

На правах рукопису

МЕЛЬНИЧЕНКО ЮРІЙ ГРИМИСЛАВОВИЧ



УДК 622.691.4

**ПРОГНОЗУВАННЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ ПРОЦЕСІВ В СКЛАДНИХ
ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМАХ ПРИ АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

*Всі примірники дисертації ідентичні за змістом.
Вчений секретар спеціалізованої вченої ради
Д 70.052.04 / Пилипів І.О. /
16.04.2010р.*

Науковий керівник

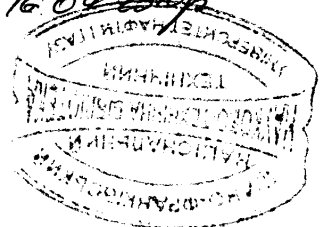
доктор технічних наук, професор

Тимків Дмитро Федорович

*Підпис Пилипів І.О.
Посвідчую.*

*Вчений секретар С.В. - / В. Процик /
16.04.2010р.*

Івано-Франківськ – 2010



d368

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ ТА МЕТОДІВ ЇХ МОДЕЛЮВАННЯ	10
1.1. Класифікація та характеристика аварійних режимів роботи газотранспортних систем України	11
1.2. Методи моделювання нестационарних та аварійних режимів роботи магістральних газопроводів у складних газотранспортних системах.....	20
1.3. Системи диспетчерського контролю та збору даних, їх будова та роль у процесі транспортування газу магістральними газопроводами.....	29
1.4. Формулювання мети досліджень та постановка задач	32
РОЗДІЛ 2 УДОСКОНАЛЕННЯ МОДЕЛЕЙ ТА МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ПАРАМЕТРІВ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ ДЛЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ РЕЖИМІВ ЇХ РОБОТИ	33
2.1. Удосконалення методу розрахунку процесу транспортування газу по лінійній ділянці газопроводу з пересіченим профілем траси.....	34
2.2. Адаптація математичних моделей елементів газотранспортних систем	52
2.3. Удосконалення агрегативної моделі складної газотранспортної системи з метою аналізу багаторівневих складних газопровідних мереж.....	60
2.4. Модель витоку газу з газопроводу	71
2.5. Висновки по розділу	73
РОЗДІЛ 3 СКОРОЧЕННЯ НЕГАТИВНИХ НАСЛІДКІВ НЕСТАЦІОНАРНИХ ПРОЦЕСІВ ПІД ЧАС РОБОТИ ГТС В АВАРІЙНИХ РЕЖИМАХ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ІМІТАЦІЙНОГО МОДЕЛЮВАННЯ	75
3.1. Підвищення ефективності виявлення аварійних витоків газу на лінійній частині магістральних газопроводів	75
3.2. Розробка алгоритму автоматизованого контролю за безаварійністю роботи ГТС за показами штатного вимірювального обладнання та методики підвищення ефективності експлуатації МГ у перехідних режимах.....	81

3.3. Дослідження закономірності пониження тиску в ділянці магістрального газопроводу з пересіченим профілем траси під час витікання газу в докритичній зоні.....	83
3.4. Нестационарні процеси під час аварійних зупинок ділянок складного газопроводу.....	87
3.5. Проблеми перебігу нестационарних процесів під час пневматичних випробувань ділянок магістральних газопроводів.....	93
3.6. Прогнозування перепуску газу з ділянки, на якій проводяться пневматичні випробування, у діючий магістральний газопровід.....	101
3.7. Висновки по розділу.....	104
РОЗДІЛ 4 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГТС	106
4.1. Експериментальні дослідження точності комплексу моделей за даними диспетчерських служб.....	106
4.2. Експериментальні дослідження витоку газу з магістрального газопроводу в атмосферу через продувну свічу.....	108
4.3. Розробка удосконаленого ультразвукового витратоміра для контролю змінності масової витрати магістральних газопроводів.....	114
4.4. Висновки по розділу.....	118
ВИСНОВКИ.....	120
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	122
Додаток А Методика удосконалення методів керування експлуатаційними режимами магістральних газопроводів.....	134
Додаток Б Акт впровадження результатів дисертаційних досліджень в УМГ „Прикарпаттрансгаз”.....	138
Додаток В Контроль за даними оперативних журналів.....	139

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ГТС	газотранспортна система
МГ	магістральний газопровід
КС	компресорна станція
ГПА	газоперекачувальний агрегат
ГРС	газорозподільна станція
ГВС	газовимірювальна станція
УМГ	управління магістральних газопроводів
ЛЧ	лінійна частина
ААЗК	автомат аварійного закриття кранів
ЕОМ	електронно-обчислювальна машина
АСУТП	автоматизована система управління технологічними процесами
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Диспетчерський контроль та збір даних)
ГЕ	гідравлічна ефективність
КТ	коефіцієнт тепловіддачі
АПО	апарат повітряного охолодження

ВСТУП

Актуальність теми. Україна є передовою державою в світовому співтоваристві за обсягами транспортування природного газу як внутрідержавними газопроводами, так і транснаціональними магістралями. Основним функціональним призначенням Української ГТС є безперервне постачання природного газу всім споживачам у межах країни та його транспортування до країн Західної та Центральної Європи. Тому проблеми трубопровідного транспорту газу правомірно вважати одними з першочергових для народного господарства.

Незважаючи на те, що на сучасному етапі розвитку науки та техніки в напрямі підвищення ефективності діагностичних, моніторингових та планово-попереджувальних заходів на МГ досягнуто значних успіхів, виключити аварійні відмови повністю не вдається. Враховуючи вік вітчизняної ГТС, імовірність виникнення аварійних відмов на ЛЧ має тенденцію до збільшення.

Оскільки МГ характеризуються значною протяжністю, їх роботі притаманний високий ступінь інерційності. Після виникнення аварійних ситуацій робота МГ не припиняється раптово, тому виділено окремі режими експлуатації, які названо аварійними. Аварії на МГ, пов'язані зі значними руйнуваннями технологічного обладнання, виявляються відносно швидко. В таких випадках аварійні режими зводяться до простого випорожнення дефектної ділянки газопроводу від газу в атмосферу. Якщо розміри витоків є відносно невеликими, існує ймовірність тривалої експлуатації таких МГ в аварійних режимах. Витікання природного газу в атмосферу призводить до підвищення небезпеки для життя та здоров'я людини, значних економічних та екологічних збитків (парникові властивості метану в 20 разів вищі, ніж діоксиду вуглецю). Тому питання оперативного виявлення аварійних відмов на ЛЧ МГ залишаються актуальними.

У сучасній практиці експлуатації МГ перевага надається методам моніторингу за станом МГ ззовні. Проте, зважаючи на недоліки таких методів

контролю, - а саме: непостійність контролю в часі, великі затрати коштів для кожної серії спостережень та інші – залишається актуальною проблема побудови ефективного методу контролю за безаварійністю роботи МГ у режимі реального часу, зокрема контролю значень тиску газу. Оскільки більшу частину часу ГТС працюють у неусталених режимах, для визначення зразкових (безаварійних) значень тиску у контрольованих точках систем необхідно використовувати нестационарну модель руху газу в магістральних газопроводах.

У разі наявності методу високоточного прогнозування аварійних режимних параметрів МГ відкриваються можливості економії аварійних втрат газу шляхом раціонального керування запірною арматурою. Однак рішення щодо нетрадиційних переключень запірної арматури під час аварійних відмов на ЛЧ повинні спиратись на теоретичну базу, яка б регламентувала такі дії.

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

Дисертаційна робота виконана в рамках програм НАК «Нафтогаз України» згідно розпоряджень Кабінету міністрів України «Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» та «Про схвалення Концепції розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009-2015 роки».

Мета і задачі дослідження. Метою дисертаційної роботи є удосконалення технологічних процесів під час проведення аварійно-відновлювальних ремонтів лінійних ділянок складних газотранспортних систем.

Указана мета досягається шляхом реалізації наступних задач:

- удосконалення математичної моделі лінійних ділянок газопроводу та агрегативно-імітаційного методу розрахунку складних газотранспортних систем;
- виявлення аварійних витоків із магістральних газопроводів із пересіченим профілем траси з використанням штатного вимірювального обладнання на основі адаптивної математичної моделі;
- удосконалення технології проведення підготовчих робіт перед виконанням аварійно-відновлювального ремонту лінійних ділянок складних газотранспортних систем;

- дослідження впливу профілю траси газопроводу на характер нестационарного процесу в період випорожнення ділянки газопроводу;
- удосконалення технології випробування на міцність і герметичність ділянок складної газотранспортної системи з пересіченим профілем траси після виконання аварійно-відновлювального ремонту;
- експериментальні дослідження нестационарних процесів у складних газотранспортних системах.

Об'єкт дослідження. Складні газотранспортні системи з пересіченим профілем траси.

Предмет дослідження. Нестационарні процеси складних газотранспортних систем із пересіченим профілем траси.

Методи дослідження. Аналітичні та числові методи побудови і реалізації нестационарних процесів у складних газотранспортних системах під час проведення аварійно-відновлювальних ремонтів. Експериментальні методи оцінки точності реалізації математичних моделей.

Положення, що виносяться на захист. Закономірності протікання нестационарних процесів у складних газотранспортних системах, пов'язаних із проведенням аварійно-відновлювальних ремонтів.

Наукова новизна отриманих результатів:

- уперше запропоновано в процесі реалізації нестационарної моделі руху газу на ділянці газопроводу методом кінцевих різниць для апроксимації граничної умови Неймана використати центрально-різницеву апроксимацію закону збереження маси;
- удосконалено агрегативно-імітаційний метод розрахунку складних газотранспортних систем, що дозволяє проводити розрахунки параметрів складних багаторівневих газотранспортних систем;
- уперше встановлено можливість економії аварійних втрат газу на магістральних газопроводах зі складною будовою шляхом раціонального керування запірною арматурою;

- уперше обґрунтовано можливість здійснення випорожнення ділянки складного газопроводу з пересіченим профілем траси для забезпечення мінімально допустимого тиску.

Практичні значення отриманих результатів. На основі результатів проведених досліджень створено галузеву методику «Удосконалення методів керування експлуатаційними режимами газотранспортних систем в умовах нерівномірного завантаження», впроваджено на газотранспортних підприємствах ДК «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України», використання якої дозволяє отримати економічний ефект у розмірі 68 тис. грн.

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

- розроблено метод апроксимації граничних умов під час розрахунку нестационарного газового потоку в магістральних газопроводах [49];
- здійснено обґрунтування вибору граничних умов для розрахунку параметрів газового потоку на ділянці газопроводу в умовах неповної вихідної інформації [46];
- виявлено можливості економії втрат газу під час виведення в ремонт ділянок складних магістральних газопроводів [50];
- сформульовано особливості випорожнення ділянок магістральних газопроводів із пересіченим профілем траси [48];
- введено нові типи агрегатів у агрегативно-імітаційний метод розрахунку складних систем [82];
- визначено межі використання автоматів аварійного закриття кранів та побудовано трьохмірну модель витоку газу з газопроводу [47];
- запропоновано використати мікропроцесор для обробки даних первинного перетворювача в ультразвуковому витратомірі [57].

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

- Науково-технічній конференції „Новые и нетрадиционные технологии в ресурсо- и энергосбережении” (Одеса, 2007 р.);
- Міжнародній науково-технічній конференції „Міцність та надійність магістральних трубопроводів” (Київ, 2008 р.);
- Міжнародній науково-технічній конференції «Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці» «ІФНТУНГ – 40» (Івано-Франківськ, 2007 р.);
- Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених «Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії» (Івано-Франківськ, 2008 р.);
- Міжнародній науково-технічній конференції „Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи" (Івано-Франківськ, 2009).

У повному обсязі результати досліджень доповідались та обговорювались на засіданні кафедри транспорту і зберігання нафти і газу та науковому семінарі факультету нафтогазопроводів Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (м. Івано-Франківськ, 2010 р.).

Публікації. За темою дисертації опубліковано 11 наукових праць, із них 6 у фахових наукових виданнях і один патент на корисну модель.

Структура та обсяг роботи. Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел, який налічує 110 найменувань, 35 рисунків та 3 додатки. Основний зміст роботи викладено на 140 сторінках машинного тексту.

РОЗДІЛ 1

ХАРАКТЕРИСТИКА АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ ТА МЕТОДІВ ЇХ МОДЕЛЮВАННЯ

У момент виникнення аварійної ситуації з порушенням герметичності на ЛЧ МГ диспетчери здійснюють керуючі дії згідно інструкцій із метою:

- зниження загрози для життя чи здоров'я людини, скорочення матеріальних збитків, завданих аварійною ситуацією на ЛЧ, у тому числі аварійних втрат газу;
- запобігання заведення ГПА суміжних КС у зону помпажу;
- виявлення місця виникнення аварійної ситуації та ізолювання ділянки з аварійною несправністю;
- недопущення або максимальне скорочення терміну припинення постачання газом споживачів.

Для досягнення приведених цілей управлінські рішення диспетчерів повинні спиратись на якомога достовірнішу і повнішу інформацію про стан трубопроводу на момент виявлення несправності чи відмови. Сучасні АСУ ТП передбачають використання моделей технологічних процесів в якості додаткового джерела інформації про стан об'єкту дослідження. Параметри, отримані за допомогою моделей, вважаються зразковими під час порівняння їх із показами вимірювального обладнання.

Після локалізації місця аварійного втікання газу з складного газопроводу постає проблема мінімізації втрат ресурсів під час виведення ділянки з дефектом у ремонт та введенням її в експлуатацію після завершення ремонтно-відновлювальних робіт. Ефективність керування такими режимами може бути оцінена шляхом їх прогнозування за допомогою математичних моделей. Для раціонального вибору математичних моделей необхідно проаналізувати сучасні досягнення науки в області моделювання газодинамічних процесів у ГТС та аварійних режимів роботи МГ.

Існує широкий спектр АСУ ТП для трубопровідного транспорту газу, однак далеко не кожна з цих систем містить модуль для моделювання газодинамічних процесів. У той же час потенційні можливості та доступність сучасної обчислювальної та телекомунікаційної техніки дозволяють здійснювати автоматизований контроль за параметрами системи без участі в ньому людини. Для цього необхідно розробити алгоритм здійснення АСУ ТП автоматизованого контролю.

1.1. Класифікація та характеристика аварійних режимів роботи газотранспортних систем України

Непланові порушення режимів роботи технологічного обладнання МГ відбуваються в результаті несправностей або відмов [84,25]. Із огляду на визначення згаданих термінів відмовою ЛЧ може бути такий аварійний стан, для ліквідації наслідків якого потрібно вивести з роботи та ізолювати ділянку газопроводу [52,85]. Дефекти, для ліквідації наслідків яких немає необхідності здійснювати зупинку транспортування продукту, правомірно назвати несправністю.

Режимом роботи ГТС вважається сукупність параметрів газового потоку в характерних точках системи у визначені моменти часу. Аварійними вважаються режими роботи ГТС, які протікають на проміжку часу від моменту виникнення несправностей або відмов, внаслідок яких відбуваються суттєві зміни значень режимних параметрів, до моменту повної стабілізації параметрів після усунення несправностей та відмов і виведення ГТС на робочий режим.

Основними відмовами, які можуть викликати аварійні режими роботи МГ, є [84,25]:

- порушення герметичності ЛЧ та технологічного обладнання КС;
- відмова систем телемеханіки технологічного обладнання ГТС;
- відмова систем телеметрії технологічного обладнання ГТС;
- несанкціоноване оперування запірною арматурою;

- активізація процесів гідратуутворення, які можуть призвести до часткового або повного закупорювання ділянки МГ та ін.

Аварійні режими роботи ГТС включають у себе наступні етапи:

- етап виявлення несправностей або відмов, які спричинили аварійний режим, та виведення дефектної частини системи з процесу транспортування газу;
- етап випорожнення несправної частини системи від газу;
- етап наповнення ділянки газом, випробування та включення в процес транспортування газу.

Порушення герметичності ЛЧ МГ становить найбільшу небезпеку серед згаданих відмов.

Причинами виникнення витоків на ділянках МГ можуть бути [84,93]:

- внутрішня та зовнішня корозія металу;
- відхилення від вимог керівних документів та технології виготовлення труб на заводах виробників;
- неналежне виконання вимог нормативних документів під час проектування та будівництва трубопроводів;
- порушення правил експлуатації та ремонту газопроводів і обладнання КС;
- навмисний або ненавмисний вплив третіх сторін на цілісність ЛЧ;
- вплив стихійних чинників тощо.

Із газодинамічної точки зору аварійне витікання газу з магістральних газопроводів поділяють на свищі, витоки та розриви [103].

Пошкодження труби можуть мати різний характер, а саме [25,68,84,103]: наскрізні отвори, викликані корозією та зовнішніми фізичними пошкодженнями труби; тріщини або щілини; часткові або повні розриви. Розриви можуть проходити по кільцевих або поздовжніх швах, по металу труби, а також по металу засувки, кранів, у фланцях, сальниках, ущільненнях та інших місцях.

На етапі виникнення витоків ключовим завданням постає оперативне виявлення та локалізація місць порушення герметичності. Найпоширенішим методом виявлення аварійних витоків є візуальний контроль диспетчерів за показами вимірювального обладнання та огляд лінійної частини. Приведені

способи дозволяють виявити тільки розриви на лінійній частині та крупні свищі, а у важкодоступних районах проходження траси – тільки розриви. Для виявлення менших витоків у довільних умовах проходження траси необхідно застосовувати прогресивні методи виявлення витоків на ЛЧ МГ. Умовно такі методи можна розділити на дві групи [103]: методи, згідно з якими для виявлення витоків використовується спеціалізоване обладнання, та методи оцінки параметрів, виміряних штатним обладнанням ГТС.

За принципом дії методи першої групи поділяються на [28,110]:

- методи виявлення витоків із використанням плазмової іонізації;
- метод аналізу акустичного шуму в потоці, який виникає внаслідок тертя частинок газу об стінки труби й, відповідно, отвору, через який відбувається витік;
- метод так званих «мічених» атомів, який базується на вимірюванні в контрольних точках ґрунту вмісту трасуючих елементів, які в малих кількостях додаються до транспортованого продукту й, у разі наявності витoku, потрапляють в оточуючий газопровід ґрунт;
- так звані оптичні методи, які базуються на аналізі електромагнітних хвиль, які проходять у просторі над трубопроводом [87].

Оптичні методи поділяються на два типи: активні і пасивні. Під час активних методів у просторі над трубопроводом пропускаються потужні електромагнітні імпульси, які приймаються відповідними приймачами. В результаті потрапляння природного газу в простір між випромінювачем і приймачем змінюється кількість електромагнітних хвиль, яка розсіюється або поглинається середовищем поширення. Зміна інтенсивності електромагнітного випромінювання фіксується приймачами. В якості випромінювача можуть використовуватися лазери, світлодіоди, радари, джерела електричного струму. Середовищем поширення може використовуватись повітря над газопроводом, ґрунт, фіброоптичні волокна, електропровідні стрічки та інші. До пасивних методів відносяться метод спостереження за рівнем природного електромагнітного випромінювання ґрунту над газопроводом, наприклад,

спостереження за температурним режимом поверхні землі над трубопроводом, а також метод широкоспектрального знімання поверхні землі. При цьому приймачі встановлюють на транспортні засоби, літальні апарати або навіть супутники [87].

До другої групи методів відносяться методи оцінки параметрів, виміряних штатним обладнанням ГТС, такі як [103,106]: балансовий метод, метод аналізу швидкості падіння тиску, метод моделювання газодинамічних процесів у режимі реального часу.

Балансовий метод передбачає порівняння кількості газу, зафіксованої на вході та на виході з ГТС. На вході ГТС кількість газу вимірюється тільки на ГВС, у той час, як на виході з ГТС облік газу ведеться як на ГВС, так і на вузлах обліку газу ГРС. Суттєвим недоліком даного методу є те, що газотранспортна система, в межах якої зводиться баланс, може мати величезні розміри та складну будову. Тому в процесі зведення балансу перекачаного через ГТС газу [68] деякі пункти із загальної структури технологічних втрат приймаються згідно норм, що не завжди відповідає дійсності. Крім того, даним методом можна тільки оцінити кількість газу, що втрачається через витоки, однак практично неможливо виявити місцезнаходження витоків.

Метод аналізу швидкості падіння тиску в трубопроводному транспорті газу реалізується ААЗК, якими повинен бути обладнаний кожен лінійний запірний вузол МГ [43,61]. Закриття кранів здійснюється у тому випадку, коли тиск на лінійному запірному вузлі знижується зі швидкістю 10-15% від робочого тиску протягом 1-3 хвилин [43].

Метод моделювання газодинамічних процесів у режимі реального часу передбачає періодичне порівняння обчислених значень режимних параметрів роботи МГ з виміряними [7,110]. Обчислення розподілу цих параметрів по довжині МГ і в часі здійснюється з використанням математичних моделей нестационарного руху газу по трубопроводу.

Кожен із названих методів має свої переваги та недоліки. Найсуттєвішою перевагою методів із використанням спеціалізованого обладнання є їхня висока чутливість та невелика частка видачі хибної інформації про стан газопроводу.

Однак більшість цих методів є високовартісними, потребує залучення висококваліфікованого персоналу, а також характеризується непостійністю в часі. Тому контроль за наявністю витоків та розривів на вітчизняних МГ здійснюється шляхом встановлення ААЗК, а також шляхом візуального контролю за станом ЛЧ та показами вимірювального обладнання. Однак використання ААЗК пов'язані з певними труднощами до яких відносяться [35]:

- незадовільна підготовкою газу на промислах до магістрального транспорту, що негативно впливає на працездатність автоматів;
- хибне спрацювання автоматів призводить до значних негативних наслідків;
- спрацювання автоматів внаслідок технологічного пониження тиску під час роботи газопроводів в перехідних режимах експлуатації, особливо в умовах пересіченості профілю траси;
- відмови ААЗК в зимовий період внаслідок замерзання рідини в фільтри-осушувачі природного газу та імпульсних підвідних трубках;
- низькою організацією та культурою технічного обслуговування таких складних пристроїв, як ААЗК.

У програмах НАК «Нафтогаз України» відповідно до розпоряджень Кабінету міністрів України «Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» та «Про схвалення Концепції розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009-2015 роки» передбачається обладнання найважливіших вітчизняних МГ сучасними засобами телеметрії так, як це вже частково зроблено на магістральних газопроводах УМГ «Черкаситрансгаз». З'являється можливість отримувати режимні дані в цифровому вигляді з періодичністю, пропорційною до інтенсивності зміни режимних параметрів. Зокрема інформація в форматі csv-файлів може бути легко конвертована у вихідні дані для моделювання газодинамічних процесів в газопроводах (рис.1.1.).

Таким чином створюються сприятливі умови для здійснення контролю за цілісністю лінійної частини в режимі реального часу з використанням штатного вимірювального обладнання газотранспортних підприємств. Такий контроль

```
timestamp,P_GAS_IN_VAL0  
25-DEC-2006 06:34:11.217,41.890625  
25-DEC-2006 06:35:11.217,41.875  
25-DEC-2006 06:36:11.217,41.893750000000004  
25-DEC-2006 06:37:11.217,41.90625
```

Рис. 1.1. Приклад змісту csv- файлів, в яких зберігаються режимні параметри прилеглих до КС Борова ділянок МГ Союз

здійснюється шляхом порівняння еталонних режимних параметрів ГТС з відповідними даними вимірювального обладнання. Еталонні значення параметрів ГТС отримують шляхом їх прогнозування за допомогою математичних моделей. Враховуючи той факт, що більшу частину терміну експлуатації будь-яка ГТС працює в нестационарному режимі, еталонні значення параметрів безаварійних режимів необхідно обчислювати з використанням методів розрахунку нестационарних газодинамічних процесів [7]. Для цього необхідно здійснити вибір методу розрахунку параметрів нестационарних режимів роботи ГТС, дослідити його точність, чутливість та межі використання.

Можливість виникнення гідратних пробок на перегонах між КС може бути оцінена шляхом розрахунку розподілу температури газу по довжині та визначення вологості транспортованого газу. Однак в практиці експлуатації МГ все ж утворюються непередбачувані зони накопичення кристалогідратів. Причиною таких накопичень може бути недостатнє осушення транспортованого газу, локального охолодження газопроводу або порушення температурного режиму транспортування газу. В разі виникнення гідратної пробки для локалізації місця виникнення пробки необхідно раптово зупини транспортування газу по дефектному перегону та перекрити усі лінійні крани [84]. Після закінчення нестационарних процесів на перегоні встановиться ступінчатий розподіл тиску між ділянками, обмеженими лінійними запірними вузлами перегону, причому по ходу газу надлишковий тиск ступенево знижується. Маючи геометричні характеристики ділянок, характерні розміри байпасного крану (такі операції здійснюються виключно через байпасні лінії), значення тиску в початковий

момент часу та фізичні властивості газу, можна теоретично розрахувати тривалість процесу перепускання газу із однієї ділянки в іншу, тобто час, протягом якого відбувається вирівнювання тиску по довжині обох ділянок (з врахуванням гідростатичного розподілу тиску по довжині обох ділянок). Після визначення теоретичної тривалості цього процесу відкривається байпасний кран на повний переріз і починається сам процес. При цьому фіксується час початку перепускання газу. Після спливання теоретично розрахованої тривалості процесу перепускання газу здійснюється зняття показів манометрів, які встановлені на протилежних краях обох ділянок і в точці їх з'єднання. В разі суттєвого відхилення показів манометрів між собою, можна зробити припущення про наявність пробок на одній із ділянок.

У разі закупорення ділянки МГ на повний переріз орієнтовно місце знаходження пробки можна визначити шляхом розрахунку нестационарного процесу перекачування газу до моменту падіння масової витрати на вході закупореної ділянки до нуля [84]. Такий розрахунок запропоновано здійснювати аналітично, причому для ділянок до та після місця закупорення газопроводу. У процесі розрахунку прийнято наступні граничні умови:

для ділянки до точки закупорення:

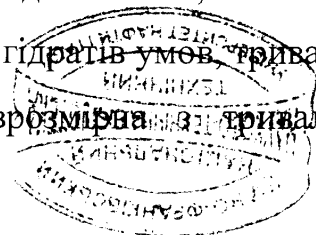
- при $x=0$, $P(t,0)=P_1$;
- при $x=l_1$, $\frac{\partial P}{\partial x} = 0$;

для ділянки після точки закупорення:

- при $x=l_1$, $\frac{\partial P}{\partial x} = 0$;
- при $x=L$, $\frac{\partial P}{\partial x} = f(t)$,

де l_1 – довжина ділянки до місця закупорення ділянки; L – загальна довжина перегону; $f(t)$ - функція, вид якої відомий.

Радіальна швидкість росту плівки гідратів може досягати 0,7 мм/с [45]. Таким чином навіть за найсприятливіших для утворення гідратів умов, тривалість закупорювання газопроводу на повний переріз співрозмірна з тривалістю



нестационарних процесів, викликаних цим закупоренням. Тому для більш точного визначення місця утворення кристалогідратів за показами манометрів необхідно враховувати змінність масової витрати в місці закупорення. Радіальна швидкість росту гідратної плівки залежить від значення температури в точці утворення гідратів. Таким чином, для оцінки тривалості нестационарних процесів внаслідок утворення гідратної плівки необхідно використовувати нестационарну неізотермічну модель руху газу. Крім того, ділянка може належати складному газопроводу, що створює додаткові труднощі для здійснення необхідного в даному випадку комплексного розрахунку перехідного режиму роботи цілого газопроводу аналітичним методом.

Майже всі аварійно-відновлювальні ремонтні роботи на ЛЧ МГ включають вогневі роботи. Залежно від виду ремонтних робіт вогневі роботи на ЛЧ можуть проводитись як без порушення, так і з порушенням герметичності МГ [15,18]. Згідно чинних нормативних документів, ремонт аварійних витоків на МГ здійснюється виключно зі стравленням газу з дефектної ділянки. У той же час існує ряд розроблених пристроїв для здійснення ремонту наскрізних дефектів в тілі труби без зупинки транспортування газу [15,18], однак ці методи мають вузькі межі застосування. Окрім того важко дати оцінку надійності герметизаційних манжет згаданих пристроїв, тому такі пристрої рідко застосовують у практиці експлуатації МГ. Більшість методів виконання ремонтних робіт без зупинки транспортування газу (за винятком методу проведення ремонту зі спорудженням тимчасових байпасних ліній) призначені для ремонту ділянок із локальними ушкодженнями і не придатні для таких ремонтних робіт як заміна ділянок газопроводу або реконструкція МГ шляхом заміни лінійного крану. Для застосування згаданих пристроїв необхідно виконати тривалі операції, а саме: доставку та встановлення даних пристроїв у камери запуску очисних пристроїв, підбір режиму роботи МГ для нормованого руху даних пристроїв у порожнині газопроводу, спеціальне облаштування місця проведення ремонтних робіт тощо [18]. У разі виникнення крупного витоку або складних погодних умов, для виконання згаданих операцій може бути

недостатньо часу чи можливостей. За таких умов застосовуються традиційні методи ведення вогневих робіт із порушенням герметичності газопроводу, які супроводжуються ізолюванням ділянки із дефектом між двома суміжними лінійними кранами та пониженням надлишкового тиску на ділянці до значень 100-500 Па [15,83].

У разі прийняття рішення про проведення ремонтних робіт із пониженням надлишкового тиску до значень 100-500 Па необхідно провести два нетипових режими роботи газопроводу: випорожнення ділянки для проведення ремонту та наповнення ділянки газом після закінчення ремонтних робіт.

Вибір технології випорожнення ділянки МГ після виявлення на ній витоку залежить від таких чинників:

- інтенсивність витоку;
- можливість забезпечення споживачів за умов ізолювання ділянки;
- можливість перепуску газу з дефектної ділянки споживачам або в суміжні нитки магістральних газопроводів.

Якщо витік є невеликим та існує можливість забезпечити споживачів газом за допомогою обвідних ліній чи альтернативних газопроводів, то з дефектної ділянки перед її випорожненням здійснюється перепуск газу або в суміжні нитки газопроводу (із використанням мобільних ГПА чи ежекторних установок [58]), або через ГРС у мережі газопостачання. В останньому випадку тиск на ділянці перед початком стравлювання газу в атмосферу може набути значень менших 1,2 МПа (максимальне значення тиску в мережах систем газопостачання). Якщо ж витік є великим або, наприклад, газопровід потребує термінового відновлення своєї працездатності внаслідок існування імовірності припинення постачання споживачів газом, пониження тиску на ділянці з витоком здійснюється в терміновому порядку шляхом випуску надлишку газу в атмосферу через продувні свічі.

В обох випадках перед прийняттям зазначених мір необхідно максимально понизити тиск у порожнині ділянки шляхом перепуску частини газу в суміжні

ділянки МГ. Для проведення ефективного перепуску надлишку газу з аварійної в суміжні ділянки необхідно:

- знати, за яким критерієм можна оцінити ефективність проведення перепуску газу з однієї ділянки в іншу;
- вміти оперативно та достовірно визначити значення такого критерію.

Крім того, під час випускання газу в атмосферу через продувні свічі з аварійної ділянки з пересіченим профілем, особливо в діапазоні значень тиску в трубопроводі близьких до атмосферного, існує ймовірність потрапляння повітря в порожнину газопроводу. Для запобігання цьому необхідно вивчити описаний газодинамічний процес та розробити рекомендації щодо технології проведення випорожнення ділянки газопроводу.

Під час пневматичних випробувань відремонтованих ділянок визначальним параметром є ступінь пониження тиску протягом визначеного часу. Згідно вимог до технології проведення робіт, випробування правомірно проводити після стабілізації температури газу на ділянці. Таким чином, для підвищення ефективності планування пневматичних випробувань ділянок магістральних газопроводів необхідно проводити прогнозування термодинамічних процесів.

Вирішення наведених технологічних задач потребує детального вивчення процесу перепускання газу з аварійної ділянки в суміжну шляхом аналізу експериментальних даних та шляхом моделювання даних процесів [14,71,84,93,96].

1.2. Методи моделювання нестационарних та аварійних режимів роботи магістральних газопроводів у складних газотранспортних системах

Моделі режимів роботи МГ будуються для вирішення конкретних технологічних задач, які можна згрупувати наступним чином [93]:

- задачі моделювання технологічних ситуацій, суть яких полягає у визначенні значень технологічних параметрів, котрі входять у модель, використовуючи вихідні дані;

- обернені задачі, які використовуються для визначення діапазону зміни граничних умов та змін навколишнього середовища;

- задачі ідентифікації вирішуються для оцінки параметрів трубопровідної системи та місць можливих різких змін параметрів по трасі МГ; використовуються дані, зняті на МГ за допомогою вимірювального обладнання; оцінка адекватності ідентифікованих параметрів ГТС проводиться шляхом виконання умови $|y_{вим} - y_{розн}| \rightarrow \min$, де $y_{вим}$ - виміряні значення параметрів газового потоку; $y_{розн}$ - розраховані значення параметрів газового потоку, отримані з використанням ідентифікованих значень параметрів ГТС;

- задачі проектування та реконструкції, в яких для вирішення визначених наперед завдань вибирається будова об'єкту транспортування газу;

- задачі управління, які визначають оптимальну конфігурацію регульованих параметрів для досягнення вибраним критерієм відповідного значення;

- задачі контролю стану, які вирішують питання підвищення вимог щодо вимірювання значень параметрів у точках, в яких визначальний критерій має екстремальне значення;

- задачі розпізнавання ситуацій, в яких для математичної моделі об'єкта проводиться вибір можливих причин несправностей; зміни вихідних параметрів аналізуються і класифікуються за причинами цих змін, у результаті чого приймається рішення про наявність несправності;

- задачі прогнозування являють собою оцінку стану параметрів системи в майбутньому за даними, що характеризують роботу ГТС у минулому.

Центральною проблемою моделювання процесу транспортування газу магістральними газопроводами є побудова адекватних та водночас економічних математичних співвідношень між значеннями параметрів газового потоку в просторі та часі. Параметри газового потоку в МГ – це фізичні величини, які

описують властивості транспортованого газу в заданих точках системи в певний момент часу. Залежно від поставлених перед моделями задач, конфігурація параметрів газового потоку МГ може бути різною.

Нестаціонарні процеси в ідеальних нев'язких рідинах описані ще видатним французьким математиком Л. Ейлером, який отримав залежності, що встановлюють зв'язок між силами, котрі діють на елементарний об'єм рідини, та характеристиками руху цього об'єму рідини [67]. Пізніше рівняння, що виражає Другий закон Ньютона для елементарного об'єму текучого середовища, було доповнене впливом сил тертя. Отримана система рівнянь була названа на честь англійського математика Д. Стокса та французького фізика Л. Нав'є [1,2,65,97] системою рівнянь Нав'є-Стокса. Враховуючи той факт, що диференціальні рівняння Нав'є-Стокса в часткових похідних – нелінійні, точний метод їх розв'язування на сучасному етапі розвитку науки відсутній. Тому в науці та техніці використовують наближені методи, які базуються на обґрунтованому спрощенні системи рівнянь Нав'є-Стокса або розв'язуванні системи рівнянь числовими методами за допомогою ЕОМ.

Теорія нестаціонарного напірного руху ідеальної нев'язкої рідини в закінченому вигляді була створена російським вченим М. Є. Жуковським у його праці про гідроудар у водопровідних трубах. Для компенсації впливу в'язкості ним же та його послідовниками, запропоновано використовувати корегуючі поправки [4]. Нестаціонарний рух нафти і газу в магістральних газопроводах був вперше описаний як одномірний рух в'язкої нетеплопровідної нестисливої рідини І. А. Чарним [19,67]. Згідно гіпотези квазістаціонарності [66], під час слабко виражених нестаціонарних процесів вплив тертя на параметри газопроводу може бути представлений нелінійною залежністю дотичного напруження від швидкості руху газу, отриманої з формули Дарсі-Вейсбаха [90].

Методи розрахунку параметрів нестаціонарних неізотермічних режимів роботи складних ГТС пройшли тривалий шлях розвитку. Тут варто відзначити праці Чарного І.А., Яковлєва Є.І., Білоконя Н.І., Бобровського С.А., Сухарєва М.П., Васильєва О.Я., Грудза В.Я., Тимківа Д.Ф., Селєзньова В.Е., П'янила Я.Д. та ін.

Враховуючи обмежені можливості ЕОМ, ранніми дослідниками отримана система рівнянь руху газу розв'язувалась переважно точними аналітичними методами. При цьому застосовували лінеаризацію відносно нелінійної складової, що враховувала тертя в потоці, а нелінійною складовою, що враховувала нерівномірний розподіл швидкості газу, по довжині знехтувано. Найпершим представником аналітичних методів розв'язування лінеаризованої ізотермічної системи рівнянь руху газу є метод розділення змінних [67,90]. У методі необхідно початкові та граничні умови зводити до однорідного виду. Крім того самі граничні умови повинні бути описані у функціональному вигляді. При цьому вид функціональних залежностей для граничних умов визначає вигляд отриманих кінцевих аналітичних залежностей для шуканих параметрів. Широкого застосування набули операційні методи, зокрема метод із використанням інтегральних перетворень Лапласа або Лапласа-Карсона [4,90]. Окрім вимоги щодо функціонального опису граничних і початкових умов найскладнішим етапом даного методу є перехід від зображення до оригіналу. Він здійснюється або шляхом доповнення контуру інтегрування в формулі зворотного перетворення Лапласа до замкнутого, і обчислення отриманого інтегралу з використанням теорії, або шляхом використання таблиць перетворень Лапласа (або, відповідно, Лапласа-Карсона) [1,4,90]. Варто також згадати періодичні (частотні) методи, згідно з якими шукані функції замінялись періодичними [90,100]. В праці [30] автором оцінено степінь точності аналітичного методу розв'язування рівнянь руху газу, записаних в ізотермічній формі, шляхом розвинення невідомих функцій (залежностей для тиску і масової витрати від часу та лінійної координати) в ряд Тейлора. Однак самими автором визнано обмеження використання даного методу для опису аварійних режимів роботи газопроводів. Більшість дослідників, які використовувати аналітичні методи моделювання нестационарних процесів в магістральних газопроводах значної довжини нехтували інерційною складовою рівняння руху газу, зводячи її таким чином до лінійного диференціального рівняння в часткових похідних параболічного типу. Асвацатуряном Р.Е. досліджено вплив такого спрощення системи рівнянь руху на

точність отриманих результатів [3]. Виявлено, що параболічна система рівнянь нестационарного руху газу дає задовільні результати для його плавного руху без різких стрибків витрати та тиску. Жидковою М.А. доведено, що використання лінеаризованої гіперболічної системи рівнянь руху газу допускається для стрибків витрати в межах 10-15 % від початкового значення [19]. Детальний аналіз аналітичних методів розрахунку рівнянь руху з застосуванням гіпотези квазістационарності приведений у [14].

Одним із найстаріших числових методів розв'язування рівнянь руху рідин і газів у МГ є метод характеристик [14,77,90,97]. Даний метод ґрунтується на спрощенні системи диференціальних рівнянь у часткових похідних шляхом зведення її до однієї змінної. Для цього здійснюється визначення на лінійно-часовій координатній площині напрямків розповсюдження змін параметрів газового потоку в часі та по довжині газопроводу, так званих характеристик. При цьому ми переходимо до системи звичайних диференціальних рівнянь відносно даних напрямків. Даний метод є незручним під час локального згущення сітки біля фронту різкої зміни параметрів потоку. Він вимагає додаткових ітерацій для уточнення напрямків характеристик і не дозволяє апроксимувати двох- або трьохвимірні границі поширення транспортованого середовища [2,91]. Сучасним підходом для вирішення нелінійних диференціальних рівнянь у часткових похідних є використання методів сіток, таких як метод кінцевих різниць, метод кінцевих елементів, метод кінцевих об'ємів та їхні похідні [1,24]. Дані методи мають досить простий алгоритм. Недоліками цих методів є використання процедури дискретизації, яка важко піддається оцінці, висока чутливість до похибки вхідних даних, залежність результатів обчислень від розрядності ЕОМ та великий об'єм обчислень за рахунок ітераційних уточнень стадії «коректор» [37,39]. За таких умов для перевірки адекватності відображення різницевиими схемами реальних газодинамічних процесів у трубопроводному транспорті доцільно використовувати результати розрахунку газодинамічних процесів, отримані з використанням інших, наприклад наближених аналітичних методів

[37,90], або здійснити порівняння результатів розрахунку нестационарних процесів за допомогою різницевих методів із експериментальними даними.

Окремими числовими методами моделювання газодинамічних процесів є стохастичні методи, такі як метод Монте-Карло [75], методи з використанням штучних нейронних мереж [96] та інші. Ці методи правомірно використовувати для дуже обмеженого діапазону режимів роботи ГТС. Існують також методи, які передбачають сумісно числове та аналітичне розв'язування рівнянь руху газу. Це, наприклад, методи, в яких нелінійні диференціальні рівняння в часткових похідних за допомогою числових методів зводяться до системи звичайних лінійних диференціальних рівнянь, яка розв'язується одним з аналітичних методів [14,90,96].

Враховуючи розширені можливості сучасних ЕОМ та велику різноманітність технологічних задач, що виникають у процесі експлуатації, спорудження, ремонту, нештатних ситуації на МГ, доцільно використовувати різницеві методи розв'язування системи рівнянь руху газу.

Нажаль значний обсяг терміну експлуатації вітчизняні МГ експлуатуються з дуже низьким значенням гідравлічної ефективності [25]. Тому для побудови адекватних моделей неусталеного транспортування газу МГ необхідно передбачити адаптацію моделей до реальних умов транспортування газу. Існує багато методів адаптації рівнянь руху газу. Метод адаптації моделі в найбільшій мірі залежить від виду самої моделі [10]. Для адаптації моделі стаціонарного потоку газу в МГ використовується гідравлічна ефективність [29,32]. Тут в якості критерію ідентифікації вибрано значення витрати в газопроводі. Для визначення коефіцієнту гідравлічної ефективності були використані параметри квазістаціонарного режиму роботи МГ. Вибір квазістаціонарних параметрів здійснюється за допомогою критерію нестационарності процесу транспортування газу [32]. В праці [10] Васильєвим О.Я. розглядається ідентифікація самого коефіцієнту гідравлічного опору, використовуючи модель стаціонарного режиму експлуатації газопроводів. Пропонуються різні методи визначення коефіцієнту гідравлічного опору та коефіцієнту теплопередачі від газу до ґрунту в залежності

від кількості параметрів (тиску газу, масової витрати та температури), зокрема автором розглядаються чотири випадки:

- задано по одному значенню параметрів на обох краях ділянки;
- задано багато значень параметрів на обох краях ділянки;
- задано по одному значенню на краях і у внутрішніх точках ділянки;
- задано багато значень параметрів на краях і у внутрішніх точках ділянки.

Адаптація нестационарних моделей газопроводів може здійснюватись за параметрами як квазістационарного, так і нестационарного режиму [94,96]. За умов неповної інформації, зокрема даних по витраті у вузлових точках розгалужених систем, пропонується використати дані по тиску в проміжних точках ділянки МГ, через яку поступає газ у відповідні вузли системи. При цьому коефіцієнт гідравлічного опору знаходиться методом експоненціальної фільтрації [44]. Однак такий метод адаптації моделей дещо обмежує її використання для аварійних режимів експлуатації газопроводів.

Трубопровідні системи, незважаючи на свою різноманітність, мають геометрично-аналогічні конфігурації, підпорядковуються постулатам Кірхгофа й однотипним законам гідравлічного опору для ділянок трубопроводу. Для моделювання роботи гідравлічних мереж розроблена так звана теорія гідравлічних ланцюгів [80]. Підбір методу розрахунку гідравлічних мереж відбувається в залежності від конфігурації та методу оцінки невідомих величин окремих складових гідравлічних систем. У загальному, методи аналізу складних газотранспортних систем поділяють на методи для розв'язування стаціонарних та нестационарних задач [94,100].

Так, у випадку аналітичного розв'язку диференціальних рівнянь, якими описано нестационарні процеси на ділянках газопроводу, складні газотранспортні системи описуються за допомогою напрямлених графів [14]. Для аналітичних методів опису нестационарних процесів використовувались також матричні методи [14]. У випадку застосування частотних методів, шукані величини виражались через ряди Фур'є. Відповідно до аналітичних методів розв'язування систем лінійних диференціальних рівнянь у функціональному вигляді повинні

бути представлені також і граничні умови, що є не завжди можливим, особливо у випадку аварійних витоків газу на ЛЧ МГ. Тим не менше, у працях П'янило Я.Д. запропоновано аналітико-числовий метод аналізу нестационарних процесів, в якому принцип розподілу між складовими частинами системи складено згідно теорії напрямлених графів [39].

Враховуючи поелементний розгляд системи методом кінцевих різниць, взято до уваги агрегативно-імітаційний метод аналізу складних газотранспортних систем [94]. Суттєвою перевагою методу є зручність перебудови моделі мережі газопроводів для врахування зміни конфігурації газотранспортної системи. Однак метод недосконалий, оскільки дозволяє здійснювати розрахунок складних газопроводів з паралельно працюючими нитками. Тому необхідно удосконалити приведений метод.

Нестационарні режими, викликані наявністю витoku на ділянці МГ, досліджувались такими вченими як Щербаков С.Г., Бобровский С.А., Жидковою М.А., Сулеймановим В.А., Панкратовим В.С., Лур'є М.В., П'янилом Я.Д. та іншими. На первинному етапі проблема математичного відображення нестационарних процесів після виникнення витoku на МГ була вирішена аналітично. Були прийняті наступні припущення:

- ізотермічність нестационарних процесів;
- лінеаризація вихідної системи рівнянь руху газу та зведення її до системи двох рівнянь відносно тиску та масової витрати, які мають канонічний вид рівняння теплопровідності [19,84,93].

Розрахунок нестационарних процесів у газопроводі проводився для двох ділянок окремо: для ділянки до витoku та після витoku по ходу газу. Витік враховувався в граничних умовах [19]. Цей недолік був усунений шляхом введення в закон збереження маси, представлений канонічним диференціальним рівнянням теплопровідності, одиничної функції Хевісайда [84,93]. У працях вітчизняних авторів про моделювання аварійних режимів МГ метод кінцевих різниць використовується у двох модифікаціях: для розв'язування характеристичних форм рівнянь руху газу [11,40] та для розв'язування рівнянь

руху в формі диференціальних рівнянь в часткових похідних [71,73]. Досить зручним є наближений метод Гальоркіна для визначення розподілу тиску по довжині ділянки з витокком [23], згідно якого розподіл тиску визначається за аналітичною залежністю, однак метод має суттєвий недолік, а саме – сталі значення граничних умов, крім того не враховується нелінійність системи рівнянь руху газу.

Дослідження процесів зниження тиску під час випорожнення ділянки МГ проводились з метою оцінки їх тривалості та визначення кількості втраченого газу в процесі випорожнення ділянки [40,73,77]. Серед дослідників процесу витікання газу через продувні свічі варто відзначити праці Пивовара Л.Н. [60], Васильєва Ю.Н. [11], Сулейманові В.А. [77], Сіперштейна Б.І., Панкратова В.С. [56,73] та інших. Пивоваром Л. В. була отримана аналітична залежність для розрахунку часу випорожнення ділянки шляхом застосування квазістаціонарного підходу до аналізу процесу. Змінність у часі швидкості руху частинок газу на виході зі свічі враховувалась шляхом розбиття всього періоду випорожнення ділянки на умовні проміжки часу, для кожного з яких швидкість руху частинок газу на виході зі свічі вважалась постійною. Тривалість кожного з цих проміжків часу визначається з відношення маси газу, випущеного протягом певного діапазону пониження тиску на ділянці газопроводу, до осередненої для цього діапазону тиску масової витрати газового потоку в проточній частині свічі [60]. Загальна тривалість випорожнення дорівнює сумі проміжків часу, на протязі яких тиск знижується у відповідних діапазонах. При цьому розрахунок часу проводився тільки для критичного витікання газу. Крім того, задача нестационарного випорожнення ділянки газопроводу розв'язана з припущенням щодо ізотермічності потоку газу, з нехтуванням швидкісною та інерційною складовими рівнянь руху газу.

Сулейманов В.А. розв'язав систему нелінійних диференціальних рівнянь руху газу на випорожнюваній через продувні свічі ділянці МГ числовим методом, зокрема методом характеристик [77]. Рівняння руху приведені до характеристичної форми і розв'язані кінцево-різницеvim методом. Розрахунок

тривалості випорожнення ділянки газопроводу було виконано тільки для зони критичного випорожнення ділянки. Крім того, було знехтувано впливом гравітаційної складової на динаміку параметрів у процесі випорожнення ділянки. Лур'є М.В., використовуючи метод характеристик, розв'язано задачу визначення кількості втраченого газу в процесі випорожнення ділянки газопроводу, однак знехтувано впливом профілю траси на кількість витраченого в процесі випорожнення газу [40].

Під час моделювання аварійного режиму роботи МГ важливою задачею є забезпечення коректності визначення параметрів газового потоку у вихідному січненні отвору в газопроводі [69]. Параметри газу на виході виток, подібно до параметрів газу на виході з продувної свічі, визначають за формулами Сен-Венана-Ванцеля [21,26,73,77]. У випадку розриву ділянки газопроводу на повне січення параметри на виході ділянки відповідають параметрам під час витікання газу в атмосферу через отвір, рівний внутрішньому діаметру газопроводу [69]. Для реальних газів у рівняння Сен-Венана-Ванцеля додатково вводиться коефіцієнт витрати. Немає одностайної думки щодо фізичних величин та явищ, які враховуються даним коефіцієнтом, тому його значення визначають за експериментальними даними [77].

1.3. Системи диспетчерського контролю та збору даних, їх будова та роль у процесі транспортування газу магістральними газопроводами

SCADA системи – це програмно-апаратний комплекс керування виробничим процесом та збору даних [31,107,108]. Основними задачами, які вирішуються SCADA системами, є:

- обмін даними в режимі реального часу з пристроями зв'язку з реальним об'єктом (даним пристроєм може бути як промисловий контролер, так і плата вводу/виводу);
- обробка інформації в режимі реального часу;
- відображення інформації в зрозумілій для людини формі;

- ведення бази даних технологічних параметрів у режимі реального часу;
- активізація аварійної сигналізації та сигналів тривоги;
- підготовка та генерування звітів про хід технологічного процесу;
- архівування технологічної інформації;
- забезпечення зв'язку з зовнішніми обчислювальними модулями, такими як системи управління базами даних, електронними таблицями, текстовими процесорами та ін.

Інколи SCADA системи комплектуються додатковим програмним забезпеченням для програмування промислових контролерів. Такі SCADA-системи називають інтегрованими (до їх назви додається термін SoftLogic).

Сучасні SCADA системи включають три основні структурні компоненти:

- віддалений термінал (Remote Terminal Unit) або програмований логічний контролер (programmable logic controller), який приєднується безпосередньо до контрольованого об'єкту і здійснює конвертацію сигналів вимірювального обладнання в цифровий вигляд; первинну обробку інформації та реагування в разі різкої невідповідності даних визначеним допустимим інтервалам у автоматичному режимі, надсилання цифрового сигналу в операційну обчислювальну систему;
- диспетчерський пункт управління (Master Terminal Unit, Master Station), на якому здійснюється обробка даних, отриманих від дистанційних терміналів; представлення її в доступному для розуміння вигляді на людино-машинному інтерфейсі; сприйняття управлінських команд диспетчера та формування управлінських сигналів для дистанційних терміналів;
- канали зв'язку (Communication systems), призначені для обміну даними між диспетчерським пунктом управління та віддаленими терміналами; в якості комунікаційних систем можна використовувати наступні канали передачі даних:
 - виділені лінії (власні або орендовані, мідні або оптиковолоконні);
 - власні радіомережі;
 - аналогові телефонні лінії;
 - цифрові ISDN мережі;

- мережі мобільного зв'язку.

На магістральних газопроводах SCADA системи почали встановлювати, починаючи з 1970-х років [99]. Термін SCADA еволюціонував разом із розвитком технологій автоматизації та управління технологічними процесами. На сучасному етапі під SCADA системами розуміють більше програмну частину людино-машинного інтерфейсу АСУ ТП.

На сучасному світовому ринку інколи програмне забезпечення технологічного обладнання має таку ж вартість, як саме обладнання. Тому на газотранспортних підприємствах провідних держав-транспортерів газу пострадянського простору намітилася тенденція до розробки вітчизняного програмного забезпечення для цифрової обробки даних систем телеметрії, дистанційного керування системами телемеханіки [31]. В першу чергу, перед програмістами була поставлена задача побудови зручного і доступного для диспетчера людино-машинного інтерфейсу, який дозволяє ефективно здійснювати керування технологічним процесом транспортування газу та контроль за характерними параметрами технологічного обладнання. Остання функція реалізована по принципу системи підтримки прийняття рішення, коли в разі виникнення певного порушення видається повідомлення про це та рекомендовані дії, які повинен здійснити оператор в цій виробничій ситуації [38,98]. Саме такі перспективи має система контролю за безаварійністю роботи магістральних газопроводів за даними моделювання в режимі реального часу.

Згідно розпоряджень Кабінету міністрів України «Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» та «Про схвалення Концепції розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009-2015 роки» здійснюється вибіркова реконструкція найважливіших вітчизняних магістральних газопроводів, яка за сучасними стандартами будівництва магістральних газопроводів передбачає обладнання всіх лінійних запірних вузлів засобами телемеханіки та телеметрії. Обробка даних системи телеметрії проводиться саме SCADA системами. Деякі вітчизняні газопроводи вже обладнані такими системами, однак на жодній з них не

проводиться контроль за безаварійністю роботи газопроводу за даними моделювання в режимі реального часу. Це зумовлено зокрема відсутністю методу розрахунку довільних режимів роботи газотранспортної системи з достатнім балансом між швидкістю проведення розрахунків та точністю і адекватністю отриманих результатів.

1.4. Формулювання мети досліджень та постановка задач

Таким чином, метою даної дисертаційної роботи є удосконалення технологічних процесів під час проведення аварійно-відновлювальних ремонтів лінійних ділянок складних газотранспортних систем.

У процесі досягнення поставленої мети сформульовано наступні задачі:

1) удосконалення математичної моделі лінійних ділянок газопроводу та агрегативно-імітаційного методу розрахунку складних газотранспортних систем;

2) виявлення аварійних витоків із магістральних газопроводів із пересіченим профілем траси з використанням штатного вимірювального обладнання на основі адаптивної математичної моделі;

3) удосконалення технології проведення підготовчих робіт перед виконанням аварійно-відновлювального ремонту лінійних ділянок складних газотранспортних систем;

4) дослідження впливу профілю траси газопроводу на характер нестационарного процесу в період випорожнення ділянки газопроводу;

5) удосконалення технології випробування на міцність і герметичність ділянок складної газотранспортної системи з пересіченим профілем траси після виконання аварійно-відновлювального ремонту;

6) експериментальні дослідження нестационарних процесів у складних газотранспортних системах.

РОЗДІЛ 2

УДОСКОНАЛЕННЯ МОДЕЛЕЙ ТА МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ПАРАМЕТРІВ
ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ ДЛЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ РЕЖИМІВ ЇХ
РОБОТИ

У найзагальнішому розумінні математичною моделлю будь-якого потоку газу є система рівнянь Нав'є-Стокса [1,2,92]. Це система нелінійних рівнянь у часткових похідних, точного аналітичного рішення якої не знайдено й досі. Тому в науці й техніці використовують наближені методи. Основним недоліком цих методів є їх неуніверсальність і погана обумовленість адекватності відображення ними технологічних процесів. На сьогодні існує велика кількість як наближених аналітичних, так і числових методів розв'язування системи рівнянь Нав'є-Стокса. Однак для кожного типу задач, пов'язаних із визначенням параметрів газового потоку, необхідний індивідуальний підхід у питаннях підбору конфігурації самих рівнянь та вибору раціонального методу їх розв'язування.

У процесі розрахунку параметрів руху газу в трубопроводі важливо наблизити результати моделювання до даних, отриманих вимірною обладнанням. За таких умов варто застосовувати методи адаптації математичних моделей ділянок магістрального газопроводу. В той же час для обґрунтування доцільності здійснення такого контролю необхідно володіти інформацією про динаміку змін параметрів газового потоку в процесі виникнення аварійних режимів роботи МГ. Для цього потрібно побудувати достатньо точну модель роботи ГТС під час роботи в нерозрахункових режимах, тобто на таких режимах, про які немає статистичної інформації.

Моделювання параметрів на вході та виході з компресорних станцій є однією з найважливіших передумов точності отримання результатів моделювання режимів роботи ГТС. Унаслідок зміни в часі характеристик нагнітачів на КС необхідно передбачити методи ідентифікації характеристик нагнітачів за диспетчерськими даними.

Розподіл параметрів ГТС залежить від конфігурації трубопровідної мережі та рівня її складності. Крім того, в процесі експлуатації систем її конфігурація може з часом змінюватись. Тому модель ГТС повинна включати модель співвідношень відповідних параметрів різних складових частин системи.

2.1. Удосконалення методу розрахунку процесу транспортування газу по лінійній ділянці газопроводу з пересіченим профілем траси

Нестационарний потік стисливої середовища описується рівняннями руху газу, котрі являють собою математичне формулювання законів збереження кількості руху, маси та енергії [1,4,96].

Ураховуючи те, що ми досліджуємо потік газу в нерухомій замкнутій області (трубопровід), доцільно для опису потоку газу використовувати позначення в Ейлерових змінних [2]. Вихідна система рівнянь руху природного газу у векторній формі має наступний вигляд [4,16,86]:

$$\frac{d}{dt}(\rho \mathbf{V}) = \rho \mathbf{f} + \nabla \cdot \Pi_{ij}; \quad (2.1)$$

$$\frac{d\rho}{dt} = 0; \quad (2.2)$$

$$\frac{d}{dt} \left(\rho e + \frac{\rho \mathbf{V}^2}{2} \right) = -\frac{\partial p}{\partial t} + \rho q_R - \nabla \cdot \mathbf{q} + \rho \mathbf{f} \cdot \mathbf{V} + \nabla \cdot (\Pi \cdot \mathbf{V}), \quad (2.3)$$

де ρ - густина газу; \mathbf{V} - вектор швидкості руху частинок газу в заданій точці потоку; t - час; \mathbf{f} - вектор питомої рівнодійної всіх масових сил, які діють на досліджуваний об'єм газу; Π - повний тензор напружень у точці потоку; e - питома внутрішня енергія газу; q_R - питома кількість тепла, отримана одиницею об'єму газу від зовнішнього джерела; \mathbf{q} - втрати тепла за рахунок теплопровідності.

Беручи до уваги припущення Нав'є-Стокса про зв'язок напружень зі швидкостями деформації об'єму реальної рідини, запишемо рівняння (2.1) – (2.3) у формі часткових похідних у прямокутній системі координат [1,65]

$$\begin{aligned}
 & \frac{\partial \rho v_x}{\partial t} + v_x \frac{\partial \rho v_x}{\partial x} + v_y \frac{\partial \rho v_x}{\partial y} + v_z \frac{\partial \rho v_x}{\partial z} = \rho f_x - \frac{\partial p}{\partial x} + \\
 & + \frac{\partial}{\partial x} \left[\mu \left(2 \frac{\partial v_x}{\partial x} - \frac{2}{3} \operatorname{div} \mathbf{v} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\mu \left(\frac{\partial v_x}{\partial y} + \frac{\partial v_y}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\mu \left(\frac{\partial v_x}{\partial z} + \frac{\partial v_z}{\partial x} \right) \right]; \\
 & \frac{\partial \rho v_y}{\partial t} + v_x \frac{\partial \rho v_y}{\partial x} + v_y \frac{\partial \rho v_y}{\partial y} + v_z \frac{\partial \rho v_y}{\partial z} = \rho f_y - \frac{\partial p}{\partial y} + \\
 & + \frac{\partial}{\partial y} \left[\mu \left(2 \frac{\partial v_y}{\partial y} - \frac{2}{3} \operatorname{div} \mathbf{v} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x} \left[\mu \left(\frac{\partial v_x}{\partial y} + \frac{\partial v_y}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\mu \left(\frac{\partial v_y}{\partial z} + \frac{\partial v_z}{\partial y} \right) \right]; \\
 & \frac{\partial \rho v_z}{\partial t} + v_x \frac{\partial \rho v_z}{\partial x} + v_y \frac{\partial \rho v_z}{\partial y} + v_z \frac{\partial \rho v_z}{\partial z} = \rho f_z - \frac{\partial p}{\partial z} + \\
 & + \frac{\partial}{\partial z} \left[\mu \left(2 \frac{\partial v_z}{\partial z} - \frac{2}{3} \operatorname{div} \mathbf{v} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x} \left[\mu \left(\frac{\partial v_x}{\partial z} + \frac{\partial v_z}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\mu \left(\frac{\partial v_y}{\partial z} + \frac{\partial v_z}{\partial y} \right) \right]; \\
 & \frac{\partial \rho}{\partial t} + v_x \frac{\partial \rho}{\partial x} + v_y \frac{\partial \rho}{\partial y} + v_z \frac{\partial \rho}{\partial z} + \rho \left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right) = 0; \\
 & \frac{\partial}{\partial t} \left[\rho \left(e + \frac{\rho v^2}{2} \right) \right] + v_x \frac{\partial}{\partial x} \left[\rho \left(e + \frac{\rho v^2}{2} \right) \right] + v_y \frac{\partial}{\partial y} \left[\rho \left(e + \frac{\rho v^2}{2} \right) \right] + v_z \frac{\partial}{\partial z} \left[\rho \left(e + \frac{\rho v^2}{2} \right) \right] = \rho q_R + \\
 & + \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial y} + \frac{\partial T}{\partial z} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial y} + \frac{\partial T}{\partial z} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial T}{\partial y} + \frac{\partial T}{\partial z} \right) \right] + \\
 & + \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{2}{3} \mu \left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right)^2 + 2\mu \left(\frac{\partial v_x}{\partial x} \right)^2 + 2\mu \left(\frac{\partial v_y}{\partial y} \right)^2 + 2\mu \left(\frac{\partial v_z}{\partial z} \right)^2 + \\
 & + \mu \left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_y}{\partial y} \right)^2 + \mu \left(\frac{\partial v_x}{\partial x} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right)^2 + \mu \left(\frac{\partial v_y}{\partial y} + \frac{\partial v_z}{\partial z} \right)^2,
 \end{aligned} \tag{2.4}$$

де f_x, f_y, f_z - проекції рівнодійної всіх масових сил, що діє на частинки газу; μ - динамічна в'язкість газу.

Рівняння стану газу представимо наступною залежністю [29,84]

$$p = z\rho RT, \tag{2.5}$$

де R - стала газу; z - коефіцієнт стисливості газу.

Таким чином, (2.4) являє систему рівнянь руху реального газу. Складові системи рівнянь (2.4), а саме $v_x, v_y, v_z, p, T, \rho$, є параметрами газового потоку і, відповідно, шуканими величинами в процесі розрахунку режимів роботи магістральних газопроводів.

Із метою конкретизації процесу теплообміну між природнім газом і оточуючим газопровід середовищем додатково вводиться рівняння теплопровідності для стінки трубопроводу [14,32,53,96]

$$\rho_{cm} \frac{di_{cm}}{dt} = \rho q_{cmR} + \operatorname{div}(\lambda_{cm} \operatorname{grad} T_{cm}), \quad (2.6)$$

де i_{cm} - питома ентальпія стінки труби; λ_{cm} - теплопровідність матеріалу труб; T_{cm} - температура в нескінченно малому об'ємі труби; q_{cmR} - швидкість притоку тепла до стінки труби ззовні. Дане рівняння в диференціальній формі має наступний вигляд

$$\begin{aligned} C_{cm} \rho_{cm} \frac{\partial T_{cm}}{\partial t} = \rho q_R + \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda_{cm} \left(\frac{\partial T_{cm}}{\partial x} + \frac{\partial T_{cm}}{\partial y} + \frac{\partial T_{cm}}{\partial z} \right) \right] + \\ + \frac{\partial}{\partial y} \left[\lambda_{cm} \left(\frac{\partial T_{cm}}{\partial x} + \frac{\partial T_{cm}}{\partial y} + \frac{\partial T_{cm}}{\partial z} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\lambda_{cm} \left(\frac{\partial T_{cm}}{\partial x} + \frac{\partial T_{cm}}{\partial y} + \frac{\partial T_{cm}}{\partial z} \right) \right], \end{aligned} \quad (2.7)$$

де C_{cm} - теплоємність стінки трубопроводу. Коефіцієнти C_{cm}, λ_{cm} приймаються незалежними від температури труби, враховуючи відносно невеликий діапазон зміни їх значень, і вибираються з довідників [80].

Таким чином до системи рівнянь (2.4) додаємо рівняння (2.7) і, відповідно, ще одну шукану величину, а саме T_{cm} , до переліку невідомих величин $v_x, v_y, v_z, p, T, \rho$.

Розглянемо рух газу на прямолінійній ділянці магістрального газопроводу. Введемо прямокутну систему координат так, щоб вісь OX була напрямлена вздовж осі трубопроводу, а вісь OZ – у напрямку, протилежному вектору дії сили тяжіння.

Застосовуючи загальноприйнятий підхід для моделювання газодинамічних процесів на ділянках магістральних газопроводів [14,32,71,96], розглядаємо рівняння рух газу в одновимірній постановці. Для спрощення, у подальшому позначатимемо v_x через v .

Тоді система рівнянь (2.4), (2.7) матиме наступний вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + v \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = -\rho f_x - \frac{\partial p}{\partial x} - \frac{4}{3} \frac{\partial}{\partial x} \left[\mu \left(\frac{\partial v}{\partial x} \right) \right]; \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} = 0; \\ \frac{\partial \left[\rho \left(e + \frac{\rho v^2}{2} \right) \right]}{\partial t} + v \frac{\partial \left[\rho \left(e + \frac{\rho v^2}{2} + \frac{p}{\rho} \right) \right]}{\partial x} = \rho q_R + \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right) \right] - \frac{4}{3} \mu \left(\frac{\partial v}{\partial x} \right)^2 - \rho v f_x; \\ C_{cm} \rho_{cm} \frac{\partial T_{cm}}{\partial t} = \lambda_{cm} \frac{\partial^2 T_{cm}}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_1}{\pi D_3^2 / 4} (T - T_{cm}) + \frac{\pi D_3 \alpha_2}{\pi D_3^2 / 4} (T_{oc} - T_{cm}). \end{array} \right. \quad (2.8)$$

Вираз у першому рівнянні системи (2.8), що характеризує вплив сили тертя на параметри газового потоку, замінимо наслідком із формули Дарсі-Вейсбаха, записаної для природного газу [4,17], згідно з якою

$$\frac{4}{3} \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial v}{\partial x} \right) = \rho v \frac{\xi v}{2D}, \quad (2.9)$$

де ξ - коефіцієнт гідравлічного опору.

$$\rho \frac{d}{dt} \left(e + \frac{p}{\rho} \right) = \rho \frac{di}{dt}, \quad (2.10)$$

де i - питома ентальпія газу [4,53].

Повний диференціал ентальпії дорівнює [1,37]:

$$\frac{di}{dt} = \left(\frac{\partial i}{\partial p} \right)_T \frac{dp}{dt} + \left(\frac{\partial i}{\partial T} \right)_p \frac{dT}{dt} = \left[\frac{1}{\rho} - T \left(\frac{\partial(1/\rho)}{\partial T} \right)_p \right] \frac{dp}{dt} + C_p \frac{dT}{dt} = C_p D_j \frac{dp}{dt} + C_p \frac{dT}{dt}, \quad (2.11)$$

де C_p - питома ізобарна теплоємність газу; D_j - коефіцієнт Джоуля-Томпсона, вибирається з довідників [22,54].

Масові сили, що діють на потік газу вздовж напрямку його руху, представлені проекцією на вісь OX сили тяжіння

$$f_x = g \frac{dz}{dx}, \quad (2.12)$$

де g - прискорення вільного падіння; z - висотні положення точок на трубопроводі.

Після врахування наведених допущень система рівнянь (2.8) набуде вигляду

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} = - \frac{\partial(\rho v^2)}{\partial x} - \frac{\partial p}{\partial x} - \rho v \frac{\xi |v|}{2D} - \rho g \frac{dz}{dx}; \quad (2.13)$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial \rho}{\partial T} \frac{\partial T}{\partial t} = - \frac{\partial(\rho v)}{\partial x}; \quad (2.14)$$

$$\begin{aligned} \rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p \frac{\partial(vT)}{\partial x} + \frac{dp}{dt} (\rho C_p D_j) = \\ = - \frac{\partial P}{\partial t} + \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial \lambda}{\partial T} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial \lambda}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{4\alpha_1}{D} (T_{cm} - T); \end{aligned} \quad (2.15)$$

$$C_{cm} \rho_{cm} \frac{\partial T_{cm}}{\partial t} = \lambda_{cm} \frac{\partial^2 T_{cm}}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_1}{\pi D_3^2 / 4} (T - T_{cm}) + \frac{\pi D_3 \alpha_2}{\pi D_3^2 / 4} (T_{oc} - T_{cm}), \quad (2.16)$$

де D - внутрішній діаметр газопроводу; D_0 - зовнішній діаметр газопроводу; α_1 - коефіцієнт тепловіддачі від газу до внутрішньої поверхні стінки газопроводу; α_2 - коефіцієнт тепловіддачі від зовнішньої поверхні стінки газопроводу до оточуючого газопровід ґрунту; T_{oc} - температура середовища оточуючого газопровід.

За умови

$$M = \rho v \frac{\pi D^2}{4}, \quad (2.17)$$

де M – масова витрата в газопроводі, рівняння (2.13) і (2.14) матимуть наступний вид

$$\frac{\partial M}{\partial t} = -v \frac{\partial M}{\partial x} - \frac{\pi D^2}{4} \frac{\partial \rho}{\partial x} - \frac{\xi |v|}{2D} M - \rho \frac{\pi D^2}{4} g \frac{dz}{dx}; \quad (2.18)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = -\frac{1}{\pi D^2 / 4} \frac{1}{\partial \rho / \partial p} \frac{\partial M}{\partial x} - \frac{\partial \rho / \partial T}{\partial \rho / \partial p} \frac{\partial T}{\partial t}. \quad (2.19)$$

Система рівнянь (2.9), (2.15), (2.16), (2.18), (2.19) дозволяє отримати розподіл параметрів газового потоку для ділянки магістрального газопроводу в просторі та часі. В силу того, що дана система диференціальних нелінійна, аналітичний розв'язок для неї побудувати неможливо. Тому в науці й на практиці користуються наближеними методами розв'язування цих рівнянь. Здійснимо перехід від системи рівнянь (2.18), (2.19), (2.15), (2.16) до її наближеного виду шляхом припущення щодо квазілінійності даної системи [66].

Серед великого набору числових методів розв'язування лінійних диференціальних рівнянь загальноприйнятим є метод сіток [2,14,71,96]. Для запису різницевого аналогу рівнянь (2.18), (2.19), (2.15), (2.16) застосуємо неявну схему розбиття з другим порядком точності по x . Оскільки по τ у системі рівнянь

маємо тільки першу похідну, то для забезпечення другого порядку точності апроксимації по τ необхідно застосувати метод “предиктор-коректор” [14,24,96].

У разі використання методу сіток для визначення значень параметрів ГТС під час перебігу на них різко виражених нестационарних процесів (якими є аварійні режими) для уникнення нестійкості різницевої схеми необхідно виконувати локальне згущення сітки дискретизації областей визначення параметрів. Різницевій дискретизації з нерівномірною сіткою розбиття підлягають рівняння (2.15), (2.16), (2.18) та (2.19) [2,39,71].

Як свідчать дослідження, в разі виникнення різко виражених нестационарних процесів у трубопроводі малозначущі складові рівняння (2.15) викликають осциляцію результатів числового моделювання процесу газопередачі. Це призводить до нестійкості схеми, тому в момент виникнення збурення доцільно виключити їх із системи рівнянь.

Враховуючи наведені зауваження різницева схема рівнянь руху газу для точок в середині області дискретизації по x і τ матиме вигляд

$$\begin{aligned} \frac{M(x_i, t_{j+1}) - M(x_i, t_j)}{\Delta t_j} = & -v(x_i, t_{j+1}) \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\pi D^2}{4} \times \\ & \times \frac{p(x_{i+1}, t_j) - p(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\xi |v(x_i, t_{j+1})|}{2D} M(x_i, t_{j+1}) - g \frac{\pi D^2}{4} \frac{1}{2} \times \\ & \times \left[\frac{\rho(x_{i-1}, t_{j+1}) + \rho(x_i, t_{j+1})}{2} \frac{(z_i - z_{i-1})}{\Delta x} + \frac{\rho(x_i, t_{j+1}) + \rho(x_{i+1}, t_{j+1})}{2} \frac{(z_{i+1} - z_i)}{\Delta x} \right]; \end{aligned} \quad (2.20)$$

$$\begin{aligned} \frac{p(x_i, t_{j+1}) - p(x_i, t_j)}{\Delta t_j} = & - \frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \\ & - \frac{\partial \rho}{\partial T} \frac{T(x_i, t_{j+1}) - T(x_i, t_j)}{\Delta t_j}; \end{aligned} \quad (2.21)$$

$$\rho C_p \frac{T(x_i, t_{j+1}) - T(x_i, t_j)}{\Delta t_j} + \rho C_p v \frac{T(x_{i+1}, t_{j+1}) - T(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} = \frac{4 \alpha_1 \pi D}{\pi D^2} (T_{cm}(x_i, t_{j+1}) - T(x_i, t_{j+1})); \quad (2.22)$$

$$C_{cm} \rho_{cm} \frac{T_{cm}(x_i, t_{j+1}) - T_{cm}(x_i, t_j)}{\Delta t_j} = \frac{\Delta x_{j-1} T_{cm}(x_{i+1}, t_{j+1}) - (\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) T_{cm}(x_i, t_{j+1}) + \Delta x_i T_{cm}(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} \times$$

$$\times \lambda_{cm} + \frac{\pi D \alpha_1}{\pi D_3^2 / 4} (T(x_i, t_{j+1}) - T_{cm}(x_i, t_{j+1})) + \frac{\pi D_3 \alpha_2}{\pi D_3^2 / 4} (T_{oc} - T_{cm}(x_i, t_{j+1})). \quad (2.23)$$

Наведені рівняння розв'язуються методом послідовних наближень. На кожному наближенні коефіцієнти біля шуканих величин згідно припущення про квазілінійність системи (2.15), (2.16), (2.18), (2.19) приймаються сталими і в процесі переходу до наступного наближення корегуються.

Систему алгебраїчних рівнянь (2.20)-(2.23) розв'яжемо методом прогонки [10,96]. Для прямого ходу прогонки необхідно звести дану систему рівнянь до рівняння з однією змінною [10].

Температура газу (відповідно і температура стінки газопроводу) під час перебігу нестационарного процесу змінюються значно повільніше, ніж тиск та масова витрата газу. Тому для спрощення зведення системи (2.20)-(2.23) до рівняння з однією змінною доцільно розглядати потік ізотермічним, а його неізотермічність враховувати шляхом корегування розподілу температури газу та стінки трубопроводу методом послідовних наближень.

Беручи до уваги вищесказане, рівняння (2.21) набуде наступного вигляду

$$\frac{p(x_i, t_{j+1}) - p(x_i, t_j)}{\Delta t_j} = - \frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)}. \quad (2.24)$$

Вибір змінної для рівняння, до якого необхідно звести систему рівнянь (2.20), (2.24), здійснюється залежно від наявних граничних умов. Розглянемо послідовно всі можливі варіанти граничних умов.

Найбільшого прикладного значення для експлуатаційних режимів магістральних газопроводів має наступна конфігурація граничних умов [24,84,90]: $p(0, t); M(l, t)$, де l - довжина ділянки газопроводу. Враховуючи те, що граничні

умови подані для обох змінних, вибір змінної для зведення системи рівнянь (2.20), (2.24) до одного рівняння не грає ролі.

Продиференціюємо праву і ліву частини, рівняння (2.19) спрощено по аналогії з (2.24) по x і подано отримане диференціальне рівняння у вигляді різницевого аналогу

$$\begin{aligned} & \frac{p(x_{i+1}, t_{j+1}) - p(x_{i+1}, t_j) - p(x_{i-1}, t_{j+1}) + p(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_i + \Delta x_{i-1}) \Delta t} = \\ & = - \frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho / \partial p}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} \frac{\Delta x_{i-1} M(x_{i+1}, t_{j+1}) - (\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) M(x_i, t_{j+1}) + \Delta x_i M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i}. \end{aligned} \quad (2.25)$$

Підставивши рівняння (2.25) у (2.20), отримаємо систему n рівнянь із n невідомими $M(x_i, t_{j+1})$ для точок розбиття ділянки магістрального газопроводу

$$\begin{aligned} & - \frac{(M(x_i, t_{j+1}) - M(x_i, t_j))}{\Delta t_j} - v \frac{(M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1}))}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} + \\ & + \frac{\Delta t}{\partial \rho / \partial p} \frac{\Delta x_{i-1} M(x_{i+1}, t_{j+1}) - (\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) M(x_i, t_{j+1}) + \Delta x_i M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_i \Delta x_{i-1}^2} - \\ & - \frac{\pi D^2}{4} \frac{p(x_{i+1}, t_j) - p(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{|v| \xi}{2D} M(x_i, t_{j+1}) - \\ & - \frac{1}{2} \left(\frac{\rho(x_{i-1}, t_{j+1}) + \rho(x_i, t_{j+1})}{2} \frac{h_i - h_{i-1}}{\Delta x_{i-1}} + \frac{\rho(x_i, t_{j+1}) + \rho(x_{i+1}, t_{j+1})}{2} \frac{h_{i+1} - h_i}{\Delta x_i} \right) = 0. \end{aligned}$$

Провівши заміну, отримаємо:

$$- B_{1i} M(x_{i+1}, t_{j+1}) + B_{2i} M(x_i, t_{j+1}) - B_{3i} M(x_{i-1}, t_{j+1}) = B_{4i}, \quad (2.26)$$

$$\text{де } B_{1i} = \frac{v}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\Delta t}{\Delta x_i \Delta x_{i-1}} \frac{\partial \rho}{\partial p}; \quad B_{2i} = -\frac{1}{\Delta t} - \frac{\Delta t (\Delta x_i + \Delta x_{i-1})}{\frac{\partial \rho}{\partial p} \Delta x_i \Delta x_{i-1}^2} - \frac{|v| \xi}{2D};$$

$$B_{3i} = -\frac{v}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\Delta t}{\Delta x_{i-1}^2} \frac{\partial \rho}{\partial p}; \quad B_{4i} = -\frac{M(x_i, t_j)}{\Delta t} + \frac{\pi D^2}{4} \frac{p(x_{i+1}, t_j) - p(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} +$$

$$+ \frac{1}{2} \left(\frac{\rho(x_{i-1}, t_{j+1}) + \rho(x_i, t_{j+1})}{2} \frac{h_i - h_{i-1}}{\Delta x_{i-1}} + \frac{\rho(x_i, t_{j+1}) + \rho(x_{i+1}, t_{j+1})}{2} \frac{h_{i+1} - h_i}{\Delta x_i} \right); \quad i = 1 \dots n.$$

Пряма прогонка здійснюється шляхом перетворення системи рівнянь (2.28) у систему рівнянь виду

$$M(x_{i+1}, t_{j+1}) - E_{i+1} \cdot M(x_i, t_{j+1}) = F_{i+1}, \quad \text{де } i = 1 \dots n. \quad (2.27)$$

Перетворимо рівняння (2.27) і запишемо його для двох сусідніх точок на ділянці:

$$M(x_{i+1}, t_{j+1}) = E_{i+1} \cdot M(x_i, t_{j+1}) + F_{i+1}, \quad (2.28)$$

$$M(x_i, t_{j+1}) = E_i \cdot M(x_{i-1}, t_{j+1}) + F_i. \quad (2.29)$$

Виразивши з рівняння (2.26) значення $M(x_{i+1}, t_{j+1})$ підставимо його в (2.29) і після перетворень отримаємо наступний вираз

$$M(x_i, t_{j+1}) = \frac{B_{3i}}{B_{2i} - B_{1i} \cdot E_{i+1}} M(x_{i-1}, t_{j+1}) + \frac{B_{4i} + B_{1i} F_{i+1}}{B_{2i} - B_{1i} E_{i+1}}. \quad (2.30)$$

Порівнявши (2.29) і (2.30) ми отримаємо наступні рекурентні співвідношення для обчислення E_i і F_i

$$E_i = \frac{B_{3i}}{B_{2i} - B_{1i} \cdot E_{i+1}}; \quad F_i = \frac{B_{4i} + B_{1i} F_{i+1}}{B_{2i} - B_{1i} E_{i+1}}. \quad (2.31)$$

Для визначення E_n і F_n використовуються граничні умови. Оскільки $M(x_n, t_{j+1})$ задається в умові задачі в якості граничної умови, то, з огляду на вид системи рівнянь (2.27), для виключення впливу на значення $M(x_n, t_{j+1})$ інших граничних умов ($p(0, t), T(0, t), T_{cm}(0, t)$) необхідно, щоб виконувались умови

$$E_{i+1} = E_n = 0; \quad F_{i+1} = F_n = M(x_{i+1}, t_{k+1}). \quad (2.32)$$

Тоді, за формулами (2.31) визначаємо значення коефіцієнтів E і F для всіх точок ділянки газопроводу.

Таким чином, маючи значення коефіцієнтів системи рівнянь (2.29), для визначення розподілу масової витрати по довжині в момент часу t_{j+1} необхідно мати значення M хоча б в одній точці ділянки газопроводу, крім останньої (в силу (2.32)).

Ураховуючи те, що на початку ділянки газопроводу граничною умовою є $p(0, t)$, згідно формули (2.19) маємо граничну умову Неймана відносно $M(0, t)$. Таким чином, для визначення $M(0, t)$ необхідно розв'язати рівняння (2.19), записане для початкової точки ділянки ($x = x_1$). Тоді різницева схема (2.24) для початкової точки ділянки газопроводу, враховуючи припущення щодо ізотермічності потоку газу для прямої прогонки, матиме вигляд

$$\frac{4}{\pi D^2 \frac{\partial \rho}{\partial p}} \frac{M(x_2, t_{j+1}) - M(x_1, t_{j+1})}{\Delta x_1} = \frac{p(x_1, t_{j+1}) - p(x_1, t_j)}{\Delta t_j}. \quad (2.33)$$

Різницева схема (2.33) рівняння (2.21) (із припущенням щодо ізотермічності процесу по аналогії з (2.24)) має 1-й порядок апроксимації першої похідної по x . Внаслідок різниці порядків апроксимації диференціальних рівнянь (2.21) і (2.24) результат різницевої апроксимації, а саме, розподіл параметрів в просторі, характеризується немонотонністю, яка зростає по часу. Для вирівнювання порядків різницевої апроксимації граничної умови Неймана з

різницевою апроксимацією співвідношень внутрішніх точок сітки необхідно ввести уявну точку за межами сітки. Тоді рівняння (2.33) матиме вигляд

$$-\frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{M(x_2, t_{j+1}) - M(x_0, t_{j+1})}{(\Delta x_1 + \Delta x_0)} = \frac{p(x_1, t_{j+1}) - p(x_1, t_j)}{\Delta t_j}, \quad (2.33a)$$

де $M(x_0, t_{j+1})$ - масова витрата в уявній точці системи. Приймаємо, що уявна ділянка між точками 0 і 1 характеризується такими ж геометричними характеристиками (внутрішній діаметр труби, довжина, різниця геодезичних висот початку і кінця ділянки), як і ділянка між точками 1 та 2. У першому наближенні приймаємо наступне значення параметрів в уявній точці:

$$A(x_0, t_{j+1}) = \left[\frac{(A(x_3, t_{j+1}) - A(x_2, t_{j+1}))}{\Delta x_2 \Delta x_1} - \frac{(A(x_2, t_{j+1}) - A(x_1, t_{j+1}))}{\Delta x_1^2} - \frac{(A(x_2, t_{j+1}) - A(x_1, t_{j+1}))}{\Delta x_1 \Delta x_0} \right] \Delta x_0^2 + A(x_1, t_{j+1}), \quad \text{де } A = p, M, T, T_{CT}. \quad (2.33b)$$

Зважаючи на те, що дана модель повинна використовуватись з метою розрахунку параметрів аварійних режимів роботи ГТС, необхідно додатково передбачити можливість адекватного відображення різкого фронту зміни параметрів газового потоку.

Таким чином, записавши разом рівняння (2.33) та рівняння (2.28) і (2.29) для $i=1$, отримаємо систему трьох алгебраїчних рівнянь із трьома невідомими: $M(x_0, t_{j+1})$, $M(x_1, t_{j+1})$ і $M(x_2, t_{j+1})$.

Обчисливши значення $M(x_0, t_{j+1})$, здійснюємо обернений хід прогонки, тобто підставляємо значення $M(x_0, t_{j+1})$ у систему рівнянь (2.27) і визначаємо розподіл масової витрати по довжині ділянки газопроводу в момент часу $t = t_{j+1}$.

Користуючись рівняннями (2.21)-(2.23), визначаємо величини $p(x_i, t_{j+1})$, $T(x_i, t_{j+1})$, $T_{cm}(x_i, t_{j+1})$, де $i = 1 \dots n$.

$$p(x_i, t_{j+1}) = p(x_i, t_j) - \Delta t_j \frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho / \partial p}{\partial p} \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} - \frac{\partial \rho / \partial T}{\partial \rho / \partial p} (T(x_i, t_{j+1}) - T(x_i, t_j)); \quad (2.34)$$

$$T(x_i, t_{j+1}) = \frac{\left(\rho C_p \frac{T(x_i, t_j)}{\Delta t_j} - \rho C_p v \frac{T(x_{i+1}, t_{j+1}) - T(x_{i-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} + \frac{4\alpha_1 \pi D}{\pi D^2} T_{cm}(x_i, t_{j+1}) \right)}{\left(\frac{\rho C_p}{\Delta t} + \frac{4\alpha_1 \pi D}{\pi D^2} \right)}; \quad (2.35)$$

$$T_{cm}(x_i, t_{j+1}) = \left(C_{cm} \rho_{cm} \frac{T_{cm}(x_i, t_j)}{\Delta t} + \lambda_{cm} \frac{\Delta x_{i-1} T_{cm}(x_{i+1}, t_{j+1}) + \Delta x_i T_{cm}(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} + \frac{\pi D \alpha_1}{\pi D_3^2 / 4} T(x_i, t_{j+1}) + \frac{\pi D_3 \alpha_2}{\pi D_3^2 / 4} T_{oc} \right) \left/ \left(C_{cm} \rho_{cm} \frac{1}{\Delta t} + \lambda_{cm} \frac{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} + \frac{\pi D \alpha_1}{\pi D_3^2 / 4} + \frac{\pi D_3 \alpha_2}{\pi D_3^2 / 4} \right) \right. \quad (2.36)$$

Для точки $i=n$ ці залежності запишуться в наступному виді

$$p(x_i, t_{j+1}) = p(x_i, t_j) - \Delta t_j \frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho / \partial p}{\partial p} \frac{M(x_i, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}} - \frac{\partial \rho / \partial T}{\partial \rho / \partial p} (T(x_i, t_{j+1}) - T(x_i, t_j)); \quad (2.37)$$

$$T(x_i, t_{j+1}) = \frac{\left(C_p \frac{T(x_i, t_j)}{\Delta t_j} + C_p v \frac{T(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}} + \frac{4\alpha_1 \pi D}{\pi D^2} T_{cm}(x_i, t_{j+1}) \right)}{\left(\frac{C_p}{\Delta t} + \frac{C_p v}{\Delta x_{i-1}} + \frac{4\alpha_1 \pi D}{\pi D^2} \right)}; \quad (2.38)$$

$$T_{cm}(x_i, t_{j+1}) = \left(C_{cm} \rho_{cm} \frac{T_{cm}(x_i, t_j)}{\Delta t} + \lambda_{cm} \frac{T_{cm}(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2} + \frac{\pi D \alpha_1}{\pi D_3^2 / 4} T(x_i, t_{j+1}) + \frac{\pi D_3 \alpha_2}{\pi D_3^2 / 4} T_{OC} \right) \left/ \left(C_{cm} \rho_{cm} \frac{1}{\Delta t} - \frac{\lambda_{cm}}{\Delta x_{i-1}^2} + \frac{\pi D \alpha_1}{\pi D_3^2 / 4} + \frac{\pi D_3 \alpha_2}{\pi D_3^2 / 4} \right) \right. \quad (2.39)$$

У формулах (2.26), (2.34)-(2.36) для визначення розподілу параметрів газового потоку в момент часу t_{j+1} користуються значеннями параметрів у момент часу t_j , де $j = 0 \dots m$. Для $j=0$ розподіл параметрів $p(x_i, t_j)$, $T(x_i, t_j)$, $T_{cm}(x_i, t_j)$, $M(x_i, t_j)$ називають початковими умовами. Залежно від умови задачі початкові умови можуть бути задані до моменту часу t_0 або обчислені з припущенням, що у момент часу t_0 по всій ділянці газопроводу здійснюється стаціонарний процес транспортування газу. Для останнього випадку система рівнянь (2.13)-(2.16) приводиться до стаціонарного виду

$$\frac{\pi D^2}{4} \frac{\partial p}{\partial x} = - \frac{\xi |v|}{2D} M - \rho g \frac{dz}{dx}; \quad (2.40)$$

$$\rho C_p \frac{\partial(Tv)}{\partial x} = \frac{4\alpha_1}{D} (T_{cm} - T); \quad (2.41)$$

$$-\lambda_{cm} \frac{\partial^2 T_{cm}}{\partial x^2} = \frac{\pi D \alpha_1}{\pi D_3^2 / 4} (T - T_{cm}) + \frac{\pi D_3 \alpha_2}{\pi D_3^2 / 4} (T_{OC} - T_{cm}). \quad (2.42)$$

Різницевий аналог даної системи матиме вигляд

$$\frac{\pi D^2}{4} \frac{p_{i+1} - p_{i-1}}{(\Delta x_i + \Delta x_{i-1})} = - \frac{\xi_i |v|}{2D} M - \rho_i g \left(\frac{h_{i+1} - h_i}{\Delta x_i} + \frac{h_i - h_{i-1}}{\Delta x_{i-1}} \right); \quad (2.43)$$

$$\rho_i C_{p_i} v_i \frac{T_{i+1} - T_{i-1}}{(\Delta x_i + \Delta x_{i-1})} = \frac{4\alpha_1 \pi D}{\pi D^2} (T_{cm}(x_i, t_{j+1}) - T(x_i, t_{j+1})); \quad (2.44)$$

$$\begin{aligned}
& - \lambda_{cm} \frac{\Delta x_{i-1} T_{cm}(x_{i+1}, t_{j+1}) - T_{cm}(x_{i-1}, t_{j+1}) (\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) + \Delta x_i T_{cm}(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} = \\
& = \frac{\pi D \alpha_1}{\pi D_3^2 / 4} (T(x_i, t_{j+1}) - T_{cm}(x_i, t_{j+1})) + \frac{\pi D_3 \alpha_2}{\pi D_3^2 / 4} (T_{OC} - T_{cm}(x_i, t_{j+1}))
\end{aligned} \tag{2.45}$$

Використовуючи граничні умови, записані для моменту часу $t = t_0$, визначаємо розподіл газового потоку за рекурентними формулами

$$p_{i+1} = p_{i-1} - \frac{4(\Delta x_i + \Delta x_{i-1}) \xi_i |v|}{\pi D^2} M - \frac{4(\Delta x_i + \Delta x_{i-1})}{\pi D^2} \rho_i g \left(\frac{h_{i+1} - h_i}{\Delta x_i} + \frac{h_i - h_{i-1}}{\Delta x_{i-1}} \right); \tag{2.46}$$

$$T(x_i, t_j) = \frac{\left(-\rho C_p v \frac{(T(x_{i+1}, t_j) - T(x_{i-1}, t_j))}{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)} + \frac{4\alpha_1 \pi D}{\pi D^2} T_{cm}(x_i, t_j) \right)}{\left(\frac{4\alpha_1 \pi D}{\pi D^2} \right)}; \tag{2.47}$$

$$T_{cm}(x_i, t_{j+1}) = \frac{\left(\lambda_{cm} \frac{\Delta x_{i-1} T_{cm}(x_{i+1}, t_{j+1}) + \Delta x_i T_{cm}(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} + \frac{\pi D \alpha_1}{\pi D_3^2 / 4} T(x_i, t_{j+1}) + \frac{\pi D_3 \alpha_2}{\pi D_3^2 / 4} T_{OC} \right)}{\lambda_{cm} \frac{(\Delta x_{i-1} + \Delta x_i)}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} + \frac{\pi D \alpha_1}{\pi D_3^2 / 4} + \frac{\pi D_3 \alpha_2}{\pi D_3^2 / 4}}. \tag{2.48}$$

Для точки $i=n$ формули (2.46)-(2.48) матимуть наступний вигляд

$$p_i = p_{i-1} - \frac{4(\Delta x_{i-1}) \xi_i |v|}{\pi D^2} M - \frac{4(\Delta x_{i-1})}{\pi D^2} \rho_i g \left(\frac{h_i - h_{i-1}}{\Delta x_{i-1}} \right); \tag{2.49}$$

$$T(x_i, t_j) = \frac{\left(\rho C_p v \frac{T(x_{i-1}, t_j)}{\Delta x_{i-1}} + \frac{4\alpha_1 \pi D}{\pi D^2} T_{cm}(x_i, t_j) \right)}{\left(\frac{\rho C_p v}{\Delta x_{i-1}} + \frac{4\alpha_1 \pi D}{\pi D^2} \right)}; \tag{2.50}$$

$$T_{cm}(x_{i+1}, t_{j+1}) = \left(\lambda_{cm} \frac{\Delta x_i T_{cm}(x_{i-1}, t_{j+1}) - (\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) T_{cm}(x_i, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} + \frac{\pi D \alpha_1}{\pi D_3^2 / 4} (T(x_i, t_{j+1}) - T_{cm}(x_i, t_{j+1})) + \frac{\pi D_3 \alpha_2}{\pi D_3^2 / 4} (T_{oc} - T_{cm}(x_i, t_{j+1})) \right) / - \lambda_{cm} \frac{1}{\Delta x_{i-1} \Delta x_i} \quad (2.51)$$

Таким чином, використовуючи формули (2.30)-(2.39) можна проводити розрахунок параметрів газового потоку на ділянці МГ за заданим розподілом у часі тиску, температури газу і стінки труби на початку та його масової витрати в кінці ділянки.

Розглянемо задачу визначення розподілу параметрів газового потоку для граничних умов $M(0, t), M(l, t)$.

Розрахунок параметрів газового потоку здійснюється в тій же послідовності, як і для граничних умов $p(0, t), M(l, t)$ з однією особливістю. Внаслідок того, що в початковій точці маємо граничну умову Діріхле для масової витрати, необхідність розв'язування рівняння (2.33) відпадає, тому для здійснення оберненого ходу прогонки використовуємо співвідношення

$$M(x_1, t_{j+1}) = M(0, t). \quad (2.49)$$

Дещо інші залежності використовуються для розв'язування задачі з граничними умовами виду $M(0, t), p(l, t)$. У цьому випадку під час прямої прогонки система рівнянь (2.28) замінюється рівняннями виду

$$M(x_i, t_{j+1}) = E_i M(x_{i+1}, t_{j+1}) + F_i; \quad (2.50)$$

$$M(x_{i-1}, t_{j+1}) = E_{i-1} M(x_i, t_{j+1}) + F_{i-1}. \quad (2.51)$$

Тоді для E_i і F_i ми отримаємо наступні залежності.

$$E_i = \frac{B_{1i}}{R - R - F}; \quad F_i = \frac{B_{4i} + B_{3i} F_{i+1}}{R - R - F}. \quad (2.52)$$

Оскільки маємо граничну умову Діріхле на початку газопроводу, то по аналогії з (2.32)

$$E_i = 0; \quad F_i = M(0, t). \quad (2.53)$$

Таким чином, за формулами (2.32) визначаються значення E_i і F_i , де $i = 1 \dots n$.

Укінці ділянки газопроводу маємо умову Неймана, тому запишемо рівняння (2.33) для точки x_n

$$-\frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{M(x_{n+1}, t_{j+1}) - M(x_{n-1}, t_{j+1})}{(\Delta x_{n-1} + \Delta x_n)} = \frac{p(x_n, t_{j+1}) - p(x_n, t_j)}{\Delta t_j}, \quad (2.54)$$

де $M(x_{n+1}, t_{j+1})$ - значення масової витрати в уявній точці x_{n+1} .

Із системи рівнянь (2.49), (2.50) для $i = n$ і (2.54) визначаємо значення $M(x_{n+1}, t_{j+1})$ і здійснюємо обернений хід прогонки, тобто визначаємо розподіл масової витрати по довжині ділянки газопроводу в момент часу $t = t_{j+1}$.

Якщо граничні умови мають вид $p(0, t), p(l, t)$, тобто на обох кінцях маємо умови Неймана для $M(x, t)$, то розв'язати систему рівнянь (2.28) із другим порядком точності апроксимації по x є неможливо.

Тому для рівняння, до якого зводимо систему рівнянь (2.20), (2.24), приймаємо в якості змінної величину $p(x, t)$. Для цього продиференціюємо рівняння (2.13) по x і запишемо отримане рівняння у вигляді різницевого аналога

$$\begin{aligned} & \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i+1}, t_j) - M(x_{i-1}, t_{j+1}) + M(x_{i-1}, t_j)}{(\Delta x_i + \Delta x_{i-1}) \Delta t} = \\ & = -v \frac{\Delta x_{i-1} M(x_{i+1}, t_{j+1}) - (\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) M(x_i, t_{j+1}) + \Delta x_i M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} \end{aligned} \quad (2.55)$$

$$-\frac{\pi D^2 \Delta x_{i-1} P(x_{i+1}, t_{j+1}) - (\Delta x_{i-1} + \Delta x_i) P(x_i, t_{j+1}) + \Delta x_i P(x_{i-1}, t_{j+1})}{4 \Delta x_{i-1}^2 \Delta x_i} +$$

$$+ \frac{\xi |v| M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{2D (\Delta x_i + \Delta x_{i-1})}.$$

Виразимо з (2.21) різницевий аналог першої похідної масової витрати по x , підставимо в (2.55) і, провівши заміни, отримаємо наступне рівняння

$$-B_{1i} P(x_{i+1}, t_{j+1}) + B_{2i} P(x_i, t_{j+1}) - B_{3i} P(x_{i-1}, t_{j+1}) = B_{4i}, \quad (2.56)$$

де $B_{1i} = \frac{\pi D^2}{4 \Delta x^2}; \quad B_{2i} = \frac{\pi D^2 \partial \rho / \partial P}{4 \Delta t^2} + \frac{2 \pi D^2}{4 \Delta x^2}; \quad B_{3i} = \frac{\pi D^2}{4 \Delta x^2};$

$$B_{4i} = \frac{\pi D^2 \partial \rho / \partial P}{4 \Delta t^2} P(x_i, t_j) + \frac{\pi D^2 \partial \rho / \partial T}{4} \frac{T(x_i, t_{j+1}) - T(x_i, t_j)}{\Delta t_j^2} - \frac{M(x_{i+1}, t_j) - M(x_{i-1}, t_j)}{2 \Delta x \Delta t} +$$

$$+ w \frac{M(x_{i+1}, t_{j+1}) - 2M(x_i, t_{j+1}) + M(x_{i-1}, t_{j+1})}{\Delta x^2} - \frac{|v| \xi M(x_{i+1}, t_{j+1}) - M(x_{i-1}, t_{j+1})}{2D \cdot 2 \Delta x}.$$

Здійснюючи пряму прогонку отримаємо систему рівнянь

$$p(x_{i+1}, t_{j+1}) = E_{i+1} \cdot p(x_i, t_{j+1}) + F_{i+1}, \quad (2.57)$$

де $i = 1 \dots n$. При цьому використовуємо умову Діріхле для $p(x, t)$

$$E_n = 0; \quad F_n = p(x_n, t_{j+1}). \quad (2.58)$$

Для оберненого ходу прогонки використовується інша гранична умова Діріхле, а саме:

$$p(x_1, t_{j+1}) = p(0, t). \quad (2.59)$$

Для визначення розподілу масової витрати з рівняння (2.21) підставимо першу похідну масової витрати по x у рівняння (2.20) і виразимо з останнього масову витрату в i -тому вузлі

$$M(x_i, t_{j+1}) = \left[\frac{v\pi D^2 \frac{\partial \rho}{\partial p} p(x_i, t_{j+1}) - p(x_i, t_j)}{4 \Delta t} + \frac{v\pi D^2 \frac{\partial \rho}{\partial T} T(x_i, t_{j+1}) - T(x_i, t_j)}{4 \Delta t} - \frac{\pi D^2 p(x_{i+1}, t_{j+1}) - p(x_{i-1}, t_{j+1})}{4 \cdot 2\Delta x} + \frac{M(x_i, t_j)}{\Delta t} - g \frac{\pi D^2}{4} \frac{1}{2} \times \left[\frac{\rho(x_{i-1}, t_{j+1}) + \rho(x_i, t_{j+1})}{2} \frac{z_i - z_{i-1}}{\Delta x} + \frac{\rho(x_i, t_{j+1}) + \rho(x_{i+1}, t_{j+1})}{2} \frac{z_{i+1} - z_i}{\Delta x} \right] \right] / \left(\frac{1}{\Delta t} + \frac{|v|\xi}{2D} \right). \quad (2.60)$$

Для визначення масової витрати в першій точці рівняння (2.60) матиме вигляд

$$M(x_1, t_{j+1}) = \left[\frac{v\pi D^2 \frac{\partial \rho}{\partial p} p(x_1, t_{j+1}) - p(x_1, t_j)}{4 \Delta t} + \frac{v\pi D^2 \frac{\partial \rho}{\partial T} T(x_1, t_{j+1}) - T(x_1, t_j)}{4 \Delta t} - \frac{\pi D^2 p(x_2, t_{j+1}) - p(x_0, t_{j+1})}{4 \cdot 2\Delta x} + \frac{M(x_1, t_j)}{\Delta t} - g \frac{\pi D^2}{4} \frac{1}{2} \times \left[\frac{\rho(x_0, t_{j+1}) + \rho(x_1, t_{j+1})}{2} \frac{z_1 - z_0}{\Delta x} + \frac{\rho(x_1, t_{j+1}) + \rho(x_2, t_{j+1})}{2} \frac{z_2 - z_1}{\Delta x} \right] \right] / \left(\frac{1}{\Delta t} + \frac{|v|\xi}{2D} \right), \quad (2.61)$$

де $p(0, t), \rho(0, t)$ - значення відповідно тиску та густини газу в уявній точці.

Для температури газу та температури стінки труби формули (2.47) і (2.48) залишаються без змін.

2.2. Адаптація математичних моделей елементів газотранспортних систем

Основними по ступені впливу на параметри газового потоку елементами ГТС є ділянки газопроводу, компресорні станції, перемички, відбори, підкачування, аварійні витоки газу, крупні місцеві опори (наприклад газовимірвальні станції) та інші.

Оскільки накопичення похибки моделей окремих елементів призводить до неточного опису параметрів цілої ГТС, то ідентифікації моделей елементів ГТС і відповідної адаптації моделі цілої ГТС до реальних умов її експлуатації.

У цьому напрямку були проведені численні дослідження як вітчизняними, так і зарубіжними дослідниками [6, 84,96].

Центральною, на сьогодні до кінця невирішеною, проблемою побудови моделі масопереносу є питання моделювання тертя частинок газу об стінки газопроводу та між собою.

Згідно (2.16) вплив гідродинамічних характеристик газу та трубопроводу, в якому рухається газ, на інтенсивність тертя характеризується коефіцієнтом гідравлічного опору ξ . У практиці проектування та експлуатації магістральних газопроводів для всіх зон турбулентної течії природного газу широко використовується емпірична формула [29,43,54]

$$\xi = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2K_E}{D} \right)^{0,2}, \quad (2.6)$$

де Re – число Рейнольдса; K_E - абсолютна еквівалентна шорсткість стінок труби.

У процесі експлуатації магістральних газопроводів внаслідок зміни з часом шорсткості стінок трубопроводу та забруднення внутрішньої порожнини газопроводу, його гідравлічні характеристики можуть відрізнитись від теоретичних і з часом змінюватись. Тому для підвищення точності моделювання процесу масопереносу в магістральних газопроводах необхідно провести ідентифікацію значення коефіцієнта гідравлічного опору з даними вимірювального обладнання.

Існує декілька підходів щодо здійснення корегування коефіцієнта гідравлічного опору. Загальноприйнятим вважається введення поняття гідравлічної ефективності для ділянки магістрального газопроводу [29,84], значення якого визначається за фактичними параметрами режимів експлуатації газопроводу. Тоді залежність (2.18) матиме вигляд

$$\frac{\partial M}{\partial t} = -w \frac{\partial M}{\partial x} - \frac{\pi D^2}{4} \frac{\partial P}{\partial x} - E \frac{\xi |w|}{2D} M - \rho g \frac{dz}{dx}, \quad (2.64)$$

де E - гідравлічна ефективність ділянки газопроводу. Саме коефіцієнт гідравлічної ефективності розраховується за даними диспетчерських служб. Значення ж коефіцієнту гідравлічного опору визначається за емпіричними формулами.

Іншим підходом є ідентифікація самого коефіцієнта гідравлічного опору за даними диспетчерських служб [14,96]. Недоліком ідентифікації коефіцієнта гідравлічного опору є спотворення динаміки зміни параметрів газового потоку під час різко вираженого нестационарного процесу. Похибка зростає за умови великих інтервалів часу між поступленням даних вимірювального обладнання. У випадку ж ідентифікації гідравлічної ефективності динаміка зміни сили тертя відображається з меншим спотворенням за рахунок використання емпіричних залежностей виду (2.59).

Складністю опису процесу теплообміну між газом і середовищем, оточуючим газопровід, є неоднорідність термодинамічних властивостей середовища і їх змінність у часі [10,96]. До термодинамічних властивостей, які характеризують процес теплообміну, можна віднести температуру оточуючого середовища T_{oc} та коефіцієнт тепловіддачі від труби до ґрунту α_2 . T_{oc} приймають за даними метеослужб, залежно від осередненої температури повітря для регіону, де прокладений газопровід. Коефіцієнт тепловіддачі від стінки труби в оточуюче середовище внаслідок неоднорідності самого середовища не може бути вибраним однозначно. Цей коефіцієнт мало змінюється в часі, тому для його визначення доцільно застосовувати один із методів ідентифікації.

Задача ідентифікації коефіцієнта гідравлічної ефективності та коефіцієнта тепловіддачі від труби до ґрунту зводиться до розв'язування системи алгебраїчних рівнянь [14,94] відносно T_{oc} та α_2

$$\begin{cases} F_1(E, \alpha_2) = |P_{розр}(t + \Delta t, l) - P_{вим.}(t + \Delta t, l)| = 0; \\ F_2(E, \alpha_2) = |T_{розр}(t + \Delta t, l) - T_{вим.}(t + \Delta t, l)| = 0, \end{cases} \quad (2.65)$$

де $P_{вим.}(t + \Delta t, l), T_{вим.}(t + \Delta t, l)$ - виміряні значення тиску та температури для точки на виході з аналізованої ділянки; $P_{розр.}(t + \Delta t, l), T_{розр.}(t + \Delta t, l)$ - розраховані значення тиску температури, отримані в результаті розв'язування системи (2.10), (2.15), (2.16), (2.19), (2.60) методом сіток (пункт 2.1). Враховуючи те, що метод сіток – числовий, аналітичної залежності для коренів системи рівнянь (2.65) отримати неможливо. Тому розрахунок значень E і α_2 необхідно здійснювати одним із ітераційних методів.

Застосуємо метод Ньютона [14,94,96]. Значення E і α_2 шукаємо за рекурентними формулами

$$\begin{cases} E_{i+1} = E_i - F_1(E_i; \alpha_{2i}) \Big|_{x=l} \cdot \left(\frac{\partial F_1(E_i; \alpha_{2i})}{\partial E} \right)^{-1} \Big|_{x=l}; \\ \alpha_{2i+1} = \alpha_{2i} - F_2(E_i; \alpha_{2i}) \Big|_{x=l} \cdot \left(\frac{\partial F_2(E_i; \alpha_{2i})}{\partial \alpha_2} \right)^{-1} \Big|_{x=l}, \end{cases} \quad (2.66)$$

де i - номер ітерації.

Для визначення величин $\frac{\partial F_1(E_i; \alpha_{2i})}{\partial E}$ і $\frac{\partial F_2(E_i; \alpha_{2i})}{\partial \alpha_2}$ продиференціюємо перше рівняння системи (2.65) по E , а друге – по α_2

$$\frac{\partial F_1(E_i; \alpha_{2i})}{\partial E} = -\frac{\partial P}{\partial E}, \quad \frac{\partial F_2(E_i; \alpha_{2i})}{\partial \alpha_2} = -\frac{\partial T_{cm}}{\partial \alpha_2}, \quad (2.67)$$

Для визначення величин $\frac{\partial P}{\partial E}$ і $\frac{\partial T_{cm}}{\partial \alpha_2}$ необхідно рівняння (2.19) та (2.64)

продиференціювати по E , а рівняння (2.15), (2.16) продиференціювати по α_2 .

Отримаємо наступну систему рівнянь

$$\begin{cases}
\frac{\partial \eta}{\partial t} = -\frac{4}{\pi D^2} \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial \Omega}{\partial x}; \\
\frac{\partial \Omega}{\partial t} = -v \frac{\partial \Omega}{\partial x} - \frac{\pi D^2}{4} \frac{\partial \eta}{\partial x} - \xi v \frac{M}{2D} - Ev \xi \frac{\Omega}{2D}; \\
C_{p, \rho} \frac{\partial \varphi}{\partial t} = -v C_{p, \rho} \frac{\partial \varphi}{\partial x} + \lambda \frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \frac{\partial \lambda}{\partial T} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial \varphi}{\partial x} + \\
+ \frac{\partial \lambda}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial x} \frac{\partial \varphi}{\partial x} + \frac{4\alpha_1}{D} (\psi - \varphi); \\
C_{cm} \rho_{cm} \frac{\partial \psi}{\partial t} = \lambda_{cm} \frac{\partial^2 \psi}{\partial x^2} + \frac{4\pi D \alpha_1}{\pi D_3^2} (\psi - \varphi) - \frac{4\alpha_2}{D_3} \psi + \frac{4}{D_3} (T_{OC} - T_{cm}),
\end{cases} \quad (2.68)$$

$$\text{де } \eta = \frac{\partial P}{\partial E}; \Omega = \frac{\partial M}{\partial E}; \varphi = \frac{\partial T}{\partial \alpha_2}; \psi = \frac{\partial T_{cm}}{\partial \alpha_2}.$$

Систему рівнянь розв'язуємо методом сіток.

У результаті отримаємо наступні залежності

$$\eta(t + \Delta t, x_i) = \eta(t, x_i) - \frac{4\Delta t}{\pi D^2} \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\Omega(t + \Delta t, x_{i+1}) - \Omega(t + \Delta t, x_{i-1})}{2\Delta x}; \quad (2.69)$$

$$\begin{aligned}
\psi(t + \Delta t, x_i) = & \left[\frac{\rho_{cm} C_{cm} \psi(t, x_i)}{\Delta t} + \frac{\lambda_{cm} (\psi(t + \Delta t, x_{i+1}) + \psi(t + \Delta t, x_{i-1}))}{\Delta x^2} \right] + \\
& + \frac{4}{D_3} (T_{OC} - T_{cm}(t + \Delta t, x_i)) \Big/ \left(\frac{\rho_{cm} C_{cm}}{\Delta t} + \frac{2\lambda_{cm}}{\Delta x^2} + \frac{4\alpha_2}{D_3} \right). \quad (2.70)
\end{aligned}$$

Метод ідентифікації коефіцієнту гідравлічної ефективності та коефіцієнту тепловіддачі, наведений вище, стосується випадку, коли граничними умовами є тиск на вході та масова витрата на виході з ділянки. При цьому контролюючим було значення тиску на виході з ділянки газопроводу. Якщо контролюючим параметром є масова витрата, а тиски на вході та виході з ділянки є граничними умовами, то рівняння (2.65), (2.68) будуть мати наступний вигляд

$$\begin{cases} F_1(E, \alpha_2) = |M_{розр}(t + \Delta t) - M_{вив.}(t + \Delta t)| = 0; \\ F_2(E, \alpha_2) = |T_{розр}(t + \Delta t, l) - T_{вив.}(t + \Delta t, l)| = 0, \end{cases} \quad (2.71)$$

$$\frac{\partial F_1(E; \alpha_2)}{\partial E} = -\frac{\partial M}{\partial E}, \quad \frac{\partial F_2(E; \alpha_2)}{\partial \alpha_2} = -\frac{\partial T_{см}}{\partial \alpha_2}. \quad (2.72)$$

Під час руху газу через компресорну станцію його енергія змінюється внаслідок впливу на газовий потік нагнітачів, апаратів повітряного охолодження та обв'язки компресорної станції.

Відомо, що основним джерелом отримання даних про режим роботи нагнітача є його паспортні характеристики. Беручи до уваги те, що паспортні характеристики будувались за експериментальними даними під час випробування нагнітача на воді в заводських умовах, а також враховуючи той факт, що з часом характеристики нагнітачів змінюються [29], набувають актуальності методи ідентифікації моделі роботи нагнітача за даними вимірювального обладнання. Відомо, що для аналітичного опису характеристик першого роду відцентрових нагнітачів користуються емпіричними залежностями, які мають загальний вигляд [29,84]

$$\varepsilon_H = f([Q]_{пр}), \quad (2.73)$$

де ε_H - ступінь стиснення нагнітача за умов його роботи на номінальних приведених обертах; $[Q]_{пр}$ - приведена об'ємна витрата на вході нагнітача.

Приведеними параметрами вважаються параметри газу на вході в нагнітач, які виміряні під час побудови паспортних характеристик на заводі-виготовнику нагнітача. Відповідність між реальними і приведеними характеристиками нагнітача встановлюється згідно теорії подібності [29,32,85], а саме, рівність ступенів стиснення для двох подібних режимів роботи нагнітача. В якості приведених характеристик можуть використовуватись перераховані приведені характеристики, які визначаються шляхом фіксації значень витрати,

тиску, температури на вході, тиску, температури на виході та відносних обертів нагнітача під час роботи нагнітача на різних режимах.

Оскільки в системі рівнянь (2.5), (2.15), (2.16), (2.18), (2.19) ми користувались масовою витратою, то для узгодження розрахунків необхідно в рівнянні (2.73) перейти до масової витрати. Тоді

$$[Q_{\text{вх}}]_{\text{пп}} = M / \rho_{\text{вх}} \text{пп} F, \quad (2.74)$$

де M - масова витрата; $\rho_{\text{пп}}$ - приведена густина газу; F - площа проточної частини.

Загальноприйнятим видом функції f є поліном степені m . Достатня точність досягається за умови $m = 2$. Тоді функція f можна подати як [29]

$$\varepsilon_H = a_1 + a_2 [Q_{\text{вх}}]_{\text{пп}} + a_3 [Q_{\text{вх}}]_{\text{пп}}^2, \quad (2.78)$$

де a_1, a_2, a_3 - коефіцієнти полінома, які визначаємо методом найменших квадратів за диспетчерськими даними.

Таким чином розрахунок режиму роботи нагнітача проводимо в наступній послідовності:

- 1) за формулою (2.74) визначаємо приведену витрату на вході в нагнітач;
- 2) за формулою (2.78) визначаємо приведений ступінь стиснення нагнітача ε_H ;
- 3) визначаємо відносні приведені оберти нагнітача за відомою залежністю [29,84,96]

$$\left[\frac{n_2}{n_0} \right]_{\text{пп}} = \frac{n_2}{n_0} \sqrt{\frac{z_2 R_2 T_2}{z_{\text{пп}} R_{\text{пп}} T_{\text{пп}}}} = \frac{n_2}{n_0} \sqrt{\frac{P_2 \rho_{\text{пп}}}{\rho_2 P_{\text{пп}}}}; \quad (2.79)$$

4) визначаємо фактичний ступінь стиснення нагнітача за відомою залежністю [29,96]

$$\varepsilon = \left[1 + \left(\varepsilon_H^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right) \left[\frac{n_2}{n} \right]_{PP}^2 \right]^{\frac{k}{k-1}}, \quad (2.80)$$

де k - коефіцієнт адіабати для газу, приймаємо рівним $k = 1,29$;

5) визначаємо тиск у нагнітальному патрубку $P_{НАГН}$:

$$P_{НАГН} = P_{ВСМ} \varepsilon, \quad (2.81)$$

де $P_{ВСМ}$ - тиск на всмоктувальній лінії.

Моделювання неізотермічності процесу стиснення газу в нагнітачі здійснимо за наступною залежністю [96]

$$T_{НАГН} = T_{ВСМ} \varepsilon^\beta, \quad (2.82)$$

де $T_{НАГН}$ - температура в нагнітальній лінії нагнітача; $T_{ВСМ}$ - температура на всмоктувальній лінії нагнітача; β - коефіцієнт, значення якого визначається за формулою

$$\beta = c_1 + c_2 \varepsilon + c_3 T_{ВСМ}. \quad (2.83)$$

Коефіцієнти c_1, c_2, c_3 визначаємо методом найменших квадратів за даними вимірювального обладнання.

Теплообмін в АПО газу представляємо наступною залежністю [94,96]

$$T_{ВИХ} = T_{ПОВ} + (T_{НАГН} - T_{ПОВ}) e^{-\frac{\varphi_e \pi}{M C_p}}; \quad (2.84)$$

$$\varphi_e = c_1 + c_2 v_{\text{пов}}, \quad (2.85)$$

де $T_{\text{пов}}$ - температура повітря; $T_{\text{вих}}$ - температура газу на виході з АПО; $v_{\text{пов}}$ - швидкість руху повітря в АПО; c_1, c_2 - коефіцієнти, розраховані за диспетчерськими даними методом найменших квадратів.

Таким чином за допомогою рівнянь (2.69), (2.70), (2.78), (2.83), (2.85), отриманих за диспетчерськими даними, здійснюється адаптація математичної моделі газотранспортної системи до реальних умов її експлуатації.

2.3. Удосконалення агрегативної моделі складної газотранспортної системи з метою аналізу багаторівневих складних газопровідних мереж

Існує декілька підходів щодо моделювання складних газотранспортних систем. Вибір методу опису складної ГТС тісно пов'язаний із методом розрахунку параметрів газового потоку в системі по довжині а у часі. Так, у праці [14] автори розв'язують нестационарну задачу операційними методами. При цьому аналіз нестационарних режимів у складних ГТС здійснювався шляхом опису частин ГТС у вигляді матриць оператора зв'язку або у вигляді напрямлених графів. Відомі також числові методи розрахунку нестационарного газового потоку в магістральних газопроводах, які базуються на дискретизації розрахункової області: метод прямих, метод характеристик або сіткові методи [10,14,96]. При цьому для дослідження роботи складних газотранспортних систем застосовують системний підхід [10,96].

Для формулювання основних аспектів застосування системного підходу щодо аналізу ГТС сформулюємо основні визначення теорії складних систем. Отже, складною системою назвемо систему, яка містить велику кількість взаємопов'язаних і взаємодіючих між собою елементів (неподільних частин системи), що забезпечують виконання деяких функцій, які неможливо виконати за допомогою будь-якої складової чи певної сукупності складових системи поза нею [9]. Існують кілька підходів щодо дослідження складних систем: статистичне

моделювання, моделювання з використання випадкових чисел, моделювання систем масового обслуговування, моделювання агрегативних систем та ін. [9]. Ураховуючи можливість розбиття газотранспортної системи, як складної, на скінченну кількість елементів, для її дослідження доцільно застосувати агрегативну модель [10,96].

В якості агрегатів ГТС вибираємо:

- 1) лінійну частину, що являє собою ділянки магістрального газопроводу з сталими геометричними, гідравлічними та термодинамічними властивостями;
- 2) компресорні станції, що являють собою математичні моделі, до складу яких входять моделі окремих нагнітачів та моделі апаратів повітряного охолодження газу.

У методі агрегати вважаємо кусково-лінійними. Згідно агрегативного методу моделювання для кожного агрегату формується вектор його станів Z із координатами (Z_1, Z_2, \dots, Z_n) . Координатами вектора Z є значення параметрів агрегату в певний момент часу. Кожен момент часу характеризується окремим вектором стану агрегату.

Якщо вектор стану записується для лінійної частини, то його координати мають наступну структуру [14,96]:

- Z_1 є кроком по часу, з яким агрегат переходить у новий стан;
- $Z_{2 \dots (N_x+1)}$ - розподіл тиску по довжині агрегату (N_x - кількість точок розбиття агрегату по довжині);
- $Z_{N_x+2 \dots 2 \cdot N_x+1}$ - розподіл температури газу;
- $Z_{2 \cdot N_x+2 \dots 3 \cdot N_x+1}$ - розподіл температури стінки газопроводу;
- $Z_{3 \cdot N_x+2 \dots 4 \cdot N_x+1}$ - розподіл масової витрати по довжині агрегату.

Крім того для коректного спряження біжучого агрегату з сусідніми агрегатами необхідно володіти деякою інформацією про стан цього агрегату. Назвемо такий агрегат Z^{j+1} . Тоді у векторі станів біжучого агрегату фіксуємо температуру $(j+1)$ -го агрегату в другій точці його розбиття, температуру стінки $(j+1)$ -го агрегату та крок розбиття цього агрегату по довжині.

Зміна стану агрегату відбувається наслідок внутрішніх процесів в агрегаті, а також взаємодії агрегату з оточуючим середовищем. Названі процеси, згідно агрегативно-імітаційного методу, здійснюються шляхом прийому вхідного X та передачі вихідного сигналу Y . Подібно до Z , X та Y являють собою вектори, координатами яких є відповідні параметри агрегатів на межі з іншими агрегатами. В даній роботі розглядаються газотранспортні системи, які містять компресорні станції. Згідно пункту 2.2 приведена модель компресорної станції передбачає рівність між собою значень масової витрати на вході та виході зі станції для кожного моменту часу. Крім того, модель нагнітача КС являє собою функцію

$$\varepsilon_H = f\left(M, \left[\begin{matrix} n \\ n_n \end{matrix} \right]_{np}\right).$$

Таким чином, для визначення параметрів КС у момент часу

$t + \Delta t$ необхідно володіти значеннями цих параметрів у даний момент часу хоча б для одного краю обв'язки нагнітача. При цьому немає значення, чи це будуть параметри на вході чи на виході КС. Отже, якщо вектор станів Z формується для КС, то його координатами будуть наступні параметри КС:

$$Z_1 = \Delta\tau; \quad Z_{2,3} = P_{ax,вих}; \quad Z_{4,5} = T_{ax,вих}; \quad Z_{6,7} = T_{ст ax,вих}; \quad Z_{8,9} = M_{ax,вих}.$$

В агрегативній моделі ГТС, наведеній у [14,96], варто виділити 3 принципово різні типи агрегатів: вхідний, проміжний та вихідний. Згідно висновків, отриманих у підрозділі 2.1., конфігурація швидкозмінних параметрів (тиск та масова витрата газу) граничних умов для агрегату виду «лінійна частина» може бути наступною: $P(0,t), P(l,t)$; $P(0,t), M(l,t)$; $M(0,t), P(l,t)$; $M(0,t), M(l,t)$. Якщо модель ГТС будується для конкретного газопроводу, газотранспортного підприємства або навіть цілої держави, то коректною конфігурацією вихідної інформації для розрахунку параметрів роботи таких ГТС є значення витрати на виході з ГТС (дані оперативних або комерційних замірів витрати) та тиску на вході ГТС [14,90,96]. Враховуючи сказане, конфігурація граничних умов для розрахунку параметрів станів проміжних агрегатів ГТС у процесі її роботи в нестационарному режимі вибрана у виді $P(0,t), M(l,t)$. Тоді для вхідних агрегатів ГТС однією з граничних умов (із числа швидкозмінних параметрів) повинна бути умова виду $P(l,t)$, а для вихідних агрегатів – умова виду $M(0,t)$.

Очевидно, що вхідний сигнал X зумовлює вплив на агрегат оточуючого середовища або відповідних сусідніх агрегатів. Вихідний сигнал H натомість характеризує вплив агрегату, в якому він сформований, на оточуюче агрегат середовище. Враховуючи той факт, що зміна стану агрегату (якщо агрегату - ЛЧ) здійснюється шляхом розв'язування диференціальних рівнянь в часткових похідних, вхідний сигнал Y повинен містити граничні умови. Тоді прийом сигналу для проміжного агрегату відбувається наступним чином

$$Z_2 = X_1; Z_{N_X+2} = X_2; Z_{2N_X+2} = X_3; Z_{4N_X+1} = X_4.$$

Вихідний сигнал формується з значень параметрів агрегату на межі з оточуючим агрегат середовищем, які набуті агрегатом внаслідок внутрішніх перетворень за час Δt . Таким чином,

$$Y_1 = Z_{N_X+1}; Y_2 = Z_{2N_X+1}; Y_3 = Z_{3N_X+1}; Y_4 = Z_{3N_X+2}.$$

У відповідності до того, що вхідний та вихідний агрегати взаємодіють з суміжними агрегатами системи тільки з одного краю агрегату, їх вхідні та вихідні сигнали матимуть тільки наступний вигляд:

- для вхідного агрегату вхідний сигнал - $Z_{4N_X+1} = X_4$; вихідний сигнал -

$$Y_1 = Z_{N_X+1}; Y_2 = Z_{2N_X+1}; Y_3 = Z_{3N_X+1};$$

- для вихідного агрегату вхідний сигнал - $Z_2 = X_1$; $Z_{N_X+2} = X_2$; $Z_{2N_X+2} = X_3$;

вихідний сигнал - $Y_4 = Z_{3N_X+2}$.

Для коректного розподілу сигналів між відповідними агрегатами складної системи необхідно побудувати модель такої системи, котра б дозволила здійснювати обмін сигналами автоматично. Для цього розроблена модель спряження агрегатів, котра передбачає суцільну нумерацію кожного агрегату в порядку розміщення цих агрегатів по ходу руху газу. При цьому взаємне розміщення агрегатів між собою представлене системою числових кодів, за допомогою яких можна описати найрізноманітніші варіанти ГТС.

Функціонування методу спряження елементів складної системи здійснюється шляхом моделювання перерозподілу вхідних та вихідних сигналів між елементами складної системи. З цією метою введемо поняття об'єднання

вхідних та вихідних сигналів, що формуються в процесі функціонування ГТС за допомогою виразу

$$[X] = \bigcup_{j=1}^N [X'_j]^m; [Y] = \bigcup_{j=1}^N [Y'_j]^n, \quad (2.87)$$

де $[X]$ – вхідний сигнал; $[Y]$ – вихідний сигнал; $j=1\dots N$ – номери агрегатів; i – індекси елементів векторів; m – кількість елементів вхідного сигналу; n – кількість елементів вихідного сигналу. Задача побудови моделі спряження зводиться до визначення оператора, що реалізує відображення

$$[X] \rightarrow [Y], \text{ або } [Y] = R[X]. \quad (2.88)$$

Використаємо вид оператора R , наведеного в [14,96]. Даний оператор являє собою набір числових кодів, які символічно відображають взаємне розміщення агрегатів між собою. В процесі побудови оператора керуються наступними правилами кодування:

- порядковий номер рядка з цифровими кодами відповідає номеру агрегату, для якого даний рядок записується;
- модуль числа з від'ємним знаком дорівнює порядковому номеру суміжного агрегату, з яким взаємодіє біжучий агрегат;
- додатне число вказує на вид сигналу взаємодії з даним суміжним агрегатом: для вхідного відносно біжучого агрегату – 1, а для вихідного – 2;
- набір кодів для одного агрегату закінчується цифрою 0.

Враховуючи той факт, що елементи вектора вхідного сигналу є граничними умовами для розрахунку нового стану біжучого агрегату, вхідний сигнал надходить від усіх суміжних з поточним агрегатів. Відповідно, після розрахунку нового стану біжучого агрегату, новосформований вихідний сигнал передається на всі суміжні агрегати. Таким чином, координати вхідного та вихідного сигналів доцільно поділити на координати відповідних сигналів для

попередніх та наступних по технологічній схемі агрегатів і координати сигналів для наступних по технологічній схемі агрегатів системи.

Для розрахунку розподілу параметрів газу по паралельних нитках використовують закони Кірхгофа, які в гідроаеродинаміці мають наступний вигляд [10]:

$$\sum_{i=1}^n M_i^J = 0; \quad (2.89)$$

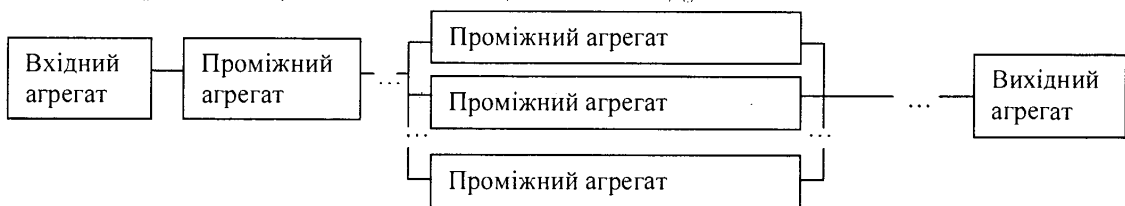
$$\sum_{i=1}^n M_i^J T_i^J = 0; \quad (2.90)$$

$$P_i^J = const, \text{ при } i = 1 \dots n, \quad (2.91)$$

де J – порядковий номер вузла; i – порядковий номер агрегату, приєднаних до J -того вузла; n – кількість агрегатів, приєднаних до J -того вузла.

Агрегативно-імітаційний метод, приведений в [14,96], передбачає розрахунок ГТС із паралельними нитками (рис. 2.1).

- можливості існуючого агрегативно-імітаційного методу:



- можливості удосконаленого агрегативно-імітаційного методу:

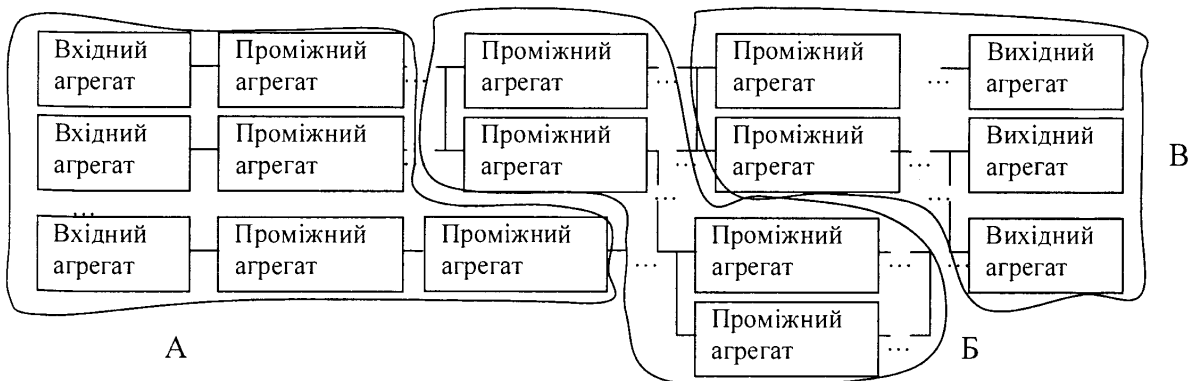


Рис.2.1. Удосконалення агрегативно-імітаційного методу:

А – підкачування; Б – розгалуження; В – відгалуження

Розподіл масової витрати по паралельних нитках здійснюється за наступною залежністю

$$M_J = M_{\text{вих}} \frac{\sqrt{\frac{D_J^5}{\xi_J}}}{\sum_{i=1}^m \sqrt{\frac{D_i^5}{\xi_i}}}, \quad (2.92)$$

де $M_{\text{вих}}$ - сумарна масова витрата на виході з вузла паралельних ниток; m - кількість паралельних ниток, які входять у вузол; J - номер нитки, для якої визначається масова витрата.

Закон Кірхгофа для тиску (2.91) виконується в наведеному методі шляхом запису такої рівності [96]

$$P_{\text{вх } j} = \frac{\sum_{i=1}^m P_{\text{вих } i}}{m}, \quad (2.93)$$

де $P_{\text{вх } j}$ - тиск на вході I -того агрегату, який виходить вузла; $P_{\text{вих } i}$ - тиск на виході J -тої паралельної нитки, що входить у вузол. Такі допущення є прийнятні для моделювання оперативних режимів однорівневих ГТС.

У випадку складних багаторівневих газотранспортних систем із можливістю виникнення нестационарних збурень в одній з кількох паралельних ниток, умови (2.92)-(2.93) є надто неточні і можуть призвести до спотворення реальної картини масотеплообміну в цілій системі. Враховуючи поширеність багаторівневих ГТС (наприклад, коли одна з паралельних ділянок двониткового магістрального газопроводу працює "на прохід" повз КС) необхідно удосконалити модель спряження агрегатів, приведену в [14,96].

Введемо в агрегативний метод додаткові поняття: підкачування (рис. 2.1., А), розгалуження (рис. 2.1., Б) та відгалуження (рис. 2.1, В) [82].

В якості підкачування прийнято частину ГТС, в якій газ згідно проекту рухається переважно від точки задання граничної. Вихідний агрегат підкачування в кінцевій точці переважно з'єднаний із загальною ГТС. Точка з'єднання підкачування з агрегатами, які не належать підкачуванню, називається вузлом. Відгалуження – це частина ГТС, переважаючий рух газу в якій напрямлений від вузла відгалуження (точка з'єднання відгалуження з агрегатами, які не належать відгалуженню) до агрегату, для якого задані граничні умови. Розгалуженням називатимемо частину загальної ГТС, в якій переважаюча частина газу рухається від одного вузла розгалуження до іншого.

Ці поняття віднесемо до категорії підсистем, оскільки кожне з цих понять є складною одно-, або багаторівневою системою. Кожну з названих підсистем, відповідно, можна розбити на агрегати або на підсистеми нижчого рівня. Розрахунок параметрів підсистем здійснюється тим же методом, що і загальної системи (підсистеми вищого рівня). У процесі переходу від підсистем нижчого рівня до систем вищого рівня здійснюється перевірка коректності виконання розрахунку системи нижчого рівня. У випадку газотранспортної системи це є виконання рівностей (2.89)-(2.91) у вузлах, в яких елементи підсистеми з'єднуються з елементами підсистеми вищого рівня.

Під час побудови агрегативної моделі багаторівневих ГТС користуються наступними принципами:

- початок розрахунку параметрів агрегатів ГТС для поточного моменту часу здійснюється шляхом розрахунку параметрів вхідного агрегату першого за порядком підкачування;
- кінець параметрів агрегатів ГТС для біжучого моменту часу відбувається після розрахунку вхідного агрегату останнього за порядком відгалуження ГТС;
- перехід від одного проміжного агрегату до іншого здійснюється для загальної ГТС у напрямі від вхідного агрегату першого за порядком підкачування до вхідного агрегату останнього за порядком відгалуження, а для підсистем – від вхідного агрегату підкачування до вхідного агрегату відгалуження;

- якщо в процесі послідовного розрахунку параметрів агрегатів у зазначеному вище порядку біжучий агрегат в напрямку переходу між проміжними агрегатами з'єднаний з вузлом підключення всіх можливих підсистем (найскладніший випадок), то пріоритети щодо порядку розрахунку агрегатів ГТС у такому випадку надаються наступним чином:

1) спочатку здійснюється розрахунок параметрів агрегатів окремо для кожного підкачування; черговість аналізу підкачувань зазначається у вихідних даних;

2) далі здійснюється розрахунок параметрів агрегатів окремо для кожного відгалуження; черговість аналізу відгалужень зазначається у вихідних даних;

3) потім здійснюється розрахунок параметрів агрегатів окремо для кожної вітки розгалуження; черговість аналізу віток розгалуження зазначається у вихідних даних.

Приведемо реалізацію наведених принципів для агрегативного методу розрахунку складних газотранспортних систем, приведеного в [14,96].

Для аналізу нестационарних процесів у складних ГТС необхідною умовою для початку розрахунку є наявність початкових умов. Існує кілька варіантів задання початкових умов:

- у вигляді функціональних залежностей по просторовій координаті для кожного агрегату ГТС;

- у вигляді дискретних значень для кожної точки просторового розбиття досліджуваної ГТС;

- згідно припущення щодо стаціонарності процесу транспортування газу по всій ГТС.

Для останнього варіанту задання початкових умов розрахунок значень параметрів у кожній точці розбиття лінійних ділянок у просторі здійснюється за залежностями (2.43)-(2.45) та згідно значень граничних умов у початковий момент часу. Для КС розрахунок параметрів на виході КС здійснюється за формулами (2.71), (2.78)-(2.85).

Розподіл масової витрати між агрегатами складних багаторівневих ГТС здійснюється напрямку від кінцевих агрегатів відгалужень до початкових агрегатів підкачувань наступним чином

$$M_{вих J} = \sum_{l=1}^m \psi_{J,l} \cdot M_{вх l}, \quad (2.94)$$

де $M_{вих J}$ - масова витрата агрегатів, умовно вихідна точка яких з'єднана з вузлом; $M_{вх l}$ - масова витрата агрегатів, умовно вхідна точка яких з'єднана з вузлом; m - кількість агрегатів, входи газу яких з'єднані з вузлом; $\psi_{J,l}$ - коефіцієнт розподілу витрати між вітками

$$\psi_{J,l} = \psi_{J,l} - \frac{\delta\psi^* (P_{сер} - P_{вих J})}{\sum_{l=1}^m |P_{сер} - P_{вих l}|}, \quad (2.95)$$

де $P_{вих}$ - тиск на виході агрегатів, виходи яких з'єднані з вузлом; $\delta\psi$ - крок зміни коефіцієнту перерозподілу витрати.

Таким чином, перерозподіл витрати здійснюється наступним чином. В першому наближенні приймається коефіцієнт розподілу витрати для кожного агрегату системи таким чином, щоб в процесі побудови початкових умов для здійснення розрахунку нестационарного режиму роботи ГТС робочий тиск перебував в межах його допустимих значень. Після цього здійснюється первинний розподіл витрати по агрегатах згідно припущення про стаціонарність роботи ГТС в початковий момент часу починаючи від вихідних агрегатів відгалужень і закінчуючи вхідними агрегатами підкачувань.

Далі розрахунок інших параметрів агрегатів здійснюється починаючи від вхідних агрегатів підкачувань (для яких ці параметри в початковий точці задаються в якості граничних умов в початковий момент часу) і закінчуючи вихідними агрегатами відгалужень.

Отримавши значення тиску газу в кожній точці ГТС необхідно перевірити виконання умов (2.89)-(2.91) для кожного вихідного вузла розгалужень та для кожного вузла підкачувань. Для цього обчислюється середнє значення тиску в кінцевій точці для кожного вхідного агрегату вузла:

$$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{кнi}}{n}, \quad (2.96)$$

і перевіряється умова

$$|P_{кнi} - P_{cp}| \leq \delta. \quad (2.97)$$

Якщо для одного з агрегатів вузла дана умова не виконується, для кожного вихідного агрегату віток підкачувань/розгалужень вузлів необхідно скорегувати значення коефіцієнтів перерозподілу витрати за формулою (2.95).

Після корегування значень коефіцієнтів перерозподілу витрати для вхідних у вузли віток та здійснення за формулою (2.94) нового перерозподілу значень масової витрати між цими вітками необхідно знову провести розрахунок розподілу значень тиску, температури газу та температури стінки по довжині ГТС за умови її роботи в стаціонарному режимі. Так, методом послідовних ітерацій досягається виконання умови (2.96), іншими словами, другого закону Кріхгофа для кожного вузла ГТС.

Розрахунок нестационарних режимів складних багаторівневих ГТС агрегативно-імітаційним методом здійснюється наступним чином. Перед переходом на наступний крок по часу після задовільного виконання умов (2.95) здійснюється запис розподілу параметрів ГТС та значення біжучого моменту часу в пам'ять комп'ютера. Після розрахунку параметрів ГТС на наступному кроці по часу здійснюється перевірка умов (2.95) у кожному вузлі ГТС. Якщо умова не виконується для певного вузла, здійснюється корегування значень коефіцієнтів

перерозподілу витрати для віток, по яких газ надходить у даний вузол. Крім того, значення параметрів ГТС в біжучий момент часу змінюється на їх значення в попередній момент часу (добути з пам'яті комп'ютера). Здійснюється знову розрахунок параметрів газового потоку в системі в біжучий момент часу, однак уже з уточненими значеннями коефіцієнту перерозподілу витрати. Перехід на наступний крок по часу здійснюється тільки за умови виконання умови (2.97) для кожного вузла ГТС.

2.4. Модель витіку газу з газопроводу

Для визначення масової витрати через отвір у посудині під тиском (якою до певної міри можна вважати магістральний трубопровід) правомірно використовувати формулу Сен-Венана-Ванцеля [69,77]:

- якщо виконується умова $\frac{p_0}{p_1} \geq \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}}$, то

$$M = \mu_0 F_0 \sqrt{\frac{2k}{k-1} \rho_1 p_1 \left[\left(\frac{p_0}{p_1}\right)^{\frac{2}{k}} - \left(\frac{p_0}{p_1}\right)^{\frac{k+1}{k}} \right]}, \quad (2.98)$$

де μ_0 - коефіцієнт витрати отвору; F_0 - площа поперечного перерізу отвору; k - стала Больцмана для газу; p_1, ρ_1 - тиск і густина газу в трубопроводі в точці витікання; p_0, ρ_0 - тиск навколишнього середовища і густина газу під тиском навколишнього середовища.

- якщо виконується умова $\frac{p_0}{p_1} < \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k}{k-1}}$, то

$$M = \mu_0 F_0 \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{1}{k-1}} \sqrt{\frac{2k}{k+1} \rho_1 p_1}. \quad (2.99)$$

Коефіцієнт витрати μ_0 залежить від ступеня стиснення газу в отворі, режиму руху газу, структури розподілу швидкостей по перерізі струменя, яка, в свою чергу, залежить від форми отвору. Переважно даний коефіцієнт визначається експериментально, однак згідно класичної гідравліки, існує більш глибоке дослідження його фізичного змісту, зокрема його представляють за залежністю [67]

$$\mu_0 = \frac{\varepsilon_c}{\sqrt{(\alpha_c + \xi_c)}}, \quad (2.100)$$

де ε_c - коефіцієнт стиснення струменя газу; α_c - коефіцієнт Коріоліса потоку газу через отвір свічі (для ламінарного потоку $\alpha_c = 2$, для турбулентного потоку $\alpha_c = 1,1$ [8]); ξ_c - коефіцієнт місцевого опору, який створює отвір для струменя газу (в даному випадку свіча). Якщо свічу представити, як короткий патрубок з гострими кромками на вході струменя в свічу, то $\xi_c = 0,5$ [21].

Формули (2.98)-(2.99) застосовуються з припущенням, що параметри газового потоку до і після поверхні контакту середовища з різними значеннями тиску залишаються сталими в кожній точці відповідного середовища. Таке припущення прийнятне для внутрішньої порожнини ділянки МГ в околі точки підключення свічі, однак не є справедливими для внутрішньої порожнини самої свічі. Згідно формули (2.99) масова витрата на виході ділянки залежить від атмосферного тиску, однак записана для отвору в трубопроводі, таким чином, в формулі (2.99) в якості тиску атмосферного ми повинні приймати тиск у свічі в околі перерізу отвору в магістральному трубопроводі. Внаслідок руху газу в свічі з високою швидкістю відбуваються втрати тиску на подолання гідравлічного опору стінок свічі та свічного крану. Для визначення цієї величини можна скористатись законом Дарсі-Вейсбаха [21]

$$\Delta P_{св.} = \frac{\rho w^2}{2} \left(\xi_{св.} \frac{l_{св.}}{D_{св.}} + \xi_{кр.} + \xi_{вих.} \right), \quad (2.101)$$

де $\xi_{св.}$ - коефіцієнт гідравлічного опору свічі. Враховуючи те, що в процесі випорожнення ділянки МГ газ у свічі рухається виключно в турбулентному режимі, для визначення $\xi_{св.}$ доцільно скористатись формулою (2.59). Враховуючи те, що свіча знаходиться на відкритому повітрі і піддається корозійними процесами, припускаємо, що $k_e = 0,1 \text{ м.м}$; $\xi_{вих.}$ - коефіцієнт місцевого опору для виходу з свічі, $\xi_{вих.} = 1,0$ [21]; $\xi_{кр.}$ - коефіцієнт місцевого опору пробкового крану, $\xi_{кр.} = 0,4$ [12].

Тоді в якості тиску навколишнього середовища в формулі (2.99), а також в умовах, згідно яких застосовуються формули (2.98)-(2.99), необхідно використовувати наступну величину

$$P_0 = P_{атм.} + \Delta P_{св.}, \quad (2.102)$$

$P_{атм.}$ - атмосферний тиск в точці підключення свічі.

Для дефектів у трубопроводі важко експериментально визначити коефіцієнт витрати враховуючи різноманітність форм дефектів та складність самого експерименту. Тому варто використати сучасний підхід числового трьохвимірного моделювання складних газодинамічних процесів за допомогою спеціального програмного забезпечення.

2.5. Висновки по розділу

1. Сформульовано математичну модель нестационарного неізотермічного газового потоку для ділянки МГ. Модель нестационарного неізотермічного потоку розв'язана методом кінцевих різниць з неявною схемою розбиття. Удосконалений різницевий метод передбачає довільну конфігурацію граничних умов та забезпечує стійкість числового розв'язку для граничної умови Неймана.

2. Модифіковано моделі адаптації термодинамічних і гідравлічних характеристик ділянок МГ, які дозволяють здійснювати адаптацію моделей

аварійних режимів без викривлення фізичного змісту коефіцієнту гідравлічного опору.

3. Приведені основні положення удосконаленої агрегативної моделі складних ГТС, яка дозволяє параметрично задавати складні багаторівневі системи, описувати їх взаємодію, відображати процеси, що відбуваються в ГТС під час зміни конфігурації складових частин ГТС.

4. Приведені моделі для опису витоку газу з газопроводу.

РОЗДІЛ 3

СКОРОЧЕННЯ НЕГАТИВНИХ НАСЛІДКІВ НЕСТАЦІОНАРНИХ ПРОЦЕСІВ
ПІД ЧАС РОБОТИ ГТС В АВАРІЙНИХ РЕЖИМАХ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ
ІМІТАЦІЙНОГО МОДЕЛЮВАННЯ

3.1. Підвищення ефективності виявлення аварійних витоків газу на лінійній частині магістральних газопроводів

Як зазначено в розділі 1, аварійні витoki на ЛЧ МГ можна виявити, використовуючи дані вимірювального обладнання, а саме:

- факт локального падіння тиску в МГ біля точки виникнення витoku;
- швидкість локального падіння тиску в околі точки виникнення витoku.

На вітчизняних МГ виявлення аварійних витоків здійснюється шляхом використання ААЗК, або візуально шляхом обходу траси обхідниками чи патрулювання на транспортних засобах. ААЗК спрацьовують у разі досягнення швидкістю падіння тиску на лінійних кранах значення більше, ніж 10-15% протягом 1-3 хв. [43,54].

На інтенсивність перехідних режимів роботи ГТС, викликаних утворенням аварійного витoku, впливають:

- величина витoku;
- робочий тиск у газопроводі;
- значення масової витрати в газопроводі;
- геометричні характеристики газопроводу (діаметр, довжина, профіль траси) та ін.

Проаналізуємо ефективність використання ААЗК для аварійних витоків, які утворюються за найгірших, із точки зору негативних наслідків аварій, умов (рис.3.1.):

- діаметр газопроводу 1400 мм;
- відстань між запірними вузлами, відповідно вузлами обліку тиску в

газопроводі, є максимально допустима і становить 30 км [41];

- витік знаходиться на однакових відстанях від запірних вузлів посередині ділянки;
- профіль траси ділянки рівнинний;

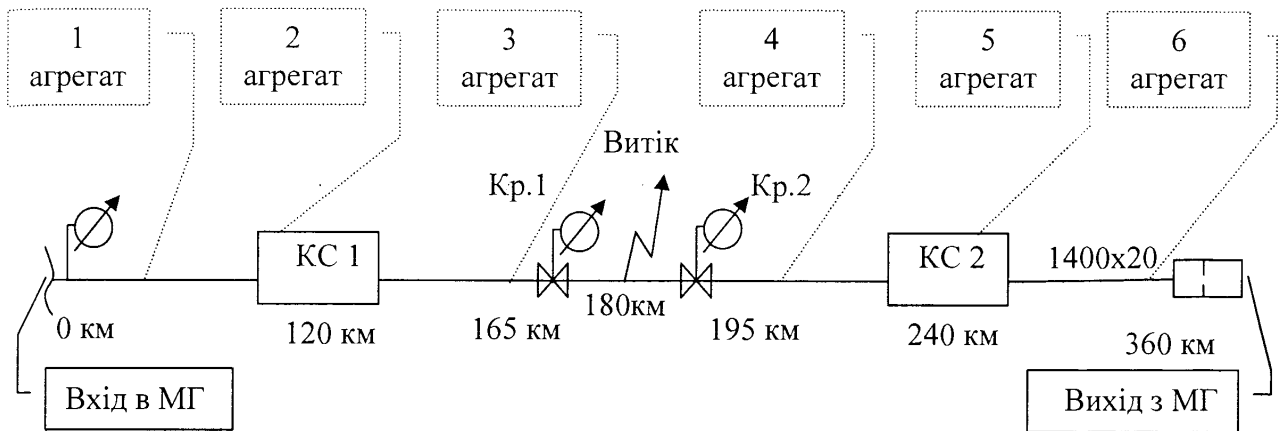


Рис. 3.1. Схема газопроводу з витіком

Режимні дані прийняті близькими до проектних для більшості вітчизняних МГ:

- тиск на вході в МГ підтримується постійним і становить 6 МПа;
- масова витрата на виході з МГ теж підтримується постійною і становить 480 кг/с;

У момент часу $t=0$ на газопроводі утворюється витік у навколишнє середовище газу відразу на повний переріз дефекту. Таке припущення є умовним, однак ми нехтуємо динамікою розвитку отвору під час витіку газу.

Перехідний режим роботи даного МГ змодельовано на комп'ютерному газодинамічному імітаторі, який розроблено на мові програмування Borland Delphi 2007 v.1 Lite на базі математичних моделей та методів їх розв'язування, приведених у розділі 2.

Методом проб і помилок було встановлено, що для витіку газу з газопроводу через отвір із еквівалентним діаметром 600 мм тиск на крані Кр.2 протягом 3 хв. впаде на 0,65 МПа ($0,1 \cdot P_{роб}$). Це видно з різниці тиску на Кр.2 між моментами часу $t=45$ с і $t=210$ с (рис. 3.2.). Протягом цього часу тиск опустився на

0,62 МПа, що приблизно становить 10% від початкового тиску в трубопроводі. Таким чином доведено, що для МГ із номінальним діаметром 1400 мм у деяких випадках виникнення аварійного витoku з номінальним діаметром меншим 600 мм ААЗК можуть не спрацювати.

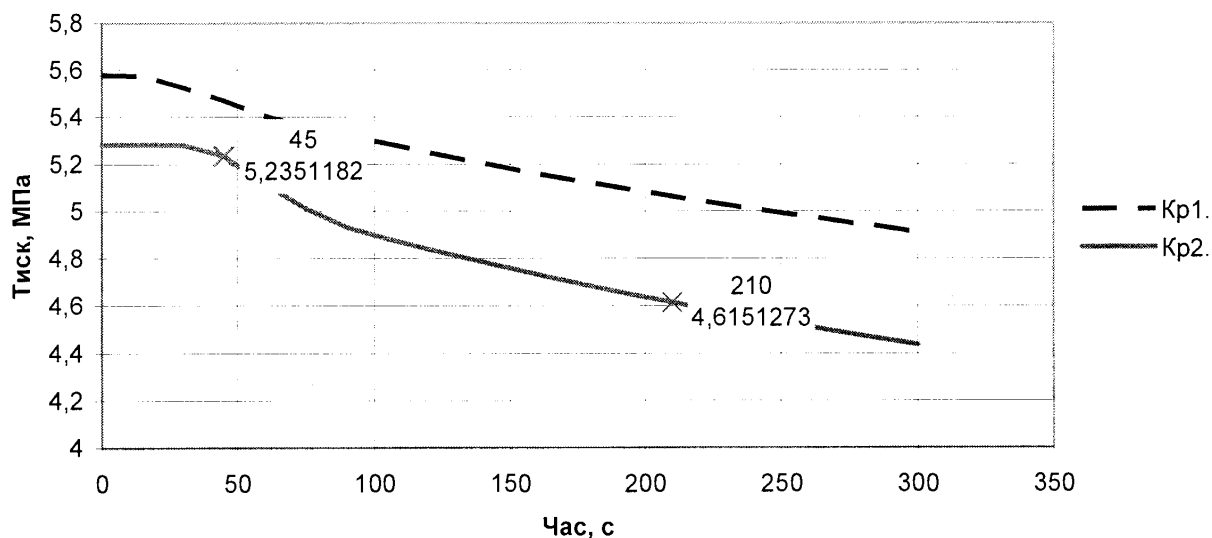


Рис. 3.2. Динаміка зміни тиску на крані до місця утворення витoku (по ходу газу).

Незадовільна робота ААЗК може призвести до того, що на час виявлення аварійного витoku тиску на запірному вузлі може бути нижчим мінімального тиску, який необхідний для приводу запірного пристрою. В таких випадках перекриваються запірні пристрої на протилежних краях суміжних ділянок газопроводу, що призводить до значного збільшення кількості газу, який випускається в атмосферу або згорає в місці виникнення аварії.

Враховуючи динаміку зміни розподілу тиску по довжині аварійної ділянки після утворення витoku (рис. 3.3.), мінімальний діаметр аварійного витoku, який може бути локалізований ААЗК, може бути меншим ніж 600 мм в наступних випадках:

- в разі наближення місця утворення аварійного витoku до вузла заміру тиску;
- для газопроводів менших діаметрів мінімальний діаметр отвору, який локалізується ААЗК.

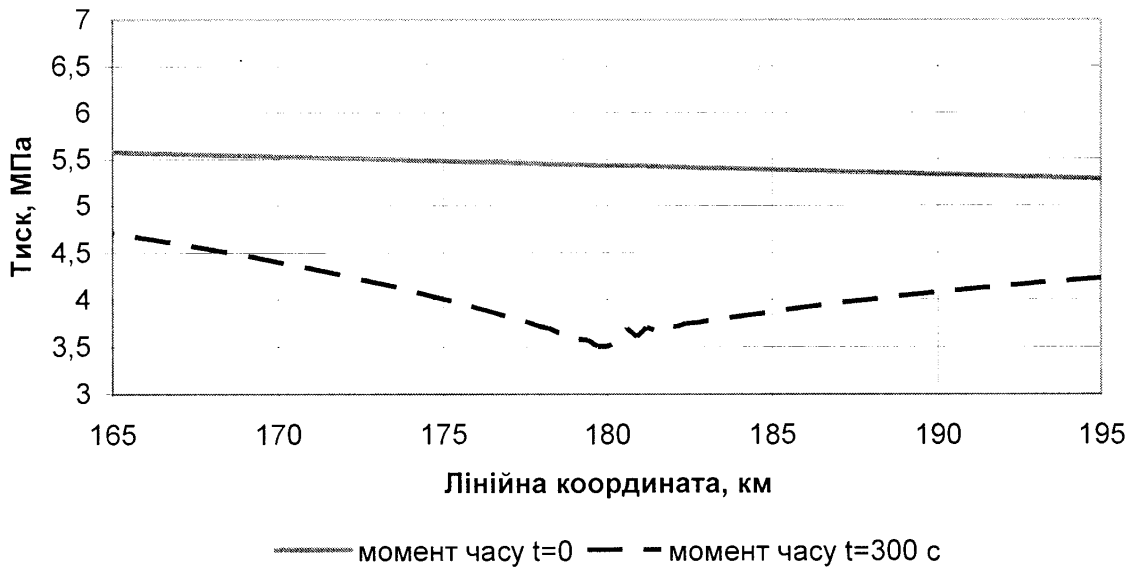


Рис. 3.3. Розподіл тиску по довжині ділянки між кранами Кр1 і Кр2 в момент часу $t=0$ і $t=300\text{с}$

Однак для МГ з меншим робочим тиском мінімальний отвір, який локалізується ААЗК, є більшим ніж 600 мм.

Очевидно, що діаметр отвору 600 мм є надзвичайно великим дефектом. У разі виникнення витоку такої величини відбувається викид ґрунту. Під час цього внаслідок тертя в ґрунті виникає іскра, тому практично кожен крупний витік на МГ супроводжується пожежами, відповідно витік газу з магістрального газопроводу, яке супроводжується пожежами класифікується як розрив ЛЧ МГ.

Для виявлення витоків із меншою швидкістю падіння тиску на кранах Кр1 і Кр2 необхідно або здійснювати вимірювання локального падіння тиску, або використовувати спеціальне обладнання [106].

Аварійне локальне зниження тиску на магістральних газопроводах відбувається з меншою інтенсивністю (враховуючи стисливість газу), ніж на нафтопроводах. Тому для ідентифікації аварійного зниження тиску у МГ необхідно мати його еталонні безаварійні значення. А оскільки МГ здебільшого працюють у нестационарних режимах [84,93], такі значення тиску можна отримати виключно моделюючи роботу газопроводу в режимі реального часу.

Для того, щоб оцінити можливість здійснення контролю за роботою ГТС

методом періодичного порівняння виміряних та «безаварійних», змодельованих газодинамічним імітатором, параметрів ГТС, необхідно змодельовати цим же імітатором імовірні аварійні режими.

Припускаємо, що залежності (2.98)-(2.99) є справедливими для аварійного витоку з трубопроводу.

Для того, щоб дослідити можливість локалізації дрібних витоків (свищів) на магістральних газопроводах за показами вимірювального обладнання, необхідно здійснити:

- визначення величини інтервалів часу між черговими порівняннями виміряних і змодельованих значень параметрів МГ;
- визначення критичного відхилення виміряного значення тиску в контрольованих точках від змодельованих, яке повинне ідентифікуватись аварійним;
- визначення мінімального отвору в газопроводі, для якого не спостерігається викидання ґрунту над трубопроводом.

Відомо, що звіт по режимних даних на магістральних газопроводах складається один раз на дві години. Тому інтервали часу між черговими порівняннями виміряних значень параметрів із розрахованими приймаємо рівними 2 годинам.

Для вирішення другої з наведених задач необхідно розглянути нормальний розподіл тиску в часі, який реєструється засобами телемеханіки за умови роботи ГТС у стаціонарному режимі (рис. 3.4).

Із діаграм видно, що різниця між значеннями тиску в різні моменти часу для квазістаціонарних режимів роботи газопроводу складає не більше 0,15 МПа. Таким чином, локальне пониження тиску на 0,15 МПа необхідно розглядати аварійним.

Методом проб встановлено, що для трубопроводу діаметром 1420 мм мінімальний умовний діаметр витоку, який може бути виявлений використовуючи результати моделювання становить 80 мм (рис. 3.5.).

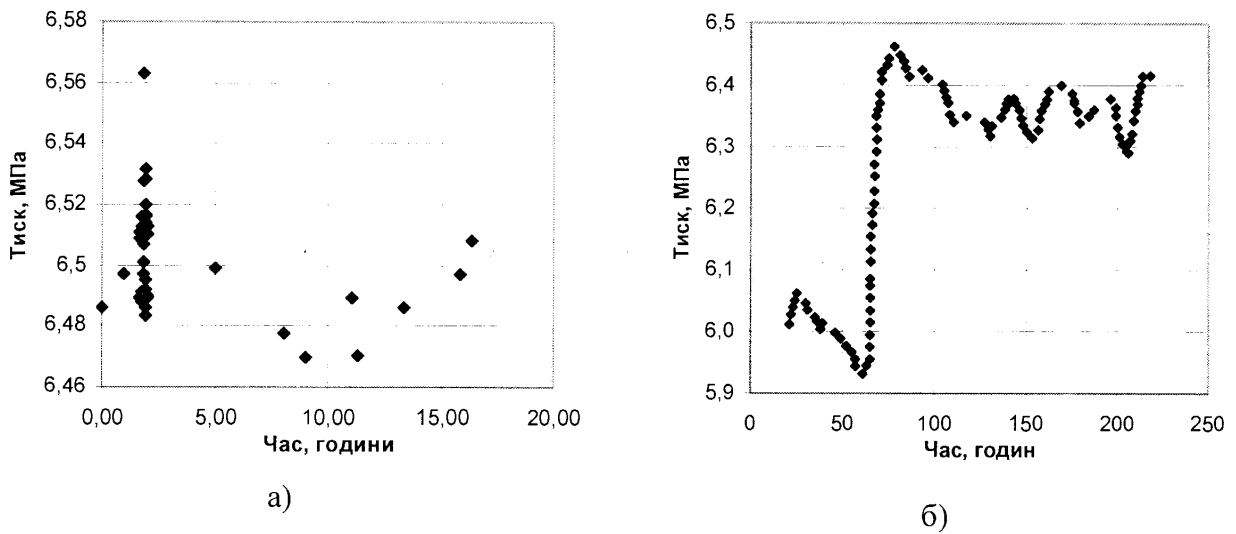


Рис. 3.4. Розподіл у часі тиску в заданій точці МГ за умови його роботи в стаціонарному режимі: а) – розподіл тиску на виході з компресорної станції; б) – розподіл тиску на лінійному крані перегону

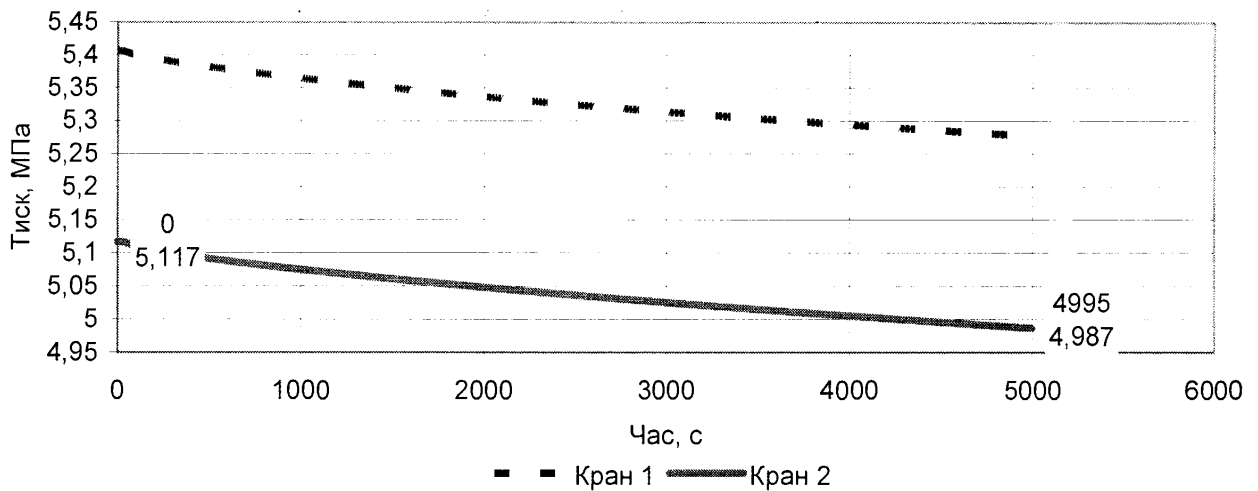


Рис. 3.5. Розподіл у часі тиску для діаметра отвору 80 мм

Із рис. 3.5 видно, що протягом 5000 с тиск на крані 1 падає від значення 5,405 МПа до значення 5,277 МПа, тобто на 0,129 МПа; на крані 2 – від значення 5,117 МПа до значення 4,987 МПа, тобто на 0,130 МПа.

Для перевірки достовірності формул (2.98)-(2.99) побудована трьохмірна модель витoku газу через отвір площею, рівною площі круга діаметром 80 мм, та розрахована швидкість руху газу на виході отвору за допомогою комплексу Ansys CFX. Просторовий розподіл швидкості руху газу під час витoku з

газопроводу показаний на рис. 3.6.

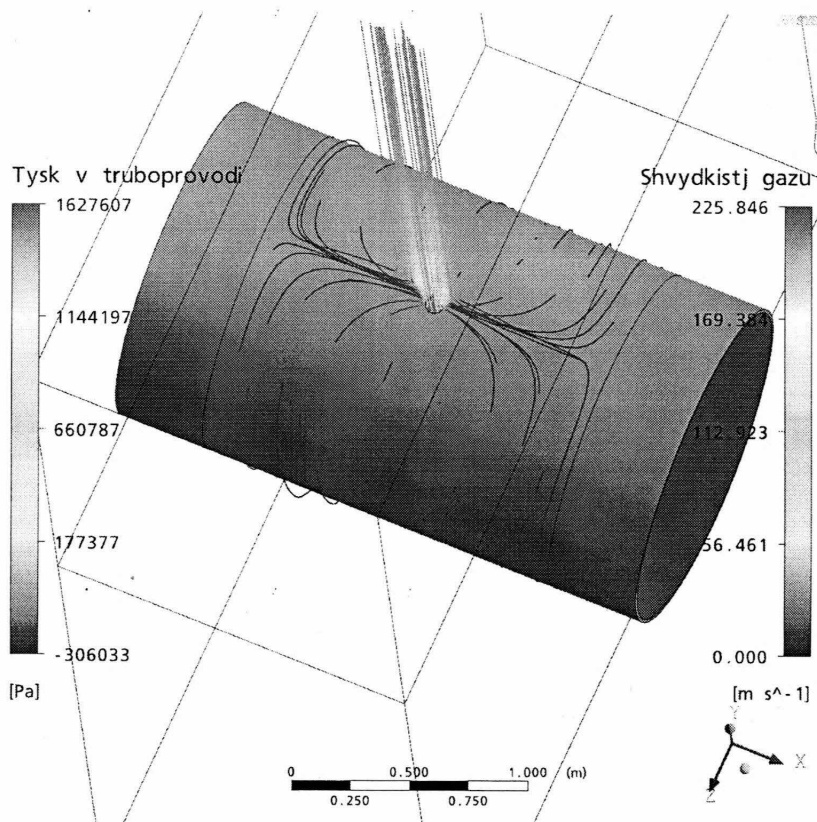


Рис. 3.6. Просторовий розподіл масової витрати під час аварійного витоку

Через дефект відбувається витік газу з масовою витратою 50 кг/с. Тиск у трубопроводі становить 1,67 МПа.

Згідно розрахунку за методами, приведеними в підрозділі 2.4, масова витрата за такими даними через отвір із коефіцієнтом витрати, рівним 1, становить 100 кг/с. Коефіцієнт витрати для отвору круглого перерізу діаметром 80 мм для тиску в трубопроводі 1,67 МПа складає приблизно 0,5.

3.2. Розробка алгоритму автоматизованого контролю за безаварійністю роботи ГТС за показами штатного вимірювального обладнання та методики підвищення ефективності експлуатації МГ у перехідних режимах

На основі моделей елементів ГТС, методу їх використання, методу опису взаємодії елементів між собою та з оточуючим середовищем та методу адаптації моделей до реальних умов експлуатації ГТС створено газодинамічний імітатор,

який дозволяє здійснювати моделювання будь-яких нестационарних процесів в складних газотранспортних системах довільного ступеня складності. Такий імітатор дозволяє здійснювати контроль за значеннями параметрів у характерних точках системи за алгоритмом, зображеним на рис.3.7.



Рис.3.7. Алгоритм контролю за безаварійної роботою складної ГТС використовуючи покази штатного вимірювального обладнання

Зв'язок параметрів газового потоку із оточуючим середовищем в газодинамічному імітаторі описується за допомогою наступних понять:

1. Режимні параметри на вході та на виході ГТС. Бажаними граничними умовами є тиск на вході та масова витрата на виході з ГТС, однак не виключена й інша конфігурація.
2. Ефективність роботи ділянки газопроводу та коефіцієнт тепловіддачі від стінки газопроводу до ґрунту.
3. Аналітична модель роботи відцентрових нагнітачів на КС.

В разі зміни схеми роботи ГТС розрахунок зупиняється, а значення параметрів газового потоку в момент припинення розрахунку фіксуються у форматі початкових умов. Здійснюється корегування конфігурації системи, після чого вводяться початкові умови і розрахунок продовжується.

У момент поступлення даних з вимірювального обладнання, яке знаходиться на лінійних запірних вузлах, відбувається порівняння змодельованих значень тиску в газопроводі з виміряними. В разі відхилення вимірянних від змодельованих більше ніж на 0,12 МПа видається сигнал про наявність витоку на перегоні між станціями.

Періодично здійснюється адаптація гідравлічних та термодинамічних моделей відповідно газу та ґрунту. Для адаптації вказаних моделей використовуються ті ж покази вимірювального обладнання, за якими моделюється режим роботи ГТС, і по яких здійснюється контроль за безаварійністю роботи ГТС. При цьому частота адаптації моделей відрізняється від частоти виконання контролю за режимними параметрами на порядок.

На базі адаптивних моделей та методів їх розв'язування складено методику удосконалення методів керування експлуатаційними режимами роботи газотранспортних систем за умови їх нерівномірного завантаження. Суть методики полягає у використанні числового моделювання експлуатаційних режимів роботи складних ГТС для підвищення ефективності керування режимами шляхом скорочення тривалості нестационарних процесів. Дана методика затвердженої в якості галузевої методики ДК «Укртрансгаз» НАК Нафтогаз України (додаток А).

3.3. Дослідження закономірності пониження тиску в ділянці магістрального газопроводу з пересіченим профілем траси під час витікання газу в докритичній зоні

У процесі планування вогневих робіт можна орієнтовно оцінити тривалість процесу випорожнення за допомогою діаграм [43] або виходячи з вимог нормативних документів до проектування МГ [41]. Однак діаграми, а тим більше будівельні норми, не дають можливість визначити тривалість випорожнення, скажімо, кількох ділянок підряд, ділянок складної конфігурації або ділянок між лінійними кранами, які встановлені в результаті реконструкції

газопроводу. В таких випадках доцільно використовувати числове моделювання газодинамічних процесів на випорожнюваній ділянці газопроводу. Крім того, необхідно уточнити модель виходу газу в навколишнє середовище оцінюючи газодинамічні характеристики продувної свічі.

В якості моделі руху газу на ділянці газопроводу вибрано рівняння (2.5), (2.15-16), (2.18-19), в якості методу розв'язування цих рівнянь, відповідно до пункту 2.1, - метод кінцевих різниць [48].

Для здійснення більшості видів ремонтних робіт на ЛЧ МГ з залученням вогневих робіт з ремонтваної ділянки необхідно попередньо стравити газ до нормативного значення надлишкового тиску в точці виконання вогневих робіт (100-500 Па). При цьому ділянка повністю ізолюється від суміжних ділянок за допомогою лінійної запірної арматури. Тому під час розрахунку параметрів газу в порожнині ремонтваної ділянки, на якій здійснюється стравлювання газу, граничними умовами буде масова витрата через продувну свічу або нульова масова. Прийнято вважати процес витікання газу з порожнини МГ в атмосферу адіабатним. Тоді для визначення масової витрати газу через продувну свічу доцільно застосувати формулу Сен-Венана-Ванцеля (2.98)-(2.99) [11,56,73,77]. Після аналізу рівнянь (2.98)-(2.99) видно, що під час витікання газу з отвору з дозвуковою швидкістю, згідно (2.99), масова витрата газу на виході свічі залежить від тиску оточуючого середовища. В такому разі необхідно враховувати втрати енергії на тертя в свічі під час процесу випорожнення трубопроводу за формулою (2.101).

Проаналізуємо роль профілю траси в безпеці пониження надлишкового тиску на ділянці газопроводу до значення 100-500 Па. Для скорочення тривалості випорожнення ділянок від надлишку газу і, відповідно, тривалості ремонтних робіт необхідно використовувати всі придатні для цього продувні свічі незалежно від пересіченості профілю траси [48]. Враховуючи те, що газ при абсолютному тиску порядку 102000 Па (надлишковому ≈ 1000 Па) є легшим за повітря, в процесі випорожнення ділянки надлишковий тиск досягне значення 500 Па в понижених точках швидше, ніж в підвищених. Тому вимірювання надлишкового

тиску повинно проводитись найбільш ретельно в понижених точках підключення продувних свічей та в точці виконання вогневих робіт. При досягненні надлишковим тиском у точці підключення продувної свічі максимально-допустимого значення свіча повинна бути негайно закрита. Після досягнення надлишковим тиском в точці виконання робіт значення 500 Па, випорожнення повинно бути взагалі припинено.

Проведемо аналіз технологічної схеми перегону між КС Долина та КС Росош МГ Долина-Ужгород-Держкордон II у зоні Українських Карпат, наведеного на рис. 3.8.

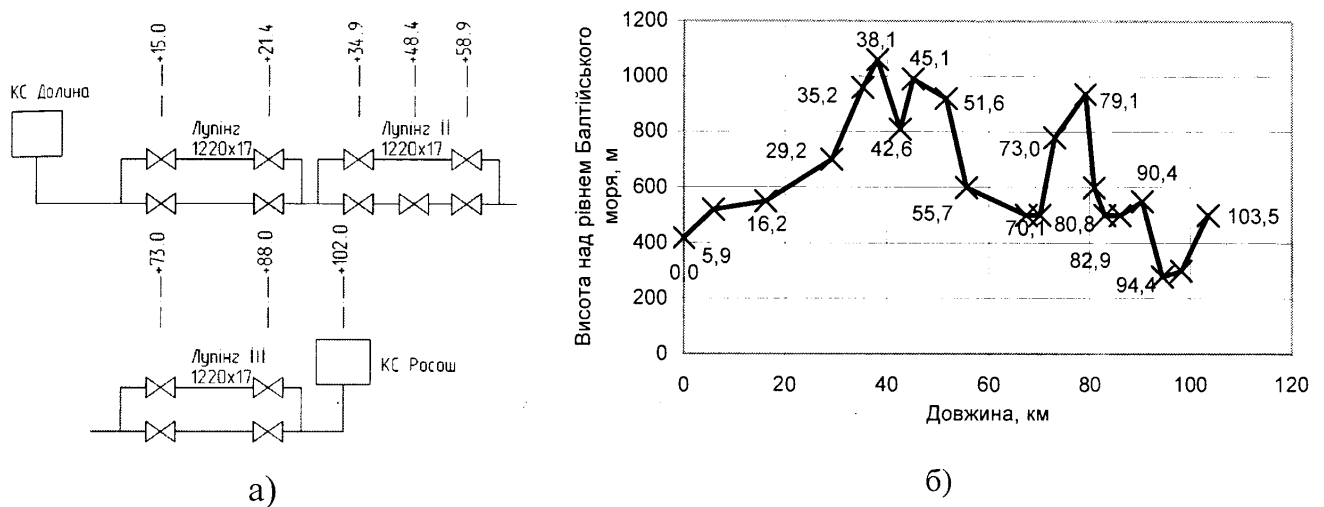


Рис. 3.8. Перегін МГ Долина-Ужгород-Держкордон-ІІ між КС Долина та КС Росош МГ ДУД-ІІ в районі Українських Карпат:

а – технологічна схема перегону; б – профіль траси перегону

Можемо зробити висновок, що ділянка з найбільш пересіченим профілем траси розміщена між лінійними кранами розміщені між кранами з пікетами ПК 481 та ПК 584. Перевищення між цими точками – 382,9 м. Абсолютна висота крану в точці ПК 481 становить 955,5 м, а точки ПК 584 – 572,6 м. За нормальних умов атмосферний тиск для помірно-континентального кліматичного поясу становить відповідно 89859 Па та 94258 Па для зазначених висотних положень над рівнем моря [22].

Необхідно оцінити залежність швидкості пониження надлишкового тиску в точці виконання робіт від значення 500 Па (максимально допустимого для

ведення вогневих робіт) до 100 Па (мінімально допустимого) в процесі випорожнення даної ділянки від профілю траси. Для цього розглянуто дану ділянку з рівнинним та пересіченим профілем траси відповідно (рис. 3.9)

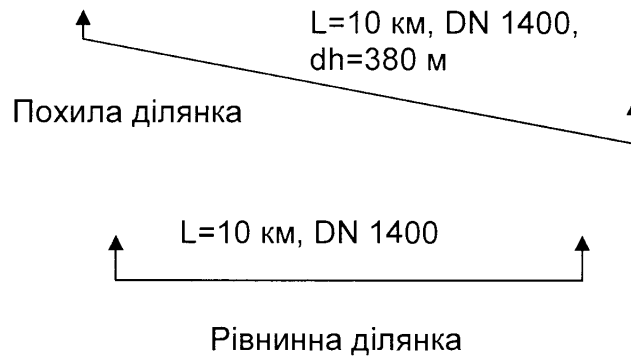


Рис. 3.9. Ділянки газопроводу, на яких здійснюється випорожнення через свічі на краях

У момент досягнення надлишковим тиском у нижній точці значення 100 Па тиск у верхній точці становить 1500 Па, тобто вище максимально допустимого. В результаті моделювання даних процесів (рис. 3.10.) виявлено, що

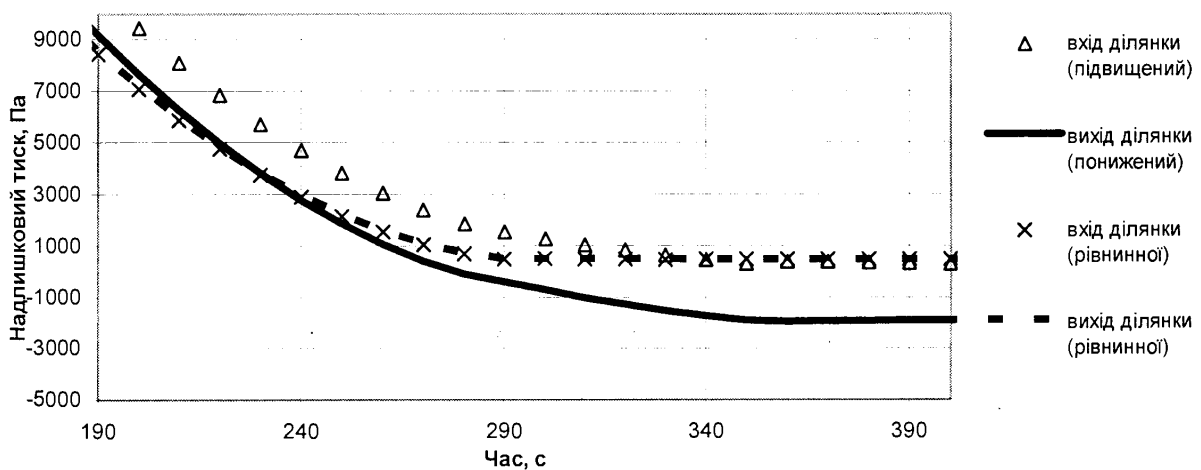


Рис. 3.10. Результати моделювання процесів випорожнення ділянки з рівнинним та пересіченим профілем траси

швидкість пониження тиску на ділянці з пересічним профілем траси на 20 % вища. Так, для рівнинного профілю траси швидкість пониження тиску складає 2500 Па/хв., а для похилого – 3000 Па/хв.

Беручи до уваги високу швидкість падіння тиску на ділянці з пересіченим профілем, після досягнення тиском значення, при якому газ стає легшим за повітря, подальше стравлювання необхідно виконувати тільки через найвищу продувну свічу.

3.4. Нестационарні процеси під час аварійних зупинок ділянок складного газопроводу

Для складних газотранспортних систем у процесі виведення з експлуатації ділянок ЛЧ необхідно вміти раціонально використовувати потенціал системи для скорочення втрат газу, який стравлюється в атмосферу. Якщо ділянка, яка підлягає ремонту, належить багатонитковому газопроводу, то під час проведення випорожнення надлишковий газ, по можливості, необхідно перепускати в суміжні з ремонтною ділянкою [78]. При цьому основою для прийняття управлінських рішень повинен бути результат імітаційного моделювання.

Перед проведенням ремонтних робіт на ділянці з дефектом необхідно понизити надлишковий тиск до значень 100-500 Па, а після проведення ремонту відремонтовану ділянку необхідно заповнити газом до значення робочого тиску [83]. Під час проведення таких технологічних операцій необхідно забезпечити виконання наступних технологічних вимог:

1. Перед стравленням надлишку газу в атмосферу тиск у дефектній ділянці повинен бути максимально пониженим шляхом перепуску надлишку газу в суміжні ділянки або в мережі низького тиску.
2. Час проведення перепуску газу в суміжні нитки ГТС повинен, по можливості, бути зведений до мінімуму.
3. Зміна режиму роботи ГТС, в яку здійснюється перепуск надлишку газу, не повинна позначатись на безпеці виконання її основних функцій.

Для визначення потенційних можливостей оптимального задоволення вищезазначених вимог розглянемо для прикладу типовий складний двонитковий газопровід, що складається з трьох перегонів та двох компресорних станцій

(рис.3.11). Нехай ремонту підлягає ділянка А. Вибір способу ізолювання ділянки перед її випорожненням залежить від виробничої ситуації. Якщо необхідно випорожнити ділянку в найстисліші строки, то ізолювання ділянки проводимо шляхом одночасного перекривання кранів 1 і 2. Якщо ми володіємо певним

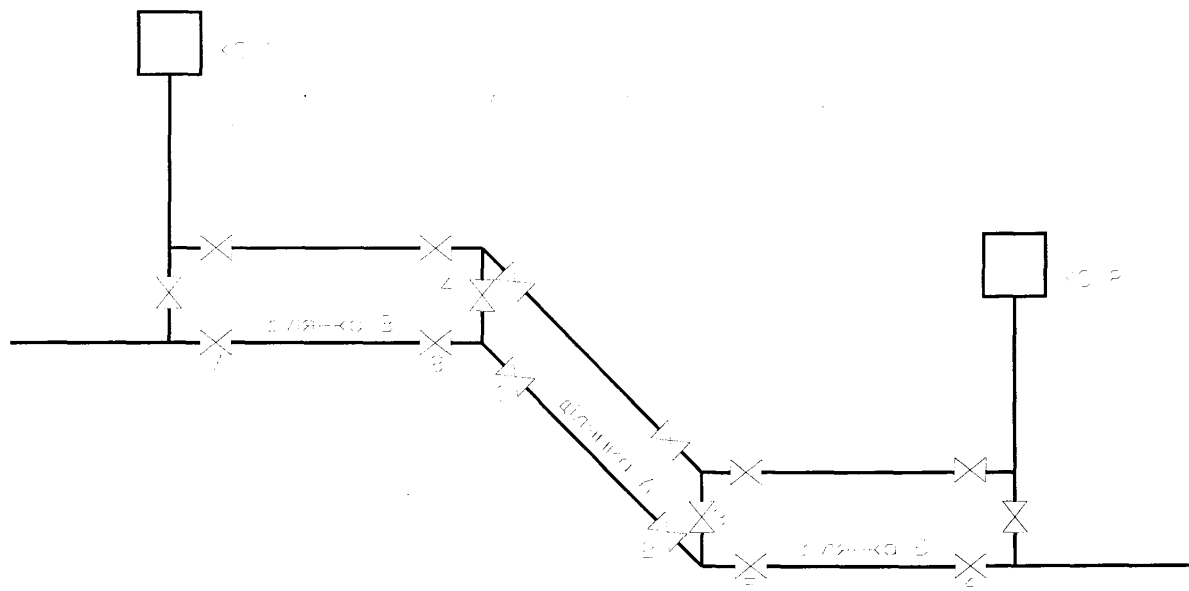


Рис.3.11. Технологічна схема частини складної ГТС

запасом часу для пониження тиску в ділянці, то ізолювання ділянки від магістралі необхідно проводити в декілька етапів. Спочатку необхідно перекрити тільки кран 1, після чого через відкритий кран 2 буде відбуватись випорожнення ділянки А від надлишку газу. Через деякий час відбудеться вирівнювання тиску по всій довжині ділянки до його значення біля крану 2. При цьому, враховуючи те, що внаслідок перекриття крану 1 пропускна здатність перегону між станціями КС1 і КС2 зменшиться, газопровід певний час буде працювати в нестационарному режимі. Значення тиску біля крану 2 протягом перехідного режиму роботи газопроводу буде змінюватись. Динаміка зміни параметрів газового потоку біля крану 2 показана на рис. 3.12. Аналізуючи динаміку зміни масової витрати можна

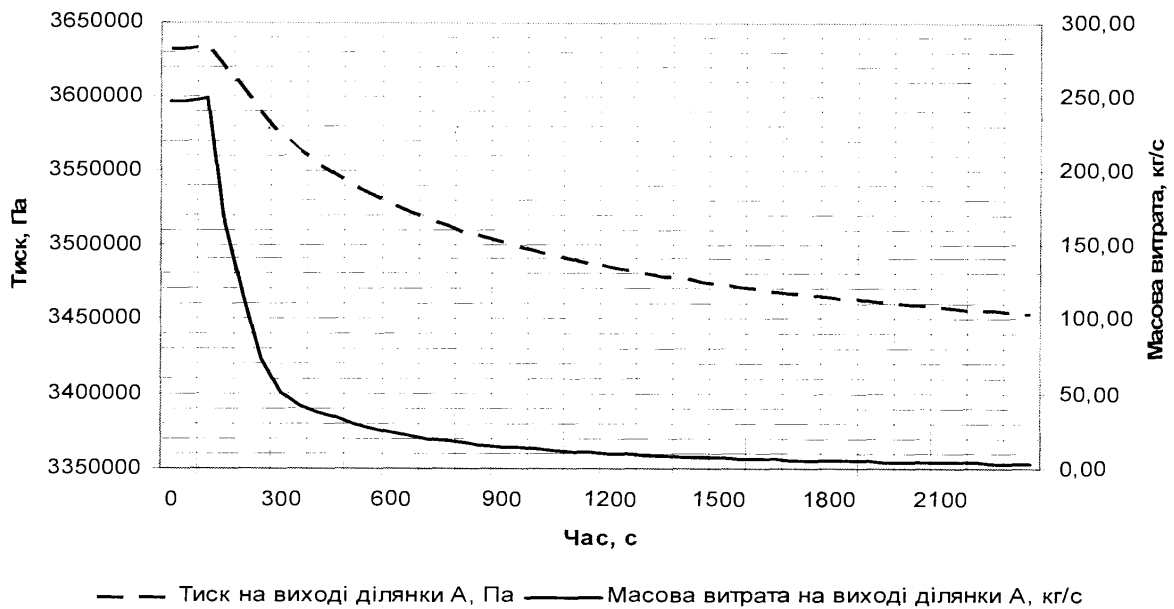


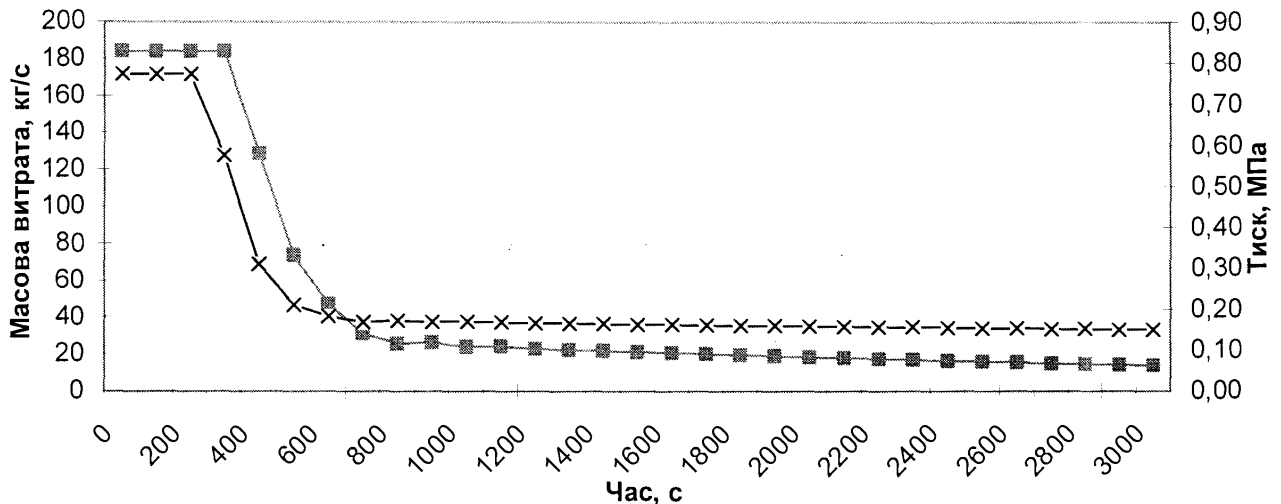
Рис. 3.12. Зміна параметрів газового потоку біля крану 2 у процесі випорожнення ділянки А

чітко виділити дві зони: зона швидкого зниження масової витрати на виході з ділянки (перших 200 с процесу випорожнення ділянки) та зона повільного зниження тиску на ділянці (через 200 с від початку випорожнення). Швидке зниження масової витрати викликане вирівнюванням тиску по довжині випорожнюваної ділянки. Повільне зниження масової витрати відображає процес встановлення нового стаціонарного режиму роботи складного газопроводу.

Затухання процесу перетоку газу через кран 2 із ділянки А може тривати досить довго. Тому необхідно ввести критерій випорожнення ділянки складного МГ у суміжну ділянку. В якості критерію вибрано мінімальне значення масової витрати на виході з випорожнюваної ділянки. Це значення вибирається в індивідуальному порядку в залежності від запасу часу простоювання газопроводу, яким ми володіємо. Умовно це значення прийнято рівним 10 кг/с [50]. Так, для досліджуваної газотранспортної системи після закриття крану 1 масова витрата на виході ділянки А досягне значення 10 кг/с орієнтовно через 1300 с від початку випорожнення. Однак оцінювання ступеня випорожнення ділянки складного газопроводу за даним критерієм в умовах аварійного виведення ділянки в ремонт є недосяжним завданням. З іншого боку, аналізуючи динаміку зміни тиску на

виході ділянки А в процесі її випорожнення можемо зробити висновок, що за показами манометра важко оцінити витрату газу через кран 2.

Побудуємо криву розподілу в часі різниці між показами манометрів на початку і в кінці ділянки А в процесі її випорожнення (рис. 3.13.). За характером



- Масова витрата на виході з ділянки А
- x— Різниця тисків між точками на вході і на виході ділянки

Рис. 3.13. Зміна різниці тисків на краях ділянки А під час перепуску газу в суміжній ділянці

ця крива співпадає з кривою зміни масової витрати на виході ділянки А. Таким чином, отримуючи в реальному режимі часу дані про тиски на кінцях ділянки, можна будувати криву виду рис. 3.13. і на цій кривій визначати момент часу, в який масова витрата досягне значення, яке ми виберемо в якості критерію випорожнення.

Якщо під час процесу пониження тиску на ділянці А через кран 2 додатково закрити кран 3 (рис. 3.14.), то тиск на ділянці А понизиться ще більше, оскільки:

- значення тиску на ділянці А буде прямувати до значення тиску на вході наступної КС (КС2, рис.3.11.);
- відключення від роботи ділянки Б додатково знижує пропускну здатність перегону, а це означає підвищення тиску на виході з КС1 і пониження тиску на вході в КС2 для незмінної кількості працюючих перекачувальних

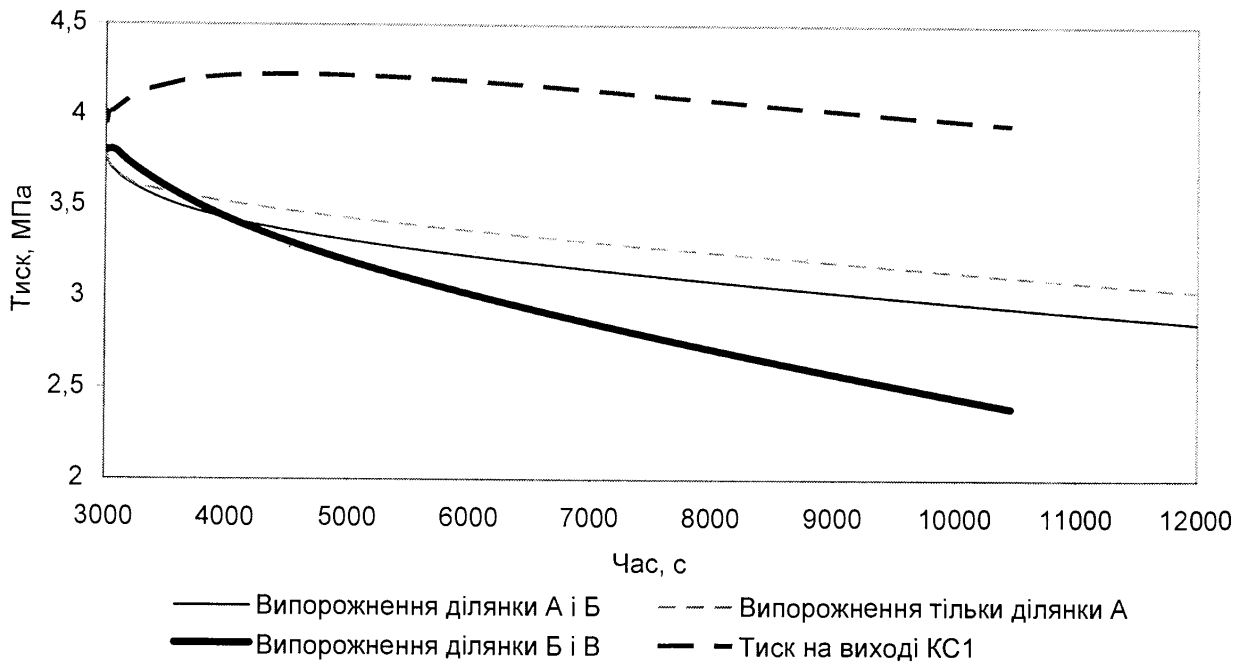


Рис. 3.14. Методи випорожнення ділянки А (рис.3.11.)

агрегатів; така операція дозволить знизити тиск на ділянці А на 0,15 МПа, що складає 4,2 % від стравлюваного газу;

- відключення від роботи ділянки В різко знижує пропускну здатність перегону, що відкриває широкі можливості для економії значних обсягів газу, однак при цьому різко зростає тиск на виході КС1; така операція дозволяє знизити тиск на ділянці А на 1,25 МПа, що складає 35 % стравлюваного газу.

Якщо здійснюється випорожнення ділянки, з'єднаної з входом на КС (на рис. 3.11., ділянка Б), то її слід випорожнювати або першим (перекривання одночасно кранів 5 і 6), або другим (перекривання тільки крану 5, а кран 6 закрити після зниження масової витрати на виході з ділянки до значення 10 кг/с) способом. Додатково тиск в кінці перегону можна знизити шляхом зменшення пропускну здатності перегону між КС1 і КС2, наприклад заклавши перемичку 3 (рис.3.15.). Така операція сповільнює випорожнення ділянки Б, однак з часом зниження тиску відбувається інтенсивніше. Такий спосіб маніпулювання запірною арматурою теж дозволяє додаткового зекономити стравлюваний газ, однак вимагає значних затрат часу.

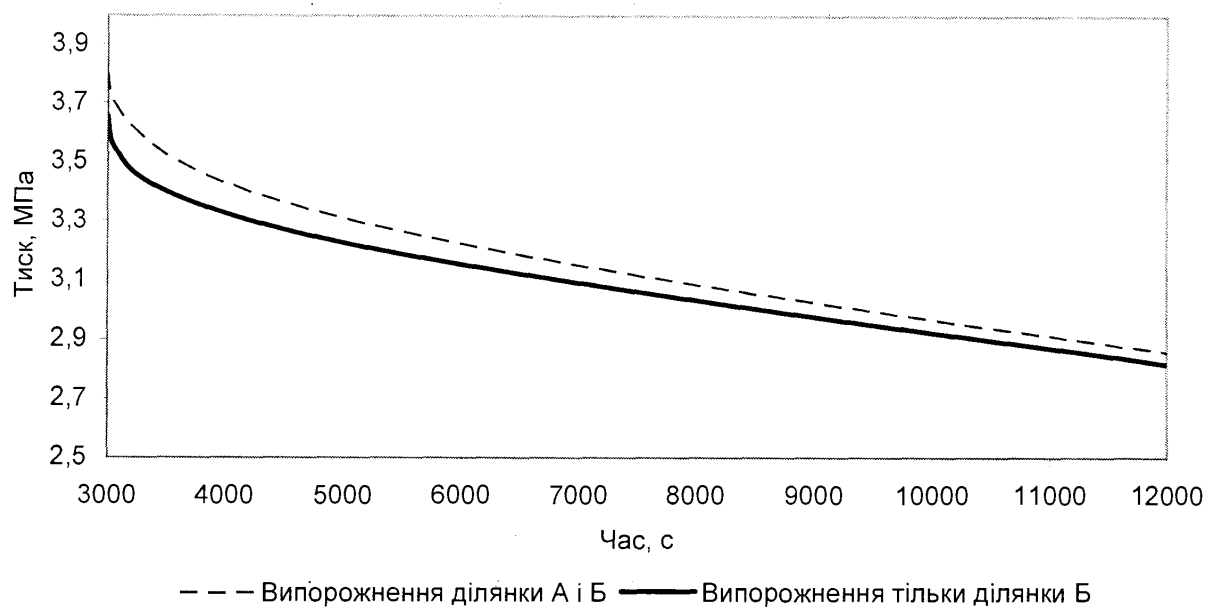


Рис. 3.15. Методи випорожнення ділянки Б (рис.3.11.)

Для ділянки МГ, з'єднаної з виходом з КС (ділянка В, рис. 3.11.) також необхідно застосовувати наведені способи пониження тиску (рис.3.16.). Однак в

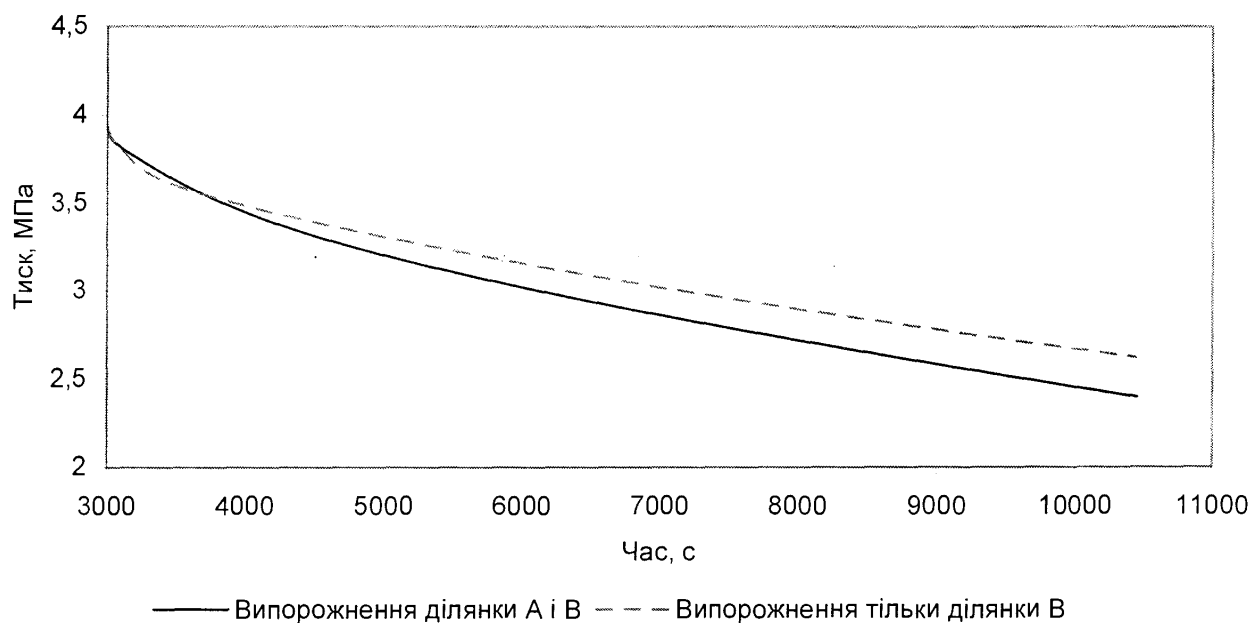


Рис. 3.16. Методи випорожнення ділянки В (рис.3.11.)

результаті закривання крану 7 (рис. 3.11.) відбудеться різке підвищення тиску на виході з КС1 (рис. 3.14.). Для згладжування нестационарного процесу,

викликаного перекриванням крану 7, спочатку необхідно перекрити кран 8. Тоді ділянка В буде як буферний об'єм, який згладить скачок тиску і дозволить більш плавно перейти системі в новий режим роботи без ділянки В.

Кожне переключення запірної арматури повинно бути підтвержене теоретичним розрахунком для нової технологічної схеми. Більшість запропонованих технологічних операцій пов'язані зі зниженням пропускної здатності перегону між лінійними КС. Пониження тиску і масової витрати на вході в КС може призвести до спрацювання протипомпажного захисту на станції і, як наслідок, вимкнення з роботи перекачувального агрегату [84, 85]. Негативний ефект від вимкнення агрегату є більшим, ніж вигреш в економії частини газу, що стравлюється з ділянки МГ під час виведення її в ремонт. З іншого боку, відключення аварійної ділянки теж викликає зниження пропускної здатності перегону між станціями. Тому для перевірки доцільності додаткового зниження пропускної здатності необхідно проводити гідравлічний розрахунок газопроводу.

Запропонований метод економії стравлюваного газу був впроваджений в практику експлуатації МГ УМГ «Прикарпаттрансгаз». Очікуваний економічний ефект від використання методики випорожнення складного МГ склав 68 тис. грн. на рік (Додаток Б).

3.5. Проблеми перебігу нестационарних процесів під час пневматичних випробувань ділянок магістральних газопроводів

Існує три методи випробування ділянок МГ: гідравлічний, пневматичний та комбінований [42]. Під час гідравлічного випробування внутрішня порожнина ділянки газопроводу наповнюється водою або незамерзаючою рідиною; під час пневматичного випробування – повітрям, природнім або інертним газом; під час комбінованого випробування частина ділянки заповнюється газом, а частина – рідиною.

Пневматичний метод за економічними показниками, а також за показниками безпеки, є на порядок нижчий, ніж гідравлічний. Однак існують

умови проведення ремонтних робіт, за яких використання гідравлічного методу є неможливим, або економічно недоцільним. До них відносяться [42,62]:

- проходження газопроводу в північних районах;
- виконання ремонтних робіт в зимовий період;
- проходження МГ в районах, де немає доступу до великих запасів води тощо.

Застосування пневматичного методу є доцільним під час введення в експлуатацію ділянок газопроводу, на яких виконані ремонтно-відновлювальні роботи, оскільки виключається потреба здійснювати монтаж підвідних та зливних патрубків, камер запуску роздільників та зливної труби, що необхідно облаштовувати для виконання гідравлічних випробувань. Тому пневматичний метод випробування в практиці спорудження та експлуатації МГ. Враховуючи велику енергоємність пневматичного методу, актуальною є розробка заходів щодо покращення ефективності проведення випробувань даним методом.

Випробування ділянки МГ пневматичним методом проходить в наступній послідовності виконання дій [42,76]:

- спочатку тиск на ділянці піднімається до значення $0,3P_{роб}$, але не більше 2 МПа; тут $P_{роб}$ – робочий тиск в газопроводі;

- здійснюється огляд ділянки по довжині на предмет наявності крупних несправностей;

- після усунення всіх несправностей тиск на ділянці піднімається до значення $P_{випр.}$ – тиску випробування ділянки. Випробування ділянки МГ на міцність здійснюється шляхом витримування її під тиском випробування певний період часу. Тривалість проведення випробувань на міцність залежить від умов прокладання МГ на досліджуваній ділянці та становить не менше 12 годин. Огляд ділянки при цьому здійснювати заборонено. Умовою успішного проведення пневматичного випробування на міцність є зниження тиску на випробовуваній ділянці не більше, ніж на 1% від $P_{випр.}$ протягом 12 годин [42];

- після проходження випробування на міцність тиск на ділянці понижають до значення $P_{роб.}$ і проводиться випробування на герметичність. Під час проведення випробування на герметичність здійснюється огляд ділянки на наявність витоків,

та вимірювання зниження тиску протягом всього часу проведення випробувань на герметичність. Тривалість випробувань на герметичність залежить від тривалості проведення огляду і складає не менше 12 годин [76].

Під час проведення випробувань МГ пневматичним методом відбуваються два окремих нестационарні процеси:

- підняття тиску та встановлення його значення по всій довжині ділянки на рівні $1,1P_{роб.}$;
- пониження тиску від значення $1,1P_{роб.}$ до $P_{роб.}$.

Підіймання тиску на випробуваній ділянці МГ відбувається зі швидкістю не більше $0,3$ МПа/год [42].

Незважаючи на те, що в нормативному документі [76] приведені номограми для визначення тривалості наповнення ділянки газом для її випробування, питання визначення тривалості пониження тиску від значення $P_{випр.}$ до $P_{роб.}$ а також тривалості процесів стабілізації параметрів газу після наповнення/пониження тиску не є врегульованими.

Розглянемо згадані нестационарні процеси більш детально. Якщо проводяться пневматичні випробування кількох ділянок підряд, то після проведення випробувань на одній ділянці стиснутий газ перенаправляється в наступну [76]. При цьому швидкість пониження тиску на ділянці, котра пройшла випробування, буде обмежена швидкістю підвищення тиску на наступній, яка рівна $0,3$ МПа/год [42]. Такий плавний перепуск газу не викличе різких нестационарних процесів на обох ділянках. Однак, при спорудженні або капітальному ремонті кількох ділянок підряд випробування однієї ділянки може проводитись в умовах, коли наступна по технологічній схемі ділянка ще не є споруджена/відремонтована. У такому випадку, після проведення випробувань на міцність для пониження тиску від $P_{випр.}$ до $P_{роб.}$ газ перенаправляється туди, звідки він був закачаний [76], тобто або в суміжні ділянки газопроводу (на яких випробування вже було проведено раніше), або в діючий МГ (який перетинає або проходить поблизу випробуваної ділянки), або в атмосферу (в разі використання високопродуктивних компресорних установок на базі авіаційних двигунів). При

цьому обмеження щодо швидкості пониження тиску на ділянці не накладаються. Отже, з метою скорочення загальної тривалості випробувань випорожнення ділянки від надлишку газу проводиться шляхом повного відкриття байпасних кранів, у випадку перепускання надлишку газу в сусідні ділянки чи в діючий МГ, або продувних свічей, у випадку випускання газу в атмосферу. Контроль за ходом випорожнення здійснюється за допомогою манометрів, які встановлені в точці наповнення/випорожнення ділянки [41,42]. Після зниження тиску в цій точці до значення $P_{роб.}$ байпасний/свічний кран перекривається. Швидкість пониження тиску на ділянці під час вказаної технологічної операції є дуже високою і нестационарні коливання параметрів газового потоку після раптового закриття байпасного/свічного крану будуть різко вираженими [42,76]. Під впливом сили тертя коливання з часом затухають, однак тривалість цих коливань є нерегламентована.

Початок відліку часу для проведення випробувань на міцність та герметичність правомірно фіксувати тільки після стабілізації температури газу (різниця температури газу на протилежних краях випробуваної ділянки повинна становити не менше 1^0) [70]. Таким чином, в структурі загальної тривалості випробувань на міцність та герметичність існує частина часу, яка витрачається на стабілізацію параметрів газу після підвищення/пониження тиску на випробуваній ділянці. Питання визначення тривалості стабілізації параметрів газу для наведених процесів не є врегульовані, що негативно впливає на організацію та планування пневматичних випробувань ділянок МГ.

Розглянемо ділянку МГ, на якій виконуються пневматичні випробування природним газом. Геометричні параметри ділянки наступні: довжина ділянки – 16 км; діаметр - 1420x20 мм; профіль траси розглядається чотирьох видів: рівнинний (висотні позначки кожної точки дорівнюють 100 м), похилий (висотні позначки від входу до виходу ділянки згідно технологічної схеми рівномірно зростають в діапазоні від 0 м до 100 м), пересічений (позначки змінюються від 0 м до 100 м, однак характер зміни висоти точок ділянки нерівномірний) і похилий з більшим нахилом (висотні позначки рівномірно зростають в діапазоні від 0 м до

200 м). Приймаємо, що на обох кінцях ділянки встановлено по одній продувній свічі типорозміром 273x8 мм [41]. Припустимо, що температура ґрунту вздовж ділянки газопроводу однакова і дорівнює 280 К. Початкові умови для розрахунку наступні: тиск, температура газу, температура стінки газопроводу в початковій точці ділянки рівні відповідно 8,25 МПа, 293 К та 293 К, масова витрата на вході та виході ділянки рівна нулю. Для ділянки з рівнинним профілем тиск в кожній точці рівний початковому, а для ділянок з похилим та пересіченим профілем траси розподіл тиску по довжині рівний гідростатичному розподілу з тиском в початковій точці ділянки рівним 8,25 МПа.

Моделювання динаміки зміни параметрів газу в процесі її випорожнення здійснено методом кінцевих різниць із неявною схемою розбиття. В якості граничних умов для розв'язування системи рівнянь руху газу (2.15), (2.16), (2.18), (2.19) необхідно прийняти масову витрату на виході з продувної свічі. Оскільки випорожнення проводиться через обидві свічі на краях ділянки, то конфігурація швидкозмінних граничних умов матиме вигляд: $M(\tau, 0)$; $M(\tau, l)$. Ці величини визначаємо за формулами (2.99)-(2.100).

Під час випорожнення рівнинної ділянки газопроводу через продувні свічі з однаковими геометричними параметрами значення масової витрати на виході з продувних свічей будуть однаковими. Тому в процесі випорожнення ділянки тиски на краях ділянки досягнуть значення $P_{роб.}$ одночасно. Відповідно, нестационарні процеси на краях ділянки після закриття свічних кранів будуть ідентичними (рис. 3.17). Тоді хвилі тиску, які виникнуть на обох краях ділянки унаслідок перекриття продувних свічей взаємно погасять одна одну.

Під час випорожнення ділянки з похилим профілем траси тиск на вищій свічі набуде значення $P_{роб.}$ швидше, ніж тиск на нижній свічі (рис.3.18). Це зумовлено впливом гідростатичної складової розподілу тиску по довжині ділянки. Неодночасність закриття продувних свічей на похилій ділянці спричинює інтерференцію коливальних процесів, унаслідок якої коливання на краях ділянки спостерігаються неперіодичними. При цьому, тривалість нестационарних процесів

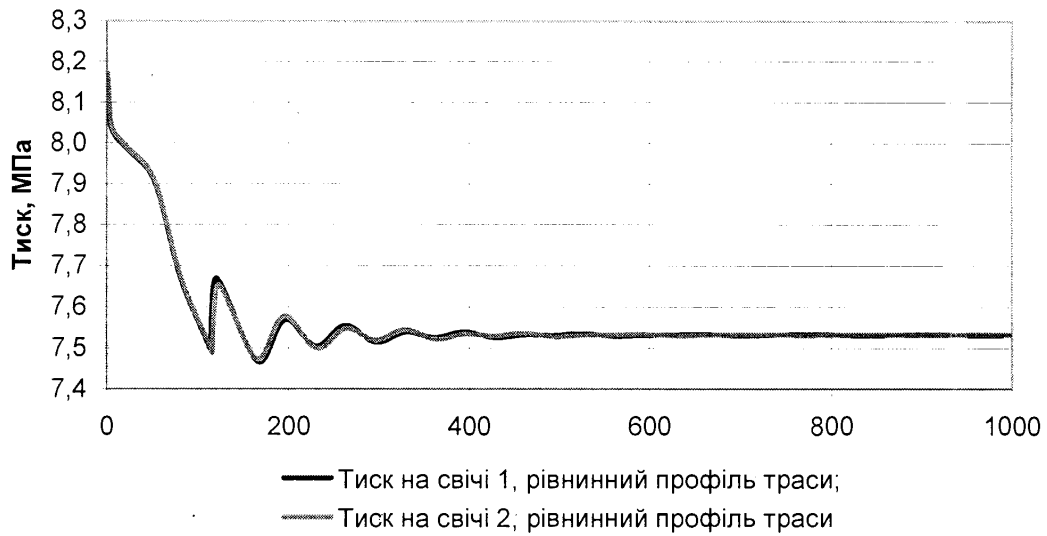


Рис. 3.17. Розподіл в часу значень тиску на вході та виході ділянки з рівнинним профілем траси

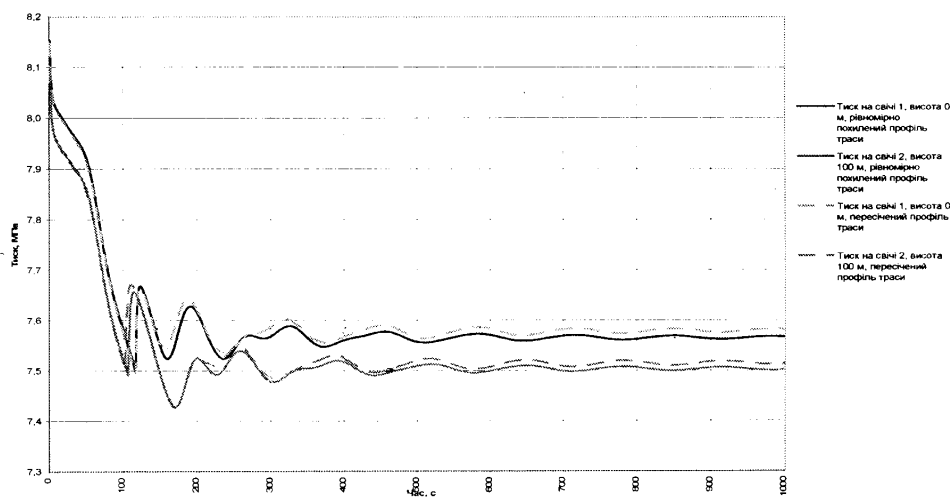


Рис. 3.18. Дослідження впливу характеру профілю траси на тривалість нестационарних коливань тиску

для похилого газопроводу є більша, ніж тривалість таких процесів для рівнинного газопроводу. Наведені положення підтверджуються результатами моделювання. Так, порівняння динаміки зміни тиску на вході та виході з ділянки МГ з рівнинним та похилим профілем траси показано на рис. 3.17 та 3.18. З рис. 3.18 видно, що на проміжку часу від 150 до 400 с з моменту закриття свічних кранів відбувається зміщення фаз коливань тиску у всіх точках ділянки. Далі коливальний процес починає визначатись постійно діючою проекцією сили

тяжіння на вісь газопроводу, тому неперіодичні коливання, які спочатку спостерігались по всій довжині ділянки, поступово переростають в періодичні і з часом затухають під дією сили тертя газу об стінки газопроводу.

Порівнюючи криві розподілу тиску в часі на краях ділянок із похилим та пересіченим профілем траси (рис. 3.18.) видно, що характер пересіченості практично не впливає на тривалість та інтенсивність нестационарних коливань параметрів у точках підключення свіч. Однак з часом тиск в точках підключення продувних свіч для ділянок із похилим та пересіченим профілем траси стабілізується з різними значеннями. Це пояснюється тим, що у момент закриття свіч, кількість газу, яку містили обидві ділянки в момент закриття свіч, була різною. Згідно рис. 3.18. після стабілізації тиску на ділянці з пересіченим профілем траси тиск в точках підключення свіч став вищим, ніж у відповідних точках ділянки з похилим профілем. Можемо зробити висновок, що середньоінтегральна висота точок ділянки з пересіченим профілем є менша, ніж в ділянки з похилим профілем.

Розглянемо ділянку з похилим профілем траси з діапазоном висот від 0 до 200 м. Розподіл в часі значень тиску на краях ділянок з різним нахилом приведено на рис. 3.19.

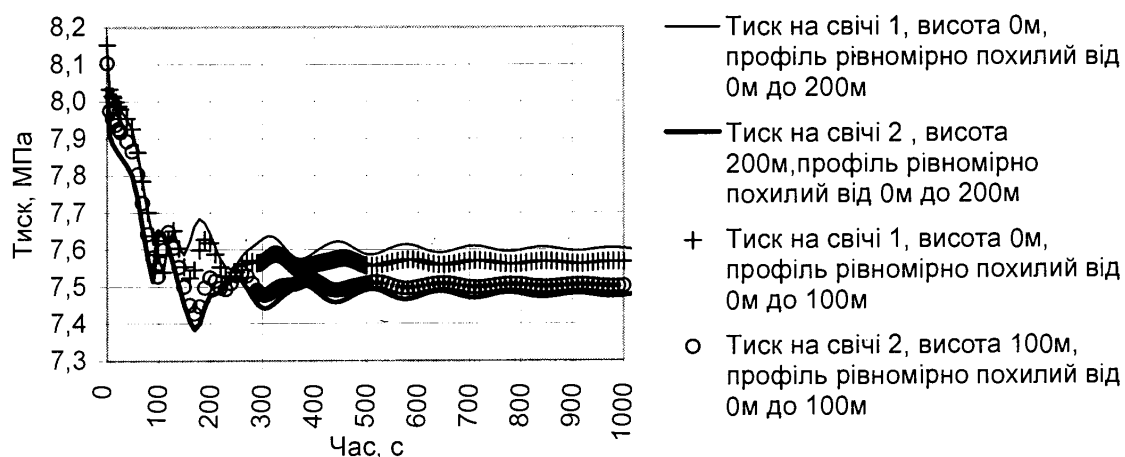


Рис. 3.19. Дослідження перепаду висот між входом і виходом ділянки на тривалість нестационарних коливань тиску

Очевидним є той факт, що при цьому на ділянці з більшим перепадом висот між точками підключення свічок амплітуда коливань практично в два рази зростає. Відповідно збільшується тривалість затухання коливань тиску.

Зважаючи на те, що під час проведення пневматичних випробувань на міцність або на герметичність початкове значення тиску і момент часу початку випробувань фіксуються після вирівнювання температури по всій довжині ділянки, виникає задача прогнозування процесу стабілізації температури внаслідок перебігу двох зазначених вище нестационарних процесів. Результати моделювання процесу стабілізації температури після пониження тиску на ділянці МГ від значення $P_{випр.}$ до $P_{роб.}$ показані на рис. 3.20.

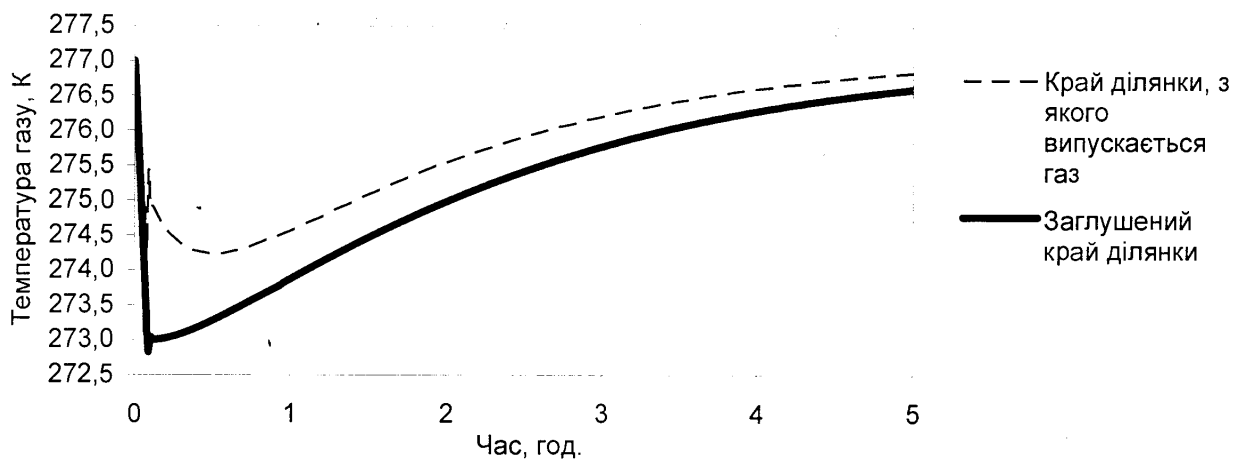


Рис.3.20. Визначення тривалості стабілізації температури під час пневматичних випробувань ділянки газопроводу

Оскільки випробування на міцність та герметичність правомірно проводити тільки після того, як різниця температур на краях ділянки складатиме не більше 1 градуса [70], то вважатимемо, що тривалість нестационарних процесів після стравлення надлишку газу з випробуваної ділянки становить 45 хвилин. Загальне підвищення температури в трубопроводі спричинене різницею між температурою газу в газопроводі та температурою ґрунту. Зростання температури газу спричинює зростання тиску в газопроводі. Незначне підвищення тиску не впливає на результати проведення випробувань на герметичність, оскільки визначальну роль тут відіграє зниження тиску.

Для перевірки достовірності моделювання процесу стабілізації температури на ділянці порівняно отримані результати з результатами, отриманими Тугуновим [86]. Максимальне відхилення склало 3,3 %.

3.6. Прогнозування перепуску газу з ділянки, на якій проводяться пневматичні випробування, у діючий магістральний газопровід

Заповнення та випорожнення ділянок МГ, які підлягають пневматичному випробуванню, виконуються в тому числі і з використанням енергії тиску газу, який міститься в суміжних ділянках або в іншому діючому МГ [76]. Після сполучення діючого МГ з випробуваною ділянкою інтенсивне перетікання газу спричинює різко виражені нестационарні газодинамічні процеси. При цьому локальна зміна тиску на діючому МГ може бути прийнятою за аварійну. Тому необхідно розробити методику прогнозування таких змін тиску за допомогою газодинамічного імітатора.

Для визначення закономірностей перебігу таких нестационарних процесів розглянемо систему випробувана ділянка – магістральний газопровід, показану на рис. 3.21. Заповнення або випорожнення випробуваної ділянки в таких випадках відбувається через байпасні лінії [76] (для зниження втрат енергії стиснутого газу внаслідок розриву на випробуваній ділянці). Для моделювання руху газу через

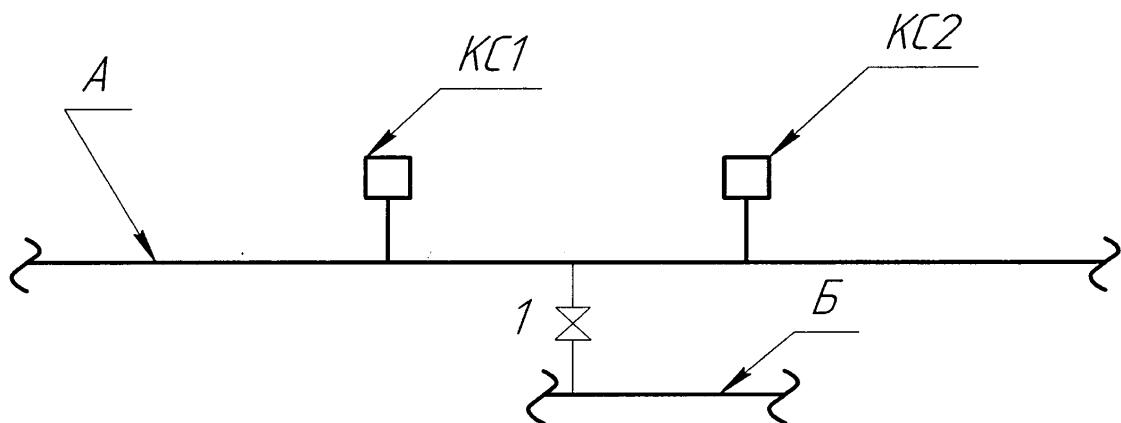


Рис. 3.21. Схема досліджуваної системи випробувана ділянка – діючий МГ

байпасний кран необхідно врахувати той факт, що внаслідок високого перепаду тиску на байпасному крані потік газу через отвір запірною органу крану може бути критичним [26]. Тому для визначення значення масової витрати через байпасний кран необхідно використовувати формули (2.99)-(2.100).

Нехай необхідно випорожнити випробовувану ділянку Б до значення тиску, яке є меншим значення тиску в МГ А в точці з'єднання з ділянкою Б. Таким чином, необхідно якомога більше газу перепустити в діючий МГ, оскільки решту частину газу необхідно стравити в атмосферу через продувні свічі. Згідно досліджень, проведених в підрозділі 3.3., перепускання газу з ділянки МГ доцільно проводити до моменту досягнення масовою витратою через байпасний кран певного наперед вибраного значення.

В початковий момент часу $t = 3300 \text{ c}$ МГ А працює в стаціонарному режимі роботи (тиск в МГ А в точці підключення випробовуваної ділянки становить 5,74 МПа), а випробовувана ділянка Б знаходиться під тиском випробування – 7,14 МПа. Умовний діаметр байпасного крану повинен бути рівним $0,3D$, де D - діаметр основної нитки МГ [41]. Проаналізувавши існуючі типорозміри лінійних запірних кранів, для лінійного кульового крану Ду1400 вибрано байпасний кран з Ду300.

Випорожнення ділянки проводимо до моменту досягнення масовою витратою значення 50 кг/с. При цьому перепад тиску на байпасній лінії становить 0,005 МПа (рис. 3.22). Таким чином, перепад тиску на байпасному крані не можна використовувати в якості критерію оцінки ступеня випорожнення ділянки газопроводу. В момент закінчення випорожнення різниця тисків на початку та в кінці випорожнюваної ділянки рівна 0,105 МПа. Таке значення перепаду тиску на ділянці є цілком доступне для вимірювання, що підтверджує висновок, отриманий в підрозділі 3.4 про те, що критерієм оцінки випорожнення ділянки МГ є різниця тиску на краях ділянки.

Якщо знехтувати змінністю тиску в МГ А під час перепуску в нього газу з випробовуваної ділянки Б, то тривалість перепуску практично не зміниться (рис.3.22). Однак після закінчення випорожнення ділянки Б значення тиску на

ділянці стане вищим на 0,25 МПа, ніж тиск в МГ до початку випорожнення ділянки Б.

На рис. 3.22. видно, що при такому пониженні тиску в ділянці Б коливань майже не спостерігатиметься. Це пов'язано з тим, що масова витрата в кінці процесу пониження тиску є дуже малою. Крім того тиск в точці підключення байпасного крану 1 з боку магістрального газопроводу А також понижається, в

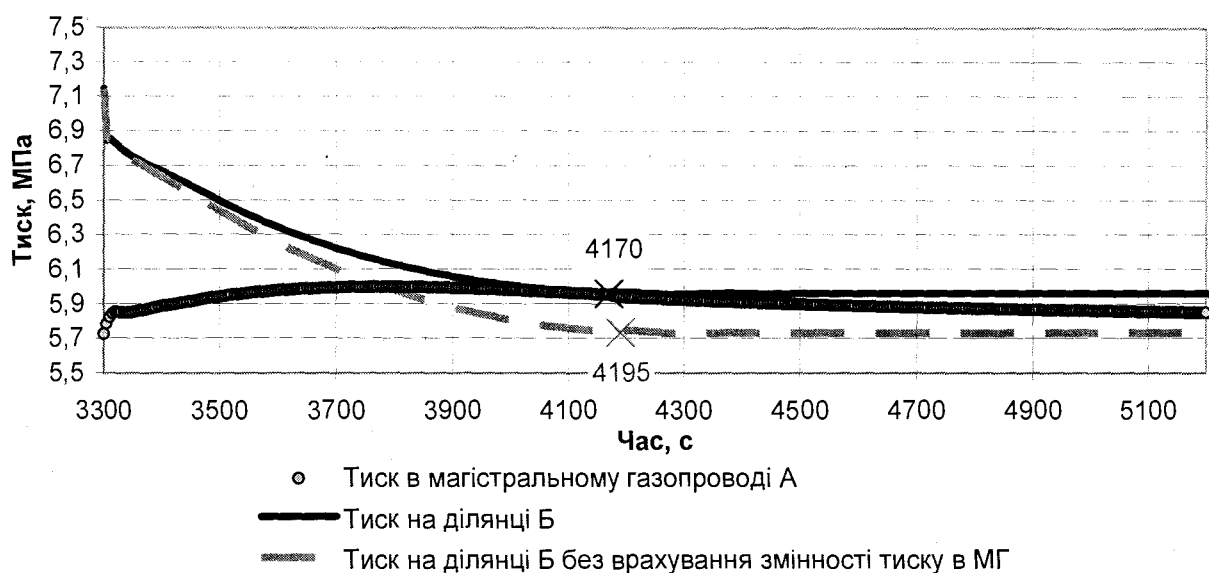


Рис. 3.22. Динаміка зміни тиску на байпасному крані 1 з боку ділянки Б і МГ А

результаті чого крива пониження тиску на ділянці Б є більш пологою.

У випадку, коли випорожнення випробуваної ділянки відбувається до наперед заданого значення тиску, яке є більшим від значення тиску в МГ А в точці підключення до нього ділянки Б, зокрема до значення 6,5 МПа, будемо мати динамічну картину зміни тиску на крані 1, зображену на рис. 3.23. При цьому значення масової витрати в момент досягнення тиском на виході ділянки Б значення 6,5 МПа становить 502 кг/с. У результаті миттєвого перекриття байпасного крану 1 на виході з ділянки Б спостерігатиметься стрімке підвищення тиску (рис. 3.23.). Внаслідок перекриття крану 1 на ділянці Б спостерігаються нестационарні коливання значень тиску. Критерієм нестационарності вважатимемо досягнення амплітудою коливань тиску значення, рівного точності манометрів. В середньому, це значення дорівнює 0,05 МПа. Така амплітуда коливань буде через 355 с.

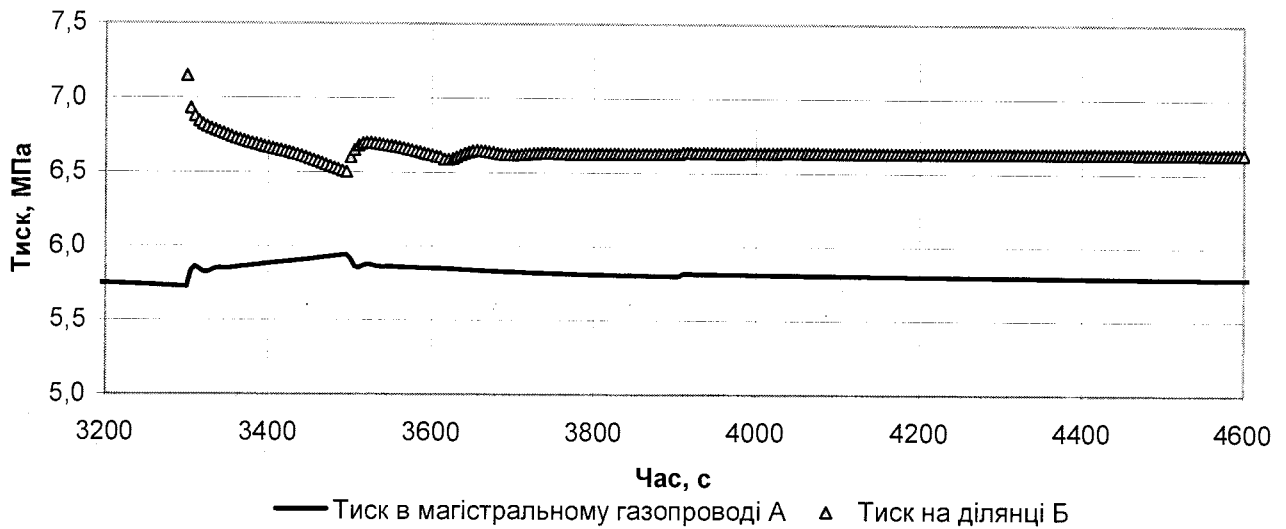


Рис. 3.23. Тиск в точці 1 в процесі випорожнення ділянки Б до значення 6,5 МПа

Після закінчення нестационарних процесів на ділянці тиск встановиться на рівні 6,64 МПа, що на 0,14 МПа більше того, який передбачався в момент припинення перепуску газу. Така різниця обумовлена тим, що під час перепуску газу з випробовуваної ділянки в МГ на випробуваній ділянці спостерігається значний градієнт тиску по довжині ділянки в процесі її випорожнення.

Проведені дослідження дозволяють нам зробити висновок про те, що в процесі випорожнення ділянки МГ у діючий газопровід інтенсивність та тривалість нестационарних процесів залежить від режиму роботи магістрального газопроводу. Неврахування змінності режиму роботи газопроводу під час підключення до нього ділянки, що випорожнюється, може призвести до занижених результатів розрахунку тиску після закінчення процесу випорожнення ділянки. Оскільки під час випорожнення ділянки в діючий МГ відбувається однобічне пониження тиску закриття байпасного крану 1 необхідно здійснювати в момент досягнення на ньому значення тиску $P_{роб.-0,1}$ МПа, щоб компенсувати підвищення тиску по довжині ділянки після закриття байпасного крану.

3.7. Висновки по розділу

1. На основі результатів імітаційного моделювання встановлено, автомати аварійного закриття кранів за найгірших умов можуть не спрацювати в

разі виникнення аварійних витоків з еквівалентним діаметром 600 мм. Моделювання транспортування газу по МГ у режимі реального часу дозволяє за таких же умов здійснювати виявлення аварійних витоків газу з еквівалентним діаметром не менше 80 мм.

2. Встановлено, що для ділянки газопроводу з пересіченим профілем траси зменшення тиску в діапазоні допустимих для виконання вогневих робіт значень відбувається на 20 % швидше, ніж на рівнинному газопроводі.

3. Запропоновано в якості критерію оцінки ефективності випорожнення ділянки складного газопроводу перед виведенням її з експлуатації використати різницю тисків на краях ділянки. Встановлено, що методи стравлювання надлишку газу залежать від положення аварійної ділянки на перегоні відносно суміжних КС. При цьому виявлено, що для ділянок, які знаходяться ближче до початку перегону можливості додаткового пониження тиску зростають до 35 % стравлюваного газу. Для ділянок, які розміщені біля кінцевої точки перегону додаткове пониження тиску можливе, однак тривалість пониження тиску значно зростає у порівнянні з ділянками, які знаходяться на початку перегону.

4. Під час проведення планування випробувань ділянок МГ пневматичним методом тривалість нестационарних коливань тиску практично не залежить від характеру пересічності профілю траси ділянки і суттєво залежить від перепаду висот між краями випробуваної ділянки. Нестационарні коливання тиску при цьому тривають близько 5 хв. Однак, значно довше відбувається стабілізація температури (близько 45 хв.).

5. Під час перепуску надлишку газу з ділянки, яка пройшла випробування на міцність, у діючий МГ, тиск в останньому у точці підключення до випробуваної ділянки зростає на 0,25 МПа. Після закінчення перепуску газу протягом 30 хв. тиск у діючому МГ починає повільно знижуватись, наближаючись до вихідного перед перепуском газу значення, що дозволяє знизити тиск на випробуваній ділянці додатково на 0,2 МПа.

РОЗДІЛ 4

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ГТС

4.1. Експериментальні дослідження точності комплексу моделей за даними диспетчерських служб

Використовуючи метод кінцевих різниць для розрахунку розподілу газодинамічних параметрів у просторі та часі під час роботи ГТС в нестационарних режимах, необхідно вибрати крок розбиття сітки по довжині і по часу. Крім того, необхідно вибрати крок оновлення граничних умов, частоту здійснення контролю за параметрами роботи ГТС та частоту здійснення адаптації моделі до реальних умов транспортування газу. Такий вибір здійснюється в залежності від наявної інформації про роботу системи та частоти її оновлення. Режимні дані на сучасних вітчизняних ГТС доступні в двох видах:

- у вигляді даних оперативних журналів;
- у вигляді архівних даних цифрових вимірювальних засобів.

Частота оновлення оперативних диспетчерських даних складає 2 години. Призначення цих даних головно полягає в зведенні балансу руху газу в межах газотранспортних підприємств. При цьому використовуються переважно покази витратомірів на ГВС. Контроль за даними оперативних журналів ефективний для виявлення несправностей, які виникають поступово, наприклад активізація процесів гідратуутворення на певних ділянках. Методом зведення балансу руху продукту в межах газотранспортних підприємств може бути встановлено факт негерметичності технологічного обладнання ГТС, внаслідок якого відбуваються значні втрати продукту. Крім того, оперативні журнали включають інформацію щодо розподілу тиску в часі і по довжині системи. Цей розподіл тиску по довжині дозволяє розрахувати кількість газу, яка міститься в системі в поточний момент часу. Пропонується використовувати дані по тиску в оперативних журналах в

якості даних для здійснення контролю за безаварійністю роботи ГТС в режимі реального часу з використанням моделювання газодинамічних процесів.

Для апробації методу контролю за безаварійністю роботи ГТС за оперативними даними проведено розрахунок розподілу в часі та по довжині параметрів газового потоку в мережі МГ в межах підприємства УМГ Черкаситрансгаз. До уваги взято три найбільші МГ в межах підприємства, а саме: МГ «Союз», «Прогрес» та «Уренгой-Помари-Ужгород» (рис. 4.1.).

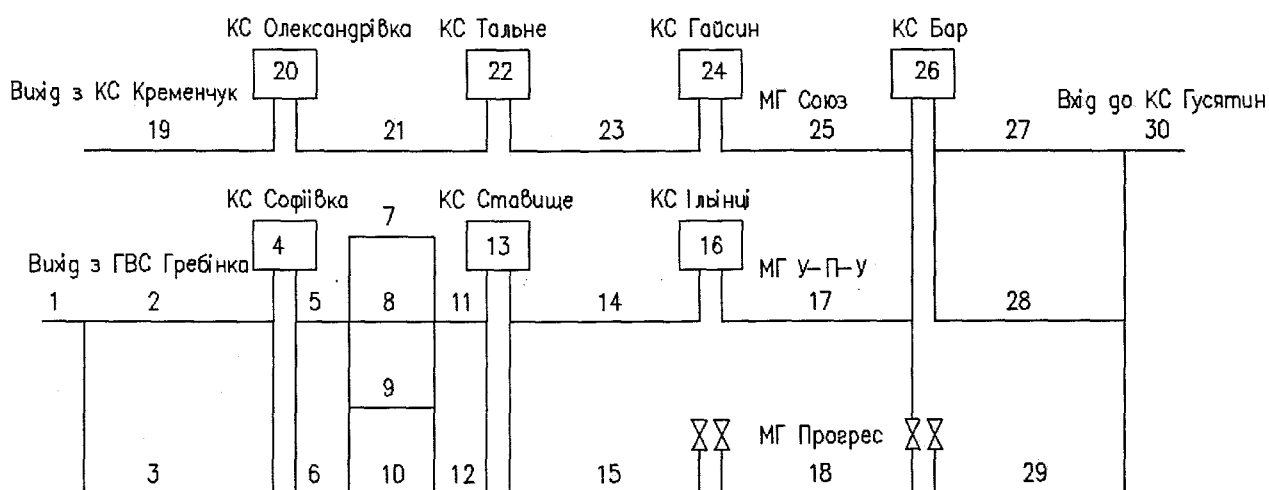


Рис. 4.1. Ділянки транснаціональних магістральних газопроводів в межах УМГ Черкаситрансгаз

Згідно агрегативно-імітаційного методу, описаного в розділі 2.3, необхідно розбити складну систему на елементарні агрегати, які позначені на рисунку відповідними порядковими номерами. Дана ГТС є складною багаторівневою. До її складу входять два із трьох можливих види підсистем, а саме – підкачування (перше – агрегати 1-16, та друге – агрегати 17-23) та розгалуження (перша вітка – агрегати 14-27, та друга вітка – агрегати 28-30). Серед відомих оперативних даних наступні вибрані в якості граничних умов (табл.В.1., додаток В). За даними виміряних та розрахованих значень в найхарактернішій точці досліджуваної системи – на вході КС Бар (табл.В.2., додаток В) побудовані графічні залежності зміни виміряних та розрахованих значень параметрів газового потоку в ГТС в часі (рис. 4.2.).

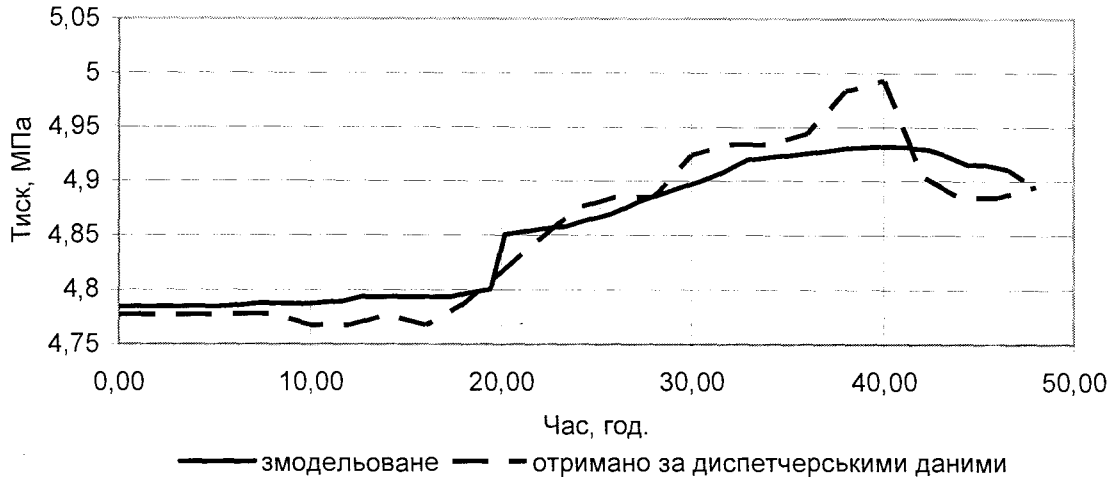


Рис. 4.2. Порівняння вимірних та розрахованих значень параметрів газового потоку в характерних точках ГТС

Максимальне розходження вимірних і змодельованих даних складає 0,06 МПа при допустимому значенні 0,12 МПа. За результатами досліджень можна дійти висновку що змодельована крива дублює характер зміни параметрів газового потоку, отриманий з оперативних журналів диспетчерських служб.

4.2. Експериментальні дослідження витоку газу з магістрального газопроводу в атмосферу через продувну свічу

Для апробації моделі динаміки зміни параметрів газу по довжині ділянки з вибоком можна використати експериментальні дані, отримані під час випорожнення ділянки газопроводу через продувну свічу. Для цього використано дані експериментального випорожнення промислового газопроводу внутрішнім діаметром 302 мм та довжиною 21250 м [77]. Дане дослідження проводилось тільки для зони критичного випорожнення ділянки газопроводу (рис. 4.3). Найбільше відхилення розрахункових даних від експериментальних для заглушеного краю ділянки складає 0,08077 МПа, а з краю підключення продувної свічі – 0,080711 МПа (рис. 4.4.).

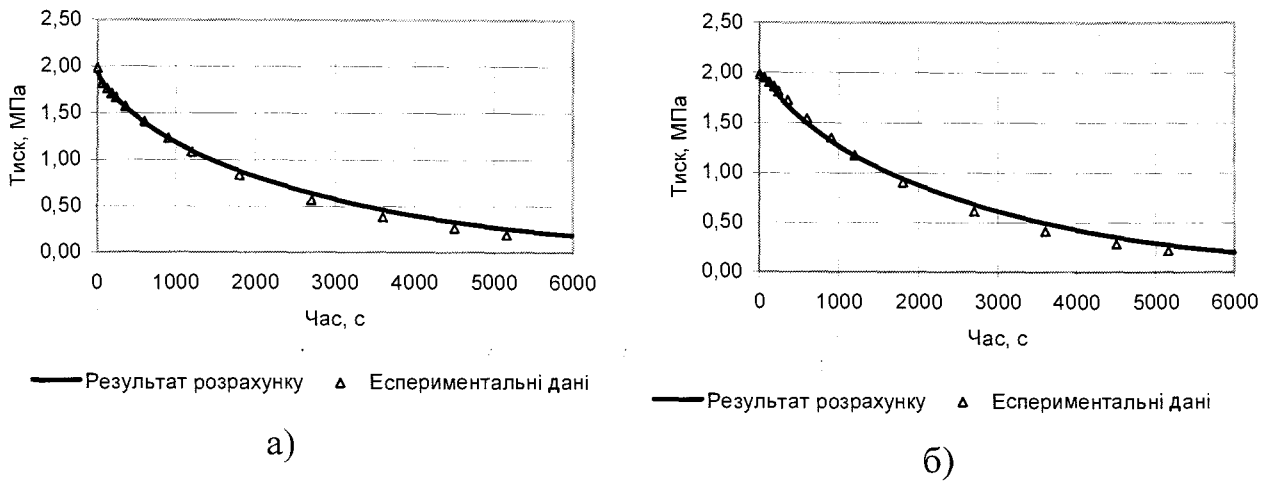


Рис. 4.3. Зміна тиску на краях ділянки МГ діаметром DN 300 мм під час його випорожнення через продувну свічу:

а - з заглушеного краю ділянки; б – з випорожнюваного краю ділянки

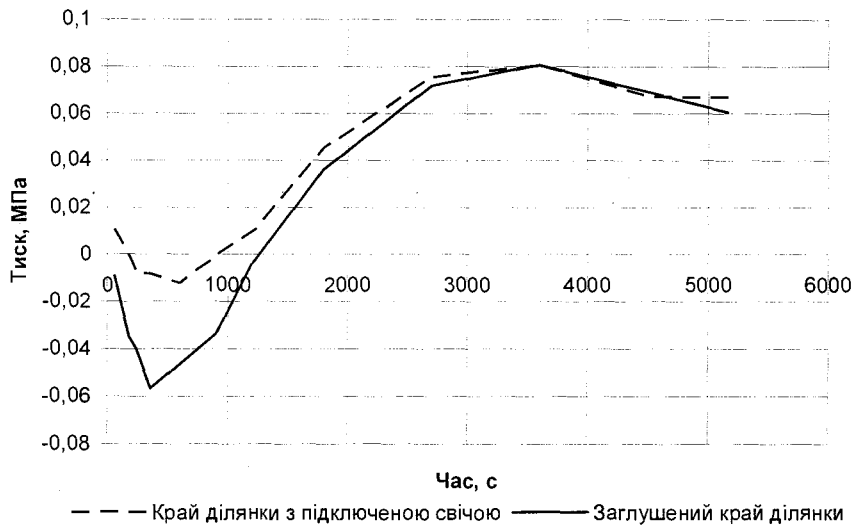


Рис. 4.4. Абсолютна похибка розрахунку значень тиску відносно експериментальних даних

По аналогії з попереднім дослідженням проведені натурні вимірювання динаміки зміни тиску в процесі випорожнення ділянки МГ Долина-Пасічна через продувну свічу для виконання на ділянці вогневих робіт. Технологічна схема ділянки показана на рис. 4.5. Випорожнення проводилось на ділянці між лінійними кранами 18 і 15 шляхом відкриття свічного крану 17Б. Довжина ділянки – 11 км. Типорозмір труби продувної свічі -150x7 мм. Довжина – 5,0 м.

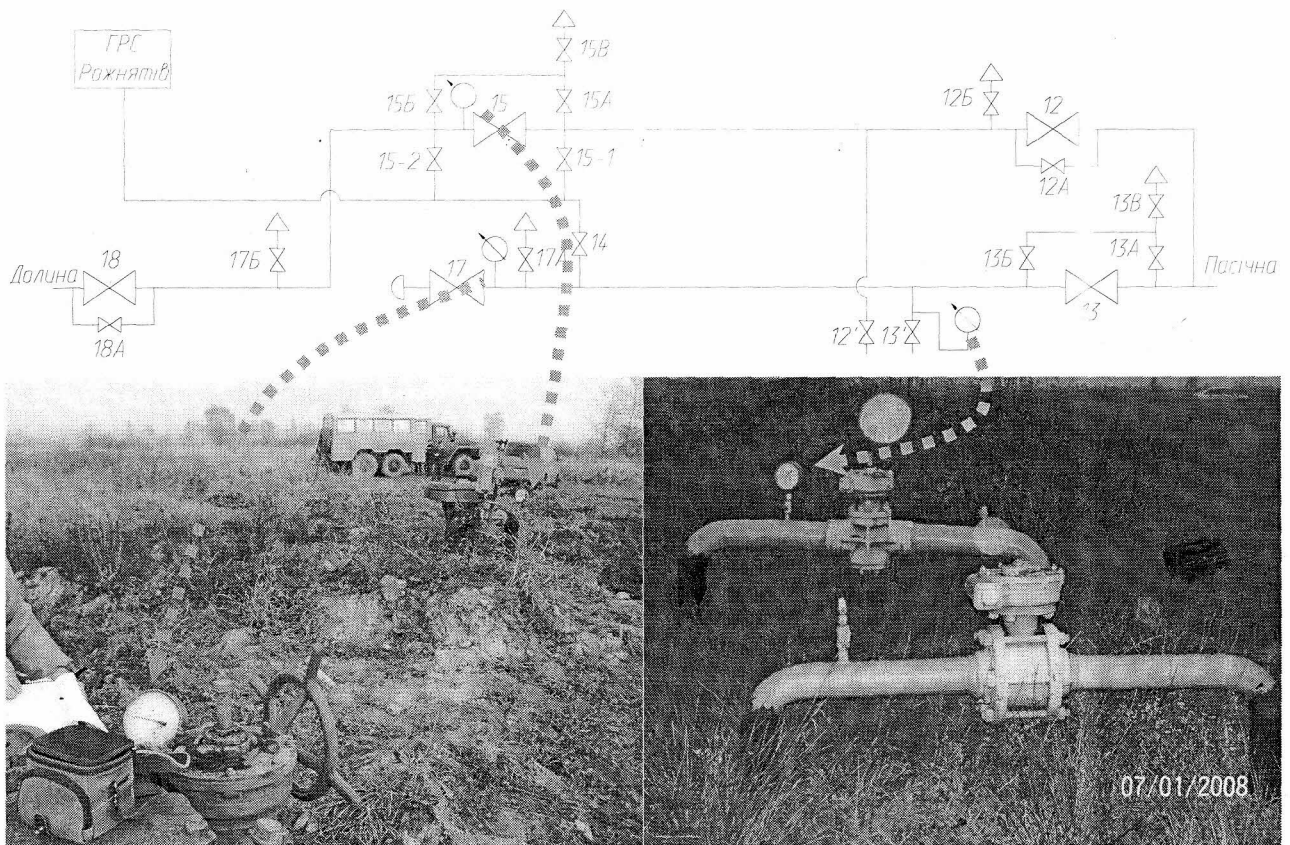


Рис. 4.5. Технологічна схема фрагменту МГ Долина-Пасічна, на якому проводилось випорожнення ділянки МГ

На свічі встановлений кран пробкового типу DN 150 мм PN 6,4 МПа. Вимірювання тиску проводились зразковими манометрами з проградуйованою шкалою від 0 до 0,25 МПа, класом точності 0,5 та ціною поділки 0,00125 МПа . Робочим органом даного типу манометрів є пружний елемент. Манометри такого типу дають задовільні результати в межах 10-90 % від максимального значення шкали манометра. Мінімальний тиск, при якому покази, виміряні приладом, відповідають їх реальним значенням з задовільною точністю, становить 0,0245 МПа. Покази фіксувались за допомогою відеокамер.

Враховуючи факт, що тиждень перед проведенням вогневих робіт МГ «Долина-Пасічна» не працював, припускаємо, що температура газу в початковий момент часу дорівнює температурі ґрунту на глибині укладання трубопроводу.

Використовуючи архівні дані по температурі атмосферного повітря, отримані з інтернет-сторінки Українського Гідрометеоцентру, отримано розподіл

температури повітря в Долинському районі в період з 01.10.2008 по 07.11.2008 для найтеплішої (15:00) та найхолоднішої (06:00) пір доби. За даним розподілом температури користуючись програмним середовищем Microsoft Excel побудована лінійна апроксимуюча функція значень температури повітря. Графіки розподілу в часі вихідних даних та апроксимуючої функції показані на рис. 4.6.

Використовуючи отримане рівняння визначимо значення осередненої температури повітря для 07.11.2008 $T_{пов.}^{сер} = -0,0517 \cdot 76 + 12,616 = 8,7^{\circ}C$. Для

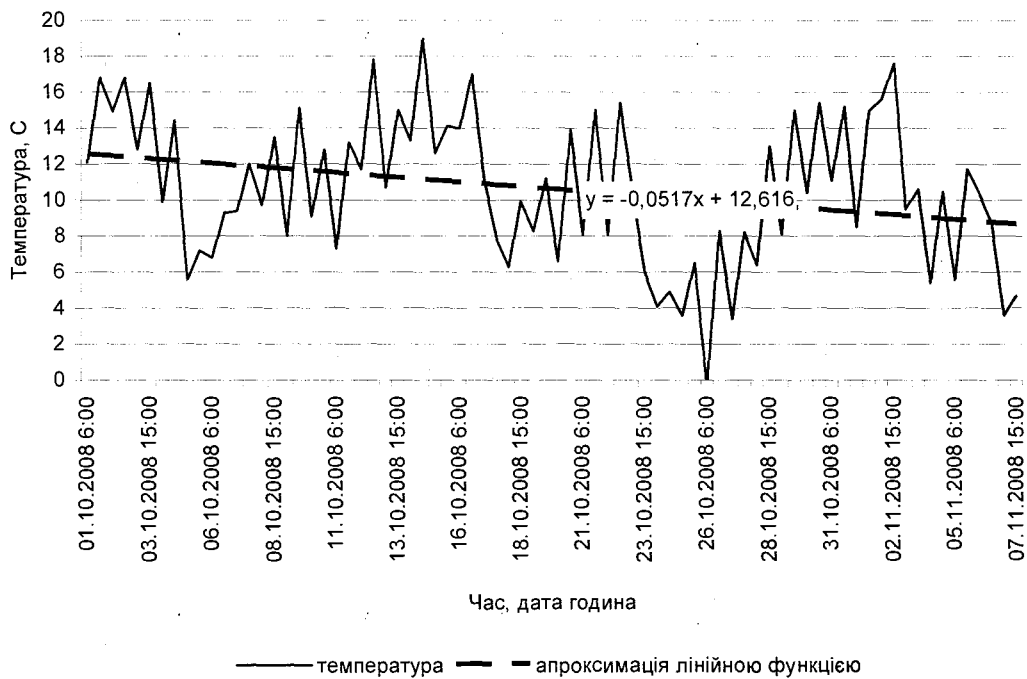


Рис. 4.6. Динаміка зміни температури повітря на протязі місяця

Центральної Європи температура ґрунту на глибині укладання газопроводу для жовтня орієнтовно на 2 градуси нижча, ніж осереднене її значення на поверхні, тобто в нашому випадку - $T_{гр.} \approx 8,7 - 2 = 6,7^{\circ}C$.

Перед початком випорожнення надлишковий тиск на ділянці становив 0,161129 МПа. В початковий момент часу ($t=0$ с) свічу відкрито на 20 % площі її поперечного перерізу. Через 20 с роботи свічу відкрито на 100 % її перерізу і подальше випорожнення ділянки проводилось через цю свічу.

Під час розрахунку зміни значень параметрів газового потоку по довжині ділянки в процесі її випорожнення в якості граничних умов вибрано значення

масової витрати на протилежних краях ділянки. З одного краю ділянки масова витрата дорівнює 0 (заглушений край). Масова витрата на виході свічки визначається за формулами (2.99)-(2.100). В даному випадку проведено дослідження процесу пониження тиску на випорожнюваній ділянці за умови, що $\mu_0 = 1$. Як видно з рис. 4.7. існує суттєва розбіжність між експериментальними і розрахованими даними. Під час випорожнення через свічу швидкість руху газу в трубі газопроводу невелика. Газ рухається до свічі крізь водяну пробку в понижених місцях газопроводу своєрідними порціями, породжуючи коливання тиску в трубі (рис. 4.5. – експериментальні дані). Шляхом підбору визначено, що для задовільних результатів розрахунку процесу випорожнення за формулами (2.99)-(2.100) потрібно, щоб коефіцієнт витрати мав значення 0,35.

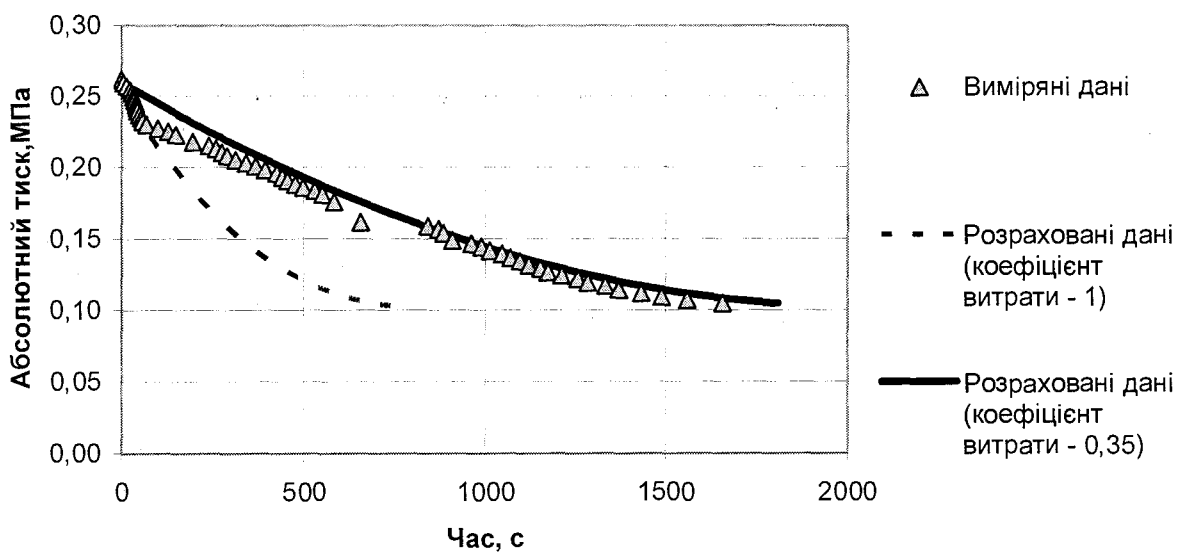
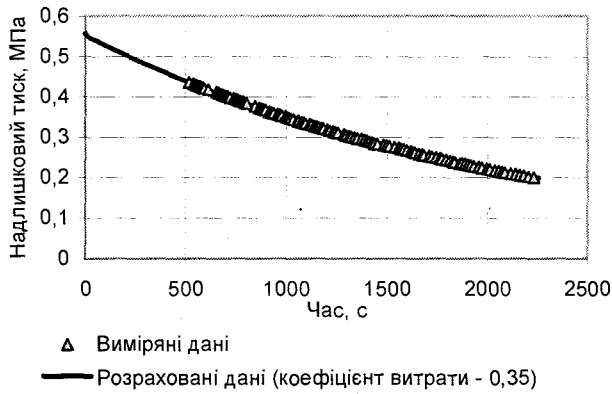


Рис. 4.7. Порівняння експериментальної та розрахункової кривих зміни тиску під час випорожнення ділянки МГ Долина-Пасічна

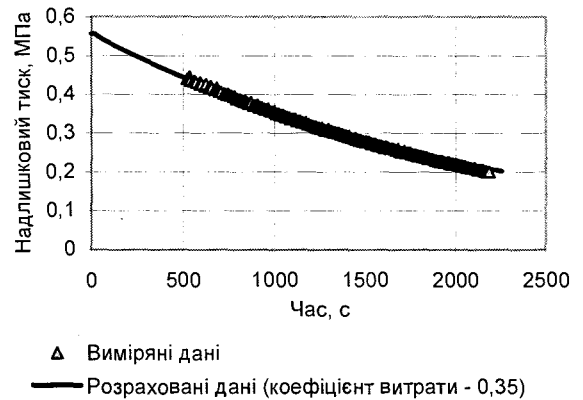
Додатково було досліджено випорожнення ділянки між кранами 13' та 17 (рис. 4.7). Довжина випорожнюваної ділянки 14,3 км, діаметр труби – 529x10 мм. Ділянка випорожнювалась шляхом відкриття свічного пробкового крану № 13В (рис.4.5) DN 150. Вимірювання значень тиску впродовж випорожнення проводилось в двох точках: біля крану 13' та біля крану 17. Відстань між краном

17 і краном 13' складає 11,6 км, а від крану 13' до крану 13 – 2,7 км. Розподіл у часі вимірних та розрахованих значень тиску біля крану 13' та 17 показані відповідно на (рис. 4.7. а) та (рис. 4.7. б).

Із рисунків видно, що розрахункові дані підтверджуються експериментальними вимірюваннями за умови рівності коефіцієнту витрати через продувну свічу 0,35.



а)



б)

Рис.4.7. Розподіл у часі вимірних та розрахованих значень тиску на краях ділянки МГ Долина-Пасічна під час її випорожнення через продувну свічу на крані 13':

а – зміна тиску на крані 13'; б - зміна тиску на крані 17

Проведені експериментальні вимірювання динаміки зміни тиску в посудині об'ємом 23 м^3 , заповненої природним газом, у процесі її випорожнення через отвір діаметром 0,0108 м (рис. 4.8).

Вимірювання проводились зразковим манометром з шкалою від 0 до 0,25 МПа, класом точності 0,5 та ціною поділки 0,00125 МПа. Покази манометрів записувались за допомогою цифрових відеокамер. За результатами експерименту виявлено, що формули (2.99)-(2.100) правомірно використовувати для діапазону надлишкового тиску від 0,25 МПа до 0,01 МПа з коефіцієнтом витрати рівним 0,42 (рис. 4.9.).

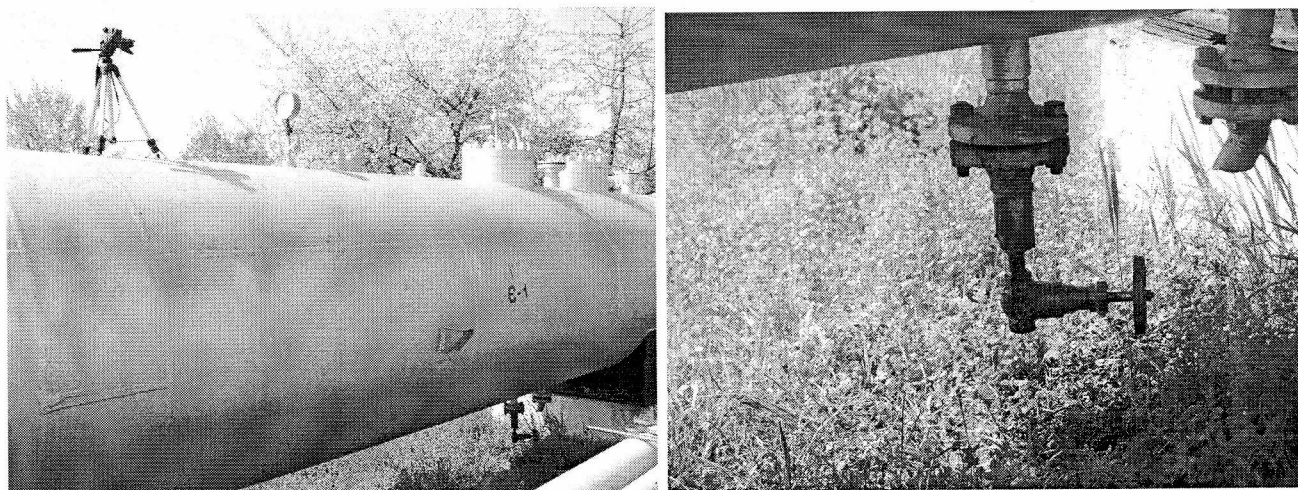


Рис. 4.8. Посудина під тиском, з якої проводиться стравлювання газу в атмосферу

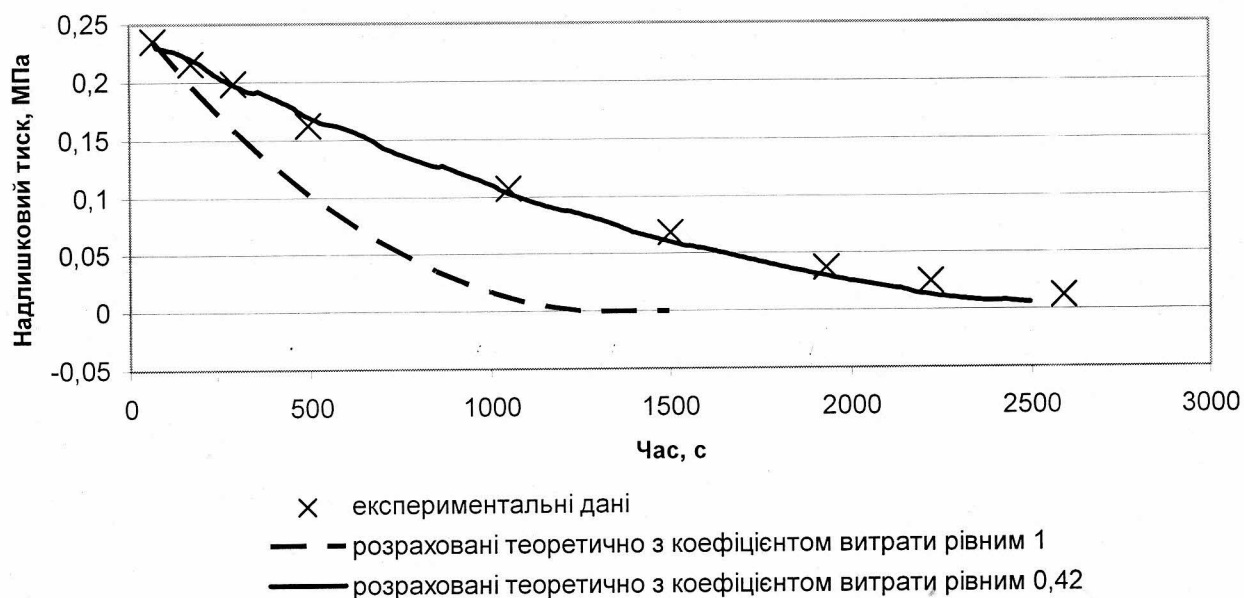


Рис. 4.9. Результати експериментального дослідження випорожнення посудини під тиском

4.3. Розробка удосконаленого ультразвукового витратоміра для контролю змінності масової витрати магістральних газопроводів

Точність моделювання роботи ГТС залежить від повноти інформації про розподіл параметрів газового потоку в часі в характерних точках системи. На сьогодні, такими точками правомірно вважати ГВС на вході та на виході з ГТС, а

також ГРС на кінцях відводів від ГТС. Відомо, що швидкозмінними параметрами газового потоку є масова витрата та тиск газу, більш інерційними – температура газу. Пристрої для вимірювання тиску прості за конструкцією, дешеві та не потребують спорудження додаткової технологічної обв'язки. Натомість вимірювання масової витрати на МГ з високою точністю проводиться на ГВС. За своїм призначенням ГВС поділяють на госпрозрахункові (комерційні) та технологічні [43,54]. ГВС являють собою комплекс споруд з складною технологічною обв'язкою. Згідно сучасних вимог щодо обліку газу [54], на ГВС облік газу ведеться як мінімум двома різними за принципом дії видами вимірювального обладнання.

Серед прийнятих для обладнання ГВС витратомірів широкі перспективи мають ультразвукові витратоміри [64]. Це витратоміри, які базуються на зміні залежного від витрати того чи іншого ефекту, який виникає під час проходження акустичних коливань через потік рідини або газу [36]. Безперечною перевагою ультразвукових витратомірів перед традиційними витратомірами є відсутність необхідності спорудження спеціальної технологічної обв'язки та відсутність втрат енергії потоку газу в процесі заміру витрати [89].

Ультразвукові витратоміри за принципом дії поділяють на витратоміри, яких аналізується швидкість проходження звукової хвилі, ступінь відхилення перпендикулярно направленої до напрямку руху потоку ультразвукової хвилі та доплерівський ефект [36]. Найбільшій сфері застосування набули витратоміри першої групи. Вони поділяються на фазові, частотні та часоімпульсні.

Фазовими називаються витратоміри, які базуються на залежностях фазових зсувів ультразвукових коливань, які виникають на приймальних п'єзоелементах, від різниці часу проходження цими коливаннями однієї і тієї ж відстані в напрямі по потоку середовища поширення ультразвукової хвилі, і проти нього. Частотними називаються ультразвукові витратоміри, які базуються на залежності різниці частот повторення коротких імпульсів або пакетів ультразвукових коливань від різниці часу проходження цими коливаннями від різниці часу проходження цими коливаннями однієї і тієї ж відстані по потоку

рухомого середовища та проти нього. Часоімпульсними називаються ультразвукові витратоміри, в яких вимірюється різниця часу переміщення коротких імпульсів по напрямку потоку та проти нього.

Недоліком ультразвукових витратомірів є низька точність вимірювань, яка може змінюватись в діапазоні від 0,1 до 2,5 % [36]. Вона обумовлена впливом на швидкість звуку в газовому потоці температури, вологості газу а також його неоднорідності. Також на швидкість поширення ультразвукової хвилі можуть впливати додаткові завихрення потоку газу внаслідок наявності локальних місць збільшеної шорсткості внутрішньої поверхні трубопроводу або наявності місцевих опорів на ділянці газопроводу до точки заміру витрати, та профіль швидкостей у пристінній зоні перерізу труби. В той же час для ведення контролю за технологічними параметрами газового потоку в процесі транспортування газу магістральними трубопроводами визначальною величиною є не значення масової витрати, а значення зміни масової витрати. Дану величину можна оцінити шляхом порівняння показів комерційних та ультразвукових витратомірів за умови типових нестационарних режимів роботи досліджуваного МГ. Таким чином, актуальності набуває розробка технологічних умов використання ультразвукових витратомірів, як додаткового джерела оперативної інформації про значення технологічних параметрів для систем контролю за безаварійністю роботи ГТС в режимі реального часу.

В середовищі з більшою густиною швидкість ультразвуку збільшується, а підвищення вологості газу призводить до підвищення густини і відповідно до зростання швидкості ультразвуку. Швидкість ультразвуку в газі зменшується з підвищенням його температури. Це пов'язано з тим, що підвищення температури газу призводить до збільшення інтенсивності хаотичного руху його частинок. Ультразвукова хвиля – це напрямлений рух елементарних частинок середовища поширення, тобто енергія ультразвуку буде зменшуватися за рахунок «гальмування» частинок, які хаотично рухаються, і напрямлення їх руху в площині поширення ультразвукової хвилі. Це приведе до зменшення амплітуди ультразвукового сигналу і відповідно швидкості її наростання. В процесі обробки

такого сигналу, наприклад під час використання компаратора, для виділення одиничного імпульсу на певному рівні амплітуди сигналу буде утворюватися похибка часу реєстрації. В неоднорідних середовищах затухання ультразвуку визначається коефіцієнтом розсіювання і залежить від співвідношення довжини хвилі і розміру неоднорідностей, що в свою чергу зменшує інтенсивність ультразвукових коливань і відповідно зменшення їх точності.

Для існуючого ультразвукового витратоміра покладено задачу підвищення точності вимірювання витрати газу шляхом введення корегувальних поправок під час обчислення витрати, котрі враховують вплив зміни вологості, температури та неоднорідності газу на точність вимірювань витрати газу. Для вирішення поставленої задачі розроблено і запатентовано структурну схему ультразвукового витратоміра, зображену на рис. 4.10. [57].

Витратомір складається з схеми керування 1, генератора синхронізуючих імпульсів 2, ключів 3, 6, 7, тригера 4, генератора зондуючих імпульсів 5, перетворювача 7, п'єзоелементів 9, 10, 11, підсилювачів 12, 14, формувачів 13, 15, реєструючого пристрою 16, мікропроцесора 17, АЦП 18.

В кожний цикл збудження першого 9 і другого 11 п'єзоелектричних перетворювачів збуджується перпендикулярно розміщений до поверхні об'єкту 8 третій роздільно-суміщений п'єзоелектричний перетворювач 10. Імпульс, який проходить через потік газу об'єкту 8, відбивається від протилежної стінки всередині об'єкту 8 і попадає на приймальну частину третього роздільно-суміщеного п'єзоелектричного перетворювача 10 і подається на мікропроцесор 17. Мікропроцесором фіксується вимірюваний інтервал часу проходження ультразвукової хвилі від передавальної до приймальної частини третього роздільно-суміщеного п'єзоелектричного перетворювача 10. Частота циклів вимірювання швидкості ультразвуку в газовому потоці задається схемою керування 1. Мікропроцесором 17 здійснюється порівняння отриманого сигналу з

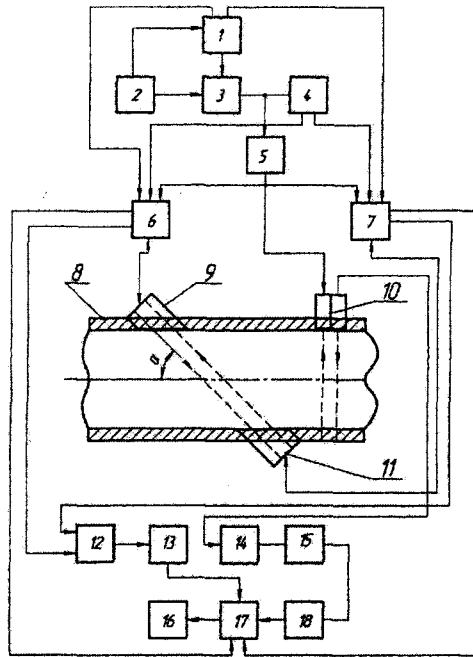


Рис. 4.10. Структурна схема ультразвукового витратоміра

даними, отриманим після експериментальних досліджень роботи ультразвукового витратоміра. Якщо різниця між виміряними і визначеними експериментально для заданих значень температури та вологості газу значеннями швидкості поширення ультразвуку перевищує її допустиме значення, в виміряну витрату потоку вноситься відповідна корегувальна поправка.

4.4. Висновки по розділу

1. У результаті порівняння вимірних та розрахованих параметрів газотранспортної системи в характерній її точці, яка не була прийнята в якості граничної, а саме, тиску газу в точці з'єднання агрегатів 17,18,25,26 і 29 (рис. 4.1.) видно, що не зважаючи на масштабність розглядуваної газотранспортної системи модель адекватно імітує безаварійний режим роботи системи. Максимальне розходження змодельованих та вимірних даних складає 1,2 % від значення параметра, зокрема тиску.

2. За літературними даними проведено порівняння результатів експериментального випорожнення ділянки газопроводу з даними, розрахованими

за допомогою газодинамічного імітатора. Коефіцієнт витрати прийнятий рівним 0,79. Найбільше відхилення розрахованих даних від експериментальних склало 0,08 МПа.

2. У результаті співставлення результатів експериментального витікання газу з ділянки МГ через продувну свічу та експериментального витікання газу із посудини під тиском об'ємом 23 м³ з результатами моделювання встановлено, що для діапазону надлишкових тисків від 0,25 МПа до 0 МПа результати моделі найкраще повторюють фізичний експеримент за умови, що коефіцієнт витрати знаходиться в межах 0,35-0,42.

3. Встановлено, що для кращого функціонування системи контролю за безаварійністю роботи магістральних газопроводів необхідно передбачати вузли оперативного обліку газу на кожній лінійній КС. При цьому, для зменшення втрат енергії газового потоку доцільно застосовувати ультразвукові витратоміри, підвищивши при цьому їх точність.

ВИСНОВКИ

На основі виконаних комплексних теоретичних та експериментальних досліджень вирішено важливу наукову задачу підвищення ефективності виявлення та зниження витрат ресурсів під час перебігу аварійних режимів роботи складних газотранспортних систем із пересіченим профілем траси.

При цьому отримані наступні основні результати:

1. Удосконалено математичну модель нестационарного газового потоку для ділянки простого газопроводу, реалізовану на основі різницевого методу з неявною схемою розбиття шляхом підвищення порядку апроксимації умови Неймана. Запропоновано удосконалений агрегативно-імітаційний метод реалізації моделі для умов довільної конфігурації та довільного задання граничних умов.

2. Запропоновано діагностичну методику виявлення аварійних витоків із газопроводу, яка базується на використанні адаптивної математичної моделі нестационарних процесів, викликаних появою малого витоку газу з газопроводу. Її використання дозволить виявляти аварійні витoki на порядок менші тих, що можуть бути локалізовані автоматами аварійного закриття кранів.

3. У процесі стравлювання газу з аварійної ділянки складної газотранспортної системи запропоновано перепустити частину газу в діючий газопровід шляхом зміни технологічної схеми, що дозволить досягнути економії до 35 % стравленого газу.

4. Для газотранспортної системи з пересіченим профілем траси темп стравлювання газу залежить від просторового положення продувної свічі та практично не залежить від її гідравлічного опору. Після досягнення надлишковим тиском у ділянці менше 0,06 МПа подальше випорожнення слід проводити тільки через свічу, що знаходиться на найвищій геодезичній позначці.

5. На основі математичного моделювання нестационарних процесів, які протікають у складних газотранспортних системах, при проведенні випробувань на міцність і герметичність відновленої ділянки встановлено часові критерії змін технологічної схеми системи.

6. Із метою апробації результатів реалізації математичних моделей проведені експериментальні дослідження нестационарних процесів у реальних газопроводах, результати яких вказують на адекватність моделей. На основі проведених досліджень створено методика «Удосконалення методів керування експлуатаційними режимами газотранспортних систем в умовах нерівномірного завантаження», яка впроваджена в практику експлуатації газопроводів ДК «Укртрансгаз» НАК «Нафтогаз України». Очікуваний економічний ефект від впровадження методики у виробництво на УМГ «Прикарпаттрансгаз» склав 68 тис. грн.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Абрамович Г. Н. Прикладная газовая динамика. В 2-х ч. Ч. 1: Учеб. руководство: Для вузов. / Г. Н. Абрамович– 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Наука, 1991. – 600 с.
2. Андерсон Д. Вычислительная гидромеханика и теплообмен: В 2-х т. Т. 1: / Д.Андерсон, Дж. Таннехилл, Р. Плетчер; Пер. с англ. С.В.Сенина и Е.Ю.Шальмана под. ред. Г.Л.Подвидза. — М.: Мир, 1990. —384 с, ил.
3. Асвацатурян Р. В. Моделирование движения газа в газопроводах с учетом сил инерции потока [Электронный ресурс] / Р. В. Асвацатурян, Е.В. Кочарян// Нефтегазовое дъело. - № 2. – 2007. – С. 1-5. Режим доступа до журналу: <http://www.ogbus.ru>.
4. Басниев К.С. Нефтегазовая гидромеханика: Учебное пособие для вузов / К.С.Басниев, Н.М.Дмитриев, Г.Д.Розенберг – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. - 544 с.
5. Береговенко Г. Я. Моделирование газотранспортных систем численными операторными методами (прямые и обратные задачи) / Г.Я.Береговенко, А.Е.Гершгорин, С.Е.Саух– Киев, 1992. – 44 с. – (Препринт / АН Украины. Ин-т проблем моделирования в энергетике; 92-53).
6. Березин И. С. Методы вычисления, ч. II. / И.С. Березин, Н. П. Жидков - М., Физматгиз. 1962. – 487 с.
7. Бойченко А.Л. Обнаружение и локализация разрывов МГ с использованием компьютерных симуляторов / А.Н.Бойченко, С.Н. Прялов, В.Е.Селезнев// Газовая промышленность. - №4. – 2005. – С. 76-78.
8. Бобровский С.А. Газовые сети и газохранилища: учеб.пособие / С.А.Бобровский. - М.: Недра, 1980. - 413 с. : с ил..
9. Бусленко Н.П. Моделирование сложных систем. / Н.П.Бусленко – М.: Наука, 1968. – 356 с.
10. Васильев О. Я. Неизотермическое течение газа в трубах. / О. Я. Васильев, Э. А.Боднарев, А. Ф. Воеводин– Новосибирск: Наука, 1978. – 128 с.

11. Васильев Ю. Н. К расчету времени опорожнения участка газопровода при ремонте. Новые методы ремонта линейной части магистральных газопроводов. Сборник научных трудов./Ю.Н.Васильев, В.Н.Лось – М.: ВНИИГАЗ, 1981. – С. 74-81.
12. Волков М. М. Справочник работника газовой промышленности. 2-е изд., перераб. и доп. / М. М.Волков, А.Л.Михеев, К.А. Конев– М.:Недра, 1989г. - 286 с.
13. Газопостачання: ДБН В.2.5-20-2001. - [чинний від 2001-01-01]. – Київ: Держспоживстандарт України, 2001. - 131 с. – (Національний стандарт України).
14. Грачев В. В. Динамика трубопроводных систем./ В. В.Грачев, С. Г.Щербаков, Е. И. Яковлев – М.: Наука, 1987. – 438 с.
15. Грудз В.Я. Обслуговування і ремонт газопроводів / В.Я.Грудз, Д.Ф.Тимків, В.Б.Михалків, В.В.Костів. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ. – 2009. – 711 с.
16. Гусейнзаде М. А. Неустановившееся движение нефти и газа в магистральных трубопроводах. / М. А. Гусейнзаде, В. А. Юфин – М.: Недра, 1981. – 274 с.
17. Дейч М. Е. Техническая газодинамика. / М. Е. Дейч – Изд. 2-е перераб. – М-Л: Госэнергоиздат, 1961. – 670 с.
18. Дорошенко Я. В. Розробка методів локалізації пошкоджень газопроводу для проведення ремонтних робіт: дис. кандидата тех. наук: 05.15.13 / Ярослав Васильович Дорошенко. – Івано-Франківськ, 2006. – 155 с.
19. Жидкова М.А. Трубопроводный транспорт газа / М.А.Жидкова – К.: Наукова думка, 1973. – 142 с.
20. Загорученко В.А. Теплотехнические расчеты процессов транспорта и регазификации природных газов. Справочное пособие / В.А.Загорученко, Р.Н.Бикчентай, А.А.Вассерман. – М., Недра. – 1980. – 320 с.
21. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям/ Под ред. М.О.Штейнберга. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.

22. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / [Под ред. Зотова Г. А., Алиева З. С.] - М.:Недра, 1980. – 301 с.

23. Калашникова Е.С. Приближенное решение задач переходного режима течения газа в трубопроводах / Е.С. Калашникова.// Газовая промышленность. - №3. – 1998. – С.11-12.

24. Калиткин Н. Н. Численные методы. / Н. Н. Калиткин. - М., Наука. – 1978. – 513 с.

25. Капцов І.І. Зниження втрат тиску в системі газопроводів як один із чинників збільшення обсягів видобутку газу на родовищах / І.І.Капцов, О.О.Саприкін, М.І.Братах, В.Є.Співак // Нафтова і газова промисловість. – 2009. - №2. – С.58-59.

26. Капцов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах // И.И.Капцов. – М.: Недра, 1988. – 160 с.

27. Карпаш О.М. Технічна діагностика систем нафтогазопостачання: Навч. посібник / Карпаш О.М., Возняк М.П., Василюк В.М. – Івано-Франківськ: Факел, 2007. – 341 с.

28. Карякин Е.А. Промышленное газовое оборудование. Справочник. / Е.А. Карякин. – [4-е изд., перераб. и доп.]. – Саратов: Газовик, 2006. – 400 с. В 2-х томах. Т.1.

29. Касперович В. К. Трубопроводный транспорт газа: Підручник / В.К. Касперович – Івано-Франківськ: Факел – 1999. – 198 с.

30. Кацалап С.Ф. Розв'язання системи диференціальних рівнянь нестационарного ізотермічного процесу транспорту газу / С.Ф.Кацалап, О.А.Скоробогатов, С.А.Склярів // Нафтова і газова промисловість - № 3. – 1999. – С. 54-55.

31. Кац Е.Я. Автоматизация диспетчерского управления / Е.Я.Кац // Газовая промышленность. – 2000. - №7. – С. 64-65.

32. Ковалко М. П. Трубопроводный транспорт газа / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків, Д. Ф. Тимків, Л. С. Шлапак, О. М. Ковалко; За

редакцією М. П. Ковалка. – Київ: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. – 600 с.

33. Константинова И.М. Математическое моделирование технологических объектов магистрального транспорта газа / [Константинова И.М., Дубинский А.В., Дубровский В.В. и др.] – М.: Недра, 1988. – 192 с.

34. Корн Г. Справочник по математике (для научных работников и инженеров). / Г. Корн, Т. Корн. – М., Наука, гл. ред. физ.-мат. лит., 1974. – 831 с.

35. Краткая характеристика интеллектуальной системы аварийного закрытия крана (АЗК) [Электронный ресурс] // Журнал Ростехнадзор. Наш Регион. – 2008. - № 4.

<http://www.energopress.ru/allmaterials/1124/>

36. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества. Справочник. // П.П.Кремлевский. – 4-е изд., перераб. и доп. – Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1989. – 701с.

37. Кушнір Р. Особливості застосування числового методу скінченних різниць при моделюванні фізичних процесів / Роман Кушнір, Ярослав П'янило, Андрій П'янило // Фізико-математичне моделювання та інформаційні технології. – 2005. – Вип. 2. – С. 58-69.

38. Ланчаков Г.А. Система поддержки принятия диспетчерских решений в АСУТП реального времени / Г.А.Ланчаков, В.В.Никаноров, Л.И.Бернер, А.А.Ковалев, Ю.М.Зельдин, С.В.Платонов, А.А.Балабанов // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2007. - №02. – С.13-15.

39. Лопух Н. Алгоритми розрахунку гідродинамічних параметрів течії газу в трубопроводах / Н. Лопух, М. Притула, Я. П'янило, Я. Савула // Вісник Львівського університету. Сер. прикл. матем. та інформ. – 2007. – Вип. 12. – С. 108-117.

40. Лурье М.В. Компьютерный расчет потерь газа при разгерметизации газопровода/ М.В.Лурье, Л.В.Полянская// Газовая промышленность. – 2002. - №11. – С. 42-44.

41. Магистральные трубопроводы: СНиП 2.05.06-85. – [чинний від 1985-03-18]. – М.: ГУП ЦПП, 1997. – 70 с. – (Будівельні норми та правила).
42. Магистральные трубопроводы. СНиП III-42-80. – [чинний від 1981-01-01]. – М.: Госстрой СССР, 1981. – 43 с. – (Будівельні норми та правила).
43. Магистральные трубопроводы. Часть I Газопроводы. ОНТП 51-1-85. – [чинний від 1986-01-01]. – М.: Госстрой СССР, 1986. – 95 с. – (Всесоюзні норми технологічного проектування).
44. Майко И.М. Идентификация параметров участка газопровода с межсистемными перемычками / И.М.Майко, Ю.М.Лубенский, В.Ю.Финкельштейн // Нефтяная и газовая промышленность. – 1987. - № 4. – С. 45-47.
45. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов / Макогон Ю.Ф. – М.:Недра, 1974. – 208 с.
46. Мельниченко Ю.Г. Аналіз нестационарних газодинамічних процесів при перехідних режимах експлуатації газопроводів / Ю.Г.Мельниченко // Нафтогазова енергетика. – №3(4). – 2007. – С. 25-30.
47. Мельниченко Ю.Г. Закономірності перебігу нестационарних процесів під час експлуатації газотранспортних систем в аварійних режимах / Ю.Г.Мельниченко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – 1(34). – С.144-148.
48. Мельниченко Ю.Г. Розрахунок тривалості процесу випорожнення ділянки газопроводу з пересіченим профілем траси / Мельниченко Ю.Г. // Нафтогазова енергетика. - №2(7). – 2008. – С. 20-23.
49. Мельниченко Ю. Г. Особливості розв'язування крайової задачі при розрахунку нестационарних неізотермічних потоків в магістральних газопроводах / Ю. Г.Мельниченко, Д. Ф. Тимків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – 1(22). – С. 27-29.
50. Мельниченко Ю.Г. Нестационарні процеси під час часткового перекриття ділянки складного газопроводу / Ю.Г. Мельниченко // Нафтова і газова промисловість. – 2008. - № 4. – С. 46-48.

51. Месарович М. Теория иерархических многоуровневых систем. / М.Месарович, Д.Мако, И.Такахара – М.: Мир, 1973. – 344 с.
52. Надежность в технике. Термины и определения: ГОСТ 27.002-89 [чинний від 01.07.1990]. – М.: Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам. – 37 с. – (Государственный стандарт).
53. Нащокин В. В. Техническая термодинамика и теплопередача. Учебн. пособие для неэнергетических специальностей вузов. / В. В. Нащокин - М. «Высшая школа», 1975. – 496 с.
54. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов: СТО ГАЗПРОМ 2-3.5-051-2006 [чинний від 30-12-2005]. – М.: ИРЦ Газпром , 2005. –126 с. – (Стандарт организации).
55. Олбер Б. Вычислительные методы в гидродинамике / [собр. науч. трудов / ред. Б. Олбер, С. Фернбах, М. Ротенберг]. – М.: Мир, 1967. – 384 с.
56. Панкратов В.С. Информационно-вычислительные системы в диспетчерском управлении газопроводами / В.С.Панкратов , А.В.Дубинський, Б.И. Сиперштейн . – Л.: Недра, 1988. – 246 с.
57. Пат. 40819 UA, МПК (2009) G 01 F 1/66. Ультразвуковий витратомір / Ю.Г. Мельниченко, І.З. Лютак, І.Є Дзюргалюк, І.В. Вульчин (UA). – № u200813781; заявл. 01.12.2008 ; опубл. 27.04.2009, Бюл. № 8.
58. Пат. 66236 UA 7 F16L55/12. Спосіб забезпечення безпечності проведення вогневих робіт на магістральних газопроводах зі значними перепадами гіпсометричних позначок / Г.М.Лисяний, В.М.Коломеев, О.О.Болокан, М.М.Драгомирецький, В.Я.Грудз, Є.Й. Ковалів, М.Д.Сидор, І.Д. Федорак (UA) - № 2003098183; Заявл. 02.09.2003; Опубл. 15.04.2004 – Бюл. № 4.
59. Пат. 1105720 СССР, МКИ F 17 D 1/00. Способ опорожнения участков трубопровода от газа в многониточных системах трубопроводов / С. Г. Карпов, Н. А. Карпова, А. А. Левенец (СССР). – № 3568784/25-08; Заявл. 30.03.83; Опубл. 30.07.84, Бюл. № 28. – 3 с.
60. Пивовар Л. Н. Расчет времени опорожнения участка газопровода / Л. Н. Пивовар // Нефтяная и газовая промышленность. – Киев, 1979. - №4. – С. 37-40.

61. Повышение безопасности эксплуатации газопроводов и интеллектуальная система управления линейными кранами магистрального газопровода при авариях [Электронный ресурс] // Журнал Ростехнадзор. Наш Регион. – 2008. - № 4. Режим доступа до журн.:

<http://energopress.ru/allmaterials/1123/>

62. Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов: ВСН 51-1-97. – М.: ИРЦ Газпром. – 1997. – 50 с. (Ведомственные строительные нормы).

63. Приходько А.А. Компьютерные технологии в аэрогидродинамике и теплообмене. / А. А. Приходько – К.: Наукова думка, 2003 – 382 с.

64. Расход и количество природного газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода. СТО-Газпром 5.2-2005 [чинний від 2006-01-01] – М.: ИРЦ Газпром, 2005 – 37 с. (Стандарт организации).

65. Рахматуллин Х.А. Газовая динамика. / [Х.А.Рахматуллин, А.Я.Сагомоян, А.И.Бунимович, И.Н.Зверев]. - М.: Высшая школа, 1965. – 722 с.

66. Рождественский Б. Л. Системы квазилинейных уравнений и их приложения в газовой динамике. / Б. Л. Рождественский, Н. Н. Яненко – М.: Наука. – 1968. – 687 с.

67. Сазанов И. И. Гидравлика. Конспект лекций. Учебное пособие / И. И. Сазанов— М.: ИЦ МГТУ Станкин, 2004 — 292 с.

68. Сапрыкин С.А. Экспериментальные исследования герметичности магистральных газопроводов АО "Укргазпром" / С.А. Сапрыкин, В.С. Бурных, И.А. Дутчак, И.И. Капцов // Питання розв. газ. пром-сті України. — 1999. — Вип. 27[2]. — С. 59-67.

69. Сафронов В.С. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности / В.С.Сафронов, Г.Э.Одишария, А.А. Швыряев. – М.: НУМЦ Минприроды России, 1996. – 208 с.

70. Свод Правил сооружения магистральных газопроводов. Очистка полости и испытание газопроводов: СП 111-34-96. - [чинний від 1996-10-01]. – М.: ИРЦ Газпром, 1996. – 38 с. (Спод правил).

71. Селезнев В. Е. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов / Под ред. В. Е. Селезнева. / В. Е.Селезнев, В. В.Алешин, С. Н. Прялов – М.: КомКнига, 2005. – 496 с.

72. Селезнев В. Е. Математическое моделирование магистральных трубопроводных систем: дополнительные главы / В. Е. Селезнев, В. В. Алешин, С. Н. Прялов. – М.: МАКС Пресс, 2009. – 356 с.

73. Сиперштейн Б. И. Математическое моделирование процесса опорожнения магистрального газопровода / Б.И.Сиперштейн, В.С. Панкратов //Известия АН СССР. Энергетика и транспорт.– 1989. - № 3. – С. 139-146.

74. Сінчук Ю. Моделювання роботи кранів на магістральних газопроводах / Ю. Зінчук, Н. Притула, М. Притула // Вісник національного університету «Львівська політехніка». Комп'ютерні науки та інформаційні технології. – 2010. - №663. – С. 216-223.

75. Соболев И. М. Численные методы Монте-Карло / Соболев И. М. М.:Наука, 1973. – 312 с.

76. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание: ВСН 011-88. – [чинний від 1989-02-01]. – М., ротاپронт ВНИИСТа. – 1989. – 59 с. (Ведомственные строительные нормы).

77. Сулейманов В. А. Численный гидравлический расчет опорожнения газопровода через факельное устройство/ В.А. Сулейманов // Известия вузов. Нефть и газ. – 1988. - № 5. – С. 65-71.

78. Сухарев М. Г. Надежность систем энергетики и их оборудования (В 4-х томах) Т.3: Надежность систем газо- и нефтеснабжения. Справочник. / М. Г. Сухарев - М.: Недра, 1994. – 416 с.

79. Сухарев М.Г. Оптимизация систем транспорта газа / М.Г.Сухарев, Е.Р.Ставровский – М.: Недра, 1975. – 277 с.

80. Таблицы физических величин: Справочник / Под ред. И. К. Кикоина. - М.: Атомиздат, 1976. – 1008 с.

81. Тевяшева О. А. Оперативне планування режимів роботи автоматизованої газотранспортної системи в умовах невизначеності газоспоживання: дис. канд. техн. наук: 05.13.07 / О.А. Тевяшева; Нац. техн. ун-т "Харк. політехн. ін-т". — Х., 2004. — 142 с.

82. Тимків Д. Ф. Удосконалення агрегативної моделі складних газотранспортних систем з метою аналізу багаторівневих складних газопровідних мереж / Д. Ф. Тимків, Ю. Г. Мельниченко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2010. – 1(23) – С. 96-100.

83. Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром»: СТО ГАЗПРОМ РД 14-2005. – [чинний від 2005-11-01] – М.: ИРЦ Газпром, 2005. – 61 с. – (Стандарт предприятия).

84. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Учебник для вузов/ [Р. А.Алиев, В. Д.Белоусов, А. Г. Немудров и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 368 с.

85. Трубопроводный транспорт газа / [С. А.Бобровский, С. Г.Щербаков, Е. И. Яковлев и др.]. - М.:Наука, 1976. – 495 с.

86. Тугунов П. И. Газогидродинамические и тепловые процессы при испытании магистральных газопроводов / П. И. Тугунов, Б. Л.Кривошеин, Ю. В. Котиллов/ М.: ВНИИЭгазпром. Обз. информ. Транспорт и хранение газа. 1986. – Вып. 2. – 53 с..

87. Уваров В.М. Обнаружение свищей на трубопроводах / В.М. Уваров// Газовая промышленность. - № 6. – 2003. – С. 87.

88. Физические величины: Справочник / Под ред. И. С. Григорьева, Е. З. Мейлихова. - М.: Энергоатомиздат, 1991. – 1234 с.

89. Хансуваров К.И. Техника измерения давления, расхода, количества и уровня жидкости, газа и пара: Учебное пособие для техникумов // К.И.Хансуваров, В.Г.Цейтлин – М.: Издательство стандартов, 1990. – 287 с.

90. Чарный И. А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. / И. А. Чарный – М., Недра, 1975. – 296 с.

91. Черный Г.Г. Газовая динамика: учебник для вузов / Г.Г. Черный. – М.: Наука, 1988. – 424 с.

92. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя / Г. Шлихтинг – Перев. с нем. В.А. Вольперта под ред. Л.Г. Лойцянского. - М.: Наука, 1974. – 712 с.

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

94. Яковлев Е. И. Системный анализ газотранспортных систем Западной Сибири/ Е. И.Яковлев, В. А.Иванов, Г. В.Крылов – Новосибирск: Наука, 1989. – 301 с.

95. Яковлев Е. И. Моделирование задач эксплуатации систем трубопроводного транспорта / Е. И. Яковлев, В. Д. Куликов – М.:Недра, 1991. – 224 с.

96. Яковлев Є.І. Режими газотранспортних систем. / Є.І.Яковлев, О.С.Казак, В.Б.Михалків, Д.Ф.Тимків., В.Я.Грудз – Львів: Світ, 1992. – 172 с.

97. Bachelor G.K. An introduction to fluid dynamics / G.K.Bachelor – Cambridge: Cambridge University Press, 1967. – 631 p.

98. Chapman Kirby S.. Virtual Pipeline System Testbed to Optimize the U.S. Natural Gas Transmission Pipeline System. Final Technical Report. Award Number DE-FC26-01NT41322 [Электронный ресурс] / Kirby S. Chapman, Prakash Krishniswami, Virg Wallentine. - The National Gas Machinery Laboratory Kansas State University. – Kansas, 2005. Режим доступу www.osti.gov/bridge/servlets/purl/861668-WlfTKH/

99. Future Recording Requirements and Capabilities in the Oil and Gas Pipeline Industry Turning Science Fiction into Practical Applications (International Symposium on Transportation Recorders. May 3 - 5, 1999) [Электронный ресурс] / Nagala Daniel W. – Arlington, Virginia, 1999. – 101 p. Режим доступу http://www.nts.gov/Events/symp_rec/proceedings/authors/nagala.htm

100. Gassman Witness Mpesha. Leak Detection in Pipes by Frequency Response Method. / Witness Mpesha and Sarah L. Gassman, M. Hanif Chaudhry // J. Hydr. Engrg. – 2001. - Volume 127, Issue 2. - pp. 134-147.

101. Larock Bruce E. Hydraulics of pipeline systems / Bruce E. Larock, Roland W. Jeppson, Gary Z. Watters. - CRC Press, 2000. – 533 p.

102. McAllister W.E. Pipeline rules of thumb handbook: quick and accurate solutions to your everyday pipeline problems / McAllister W.E. – Heinemann, 2002. – 632 p.

103. Safety in European Gas Transmission Pipelines: EGIG shows its continuing improving safety performance: (22nd IGU World Gas Conference, Tokyo, Japan, June 1-5, 2003) [Электронный ресурс] / R. Bolt. – Tokyo, 2003 – p. 13. Режим доступа

<http://www.egig.nl/nav/publications.htm>

104. Sivapragasam C. ANN-based Model for Aiding Leak Detection in Water Distribution Networks / C. Sivapragasam, R. Maheswaran, Veena Venkatesh // Asian Journal of Water, Environment and Pollution. – 2008. - Volume 5, Number 3. – p. 111-114.

105. Shari Dunn-Norman. Reliability of Pressure Signals in Offshore Pipeline Leak Detection /Final Report to Dept. of the Interior, MMS TA&R Program SOL 1435-01-00-RP-31077. Dept. of Electrical & Computer Engineering. University of Missouri-Rolla. – Rolla, November 3, 2004. – 85 p.

106. Stuart L. Scott, Maria A. Barrufet. Project Report Prepared for the Minerals Management Serv Under the MMS/OTRC Cooperative Research Agreement 1435-01-99-CA-31003 Task Order 18133 // Department of Petroleum Engineering. Texas A&M University. August 6, 2003. – 126 p.

107. Using Operating Data at Natural Gas Pipelines (International Symposium on Transportation Recorders. May 3 - 5, 1999 Arlington, Virginia) [Электронный ресурс] / Westhoff M. A. – Arlington, Virginia, 1999. – 101 p. Режим доступа www.nts.gov/Events/symp_rec/proceedings/authors/westhoff.pdf

108. Woodhouse J. Developing of real time pipeline simulation system: practical considerations from practical experience [Электронный ресурс] / Julian Woodhouse, Michael Goodman, Jack Lu. - Tennessee Gas Pipeline Company. - Tennessee, 2006. Режим доступа
www.psig.org/papers/1990/9807.pdf

109. Yong Bay. Pipeline and risers / Yong Bay. –Elsevier science, 2001. – 526 p.

110. Yudaya Sivathanu. Technology Status Report on Natural Gas Leak Detection in Pipelines (Prepared for U.S. Department of Energy National Energy Technology Laboratory) [Электронный ресурс] / Yudaya Sivathanu. – p.10. Режим доступа:
<http://www.scribd.com/doc/12525843/Natural-Gas-Leak-Detection-in-Pipelines>.

Додаток А

Методика удосконалення методів керування експлуатаційними режимами
магістральних газопроводів

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
„НАФТОГАЗ УКРАЇНИ”
ДК “УКРТРАНСГАЗ”
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

ПОГОДЖЕНО

Проректор з наукової роботи
д.т.н., проф.



О.М. Карпаш

2006 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Генеральний директор
ДК “УКРТРАНСГАЗ”






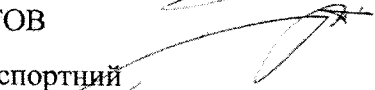




Я.С. Марчук

2006 р.

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ КЕРУВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИМИ
РЕЖИМАМИ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ
НЕРІВНОМІРНОГО ЗАВАНТАЖЕННЯ

Івано-Франківськ – 2006

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Науковий керівник доктор технічних наук, професор ІФНТУНГ		Грудз В. Я.
Доктор технічних наук, професор ІФНТУНГ		Тимків Д. Ф.
Аспірант ІФНТУНГ		Мельниченко Ю. Г.
Генеральний директор ТОВ “Міжнародний газотранспортний консорціум”		Михалевич О. Т.
Директор ОДУ ДК “Укртрансгаз”		Дацюк А. В.
Перший заступник директора ОДУ ДК “Укртрансгаз”		Фролов В. А.
Кандидат фізико-математичних наук, завідувач відділом Центр математичного моделювання Інституту прикладних проблем механіки і математики ім. Я. С. Підстригача НАН України		Притула М. Г.
Кандидат фізико-математичних наук, старший науковий співробітник Центр математичного моделювання Інституту прикладних проблем механіки і математики ім. Я. С. Підстригача НАН України		П’янило Я. Д.

Зміст

Загальні положення.....	4
1. Математична модель складних газотранспортних систем.....	6
2. Математична модель нестационарного потоку газу в нитці магістрального газопроводу та алгоритм розрахунку.....	11
3. Математична модель стаціонарного потоку газу в нитці магістрального газопроводу та алгоритм розрахунку.....	15
4. Математичний опис характеристик компресорних станцій та алгоритм розрахунку параметрів на виході.....	17
5. Структура системи моделювання ГТС.....	23
Список посилань	24
Додатки.....	25

Затверджую

Затверджую

Проректор з наукової
роботи ІФНТУНГ

Заступник директора

УМГ "Прикарпаттрансгаз"

проф. Карпаш О. М. з матеріально-технічного забезпечення,
загальних та соціальних питань

"10" 02

2010 р.

Костів В.В.

02

2010 р.



впровадження результатів дисертаційної роботи

Мельниченка Юрія Гримиславовича

"ПРОГНОЗУВАННЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ ПРОЦЕСІВ В СКЛАДНИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМАХ ПРИ АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЯХ"

Ми, які підписалися нижче, склали акт про те, що результати дисертаційної роботи Мельниченка Юрія Гримиславовича "Прогнозування нестаціонарних процесів в складних газотранспортних системах при аварійних ситуаціях", реалізовані у вигляді галузевої методики "Удосконалення методів керування експлуатаційними режимами газотранспортних систем в умовах нерівномірного завантаження", дозволяють ефективно спрогнозувати аварійні режими експлуатації магістральних газопроводів. Результати моделювання експлуатаційних режимів дозволять підвищити ефективність виявлення аварійних режимів. Для підтвердження доцільності використання результатів моделювання для виявлення аварійних режимів проведено натурні вимірювання динаміки зміни тиску під час випорожнення ділянки магістрального газопроводу "Долина-Пасічна". Результати моделювання аварійних режимів дозволять скоротити аварійні втрати газу на складних газопроводі внаслідок виникнення аварійних ситуацій та підвищити ефективність планування аварійно-відновлювальних робіт на лінійній частині.

Очікуваний економічний ефект від впровадження методики в експлуатацію магістральних газопроводів складає 68 тис. грн. на рік.

Завідувач кафедри
інформатики

Начальник ЛЕС Долинського ЛВУ

ІФНТУНГ, д. т. н., проф.

УМГ Прикарпаттрансгаз

Тимків Д.Ф.

Турянин Р.А.

Здобувач

Мельниченко Ю.Г.

Додаток В

Контроль за даними оперативних журналів

Таблиця В.1.

Граничні умови для проведення моделювання режиму роботи ГТС на протязі
двох діб

Час, год.	КС Кременчук		ГВС Гребінка		КС Гусятин
	Тиск на виході, Па	Температура на виході, К	Тиск на виході, Па	Температура на виході, К	Масова витрата, кг/с
02:00	5.94486	313	6.35688	313	1390.667
04:00	5.94486	313	6.35688	313	1390.667
06:00	5.94486	313	6.36669	313	1389.167
08:00	5.94486	313	6.36669	313	1391
10:00	5.94486	313	6.3765	313	1389.833
12:00	5.94486	313	6.36669	313	1386.667
14:00	6.24897	313	6.35688	313	1386.167
16:00	6.49422	313	6.36669	313	1388.833
18:00	6.82776	313	6.31764	313	1397.833
20:00	6.78852	313	6.31764	313	1411.833
22:00	6.63156	313	6.31764	313	1446.5
00:00	6.61194	313	6.33726	313	1455.667
02:00	6.60213	313	6.35688	313	1462.333
04:00	6.60213	313	6.35688	313	1462.333
06:00	6.60213	313	6.38631	313	1471.667
08:00	6.59232	313	6.38631	313	1476
10:00	6.60213	313	6.39612	313	1477
12:00	6.63156	313	6.39612	313	1475.5
14:00	6.64137	313	6.44517	313	1474.5
16:00	6.65118	313	6.4746	313	1500.833
18:00	6.68061	313	6.48441	313	1493.333
20:00	6.70023	313	6.52365	313	1511.667
22:00	6.70023	313	6.52365	313	1511.667
00:00	6.6708	313	6.52365	313	1520.167

Значення параметрів, за якими проводиться контроль роботи ГТС

Вхід КС Бар (рис.4.1.)			
Час, год.	Змодельовані значення, МПа	Час, год.	Виміряні значення, МПа
0,00	4,784677	0	4,77747
1,83	4,784883	2	4,77747
3,08	4,784978	4	4,77747
4,17	4,78505	6	4,77747
5,58	4,785181	8	4,77747
7,17	4,787683	10	4,76766
8,08	4,787864	12	4,76766
9,17	4,787166	14	4,77747
10,33	4,788078	16	4,76766
11,67	4,789628	18	4,78728
12,67	4,793987	20	4,81671
13,83	4,793987	22	4,84614
14,83	4,793987	24	4,87557
16,00	4,793987	26	4,88538
17,42	4,793987	28	4,88538
18,33	4,797715	30	4,92462
19,42	4,800288	32	4,93443
20,17	4,850888	34	4,93443
21,25	4,853486	36	4,94424
22,08	4,856084	38	4,98348
23,42	4,858682	40	4,99329
24,50	4,864292	42	4,905
25,75	4,869902	44	4,88538
26,50	4,875512	46	4,88538
27,17	4,881121	48	4,89519
28,08	4,886731		
29,25	4,893446		
30,42	4,900161		
31,42	4,906875		
32,17	4,91359		
32,92	4,920305		
34,08	4,922543		
35,42	4,924781		
36,42	4,927019		
37,50	4,929256		
38,33	4,931494		
39,25	4,931953		
40,33	4,932411		
41,25	4,931666		
42,33	4,929492		
43,25	4,924428		
44,42	4,91531		
45,33	4,91572		
46,58	4,91045		
47,25	4,902437		