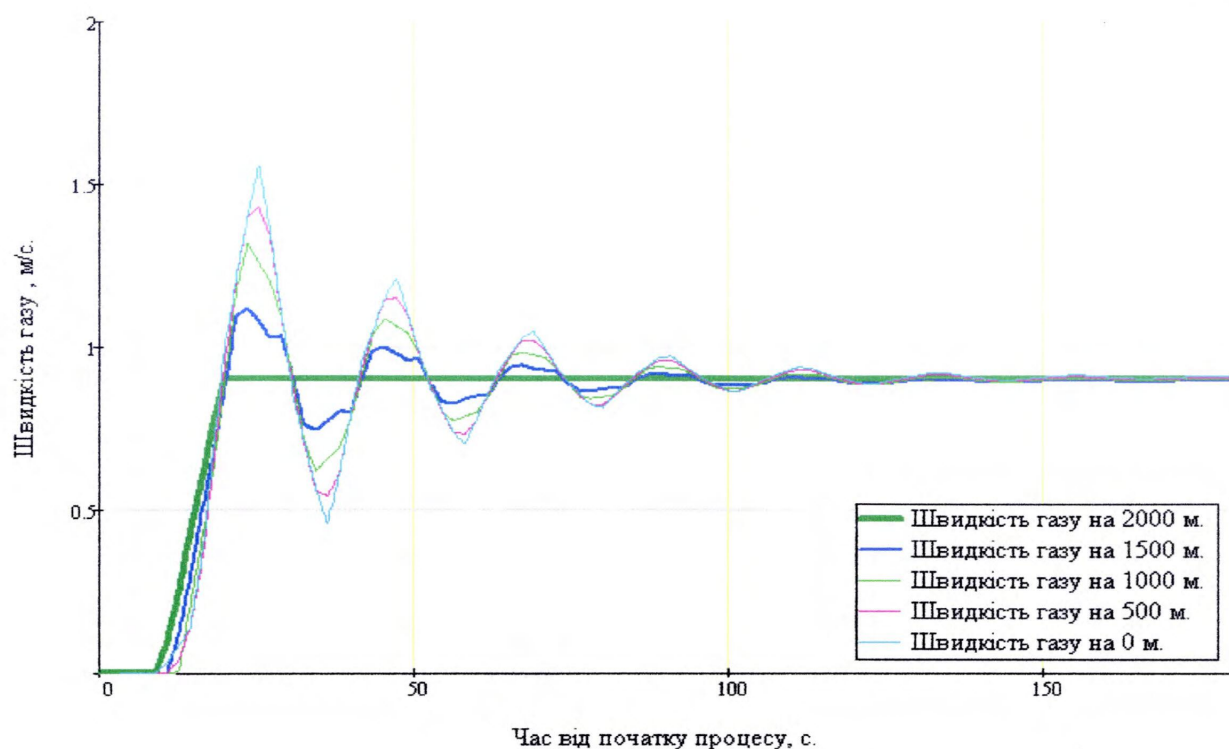


Рис. А.40. Змінення швидкості газу з часом в перерізах при відкриванні довгої перемички

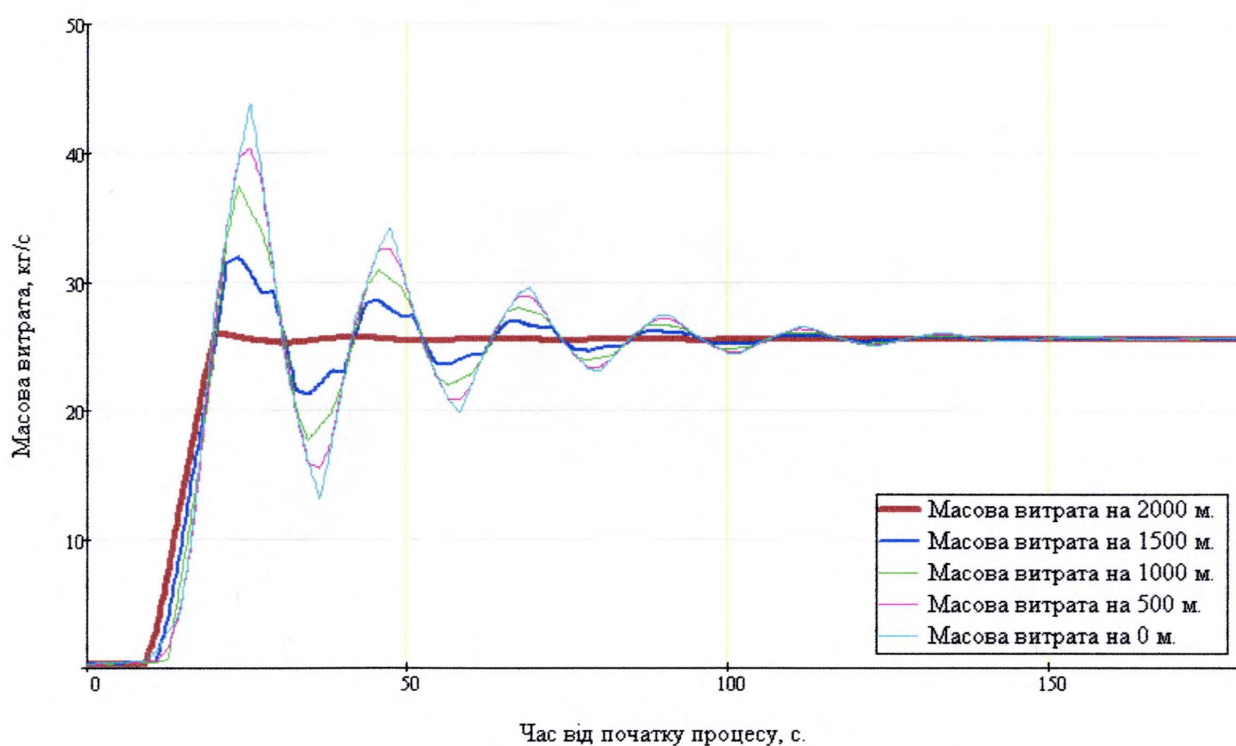


Рис. А.41. Змінення масової витрати газу з часом в перерізах при відкриванні довгої перемички

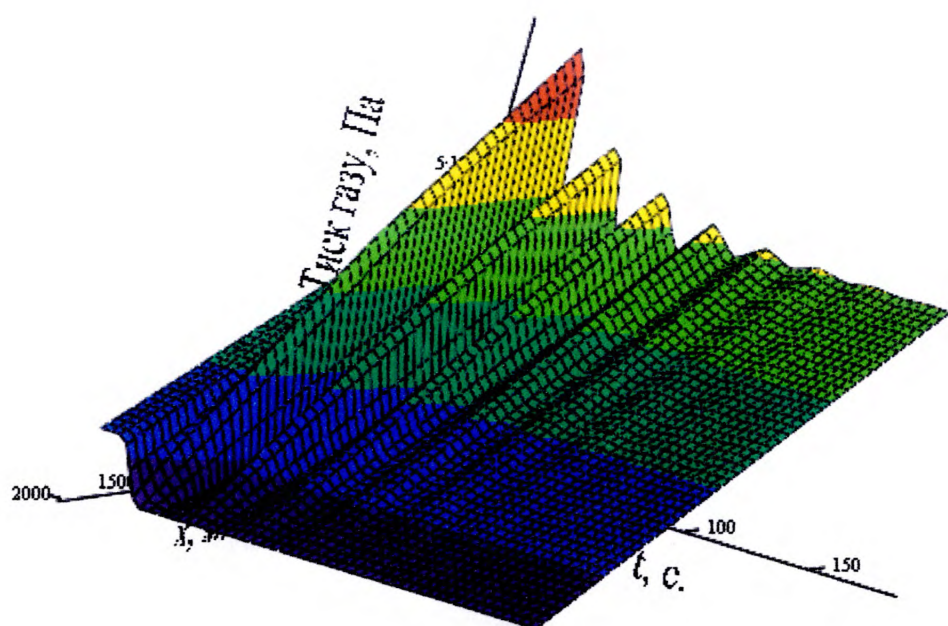


Рис. А.42. Діаграма тиску газу для 4 км. перемички

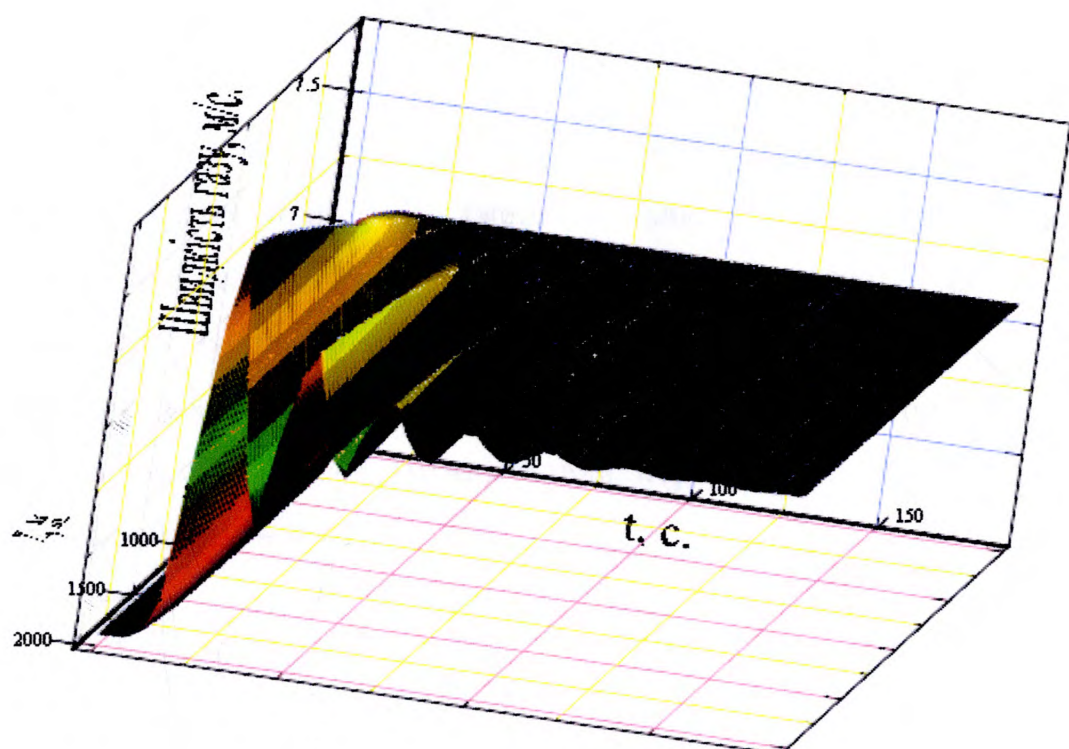


Рис. А.43. Діаграма швидкості газу для 4 км. перемички

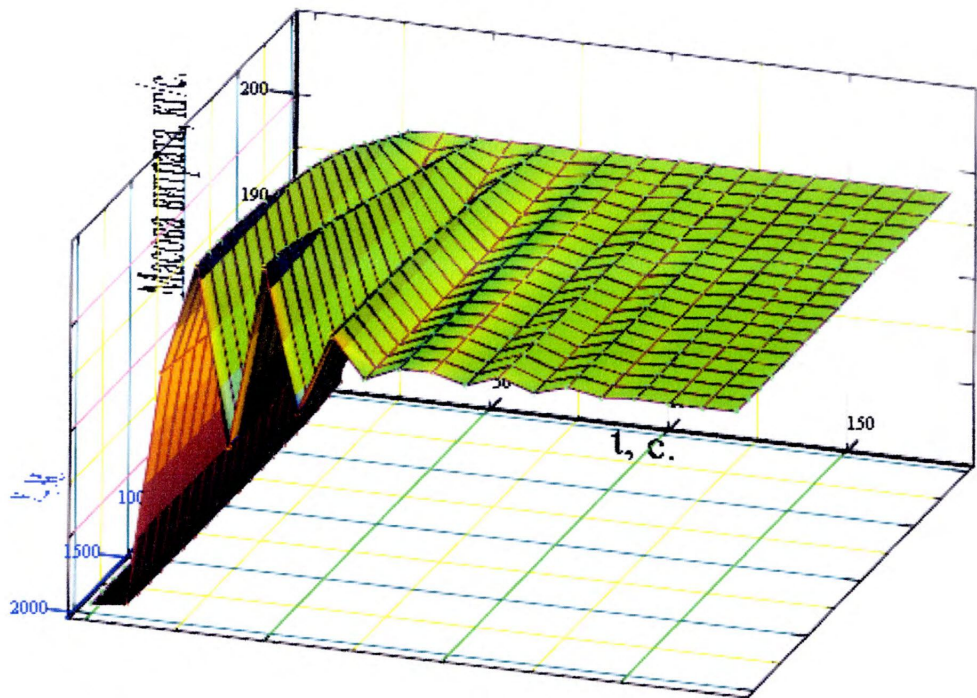


Рис. А.44. Діаграма масової витрати газу для 4 км. перемички

На третьому етапі досліджень збільшено час відкриття запірною пристрою у три рази з 10 с до 30 с. Дослідження засвідчили, що збільшення часу відкриття запірною пристрою зменшує інтенсивність та тривалість нестационарних явищ в газопроводі - перемичці, що видно з рис. А.45-А.46 та діаграм на рис. А.47-А.48 (міжнитковий перерозподіл витрат газу 10 %, довжина перемички – 4 км).

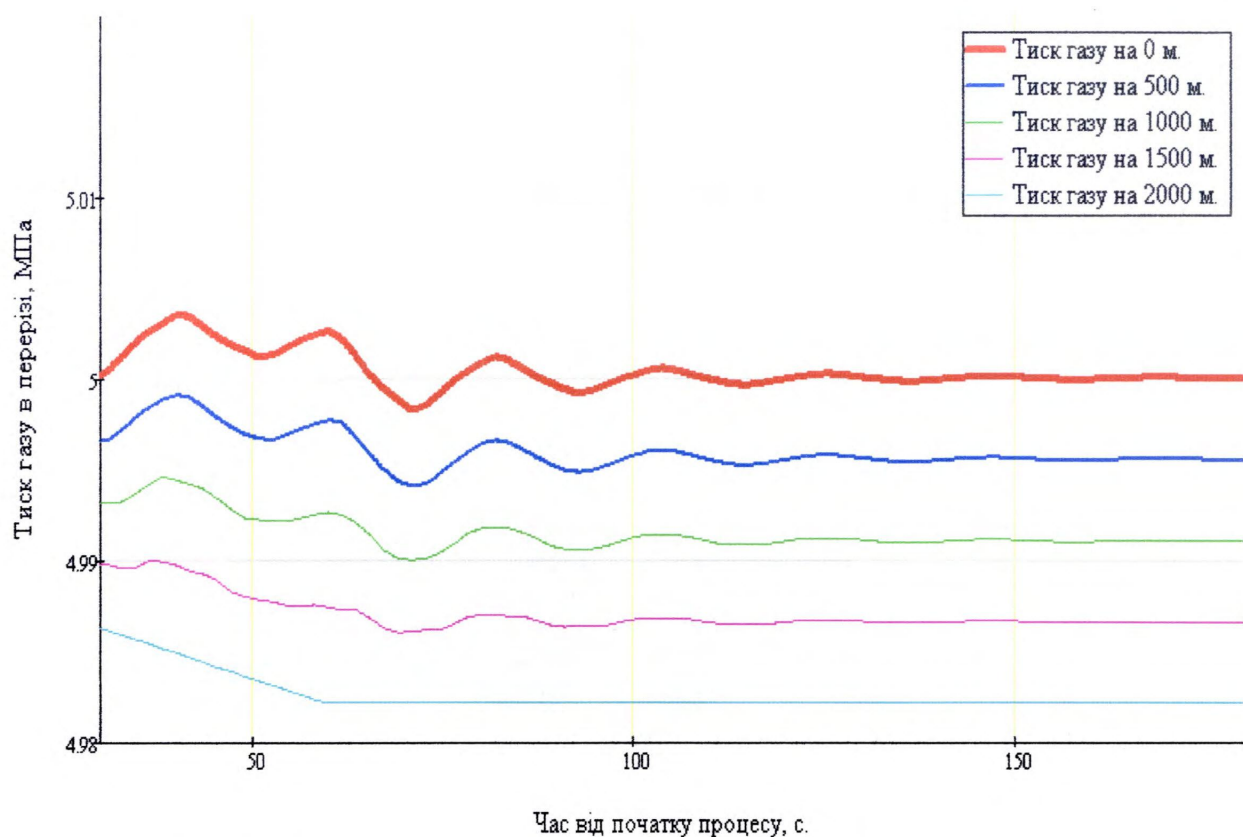


Рис. А.45. Змінення тиску газу з часом в перерізах при повільному відкриванні довгої перемички

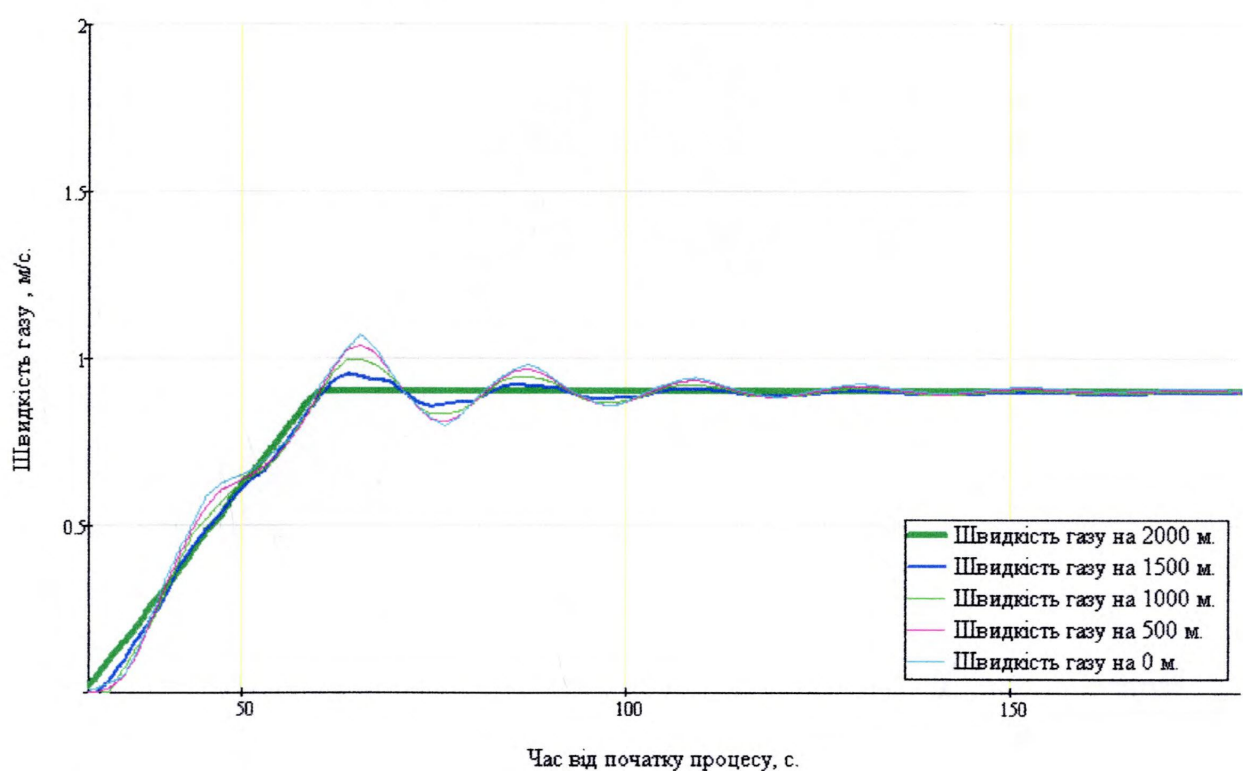


Рис. А.46. Змінення швидкості газу з часом в перерізах при повільному відкриванні довгої перемички

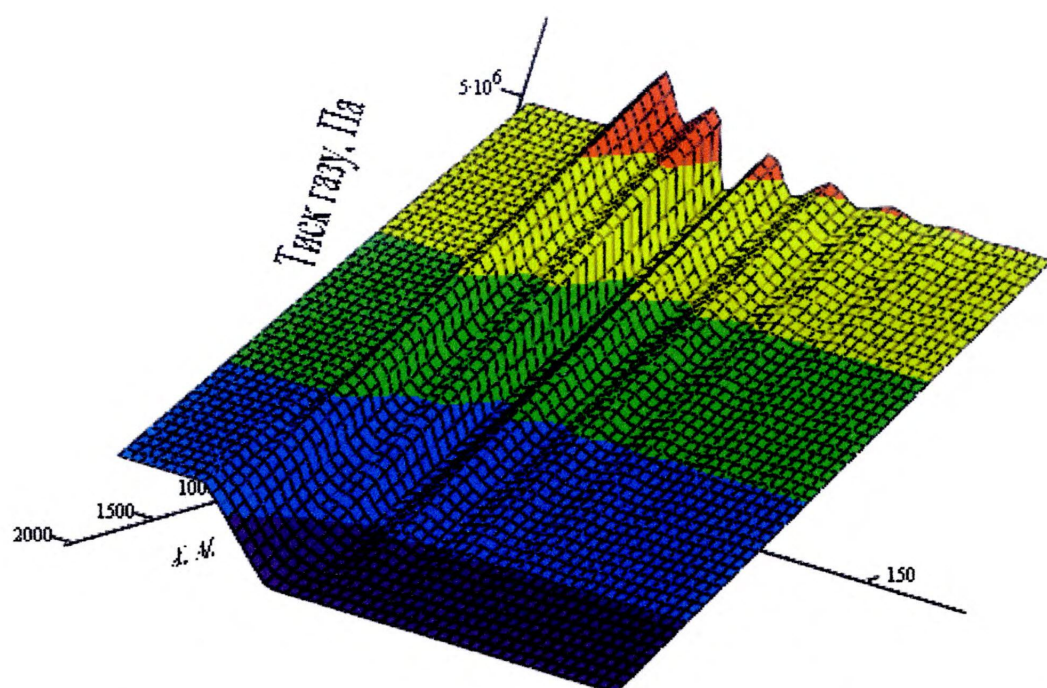


Рис. А.47. Діаграма тиску газу при повільному відкриванні довгої перемички

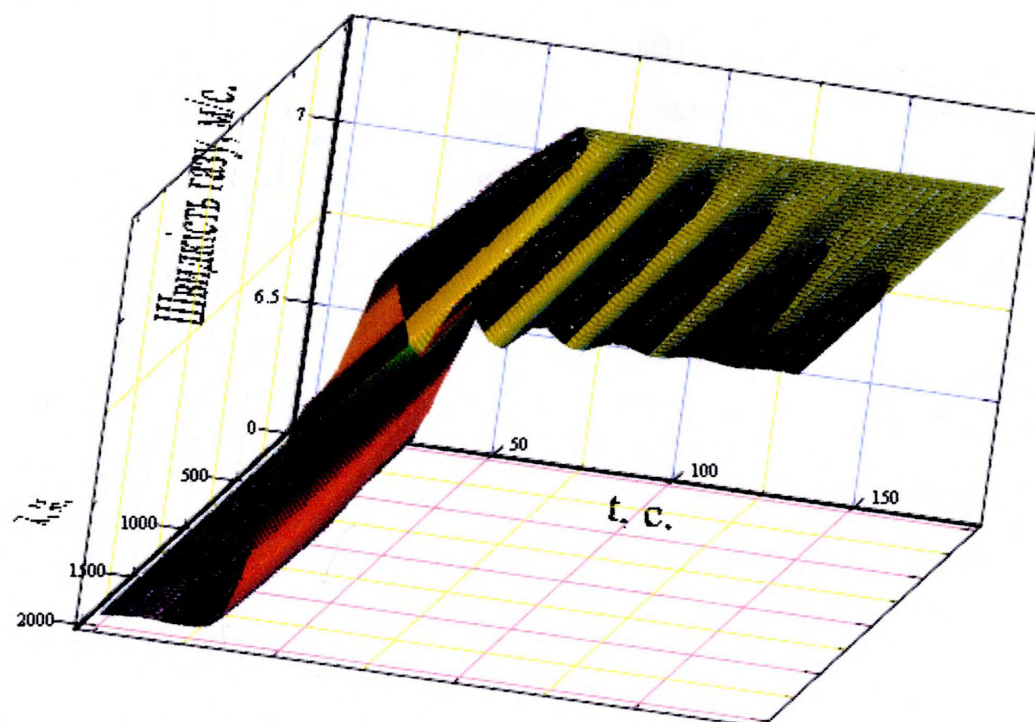


Рис. А.48. Діаграма швидкості газу при повільному відкриванні довгої перемички

ДОДАТОК Б

Матеріали з впровадження результатів дисертаційної роботи щодо прогнозування транспортних можливостей, режимних та енергетичних параметрів роботи кільканиткових газопроводів з урахуванням газодинамічної взаємодії ниток на об'єктах УМГ «Черкаситрансгаз»

Затверджую
Проректор з наукової роботи
ІФНТУНГ
проф. Карпаш О.М.

22 » 06 2009

Перший заступник директора
Головний інженер
УМГ «Черкаситрансгаз»
Кучерук М.В.



06 2009

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи
Фика Михайла Ілліча

РАЦІОНАЛЬНЕ ВИКОРИСТАННЯ МОЖЛИВОСТЕЙ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ З УРАХУВАННЯМ СЕЗОННИХ ЧИННИКІВ ТА ВИМОГ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

Ми, які підписалися нижче, склали даний акт про те, що результати дисертаційної роботи Фика Михайла Ілліча «Раціональне використання можливостей складних газотранспортних систем з урахуванням сезонних чинників та вимог енергозбереження» у вигляді пакету методик та програмних продуктів передані для використання в УМГ «Черкаситрансгаз». Розробки дають змогу прогнозувати пропускну здатність, режимні та енергетичні параметри роботи кільканиткових газопроводів для будь-якої комбінації відкритих міжниткових перемичок з урахуванням сезонних чинників та вимог енергозбереження.

Очікуваний економічний ефект від впровадження розробок для триниткового газопроводу на ділянці КС Бар – КС Богородчани становить 152 тис. грн./рік.

Зав. кафедри транспорту і зберігання
нафти і газу ІФНТУНГ

д.т.н., проф.

Середюк М.Д.

Дисертант

Фик М.І.

Головний диспетчер

УМГ «Черкаситрансгаз»

Ягода П.А.

26.11.09

Рискоф

Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження
методики прогнозування пропускної здатності кільканиткових газопроводів з
врахуванням газодинамічної взаємодії ниток

З метою апробації розроблених методик, обчислювальних алгоритмів та програмного забезпечення нами виконано прогнозування режимних та енергетичних параметрів роботи трьох паралельних транзитних газопроводів "Союз", Уренгой-Помари-Ужгород (далі УПУ) та "Прогрес" на ділянці КС Бар-КС Богородчани. Для цього за матеріалами, представленими УМГ "Черкаситрансгаз" і УМГ "Прикарпаттрансгаз" були узагальнені геометричні характеристики лінійної частини газопроводів та технічні характеристики газоперекачувальних агрегатів шести компресорних станцій. Аналіз показав, що на зазначеній ділянці три паралельні газопроводи мають перемички як на вході, так і на виході кожної компресорної станції. Окрім того, майже на всіх лінійних ділянках також передбачені перемички між паралельними нитками. Виключенням є перегін КС Гусятин-КС Богородчани, на якому відсутня перемичка між нитками газопроводів "Союз" та Уренгой-Помари-Ужгород. Розрахункові схеми триниткової газотранспортної системи, яка була об'єктом досліджень, наведені на рис. 4.10 і 4.11.

Розрахунки проводились при фактичному завантаженні ниток газопроводів із врахуванням сезонних змін умов перекачування. Розрахункові значення температури повітря і відповідні значення температури ґрунту, які використовувалися у розрахунках, наведені у табл.4.1.

Розглянемо варіант неповного завантаження газотранспортної системи, при якому недовантаженим є газопровід "Прогрес". Схема роботи ГПА на компресорних станціях така: на КС Бар 5-2-1, на КС Гусятин 5-2-2.

Спочатку розрахуємо режим роботи системи газопроводів для найскладніших температурних умов, тобто при найвищих температурах повітря і ґрунту:
 $t_{нов} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$; $t_{zp} = 17\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Використовуючи статистичні дані з фактичних режимів роботи системи, задаємося такою витратою газу через нагнітачі КС Бар:

для газопроводу "Союз" - 81 млн. м³/д;

для газопроводу Уренгой-Помари-Ужгород - 79 млн. м³/д;

для газопроводу "Прогрес" - 45 млн. м³/д.

За програмою GasPipes проводимо розрахунки режиму роботи кожного із трьох газопроводів на ділянці КС Бар-КС Богородчани при автономній роботі для літніх умов. Далі за тих же умов виконуємо розрахунки триниткової газо-транспортної системи при відкритих перемичках на ділянках. Одержані результати розрахунку режиму роботи газотранспортної системи наведені у додатку .

Використовуючи розрахункові технологічні карти режимів роботи, визначаємо сумарні витрати потужності ГПА і сумарні витрати паливного газу на транспортування тринитковою газотранспортною системою на ділянці КС Бар - КС Богородчани 205 млн. м³/д газу за літніх умов (всі перемички закриті)

$$N_{\text{сум}} = 190674 \text{ кВт}; \quad V_{\text{гз}} = 1,85 \text{ млн. м}^3/\text{д}.$$

Відкриття перемичок 1-3 на ділянках за тих же умов перекачування призводить до помітного перерозподілу потоків газу у нитках газопроводу і суттєвих змін режиму роботи кожної із компресорних станцій.

Витрати газу через нагнітачі КС Бар при цьому становлять:

для газопроводу "Союз" - 77,8 млн. м³/д;

для газопроводу Уренгой-Помари-Ужгород - 74,9 млн. м³/д;

для газопроводу "Прогрес" - 51,3 млн. м³/д.

Використовуючи розрахункові технологічні карти режимів роботи, визначаємо сумарні витрати потужності ГПА сумарні витрати паливного газу на транспортування тринитковою газотранспортною системою на ділянці КС Бар - КС Богородчани 205 млн. м³/д газу за літніх умов з відкритими перемичками на ділянках

$$N_{\text{сум}} = 185888 \text{ кВт.} \quad V_{\text{гз}} = 1,81 \text{ млн. м}^3/\text{д}.$$

Аналогічні розрахунки виконаємо для того ж варіанта роботи системи за зимових умов перекачування $t_{нов} = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$; $t_{зр} = 3\text{ }^{\circ}\text{C}$. . Одержані результати розрахунку режиму роботи газотранспортної системи наведені у додатку .

Використовуючи розрахункові технологічні карти режимів роботи, визначаємо сумарні витрати потужності ГПА і сумарні витрати паливного газу на транспортування тринитковою газотранспортною системою на ділянці КС Бар - КС Богородчани 205 млн. $\text{м}^3/\text{д}$ газу за зимових умов (всі перемички закриті)

$$N_{\text{сум}} = 186544 \text{ кВт. } V_{\text{гз}} = 1,81 \text{ млн. м}^3/\text{д.}$$

Відкриття перемичок 1-3 на ділянках за тих же умов перекачування призводить до помітного перерозподілу потоків газу у нитках газопроводу і суттєвих змін режиму роботи кожної із компресорних станцій.

Витрати газу через нагнітачі КС Бар при цьому становлять:

для газопроводу "Союз" - 83,9 млн. $\text{м}^3/\text{д}$;

для газопроводу Уренгой-Помари-Ужгород - 72,1 млн. $\text{м}^3/\text{д}$;

для газопроводу "Прогрес" - 49,0 млн. $\text{м}^3/\text{д}$.

Визначаємо сумарні витрати потужності ГПА і сумарні витрати паливного газу на транспортування тринитковою газотранспортною системою на ділянці КС Бар - КС Богородчани 205 млн. $\text{м}^3/\text{д}$ газу за зимових умов з відкритими перемичками на ділянках

$$N_{\text{сум}} = 184011 \text{ кВт. } V_{\text{гз}} = 1,79 \text{ млн. м}^3/\text{д.}$$

Таким чином, при роботі з відкритими перемичками на ділянках потужність, спожита ГПА КС, зменшується:

у літній період на

$$\delta_N = \frac{190664 - 185888}{190664} 100 = 2,5\text{ } \%;$$

у зимовий період на

$$\delta_N = \frac{186544 - 186011}{186544} 100 = 1,4\text{ } \%.$$

За рахунок відкриття перемичок і перерозподілу потоків газу економія паливного газу становить

у літній період

$$\Delta P = 1,85 - 1,81 = 0,04 \text{ млн. м}^3/\text{д} = 40 \text{ тис. м}^3/\text{д};$$

у зимовий період

$$\Delta P = 1,81 - 1,79 = 0,02 \text{ млн. м}^3/\text{д} = 20 \text{ тис. м}^3/\text{д}.$$

Річна економія паливного газу за рахунок реалізації схеми роботи триниткової системи газопроводів з відкритими перемичками на ділянках

$$\Delta P_{\text{річ}} = 40 \cdot 184 + 20 \cdot 181 = 10980 \text{ тис. м}^3/\text{рік}.$$

При вартості паливного газу $C = 1382$ грн/тис. м³ очікуваний річний економічний ефект становитиме

$$E_{\text{газ}} = 1382 \cdot 10980 \cdot 10^{-6} = 15,17 \text{ млн. грн/рік}.$$

Приймаємо, що частка автора роботи в обґрунтуванні технології трубопроводного транспорту газу кільканитковими газопроводами становить 1 % від розрахованого вище економічного ефекту. Тоді очікуваний економічний ефект від впровадження методик та програмного забезпечення прогнозування пропускної здатності, режимних та енергетичних параметрів роботи кільканиткової газотранспортної системи становитиме

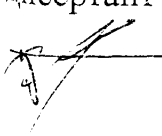
$$E = 0,01 \cdot 15,17 \cdot 10^3 = 152 \text{ тис. грн./рік}.$$

Зав. кафедри транспорту і зберігання
нафти і газу ІФНТУНГ

д.т.н., проф.

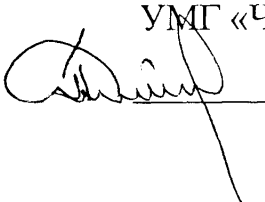
 Середюк М.Д.

Дисертант

 Фик М.І.

Головний диспетчер

УМГ «Черкаситрансгаз»

 Ягода П.А.

26.11.09 

Вихідні дані розрахунку режиму роботи газопроводів Союз-УПУ-Прогрес на ділянці Бар-Гусятин-Богородчани при заданій витраті.

Кількість ниток газопроводів - 3
Кількість ділянок перегонів - 2

Точність наближень :
Точність наближень тиску- 0,01 МПа
Точність наближень продуктивності- 0.1 млн. м3/добу

Склад природнього газу :
Метан- 98.189 %
Етан- 0.687 %
Пропан- 0.228 %
Бутан- 0.088 %
Пентан- 0.016 %
Азот- 0.75 %
Вуглекислий газ- 0.042 %

Таблиця - Значення тиску і температури на вході в першу та кінцеву КС

Назва газопроводу	Тиск газу на вході в першу КС,МПа	Температура газу на вх. в першу КС,К	Витрата газу на вх. в першу КС,млн.м3/д
Союз	5.1	298	81
УПУ	5.1	298	79
Прогрес	5.1	298	45

Таблиця - Вихідні дані КС

Назва КС	Назва газопроводу	Кількість ГПА	Тип нагнітача	Тип приводу	Втрати тиску на вході в КС, МПа	Втрати тиску на виході з КС, МПа	Температура повітря, С	Температура газу на вих. АПО, К
Бар	Союз	5+2	Кларк 655 Р2	ГТН-10-І	0.12	0.17	5	313
Бар	УПУ	2+1	650-21-2	ГТН-25	0.12	0.17	5	313
Бар	Прогрес	1+2	650-21-1	Електродвигун	0.12	0.17	5	313
Гусятин	Союз	5+2	Кулер-Бессемер	ГТН-10-І	0.12	0.17	5	313
Гусятин	УПУ	2+1	РСL-804/2	ГТН-25-І	0.12	0.17	5	313
Гусятин	Прогрес	2+5	235-21-1	ГПУ-10	0.12	0.17	5	313

Таблиця - Вихідні дані ділянок

Назва газопроводу	Назва ділянки	Довжина, км	Внутрішній діаметр, м	Зовнішній діаметр, м	Коефіцієнт ефективн. залягання, м	Глибина залягання, м	Коеф. теплопр. ґрунту, Вт/м0С	Температура ґрунту, К	Макс. доп. тиск, МПа
Союз	Бар-Гусятин	123.5	1.387	1.42	0.97	1.71	1.2	276	7.5
Союз	Гусятин-Богородчани	123	1.387	1.42	0.97	1.71	1.2	276	7.5
УПУ	Бар-Гусятин	127.3	1.389	1.42	0.97	1.71	1.2	276	7.5

УНУ	Гусятин-Богородчани	135.7	1.389	1.42	0.97	1.71	1.2	276	7.5
Прогрес	Бар-Гусятин	126.5	1.389	1.42	0.97	1.71	1.2	276	7.5
Прогрес	Гусятин-Богородчани	135.4	1.389	1.42	0.97	1.71	1.2	276	7.5

Результати розрахунку режиму роботи системи газопроводів
при автономній роботі

Таблиця - Результати розрахунку роботи КС

Назва КС	Параметр	Союз	УПУ	Прогрес
Бар	Тиск газу на вході ГПА, МПа	5.10	5.10	5.10
	Температура газу на вході ГПА, К	298	298	298
	Кількість працюючих ГПА	5	2	1
	Обертова частота, об/хв	6438	3700	3700
	Продуктивність КС, млн.м3/добу	81.00	79.00	45.00
	Величина перепускання, млн.м3/добу	0.00	0.00	0.00
	Тиск газу на нагнітанні, МПа	7.50	7.24	7.12
	Температура газу на нагнітанні, К	332.7	329.2	328.2
	Затрати потужності ГПА, кВт	8818	19368	21180
	Наявна потужність приводу, кВт	9453	25126	23000
	Витрати газу на власні потр., млн.м3/добу	0.47	0.40	0.03
Гусятин	Тиск газу на вході ГПА, МПа	5.58	5.28	6.34
	Температура газу на вході ГПА, К	297	297	294
	Кількість працюючих ГПА	5	2	2
	Обертова частота, об/хв	5650	4228	3714
	Продуктивність КС, млн.м3/добу	80.61	78.60	44.85
	Величина перепускання, млн.м3/добу	0.00	0.00	0.00
	Тиск газу на нагнітанні, МПа	7.50	7.50	7.50
	Температура газу на нагнітанні, К	323.7	327.3	310.0
	Затрати потужності ГПА, кВт	6588	19539	5260
	Наявна потужність приводу, кВт	9453	24387	10706
	Витрати газу на власні потр., млн.м3/добу	0.39	0.40	0.15

Таблиця - Результати розрахунку ділянок газопроводів

Назва перегону	Параметр	Союз	УПУ	Прогрес
Бар-Гусятин	Тиск газу на початку ділянки, МПа	7.33	7.07	6.95
	Температура газу на поч. ділянки, К	313.0	313.0	313.0
	Витрата газу,млн.м3/добу	81.00	79.00	45.00
	Тиск газу у кінці ділянки, МПа	5.70	5.40	6.46
	Тиск газу на вході в наст. КЦ, МПа	5.58	5.28	6.34
	Температура газу у кінці ділянки, К	297.4	296.7	294.1
Гусятин-Богородчани	Тиск газу на початку ділянки, МПа	7.33	7.33	7.33
	Температура газу на поч. ділянки, К	313.0	313.0	310.0
	Витрата газу,млн.м3/добу	80.61	78.60	44.85
	Тиск газу у кінці ділянки, МПа	5.72	5.65	6.84
	Тиск газу на вході в наст. КЦ, МПа	5.60	5.53	6.72
	Температура газу у кінці ділянки, К	297.5	296.2	291.9

Таблиця - Сумарні витрати газу через нагнітачі КС, млн. м3/д.

КС	Витрата
Бар	205.00
Гусятин	204.06

Таблиця - Сумарні витрати газу по ділянках, млн. м3/д.

Перегон	Витрата
Бар-Гусятин	205.00
Гусятин-Богородчани	204.06

Таблиця - Сумарні витрати газу, який перепускається з нагнітального колектора в вхідний колектор КС, млн. м3/д.

КС	Витрата
Бар	0.00
Гусятин	0.00

Таблиця - Результати розрахунку ділянок газопроводів

Назва перегону	Параметр	Союз	УПУ	Прогрес
Бар-Гусятин	Тиск газу на початку ділянки, МПа	7.33	7.07	6.95
	Температура газу на поч. ділянки, К	313.0	313.0	313.0
	Витрата газу,млн.м3/добу	81.00	79.00	45.00
	Тиск газу у кінці ділянки, МПа	5.70	5.40	6.46
	Тиск газу на вході в наст. КЦ, МПа	5.58	5.28	6.34
	Температура газу у кінці ділянки, К	297.4	296.7	294.1
Гусятин-Богородчани	Тиск газу на початку ділянки, МПа	7.33	7.33	7.33
	Температура газу на поч. ділянки, К	313.0	313.0	310.0
	Витрата газу,млн.м3/добу	80.61	78.60	44.85
	Тиск газу у кінці ділянки, МПа	5.72	5.65	6.84
	Тиск газу на вході в наст. КЦ, МПа	5.60	5.53	6.72
	Температура газу у кінці ділянки, К	297.5	296.2	291.9

Таблиця - Сумарні витрати газу через нагнітачі КС, млн. м3/д.

КС	Витрата
Бар	205.00
Гусятин	204.06

Таблиця - Сумарні витрати газу по ділянках, млн. м3/д.

Перегон	Витрата
Бар-Гусятин	205.00
Гусятин-Богородчани	204.06

Таблиця - Сумарні витрати газу, який перепускається з нагнітального колектора в вхідний колектор КС, млн. м3/д.

КС	Витрата
Бар	0.00
Гусятин	0.00

Результати розрахунку режиму роботи газопроводів з відкритими перемичками на трасі
Таблиця - Статус перемичок

Нитки\Перегон	Бар-Гусятин	Гусятин-Богородчани
Союз-УПУ	Відкрита	Закрита
УПУ-Прогрес	Відкрита	Відкрита

Таблиця - Відстань до перемичок, км

Нитки\Перегон	Бар-Гусятин	Гусятин-Богородчани
Союз	60.5	60
УПУ	58.6	54.4
Прогрес	65.6	61

Таблиця - Результати розрахунку роботи КС

Назва КС	Параметр	Союз	УПУ	Прогрес
Бар	Тиск газу на вході ГПА, МПа	5.10	5.10	5.10
	Температура газу на вході ГПА, К	298	298	298
	Кількість працюючих ГПА	5	2	1
	Обертova частота, об/хв	6492	3700	3700
	Продуктивність КС, млн.м3/добу	83.88	72.03	49.00
	Величина перепускання, млн.м3/добу	0.00	0.00	0.00
	Тиск газу на нагнітанні, МПа	7.50	7.27	7.00
	Температура газу на нагнітанні, К	332.7	329.9	327.4
	Затрати потужності ГПА, кВт	9094	18038	22279
	Наявна потужність приводу, кВт	9453	25126	23000
Гусятин	Витрати газу на власні потр., млн.м3/добу	0.48	0.38	0.03
	Тиск газу на вході ГПА, МПа	5.44	5.83	5.97
	Температура газу на вході ГПА, К	297	297	295
	Кількість працюючих ГПА	5	2	2
	Обертova частота, об/хв	5928	3492	4800
	Продуктивність КС, млн.м3/добу	83.46	62.47	58.05
	Величина перепускання, млн.м3/добу	0.00	0.00	0.00

Тиск газу на нагнітанні, МПа	7.50	7.50	7.49
Температура газу на нагнітанні, К	325.9	319.3	319.4
Затрати потужності ГПА, кВт	7446	11193	10285
Наявна потужність приводу, кВт	9453	24387	10706
Витрати газу на власні потр.,млн.м3/добу	0.42	0.29	0.22

Таблиця - Результати розрахунку ділянок газопроводів

Назва перегону	Параметр	Союз	УПУ	Прогрес
Бар-Гусятин	До перемички			
	Тиск газу на початку ділянки, МПа	7.33	7.10	6.83
	Температура газу на поч. ділянки, К	313.0	313.0	313.0
	Витрата газу, млн.м3/добу	83.88	72.03	49.00
	Тиск газу на перемичці, МПа	6.51	6.51	6.51
	Температура газу на перемичці, К	304.9	304.9	302.2
	Після перемички			
	Тиск газу на початку ділянки, МПа	6.51	6.51	6.51
	Температура газу на поч. ділянки, К	304.9	304.9	302.2
	Витрата газу, млн.м3/добу	83.88	62.76	58.27
	Тиск газу у кінці ділянки, МПа	5.56	5.95	6.09
	Тиск газу на вході в наст. КЦ, МПа	5.44	5.83	5.97
	Температура газу у кінці ділянки, К	297.2	296.7	295.3
Гусятин-Богородчани	До перемички			
	Тиск газу на початку ділянки, МПа	7.33	7.33	7.32
	Температура газу на поч. ділянки, К	313.0	313.0	313.0
	Витрата газу, млн.м3/добу	83.46	62.47	58.05
	Тиск газу на перемичці, МПа	6.53	6.94	6.94
	Температура газу на перемичці, К	305.0	305.2	304.0
	Після перемички			
	Тиск газу на початку ділянки, МПа	6.53	6.94	6.94
	Температура газу на поч. ділянки, К	305.0	305.2	304.0
	Витрата газу, млн.м3/добу	83.46	62.47	58.05
	Тиск газу у кінці ділянки, МПа	5.59	6.33	6.46
	Тиск газу на вході в наст. КЦ, МПа	5.47	6.21	6.34
	Температура газу у кінці ділянки, К	297.3	295.8	295.4

Таблиця - Сумарні витрати газу через нагнітачі КС, млн. м3/д.

КС	Витрата
Бар	204.91
Гусятин	203.98

Таблиця - Сумарні витрати газу по ділянках, млн. м3/д.

Перегон	Перемичка	Витрата
Бар-Гусятин	До перемички	204.91
Бар-Гусятин	Після перемички	204.91
Гусятин-Богородчани	До перемички	203.98
Гусятин-Богородчани	Після перемички	203.98

Таблиця - Сумарні витрати газу, який перепускається з нагнітального колектора в вхідний колектор КС, млн. м3/д.

КС	Витрата
Бар	0.00
Гусятин	0.00

ДОДАТОК В

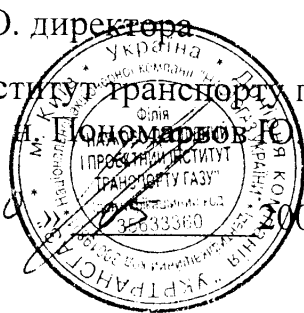
Матеріали з впровадження результатів дисертаційної роботи щодо
використання надлишкових ресурсів тиску у кінці відводів
розподільних газопроводів УМГ «Харківтрансгаз»

Затверджую
Проректор з наукової роботи
ІФНТУНГ
проф. Карпаш О.М.

« 22 » 2009

В. О. директора
«Інститут транспорту газу»
к. т. н. Пономарев Ю.В.

« 10 » 2009



АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи
Фика Михайла Ілліча

«РАЦІОНАЛЬНЕ ВИКОРИСТАННЯ МОЖЛИВОСТЕЙ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ З УРАХУВАННЯМ СЕЗОННИХ ЧИННИКІВ ТА ВИМОГ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ»

Ми, які підписалися нижче, склали даний акт про те, що результати дисертаційної роботи Фика Михайла Ілліча «Раціональне використання можливостей складних газотранспортних систем з урахуванням сезонних чинників та вимог енергозбереження» у вигляді технологічних схем, програмних продуктів, узагальнених виробничих та статистичних даних передані для використання в «Інститут транспорту газу» м. Харків. Розробки дають змогу прогнозувати пропускну здатність, режимні та енергетичні параметри роботи розгалужених газопроводів для будь-якої комбінації підключених шляхових споживачів з урахуванням сезонних чинників та вимог енергозбереження. Велику увагу приділено можливості зменшення енерговитратності технологічних процесів на ГРС.

Очікуваний економічний ефект від впровадження розробок, зокрема від облаштування ГРС Панютино Шебелинського ЛВУМГ газодинамічним тепловим насосом (розрахунок додається), становить 9,7 тис. грн./рік.

Зав. кафедри транспорту і зберігання
нафти і газу ІФНТУНГ

д.т.н. проф.

Середюк М.Д.

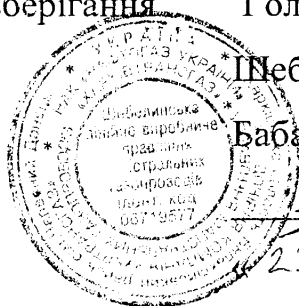
Дисертант

Фик М.І.

Головний інженер

Шебелинського ЛВУМГ

Бабай О. Є.



« 23 » 09 2009

26.11.09

Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження
газодинамічного теплового насосу на ГРС з урахуванням
прогнозів змін тисків, витрат та температур газу
в розгалужених газопроводах

З метою апробації розроблених методик, обчислювальних алгоритмів та програмного забезпечення нами виконано прогнозування режимних параметрів роботи низки ГРС УМГ «Харківтрансгаз» у Харківській області. Для цього за матеріалами, представленими УМГ "Харківтрансгаз" в «Інститут транспорту газу» були узагальнені геометричні характеристики лінійної частини магістральних газопроводів і газопроводів-відводів, технічні характеристики ГРС, параметри основних режимів їх роботи по сезонах року. Аналіз показав, що на вході ГРС протягом року мають місце помітні зміни режимних параметрів, які залежать від кліматичних умов та обсягів газоспоживання. Окрім того, майже на всіх ГРС передбачені підігрівачі газу, що використовують природний газ як паливо для підігріву технологічного газу. Аналіз засвідчив, що залежно від сумарної потужності промислових та побутових котелень у населеному пункті, підігрівачі газу ГРС споживають від 0,1 % до 0,3 % обсягу транспортованого газу.

Як експеримент, передбачається встановлення теплового насосу замість традиційних підігрівачів газу на ГРС Панютино. Використовуючи статистичні дані з фактичних режимів роботи зазначеної вище ГРС умовах відносно теплих останніх двох зим, а також враховуючи тенденції зменшення обсягів споживання газу відповідним населеним пунктом, задаємося прогнозованою витратою газу на технологічне підігрівання газу на ГРС Панютино в об'ємі 35000 м³/рік.

При роботі ГРС Панютино з тепловим насосом протягом одного року згідно із запропонованою в дисертаційній роботі технологією річна економія газу на власні потреби за рахунок реалізації вищевказаного заходу з енергозбереження складе

$$\Delta M_{\text{газ}} = 35000 \cdot 0,001 = 35 \text{ тис. м}^3/\text{рік.}$$

При вартості паливного газу $U = 1382$ грн/тис. м³ очікувана річна економія коштів на газ власних потреб становитиме

$$\Delta E_{\text{газ}} = 1382 \cdot 35 \cdot 10^{-3} = 48,37 \text{ тис. грн/рік.}$$

Очікувана ціна теплового насоса серійного виготовлення та вартість його монтажу на ГРС (облаштування та проектування власними силами ДК «Укртрансгаз») з витратою ~4000 м³/год. зимою та ~400 м³/год. влітку становить

$$K_{\text{ти}} = 69,504 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності інвестицій в оснащення ГРС тепловими насосами знаходимо за формулою

$$T_o = \frac{K_{\text{ти}}}{\Delta E_{\text{газ}}} = 69,504/48,37 = 1,5 \text{ роки.}$$

Приймасмо, що частка автора роботи в обґрунтуванні технології утилізації надлишкових ресурсів енергії газу у кінці відводів розгалужених газопроводів становить 20 % від розрахованого вище економічного ефекту. Тоді очікуваний економічний ефект від впровадження запропонованих методик прогнозування режимних та енергетичних параметрів роботи газопроводів-відводів, а також облаштування тепловим насосом ГРС Панютино становитиме

$$E = 0,2 \cdot 48,37 = 9,7 \text{ тис. грн./рік.}$$

Зав. кафедри транспорту і зберігання
нафти і газу ІФНТУНГ

д.т.н., проф.

Середюк М. Д.

Дисертант

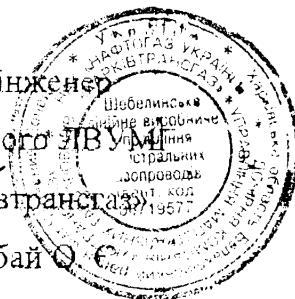
Фик М. І.

Головний інженер

Шебелинського ЛВУМ

УМГ «Харківтрансгаз»

Бабай О. Є.



26.11.19

Середюк

Затверджую
Проректор з наукової роботи
ІФНТУНГ
проф. Карпаш О.М.

« 22 » 06 2009

В. О. директора

«Інститут транспорту газу»
к. т. н. Пономарев Ю.В.

« 25 » 05 2009

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи
Фика Михайла Ілліча

«РАЦІОНАЛЬНЕ ВИКОРИСТАННЯ МОЖЛИВОСТЕЙ СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ З УРАХУВАННЯМ СЕЗОННИХ ЧИННИКІВ ТА ВИМОГ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ»

Ми, які підписалися нижче, склали даний акт про те, що результати дисертаційної роботи Фика Михайла Ілліча «Раціональне використання можливостей складних газотранспортних систем з урахуванням сезонних чинників та вимог енергозбереження» у вигляді технологічних схем, програмних продуктів, узагальнених виробничих та статистичних даних передані для використання в «Інститут транспорту газу» м. Харків. Розробки дають змогу прогнозувати пропускну здатність, режимні та енергетичні параметри роботи розгалужених газопроводів для будь-якої комбінації підключених шляхових споживачів з урахуванням сезонних чинників та вимог енергозбереження. Велику увагу приділено можливості зменшення енерговитратності технологічних процесів на ГРС.

Очікуваний економічний ефект від впровадження розробок, зокрема від облаштування ГРС Стрілече Харківського ЛВУМГ газодинамічним тепловим насосом (розрахунок додається), становить 4,6 тис. грн./рік.

Зав. кафедри транспорту і зберігання
нафти і газу ІФНТУНГ

д.т.н., проф.

Середюк М.Д.

Дисертант

Фик М.І.

Головний інженер

Харківського ЛВУМГ

Собчук В. П.

« 30 » 04 2009

26.05.09

Розрахунок очікуваного економічного ефекту від впровадження газодинамічного теплового насосу на ГРС з урахуванням прогнозів абсолютних значень та коливань тисків, витрат та температур газу в газопроводі-відгалуженні

З метою апробації розроблених методик, обчислювальних алгоритмів та програмного забезпечення нами виконано прогнозування режимних та енергетичних параметрів роботи ряду ГРС УМГ «Харківтрансгаз» в Харківській обл. Для цього за матеріалами, представленими УМГ "Харківтрансгаз" до «Інституту транспорту газу» були узагальнені геометричні характеристики лінійної частини газопроводів, газопроводів-відгалужень та технічні характеристики відповідних підключених ГРС, параметри основних режимів роботи ГРС по сезонах року. Аналіз показав, що вході ГРС на протязі року присутні коливання режимних параметрів, які залежать від кліматичних умов та обсягів газоспоживання. Окрім того, майже на всіх ГРС передбачені підігрівачі газу, які потребують обслуговування та використовують природний газ у якості палива для технологічного підігріву. В залежності від сумарної потужності промислових та побутових котелень в населеному пункті, підігрівачі газу ГРС забирають від 0,01% до 0,3 % транспортованого газу.

Розрахунки проводились при фактичному завантаженні ниток газопроводів із врахуванням сезонних змін умов перекачування. Розрахункові значення температури повітря і відповідні значення температури ґрунту, які використовувалися у розрахунках, наведені у табл.4.1.

Використовуючи статистичні дані з фактичних режимів роботи чисельних ГРС з аналогічними потужностями газоспоживання в умовах відносно-теплих останніх двох зим, а також тенденції падіння обсягів споживання газу одноіменним населеним пунктом, задаємося мінімальною витратою газу на ГРС Стрілече у розмірі 17000 м³/рік.

Якщо прийняти можливість роботи ГРС з тепловим насосом на протязі одного року згідно запропонованої в дисертаційній роботі схеми, то річна економія газу власних потреб за рахунок реалізації вищевказаного заходу з енергозбереження складе

$$\Delta P_{\text{річ}} = 17000 \cdot 0.001 = 17 \text{ тис. м}^3/\text{рік.}$$

При вартості паливного газу $C = 1382$ грн/тис. м³ очікуваний річний економічний ефект становитиме

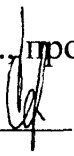
$$E_{\text{газ}} = 1382 \cdot 17 \cdot 10^{-3} = 23,49 \text{ тис. грн/рік.}$$

Приймаємо, що частка автора роботи в обґрунтуванні технології облаштування газодинамічними тепловими насосами ГРС становить 20 % від розрахованого вище економічного ефекту. Тоді очікуваний економічний ефект від впровадження методик прогнозування режимних та енергетичних параметрів роботи обраної ГРС, а також після облаштування ГРС тепловим насосом в умовах спрогнозованих за розробленими в дисертації моделями зміни кліматичних та макроекономічних параметрів буде становити

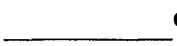
$$E = 0,2 \cdot 23,49 \cdot 10^3 = 4,6 \text{ тис. грн./рік.}$$

Зав. кафедри транспорту і зберігання
нафти і газу ІФНТУНГ

д.т.н., проф.

 Середюк М. Д.

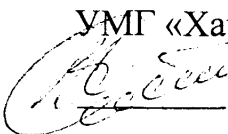
Дисертант

 Фик М. І.

Головний інженер

Харківського ЛВУМГ

УМГ «Харківтрансгаз»

 Собчук В. П.

26.11.19 