

Івано-Франківський національний технічний університет  
нафти і газу

На правах рукопису

**ДОРОШЕНКО ЯРОСЛАВ ВАСИЛЬОВИЧ**

УДК 622.691.4

**РОЗРОБКА МЕТОДІВ ЛОКАЛІЗАЦІЇ ПОШКОДЖЕНЬ  
ГАЗОПРОВОДУ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РЕМОНТНИХ РОБІТ**

Спеціальність 05.15.13 – Нафтогазопроводи, бази та сховища

**ДИСЕРТАЦІЯ**  
на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук

Науковий керівник  
доктор технічних наук,  
професор Грудз В.Я.

Івано-Франківськ – 2006

## ЗМІСТ

|   |     |
|---|-----|
| ВСТУП   | 5   |
| 1 СТАН ПИТАННЯ ТА ВИБІР НАПРЯМКІВ ДОСЛІДЖЕНЬ  | 11  |
| 1.1 Характеристика газотранспортної системи України   | 11  |
| 1.2 Аналіз причин відмов лінійної частини газопроводів  | 20  |
| 1.3 Аналіз методів ремонту лінійної частини газопроводів  | 26  |
| 1.4 Основні задачі та напрямки досліджень   | 43  |
| 2 РОЗРОБКА ТА ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ<br>ЛОКАЛІЗАЦІЇ НАСКРІЗНИХ ДЕФЕКТІВ ГАЗОПРОВОДУ  | 45  |
| 2.1 Розробка пристрою для локалізації місця витoku газу з<br>газопроводу  | 45  |
| 2.2 Дослідження динаміки руху пристрою для локалізації місця<br>витoku газопроводом до місця аварії   | 53  |
| 2.3 Динамічний аналіз процесу гальмування пристрою для локалізації<br>місця витoku  | 66  |
| 2.4 Дослідження газодинамічних процесів під час часткового<br>перекриття газопроводу пристроєм для локалізації місця витoku                 | 79  |
| ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 2   | 83  |
| 3 СТЕНДОВІ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ДИНАМІКИ<br>РУХУ МОДЕЛІ ПРИСТРОЮ ДЛЯ ЛОКАЛІЗАЦІЇ МІСЦЯ ВИТОКУ<br>ТА ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ГАЗОПРОВОДУ | 85  |
| 3.1 Задачі експериментальних досліджень   | 85  |
| 3.2 Методика експериментальних досліджень   | 86  |
| 3.3 Планування та результати експериментальних досліджень   | 92  |
| 3.4 Впровадження методу локалізації наскрізних дефектів<br>газопроводу  | 111 |
| ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 3   | 114 |
| 4 РОЗРОБКА ТА ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ<br>ЛОКАЛІЗАЦІЇ ДІЛЯНКИ ГАЗОПРОВОДУ  | 116 |

|  |     |
|--|-----|
| 4.1 Розробка пристрою для локалізації ділянки газопроводу  | 116 |
| 4.2 Дослідження процесу локалізації дефектної ділянки газопроводу<br>пристроєм для локалізації ділянки газопроводу | 120 |
| ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 4  | 127 |
| ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ  | 128 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ   | 130 |
| ДОДАТКИ  | 142 |

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

|       |   |
|-------|---|
| ВУПЗГ | виробниче управління підземного зберігання газу         |
| ГМК   | газомотокомпресор                                       |
| ГПА   | газоперекачувальний агрегат                             |
| ГТС   | газотранспортна система                                 |
| ГТУ   | газотурбінна установка                                  |
| ЕГПА  | електропривідний газоперекачувальний агрегат            |
| КС    | компресорна станція                                     |
| КЦ    | компресорний цех  |
| ЛВУМГ | лінійне виробниче управління магістральних газопроводів |
| МГ    | магістральний газопровід                                |
| МСЕ   | метод скінчених елементів                               |
| НДС   | напружено-деформований стан                             |
| ПСГ   | підземне сховище газу                                   |

## ВСТУП

Газопровідний транспорт України на сучасному етапі свого розвитку є однією з провідних галузей народного господарства, від надійного функціонування якої значною мірою залежить забезпечення потреб вітчизняних споживачів та транзит газу територією України.

Проблема забезпечення надійної і безаварійної роботи об'єктів газової промисловості, зокрема лінійної частини МГ, з кожним роком набуває все більш важливого значення оскільки відбувається старіння основних фондів. За умов недостатнього фінансування і обмежених ресурсів на реконструкцію та технічне переозброєння обсяг старих основних фондів постійно зростає, що призводить до збільшення кількості аварійних відмов МГ та значних втрат газу.

Основними заходами, спрямованими на зменшення втрат газу, є:

- зменшення втрат газу під час ремонту газопроводу завдяки удосконаленню технології проведення робіт;
- скорочення втрат газу під час продувки відремонтованого газопроводу;
- впровадження прогресивних методів ремонту газопроводів – ремонт газопроводів без зупинки транспортування газу, впровадження безвогневих методів ремонту на основі композитних матеріалів;
- підвищення експлуатаційної надійності газопроводу і його споруд шляхом якісного і своєчасного проведення планово-попереджувальних ремонтів.

Більшість з цих заходів впроваджено або впроваджується в практику експлуатації газопроводів. Однак застосування нових методів в більшості випадків неможливе без розроблення спеціального обладнання для їх забезпечення.

Одним з прогресивних напрямків удосконалення технології ремонту МГ, який дозволить суттєво знизити втрати газу, є розробка високоефективних методів локалізації пошкоджень газопроводу за допомогою спеціальних пристроїв, які запасовують у камеру запуску і вони рухаються в потоці

транспортованого газу та зупиняються в місці проведення ремонтних робіт і дозволяють провести ремонт наскрізних дефектів газопроводу, не припиняючи транспортування газу, та замінити дефектні й застарілі кранові вузли, протяжні дефектні ділянки газопроводу без випорожнення та продувки газопроводу. Однак успішне їх застосування неможливе без теоретичного та експериментального дослідження нестационарних режимів роботи газопроводу під час руху розроблених пристроїв в потоці транспортованого газу.

**Актуальність теми.** Газотранспортна система України є однією з найпотужніших в світі за обсягом транзиту природного газу та однією з найстаріших у Європі. На сьогодні близько 29 % складають газопроводи, що відпрацювали свій амортизаційний термін (експлуатуються понад 33 роки). Крім того, частина газопроводів ізольована малонадійним стрічковим полімерним покриттям, яке практично вичерпало свій ресурс. Переізоляція, ремонт газопроводів і заміна труб стають однією з основних проблем.

Старіння газопроводів, неякісне ізоляційне покриття створюють загрозу різкого збільшення кількості аварійних витоків газу. Сьогодні на усунення аварійних дефектів витрачають значні зусилля, час та кошти. Наявна технологія ремонту навіть незначних наскрізних дефектів стінки труби газопроводу та заміни протяжних дефектних ділянок новою трубою потребує припинення транспортування газу, випорожнення ділянки газопроводу, продувки газопроводу та відновлення перекачування. При цьому газопровід простоє в середньому більше 20 год, споживачі не отримують сировину, внаслідок чого порушується їх режим роботи, втрачається значна кількість газу. Так під час випорожнювання ділянки МГ між лінійними кранами перед ремонтом та продувки після проведення ремонтних робіт втрачається до 2-3 млн. м<sup>3</sup> газу.

Скорочення втрат перекачуваного газу під час проведення ремонтних робіт на діючому газопроводі є одним з перспективних напрямків енергозбереження в газопровідному транспорті, яке сьогодні набуло особливої актуальності, це зумовлено такими причинами:

- зростання ціни на газ;

- значний обсяг старих основних фондів, який постійно зростає;
- переважна більшість вітчизняних родовищ перейшли в стадію падаючого видобутку;
- розробка нових родовищ потребує значних інвестицій.

Таким чином, ще більше загостриться наявна проблема відновлення герметичності газопроводу без припинення транспортування газу та заміни протяжних дефектних ділянок газопроводу, застарілих і дефектних кранових вузлів без випорожнення та продувки газопроводу. Це вимагає розроблення спеціальних методів локалізації пошкоджень газопроводу, які дозволять запобігти втратам газу під час проведення ремонтних робіт та в деяких випадках проводити ремонтні роботи, не припиняючи транспортування газу.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота виконана в рамках Національної програми "Нафта і газ України до 2010 року", теми № 45.950/2003-2003 ДК "Укртрансгаз" "Розробка типового регламенту технічного обслуговування та ремонту лінійної частини магістральних газопроводів", теми № 45.50/2003-2004 ДК "Укргазвидобування" "Розробка технології ремонту промислових газопроводів під тиском" та теми № 45.146/2002-2002 ДК "Укргазвидобування" "Регламент технічного обслуговування та ремонту лінійної частини і технологічного обладнання промислових газопроводів".

**Мета і завдання дослідження.** Метою дисертаційної роботи є розробка методів локалізації наскрізних дефектів газопроводу та ділянок газопроводу.

Вказана мета досягається шляхом реалізації таких завдань:

1. Розробити конструкцію пристрою для локалізації місця витoku газу з газопроводу і проведення ремонту без зупинки перекачування.

2. Теоретично дослідити динаміку руху розробленого пристрою для локалізації місця витoku в потоці транспортованого газу до місця аварійного витoku газу.

3. Дослідити вплив динамічно прикладених навантажень на пристрій для локалізації місця витоку та стопорний вузол під час зупинки пристрою в місці аварійного витоку.

4. Оцінити ефективність газопроводу під час часткового перекриття його порожнини пристроєм для локалізації місця витоку і експериментально дослідити динаміку руху моделі пристрою.

5. Розробити конструкцію пристрою для локалізації ділянки газопроводу і теоретично дослідити процес локалізації.

*Об'єкт дослідження:* лінійні ділянки газопроводів з пошкодженнями.

*Предмет дослідження:* локалізація пошкоджень газопроводу.

*Методи дослідження.* Теоретичні дослідження динаміки руху пристрою для локалізації місця витоку в потоці транспортованого газу до місця аварійного витоку та процесу локалізації ділянки газопроводу пристроєм для локалізації ділянки газопроводу проведено методами математичного моделювання нестационарних газодинамічних процесів та сучасними методами реалізації моделей. Дослідження впливу динамічно прикладених навантажень на пристрій для локалізації місця витоку та стопорний вузол під час зупинки пристрою в місці аварійного витоку проведено методом скінчених елементів. Експериментальні дослідження проводились з застосуванням методів планування експерименту та математичної статистики. Основні висновки роботи узгоджуються з відповідними даними теоретичних та експериментальних досліджень.

**Наукова новизна одержаних результатів.** Розроблено нові методи локалізації місця витоку газу без припинення транспортування газу і локалізації ділянки газопроводу.

Вперше проведено теоретичні дослідження динаміки руху пристрою газопроводом з врахуванням впливу аварійного витоку газу.

Досліджено вплив динамічно прикладених навантажень на пристрій для локалізації місця витоку та стопорний вузол під час зупинки пристрою в місці аварійного витоку.



Експериментально досліджено динаміку руху моделі пристрою для локалізації місця витoku трубопроводом та вплив часткового перекриття трубопроводу моделлю пристрою на ефективність його роботи.

**Практичне значення одержаних результатів.** Теоретичні та експериментальні дослідження дозволили розробити метод локалізації наскрізних дефектів стінки труби газопроводу, що дозволить провести ремонт газопроводу, не припиняючи транспортування газу, та метод локалізації ділянки газопроводу, що дозволить замінити протяжні дефектні ділянки газопроводу і застарілі та дефектні кранові вузли без випорожнення та продувки газопроводу.

Розроблений метод локалізації наскрізних дефектів газопроводу пристроєм для локалізації місця витoku впроваджений у Первомайському ЛВУМГ (УМГ Черкаситрансгаз).

**Особистий внесок здобувача.** Розроблено нові методи локалізації місця витoku газу з газопроводу і локалізації ділянки газопроводу та технології проведення ремонтних робіт із застосуванням пристроїв [26, 30, 39, 65, 66].

Виконано теоретичні дослідження впливу аварійного витoku газу на динаміку руху пристрою газопроводом, проведено аналіз процесу гальмування пристрою для локалізації місця витoku газу з газопроводу та оцінено ефективність газопроводу під час часткового перекриття його порожнини пристроєм для локалізації місця витoku [30, 38, 39].

Автор брав безпосередню участь у розробці, споруджуванні експериментального стенду, виконав планування та провів експериментальні дослідження, обробив і проаналізував одержані результати [31].

Постановка задач, аналіз і обговорення результатів досліджень проведено спільно з науковим керівником та зав. відділу транспорту газу УкрНДІгазу д. т. н., проф. Капцовим І.І. Автор брав безпосередню участь у впровадженні методу локалізації наскрізних дефектів газопроводу пристроєм для локалізації місця витoku у виробництво.

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати дисертаційної роботи висвітлені в доповідях і повідомленнях на:

- третій конференції молодих спеціалістів ДК "Укргазвидобування" (м. Львів, 2003);

- першій міжнародній науково-технічній конференції молодих вчених "Актуальні проблеми розвитку нафтогазової галузі" (м. Київ, ДП "Науканафтогаз", 2005);

- семінар-наradі "Організація експлуатації та ремонту газотранспортної системи НАК "Нафтогаз України"" (м. Яремче, 2005);

- засіданні секції "Транспорту, підготовки і переробки газу" Вченої Ради Українського науково-дослідного інституту природних газів (м. Харків, 2005).

Про результати дисертаційної роботи в повному обсязі автор доповів на науковому семінарі кафедри спорудження та ремонту газонафтопроводів і газонафтоосховищ та міжкафедральному науковому семінарі факультету нафтогазопроводів Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу в 2005-2006 рр.

**Публікації.** За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 7 друкованих робіт, з яких 4 статті у фахових виданнях України та 2 патенти.

**Структура і обсяг дисертації.** Дисертація складається з вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел, який містить 122 найменування, та чотирьох додатків. Текстова частина викладена на 116 сторінках комп'ютерного набору і містить 47 рисунків та 9 таблиць.

## РОЗДІЛ 1

### СТАН ПИТАННЯ ТА ВИБІР НАПРЯМКІВ ДОСЛІДЖЕНЬ

Проведено аналіз стану ГТС України, аналіз причин виникнення аварійних ситуацій на лінійній частині МГ, огляд наявних методів ремонту газопроводів та локалізації місця проведення ремонтних робіт, на основі чого вибрано основні напрямки досліджень щодо розробки методів локалізації пошкоджень газопроводу.

#### 1.1. Характеристика газотранспортної системи України

ГТС України одна з найпотужніших в світі за обсягом транзиту природного газу і є мостом між газовидобувними регіонами Росії, Центральної Азії та Близького Сходу і споживачами промислово розвиненої Європи, тісно пов'язана з ГТС сусідніх європейських країн: Польщі, Білорусі, Росії, Румунії, Молдови, Угорщини, Словаччини, а через них інтегрована в загальноєвропейську газову мережу. Пропускна спроможність ГТС на вході складає 288 млрд. м<sup>3</sup>, на виході – 178 млрд. м<sup>3</sup> газу в рік, зокрема до країн Європи 142 млрд. м<sup>3</sup>.

Система МГ України на сьогодні виконує такі функції:

- а) транспортування природного газу споживачам України;
- б) транзит природного газу через територію України до країн Центральної і Західної Європи, а також Молдови, Білорусі та південних областей Росії;
- в) зберігання природного газу в ПСГ [8].

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

стратегічних завдань є підтримання на високому технічному рівні і подальше розширення ГТС України для забезпечення надійності постачання природного газу на європейський ринок та забезпечення власних споживачів.

Через ГТС в 2004 році було транспортовано 202 млрд. м<sup>3</sup> природного газу, що на 5,4 млрд. м<sup>3</sup> більше, ніж попереднього року, у тому числі 64,6 млрд. м<sup>3</sup> – споживачам України і 120,4 млрд. м<sup>3</sup> – до країн Західної та Центральної Європи, що є найвищим показником за усі роки існування ГТС. Основними напрямками транзиту газу через Україну в 2004 року були Словаччина (82,6 млрд. м<sup>3</sup>), Угорщина (11,6 млрд. м<sup>3</sup>), Польща (4,6 млрд. м<sup>3</sup>) та Балканські країни (21,6 млрд. м<sup>3</sup>). В ПСГ було закачано 16,1 млрд. м<sup>3</sup> газу, відібрано – 17,1 млрд. м<sup>3</sup>.

Транзит російського газу через територію України до країн Європи становить близько 85 % загального обсягу російського експорту газу, що складає більш ніж чверть загального обсягу споживання газу в Європі. Сьогодні існує технічна можливість для збільшення транзиту газу в країни Центральної і Західної Європи без розширення ГТС.

Енергетична політика європейських країн спрямована на диверсифікацію джерел постачання природного газу, що в поєднанні зі зростанням потреб газу в країнах Західної, Центральної і Східної Європи потребує збільшення обсягів його постачання. За прогнозами очікують збільшення споживання газу в Західній Європі до 2010 р. на 24 %, а до 2025 р. на 27 %, відповідно споживання газу складе 550-575 млрд. м<sup>3</sup> та 580-600 млрд. м<sup>3</sup>. Це зумовлює збільшення потоків газу з Росії і Середньої Азії [22, 72].

Щоб зрозуміти величину і рівень проблеми які постали перед газотранспортною системою України необхідно проаналізувати і в загальних рисах показати стан справ складових цієї системи.

Основним оператором ГТС є ДК "Укртрансгаз" – дочірня компанія Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України". В її підпорядкуванні знаходиться 36,4 тис. км газопроводів (зокрема МГ – 22,2 тис. км, газопроводів-відводів – 14,2 тис. км), сімдесят одна КС загальною потужністю 5323 МВт,

дванадцять ПСГ із загальним активним обсягом газу 32,04 млрд. м<sup>3</sup>, розвинена мережа газовимірювальних та газорозподільчих станцій.

Основною складовою ГТС є система МГ та газопроводів-відводів, що є єдиним технологічним комплексом, який працює в безперервному робочому режимі.

У структурі газопроводів переважають газопроводи великих діаметрів. Так газопроводи діаметром 1420 мм складають 15,6 %, діаметром 1020-1220 мм – 23,6 %, 720-820 мм – 14,85 %.

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

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

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

Ремонтно-технічне обслуговування МГ, технічний нагляд за спорудженням нових та капітальний ремонт діючих газопроводів виконують сорок ЛВУМГ та дев'ять ВУПЗГ.

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

Розвинена інфраструктура трубопровідного транспорту України і газової промисловості зокрема дають можливість ефективно інтегруватися в єдину Європейську систему постачання енергоносіїв. За цих умов зростають вимоги до надійності газопровідних систем. Але проблема забезпечення надійності та безаварійної роботи об'єктів ГТС України що року набуває важливішого значення, оскільки відбувається старіння основних фондів. За умов обмеженого фінансування і ресурсів на реконструкцію та технічне переозброєння обсяг

## Основні техніко-економічні показники ГТС України станом на 01.01.2005

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

Продовж. табл. 1.1

| 1  | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8       |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Протяжність ГТС, км                                    | 9193,3 | 6595,3 | 5054,4 | 5136,1 | 5495,5 | 4971,4 | 36446   |
| в т. ч. МГ   | 5155,7 | 3613,1 | 3089,2 | 3423,9 | 3166,3 | 3786,0 | 22234,2 |
| в т. ч. газопроводів-відводів                          | 4037,6 | 2982,2 | 1965,2 | 1712,2 | 2329,2 | 1185,4 | 14211,8 |
| Кількість ЛВУМГ/ВУПЗГ                                  | 8/2    | 9/2    | 6/-    | 5/1    | 7/3    | 5/1    | 40/9    |
| Кількість ПСГ  | 3      | 2      | -      | 2      | 4      | 1      | 12      |
| Загальна активна ємність ПСГ, млрд. м <sup>3</sup>     | 3,01   | 1,70   | -      | 0,83   | 24,20  | 2,30   | 32,04   |
| Максимальний добовий відбір з ПСГ, млн. м <sup>3</sup> | 24,9   | 16,7   | -      | 7,4    | 155,0  | 46,0   | 250,0   |
| Кількість КЦ на ПСГ                                    | 4      | 2      | -      | 2      | 10     | 2      | 20      |
| Кількість ГПА в КЦ на ПСГ                              | 30     | 8      | -      | 9      | 69     | 10     | 126     |
| Потужність ГПА на ПСГ, кВт                             | 30544  | 52100  | -      | 20220  | 412680 | 20600  | 536144  |

старих основних фондів постійно зростає, що може спричинити зниження рівня надійності роботи ГТС і, як наслідок, привести до зривів плану подачі газу споживачам, втрат продукту, простою експлуатаційного обладнання та нанесення екологічних збитків довікілью.

На сьогодні перед ГТС України гостро стоїть задача забезпечення стійкого розвитку в умовах значного зносу основних виробничих фондів (рис. 1.1) та обмежених інвестиційних можливостей щодо реконструкції і технічного переозброєння.

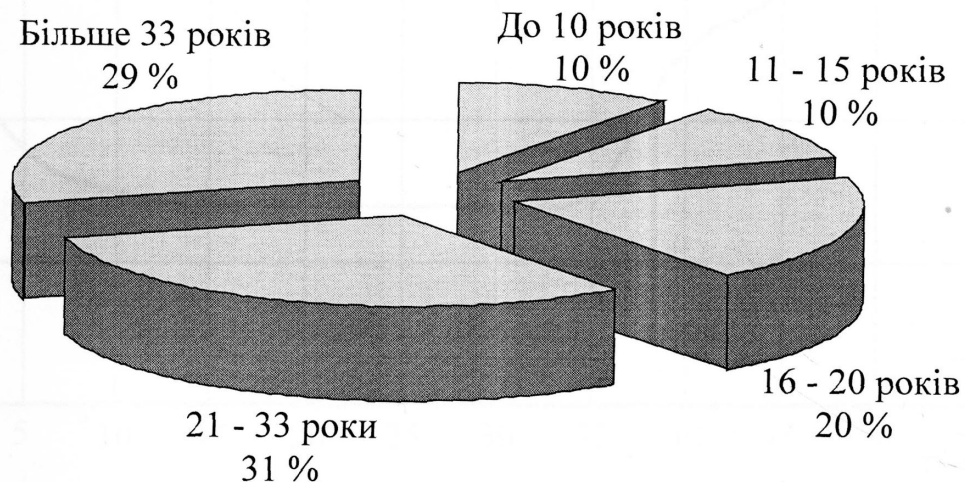


Рис. 1.1. Структура газопроводів за строками експлуатації

Старіння трубопроводів пов'язане зі збільшенням ризиків під час експлуатації. Це пояснюється зниженням захисних властивостей ізоляційного покриття, накопиченням і розвитком дефектів у трубах і зварювальних з'єднаннях, зміною НДС, процесами старіння самого трубного матеріалу.

Інтенсивність відмов залежно від строку експлуатації газопроводу можна умовно розділити на три періоди. Перший період характеризується підвищеною аварійністю, яка знижується. Причиною аварій переважно є дефекти будівельно-монтажних робіт, заводський брак труб. В цей час відбувається зміна положення газопроводу, що пов'язано з просіданням газопроводу і приводить до додаткового навантаження та деформації. На протязі другого періоду – стабілізації – аварійність має постійне і невисоке значення. Третій



період характеризується постійним ростом аварійності, що пов'язано з старінням газопроводу (рис. 1.2).

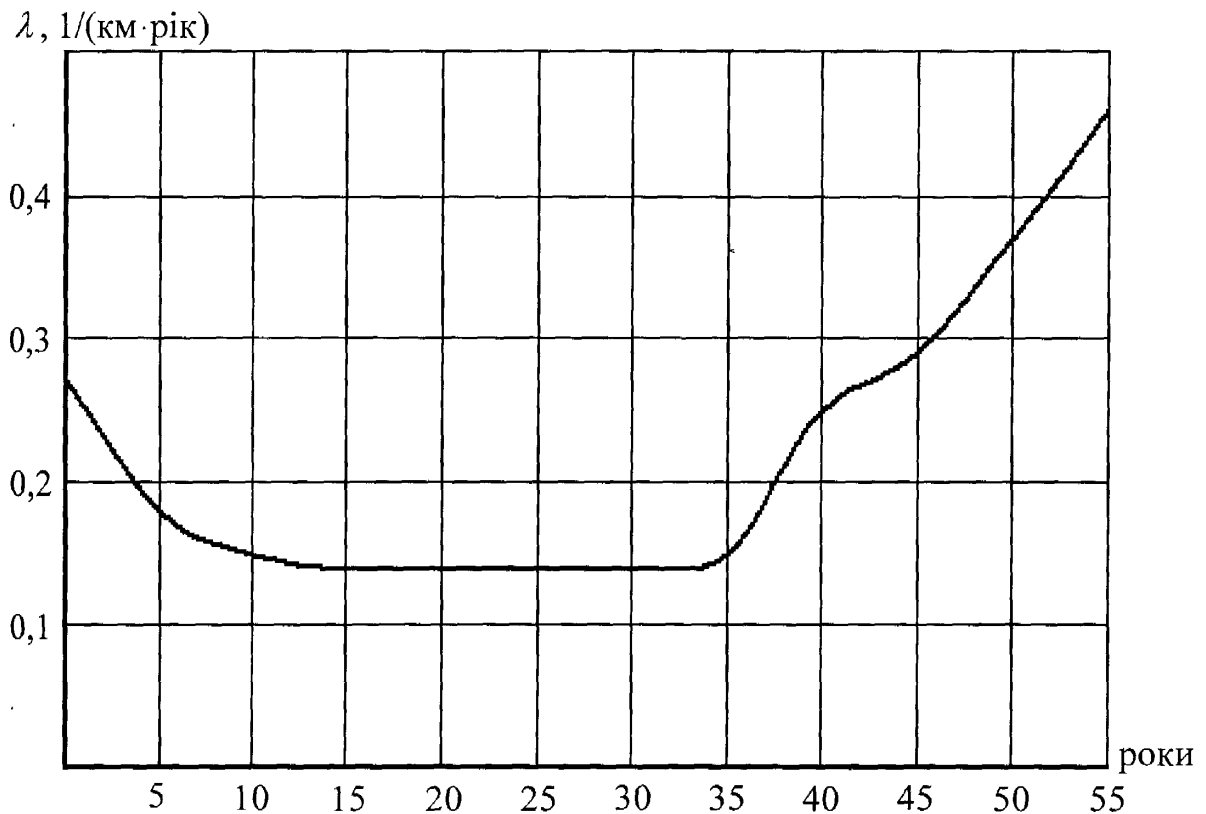
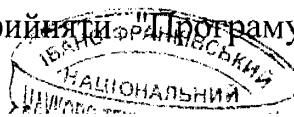


Рис. 1.2. Зміна інтенсивності відмов залежно від строку експлуатації газопроводу

Більше третини МГ, споруджених у кінці 70-х і на початку 80-х років, коли щорічно вводили декілька тисяч кілометрів МГ діаметром 1220-1420 мм, мають малонадійне антикорозійне покриття з полімерних плівкових матеріалів холодного нанесення з гарантійним строком експлуатації 10-15 років, що менше амортизаційного строку і суттєво менше фактичного строку експлуатації трубопроводів. З часом адгезійні властивості плівки знижуються і на багатьох ділянках вона втрачає свої якості, а отже на цих газопроводах слід очікувати масових корозійних пошкоджень. Оптимальним способом продовження терміну служби таких газопроводів є масштабна переізоляція з одночасним ремонтом дефектних труб і їх частковою заміною. Все це створює необхідність прийняти "Програму ремонту ізоляційного покриття" на зразок програми,



прийнятої російським ВАТ "Газпром" на 2004-2010 рр., яка передбачає переізоляцію 26,4 тис. км російських газопроводів ізольованих плівковою ізоляцією [15].

Потрібно вибрати і обґрунтувати схему проведення робіт з переізоляції трубопроводу. Якщо переізоляція трубопроводу в траншеї не змінює його напружений стан, але вимагає комплексу машин і механізмів для проведення робіт, то переізоляція трубопроводу на бровці траншеї забезпечить гарантовану якість очистки трубопроводу від старої ізоляції і нанесення нової, змінить напружений стан труби, що відіб'ється на подальшій гарантії надійної експлуатації трубопроводу.

Дуже важливо правильно підібрати тип нової ізоляції. Доцільно, щоб строк служби нової ізоляції приблизно дорівнював прогнозованому строку служби металу труби. Сьогодні вітчизняні й зарубіжні ринки пропонують велику кількість різних матеріалів для антикорозійного захисту трубопроводу, але нажаль, більшість з них не мають відпрацьованих технологій нанесення на відкритому повітрі в реальних кліматичних умовах. Так у разі ізоляції бітумно-полімерними мастиками постає проблема підігріву труби й сушіння праймера через низьку температуру спалаху праймера мастики. Поліуретанові мастики для нанесення в польових умовах за мінусових температур практично непридатні, тому що довгий період полімеризації мастики, який проходить тільки за плюсової температури (6-8 годин за температури плюс 20° С). Крім того, поліуретанові мастики токсичні. Тому з численного списку ізоляційних матеріалів сьогодні можна використати обмежену кількість.

Потрібно розробити нормативно-технічну документацію, яка буде регламентувати технологію виконання робіт з ремонту ізоляції, інструкції з відбракування труб, перелік ізоляційних матеріалів і обладнання, потрібних для ремонту ізоляції, а також організаційно-технологічні карти з ремонту ізоляційного покриття, дефектів труб з врахуванням режимів роботи газопроводів, діаметрів, кількості ниток і природно-кліматичних умов.

Основними методами діагностики лінійної частини МГ є внутрішньотрубна дефектоскопія і електрометричні вимірювання з подальшим приборним дослідженням стану металу і ізоляції труб в контрольних шурфах. Внутрішньотрубна дефектоскопія найбільш інформативний метод отримання даних про розміри пошкоджень металу трубопроводів. Однак значна частина газопроводів не підготовлена для пропуску снарядів-дефектоскопів, тому що не обладнана камерами запуску-приймання, рівнопрохідною арматурою та стандартними відводами (такі трубопроводи потрібно діагностувати в процесі ремонту ізоляції зовнішніми засобами діагностики). Необхідно реконструювати газопроводи щоб забезпечити можливість внутрішньотрубного діагностування (установити стаціонарні або мобільні [26] камери запуску-приймання).

Оскільки електрометричні методи дослідження трубопроводів не дозволяють виявити ділянки з підплівковою корозією та підплівковим стрес-корозійним розтріскуванням, яке виникає при попаданні в місця відшарування плівки конденсатної і (або) дифузної води та води через напуск стрічок, то такі дефекти на трубопроводах, не обладнаних камерами запуску-приймання, сучасними методами діагностики без шурфування виявити неможливо. Отже такі дефекти з часом можуть спричинити аварії.

Ремонт системи МГ ускладнюється вимогами не тільки збереження досягнутої продуктивності системи і обов'язкового постачання газу в договірних обсягах усім внутрішнім і зарубіжним споживачам, але і збільшення пропускної здатності ГТС.

Для підтримання технічного стану і забезпечення надійної експлуатації транзитних МГ протягом 2004 року в ДК "Укртрансгаз" виконані такі обсяги внутрішньотрубної діагностики: 2074 км на втрати металу і 1020 км на стрес-корозійне розтріскування. За результатами діагностики протягом року було виявлено сімдесят вісім аварійно-небезпечних дефектів, які були відремонтовані.

Усього в 2004 році було здійснено капітальний ремонт 88 км лінійної частини МГ.

З метою підвищення надійності і працездатності лінійної частини МГ, експлуатованої газотранспортними підприємствами, шляхом планомірного проведення технічного обслуговування та ремонту лінійної частини МГ безпосередньо в підрозділах управлінь магістральних газопроводів (ЛВУМГ, ВУПЗГ тощо), УкрНДІгазом під керівництвом Капцова І.І. за участю Дорошенка Я.В., Фоменка О.В., Холодова В.І., Шапаря І.О. для ДК "Укртрансгаз" розроблено СТП 320.30019801.099 [82], який установлює основні вимоги до технічного обслуговування та ремонтних робіт на лінійній частині МГ, порядок організації, планування та виконання обов'язкових регламентних робіт і за їх результатами – поточних та капітальних ремонтів, визначає обсяги і періодичність проведення цих робіт.

## 1.2. Аналіз причин відмов лінійної частини газопроводів

Проблема продовження строку служби МГ для газового комплексу України є однією з найактуальніших, оскільки більше половини з них експлуатується понад 20 років, а третина відпрацювала амортизаційний строк. Зниження рівня надійності роботи ГТС може привести до зриву плану подачі газу споживачам, втрат продукту, простою експлуатаційного обладнання та нанесення екологічних збитків довкіллю. У зв'язку з цим виникає необхідність своєчасно виявляти дефекти стінки труби газопроводу, класифікувати виявлені дефекти за ступенем небезпеки і вживати відповідні заходи для забезпечення подальшої безпечної експлуатації – ремонт або періодичний контроль, щоб оцінити поведінку дефекту в часі.

Основною причиною відмов газопроводів є корозія (воднева, сірководнева, низькотемпературна тощо), рідше – дефекти металу труб і зварювальних з'єднань, брак будівельно-монтажних робіт, механічні пошкодження, порушення правил експлуатації та техніки безпеки (рис.1.3).

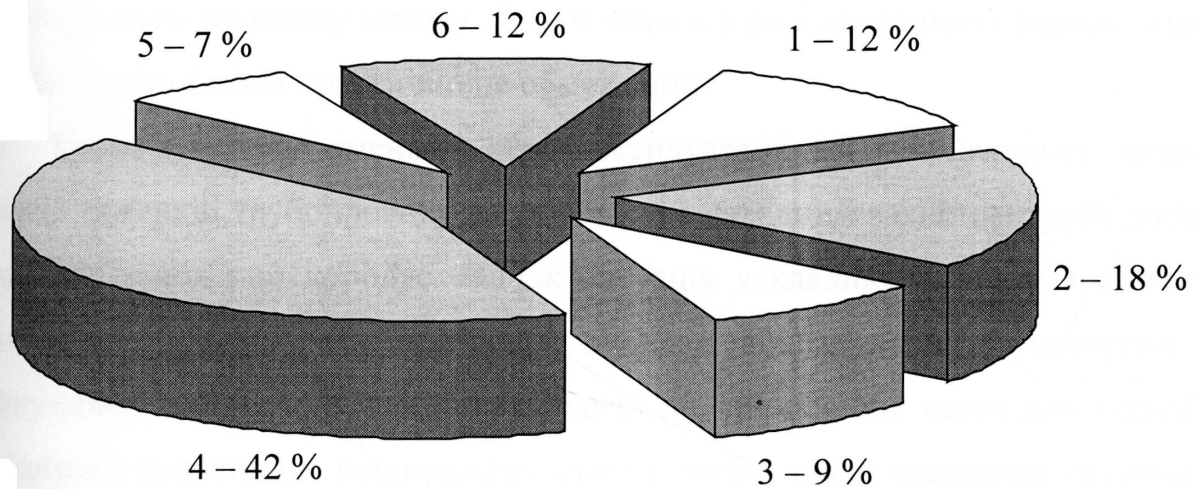


Рис. 1.3. Усереднене значення причин відмов лінійної частини ГТС:

1 – заводський брак труб і пошкодження будівельно-монтажною технікою під час будівництва; 2 – брак зварювання; 3 – механічні пошкодження; 4 – корозія; 5 – порушення правил експлуатації; 6 – інші причини.

Якщо врахувати, що МГ завжди перебуває під робочим навантаженням, довготривалий строк служби МГ підтверджується відомою фундаментальною залежністю Журкова С.Н., яка встановлює довговічність тіла протягом дії розтягуючого напруження  $\sigma$  для абсолютної температури  $T$  [41]

$$\tau = \tau_0 e^{\frac{U_0 - \gamma\sigma}{kT}},$$

де  $\tau_0$  - час, рівний для різних матеріалів  $10^{-12}$ - $10^{-13}$  с і приблизно збігається з періодом теплових коливань атомів;

$U_0$  - енергія активації процесу руйнування;

$\gamma$  - коефіцієнт;

$k$  - стала Больцмана.

Аналіз залежності показує, що за нормальних і понижених температур сталь може витримувати постійні напруження багато сотень років, не руйнуючись. Але прикладені напруження не повинні спричиняти

в'язкокрихкого переходу металу. Таким чином у разі відсутності корозії, строк служби трубної сталі практично не обмежений.

Корозія суттєво зменшує строк експлуатації МГ. За наявності якісної ізоляції поверхні трубопроводу в сукупності з катодним захистом труба досить повільно рівномірно кородує. Однак ситуація ускладнюється через старіння ізоляційної плівки, яке спричинює місцеве відшарування і наскрізне її руйнування, що в свою чергу призводить до виникнення осередків корозії і наскрізних корозійних пошкоджень стінки труби, які є основною причиною аварій на лінійній частині МГ. Корозія залишає "сліди" у вигляді мікротріщин, серії дрібних тріщин (на газопроводі вони проявляються у вигляді стрес-корозії), плям (поодиноких та групових), виразок, зустрічаються також наскрізні корозійні пошкодження [23, 55, 60].

В умовах експлуатації газопроводів рівномірна корозія труби по периметру практично не трапляється. Корозія має локальний характер, так що діаметр корозійних пошкоджень значно менший розмірів труби.

У результаті візуального обстеження місць порушення герметичності було встановлено наступне. Розміри, характер і місця утворення дефектів різноманітні. Здебільшого це наскрізні отвори, тріщини, частковий або повний розрив стінки по основному металу. У більшості випадків тріщини розвиваються паралельно осі труби, але є випадки, коли тріщини розвиваються перпендикулярно, а також під деяким кутом до осі труби. Розміри тріщин лежать у широких межах. Так, наприклад, довжина тріщин переважно не перевищує 30 мм, однак в окремих випадках вона сягає 100-150 мм і більше. Мінімальне розкриття тріщин коливається в межах 0,1-1,5 мм, максимальне не перевищує 4 мм [103].

Температура газу на виході КС змінюється в широкому діапазоні залежно від умов експлуатації. Підвищена температура, впливаючи на ізоляційне покриття, призводить до його відшарування та пошкодження. Простір між ізоляцією і тілом труби заповнюється ґрунтовою водою та

частинками ґрунту, в результаті починається активний процес корозії металу [49].

Відомо, що швидкість корозії тим більша, чим вище напруження в металі і чим частіше і з більшою амплітудою змінюється це напруження [84]. Підвищення температури від плюс 20 до плюс 80° С збільшує швидкість корозії у 2,5-3 рази. Тиск газу в трубі також впливає на корозійний процес, а отже, і на інтенсивність корозійних відмов.

Аналіз статистичних даних, які підтверджуються теоретичними дослідженнями, показує, що найбільша кількість пошкоджень ізоляції ґрунтом виникає на найнавантаженіших поверхнях труби знизу і зверху. Так 41 % від загальної кількості виявлених пошкоджень ізоляції трубопроводу зосереджений на опорній поверхні (низ труби); 29 % – на верхній частині труби; в середньому по 15 % – на бокових частинах труби [13].

Практика дослідження глибини каверн на діючих трубопроводах показує, що в усіх ґрунтах найбільша глибина каверн спостерігається знизу на опорній поверхні труби, найменша – зверху. Середня глибина каверн на бокових поверхнях складає проміжну величину.

Найбільшу небезпеку становить корозійне розтріскування під напруженням (стрес-корозія) [6, 61, 75], яке характеризується утворенням поздовжньо орієнтованих тріщин без ознак електрохімічної корозії на зовнішній поверхні труби. Під впливом експлуатаційних навантажень ці тріщини переростають у магістральну тріщину, що спричиняє аварії на трубопроводах.

Багаторічними дослідженнями встановлено, що причинами появи корозійного розтріскування під напруженням металу підземних газопроводів є поєднання трьох факторів: якість металу (наявність структурних причин, які сприяють утворенню мікротріщин), відповідний рівень діючих напружень (які перевищують пороговий рівень, потрібний для початку розвитку зародкових мікротріщин, у разі збереження номінальних умов експлуатації) і наявності корозійно-активного середовища [62].

Аналіз аварійних руйнувань газопроводів діаметром 1420 мм, а також результати їх перевипробувань показують, що усі руйнування по причині стрес-корозії мали місце при робочих напруженнях в стінці труби на рівні 70 % регламентованої границі текучості трубної сталі і вище незалежно від заводу-виробника труб. Тому в умовах впливу агресивного середовища, яке спричиняє стрес-корозійні пошкодження, рівень допустимих напружень потрібно установлювати не вище 65 % регламентованої границі текучості сталі. Потрібно також обмежувати рівень напружень, які виникають в стінці трубопроводу від дії ряду технологічних, монтажно-будівельних і геодинамічних факторів.

Більшість руйнувань газопроводів діаметром 1420 мм по причині стрес-корозії відбувається в зонах, розміщених до 200 мм від поздовжнього зварювального шва. Зважаючи на це, в процесі укладання труб зварювальний шов непотрібно розміщувати в зоні між 3-9 годин по ходу газу, тому що практично усі випадки руйнування по причині стрес-корозії відбуваються в ній, оскільки в нижній частині труби висока імовірність відшарування ізоляційної плівки і виникнення нестабільності електрохімічних параметрів катодного захисту.

У результаті обстежень газопроводів в протяжних щурфах встановлено, що стрес-корозійні дефекти розміщуються не по усій довжині газопроводу, а тільки в межах локальних ділянок обмеженої протяжності. Водночас за межами цих ділянок немає значних стрес-корозійних дефектів, які можуть спричинити аварії газопроводів протягом усього періоду їх експлуатації [7].

Ефективність захисного покриття МГ відіграє фундаментальну роль в запобіганні корозії та стрес-корозії. Як відомо, трубопроводи великого діаметру, які мають здебільшого плівкову ізоляцію, піддаються підплівковій корозії в результаті розгерметизації шва між суміжними витками. Імовірність розгерметизації підвищується зі збільшенням температури експлуатації трубопроводу, з пониженням температури навколишнього середовища в період нанесення ізоляції і послабленням контролю натягу ізоляційної плівки.



Зморшки і гофри у покритті, які спричиняють відшарування плівки в напуску, виникають через вплив на покриття вертикального тиску ґрунту, поперечних і поздовжніх переміщень трубопроводу на викривлених ділянках під час експлуатації [21, 24].

Як відомо, під час експлуатації трубопроводів напуск плівок – найменш захищене місце щодо проникнення агресивних реагентів на поверхню трубопроводу. Тому, особливо в зонах ризику, щодо корозійного розтріскування під напруженням, потрібно слідкувати за герметичністю напуску, враховуючи, що клей наносять тільки на одну сторону ізоляційної плівки, а багато полімерних матеріалів в напуску практично не приклеюються. Якщо полімерні плівки в напуску не приклеєні до трубопроводу і не склеєні між собою, то під ними трубопровід не захищений від корозії. Один з методів зниження інтенсивності зовнішньої корозії трубопроводів – герметизація плівкової ізоляції на напуску плівок.

Однією з причин утворення наскрізних дефектів стінки труби газопроводу є кавітаційна ерозія, тобто руйнування металу під впливом кавітації [9]. Явище кавітації пов'язане з утворенням у рідині пульсуючих пухирців, заповнених паром, газом або їхньою сумішшю. Розрізняють гідродинамічну кавітацію, зумовлену сильним локальним зниженням тиску в рідині внаслідок великої швидкості течії, та акустичну, що виникає під час проходження звукової хвилі великої інтенсивності.

У кавітаційній зоні, що контактує з поверхнею металу, виникають потужні гідродинамічні збурення у вигляді сильних імпульсів стиску під час дії мікроударних хвиль і мікропотоків, породжених пульсуючими пухирцями. Зникнення пухирців супроводжується сильним локальним розігріванням речовини, а також виділенням газу, що містить атомарні та іонізовані компоненти. У результаті цього тверді матеріали в місцях області кавітації піддаються інтенсивним впливам, що спричиняє поступове руйнування їхньої поверхні. Кавітація може призвести до руйнування таких міцних матеріалів як сталь, кварц.

Найімовірніше механізм кавітаційної ерозії в газопроводах полягає у взаємодії таких чинників: конденсат, що утворюється в процесі транспортування газу, насичений компонентами газового середовища і дрібними твердими частинками, переважно розташовується в нижній частині трубопроводу, заповнює порожнини наявних там дефектів. Рух конденсату, особливо в районі перешкод, носить турбулентний характер. У таких умовах утворюються дрібні газові пухирці. Високий тиск і велика швидкість переміщення газу в газопроводі призводить до високого рівня локального гідростатичного тиску в конденсаті, що сприяє збільшенню інтенсивності кавітаційних явищ і є основою гідродинамічної складової кавітаційної ерозії. У результаті великих швидкостей транспортування, високого тиску, наявності перешкод, нерівностей на внутрішній поверхні труб виникають акустичні коливання з широким спектром частот, що у разі впливу на газовий конденсат є причиною виникнення акустичної складової кавітації. Цей вид кавітації, як і гідродинамічний, матиме свій внесок у процес утворення кавітаційних пошкоджень.

### 1.3. Аналіз методів ремонту лінійної частини газопроводів

Невід'ємною частиною раціональної системи обслуговування трубопроводу є його своєчасний ремонт за результатами діагностики. Ефективність ремонту залежить як від отримання достовірної інформації про дефекти і місця їх розміщення на трубі (це дозволяє визначити обсяги ремонту, терміни та кошти на його проведення), так і від застосовуваної технології робіт.

Уся філософія сучасного ремонту побудована не тільки на повному відновленні проектних характеристик трубопроводів, їх вихідного стану, а й на усуненні дефектів, які можуть спровокувати руйнування трубопроводу або порушити його герметичність. Методика визначення черговості і обсягів вибіркового ремонту передбачає спочатку внутрішньотрубну діагностику. За

допомогою магнітних або ультразвукових снарядів виявляють корозійні пошкодження, металургійні дефекти труб і, якщо дозволяють снаряди, дефекти в зварних з'єднаннях [16, 18, 122]. За результатами такої інспекції складають перелік і графіки із зазначенням розмірів дефектів та прив'язкою їх по трасі. Тоді, за так званим “критерієм В31G” з американського стандарту ANSI/ASME В31G [113] або відповідними методиками [19, 54, 69] визначають рівень допустимих дефектів і проводять їх рангування. Для корозійних пошкоджень основою є втрата металу по площі і глибині.

Для підтвердження достовірності визначення найбільш небезпечних дефектів внутрішньотрубними снарядами трубопровід шурфують. У випадку візуального підтвердження проводять ремонт ділянки трубопроводу з дефектами і прив'язують ремонтване місце на виконавчій схемі. У разі упевненості в показах внутрішньотрубної діагностики після оброблення даних одразу без попереднього шурфування визначають ділянки для ремонту.

Точне визначення місцезнаходження і значимості аномалій та дефектів дозволяє організації, яка експлуатує трубопровід, розробити економічно вигідну технологію ремонту без зниження безпеки.

Основним критерієм, за яким визначають надійність газопроводу під час ремонту є мінімізація зміни НДС трубопроводу порівняно з тим, який був до початку ремонту. У зв'язку з цим важливе значення мають правильний вибір методів виконання ремонтно-відновлювальних робіт та схеми їх організації [109].

Проблемі розрахунку НДС трубопроводів присвячені дослідження Айбіндера А.Б., Березіна В.Л., Бородавкіна П.П., Захарова М.Н., Камерштейна А.Г., Шлапака Л.С. тощо у результаті цих досліджень створені численні розрахункові моделі. Складність проблеми полягає у великій кількості факторів, від яких залежить несна здатність труби і які впливають на величину та розподіл навантажень, що передаються на трубопровід.

Під час аналізу напружень в зоні дефекту доцільно розглядати чверть труби з штучно розміщеним в її середині дефектом. Це припущення можна

обґрунтувати принципом Сен-Венана, згідно з яким особливості напруженого стану, зумовлені дефектом, проявляються в зоні навколо нього, причому розміри зони співрозмірні з розмірами дефекту [45].

Міцнісний аналіз здійснюють на основі розрахунків НДС трубопроводів. Найбільш універсальним числовим методом розрахунку є метод скінчених елементів.

Ремонт газопроводів можна виконувати за трьома основними схемами: 1 – ремонт газопроводу в траншеї з підкопом під трубу; 2 – ремонт газопроводу на бермі траншеї; 3 – ремонт газопроводу з прокладанням паралельно діючому новій нитки [51].

Основною схемою ремонту трубопроводу великого діаметра, якщо неможливо його від'єднати від основної нитки, є ремонт у траншеї. За цією схемою газопровід по всій довжині розкривають від насипного ґрунту, трубопровід підкопують таким чином, щоб між ним і дном траншеї була відстань 0,3-0,5 м [109].

Під час обстежування корозійного стану тіла труби в шурфах визначають глибину і довжину каверн, їхнє взаємне розташування. На підставі отриманих даних роблять висновки про інтенсивність корозійних процесів, а також необхідність відремонтувати або замінити трубу [108].

У ДК “Укртрансгаз” ремонтні роботи виконують за такими технологіями:

- а) ремонт МГ підсилювальними бандажами;
- б) ремонт корозійних дефектів із застосуванням підсилювальних муфт;
- в) ремонт дефектних стиків за допомогою двошарової муфти [40].

Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона під керівництвом Бута В.С. для ДК “Укртрансгаз” розробив технологічну інструкцію з ремонту МГ під тиском з застосуванням дугового зварювання [83], де наведено такі методи відновлення несної здатності труб та стиків:

- а) шліфування поверхні з дефектом;
- б) заварювання корозійних виразок;
- в) установлення розрізного бандажа;

- г) застосування герметичної муфти з технологічними кільцями;
- д) застосування латок-муфт;
- е) застосування муфт з наповнювачем (компаундом);
- є) установлення двохарової муфти.

УкрНДІгазом під керівництвом Капцова І.І. за участю Гончара В.П., Дорошенка Я.В., Топорова В.Г., Холодова В.І., Шимановського Р.В. для ДК "Укргазвидобування" розроблено СОУ 11.2-30019775-029 [81], де наведено такі методи ремонту газопроводів:

- а) шліфування поверхні з дефектом;
- б) заварювання дефектів;
- в) підсилення газопроводу за допомогою муфти з повздовжніми зварними швами;
- г) підсилення газопроводу за допомогою муфти з повздовжніми фланцями;
- д) герметизація дефектів за допомогою накладки;
- е) герметизація дефектів за допомогою муфт.

Зачищення поверхні шліфуванням і нанесенням ізоляційного покриття проводять з метою знизити концентрацію напружень за рахунок згладжування поверхні та у випадку ремонту стрес-корозійних дефектів незначної глибини і протяжності.

Корозійні виразки на газопроводі заварюють під тиском у таких випадках:

- а) максимальний розмір (діаметр, довжина) пошкодження не менше 20 мм;
- б) залишкова товщина стінки труби в місці пошкодження не менше 4 мм;
- в) відстань між найближчими пошкодженнями та до зварних з'єднань трубопроводу не менше 100 мм;
- г) внутрішній тиск в газопроводі під час ремонту не вище 4,0 МПа.

Бандажі і муфти застосовуються для локального підсилення дефектної ділянки газопроводу, а також служать ефективним протикорозійним засобом,

зольючи стінку труби від агресивного середовища, виконують функції ефективного стопора від розвитку лавинної тріщини, захисного кожуха від зовнішніх силових впливів [17, 117].

Для ремонту значних наскрізних дефектів, якщо вдається тимчасово локалізувати виток газу, а також дефектів з незначною деформацією поперечного перерізу Хретінін І.С., Іванов В.А. пропонують застосовувати пустотілі бандажі [104]. Бандаж складається з труби більшого діаметра ніж трубопровід, що його ремонтують, і технологічних кілець (рис. 1.4). За наявності значних деформацій поперечного перерізу, а також якщо неможливо перекрити виток газу, застосовувати пустотілі бандажі неможливо.

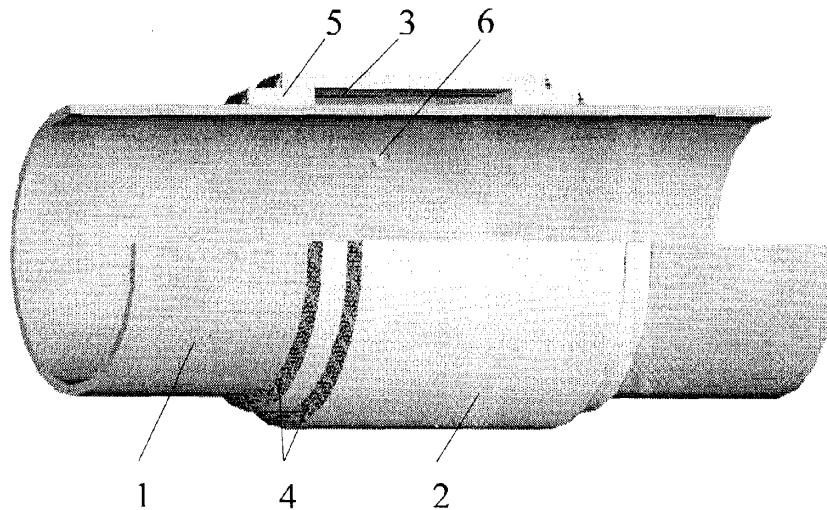


Рис. 1.4. Пустотілий бандаж:

1 – газопровід; 2 – бандаж; 3 – поздовжній зварювальний шов; 4 – кільцевий зварювальний шов; 5 – технологічне кільце; 6 – наскрізний дефект.

Великий інтерес для виконання різних видів ремонту, зокрема масового, представляє застосування композитних матеріалів.

Для ремонту трубопроводів застосовують два типи полімерних композитних матеріалів: заливний і муфтовий (бандажний).

Заливний композитний матеріал [118] застосовують для заповнення дефектів, пов'язаних з втратою металу по товщині стінки труби. Для ремонту трубопроводів потрібні висконаповнювальні композитні матеріали з високим вмістом металу і кераміки. Для галогенових пастоподібних композитів потрібні

дрібні домішки титану, алюмінію та спеціальної сталі. Доля цих матеріалів у композиції повинна досягати 85 %. Природа взаємодії полімерів з частинками подрібнених металів полягає в обвалуванні їх полімерами, які утворюють суцільні полімерні ланцюги, забезпечуючи високу адгезію композитів.

Завдяки адгезивним властивостям, наносячи пастоподібні композити на метал, можна герметизувати пошкодження, наростити зношений метал, ліквідувати корозійні і ерозійні дефекти. Після перемішування і нанесення пастоподібних композитів на очищений трубопровід вони твердіють. Після затвердіння композити набувають основних властивостей металів: колір, структуру, можливість механічної обробки – шліфування, фрезерування, свердлення, нанесення різного покриття. Також матеріали набувають нових властивостей, головна з яких - антикорозійна. Холодне нанесення композитів дозволяє виконати роботи на трубопроводі під тиском в умовах повної пожежовибухобезпечності. Простота та технологічність ремонтів дозволяє проводити їх одразу після виявлення дефектів і розкопування трубопроводів.

Найбільш сприятливі умови роботи заливних композитів - напруження стиску. У випадку розтягу, особливо в умовах плоского напруженого стану, матеріал розтріскується, відшаровується. Тому середні значення параметрів ремонтів дефектів не повинні перевищувати: глибина 50 % товщини стінки, діаметр 200 мм.

Науково-дослідний інститут надійності трубопроводів (м. Івано-Франківськ) під керівництвом Шлапака Л.С. спільно з ТОВ "Поліпромсинтез" (м. Київ) розробили композитні підсилювальні бандажі "Поліпромсинтез" та технічні умови на них ТУ У 22887593.006 [73]. За допомогою композитних бандажів "Поліпромсинтез" можна, не припиняючи транспортування газу, ремонтувати такі локальні дефекти стінки труби газопроводу:

- а) механічні пошкодження тіла труби (вибоїни, задири, подряпини тощо);
- б) корозійні пошкодження глибиною до 80 % (каверни, пітінги тощо);
- в) дефекти форми (ум'ятини);
- г) локальні поверхневі й підповерхневі розшарування;

д) дефекти зварних з'єднань типу пор, непроварів, шлакових включень [110].

Регламентация методів ремонту газопроводів, прийнятих у світовій практиці [114], складена вченими інституту Бателля і Едісонівського зварювального інституту (США) на основі аналізу норм і практики США, Канади, Англії та інших європейських країн. До основних методів ремонту, які застосовують за межами нашої держави (табл. 1.2) належать:

- а) шліфування або наплавлення приповерхневих дефектів глибиною до 10-12 % від товщини стінки;
- б) механічні зажими для усунення наскрізних дефектів;
- в) сталеві півмуфти і накладки, якщо небезпека аварії невелика;
- г) зміцнювальні муфти типу А і герметичні муфти типу Б (рис. 1.5);
- д) муфти з високоміцної стрічки композитного матеріалу на основі скловолокна, які намотують з натягом на місце дефекту труби – метод фірми Clock Spring [58, 121].

Герметичні муфти типу Б можна застосовувати у випадку порушення герметичності трубопроводу за умови, що на час установлення муфти виток буде локалізовано та не буде деформації поперечного перерізу трубопроводу.

Як показує практика експлуатації, на газопроводах відбуваються аварії, які супроводжуються витоком в атмосферу великої кількості газу. Крім великих втрат, аварійні виток є вибухонебезпечними. Тому потрібно швидко виявити і ліквідувати аварію.

Аналіз технологічних прийомів ремонту наскрізних дефектів газопроводу дозволяє виділити два перспективні методи: ремонт без припинення транспортування газу і ремонт з від'єднанням ділянки газопроводу, що ремонтується, від основної нитки. Важливою умовою успішної реалізації цих варіантів є розробка надійних перекидаючих пристроїв, які б дозволили перекрити трубопровід в потрібному перерізі за відносно короткий проміжок часу і витримали б високий тиск, не менший ніж тиск транспортування.



Таблиця 1.2.

## Основні методи ремонту, які застосовують у світовій практиці

| Дефекти   | Шліфування   | Наплавлення             | Муфта типу А        | Муфта типу Б       | Муфта з композитного матеріалу | Механічний зажим         | Сталеві півмуфти і накладки |
|---|--------------|-------------------------|---------------------|--------------------|--------------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| Мала площа дефекту, малий діаметр                 | так          | так                     | так                 | так                | так                            | так                      | так                         |
| Велика площа дефекту, великий діаметр             | ні           | ні                      | так                 | так                | установка декількох муфт       | установка декількох муфт | ні                          |
| Дефект на плавному згині                          | так          | так                     | спецконфігурація    | спецконфігурація   | так                            | так                      | так                         |
| Дефект на різкому згині                           | так          | так                     | спецконфігурація    | спецконфігурація   | спецконфігурація               | ні                       | ні                          |
| Виток, одиничний випадок                          | ні           | ні                      | ні                  | так+спецтехнологія | ні                             | так+спецтехнологія       | ні                          |
| Зовнішня корозія                                  | так          | так                     | так                 | так                | так                            | так                      | так                         |
| Поверхневий пітінг < 0,8 δ                        | так          | так                     | так                 | так                | так                            | так                      | так                         |
| Глибокий пітінг > 0,8 δ                           | ні           | ні                      | ні                  | так                | ні                             | так                      | ні                          |
| Внутрішній дефект, включаючи корозію              | ні           | ні                      | за відповідних умов | так                | при відповідних умовах         | так                      | ні                          |
| Ум'ятинна   | ні           | ні                      | з наповнювачем      | так                | з наповнювачем                 | так                      | ні                          |
| Поверхневі тріщини або подряпини < 0,4 δ          | так+контроль | так+зачистка            | так                 | так                | див. примітку                  | так                      | так                         |
| Глибокі тріщини або подряпини > 0,4 δ             | ні           | ні                      | ні                  | так                | ні                             | так                      | ні                          |
| Дефект в поздовжньому шві труби або поблизу нього | ні           | ні                      | ні                  | так+спецмуфта      | ні                             | так+спецмуфта            | ні                          |
| Стрес-корозія                                     | так+контроль | так+зачистка            | так                 | так                | див. примітку                  | так                      | ні                          |
| Гофри або вм'ятини                                | ні           | ні                      | ні                  | спецконфігурація   | ні                             | ні                       | ні                          |
| Дефекти попереднього ремонту                      | ні           | так+зачистка і контроль | ні                  | так                | ні                             | так                      | ні                          |
| Дефекти кільцевих швів                            | так+контроль | так+контроль            | ні                  | так                | ні                             | за відповідних умов      | ні                          |

**Примітка.** Застосування муфт з композитних матеріалів для цих дефектів може бути можливим і вивчається

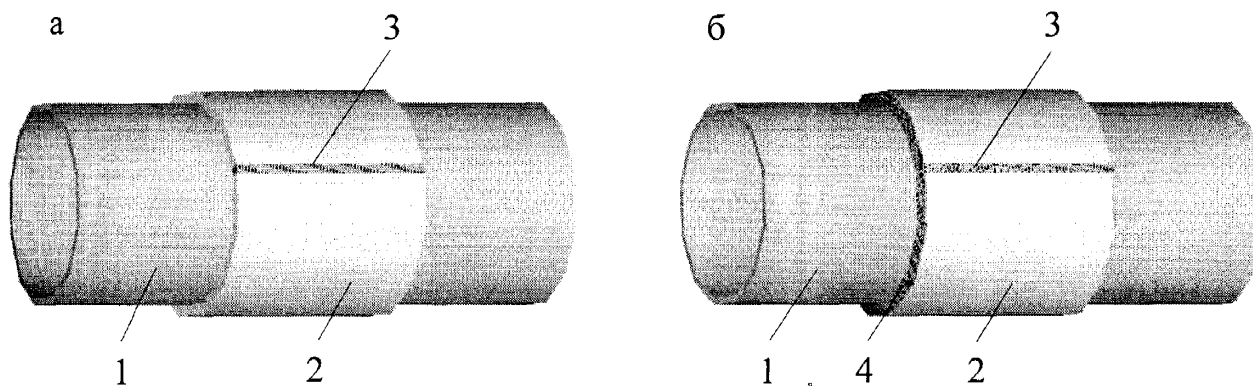


Рис. 1.5. Муфти для ремонту трубопроводів:

а – муфта типу А; б – муфта типу Б;

1 – газопровід; 2 – муфта; 3 – поздовжній зварювальний шов;

4 – кільцевий зварювальний шов.

На основі аналізу патентних та літературних матеріалів систематизовано наявні перекриваючі пристрої. На рис. 1.6 наведено класифікацію перекриваючих пристроїв, яка дозволяє оцінити перспективність і вибрати напрямок подальшої роботи, метою якої є створення обладнання для тимчасового перекриття трубопроводів.

Стационарні перекриваючі пристрої (крани), витримуючи значний тиск, дозволяють локалізувати пошкоджену ділянку певної довжини, зменшуючи кількість газу, який втрачається під час випорожнення ділянки газопроводу, і тривалість аварійно-відновлювальних робіт. Їхньою перевагою є постійна готовність до дії і швидкодія. Однак для максимального скорочення обсягу газу, що втрачається під час випорожнення, і термінів аварійно-відновлювальних робіт, а відповідно і простою трубопроводу, потрібно, щоб локалізовані ділянки були мінімальної довжини, що вимагає великої кількості перекриваючих пристроїв такого типу. Зважаючи на цю обставину, вартість кранів на практиці значно зростає (до 10 % від загальних капіталовкладень). До того ж деякі крани не застосовують жодного разу протягом усього строку експлуатації. Таким чином область застосування пристроїв такого типу обмежена міркуваннями економічного характеру.



Рис. 1.6. Класифікація перекриваючих пристроїв

Мобільні перекриваючі пристрої дозволяють локалізувати пошкоджену ділянку газопроводу будь-якої довжини в безпосередній близькості від місця аварії. Це дозволяє максимально скоротити обсяг газу втраченого під час випорожнення і час простою газопроводу.

Перекриваючі пристрої, які монтують ззовні трубопроводу, можна застосувати на трубопроводах будь-якої конструкції у випадку розривів і інших пошкоджень. Їх доставляють на місце аварії і після розкопування трубопроводу монтують по обидві сторони від пошкодженої ділянки. Недоліком даних пристроїв є те, що перекриваючі пристрої низького тиску встановлюють після припинення перекачування, а перекриваючі пристрої високого тиску дозволяють усунути пошкодження, без припинення транспортування, але

вимагають спорудження лупінга або байпаса, що вимагає значних капіталовкладень.

Перекриваючі пристрої “поточного” типу монтують в середині трубопроводу, переміщуються до місця аварії трубопроводом в потоці перекачуваного продукту і зупиняються в місці перекриття за сигналом на час ремонту. Такі пристрої поділяють на пристрої, що локалізують виток газу з газопроводу, перекриваючи порожнину трубопроводу повністю та зупиняють транспортування газу, або частково, перепускаючи потік крізь корпус і дозволяють проводити ремонтні роботи, не припиняючи перекачування, та пристрої, які локалізують дефектну ділянку і дозволяють вирізати котушку без випорожнення газопроводу.

Розглянемо конструкції перекриваючих пристроїв, їх специфічні особливості застосування, а також найбільш оригінальні технічні рішення, які можуть скласти основу під час розроблення пристроїв для локалізації пошкоджень газопроводу.

Одним з найочевидніших і простих способів перекриття трубопроводу є перетискання труби переносними пресами різних конструкцій. Однією з перших такі пристрої розробила фірма "Regent Jack MfgCo" (США) [67]. Перекриваючий пристрій являє собою гідравлічний прес, потужністю 200 т і масою 680 кг, який переміщують на спеціально обладнаному вантажному автомобілі разом з компресором, що створює тиск 1 МПа для приводу пневмогідравлічного насоса, та консольним краном вантажопідйомністю 700 кг. Перетискання труби здійснюється без попереднього підігріву, триває біля 3,5 хв і витримує перепад тиску від 1,0 до 1,4 МПа. Пристрій можна застосовувати в аварійних ситуаціях для перекриття пошкодженої ділянки з двох сторін.

Досить великий клас перекриваючих пристроїв складають механічні заглушки, які вводять в трубопровід через спеціально вирізані для цього отвори. Характерною особливістю такого типу пристроїв є наявність жорсткого корпусу, фрикційного фіксатора, еластичного цільного або пустотілого

надувного герметизатора з шлангами, які з'єднують порожнину герметизатора з джерелом подачі рідини або газу високого тиску. Недоліками механічних заглушок є те, що вони вимагають припинення транспортування газу та нещільність герметизації поперечного перерізу газопроводу.

У праці [10] описана конструкція пристрою для перекриття трубопроводу під час ремонту (рис. 1.7), який містить пружну еластичну тороїдальну камеру 6, виконану з плоскою перегородкою 7 і жорстким каркасом 2. Каркас і камера обладнані вушками, крізь які проходить трос. Еластична тороїдальна камера 6, яку наповнюють стиснутим газом, забезпечує герметичність установки пристрою в трубопроводі 5 і стійкість проти зсуву за рахунок щільного прилягання поверхні камери до стінки трубопроводу 5. Перегородка в середній частині камери, як і сама камера, виконані з еластичного газонепроникного матеріалу. Жорсткий каркас 2 застосовують для розміщення пристрою перпендикулярно осі трубопроводу 5 і створення додаткового опору зсуву, установлюючи його в розпір.

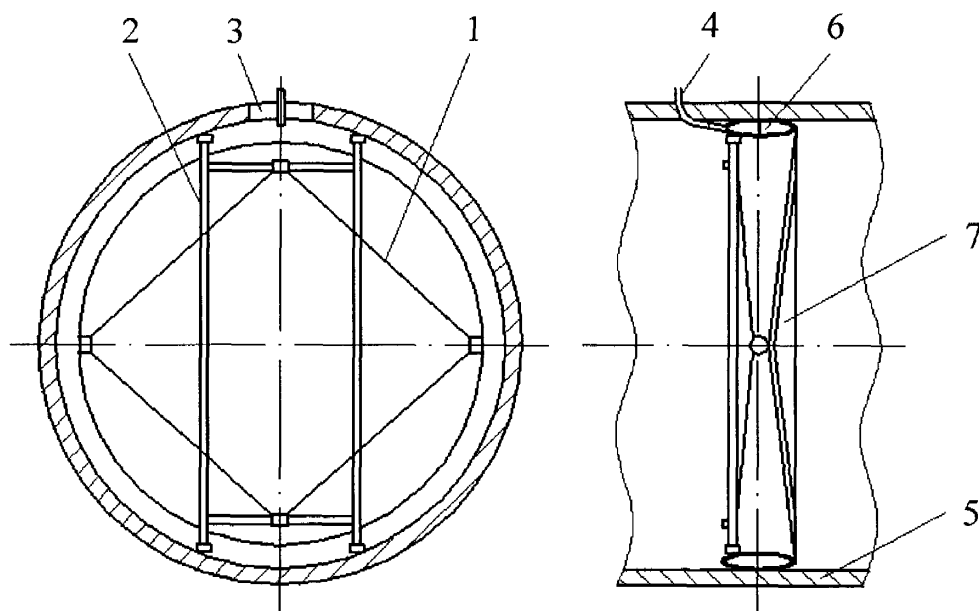


Рис. 1.7. Пристрій для перекриття трубопроводу:

- 1 – трос; 2 – жорсткий каркас; 3 – монтажний отвір; 4 – шланг;  
5 – трубопровід; 6 – еластична тороїдальна камера; 7 – плоска перегородка.

Відома конструкція перекриваючого пристрою, у якій запірним елементом є еластична оболонка [68]. Особливістю цього пристрою є те, що після вирізання отвору в стінці труби, туди вводять еластичну камеру, яка при нагнітанні в неї стиснутого повітря роздувається і перекриває прохідний переріз трубопроводу. З кожного боку ділянки трубопроводу, яку перекривають, можна встановлювати по два подібних пристрої. У цьому випадку внутрішню пару пристроїв застосовують безпосередньо для перекриття трубопроводу, а зовнішню пару пристроїв з'єднують, після підготовки отвору в стінках трубопроводу байпасною лінією для продовження перекачування газу трубопроводом. Еластичну оболонку можна заповнювати речовиною, здатною за певних умов спінюватися, розбухати або тверднути, збільшуючись в обсязі [63], або заморожуватися при охолодженні [94].

Досить оригінальні конструкції пристроїв для перекриття трубопроводу наведені у працях [88, 92, 96, 97, 98, 99, 100, 101].

Загальною ознакою пристроїв для локалізації місця витoku газу з газопроводу є те, що вони переміщуються в середині трубопроводу в потоці перекачуваного продукту, зупиняються в місці пошкодження, фіксуються на стінках труби і герметизують пошкодження, зупиняючи витікання газу та дозволяють проводити ремонтні роботи.

Типовим представником таких пристроїв є описаний в [91] пристрій для перекриття витoku продукту з трубопроводу (рис. 1.8), в середній частині корпусу якого виконані наскрізні вікна, а запірний орган виконано у вигляді охоплюючого корпус 1 і закріпленого на його кінцях гнучкого еластичного рукава 3 з рухомими в радіальному напрямку клиноподібними елементами 4, які виступають через вікна у корпусі в порожнину останнього. Під час проходження над місцем витoku 7 у кільцевій порожнині між трубопроводом 6 і корпусом 1 з манжетою 2, що сполучається через виток 7 з атмосферою, відбувається швидке падіння тиску, і гнучкий еластичний рукав 3 під дією тиску у трубопроводі 6 притискається до його стінки, відтягуючи за собою

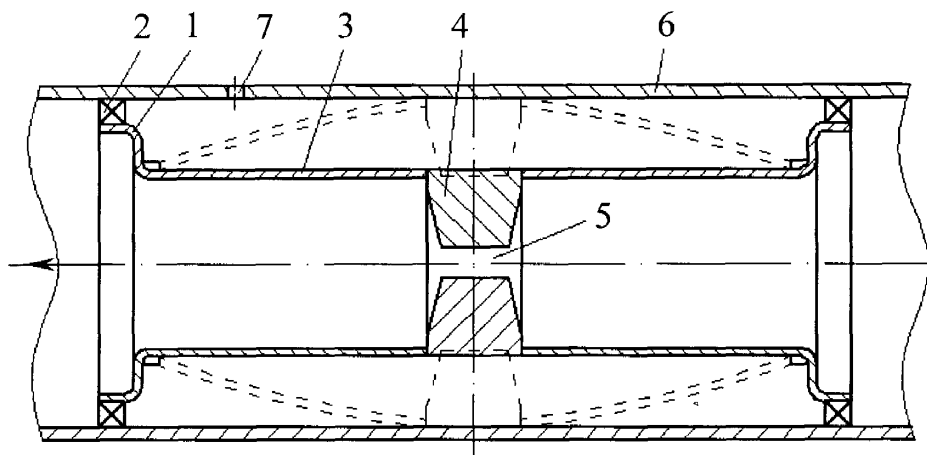


Рис. 1.8. Пристрій для перекриття виток з трубопроводу:

1 – корпус; 2 – ущільнююча манжета; 3 – еластичний рукав; 4 – клиноподібний елемент; 5 – канал; 6 – трубопровід; 7 – виток.

клиноподібні елементи 4. У результаті цього перепад тиску в трубопроводі різко зменшується, і за рахунок тертя манжет 2 до стінки трубопроводу 6 пристрій зупиняється. Після усунення виток 7 і вирівнювання тиску в кільцевій порожнині й порожнині корпусу 1 рукав 3 разом з клиноподібними елементами 4 повертається у вихідне положення, відновлюється перепад тиску, що переміщує пристрій трубопроводом.

Пристрій для перекриття трубопроводу (рис. 1.9) призначений для локалізації наскрізних дефектів газопроводів та нафтопроводів, не припиняючи транспортування продукту [93].

Попередньо в трубопровід 4 з двох сторін від місця виток під тиском врізають по два патрубкі 14, 15 і 16, 17 з вентилями 18, 19 і 20, 21. Кожну пару патрубків з'єднують в єдину свічу з вентилями 22 і 23. Патрубкі 15 і 16 розміщують таким чином, щоб в момент фіксації пристрою в трубопроводі 4 вони розміщувалися між рухомими манжетами 3 і поршнями 10 при крайньому правому їх положенні.

Наскрізні дефекти локалізують таким чином. Пристрій через камеру запуску вводять у потік продукту, який транспортують і доставляють на місце ремонту. У процесі переміщення пристрою трубопроводом манжети 3 під дією

пружини 8 віджаті від упорів 5 в крайнє положення, і продукт через отвори 9 поступає в порожнину між манжетами. У момент перетину передньою по ходу манжетою отвору патрубка 15 відкриваються вентиля 19, 20, 22 і 23 (вентилі 18 і 21 закриті). Оскільки діаметр отворів 9 на порядок менший діаметрів патрубків 15 і 16, то з порожнини між манжетами продукт скидається в

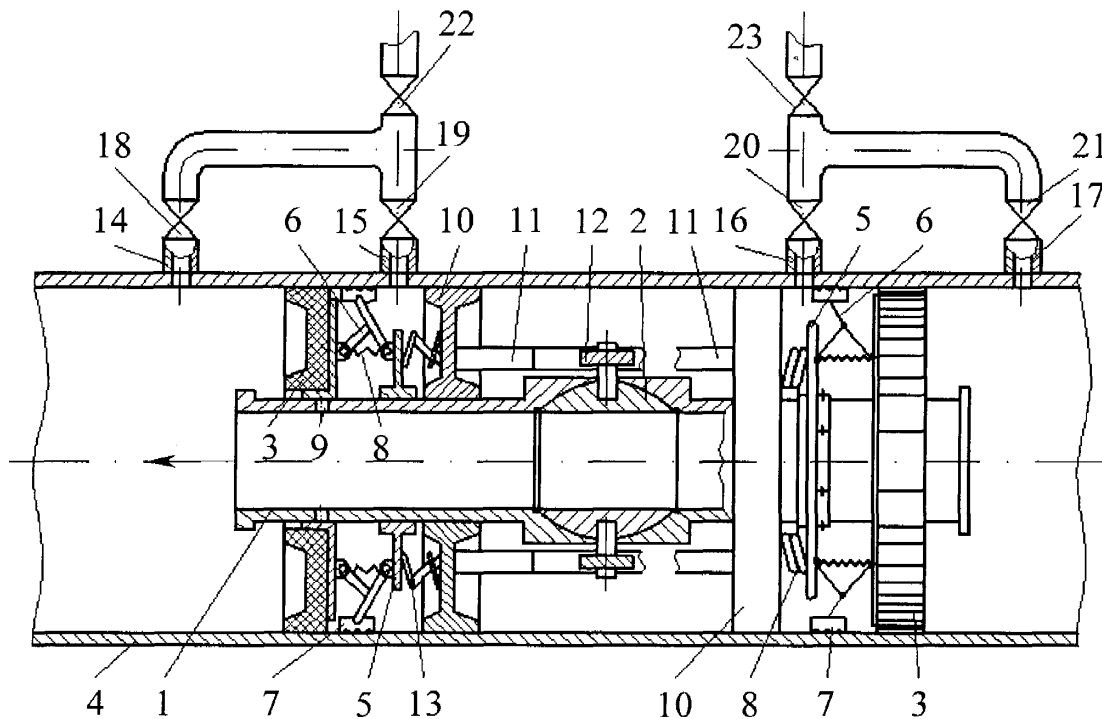


Рис. 1.9. Пристрій для перекриття трубопроводу:

- 1 – циліндричний корпус; 2 – запірний орган; 3 – манжета; 4 – трубопровід;  
 5 – кільцевий упор; 6 – шарнірний важіль; 7 – фіксатор; 8 – пружина;  
 9 – наскрізні отвори; 10 – поршні; 11 – рейчатий шток; 12 – зубчате колесо;  
 13 – пружини; 14, 15, 16, 17 – патрубки; 18, 19, 20, 21, 22, 23 – вентиля.

атмосферу і тиск у зазначеній порожнині різко падає. За рахунок цього манжети під тиском продукту в трубопроводі, долаючи зусилля пружин 8, переміщуються до упори 5, перекриваючи отвори 9. Одночасно фіксатори 7, переміщуючись в радіальному напрямку прилягають до внутрішньої поверхні трубопроводу 4. Після фіксації пристрою і надійної герметизації пошкодження на ділянці між манжетами, не зупиняючи перекачування (продукт транспортують через наскрізний канал корпусу), здійснюють необхідний



ремонт. Після завершення ремонту (усунення витоку і заміни дефектної ділянки) закривають вентиля 22 і 23 та відкривають вентиля 18 і 21, вирівнюючи тиск на манжети, які під зусиллям пружин переміщуються в початкове положення, виводячи фіксатори 7 з зачеплення з трубою. Одночасно закриваються вентиля 18, 19, 20 та 21 і пристрій в потоці транспортованого продукту переміщується до камери прийому. Якщо необхідно прискорити доставку пристрою на місце ремонту, пристрій виконують з запірним органом 2, який має поршневі приводи. У цьому випадку поршні 10 приводу за допомогою пружин 13 з'єднують з упорами 5. Пристрій вводять у трубопровід з відкритим запірним органом 2. Однак під тиском продукту, який поступає через отвори 9, поршні 10, долаючи зусилля пружин 13, переміщуються назустріч один одному, забезпечуючи закриття запірного органу. У момент фіксації пристрою на місці ремонту і різкого падіння тиску в порожнині між манжетами 3 і поршнями 10, пружини 13 відводять поршні 10 в бік упорів, забезпечуючи відкриття запірного органу 2 і можливість проводити ремонт, не від'єднуючи дефектну ділянку. У цьому випадку довжина ділянки, яку потрібно замінити, має бути обмежена відстанями між поршнями 10.

Недоліком наведених пристроїв для локалізації місця витоку з трубопроводу є низька ефективність гальмівних механізмів, які не зможуть швидко загальмувати пристрій в місці наскрізного дефекту.

У працях [87, 90, 95, 102] наведені найоригінальніші конструкції пристроїв для локалізації наскрізних дефектів трубопроводу.

Для проведення планових ремонтних робіт запропоновано пристрій для перекриття дефектної ділянки діючого трубопроводу (рис. 1.10), який дозволяє локалізувати дефектну ділянку трубопроводу і замінити її не випорожнюючи газопровід [89]. Дефектну ділянку локалізують в наступному порядку. Попередньо визначають довжину дефектної ділянки  $L$ , яку треба замінити. Визначають потрібну довжину роз'ємної тяги 5, місце установлення фіксатора 15 та пустотілих трубок 16.

Пристрій вводять в трубопровід 17 через камеру запуску. У потоці перекачаного середовища пристрій транспортують до дефектної ділянки. У момент удару упори 10 в фіксатор 15 пристрій зупиняється, клапан 8 відкривається і робоче середовище з циліндрів 1 надходить у порожнини ущільнень 3, притискає їх до стінки трубопроводу 17 і герметично перекриває його.

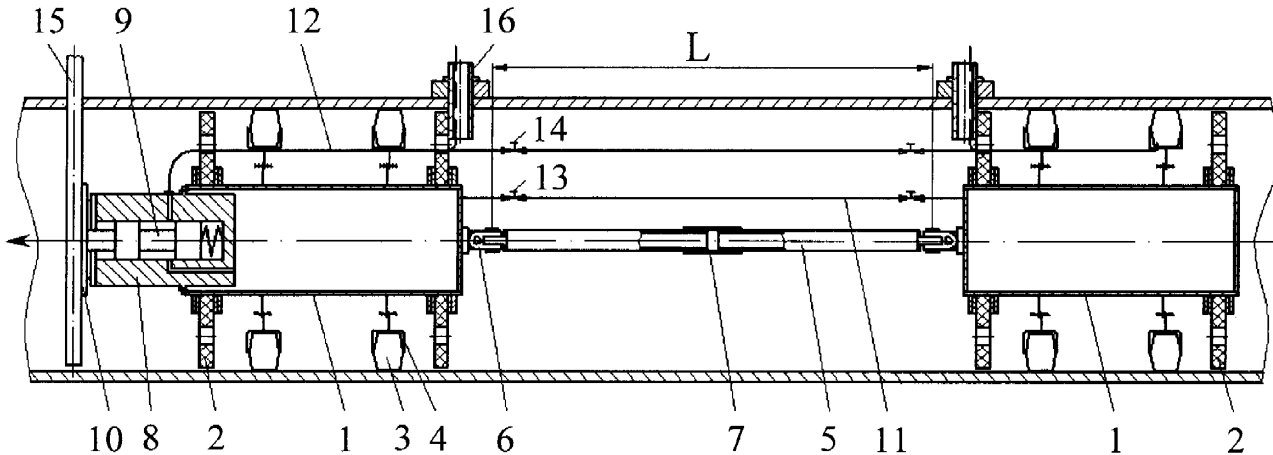


Рис. 1.10. Пристрій для перекриття дефектної ділянки діючого трубопроводу:

- 1 – циліндричний корпус; 2 – направляючий диск; 3 – розжимний кільцевий ущільнювач; 4 – ступиця; 5 – тяга; 6 – шарнір; 7 – муфта;  
8 – підпружинений клапан; 9 – шток; 10 – упор; 11, 12 – гнучкі трубопроводи;  
13, 14 – крани; 15 – фіксатор; 16 – трубка; 17 – трубопровід.

Через трубки 16 викачують транспортоване середовище, яке перебуває у відсіченій частині трубопроводу, і після її дегазації видаляють дефектну ділянку  $L$ , вирізаючи з кінців і вздовж твірної. Тоді від'єднують тягу 5 від циліндрів 1 і демонтують ділянку гнучких трубопроводів 12 між запірними кранами 13 і 14. Кінці трубопроводів 12 з запірними кранами 13 і 14 через трубки 16 виводять назовні. Трубки 16 одночасно є упорами напрямних дисків 2 і виключають після зняття тяги 5 зміщення циліндрів 1 під тиском середовища, що перебуває в трубопроводі 17. На місце вирізаної дефектної ділянки  $L$  установлюють трубу, яку зварюванням стикують з кінцями

трубопроводу 17. Після випробування нової ділянки тиск в ущільнювачах 3 скидають, відкриваючи запірні крани 14, які знову вводять у трубопровід 17.

З трубопроводу 17 витягають трубки 16 і фіксатор 15 та заварюють раніше вирізані для них "вікна". Після відновлення перекачування продукту частини пристрою переміщуються в потоці транспортованого середовища.

Довжина дефектної ділянки, яку може локалізувати пристрій, є невеликою, тому що довжина тяг 5 обмежена радіусом повороту криволінійних ділянок трубопроводу.

#### 1.4. Основні задачі та напрямки досліджень

Сучасні умови господарювання вимагають нового підходу до проведення ремонту газопроводів. Необхідно розробити й впровадити економічні технології ремонту, високоефективне ремонтне обладнання. Застосувати вибірковий ремонт, підвищити безпеку ремонтних робіт, зменшити втрати продукту та уникати забруднення довкілля під час проведення ремонтних робіт є пріоритетною задачею.

Ремонт без припинення перекачування або з частковим обмеженням – найефективніший вид ремонту, під час якого збитки зводяться до мінімуму. Важливою умовою успішної реалізації такого ремонту є розробка методів, які б дозволили локалізувати наскрізні дефекти стінки труби газопроводу і забезпечили можливість проводити ремонтні роботи на газопроводі, не припиняючи транспортування газу.

У ряді випадків економічно доцільно замінити дефектні труби вирізанням. Але вирізання дефектної ділянки із застосуванням наявної на сьогодні технології призводить до значних фінансових затрат та втрат газу. Необхідно розробити такі методи локалізації дефектної ділянки, щоб забезпечити можливість її вирізати, не випорожнюючи газопровід.

Отже основними задачами дослідження є:

а) розробка конструкції пристрою для локалізації місця витоку газу з газопроводу, який дозволить проводити аварійний ремонт, не припиняючи транспортування газу;

б) теоретичні дослідження динаміки руху пристрою в потоці перекачуваного продукту до місця аварійного витоку газу, що дозволить створити математичну модель руху пристрою в газопроводі та визначити швидкість руху пристрою і час доставки пристрою до місця аварії;

в) дослідження впливу динамічно прикладених навантажень на пристрій та стопорний вузол під час зупинки пристрою в місці аварійного витоку;

г) оцінка ефективності газопроводу під час часткового перекриття його порожнини пристроєм;

д) розробка й побудова експериментального стенду та експериментальне дослідження динаміки руху моделі пристрою трубопроводом і впливу часткового перекриття трубопроводу моделлю пристрою на ефективність трубопроводу;

е) розробка конструкції пристрою для локалізації ділянки газопроводу, який дозволить замінити протяжні дефектні ділянки газопроводу, застарілі та дефектні кранові вузли без випорожнення і продувки газопроводу;

є) теоретичні дослідження процесу локалізації дефектної ділянки газопроводу пристроєм для локалізації ділянки газопроводу.

## РОЗДІЛ 2

### РОЗРОБКА ТА ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЛОКАЛІЗАЦІЇ НАСКРІЗНИХ ДЕФЕКТІВ ГАЗОПРОВОДУ

Розроблено метод локалізації місця витоку газу з газопроводу, проведено теоретичні дослідження динаміки руху пристрою для локалізації місця витоку газопроводом до місця аварійного витоку методом математичного моделювання нестационарних газодинамічних процесів, який реалізовано розв'язанням системи диференціальних рівнянь в часткових похідних, що містить рівняння руху газу та рівняння нерозривності. Методом скінчених елементів проведено дослідження процесу гальмування пристрою для локалізації місця витоку в місці аварійного витоку газу. Оцінено ефективність газопроводу під час часткового перекриття його порожнини пристроєм для локалізації місця витоку.

#### 2.1. Розробка пристрою для локалізації місця витоку газу з газопроводу

Не дивлячись на покращення якості спорудження газопроводів, удосконалення системи контролю за їх станом та системи протикорозійного захисту, а також збільшення обсягів профілактичного і капітального ремонту, безаварійна експлуатація газопроводів неможлива. Аварії на газопроводах призводять до зміни режиму їх роботи, втрат газу та екологічних збитків.

Старіння ГТС України та неякісне ізоляційне покриття спричиняють збільшення кількості аварійних відмов. Витрачаються значні зусилля, час і кошти на усунення наскрізних дефектів газопроводів. Технологія ремонту навіть незначних наскрізних дефектів вимагає:

- а) припинення перекачування газу;
- б) випорожнення ділянки газопроводу, яка підлягає ремонту;
- в) перекриття порожнини газопроводу для запобігання попаданню в зону вогневих робіт вибухонебезпечних і горючих газів за допомогою гумових

шарів, які вводять у порожнину газопроводу через отвори, спеціально вирізані для цього;

- г) заміни дефектної ділянки новою трубою;
- д) видалення цих герметизувальних елементів і заварювання отворів;
- е) продувки газопроводу та заповнення газом;
- є) відновлення перекачування [64, 74].

Під час проведення такого комплексу робіт газопровід простоє в середньому більше 20 годин. Потрібно також зважати на величину зниження пропускної здатності газопроводу в разі від'єднання окремих ниток багатониткового газопроводу або повну зупинку подачі газу споживачам на одонитковому газопроводі. Крім того, під час випорожнення та продувки газопроводу втрачається значна кількість газу [48, 77], який до того ж негативно впливає на довкілля і підвищує небезпеку виникнення вибухів і пожеж.

Ремонт аварійних витоків без припинення перекачування є найефективніший вид ремонту, так як збитки зводяться до мінімуму. Однак цей вид ремонту передбачає наявність високорозвиненої технічної бази, яка дозволяє локалізувати місце витoku газу з газопроводу та провести ремонт без випорожнення, продувки газопроводу і припинення транспортування газу.

Під терміном виток будемо розуміти наскрізний дефект, який супроводжується втратою герметичності газопроводу і виходом газу назовні.

За даними Європейської організації EGIG, яка співпрацює з дев'ятьма найбільшими газотранспортними підприємствами Західної Європи і з 1970 року збирає дані щодо відмов газопроводів витoki складають 72 % від загальної кількості відмов усереднене значення причин виникнення яких наведено на рис. 1.3. Решта 28 % складають розриви. При цьому 92 % відмов причиною яких є корозія складають витoki, а 8 % розриви. У 4 % всіх випадків відмов згідно бази даних EGIG спостерігалось запалення газу.

За дослідженнями Кіченка С.Б. [54] одним з найважливіших параметрів, який характеризує степiнь небезпеки дефекту є його осьова довжина, яка

визначає вид руйнування – виток або розрив. Протяжні вздовж осі дефекти мають тенденцію до розриву, тоді як відносно короткі – тенденцію до витoku. Так звану границю “виток – розрив” знайти складно, але встановлено, що для більшості трубопроводів дефекти з осьовою довжиною, рівною трьом товщинам стінки ( $3\delta$ ) або менше, приводять до витoku, а дефекти з осьовою довжиною більше  $3\delta$  – до розриву. При цьому у визначення границі “виток – розрив” включений значний коефіцієнт безпеки. Тому щоб запобігти загрози розриву газопроводу під час локалізації витoku та ремонтних робіт необхідно обмежити застосування методу. Метод може застосовуватись тільки для витоків осьова довжина яких не більша  $3\delta$ .

Основними вимогами, яким повинен відповідати пристрій для локалізації місця витoku є:

- а) невелика трудомісткість підготовчих операцій;
- б) здатність швидко локалізувати місце витoku;
- в) надійність щодо забезпечення герметичності локалізованої зони для проведення ремонтних робіт на весь період їх проведення;
- г) можливість оперативно демонтувати пристрій після закінчення ремонтних робіт.

Вищевикладене дозволяє сформулювати призначення методу локалізації місця витoku газу з газопроводу під час ремонту газопроводу: метод локалізації місця витoku газу з газопроводу, як частина комплексу ремонтно-технологічного обладнання, призначений для швидкої і своєчасної локалізації витоків, осьова довжина яких не перевищує  $3\delta$ , не припиняючи транспортування газу з забезпеченням надійної герметизації зони ремонтних робіт на весь час їх проведення.

На основі аналізу ремонтних ситуацій розроблено конструкцію пристрою для локалізації місця витoku газу з газопроводу (рис. 2.1). У разі виявлення пошкодження пристрій 1 за командою запасовують у камеру запуску. Під дією

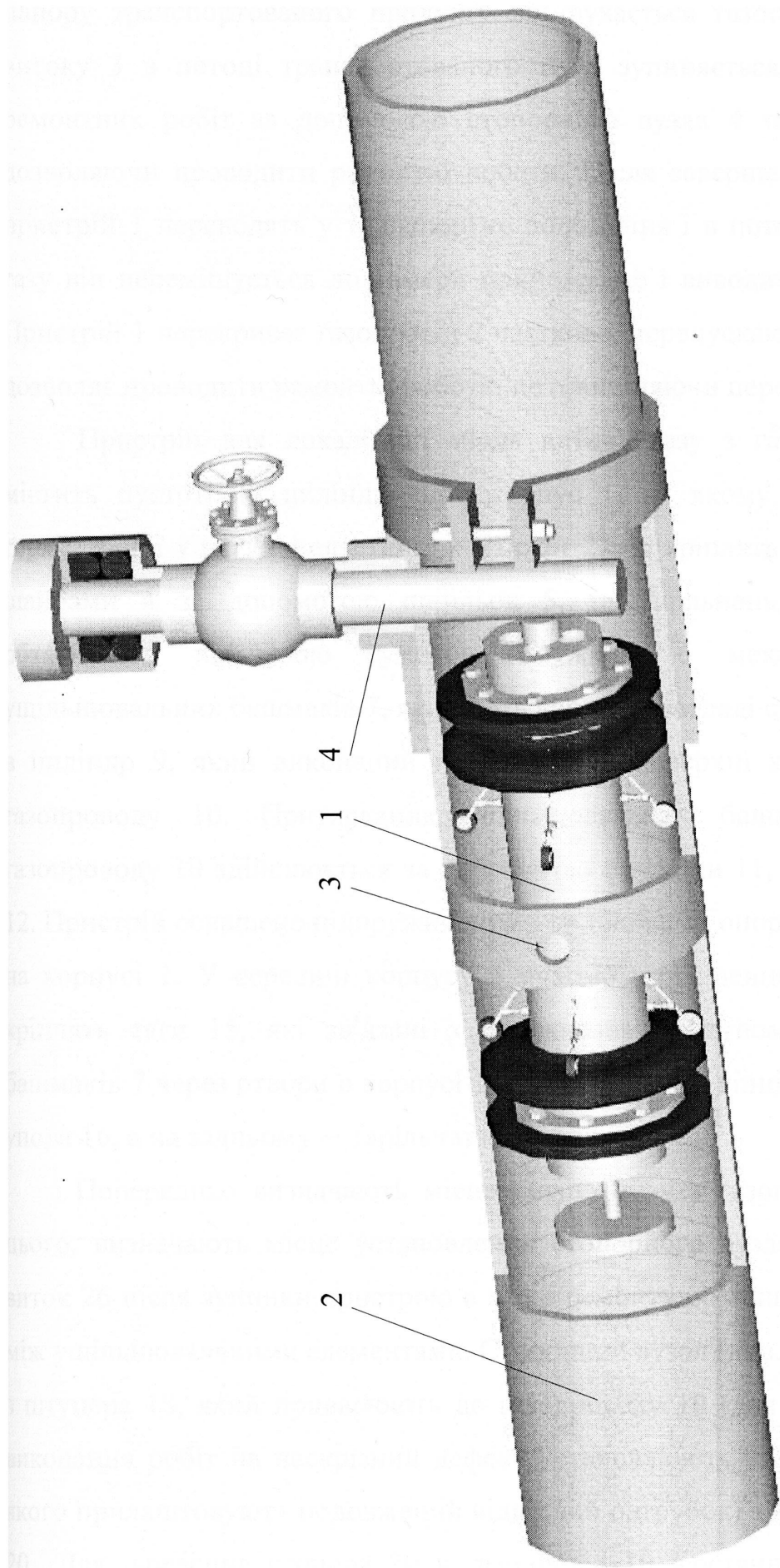


Рис. 2.1. Локалізація місця вибою газу з газопроводу:

1 – пристрій для локалізації місця вибою газу з газопроводу; 2 – газопровід; 3 – виток; 4 – стопорний вузол.



напору транспортованого продукту він рухається газопроводом 2 до місця витоку 3 в потоці транспортованого газу, зупиняється в місці проведення ремонтних робіт за допомогою стопорного вузла 4 та локалізує виток 3, дозволяючи проводити ремонтні роботи. Після завершення ремонтних робіт пристрій 1 переводять у транспортне положення і в потоці транспортованого газу він переміщується до камери прийому, де і виводиться з газопроводу 2. Пристрій 1 перекриває газопровід 2 частково, перепускаючи газ через корпус і дозволяє проводити ремонтні роботи, не припиняючи перекачування.

Пристрій для локалізації місця витоку газу з газопроводу (рис. 2.2) містить пустотілий циліндричний корпус 1, на якому закріплені елементи герметизації у вигляді еластичних манжет 2, які кріплять до кільцевої упори 3 шайбами 4 за допомогою шпильок 5, та ущільнень, які складаються з обтягнутого кільцевою гумовою смужкою 6 механізму притискання ущільнювальних башмаків 7, які мають виступ у вигляді стержня 8, що входить в циліндр 9, який виконаний на зовнішній поверхні корпусу 1, до стінки газопроводу 10. Притискання ущільнювальних башмаків 7 до стінки газопроводу 10 здійснюється за допомогою пружини 11, поміщеної в циліндр 12. Пристрій оснащено підпружиненими роликowymi опорами 13, розміщеними на корпусі 1. У середині корпусу 1 рухомо розміщений шток 14, до якого кріплять тяги 15, які зв'язані з стержневим виступом 8 ущільнювальних башмаків 7 через отвори в корпусі 1. На передньому кінці штока 14 закріплена упора 16, а на задньому – тарільчата заглушка 17.

Попередньо визначають місце витоку газу з газопроводу. Виходячи з цього, визначають місце устанавлення стопорного вузла таким чином, щоб виток 26 після зупинки пристрою в місці ремонту розташовувався по середині між ущільнювальними елементами. Стопорний вузол (див. рис. 2.2) складається з штуцера 18, який приварюють до газопроводу 10 (для підвищення безпеки виконання робіт на наскрізний дефект устанавлюють накладку з отвором, до якого прилаштовують подовжений відвідний патрубок) з краном 19, та стопора 20. Для введення стопора 20 в газопровід 10 в останньому вирізають отвір



з допомогою безвогневої врізки під тиском. Основні положення з організації роботи і технології врізки під тиском розроблені Капцовим І.І. та викладені в [50, 52] (технологія впроваджена у виробництво). Стопор 20 ущільнюють сальником 21 за допомогою заглушки 22.

Щоб запобігти деформуванню стінки газопроводу, на газопровід 10 встановлюють розрізну муфту 23, що складається з двох частин, стягнутих шпильками 24. У верхній частині розрізної муфти 23 виконано отвір з патрубком 25 під штуцер 18.

Пристрій через камеру запуску запасовують в газопровід 10. Під дією напору транспортованого газу тарільчата заглушка 17 перекриває порожнину корпусу 1, виключаючи наскрізний прохід газу через нього, шток 14 переміщується вперед, а ущільнювальні башмаки 7, стержневі виступи 8 яких зв'язані тягами 15 зі штоком 14, долаючи зусилля пружин 11 відводяться від стінки газопроводу 10. Пристрій рухається в газопроводі 10 на підпружинених роликів опорах 13, що забезпечує концентричний рух пристрою по осі газопроводу 10, а також зменшує тертя еластичних манжет 2 до стінки газопроводу 10. Коли пристрій упорою 16 ударяється в стопор 20, шток 14 з тягами 15 відходить назад, у результаті чого пружини 11 притискають ущільнювальні башмаки 7 до стінки газопроводу 10 і разом з еластичними манжетами 2 надійно локалізують виток 26. Тарільчата заглушка 17 також відходить назад, відкриваючи наскрізний прохід газу через корпус 1 пристрою. Коли пристрій зафіксовано а виток локалізовано, знімають накладку з подовженим відвідним патрубком та проводять необхідний ремонт, не припиняючи транспортування газу. Після завершення ремонтних робіт стопор 20 витягують, а кран 19 перекривають. Під дією напору транспортованого газу на тарільчатую заглушку 17 шток 14 пересувається вперед, в результаті чого ущільнювальні башмаки 7, стержневі виступи 8 яких зв'язані тягами 15 зі штоком 14, долаючи зусилля пружин 11, відходять від стінки газопроводу 10, а тарільчата заглушка 17 перекриває прохід газу через корпус 1 пристрою.

Перепад тиску на пристрої зростає і він в потоці транспортованого газу рухається до камери прийому.

Еластичні манжети виготовляють з поліуретану, литого в гарячому вигляді, а кільцеву гумову смужку з термостійкої армованої силіконової гуми (витримує температуру до плюс 260 °С).

Для ремонту витоку можна застосувати щільно прилягаючу муфту (муфту типу Б) (див. рис. 1.5 б) або підсилювальну муфту з технологічними кільцями (рис. 2.3) [17, 83].

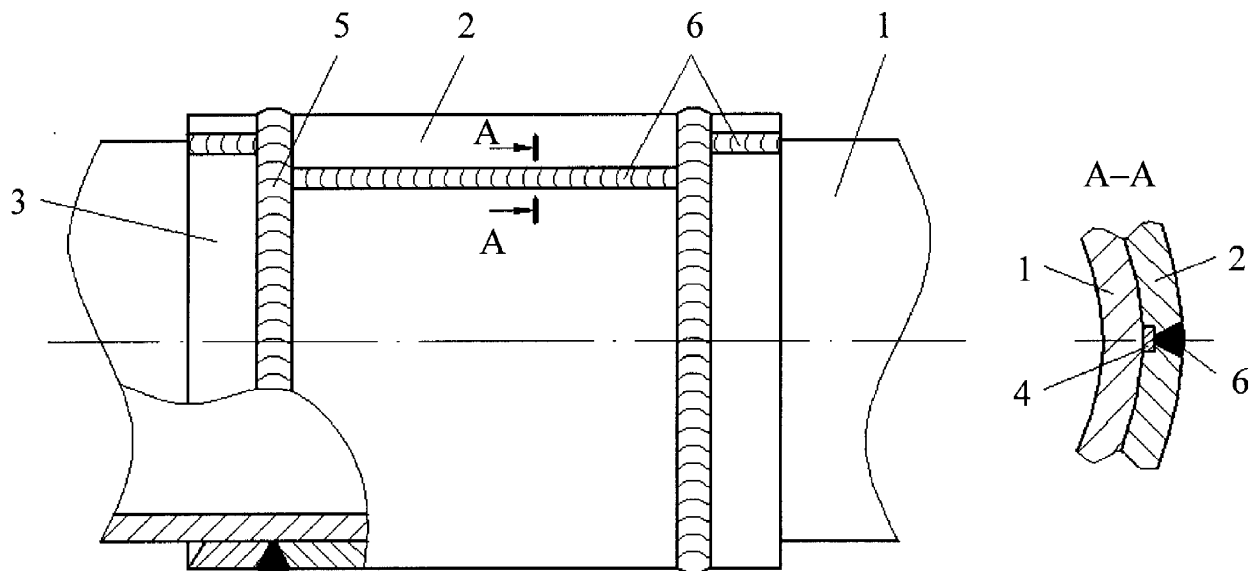


Рис 2.3. Підсилювальна муфта з технологічними кільцями:

- 1.– газопровід; 2 – муфта; 3 – технологічне кільце; 4 – металева підкладка;  
5 – кільцевий зварювальний шов; 6 – поздовжній зварювальний шов.

Послідовність установки підсилювальної муфти з технологічними кільцями така:

а) ультразвукова дефектоскопія труби по усій довжині наміченого кільцевого шва (півмуфти зняті) і визначення мінімального значення товщини. Це значення зменшується на 10 % і розраховують допустимий теплотік під час приварювання муфти, тому що заздалегідь допускається, що ультразвуковий дефектоскоп дає 10 % підвищення значення товщини стінки порівняно з фактичним;

б) накладання обох півмуфт і півкілець та зварювання поздовжніх швів із застосуванням металевих підкладок, щоб запобігти приварюванню поздовжніх швів до стінки газопроводу;

в) зварювання кільцевих швів;

г) оглядова перевірка якості зварювальних робіт і виправлення у випадку потреби дефектів;

д) магнітна дефектоскопія як поздовжніх, так і кільцевих швів.

Під час зварювання поздовжніх швів підсилювальної муфти та технологічних кілець зусилля здавлювання створюється зовнішніми накладками. Технологічні кільця установлюють із зазором від 6 до 8 мм відносно торців муфти і разом з ними приварюють кільцевими швами до труби. Зазор між поздовжніми кромками під час складання муфт та технологічних кілець має бути рівномірним по усій довжині і складати від 2 до 3 мм.

Якщо поперечний переріз труби деформований в місці витоку, можна застосувати пустотілий бандаж (див. рис. 1.4), який приварюють до технологічних кілець, які в свою чергу приварюють до газопроводу.

## 2.2. Дослідження динаміки руху пристрою для локалізації місця витоку газопроводом до місця аварії

Аварійний стан газопроводу можна встановити, проаналізувавши стаціонарні і нестаціонарні процеси. Нестаціонарні процеси в газопроводах, спричинені появою аварійного витоку, протікають порівняно швидко. Через деякий час встановлюється близький до стаціонарного режим роботи газопроводу [111]. Тому у випадку витоку зміну параметрів по довжині газопроводу розглянемо при стаціонарному режимі.

Розглянемо довільну ділянку МГ (рис. 2.4). До появи витоку масова витрата газу була  $M_0$ , тиск на початку газопроводу  $P_0$ , тиск в кінці газопроводу  $P_k$ . Для МГ при стаціонарному режимі роботи можна записати

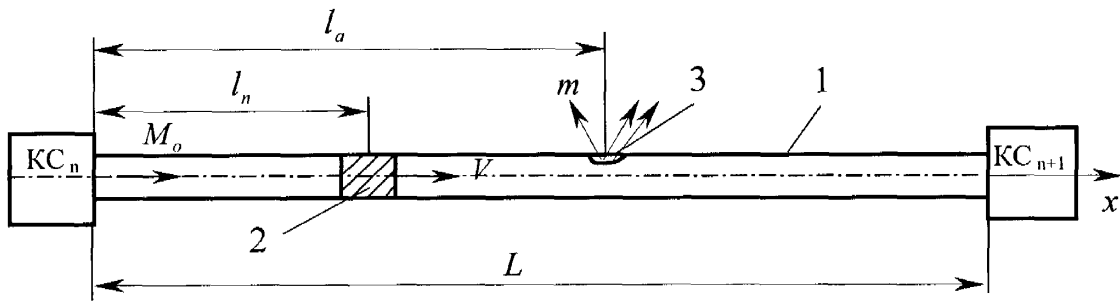


Рис. 2.4. Розрахункова схема:

1 – газопровід; 2 – пристрій для локалізації місця витoku; 3 – виток.

$$P_n^2 - P_k^2 = \frac{\lambda M_0^2 z R T L}{F^2 d},$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу;

$z$  – коефіцієнт стиску газу;

$R$  – газова стала;

$T$  – абсолютна температура газу;

$L$  – довжина ділянки газопроводу;

$F$  – площа поперечного перерізу газопроводу;

$d$  – внутрішній діаметр газопроводу.

Нехай на відстані  $l_a$  від початку ділянки газопроводу з'явився виток газу масовою витратою  $m$ . Тиск в місці витoku позначимо  $P_a$ . Тоді для ділянок газопроводу до місця аварії і після аварії можна записати

$$P_{n_a}^2 - P_a^2 = \frac{\lambda M_0^2 z R T l_a}{F^2 d}, \quad (2.1)$$

$$P_a^2 - P_{k_a}^2 = \frac{\lambda (M_0 - m)^2 z R T (L - l_a)}{F^2 d}, \quad (2.2)$$

де  $P_{n_a}$ ,  $P_{k_a}$  – відповідно тиск на початку і в кінці газопроводу після аварії.

З формул (2.1) і (2.2) отримуємо тиск в місці витoku

$$P_a^2 = \frac{P_{n_a}^2 + \frac{M_0^2 l_a}{(M_0 - m)^2 (L - l_a)} P_{k_a}^2}{1 + \frac{M_0^2 l_a}{(M_0 - m)^2 (L - l_a)}}.$$

Для моделювання нестационарного руху газу в газопроводі під час руху пристрою для локалізації місця витоку в потоці перекачуваного продукту до місця аварії треба розглянути задачу про динаміку процесу в комплексі. Потрібно враховувати вплив витоку і руху пристрою на зміну параметрів транспортування газу по довжині газопроводу, що має важливе значення для оперативно-диспетчерського регулювання режиму роботи газопроводу, вибору оптимального режиму перекачування газу та регулювання швидкістю руху пристрою.

Вибрати оптимальний режим перекачування газу та розв'язати задачу оперативного диспетчерського керування для нестационарного руху газу в газопроводі, можна методами математичного моделювання, які полягають у спрощенні вихідних рівнянь нестационарного руху газу, в результаті чого вихідні рівняння приводяться до такого виду, що їх можна застосовувати як математичні моделі.

Дослідженню нестационарних режимів роботи газопроводу присвячено ряд наукових праць Александрова А. В. [1, 2], Бобровського С.А. [11, 12, 85], Грудза В.Я. [29, 34], Жидкової М.А. [42-44], Краліка Д. [119, 120], Чарного І.А. [105, 106], Яковлева Є.І. [71, 112] та інші. У цих працях виконані теоретичні та експериментальні дослідження можливості лінеаризації вихідних рівнянь нестационарного руху і їх застосування для дозвукових швидкостей руху газу при малих перепадах тиску, розв'язані ряд задач прикладної теорії нестационарного руху газу з застосуванням методів д'Аламбера і Фурсе, розглянуто методи розрахунку нестационарних режимів роботи газопроводів.

Рух пристрою для локалізації місця витоку газопроводом до місця аварії в потоці газу є складний фізичний процес, який залежить від великої кількості різних факторів, таких як: режим експлуатації газопроводу, геометричні

параметри витоку, стан внутрішньої поверхні, профіль траси трубопроводу, властивості транспортованого середовища. Складні фізичні процеси тертя і зміни в часі рухомої сили призводять до громіздких співвідношень між параметрами. Характер переміщення пристрою по газопроводу до місця аварії аналогічний переміщенню очисних поршнів під час очистки газопроводу.

Проблемі математичного моделювання процесу руху поршня газопроводом присвячені праці Грудза В.Я., в яких теоретично досліджено динаміку руху поршня газопроводом, розв'язано ряд задач пов'язаних з установленням газодинамічного характеру руху газу перед поршнем і в запоршневому просторі [27], побудована математична модель процесу руху поршня газопроводом з пересіченим профілем траси і наведена методика її реалізації [32], запропоновано методику регулювання швидкості руху поршня зміною технологічної схеми лінійної ділянки та дані рекомендації з вибору раціонального режиму руху поршня [28].

Методи регулювання швидкістю руху поршня та методика розрахунку режиму роботи газопроводу з пересіченим профілем траси в процесі руху поршня викладені в праці Грудза Я.В. [35].

Математичний опис процесів руху поршнів-розділювачів і контейнерів в трубопроводі методом розв'язку системи нелінійних диференціальних рівнянь газової динаміки в часткових похідних у поєднанні з диференціальними рівняннями руху механічного тіла, на торцях якого газодинамічні параметри зазнають розриву, викладений в праці Смолдирєва А.Є. [78-80], Урбана Я.М. [86], Гольдзберга В.Л. [25].

Однак невирішеною залишається задача визначення впливу аварійного витоку на динаміку руху поршня газопроводом. Тому потрібно провести математичне моделювання нестационарних газодинамічних процесів в газопроводі, зумовлених рухом пристрою для локалізації місця витоку газопроводом до місця аварії.



Для розв'язку цієї задачі газопровід розіб'ємо на три ділянки. Першою будемо вважати ділянку від КС<sub>n</sub> до пристрою, другою від пристрою до місця витоку, третьою від місця витоку до КС<sub>n+1</sub> (див. рис. 2.4).

На першій і другій ділянках рух газу перед пристроєм і в зоні за пристроєм описується системою нелінійних диференціальних рівнянь часткових похідних, що містить рівняння руху газу та рівняння нерозривності, отримані на основі законів збереження маси, енергії і кількості руху

$$\frac{\partial P_j}{\partial x} = \frac{\lambda_j}{2d} \rho w^2, \quad (2.3)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial t} = -c^2 \frac{\partial(\rho w)}{\partial x}, \quad (2.4)$$

де  $P_j$  – тиск, як функція лінійної координати  $x$  і часу  $t$ ;

$j$  – положення пристрою (значення  $j = 1$  належить до газового потоку, що рухається перед пристроєм (ділянка 1),  $j = 2$  – до газового потоку, що рухається за пристроєм (ділянка 2));

$\rho$  – густина газу;

$w$  – лінійна швидкість газу;

$c$  – швидкість звуку в газі [106].

Необхідно відзначити, що будь-яка математична модель ідеалізує свій фізичний праобраз. У даній задачі розглядається одновимірний ізотермічний рух газу.

Поставлена задача реалізується за таких умов:

- до запуску пристрою в газопровід рух газу газопроводом носив стаціонарний характер з тиском на початку газопроводу  $P_{n_0}$ , в місці аварії  $P_a$  і в кінці ділянки газопроводу  $P_{k_0}$ ;

- у процесі руху пристрою тиск підтримується сталим і на початку газопроводу дорівнює  $P_{1_0}$ , в місці аварії  $P_{a_1}$  та в кінці ділянки газопроводу  $P_{2_0}$ ;

- на рухомій межі перепад тиску  $\Delta P$  визначається виключно силою тертя еластичних манжет до стінок газопроводу та силою тертя кочення роликів опор, є сталим весь період руху пристрою і досягається рівність лінійних швидкостей газу до пристрою та за пристроєм.

Потрібно визначити характер руху пристрою  $l_n(t)$  в часі, а також установити газодинамічний характер руху газу перед пристроєм і в просторі за пристроєм.

Граничні умови на початку і в кінці газопроводу визначаються сталістю тиску. У зоні контакту газу з пристроєм, лінійні швидкості газу по обидві сторони рухомої межі рівні і дорівнюють швидкості руху пристрою. Тоді для невідомих функцій розподілу тиску по довжині газопроводу і в часі рух пристрою визначається залежностями

$$\begin{aligned}
 P_{1_a}^2(x, t) &= P_{1_a}^2 - \frac{P_{1_a}^2 - P_{a_1}^2}{l_a} x + \frac{2}{l_a - l_n} \times \\
 &\times \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \int_0^{l_n} [(P_{n_a}^2 - P_{1_a}^2) - (P_a^2 - P_{a_1}^2)] \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(l_a - 2l_n)} (l_a - x) dx \right\} \times \\
 &\times \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(l_a - 2l_n)} (l_a - x) \exp \left[ - \frac{(4n-1)^2 \pi^2 \chi t}{4(l_a - 2l_n)^2} \right], \\
 P_{2_a}^2(x, t) &= P_{1_a}^2 + \frac{2}{l_n} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \int_0^{l_n} (P_{n_a}^2 - P_{1_a}^2) \cos \frac{(4n-1)\pi}{2(l_a - 2l_n)} x dx \right\} \times \\
 &\times \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(l_a - 2l_n)} (l_a - x) \exp \left[ - \frac{(4n-1)^2 \pi^2 \chi t}{4(l_a - 2l_n)^2} \right],
 \end{aligned}$$

де  $\chi$  – коефіцієнт, який дорівнює

$$\chi = \frac{2c^2 d}{\lambda w}.$$

Реалізувати поставлену задачу треба ітераційним методом. Для цього період руху пристрою газопроводом потрібно розбити на часові відрізки  $\Delta t$ , протягом кожного з яких швидкість руху пристрою вважається сталою. Для забезпечення цієї умови проміжки часу  $\Delta t$  можна вибрати достатньо малими.

У початковий момент часу за умови роботи газопроводу в стаціонарному режимі лінійна швидкість газу на початку газопроводу дорівнює

$$w_0 = \frac{M_0}{P_{n_0} F} zRT .$$

Оскільки швидкість пристрою в початковий момент руху дорівнює швидкості газу  $w_0$ , то шлях, пройдений пристроєм за проміжок часу  $\Delta t$ , дорівнює

$$l_0 = w_0 \Delta t .$$

З рівняння (2.3) визначаємо лінійну швидкість газу

$$w = \sqrt{-\frac{2d\partial P}{\lambda \rho \partial x}} .$$

З рівняння (2.4) визначаємо похідну  $\frac{\partial p_{2_0}}{\partial x}$  і уточнюємо лінійну швидкість газу та пройдений пристроєм шлях за проміжок часу  $\Delta t$ . Уточнення ведуться до збігу із заданою точністю пройденого шляху  $l_n$ . Після цього можна визначити тиск в кожній точці газопроводу для моменту часу  $\Delta t$ . Для наступного проміжку часу початкове наближення лінійної швидкості газу беруть за уточнене її значення з попереднього проміжку часу. Таким чином, визначаючи послідовно відстань, що проходить пристрій за рівні проміжки часу  $\Delta t$ , формується характер його руху газопроводом і визначається час доставки пристрою до місця аварії.

Нестационарний рух газу в газопроводі на третій ділянці описується таким диференціальним рівнянням [85]

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \chi \frac{\partial^2 P}{\partial x^2}. \quad (2.5)$$

Рівняння (2.5) є класичним лінійним рівнянням теплопровідності.

Граничні і початкові умови будуть мати такий вид

$$\begin{cases} P(l_a, t) = \varphi(t) \\ P(L, t) = \psi(t) \\ P(x, 0) = f(x) \end{cases}. \quad (2.6)$$

Розв'язок рівняння (2.5) при граничних умовах (2.6) для третьої ділянки буде таким

$$\begin{aligned} P_{3_a}(x, t) = & \frac{2}{L-l_a} \sum_{n=1}^{\infty} \exp\left[-\frac{\chi\pi^2 n^2}{(L-l_a)^2} t\right] \times \\ & \times \sin \frac{\pi n x}{L-l_a} \left\{ \int_0^{l-l_a} f(x) \sin \frac{\pi n x}{L-l_a} dx + \frac{\chi\pi n}{L-l_a} \times \right. \\ & \left. \times \int_0^{l-l_a} \exp\left[-\frac{\chi\pi^2 n^2}{(L-l_a)^2} t\right] [\varphi(t) - (-1)^n \psi(t)] dt \right\}. \end{aligned} \quad (2.7)$$

Умови (2.6) можна прийняти такими

$$\begin{cases} \varphi(t) = P(l_a, t) = P_{a_1} \\ \psi(t) = P(L, t) = P_{2_a} \\ f(x) = P(x, 0) = P_{a_1} - \frac{P_{a_1} - P_{2_a}}{L-l_a} x \end{cases}. \quad (2.8)$$

Підставляючи значення функцій (2.8) у вираз (2.7), отримаємо

$$P_{3_a}(x, t) = \frac{2}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ [P_{a_1} - P_{2_a} (-1)^n] \frac{1}{n} \times \right. \\ \times \exp \left[ - \frac{\chi \pi^2 n^2}{(L - l_a)^2} t \right] + [P_{a_1} - P_{2_a} (-1)^n] \times \\ \left. \times \frac{1}{n} \left[ 1 - \exp \left( - \frac{\chi \pi^2 n^2}{(L - l_a)^2} t \right) \right] \right\} \sin \frac{\pi n x}{L - l_a}.$$

З одержаного рівняння можна визначити тиск газу в кожній точці газопроводу на третій ділянці для будь-якого моменту часу.

Коли пристрій рухається на перших двох ділянках алгоритм діє до досягнення умови  $l_n \geq l_a$ , тобто до моменту часу, коли пристрій прийде до місця витоку.

З метою реалізації алгоритму проведено розрахунки для умов газопроводу "Союз" на 1558 км (ділянка Первомайск–Машевка) якого ліквідовано виток газу вирізанням дефектної ділянки з припиненням транспортування і втратою в результаті випорожнення та продувки ділянки 1542 км – 1579,4 км газопроводу "Союз" 2659563 м<sup>3</sup> газу. Акт втрат газу під час проведення робіт з ліквідації витоку та план організації вогневих робіт наведено в додатку А. Під час проведення комплексу ремонтних робіт газопровід простоював 37 год. Виток газу знаходився на відстані 103,8 км від КС. Для локалізації витоку газу та проведення ремонту, не припиняючи транспортування газу, можна було б застосувати пристрій для локалізації місця витоку газу.

За результатами розрахунків побудовано криві розподілу тиску в процесі руху пристрою газопроводом до місця витоку газу для різних значень початкового  $P_{1_a}$  і кінцевого  $P_{2_a}$  тиску (рис. 2.5). Результати розрахунків свідчать про те, що при сталому початковому тиску  $P_{1_a}$  внаслідок падіння тиску по довжині газопроводу швидкість пристрою постійно зростає, особливо перед місцем аварійного витоку (рис. 2.6). Для зменшення швидкості руху пристрою

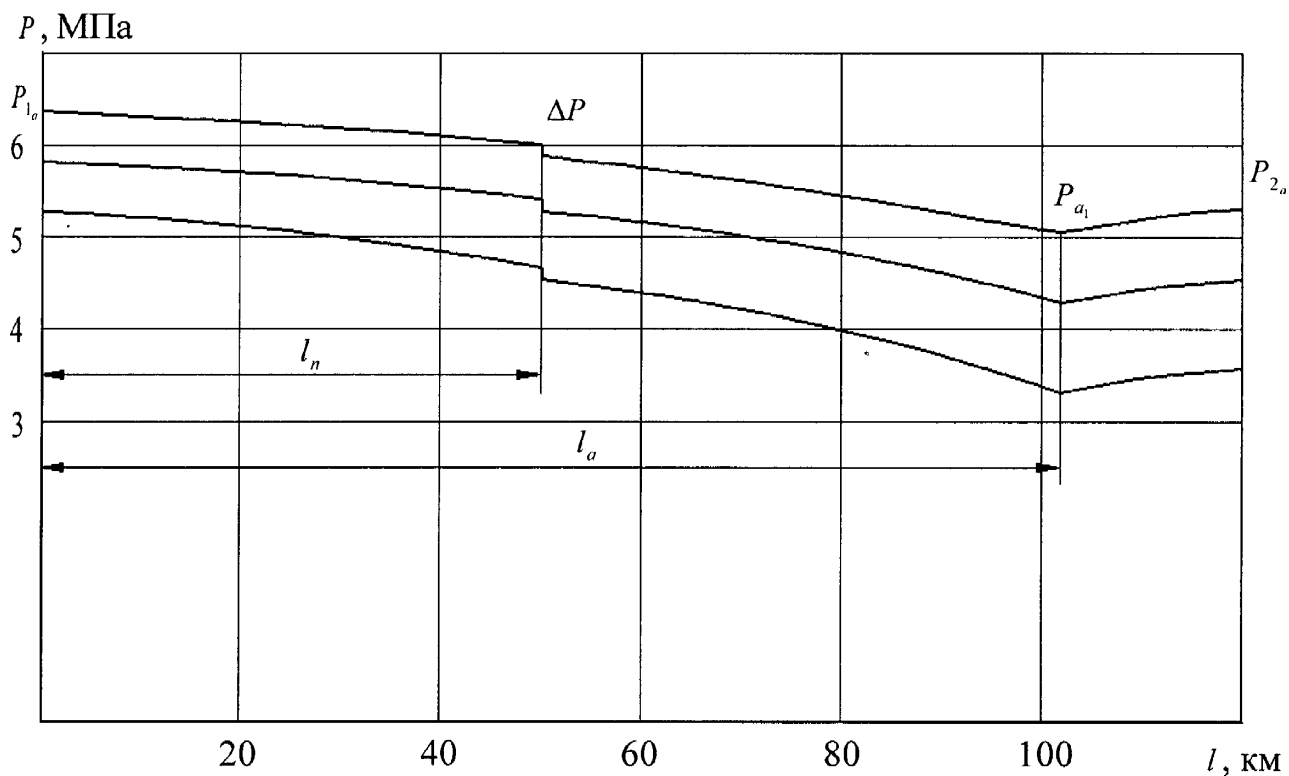


Рис. 2.5. Зміна тиску по довжині газопроводу під час руху пристрою для локалізації місця витoku в потоці транспортованого продукту до місця аварії.

перед місцем аварійного витoku треба відрегулювати режим роботи газопроводу, змінюючи технологічну схему лінійної ділянки [28] або керуючи роботою нагнітачів на КС [35] шляхом зміни швидкості обертання їх роторів для зменшення початкового тиску  $P_{1o}$ .

Розрахунковий час доставки пристрою до місця аварій склав 6 годин при  $P_{1o} = 5,8$  МПа,  $P_{2o} = 4,5$  МПа.

У кожному конкретному випадку необхідно проводити економічну оцінку доцільності застосування розробленого методу. Потрібно визначити обсяг газу, який буде втрачено через аварійний виток за час руху пристрою до місця аварії і порівняти його з обсягом газу, який буде втрачено в результаті випорожнення та продувки газопроводу. Для цього проведено розрахунки за результатами яких побудовано графічну залежність витрати газу через аварійний виток  $q$  від діаметра витoku  $d_B$  для різних значень тиску в місці

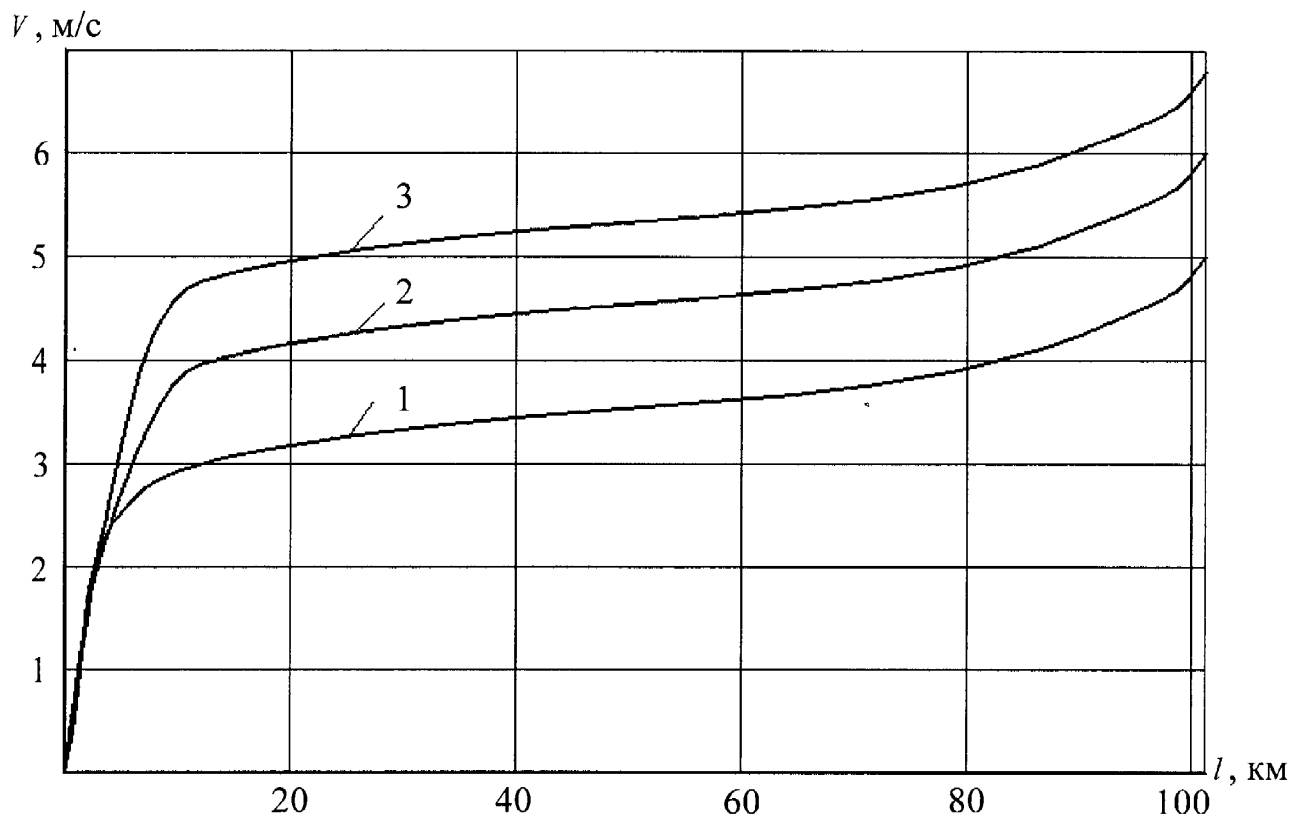


Рис. 2.6. Зміна швидкості руху пристрою для локалізації місця витoku по довжині газопроводу:

1 –  $P_{1a} = 5,3$  МПа; 2 –  $P_{1a} = 5,8$  МПа; 3 –  $P_{1a} = 6,4$  МПа.

аварійного витoku  $P_a$  (рис. 2.7) та залежність обсягу втраченого газу  $Q_{втр}$  через аварійний виток за час руху пристрою до місця аварії від відстані до аварійного витoku для різних значень витрати газу через аварійний виток  $q$  (рис. 2.8).

У розглядуваному випадку для умов газопроводу "Союз" виток газу перебував на відстані 103,8 км від КС. Обсяг втраченого газу через аварійний виток за розрахунковий час руху пристрою до місця аварії при діаметрі аварійного витoku  $d_b = 30$  мм становить  $23760 \text{ м}^3$ , що складає 0,9 % від обсягу газу втраченого в результаті випорожнення та продувки газопроводу, а отже застосування даного методу локалізації наскрізних дефектів газопроводу в цьому випадку є доцільним.

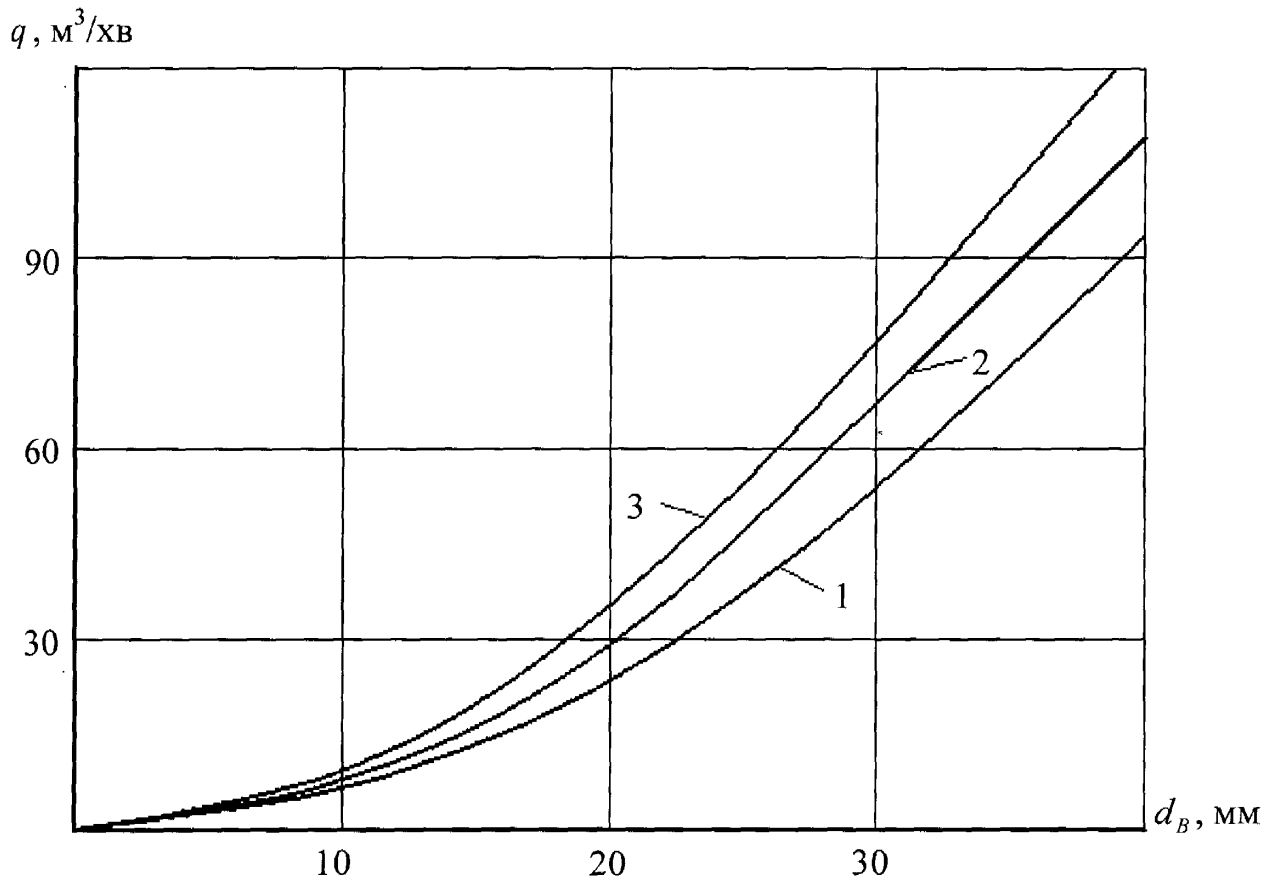


Рис. 2.7. Залежність витрати газу через аварійний виток від діаметра витoku:

1 –  $P_a = 3,4$  МПа ; 2 –  $P_a = 4,3$  МПа; 3 –  $P_a = 5$  МПа.

Аналіз статистичних даних свідчить про нерівномірність розподілу аварійності по довжині газопроводу. Статистика корозійних відмов МГ показує, що на перших ділянках, довжиною до 5 км від КС по ходу газу, зосереджено до 22 % усіх відмов зумовлених корозією, а з віддаленням від КС на 100 км – менше ніж 1 % відмов на кожні 5 км газопроводу [23]. Це пояснюється підвищеною температурою і тиском газу на виході КС, що спричинює виникнення додаткових кільцевих і поздовжніх напружень, які змінюють структуру металу в результаті його старіння. Певним чином також впливають динамічні характеристики транспортованого газу.

На основі вивчення великої бази статичних даних, результатів теоретичних і експериментальних досліджень Ікусов А.Е. [49] встановив розподіл імовірності виникнення аварії по довжині газопроводу (рис. 2.9).



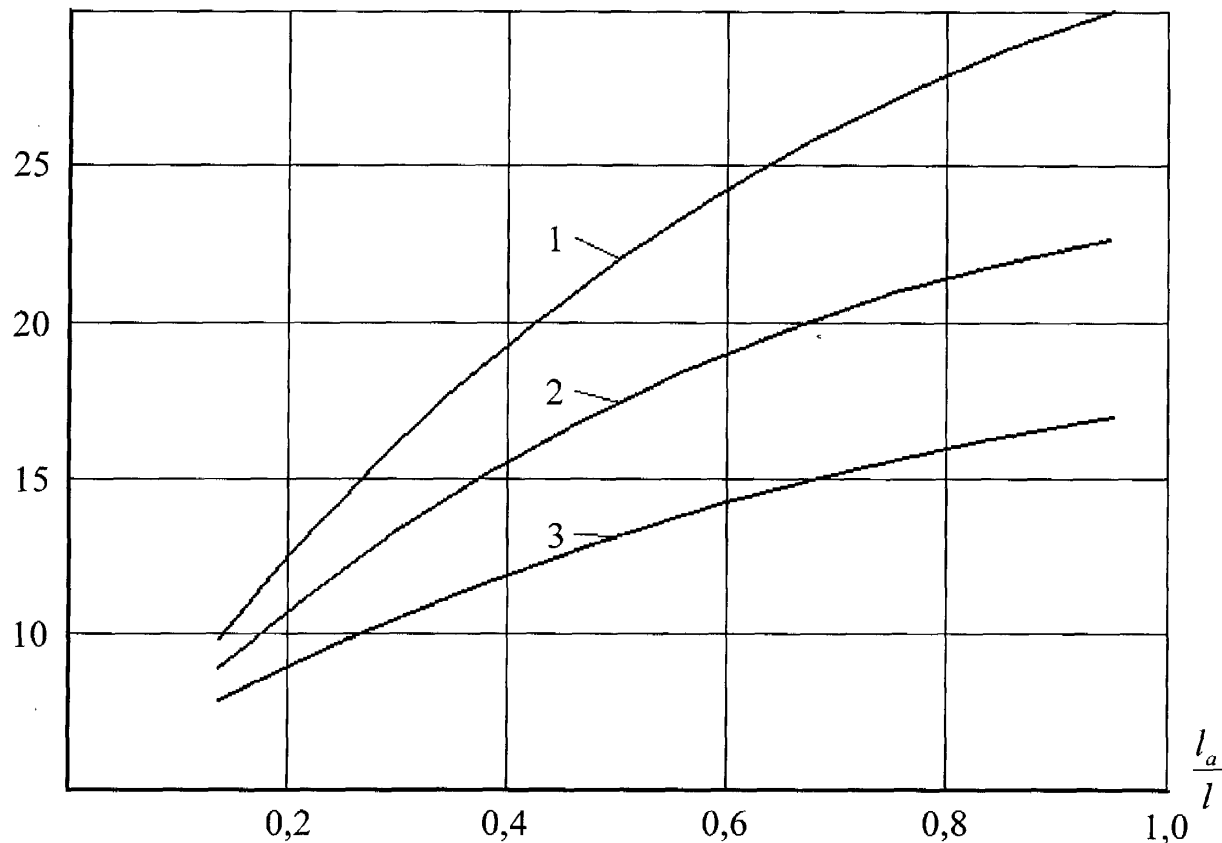
$Q_{втр}, \text{ тис. м}^3$ 


Рис. 2.8. Залежність обсягу втраченого газу за час руху пристрою до місця аварії від місця аварійного витоку газу:

$$1 - q = 53 \frac{\text{м}^3}{\text{хв}} ; 2 - q = 66 \frac{\text{м}^3}{\text{хв}} ; 3 - q = 75 \frac{\text{м}^3}{\text{хв}} .$$

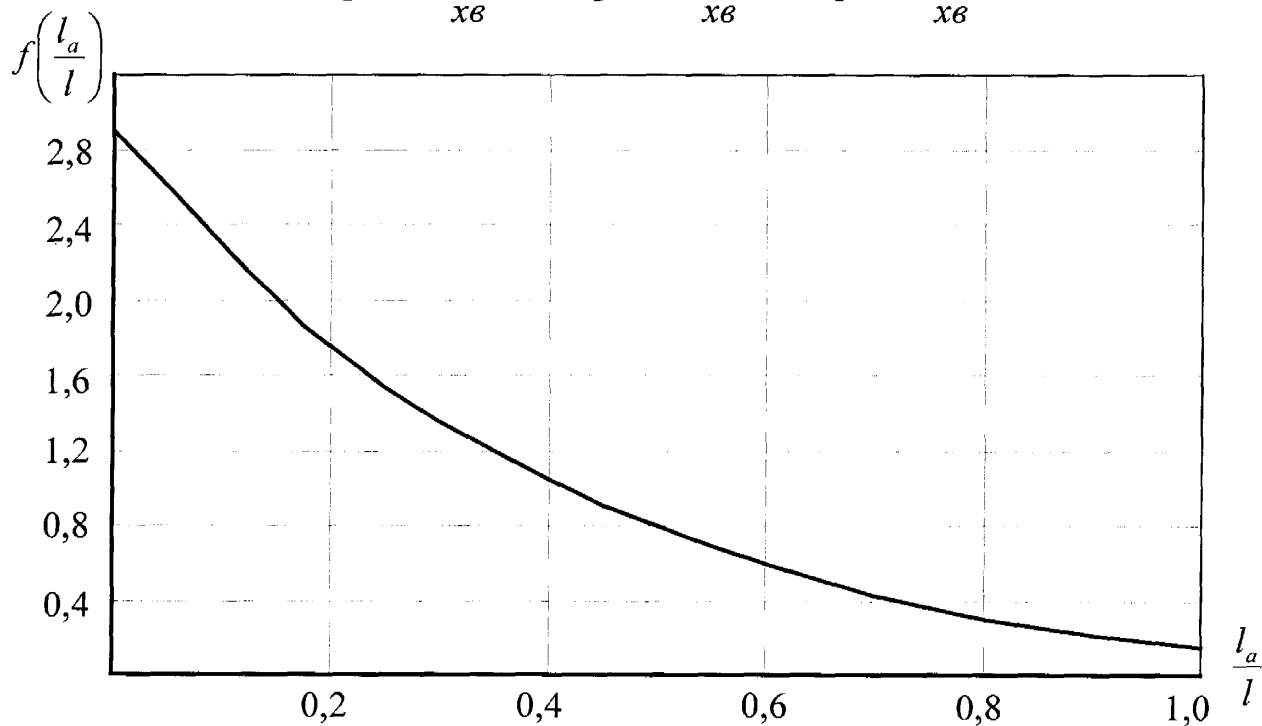


Рис. 2.9. Розподіл імовірності виникнення аварії по довжині газопроводу

Оскільки за наведеною вище статистикою переважна більшість відмов, знаходиться на незначній відстані від КС, то і обсяг втраченого газу через аварійний виток за час руху пристрою до місця аварії в більшості випадків буде невеликий.

### 2.3. Динамічний аналіз процесу гальмування пристрою для локалізації місця витoku

Задача розрахунку впливу динамічно прикладених навантажень, які достатньо інтенсивно змінюються в часі і мають ударний характер, на пристрій для локалізації місця витoku та стопорний вузол в момент зіткнення пристрою зі стопором є об'ємною і повинна вирішуватись в тривимірній постановці. Оскільки її вирішити аналітичним методом неможливо, розрахунки доцільно провести МСЕ [59, 76, 115] за допомогою програмного пакету для розрахунку і моделювання навантажень в різних системах MSC.NASTRAN [107]. МСЕ в останні десятиліття отримав широке розповсюдження і став одним з основних методів розрахунку конструкцій. Це зумовлено універсальністю підходу, який лежить в основі МСЕ, що полягає в представленні геометрії будь-якого тіла, яке здатне деформуватись, у вигляді сукупності елементів найпростішої форми: трикутної, чотирикутної тощо. Елементи бувають одновимірними, двовимірними і просторовими, з прямолінійними або криволінійними сторонами. Уздовж кожної з них можуть бути два або більше вузли.

Під час дії навантажень, що достатньо інтенсивно змінюються в часі, дослідження динаміки стає визначальною задачею, особливо у разі появи навантажень ударного характеру в момент зіткнення пристрою зі стопором. Дослідження динаміки зводиться до аналізу нестационарних перехідних процесів в конструкції під час короткотривалого впливу навантажень.

Рівняння динаміки для малих переміщень точок тіл має вигляд

$$\{M\} \cdot \{\ddot{\lambda}\} + \{B\} \cdot \{\dot{\lambda}\} + \{K\} \cdot \{\lambda\} = \{F(t)\}, \quad (2.9)$$

де  $\{M\}$  – матриця мас конструкції;

$\{\lambda\}$  – вектор вузлових переміщень (крапкою та двома крапками позначені перша і друга похідна по часу відповідно);

$\{B\}$  – матриця коефіцієнтів сил в'язкого демпфування (пропорційних швидкостям вузлових переміщень);

$\{K\}$  – матриця жорсткості;

$\{F\}$  – вектор вузлових сил, як функція часу;

$t$  – час.

Щоб отримати однозначний розв'язок, рівняння (2.9) повинно бути доповнено такими початковими умовами

$$\{\lambda(0)\} = \lambda_0, \quad (2.10)$$

$$\{\dot{\lambda}(0)\} = V_0, \quad (2.11)$$

де  $\lambda_0, V_0$  - відповідно вектори вузлових переміщень і їх швидкостей в початковий момент часу  $t = 0$ .

Для розв'язку рівнянь (2.9–2.11) під час дослідження нестационарних перехідних процесів застосовано два основних методи:

- безпосереднє числове інтегрування по часу рівняння (2.9) для вузлових переміщень при початкових умовах (2.10, 2.11);

- розкладання вектора вузлових переміщень  $\{\lambda\}$  в ряд за формами власних коливань (без демпфування), які позначають як  $\Lambda_j$ , де  $j=1, 2, \dots$  – номер власної частоти.

В останньому випадку вектор вузлових переміщень дорівнює

$$\{\lambda(t)\} = \sum_j s_j(t) \cdot \Lambda_j, \quad (2.12)$$

підставляємо (2.12) в (2.9) з застосуванням властивостей ортогональності форм власних коливань і отримуємо систему рівнянь відносно невідомої функції  $s_j(t)$

$$m_j \ddot{s}_j + b_j \dot{s}_j + k_j s_j = F_j(t), \quad (2.13)$$

де  $j=1, 2, \dots, N_s$  ( $N_s$  – число власних функцій, що застосовуються в (2.12));

$m_j, b_j, k_j$  – коефіцієнти рівняння;

$F_j$  – навантаження на систему по  $j$ -й власній функції після підстановки (2.12) в (2.9). Далі система (2.13) інтегрується по часу.

Тут потрібно відзначити, що представлення динамічної системи з декількома ступенями свободи у формі незв'язаних між собою рівнянь (2.13) можливе тільки у випадку матриці демпфування  $\{B\}$  спеціального виду, що є лінійною комбінацією матриць мас і жорсткості (пропорційне демпфування). У загальному випадку після підстановки (2.12) в (2.9) отримується система зв'язаних між собою рівнянь за рахунок того, що її матриця демпфування буде мати недіагональні члени. Однак для слабо демпфованих систем також застосовують рівняння у формі (2.13), зневажаючи недіагональними членами матриці демпфування.

У методі безпосереднього (прямого) інтегрування рівнянь (2.9) за часом визначаються переміщення і швидкості у всіх вузлах, тобто одночасно інтегрується  $N$  рівнянь, де  $N$  – розмірність системи (2.9), рівна порядку матриці жорсткості конструкції.

У другому методі (розкладання за власними формами коливань) задача дослідження динаміки поділяється на дві частини: визначення власних форм і частот коливань та інтегрування за часом системи з  $N_s$  рівнянь (2.13) для функцій  $s_j(t)$  при відповідних початкових умовах. У цьому випадку одночасно розв'язуватиметься  $N_s$  рівнянь. Оскільки для потрібного на практиці ступеня точності в рівнянні (2.12) буває достатньо зазвичай від п'яти до десяти власних форм, очевидно, що даний спосіб розв'язку задач може виявитися для

конструкції складної геометрії істотно продуктивніший за часом розрахунку, ніж безпосереднє інтегрування рівняння (2.9).

Для дослідження коливань застосовують метод розв'язку рівняння (2.9) у виді

$$\{\lambda(t)\} = \{A\} \cdot e^{i\omega t}, \quad (2.14)$$

де  $\{A\}$  – шуканий вектор амплітуд вузлових переміщень, який визначається із системи лінійних алгебраїчних рівнянь, що одержується після підстановки (2.14) в (2.9);

$i$  – мнима одиниця;

$\omega$  – частота коливань.

В останньому випадку функції  $S_j(t)$  в (2.12) приймаються як

$$S_j(t) = \zeta_j \cdot e^{i\omega t}, \quad (2.15)$$

і замість (2.13) отримують наступні рівняння відносно амплітуд вузлових переміщень  $\zeta_j$  за відповідними формами коливань

$$(-\omega^2 m_j + ib_j \omega + k_j) \cdot \zeta_j = p_j(\omega),$$

де функції  $p_j(\omega)$  визначаються з рівнянь  $F_j = p_j(\omega)e^{i\omega t}$ . З даної системи рівнянь знаходять амплітудно-частотні характеристики по кожному тоні

$$W_j(\omega) = \frac{1}{-\omega^2 m_j + ib_j \omega + c_j},$$

і амплітуди коливань по відповідних тонах

$$\zeta_j = W_j(\omega) \cdot p_j(\omega).$$

Після цього за допомогою рівнянь (2.15) і (2.12) визначають вектори вузлових переміщень [107].

Відповідно до алгоритму обчислювальної технології MSC.NASTRAN повний цикл аналізу конструкції складається з таких основних етапів:

- розробка геометрії конструкції – геометричне моделювання;
- задавання характеристик матеріалів елементам конструкції;
- вибір типів скінчених елементів і ввід їх параметрів;
- розбивання конструкції на скінчені елементи;
- задавання граничних умов – зв'язків, які накладаються на конструкцію;
- формування системи навантажень, задавання їх значень або функціональних залежностей;
- перевірка коректності розробленої моделі;
- розрахунок конструкції – скінчено-елементний аналіз;
- аналіз результатів розрахунків, формування їх представлення.

Вихідними даними для розрахунку впливу динамічно прикладених навантажень на стопорний вузол та пристрій для локалізації місця витoku візьмемо параметри ділянки газопроводу "Союз" (розглядається в підрозділі 2.2), де було ліквідовано виток з припиненням транспортування газу і випорожненням газопроводу та де можна було б застосувати пристрій для локалізації місця витoku. Зовнішній діаметр газопроводу 1420 мм, товщина стінки 16,5 мм. Параметри розрахункової геометричної моделі стопорного вузла наведено на рис. 2.10, а пристрою для локалізації місця витoku на рис. 2.11. Матеріал, з якого виготовлений стопор та пристрій, сталь 10ХСНД, межа текучості якої  $\sigma_T = 400$  МПа.

Виконуючи розрахунок враховувались такі навантаження на пристрій та стопорний вузол:

- внутрішній тиск в газопроводі в місці аварійного витoku, який приймається рівним 6 МПа;
- динамічно прикладена до упори пристрою та до стопора сила  $F$ , яка лінійно змінюється від нуля до максимального значення, за 0,05 с, рівного

80 кН, яке визначається масою пристрою рівною 580 кг, швидкістю руху пристрою (приймаємо за розрахунками виконаними в підрозділі 2.2 рівною  $6,6 \frac{M}{c}$ ) та часом наростання сили від нуля до максимального значення.

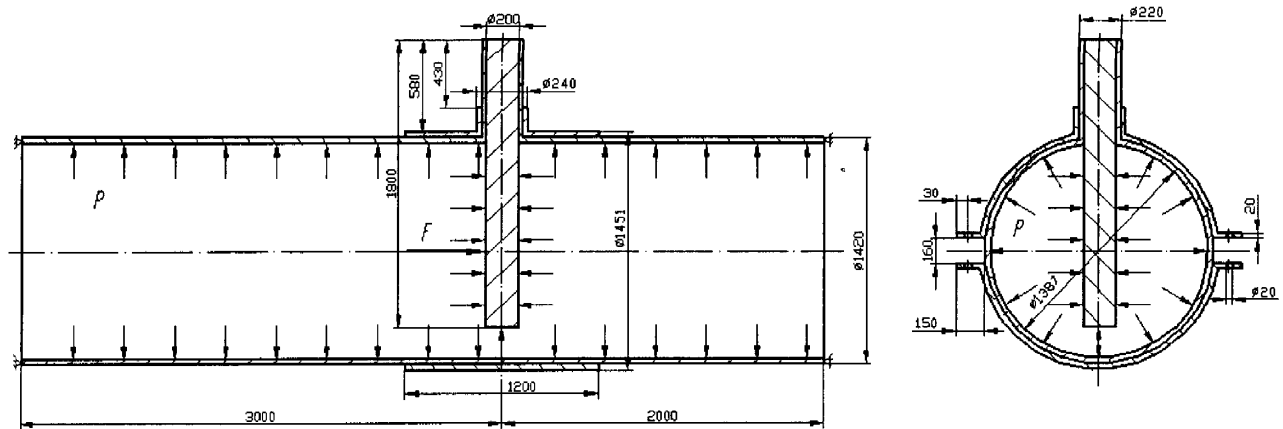


Рис. 2.10. Розрахункова геометрична модель стопорного вузла

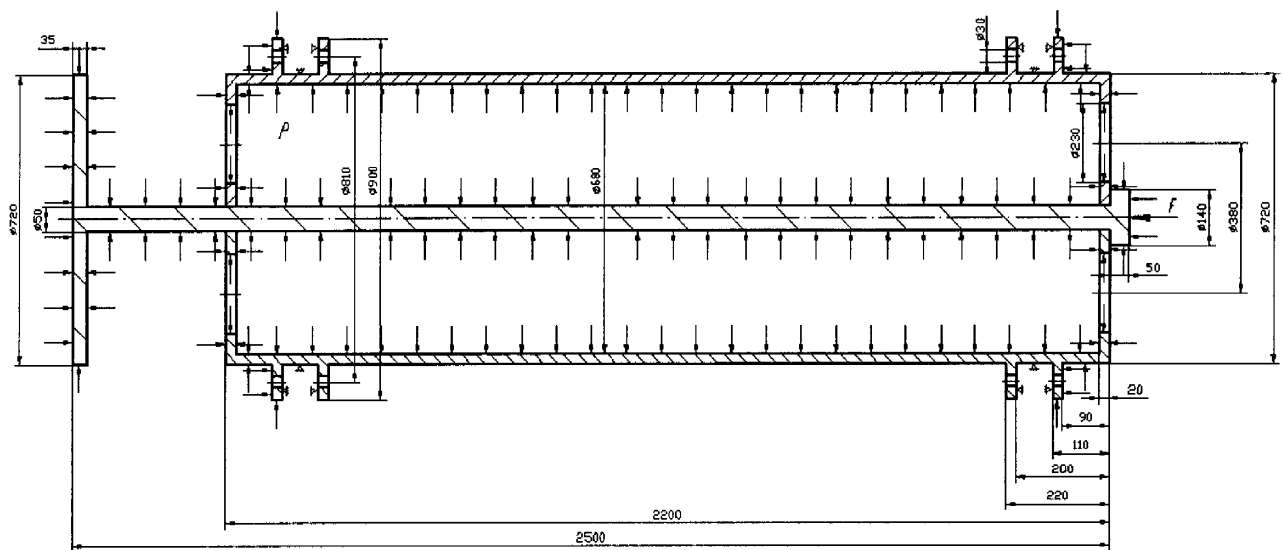


Рис. 2.11. Розрахункова геометрична модель пристрою для локалізації місця витоку

У результаті розрахунків отримуємо тривимірну кольорову епюру розподілу максимальних еквівалентних напружень, відповідно шкалі значень, на контурах стопорного вузла (рис. 2.12) та пристрою для локалізації місця витоку (рис. 2.16) обрахованих за гіпотезою енергії формозміни Фон Мізеса

$$\sigma_{екв} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_x)^2 + 6(\tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{zx}^2)},$$

де  $\sigma_x = \sigma_{11}$ ,  $\sigma_y = \sigma_{22}$ ,  $\sigma_z = \sigma_{33}$ ,  $\tau_{xy} = \sigma_{12}$ ,  $\tau_{yz} = \sigma_{23}$ ,  $\tau_{zx} = \sigma_{31}$  – компоненти тензора напружень в розгляденій точці елемента конструкції.

Крім представлених максимальних еквівалентних напружень, програма також дозволяє переглянути значення максимальних еквівалентних напружень в перерізах стопорного вузла (рис. 2.13) та пристрою (рис. 2.17).

За результатами розрахунків побудовано графіки зміни еквівалентних напружень у часі в максимально напружених елементах стопорного вузла (рис. 2.14) та пристрою (рис. 2.18), а також тривимірну кольорову епюру максимальних сумарних переміщень точок стопорного вузла, яка відображає його деформований стан (рис. 2.15). Масштабуючий фактор відображення деформованої моделі встановлений рівним 150.

Як видно з результатів розрахунків, максимальні напруження в стопорному вузлі та пристрої менші допустимих для сталі 10ХСНД. Максимальне напруження при динамічному прикладанні навантаження в стопорному вузлі становить  $\sigma_{\max \text{дин}_{CB}} = 325$  МПа (момент часу  $t = 0,05$  с), а в пристрої  $\sigma_{\max \text{дин}_{PP}} = 338$  МПа (момент часу  $t = 0,05$  с). Коефіцієнт запасу міцності

по границі текучості для стопорного вузла дорівнює  $n_{CB} = \frac{\sigma_T}{\sigma_{\max \text{дин}_{CB}}} = \frac{400}{325} = 1,23$ ,

для пристрою  $n_{PP} = \frac{\sigma_T}{\sigma_{\max \text{дин}_{PP}}} = \frac{400}{338} = 1,18$ , тобто в даних розрахункових випадках

міцність забезпечується.

В кінці розрахункового інтервалу, де коливання практично відсутні (статичний стан) (див. рис. 2.14, 2.18), максимальне напруження для стопорного вузла становить  $\sigma_{\max \text{стат}_{CB}} = 260$  МПа, для пристрою  $\sigma_{\max \text{стат}_{PP}} = 267$  МПа (такий ж результат дає статичний розрахунок). Тоді коефіцієнт динамічності для

стопорного вузла буде дорівнювати  $k_{\text{дин}_{CB}} = \frac{\sigma_{\max \text{дин}_{CB}}}{\sigma_{\max \text{стат}_{CB}}} = \frac{325}{260} = 1,25$ , а для пристрою



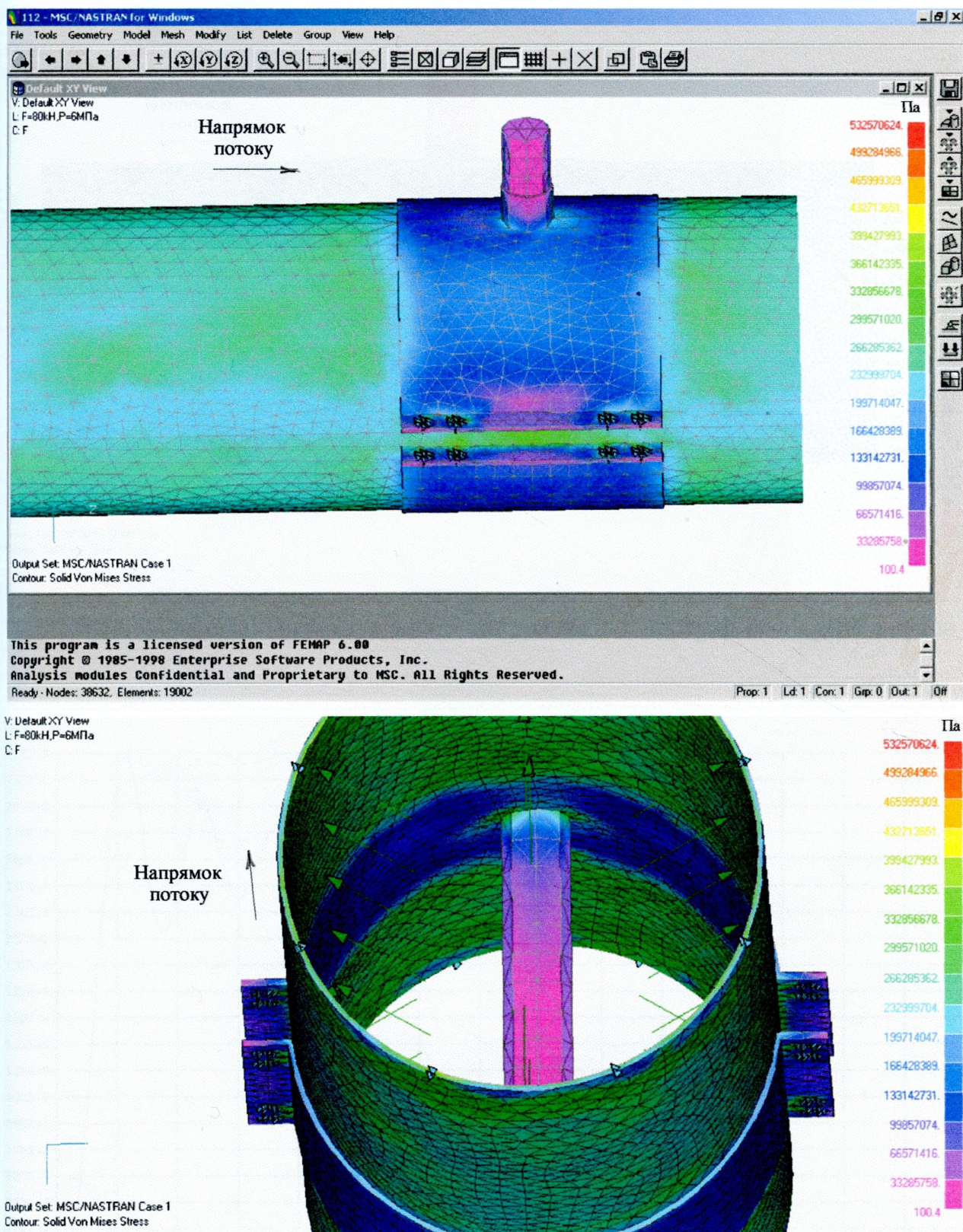


Рис. 2.12. Максимальні еквівалентні напруження на контурах стопорного вузла

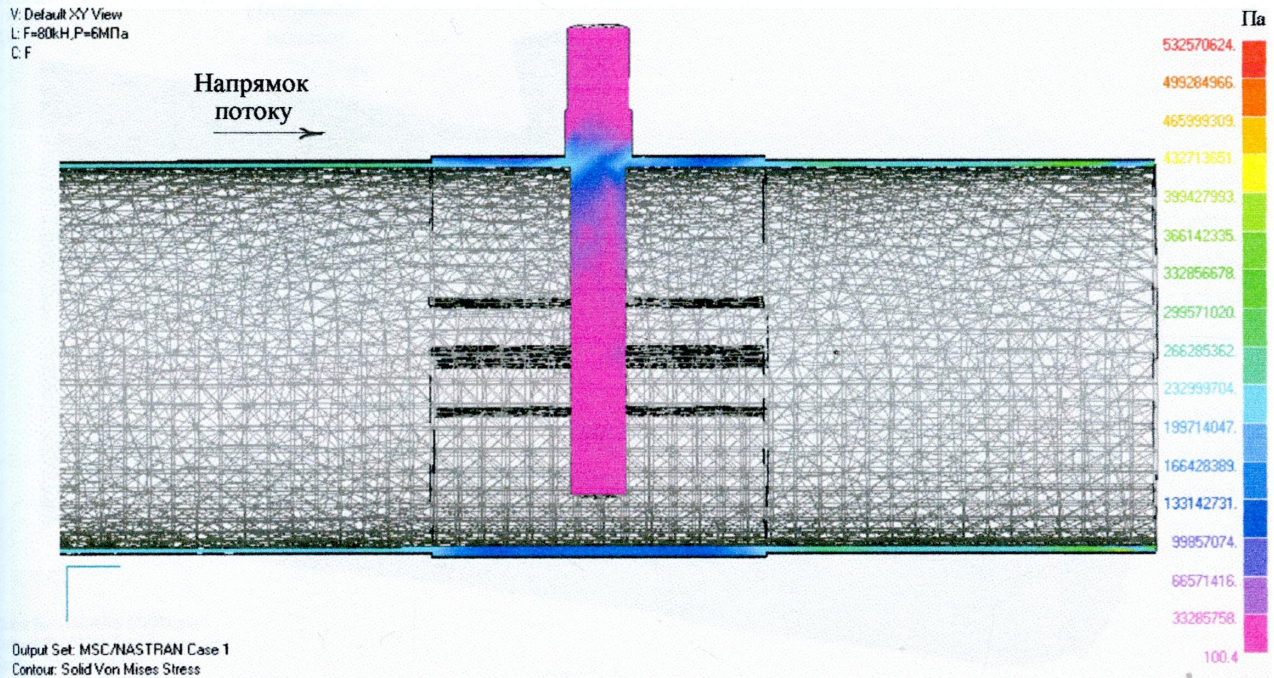


Рис. 2.13. Максимальні еквівалентні напруження в перерізі стопорного вузла

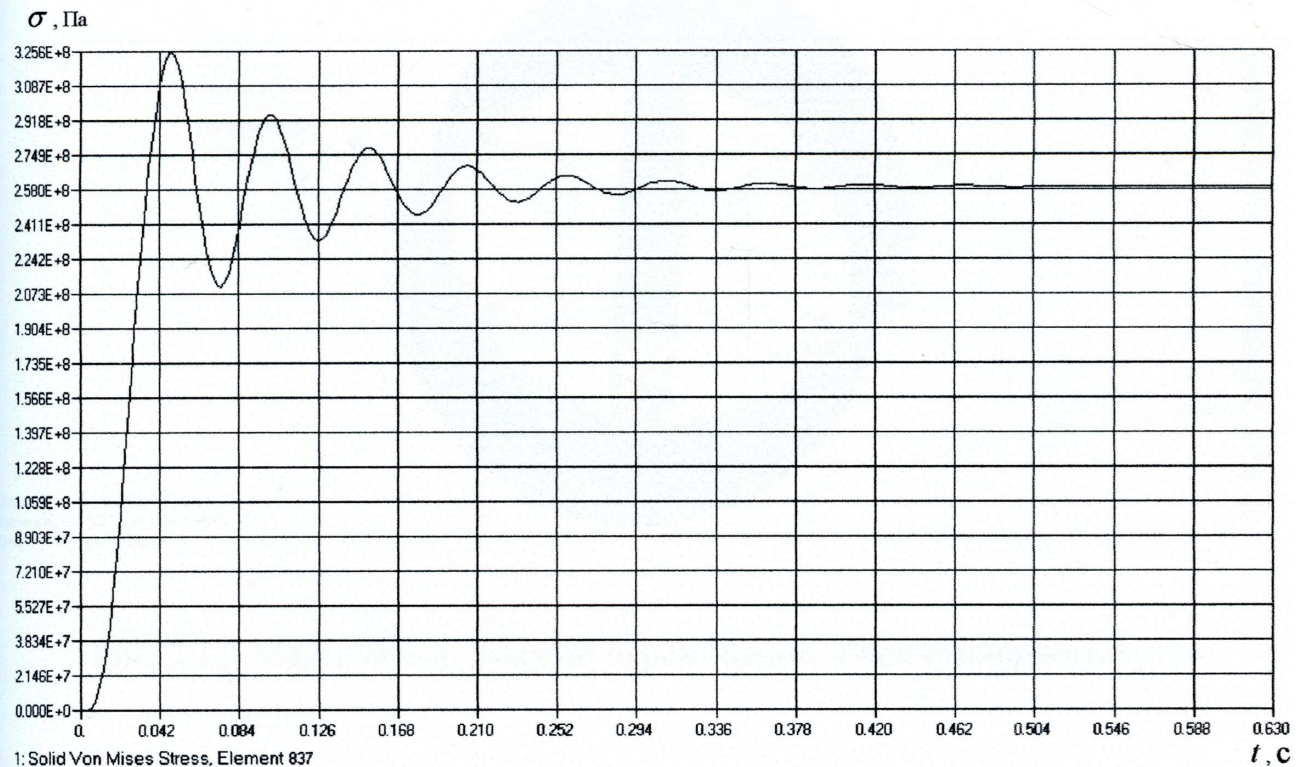


Рис. 2.14. Зміна еквівалентних напружень у часі в максимально напруженому елементі стопорного вузла

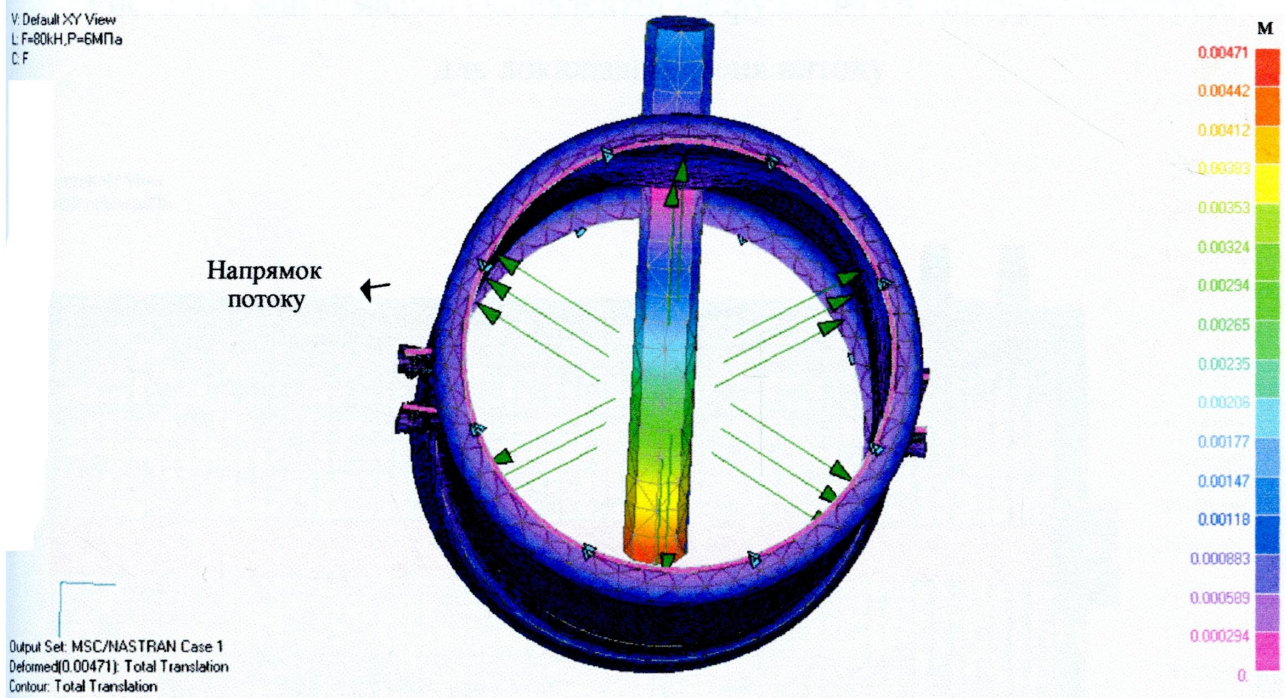
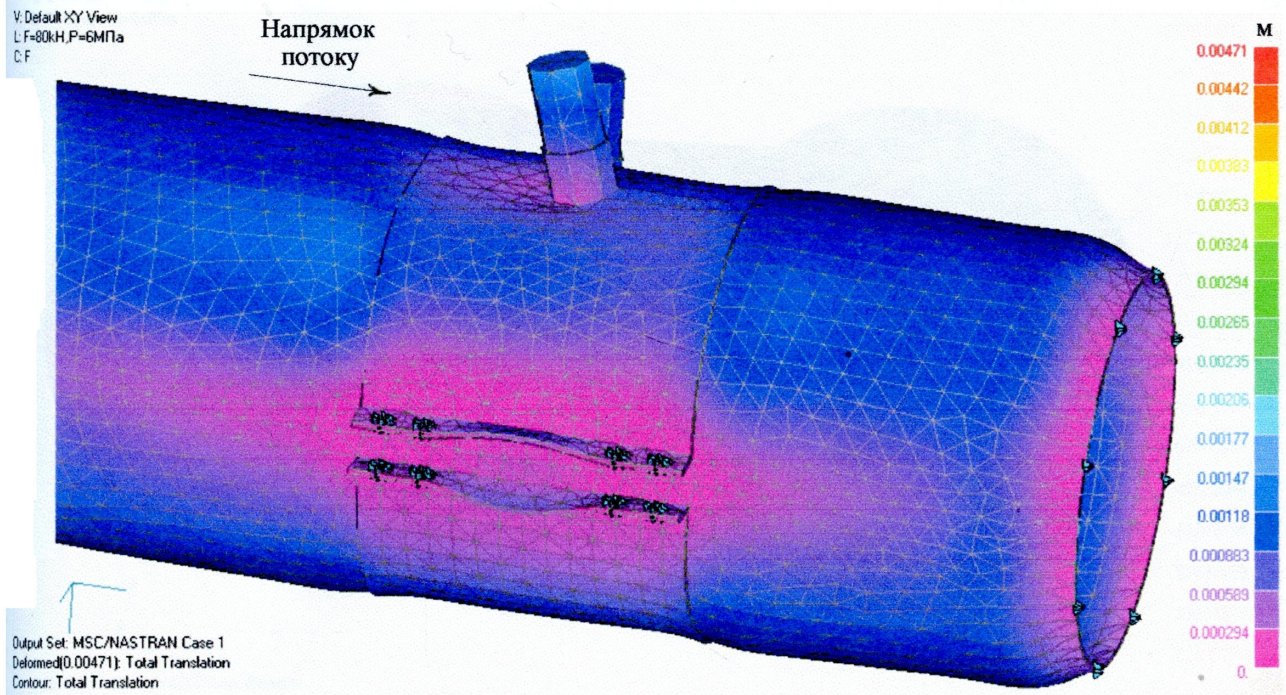


Рис. 2.15. Максимальні сумарні переміщення точок стопорного вузла

V: Default XY View  
L: F=80kH, M=6MПа  
C: F

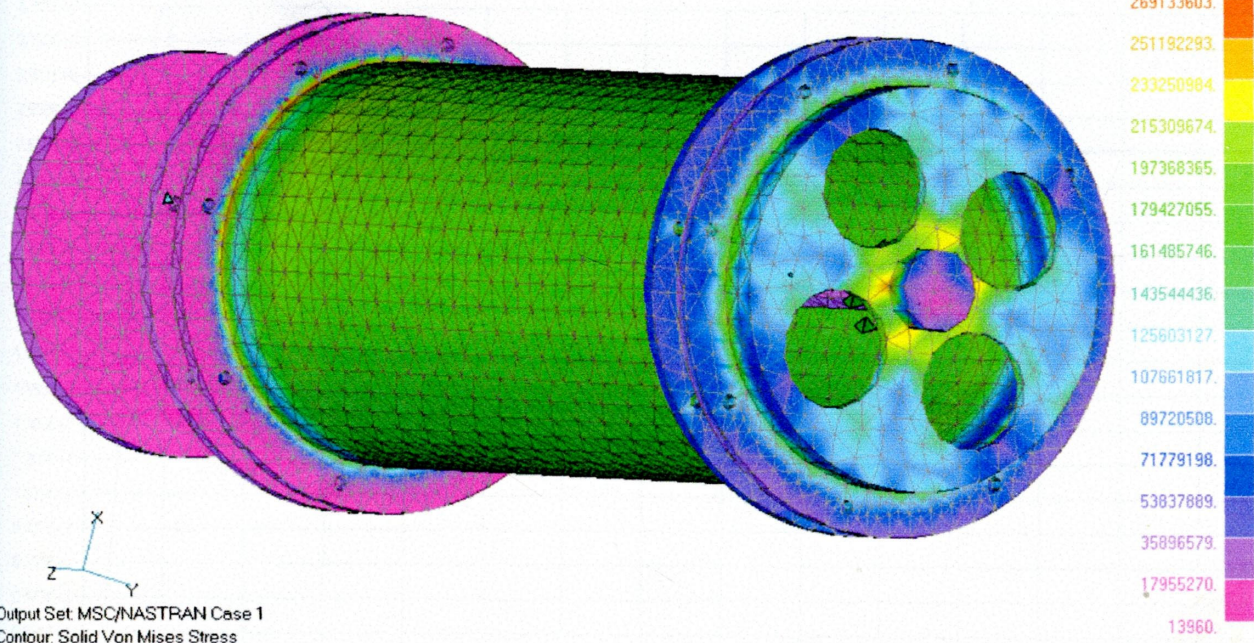


Рис. 2.16. Максимальні еквівалентні напруження на контурах пристрою для локалізації місця витoku

V: Default XY View  
L: F=80kH, M=6MПа  
C: F

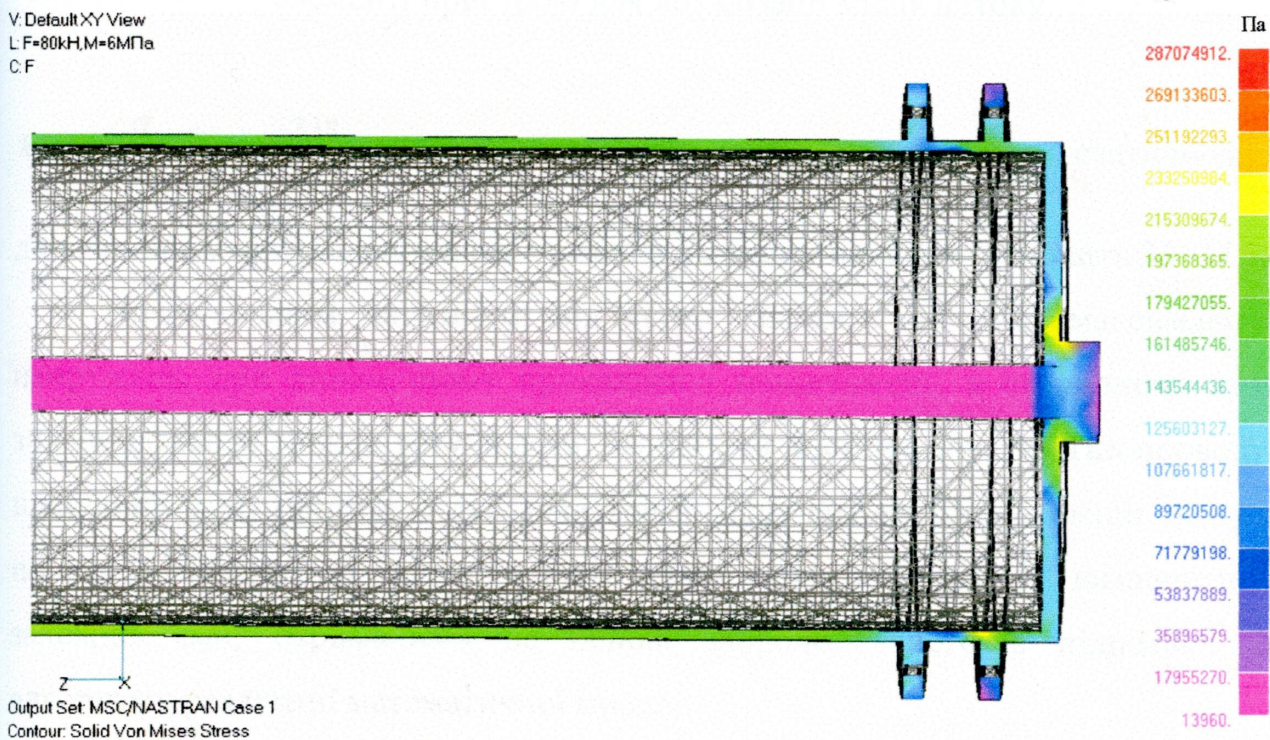


Рис. 2.17. Максимальні еквівалентні напруження в перерізі пристрою для локалізації місця витoku

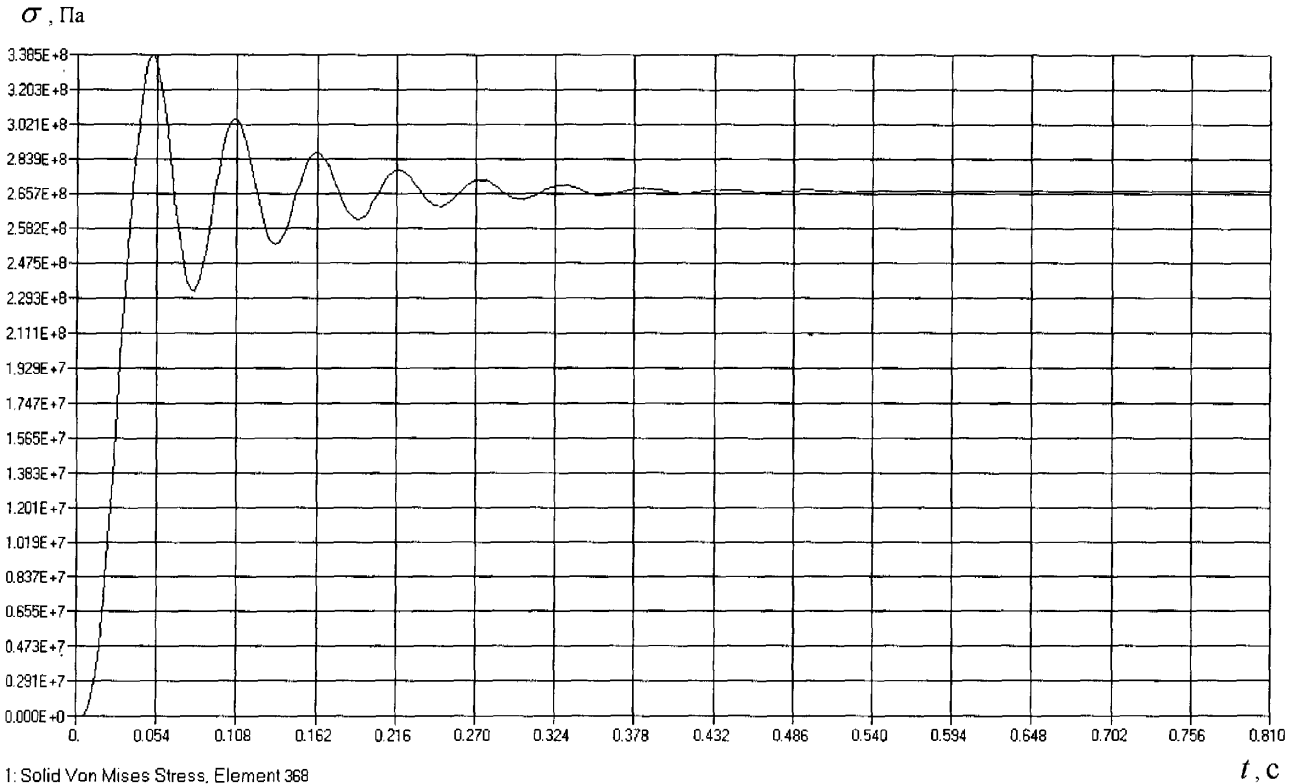


Рис. 2.18. Зміна еквівалентних напружень у часі в максимально напруженому елементі пристрою для локалізації місця витoku

$$k_{\text{дин}} = \frac{\sigma_{\text{max дин}}}{\sigma_{\text{max стат}}} = \frac{338}{267} = 1,27. \text{ Різниця між напруженнями при статичному і}$$

динамічному прикладанні навантаження в даному випадку становить 25–27 %.

Визначальним чинником, від якого залежать значення максимальних напружень, при динамічному прикладанні навантажень, в стопорному вузлі, значення якого можна регулювати, змінюючи тиск на початку газопроводу є швидкість руху пристрою для локалізації місця витoku. Вплив зміни тиску на початку газопроводу на швидкість руху пристрою можна визначити за залежностями, отриманими на основі запропонованого в підрозділі 2.2 алгоритму реалізації математичної моделі.

Зменшивши швидкість руху пристрою перед аварійним витокom, ми зменшуємо значення максимальних напружень у стопорному вузлі, а отже відповідно можна зменшити діаметр стопора. Тому потрібно дослідити залежність напружень у стопорному вузлі від швидкості руху пристрою. З цією

метою за допомогою програмного пакету MSC.NASTRAN проведено розрахунки, на основі яких побудовано графічну залежність максимальних напружень у стопорному вузлі  $\sigma_{\max \text{ дит}_{CB}}$  від швидкості руху пристрою для локалізації місця витоку  $V$  при різних значеннях діаметра стопора  $d$  (рис. 2.19) та залежність діаметра стопора  $d$  від швидкості руху пристрою  $V$  для

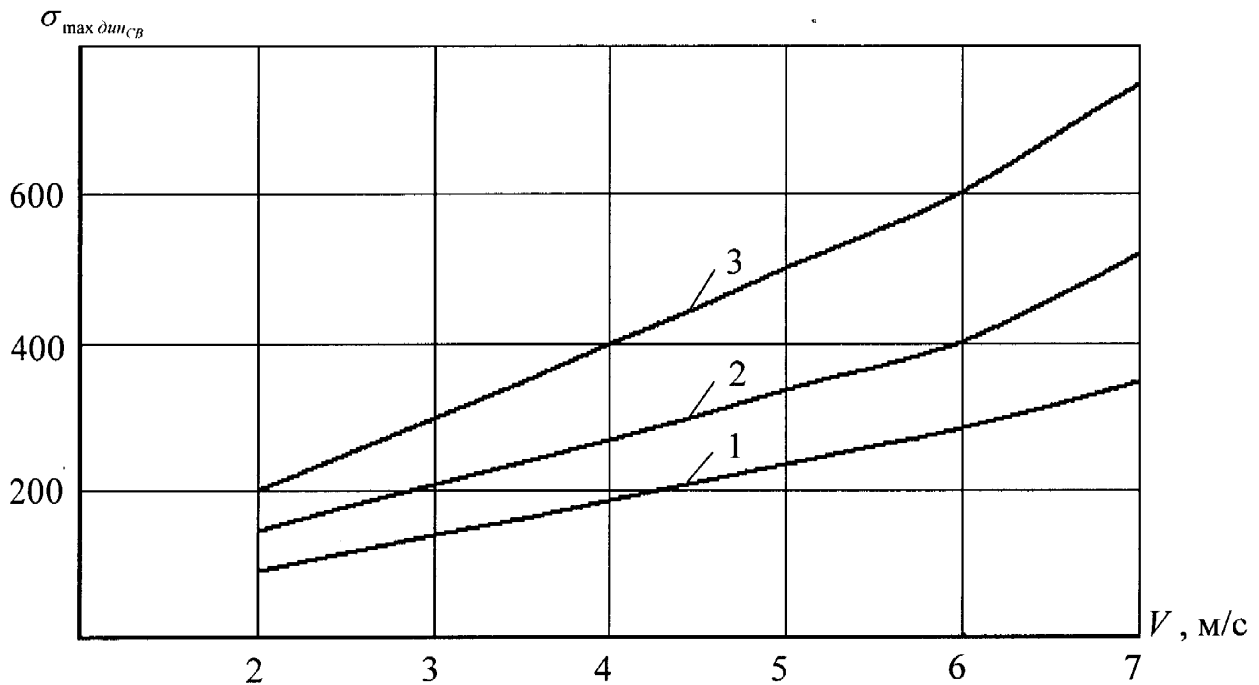


Рис. 2.19. Залежність максимальних напружень у стопорному вузлі від швидкості руху пристрою для локалізації місця витоку:

1 –  $d=200$  мм; 2 –  $d=175$  мм; 3 –  $d=150$  мм.

коефіцієнту запасу міцності по границі текучості  $n_{CB}=1,25$  (рис. 2.20). Необхідно відмітити різке зростання максимальних напружень у стопорному вузлі при діаметрі стопора менше 150 мм.

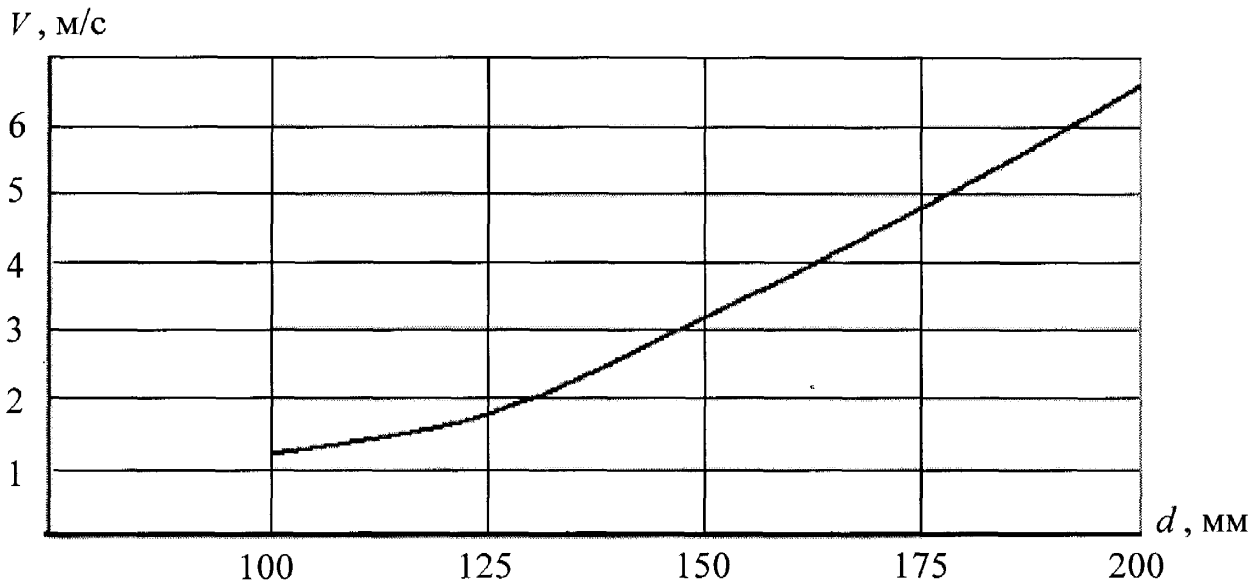


Рис. 2.20. Залежність діаметра стопора від швидкості руху пристрою для локалізації місця витoku

#### 2.4 Дослідження газодинамічних процесів під час часткового перекриття газопроводу пристроєм для локалізації місця витoku

Після зупинки пристрою для локалізації місця витoku в місці аварії перекачування газу не припиняється, а газ проходить через корпус пристрою. Пристрій є місцевим опором, який з'являється в місці часткового перекриття в момент зупинки пристрою і відкриття його корпусу. Падіння тиску в цій точці дорівнює

$$\Delta P = \xi \frac{\rho \omega^2}{2},$$

де  $\xi$  – коефіцієнт місцевого опору пристрою;

$\rho$  – густина газу;

$\omega$  – швидкість газу, який перетікає через корпус пристрою.

Враховуючи рівняння газового стану

$$\frac{P}{\rho} = gzRT,$$

де  $P$  – тиск газу в місці часткового перекриття;

$g$  – прискорення вільного падіння;

$z$  – коефіцієнт стиску газу;

$R$  – газова стала;

$T$  – абсолютна температура газу,

отримуємо

$$\Delta P = \xi \frac{P \omega^2}{2gzRT}.$$

Часткове перекриття порожнини газопроводу приводить до незначного підвищення тиску за пристроєм та пониження перед пристроєм. У результаті отримуємо сходинку на кривій розподілу тиску в точці часткового перекриття, причому величина цієї сходинки дорівнює величині падіння тиску на пристрої. Для практичних цілей з достатньою точністю можна вважати, що рух газу до пристрою не змінився після часткового перекриття, а повне падіння тиску газу відбувається безпосередньо за пристроєм.

Основна складність цієї проблеми полягає в визначенні коефіцієнта місцевого гідравлічного опору пристрою, значення якого залежить від конструкції пристрою, який складається з комбінації декількох простих місцевих опорів (різних звужень, розширень, отворів), його геометричних розмірів.



Відзначимо, що проблемі визначення коефіцієнтів місцевих опорів присвячено ряд досліджень Альтшуля А.Д. [5, 70], Ідельчика І.Е. [46, 47], Борисова С.Н. [14], які дійшли до висновку що повна втрата напору є арифметичною сумою втрат напору в окремих місцевих опорах, однак результати досліджень цих дослідників показали, що цей принцип дає надійні результати тільки у випадку, коли відстані між окремими місцевими опорами достатньо великі для того щоб спотворення епюри швидкостей, спричинене одним з них, не вплинуло на опір, який лежить нижче по течії продукту. Прості місцеві опори, з яких складається перепускна частина пристрою, близько розміщені один біля одного і здійснюють вплив один на одного, а так як один з простих місцевих опорів, змінюючи режим течії, змінює коефіцієнт місцевого опору другого місцевого опору, що розміщений за ним, то теоретично визначити коефіцієнт місцевого опору пристрою неможливо, його потрібно визначити дослідним шляхом.

Для оцінки ефективності роботи газопроводу під час часткового перекриття його порожнини потрібно визначити залежність величини тиску газу в кінці ділянки газопроводу від падіння тиску на пристрої. Вважаємо, що характер руху газу до і після моменту перекриття залишається незмінним, тоді

$$\frac{P_x^2 - P_{2a}^2}{L - l_a} = \frac{(P_x - \Delta P)^2 - P_{k_1}^2}{L - l_a}, \quad (2.16)$$

де  $P_x$  – тиск газу в місці часткового перекриття;

$P_{2a}$  – тиск в кінці ділянки газопроводу до часткового перекриття;

$L$  – довжина ділянки газопроводу між КС;

$l_a$  – відстань від початку ділянки газопроводу до місця перекриття;

$\Delta P$  – падіння тиску газу на пристрої;

$P_{k_1}$  – тиск в кінці ділянки газопроводу після часткового перекриття.

З (2.16) отримаємо рівняння для визначення тиску газу в кінці ділянки газопроводу під час часткового перекриття його порожнини пристроєм для локалізації місця витіку, на якому відбувається падіння тиску газу  $\Delta P$

$$P_{k_1} = \sqrt{P_{2_0}^2 - 2P_x \Delta P - \Delta P^2}.$$

За отриманою залежністю проведено розрахунки і побудовано графіки (рис. 2.21, 2.22) для ділянки газопроводу "Союз" (розглянуто в підрозділі 2.2).

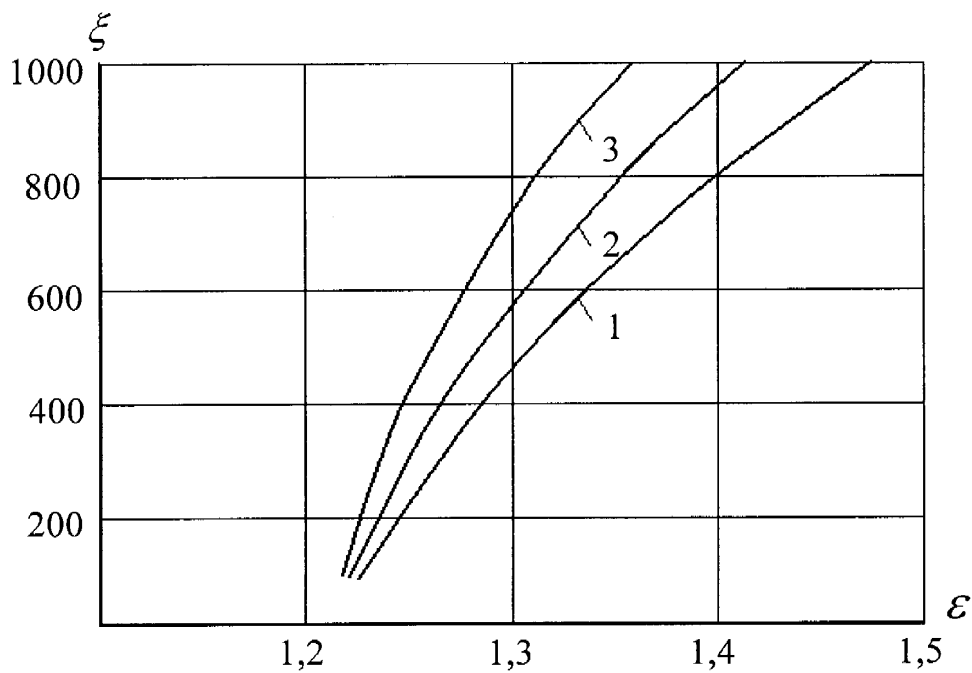


Рис. 2.21. Залежність степені падіння тиску в газопроводі від коефіцієнту місцевого опору пристрою для локалізації місця витіку:

- 1 – на початку ділянки газопроводу; 2 – половина ділянки газопроводу;  
3 – в кінці ділянки газопроводу.

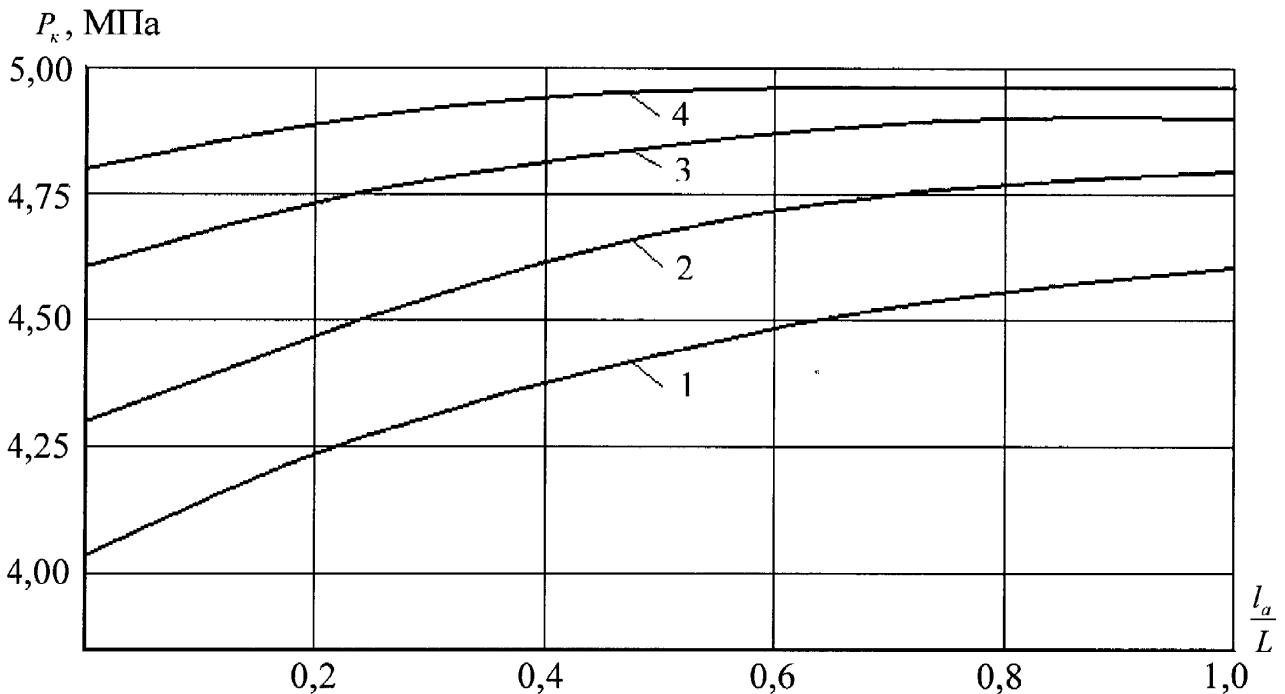


Рис. 2.22. Зміна тиску в кінці ділянки газопроводу залежно від місця часткового перекриття газопроводу пристроєм для локалізації місця витіку:

$$1 - \xi = 900; 2 - \xi = 700; 3 - \xi = 500; 4 - \xi = 300.$$

## ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 2

1. Розроблено конструкцію пристрою для локалізації місця витіку газу з газопроводу, що дозволить локалізувати витіки, осьова довжина яких не перевищує три товщини стінки труби, та провести ремонт газопроводу, не припиняючи транспортування газу. Запропоновано технології, які можна застосувати для ремонту наскрізного дефекту газопроводу після локалізації витіку.

2. Створено алгоритм реалізації математичної моделі, яка враховує вплив аварійного витіку газу на динаміку руху пристрою газопроводом, що дозволить оперативно приймати диспетчерські рішення для керування швидкістю руху пристрою та визначати розподіл значень експлуатаційних параметрів уздовж газопроводу під час руху пристрою до місця аварії.

За допомогою рівнянь, отриманих в результаті реалізації математичної моделі руху пристрою газопроводом, проведено теоретичні дослідження динаміки руху пристрою для локалізації місця витoku газопроводом до місця аварії, розраховано час доставки пристрою до місця аварії, визначено розподіл тиску та характер зміни швидкості руху пристрою по довжині газопроводу.

Одержані аналітичні залежності показують, що при сталому початковому тиску швидкість руху пристрою постійно зростає, особливо перед місцем аварійного витoku, де швидкість руху пристрою збільшується до 15 %.

3. Встановлено, що за час руху пристрою газопроводом до місця аварійного витoku газу обсяг втраченого через аварійний виток газу не перевищує 1,5 % від обсягу газу, який втрачають під час випорожнення і продувки газопроводу у разі застосування традиційної технології ремонту аварійного витoku газу.

4. Досліджено вплив динамічно прикладених навантажень на стопорний вузол та пристрій для локалізації місця витoku. Виявлено найбільш навантажені елементи, побудовано епюри розподілу максимальних еквівалентних напружень в стопорному вузлі і пристрої та відображено деформований стан стопорного вузла. Проведені дослідження дозволяють розрахувавши швидкість руху пристрою перед місцем аварійного витoku визначити діаметр стопора.

5. Встановлено, що зі збільшенням відстані від початку газопроводу до місця часткового перекриття порожнини газопроводу пристроєм для локалізації місця витoku, кінцевий тиск збільшується, а отже ефективність роботи газопроводу зростає.

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [30, 39, 66].

## РОЗДІЛ 3

### СТЕНДОВІ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ДИНАМІКИ РУХУ МОДЕЛІ ПРИСТРОЮ ДЛЯ ЛОКАЛІЗАЦІЇ МІСЦЯ ВИТОКУ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ГАЗОПРОВОДУ

Проведені стендові експериментальні дослідження динаміки руху моделі пристрою для локалізації місця витoku трубопроводом до місця аварійного витoku. Методом математичного планування експерименту досліджено вплив витрати повітря в трубопроводі, витрати повітря через аварійний виток та геометричного нахилу трубопроводу до горизонту на швидкість руху моделі пристрою для локалізації місця витoku трубопроводом. Досліджено залежність швидкості руху моделі пристрою для локалізації місця витoku від витрати повітря в трубопроводі та вплив часткового перекриття трубопроводу моделлю пристрою для локалізації місця витoku на ефективність роботи трубопроводу.

#### 3.1. Задачі експериментальних досліджень

Задачами експериментальних досліджень є:

- перевірка можливості застосування методу локалізації місця витoku газу з газопроводу на діючому газопроводі;
- перевірка технологічності виконання операцій запропонованого методу локалізації місця витoku газу з газопроводу;
- дослідження динаміки руху моделі пристрою для локалізації місця витoku трубопроводом до місця аварії;
- дослідження впливу часткового перекриття трубопроводу моделлю пристрою на ефективність роботи трубопроводу;
- експериментальне визначення коефіцієнту місцевого гідравлічного опору моделі пристрою.

### 3.2. Методика експериментальних досліджень

Для практичної реалізації поставлених цілей виготовлено об'єкт досліджень – модель пристрою для локалізації місця витіку (рис. 3.1), який складається з оснащеного ущільнювальними манжетами 1, закріпленими шайбами 2 та шпильками 3, циліндричного корпусу 4, з рухомо встановленим на кільцях 5 в середині нього штоком 6, на одному із кінців якого закріплена заглушка 7 для перекриття порожнини корпусу 4, а на другому – упор 8.

Експериментальні дослідження проведено в лабораторії відділу транспорту газу УкрНДІгазу. Для досліджень розроблено і побудовано експериментальний стенд (рис. 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 3.6), який складається з трьох прозорих скляних труб 1 (див. рис. 3.2) зовнішнім діаметром 89 мм, товщиною

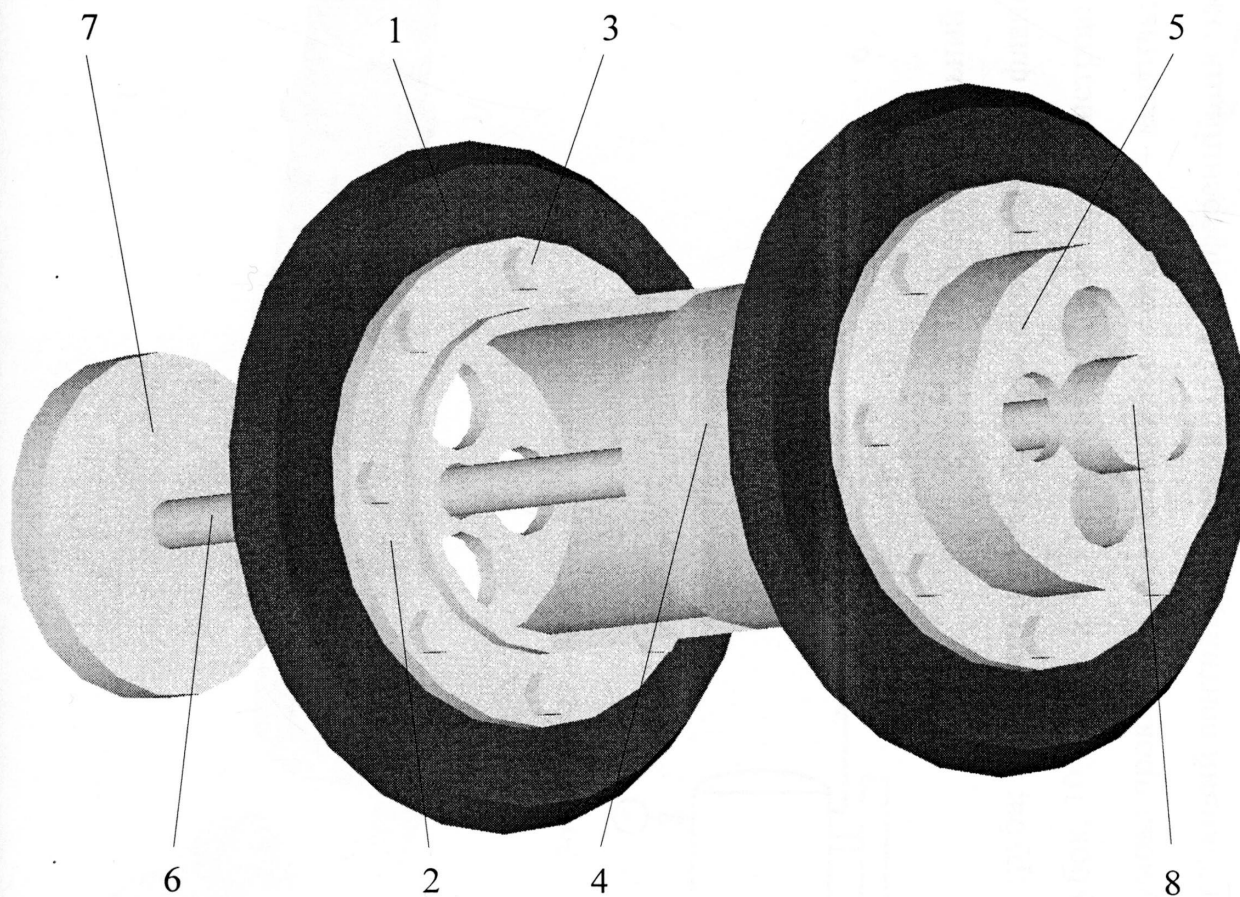


Рис. 3.1. Модель пристрою для локалізації місця витіку:

1 – ущільнювальна манжета; 2 – шайба; 3 – шпилька; 4 – циліндричний корпус; 5 – кільце; 6 – шток; 7 – заглушка; 8 – упор.

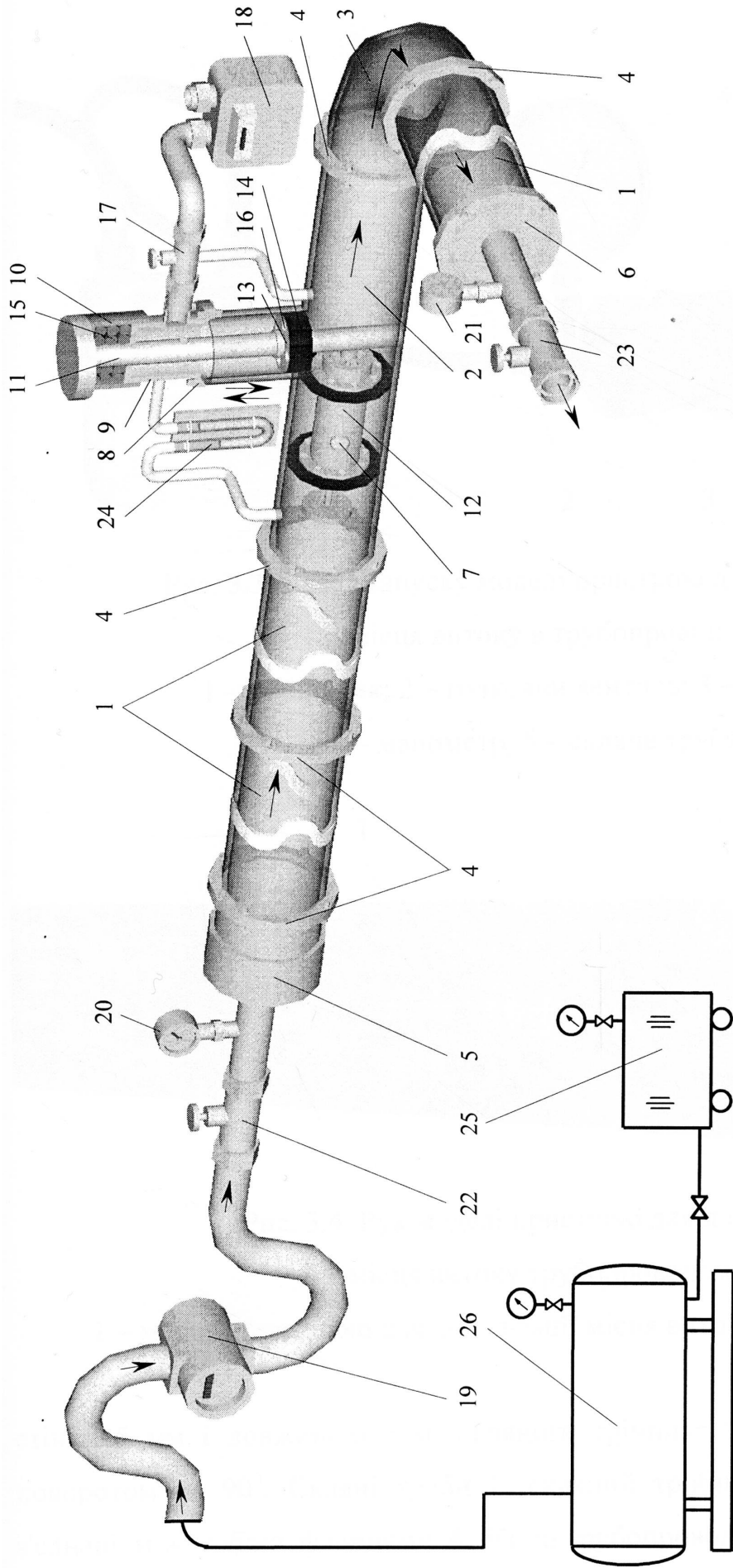


Рис. 3.2. Експериментальний стенд:

- 1 – скляна труба; 2 – скляний трійник; 3 – скляне коліно; 4 – фланець; 5, 6 – заглушка; 7 – отвір; 8 – фланець; 9 – пагрубок; 10 – заглушка; 11 – стопор; 12 – модель пристрою для локалізації місця витоку; 13 – кільце; 14 – гумова прокладка; 15 – сальник; 16 – отвір; 17 – вентиль; 18, 19 – лічильник; 20, 21 – манометр; 22 – голковий вентиль; 23 – вентиль; 24 – диференційний манометр; 25 – компресор; 26 – ресівер.

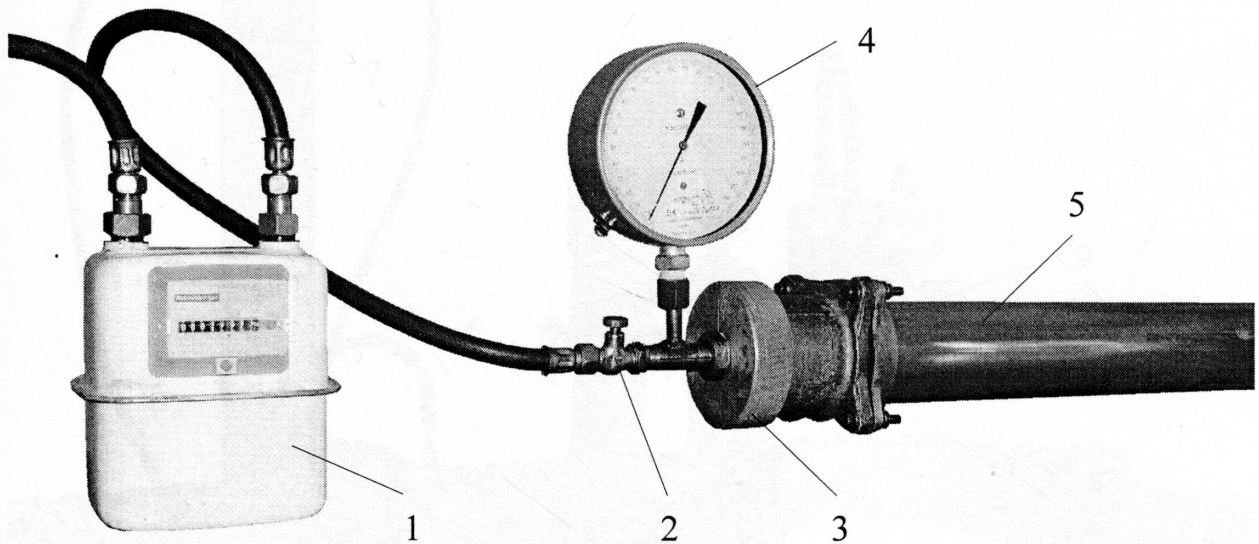


Рис. 3.3. Вузол запуску моделі пристрою для локалізації  
місця витoku в трубопроводі:

1 – лічильник; 2 – голковий вентиль; 3 – заглушка;  
4 – манометр; 5 – скляна труба.

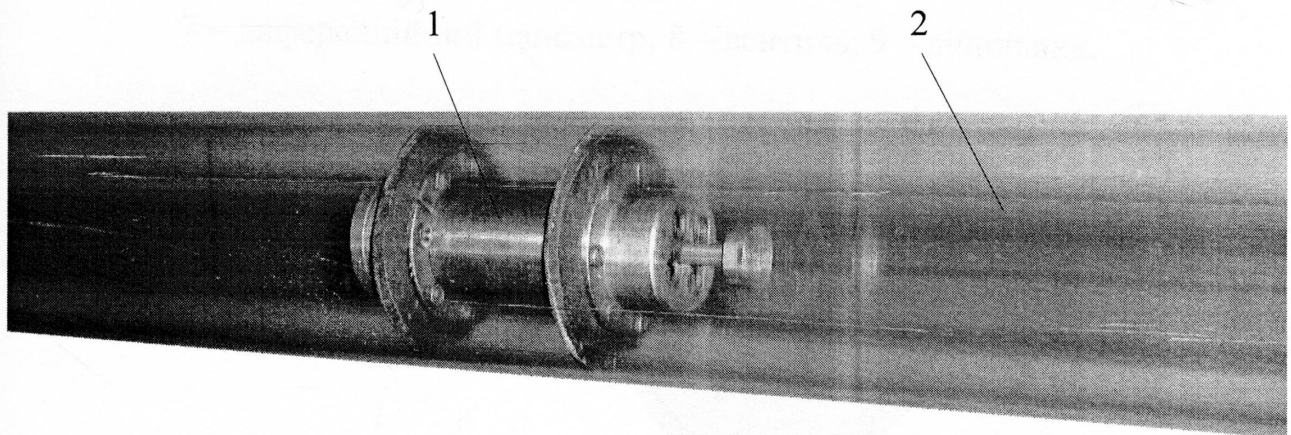


Рис. 3.4. Рух моделі пристрою для локалізації  
місця витoku трубопроводом:

1 – модель пристрою для локалізації місця витoku; 2 – скляна труба.

стінки 5 мм і довжиною 3 м, скляного трійника 2 та скляного коліна 3 з поворотом на 90°. Скляні труби 1, скляний трійник 2 та скляне коліно 3, з'єднані між собою фланцями 4. Кінці трубопроводу закривають заглушками



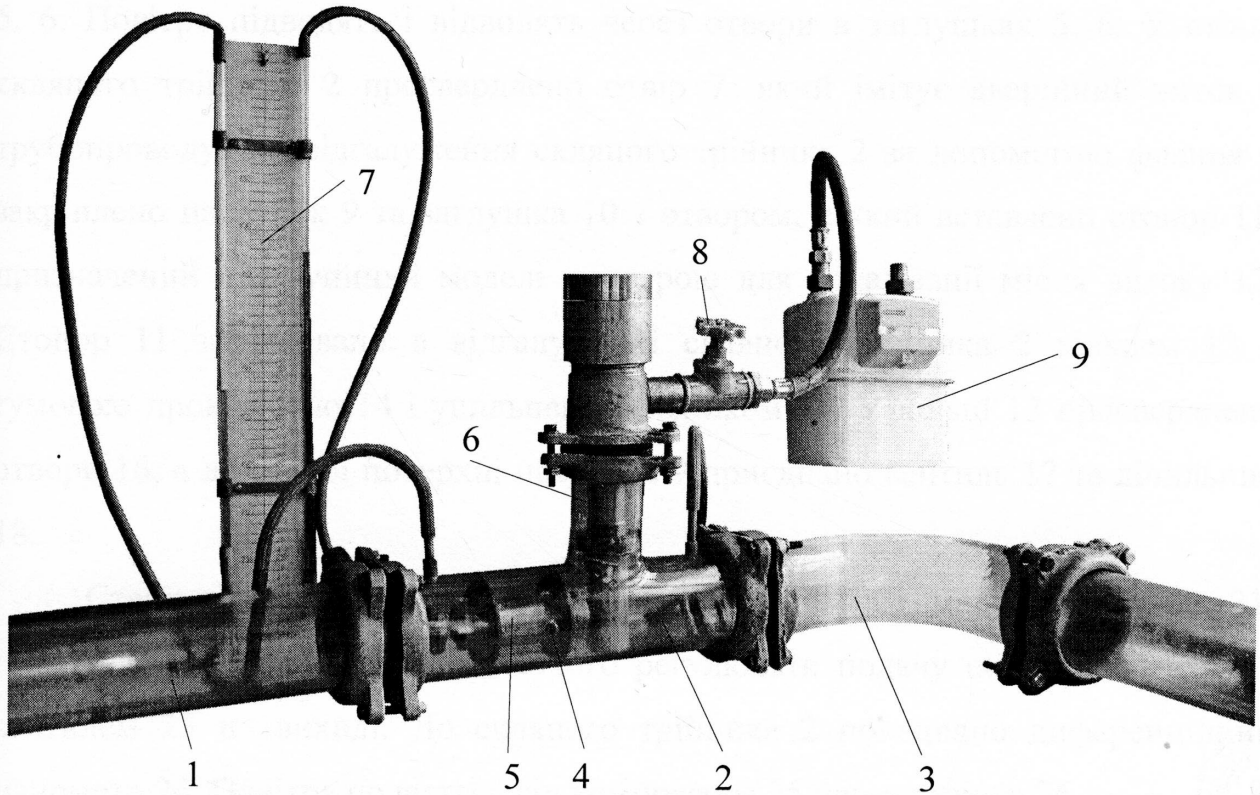


Рис. 3.5. Стопорний вузол:

- 1 – скляна труба; 2 – скляний трійник; 3 – скляне коліно; 4 – отвір;  
 5 – модель пристрою для локалізації місця витіку; 6 – стопор;  
 7 – диференційний манометр; 8 – вентиль; 9 – лічильник.

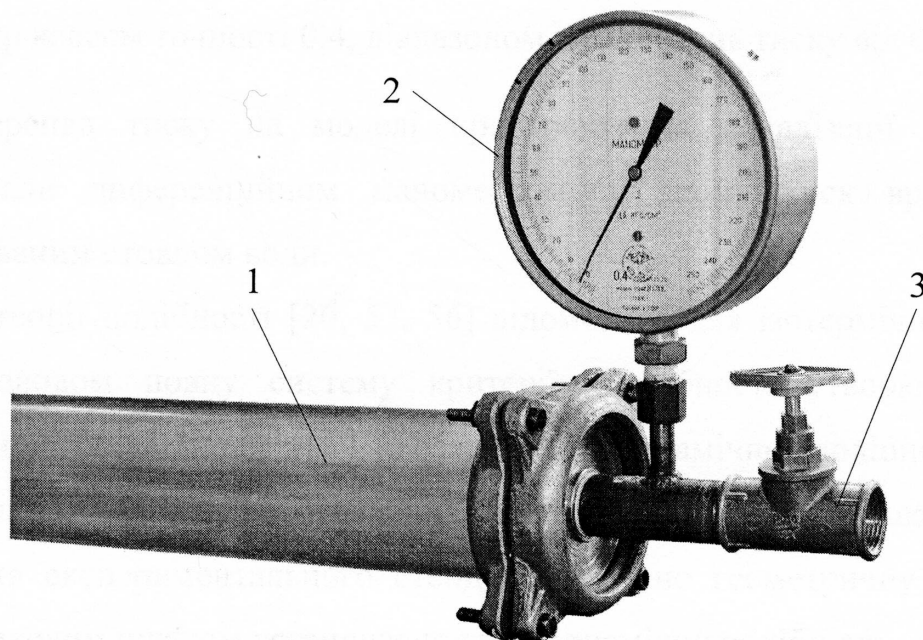


Рис. 3.6. Вузол прийому моделі пристрою для локалізації місця витіку:

- 1 – скляна труба; 2 – манометр; 3 – вентиль.

5, 6. Повітря підводять і відводять через отвори в заглушках 5, 6. У стінці скляного трійника 2 просвердлено отвір 7, який імітує аварійний виток з трубопроводу. До відгалуження скляного трійника 2 за допомогою фланця 8 закріплено патрубок 9 та заглушка 10 з отвором, в який вставлено стопор 11, призначений для зупинки моделі пристрою для локалізації місця витoku 12. Стопор 11 зафіксовано в відгалуженні скляного трійника 2 кільцем 13 з гумовою прокладкою 14 і ущільнено сальником 15. У кільці 13 просвердлено отвори 16, а до бічної поверхні патрубку 9 приєднано вентиль 17 та лічильник 18.

Стенд обладнано лічильником 19 (див. рис. 3.2), манометрами 20, 21, голковим вентилям 22 (щоб плавного регулювати подачу повітря) на вході і вентилям 23 на виході. До скляного трійника 2 приєднано диференційний манометр 24. Повітря подається від компресора 25 через ресівер 26.

Витрату повітря вимірювали за допомогою лічильників GALLUS 2000-4 максимальна об'ємна витрата якого  $6,0 \frac{m^3}{год}$ , мінімальна  $0,04 \frac{m^3}{год}$ . Межі допустимої відносної похибки лічильника  $\pm 2,0 \%$ .

Для вимірювання тиску застосовували деформаційний зразковий манометр класом точності 0,4, діапазоном вимірювань тиску від 0 до  $1,6 \frac{кгс}{см^2}$ .

Перепад тиску на моделі пристрою для локалізації місця витoku вимірювали диференційним манометром, у якому тиск врівноважується зафарбованим стовпом води.

З теорії подібності [20, 53, 56] відомо, що для ізотермічного руху газу трубопроводом повну систему критеріїв подібності утворюють відносні геометричні співвідношення і критерій гідродинамічної подібності (критерій Рейнольдса). Під час виготовлення моделі пристрою для локалізації місця витoku та експериментального стенду дотримано геометричну подібність, а розрахунковим шляхом встановлено гідродинамічну подібність.

Перед проведенням експериментальних досліджень було визначено масу моделі пристрою для локалізації місця витoku і силу тертя ущільнюючих манжет моделі пристрою до стінки трубопроводу за допомогою динамометра.

Дослідження проводять таким чином: герметично закручують заглушку 5 (див. рис. 3.2), повітря від компресора 25 подають через ресівер 26, лічильник 19, голковий вентиль 22 в трубопровід. У стаціонарному режимі (без моделі пристрою 12) вимірюють тиск манометрами 20, 21 та витрату повітря лічильником 19. Середню швидкість повітря в трубопроводі розраховують. Після чого припиняють подавати повітря, відкручують заглушку 5 і модель пристрою 12 запасовують в трубопровід. Закрутивши заглушку 5, подають повітря в трубопровід, а стопор 11 опускають. Під час руху моделі пристрою 12 трубопроводом до місця аварійного витoku визначають її швидкість (фіксуючи час, за який модель пристрою 12 пройде відстань між позначками, нанесеними на скляну трубу 1 через кожні 0,5 м), а також вимірюють витрату повітря через аварійний виток (щоб забезпечити змогу регулювати та вимірювати даний чинник, під час дослідження динаміки руху моделі пристрою 12 трубопроводом, отвір 7 герметизують, а даний чинник регулюють вентилем 17 та вимірюють лічильником 18), записують покази манометрів 20, 21 і лічильника 19. Після зіткнення упори моделі пристрою 12 з стопором 11 і зупинки моделі пристрою 12 в місці отвору 7 та його локалізації, записують покази манометрів 20, 21, диференційного манометра 24 і лічильника 19 та герметизують отвір 7. Після чого стопор 11 піднімають і модель пристрою 12 в потоці робочого середовища переміщується до заглушки 6, звідки видаляється з трубопроводу. Дослід повторюють для різних нахилів трубопроводу до горизонту, для різних місць зупинки моделі пристрою 12 по довжині трубопроводу (завдяки можливості змінити місце установлення трійника 2), для різних коефіцієнтів місцевого опору моделі пристрою 12. Голковим вентилем 22 змінюють витрату повітря на початку трубопроводу, а вентилем 17 витрату повітря через аварійний виток, щоб дослідити вплив цих чинників на швидкість

руху моделі пристрою 12. Весь процес руху моделі пристрою 12 трубопроводом спостерігається візуально.

### 3.3. Планування та результати експериментальних досліджень

Для практичної реалізації методу локалізації місця витоку газу з газопроводу важливим елементом операції є доставка пристрою для локалізації місця витоку до місця пошкодження трубопроводу в потоці газу. У цьому випадку важливо оцінити зміну швидкості руху пристрою по довжині газопроводу і встановити вплив основних чинників на динаміку його руху.

З цією метою проведено експериментальні дослідження зміни швидкості руху моделі пристрою для локалізації місця витоку по довжині трубопроводу. До місця встановлення стопорного вузла проведено ряд вимірювань значень швидкості руху моделі пристрою (фіксували час, за який модель пристрою проходила відстань між позначками, нанесеними на скляну трубу 1 (див. рис. 3.2) через кожні 0,5 м), при сталому початковому тиску.

За проведеним рядом вимірювань значень швидкості руху моделі пристрою після обробки результатів експериментальних досліджень (визначення середнього значення за паралельними дослідами (табл. 3.1)) побудовано криві (рис. 3.7) зміни швидкості руху моделі пристрою  $V$  по довжині трубопроводу  $L$  для сталих значень початкового тиску  $P_n$ . З графічної залежності видно, що швидкість руху моделі пристрою для локалізації місця витоку при сталому початковому тиску по довжині трубопроводу постійно зростає, особливо перед місцем витоку, що підтверджує адекватність теоретичних розрахунків.

На динаміку руху пристрою для локалізації місця витоку газопроводом впливають наступні чинники:

- витрата газу в газопроводі;
- витрата газу через аварійний виток;
- геометричний нахил газопроводу.

Таблиця 3.1.

**Результати вимірювань швидкості руху моделі пристрою  
для локалізації місця витoku**

| Номер експерименту | $L, м$ | $V, \frac{м}{с}$ |              |              |
|--------------------|--------|------------------|--------------|--------------|
|                    |        | $P = 0,8 ат$     | $P = 1,0 ат$ | $P = 1,2 ат$ |
| 1                  | 0,5    | 0,16             | 0,29         | 0,49         |
| 2                  | 1,0    | 0,22             | 0,38         | 0,56         |
| 3                  | 1,5    | 0,25             | 0,43         | 0,57         |
| 4                  | 2,0    | 0,29             | 0,44         | 0,60         |
| 5                  | 2,5    | 0,30             | 0,47         | 0,61         |
| 6                  | 3,0    | 0,31             | 0,48         | 0,63         |
| 7                  | 3,5    | 0,32             | 0,49         | 0,63         |
| 8                  | 4,0    | 0,32             | 0,50         | 0,65         |
| 9                  | 4,5    | 0,33             | 0,51         | 0,66         |
| 10                 | 5,0    | 0,33             | 0,52         | 0,67         |
| 11                 | 5,5    | 0,34             | 0,53         | 0,68         |
| 12                 | 6,0    | 0,35             | 0,54         | 0,69         |
| 13                 | 6,5    | 0,37             | 0,57         | 0,73         |
| 14                 | 7,0    | 0,42             | 0,63         | 0,80         |

Для вивчення одночасного впливу ряду чинників (багаточинниковий експеримент) на досліджуваний об'єкт застосовують методи математичного планування експерименту. Математичні методи планування експерименту дозволяють дослідити і оптимізувати складні системи та процеси, забезпечуючи високу ефективність експерименту та точність визначення досліджуваних параметрів [3, 4].

Основна особливість методів математичного планування експерименту полягає в тому, що на основі мінімальної кількості дослідів виявляють загальні закономірності в межах зміни кожного заданого чинника. Це досягається

завдяки тому, що кожний експеримент відрізняється від інших неповторним сполученням обраних чинників.

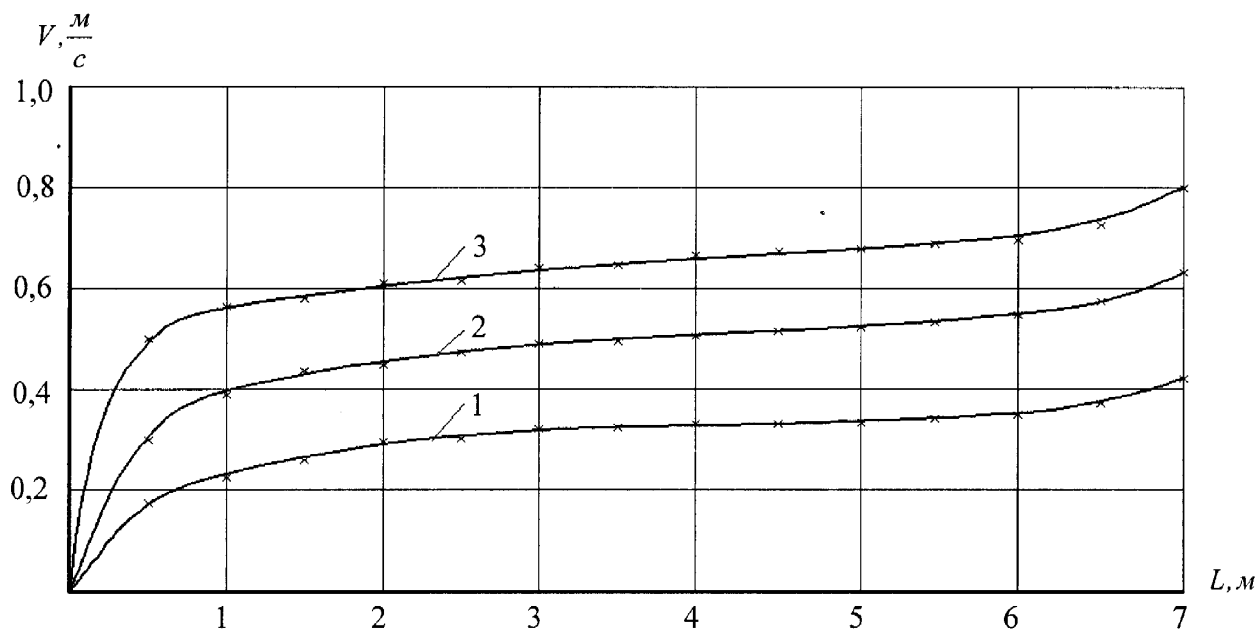


Рис. 3.7. Зміна швидкості руху моделі пристрою для локалізації місця витoku по довжині трубопроводу:

1 –  $P_n = 0,8 \text{ ат}$ ; 2 –  $P_n = 1,0 \text{ ат}$ ; 3 –  $P_n = 1,2 \text{ ат}$ .

За результатами проведеного експерименту необхідно знайти математичну модель об'єкта дослідження, під якою розуміють рівняння, що зв'язує показники процесу з чинниками, що діють на нього

$$y = \varphi(x_1, x_2, \dots, x_n). \quad (3.1)$$

Головним завданням планування експерименту є розкриття механізму явища, тобто визначення такого аналітичного виразу

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_n),$$

який у межах допустимих значень чинників досить точно збігається з невідомою залежністю (3.1).

Об'єкт дослідження може мати кілька змінних, що визначають його стан, причому чим їх буде менше, тим стислішим буде план експерименту. Існують різні способи зменшення кількості змінних:

- зміна мети дослідження;
- розподіл досліджуваного об'єкта на складові;
- установлення зв'язку між змінними стану.

Досвід показує, що здебільшого вдається обмежитись однією змінною стану. Якщо ж таких змінних кілька, досліді повторюють щодо кожної з них.

Вибираючи змінну стану, необхідно враховувати такі вимоги:

- вона повинна мати кількісне значення, тобто вимірюватись;
- має однозначно описувати об'єкт дослідження;
- під час проведення дослідів має бути статистично ефективною, тобто з найменшою дисперсією.

Вибір чинників – це найвідповідальніший етап підготовки до планування експерименту, від нього залежить правильність розв'язання поставленої задачі.

Під час проведення експерименту беруть до уваги усі чинники, які можуть суттєво впливати на процес, що вивчається. Вони повинні бути керовані і однозначні. Керувати чинником – значить мати можливість встановлювати потрібне його значення і підтримувати його сталим на час дослідження. Чинники мають безпосередньо діяти на об'єкт дослідження.

Вибираючи чинники, зважаємо на таке:

- кожен чинник має бути регульованим;
- зміна одного чинника немає спричиняти зміни інших;
- точність вимірювання і керування чинниками має бути відомою і достатньо високою.

До чинників та змінних стану водночас висувають і такі вимоги:

- чинники і змінні стану повинні мати області визначення, задані технологічними або принциповими обмеженнями;
- між чинниками та змінними стану має бути однозначна відповідність

Під час досліджування впливу чинників на динаміку руху моделі пристрою для локалізації місця витoku трубопроводом до місця аварійного витoku змінною стану будемо вважати швидкість руху моделі пристрою трубопроводом, яку будемо визначатимемо фіксуючи час, за який модель пристрою пройде відстань між позначками, нанесеними на скляну трубу 1 на відстані 6 м від вузла запуску (див. рис. 3.2). До чинників, які впливають на хід процесу належать:

- витрата повітря в трубопроводі, яку регулюють голковим вентилям 22 та вимірюють лічильником 19;

- витрата повітря через аварійний виток (щоб забезпечити можливість регулювати та вимірювати даний чинник, отвір 7 герметизуємо, а регулюємо та вимірюємо за допомогою вентиля 17, до якого приєднано лічильник 18);

- геометричний нахил трубопроводу до горизонту, який можна змінювати.

Щоб спростити розрахунок значення чинників перетворюємо в умовні одиниці, тобто так, щоб вони відповідали числам  $-1$ ;  $+1$ .

В умовні одиниці їх перетворюємо так:

- встановлюємо мінімальне, максимальне та нульове (середнє) значення (рівні) відповідно до найвигіднішого значення даного чинника:  $x_{i\min}$ ,  $x_{i\max}$ ,

$$x_{i\text{сep}} = \frac{x_{i\min} + x_{i\max}}{2};$$

- задаємо інтервал або крок зміни  $h_i$ , тобто таке значення чинників в натуральних одиницях, додавання якого до нульового рівня дає верхній, а віднімання – нижній рівень:

$$h_i = x_{i\text{сep}} - x_{i\min};$$

- в) вираховуємо умовне значення рівнів чинників  $(-1; +1)$ .

Кодування чинників означає перехід від системи координат у натуральних одиницях до системи координат у кодованій формі.



Витрату повітря в трубопроводі, витрату повітря через аварійний виток, геометричний нахил трубопроводу до горизонту змінюватимемо відповідно від 0,002 до  $0,005 \frac{M^3}{c}$ , від 0,0001 до  $0,0005 \frac{M^3}{c}$  та від 0 до 0,1.

Уведемо позначення:  $x_1 = Q$ ,  $x_2 = q$ ,  $x_3 = i$ ,  $y = V$ ,

де  $Q$  – витрата повітря в трубопроводі,  $\frac{M^3}{c}$ ;

$q$  – витрата повітря через аварійний виток,  $\frac{M^3}{c}$ ;

$i$  – геометричний нахил трубопроводу;

$V$  – швидкість руху моделі пристрою,  $\frac{M}{c}$ .

Тоді чинники матимуть такі значення:

$$\begin{array}{lll} x_{1\min} = 0,002 \frac{M^3}{c} & x_{2\min} = 0,0001 \frac{M^3}{c} & x_{3\min} = 0 \\ x_{1\max} = 0,005 \frac{M^3}{c} & x_{2\max} = 0,0005 \frac{M^3}{c} & x_{3\max} = 0,1 \\ x_{1\text{сер}} = 0,0035 \frac{M^3}{c}, & x_{2\text{сер}} = 0,0003 \frac{M^3}{c}, & x_{3\text{сер}} = 0,05. \end{array}$$

Інтервали зміни значень чинників дорівнюють

$$h_1 = 0,0015 \frac{M^3}{c}, \quad h_2 = 0,0002 \frac{M^3}{c}, \quad h_3 = 0,05.$$

Складаємо матрицю планування експерименту, тобто план, який вміщує запис усіх комбінацій чинників в кодованій формі, та робочу матрицю, де усі кодовані значення чинників замінюємо дійсними (табл. 3.2), і згідно з нею проводимо експерименти. Досліджуємо при масі моделі пристрою 586 г і силі тертя ущільнювальних манжет до стінки трубопроводу 98 Н. Для експерименту, в якому змінюються три чинники, усі можливі комбінації

чинників під час їх зміни на двох рівнях (мінімальному та максимальному) будуть визначені вісьмома експериментами.

Таблиця 3.2.

## Матриця планування експерименту

| Номер експерименту | $x_0$ | Значення чинників |       |       |                    |                    |     |
|--------------------|-------|-------------------|-------|-------|--------------------|--------------------|-----|
|                    |       | Умовна одиниця    |       |       | Фактична величина  |                    |     |
|                    |       | $x_1$             | $x_2$ | $x_3$ | $Q, \frac{м^3}{с}$ | $q, \frac{м^3}{с}$ | $i$ |
| 1                  | +1    | +1                | +1    | +1    | 0,005              | 0,0005             | 0,1 |
| 2                  | +1    | -1                | +1    | +1    | 0,002              | 0,0005             | 0,1 |
| 3                  | +1    | +1                | -1    | +1    | 0,005              | 0,0001             | 0,1 |
| 4                  | +1    | -1                | -1    | +1    | 0,002              | 0,0001             | 0,1 |
| 5                  | +1    | +1                | +1    | -1    | 0,005              | 0,0005             | 0   |
| 6                  | +1    | -1                | +1    | -1    | 0,002              | 0,0005             | 0   |
| 7                  | +1    | +1                | -1    | -1    | 0,005              | 0,0001             | 0   |
| 8                  | +1    | -1                | -1    | -1    | 0,002              | 0,0001             | 0   |

**Примітка.**  $x_0$  – це стовпець значень фіктивної величини

Зважаючи на те, що на значення вихідної змінної впливають похибки, досліди повторюємо кілька разів. Отримуємо  $m$  паралельних значень змінної стану. Після отримання результатів експериментів визначаємо середнє значення функції відгуку  $\bar{y}_u$   $u$ -го рядка матриці планування (табл. 3.3).

За середніми значеннями функції відгуку знаходимо рівняння лінійної моделі або рівняння регресії

$$y = b_0x + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3.$$

Коефіцієнти рівняння визначаємо за формулою

$$b_n = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N x_{nu} \bar{y}_u, \quad (3.2)$$

де  $N$  - кількість рядків матриці планування.

Таблиця 3.3.

**Експериментальні значення функції відгуку**

| Номер експерименту | Експериментальні значення функції відгуку |       |       |       | $\bar{y}_u$ |
|--------------------|---|-------|-------|-------|-------------|
|                    | $y_1$                                     | $y_2$ | $y_3$ | $y_4$ |             |
| 1                  | 0,62                                      | 0,58  | 0,63  | 0,60  | 0,61        |
| 2                  | 0,35                                      | 0,36  | 0,39  | 0,37  | 0,37        |
| 3                  | 0,46                                      | 0,49  | 0,43  | 0,48  | 0,47        |
| 4                  | 0,23                                      | 0,24  | 0,22  | 0,19  | 0,22        |
| 5                  | 0,69                                      | 0,68  | 0,72  | 0,70  | 0,70        |
| 6                  | 0,39                                      | 0,41  | 0,43  | 0,41  | 0,41        |
| 7                  | 0,58                                      | 0,54  | 0,57  | 0,52  | 0,55        |
| 8                  | 0,28                                      | 0,30  | 0,29  | 0,30  | 0,29        |

Коефіцієнти рівняння регресії дорівнюють

$$b_0 = 0,452, \quad b_1 = 0,129, \quad b_2 = 0,069, \quad b_3 = -0,037.$$

Тоді лінійне рівняння регресії матиме вигляд

$$V = 0,452 + 0,129Q + 0,069q - 0,037i. \quad (3.3)$$

Після визначення коефіцієнтів рівняння регресії проводимо статистичний аналіз рівняння регресії, що складається з трьох етапів:

- оцінки дисперсії відтворення або помилки експерименту;
- оцінки значимості коефіцієнтів рівняння регресії;
- оцінки адекватності моделі.

Помилку досліду або дисперсію відтворення  $S_0^2$  оцінюємо за паралельними дослідями. Перед розрахунком помилки досліду необхідно перш

за все переконатися, що розсіювання результатів дослідів не перевищує деякого значення. З цією метою розраховуємо рядкові дисперсії  $S_u^2$  і перевіряємо їх однорідність. Розраховуємо за формулою

$$S_u^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{k=1}^m (y_{uk} - \bar{y}_k),$$

де  $m$  - кількість паралельних дослідів.

Рядкові дисперсії дорівнюють

$$S_1^2 = 4,9 \cdot 10^{-4}, S_2^2 = 2,9 \cdot 10^{-4}, S_3^2 = 7,0 \cdot 10^{-4}, S_4^2 = 4,7 \cdot 10^{-4},$$

$$S_5^2 = 2,9 \cdot 10^{-4}, S_6^2 = 2,7 \cdot 10^{-4}, S_7^2 = 7,5 \cdot 10^{-4}, S_8^2 = 0,9 \cdot 10^{-4}.$$

Перевірити однорідність дисперсії  $S_u^2$  можна за критерієм Кохнера, розрахункове значення якого становить

$$G_p = \frac{S_{u \max}^2}{\sum_{u=1}^N S_u^2},$$

де  $S_{u \max}^2$  - максимальне значення з розрахованих рядкових дисперсій;

$\sum_{u=1}^N S_u^2$  - сума усіх дисперсій за  $N$  рядками матриці планування.

Критерій Кохнера дорівнює  $G_p = 0,22$ .

Якщо виконується умова  $G_p < G_T$  то гіпотеза про однорідність дисперсії справедлива.

Для чисел ступенів свободи  $f_1 = m - 1 = 4 - 1 = 3$  і  $f_2 = N = 8$  та при 5 % значимості (у технічних розрахунках приймають 5 % рівень значимості)  $G_T = 0,52$  [37]. У нашому випадку дисперсія однорідна, тому що  $G_p < G_T$ , а отже можемо визначити помилку експерименту  $S_0^2$  за формулою

$$S_0^2 = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N S_u^2.$$

Помилка експерименту дорівнює  $S_0^2 = 4,2 \cdot 10^{-4}$ .

Середньоквадратичне відхилення або похибка відтворюваності дорівнює  $S_0 = 2,05 \cdot 10^{-2}$ .

На другому етапі аналізу рівняння регресії перевіряємо значимість коефіцієнтів рівняння регресії. Щоб оцінити вплив чинників на змінну стану, перевіряємо значимість кожного коефіцієнта двома рівноцінними способами. В обох випадках спочатку визначаємо дисперсію коефіцієнтів регресії за формулою

$$S_{bn}^2 = \frac{S_0^2}{Nm}.$$

Дисперсія коефіцієнтів регресії дорівнює  $S_{bn}^2 = 1,31 \cdot 10^{-5}$ .

За першим способом значимість коефіцієнтів регресії оцінюємо за критерієм Стюдента, розрахункове значення якого дорівнює

$$t_{np} = \frac{|b_n|}{\sqrt{S_{bn}^2}},$$

$$t_{0p} = 125,56, \quad t_{1p} = 35,83, \quad t_{2p} = 19,17, \quad t_{3p} = 10,28.$$

Тоді значимість коефіцієнтів регресії оцінюють, порівнюючи розрахункові  $t_{np}$  і табличне  $t_T$  значення критерію Стюдента. Якщо  $t_{np} > t_T$ , то  $n$ -й коефіцієнт вважається значимим.

Для числа степенів свободи  $f_0 = N(m-1) = 8(4-1) = 24$  та при 5 % значимості табличне значення критерію Стюдента дорівнює  $t_T = 2,06$  [37]. У нашому

випадку умова  $t_{np} > t_T$  виконується для кожного коефіцієнта регресії, а отже вони значимі.

За другим способом перевірки значимості коефіцієнтів регресії використовують довірчий інтервал  $\Delta b_n$ , який внаслідок рівності  $S_{bn}$  для всіх коефіцієнтів регресії, буде однаковим для всіх  $b_n$

$$\Delta b_n = \pm \sqrt{S_{bn}^2},$$

$$\Delta b_n = \pm 0,0036.$$

Тоді значимість оцінюють, порівнюючи абсолютні значення коефіцієнта регресії і довірчого інтервалу  $|b_n| > |\Delta b_n|$ . У нашому випадку умова  $|b_n| > |\Delta b_n|$  виконується для кожного коефіцієнта, а отже вони значимі.

Третій етап аналізу рівняння регресії – перевірка його адекватності.

Придатність лінійного рівняння для розв'язання задачі пошуку області оптимуму (оптимум – сукупність найсприятливіших умов) перевіряємо порівнянням двох дисперсій: адекватності  $S_{ao}^2$  та помилки дослідів  $S_0^2$ .

Дисперсія адекватності показує розсіювання середніх дослідних даних змінної стану  $\bar{y}_u$  відносно тих значень змінної стану  $\tilde{y}_u$ , які розраховують за отриманим рівнянням регресії, значення якої розраховують за формулою

$$S_{ao}^2 = \frac{m}{N-l} \sum_{u=1}^N (\bar{y}_u - \tilde{y}_u)^2, \quad (3.4)$$

де  $l$  - кількість членів у рівнянні регресії, що залишилися після перевірки їх значимості.

Визначаємо значення змінної стану  $\tilde{y}_u$  для кожного рядка за отриманим рівнянням регресії (3.3)

$$\tilde{y}_1 = 0,613, \quad \tilde{y}_2 = 0,355, \quad \tilde{y}_3 = 0,475, \quad \tilde{y}_4 = 0,217,$$

$$\tilde{y}_5 = 0,686, \quad \tilde{y}_6 = 0,428, \quad \tilde{y}_7 = 0,548 \quad \tilde{y}_8 = 0,290.$$

Дисперсію адекватності обчислюємо за формулою (3.4)  $S_{ao}^2 = 7,78 \cdot 10^{-4}$ .

Адекватність перевіряємо, оцінюючи співвідношення  $F_p = \frac{S_{ao}^2}{S_0^2} = 1,85$  за критерієм Фішера  $F_p < F_T$ .

Табличне значення критерію Фішера при ступенях свободи  $f_{ao} = N - l = 8 - 4 = 4$  та  $f_0 = N(m - 1) = 8(4 - 1) = 24$  і при 5 % значимості дорівнює  $F_T = 2,78$  [37].

Умова  $F_p < F_T$  виконується, лінійне рівняння регресії (3.3) адекватне, тобто розсіювання експериментальних даних змінної стану відносно рівняння регресії має такий самий порядок, як і розсіювання, спричинене випадковими змінами в об'ємі дослідження (помилка досліду).

Як видно з результатів перевірки значимості коефіцієнтів рівняння регресії, найбільший вплив на змінну стану (швидкість руху моделі пристрою для локалізації місця витoku) має витрата повітря в трубопроводі, якщо геометричний нахил трубопроводу не перевищує 0,1. Також на практиці основним методом регулювання швидкості руху поршнів є зміна витрати газу на початку лінійної ділянки газопроводу шляхом зміни швидкості обертання роторів нагнітачів на компресорній станції. А тому потрібно провести експериментальні дослідження впливу витрати повітря в трубопроводі на швидкість руху моделі пристрою.

Для експериментального вивчення функціональної залежності швидкості руху моделі пристрою для локалізації місця витoku від витрати повітря в трубопроводі проводимо ряд вимірювань швидкості руху моделі пристрою трубопроводом  $V$  (на відстані 6 м від вузла запуску) для різних значень витрати повітря в трубопроводі  $Q$  та сталих значень витрати повітря через аварійний виток  $q$ . Нахил трубопроводу до горизонту відсутній і не змінюється. Вимірювання (для одних і тих самих значень чинників) проводимо кілька разів. Середні значення результатів вимірювань занесено у табл. 3.4 та подано графічно (рис. 3.8).

Таблиця 3.4.

**Результати вимірювань швидкості руху моделі пристрою  
трубопроводом для різних значень витрати повітря в трубопроводі**

| Номер експерименту | $Q, \frac{m^3}{c}$ | $V, \frac{m}{c}$           |                            |                            |
|--------------------|--------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
|                    |                    | $q = 0,0001 \frac{m^3}{c}$ | $q = 0,0003 \frac{m^3}{c}$ | $q = 0,0005 \frac{m^3}{c}$ |
| 1                  | 0,0020             | 0,30                       | 0,34                       | 0,41                       |
| 2                  | 0,0025             | 0,37                       | 0,42                       | 0,51                       |
| 3                  | 0,0030             | 0,41                       | 0,48                       | 0,57                       |
| 4                  | 0,0035             | 0,46                       | 0,54                       | 0,61                       |
| 5                  | 0,0040             | 0,49                       | 0,56                       | 0,65                       |
| 6                  | 0,0045             | 0,53                       | 0,58                       | 0,68                       |
| 7                  | 0,0050             | 0,55                       | 0,61                       | 0,71                       |

Для дослідження функціонального зв'язку  $V = f(Q)$ , щоб виявити можливість отримати аналітичну залежність швидкості руху моделі пристрою  $V$  від витрати повітря в трубопроводі  $Q$  для сталої витрати повітря через аварійний виток ( $q = 0,0003 \frac{m^3}{c}$ ), застосовуємо кореляційний аналіз. Ступінь тісності зв'язку оцінюємо за коефіцієнтом кореляції  $r$ , який визначаємо за формулою

$$r = \frac{n \sum Q_i V_i - \sum Q_i \sum V_i}{\sqrt{(n \sum Q_i^2 - (\sum Q_i)^2)(n \sum V_i^2 - (\sum V_i)^2)}}, \quad (3.5)$$

де  $n$  – кількість вимірів;

$Q_i, V_i$  – значення вимірів.

Властивості коефіцієнту кореляції такі, що коли  $r = \pm 1$ , то між корелюючими величинами існує функціональна лінійна залежність. Чим далі абсолютна величина  $r$  від одиниці й ближча до нуля, тим слабший зв'язок. Якщо значення  $r$  позитивне, то між змінними існує пряма залежність. Значення коефіцієнта кореляції визначене за формулою (3.5)  $r = 0,967$  свідчить про тісний



зв'язок між витратою повітря в трубопроводі  $Q$  та швидкістю руху моделі пристрою  $V$ .

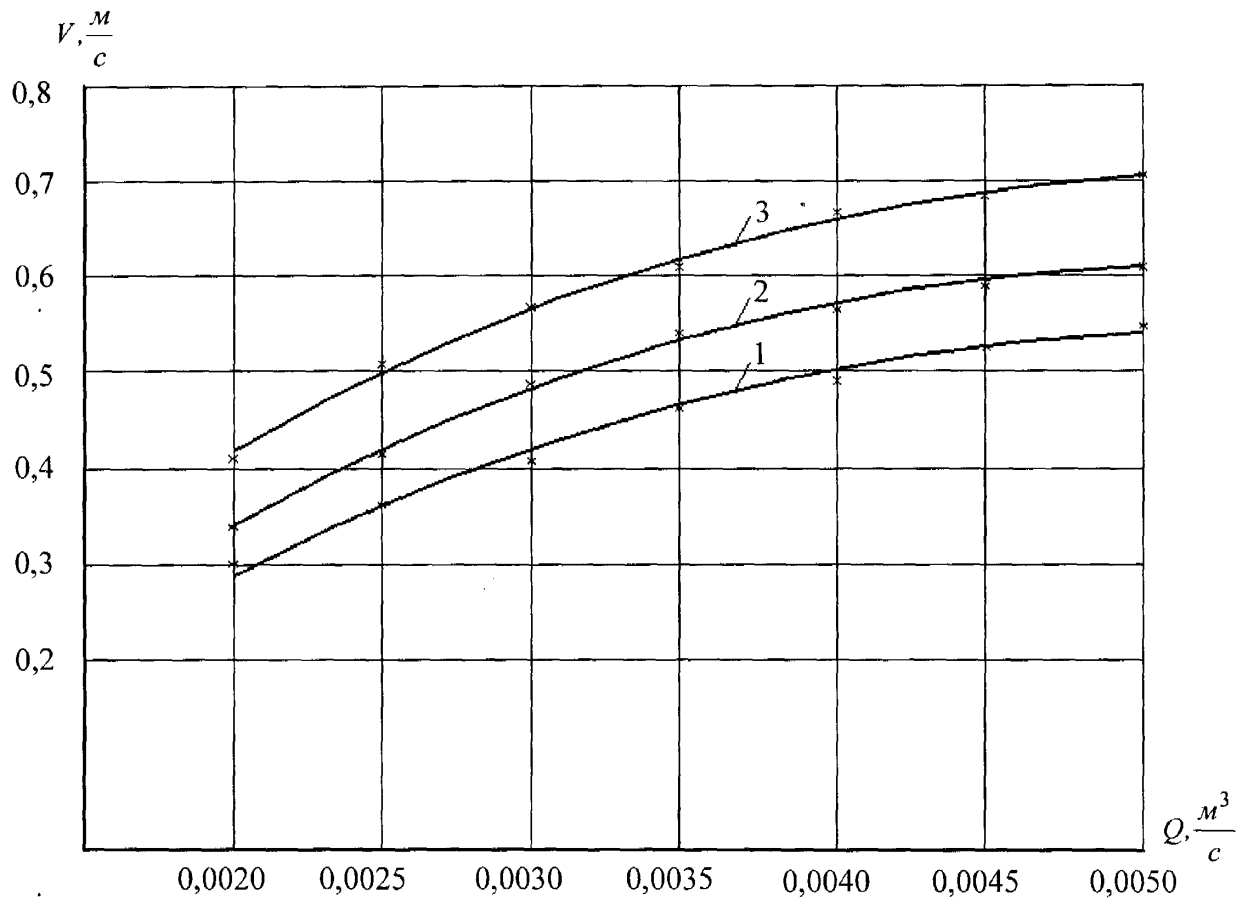


Рис. 3.8. Залежність швидкості руху моделі пристрою для локалізації місця витіку від витрати повітря в трубопроводі:

$$1 - q = 0,0001 \frac{m^3}{c}, 2 - q = 0,0003 \frac{m^3}{c}, 3 - q = 0,0005 \frac{m^3}{c}.$$

Графічна залежність між отриманими дослідними значеннями (див. рис. 3.8) свідчить про схильність рівняння регресії до степеневій функції типу

$$V = aQ^b. \quad (3.6)$$

Щоб знайти значення коефіцієнтів  $a$  і  $b$ , рівняння (3.6) лінеаризуємо методом логарифмування  $\lg V = \lg a + b \lg Q$  і замінюємо  $x = \lg Q$ ,  $y = \lg V$ ,  $a_1 = b$ ,  $b_1 = \lg a$ .

Отже отримуємо лінійне рівняння

$$y = a_1 x + b_1.$$

Параметри  $a_1$  і  $b_1$  перетвореної залежності визначаємо методом найменших квадратів, який заснований на тому, що найкраще рівняння емпіричної регресії дає функція, для якої сума квадратів відхилень експериментальних значень функції від розрахункових за рівнянням регресії має найменше значення, тобто

$$a_1 = \frac{n \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{n \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} = \frac{n \sum \lg Q_i \lg V_i - \sum \lg Q_i \sum \lg V_i}{n \sum \lg^2 Q_i - (\sum \lg Q_i)^2}, \quad (3.7)$$

$$b_1 = \frac{\sum y_i - a_1 \sum x_i}{n} = \frac{\sum \lg V_i - a_1 \sum \lg Q_i}{n}. \quad (3.8)$$

Підставивши відповідні значення в рівняння (3.7) і (3.8), отримуємо  $a_1 = 0,616$ ,  $b_1 = -0,629$ . Враховуючи, що  $a_1 = b$  а  $b_1 = \lg a$ , визначаємо  $a = 0,235$ ,  $b = 0,616$ .

Тоді отримане емпіричне рівняння матиме вигляд

$$V = 0,235 Q^{0,616}.$$

Порівняння розрахункових значень швидкості моделі пристрою з експериментальними (табл. 3.5) свідчить про прийнятну їх збіжність.

Таблиця 3.5.

## Експериментальні та розрахункові значення швидкості руху моделі

пристрою при витраті повітря через аварійний виток  $q = 0,0003 \frac{M^3}{c}$

| Значення швидкості руху моделі пристрою | $Q, \frac{M^3}{c}$ |        |       |        |       |        |       |
|---|--------------------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|
|   | 0,002              | 0,0025 | 0,003 | 0,0035 | 0,004 | 0,0045 | 0,005 |
| Експериментальне, $\frac{M}{c}$         | 0,34               | 0,42   | 0,48  | 0,54   | 0,56  | 0,58   | 0,61  |
| Розрахункове, $\frac{M}{c}$             | 0,36               | 0,41   | 0,46  | 0,51   | 0,55  | 0,59   | 0,63  |

Для оцінки ефективності роботи трубопроводу під час часткового перекриття його порожнини моделлю пристрою для локалізації місця витoku 12 (див. рис. 3.2) потрібно визначити залежність тиску в кінці трубопроводу від місця часткового перекриття трубопроводу і коефіцієнта місцевого опору моделі пристрою 12. Місце часткового перекриття трубопроводу змінюють, змінюючи місце встановлення трійника 2 між скляними трубами 1 (між першою і другою, між другою і третьою, між третьою і заглушкою 5). Коефіцієнт місцевого опору моделі пристрою 12 визначаємо за величиною падіння тиску на перепускному вузлі за формулою

$$\Delta P = \xi \frac{\rho \omega^2}{2},$$

де  $\xi$  - коефіцієнт місцевого опору моделі пристрою;

$\rho$  - густина повітря;

$\omega$  - швидкість повітря, яке перетікає через перепускний вузол моделі пристрою (ця величина незначно відрізняється від середньої швидкості повітря в трубопроводі, а тому приймаємо їх рівними).

Падіння тиску вимірюємо диференційним манометром 24 (див. рис. 3.2). Середню швидкість повітря в трубопроводі визначаємо розрахунковим шляхом, вимірявши витрату повітря в трубопроводі лічильником 19 і початковий та

кінцевий тиск манометрами 20, 21. Отже коефіцієнт місцевого опору моделі пристрою (для наступних таких даних:  $\Delta P = 314 \text{ Па}$ ;  $\omega = 1,5 \frac{\text{м}}{\text{с}}$ ;  $\rho = 1,293 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ ) рівний  $\xi = 216$ .

Під час експериментального дослідження ефективності роботи трубопроводу при частковому перекритті його порожнини моделлю пристрою проводимо ряд вимірювань тиску в кінці трубопроводу  $P_k$  для різних місць часткового перекриття трубопроводу  $x$  по довжині трубопроводу  $L$  при різних коефіцієнтах місцевого опору моделі пристрою  $\xi$ . Коефіцієнт місцевого опору моделі пристрою змінюємо, перекриваючи отвори в кільці 5 (див. рис. 3.1). Вимірювання (для одних і тих самих значень чинників) проводимо кілька разів. Середні значення результатів вимірювань занесено у табл. 3.6 та подано графічно (рис. 3.9).

Таблиця 3.6.

**Результати вимірювань тиску в кінці трубопроводу під час часткового перекриття його порожнини моделлю пристрою для локалізації місця витoku для різних місць часткового перекриття**

| Номер експерименту | $\frac{x}{L}$ | $P_k, \text{ ат}$ |             |             |
|--------------------|---------------|-------------------|-------------|-------------|
|                    |               | $\xi = 216$       | $\xi = 262$ | $\xi = 325$ |
| 1                  | 0,32          | 1,03              | 0,81        | 0,48        |
| 2                  | 0,64          | 1,17              | 0,96        | 0,63        |
| 3                  | 0,97          | 1,21              | 1,02        | 0,68        |

З рис. 3.9 видно, що чим більша відстань між вузлом запуску і місцем часткового перекриття трубопроводу тим більший тиск в кінці трубопроводу, а отже більша ефективність роботи трубопроводу.

Досліджуємо функціональний зв'язок  $P_k = f\left(\frac{x}{L}\right)$ , щоб виявити можливість отримати аналітичну залежність тиску в кінці трубопроводу  $P_k$  під час

часткового перекриття його порожнини від місця перекриття  $\frac{x}{L}$ , для коефіцієнту місцевого опору моделі пристрою  $\xi = 216$  (всі отвори в кільці 5 (див. рис. 3.1) відкриті), за допомогою кореляційного аналізу.

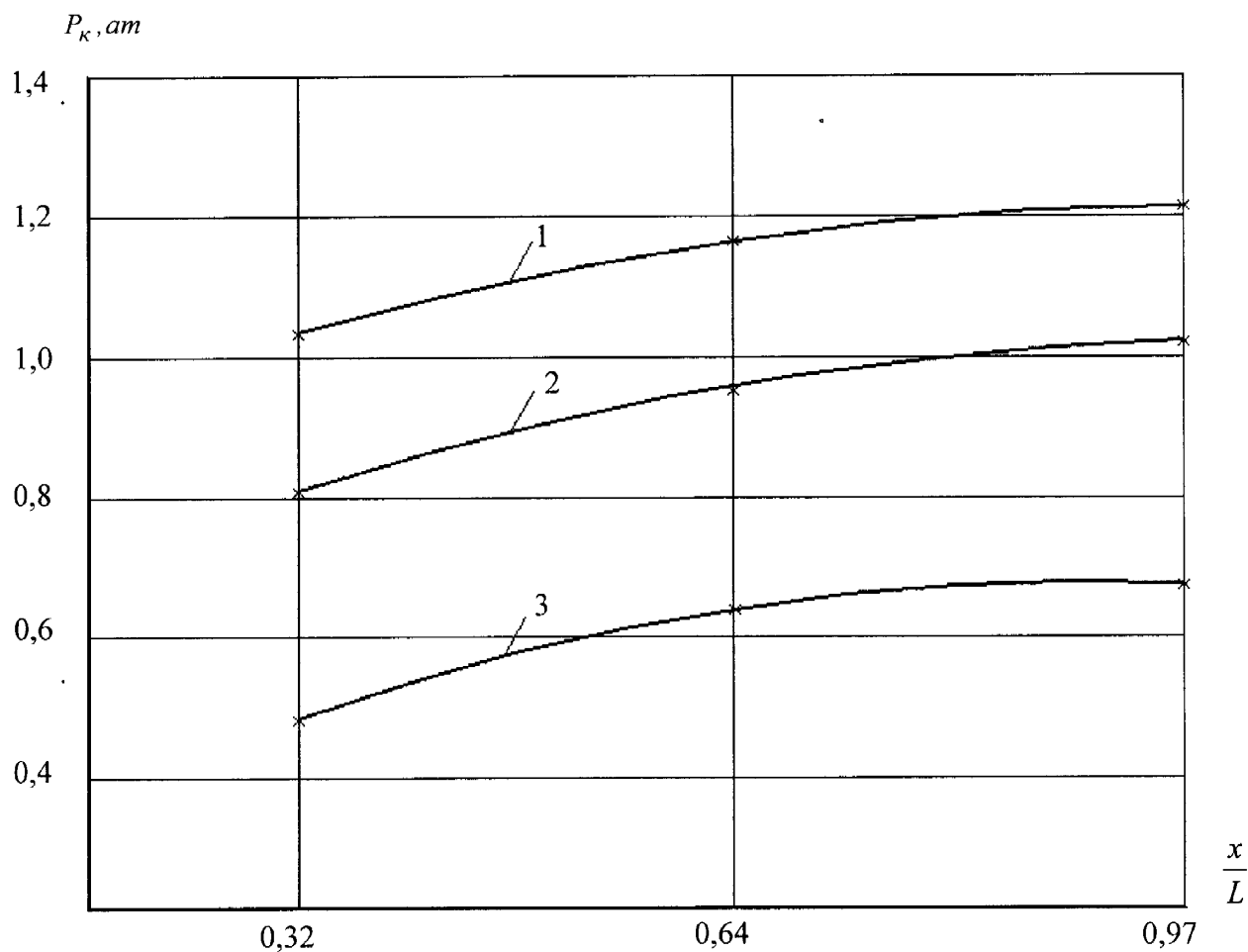


Рис. 3.9. Залежність тиску в кінці трубопроводу від місця часткового перекриття порожнини трубопроводу моделлю пристрою для локалізації місця витoku:

1 -  $\xi = 216$ ; 2 -  $\xi = 262$ ; 3 -  $\xi = 325$ .

Визначаємо коефіцієнт кореляції за формулою

$$r = \frac{n \sum P_{ki} \left(\frac{x}{L}\right)_i - \sum P_{ki} \sum \left(\frac{x}{L}\right)_i}{\sqrt{\left(n \sum P_{ki}^2 - \left(\sum P_{ki}\right)^2\right) \left(n \sum \left(\frac{x}{L}\right)_i^2 - \left(\sum \left(\frac{x}{L}\right)_i\right)^2\right)}} \quad (3.9)$$

Значення коефіцієнта кореляції, визначене за формулою (3.9)  $r = 0,973$  свідчить про тісний зв'язок між тиском в кінці трубопроводу  $P_k$  та місцем часткового перекриття трубопроводу  $\frac{x}{L}$ .

Графічна залежність між отриманими дослідними значеннями (рис. 3.8) свідчить про схильність рівняння регресії до степеневій функції типу

$$P_k = a \left( \frac{x}{L} \right)^b. \quad (3.10)$$

Щоб знайти значення коефіцієнтів  $a$  і  $b$ , рівняння (3.10) лінеаризуємо методом логарифмування  $\lg P_k = \lg a + b \lg \left( \frac{x}{L} \right)$  і проводимо заміну  $y_1 = \lg P_k$ ,

$$x_1 = \lg \left( \frac{x}{L} \right), \quad a_1 = b, \quad b_1 = \lg a.$$

Отже отримуємо лінійне рівняння

$$y_1 = a_1 x_1 + b_1.$$

Параметри  $a_1$  і  $b_1$  перетвореної залежності визначаємо методом найменших квадратів

$$a_1 = \frac{n \sum x_{1i} y_{1i} - \sum x_{1i} \sum y_{1i}}{n \sum x_{1i}^2 - \left( \sum x_{1i} \right)^2} = \frac{n \sum \lg \left( \frac{x}{L} \right)_i \lg P_{ki} - \sum \lg \left( \frac{x}{L} \right)_i \sum \lg P_{ki}}{n \sum \lg^2 \left( \frac{x}{L} \right)_i - \left( \sum \lg \left( \frac{x}{L} \right)_i \right)^2}, \quad (3.11)$$

$$b_1 = \frac{\sum y_{1i} - a_1 \sum x_{1i}}{n} = \frac{\sum \lg P_{ki} - a_1 \sum \lg \left( \frac{x}{L} \right)_i}{n}. \quad (3.12)$$

Підставивши відповідні значення в рівняння (3.11) і (3.12), отримуємо  $a_1 = 0,149$ ,  $b_1 = 0,089$ . Враховуючи, що  $a_1 = b$  а  $b_1 = \lg a$ , визначаємо  $a = 1,227$ ,  $b = 0,149$ .

Тоді отримане емпіричне рівняння матиме вигляд

$$P_k = 1,227 \left( \frac{x}{L} \right)^{0,149}$$

Порівняння розрахункових значень тиску в кінці трубопроводу з експериментальними (табл. 3.7) свідчить про прийнятну їх збіжність.

Таблиця 3.7.

**Експериментальні та розрахункові значення тиску в кінці трубопроводу під час часткового перекриття його порожнини моделлю пристрою для локалізації місця витоку**

| Значення тиску в кінці трубопроводу | $\frac{x}{L}$ |      |      |
|-------------------------------------|---------------|------|------|
|                                     | 0,32          | 0,64 | 0,97 |
| Експериментальне, ат                | 0,98          | 1,14 | 1,21 |
| Розрахункове, ат                    | 1,03          | 1,15 | 1,22 |

Акт та протокол експериментальних досліджень наведено в додатку Б.

### 3.4. Впровадження методу локалізації наскрізних дефектів газопроводу

Впровадження методу локалізації наскрізних дефектів газопроводу пристроєм для локалізації місця витоку в промислову експлуатацію здійснено на газопроводі-відводі від газопроводу Новопсков-Шебелинка (DN 1200) до с. Коноплянівка Білокуракінського району Луганської області. Газопровід-відвід являє собою трубопровід діаметром 219 мм, товщиною стінки 6 мм, довжиною 21,7 км. Проектна пропускна здатність газопроводу-відводу

0,78 млн  $\frac{м^3}{добу}$ , повний внутрішній об'єм 730 м<sup>3</sup>. Тиск на початку газопроводу-відводу 5,5 МПа, в кінці 4,8 МПа. Газопровід-відвід проходить сільськогосподарськими угіддями по рівнинній місцевості з середнім ухилом до 0,5 % та ділянками, які мають ухил до 0,9 %. На своєму шляху газопровід-відвід перетинає річку Борову і три автомобільні дороги.

На початку газопроводу-відводу в місці під'єднання до газопроводу Новопсков-Шебелинка (рис. 3.10) розташована установка для заливки метанолу

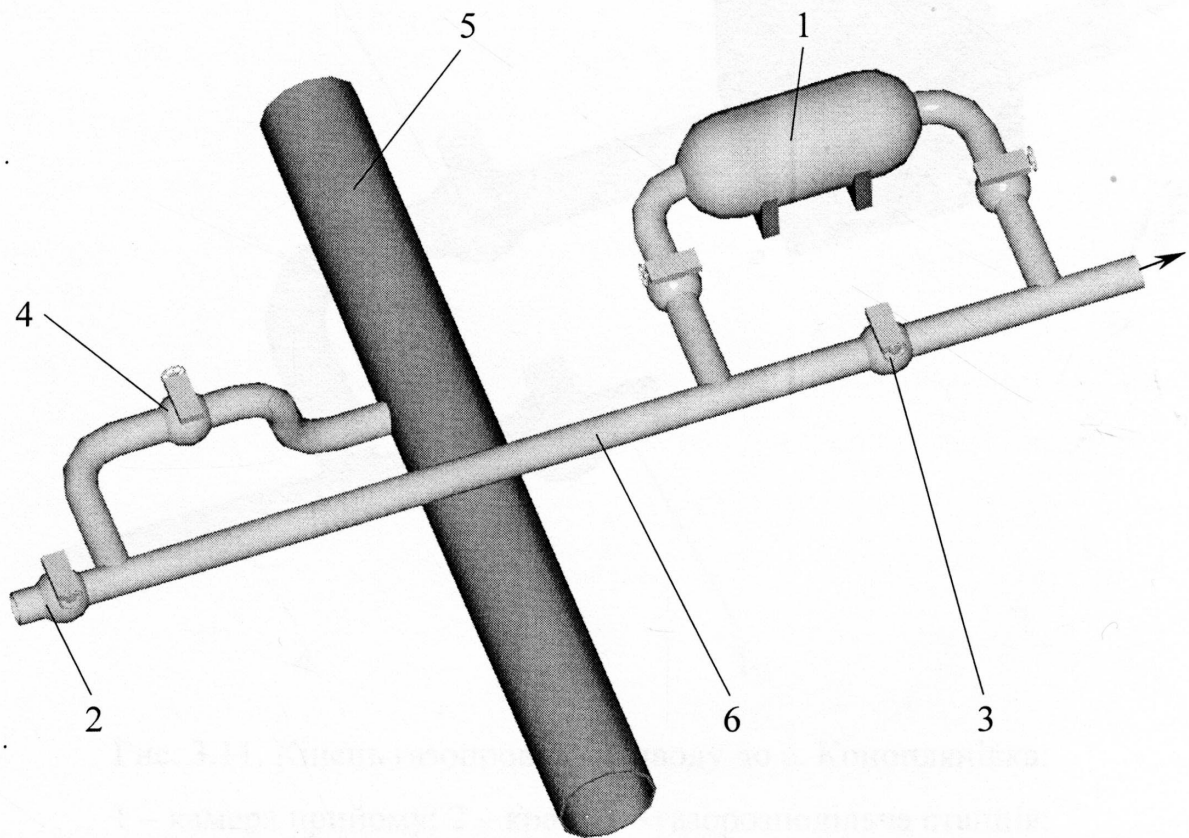


Рис. 3.10. Початок газопроводу-відводу до с. Коноплянівка:

1 – установка для заливки метанолу; 2 – камера запуску; 3, 4 – крани;  
5 – газопровід Новопсков-Шебелинка; 6 – газопровід-відвід до с. Коноплянівка.

1, камера запуску 2 (складається з увареної в газопровід-відвід труби діаметром 219 мм та крану) та два крани 3, 4. Крани 3, 4, у разі виявлення витoku газу на лінійній частині газопроводу-відводу, перекривають і тоді, відкривши кран камери запуску 2, пристрій для локалізації місця витoku запасовують в



газопровід-відвід. Після чого кран камери запуску 2 перекривають, а крани 3, 4 відкривають (спочатку кран 3, тоді кран 4) і під напором транспортованого газу пристрій для локалізації місця витoku рухається газопроводом-відводом.

У кінці газопроводу-відводу (рис. 3.11) розташована камера прийому 1 (складається з увареної в газопровід-відвід труби діаметром 219 мм та крану), кран 2 та газорозподільча станція 3.

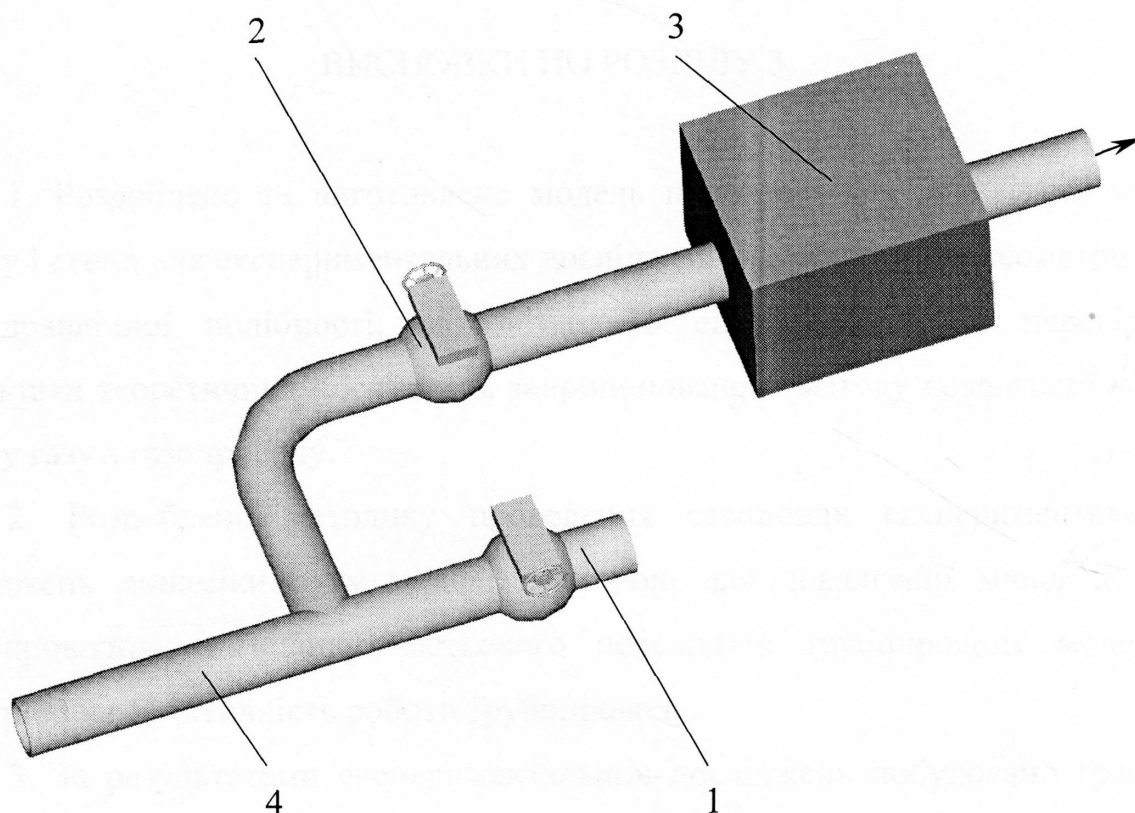


Рис. 3.11. Кінець газопроводу-відводу до с. Коноплянівка:  
1 – камера прийому; 2 – кран; 3 – газорозподільча станція;  
4 – газопровід-відвід до с. Коноплянівка.

Газопровід-відвід споруджено в 1985 р. Як показують статистичні дані, за останні роки на газопроводі-відводі збільшилася кількість аварійних витоків газу, переважна більшість яких зумовлена корозією стінки труби газопроводу. У разі проведення ремонту наскрізних дефектів газопроводу існуючою на сьогодні технологією в результаті випорожнення та продувки газопроводу-відводу втрачається 43200 м<sup>3</sup> газу. Метод локалізації наскрізних дефектів

газопроводу-відводу дозволить проводити аварійний ремонт наскрізних дефектів газопроводу-відводу без випорожнення, продувки та припинення транспортування газу, що виключить втрати газу під час проведення ремонтних робіт. Економічний ефект від впровадження методу складає 315880 грн.

Акт впровадження методу локалізації наскрізних дефектів за допомогою пристрою для локалізації місця витoku наведено в додатку В.

### ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 3

1. Розроблено та виготовлено модель пристрою для локалізації місця витoku і стенд для експериментальних досліджень з дотриманням геометричної та гідравлічної подібності, що дозволило експериментально перевірити результати теоретичних досліджень запропонованого методу локалізації місця витoku газу з газопроводу.

2. Розроблено методику проведення стендових експериментальних досліджень динаміки руху моделі пристрою для локалізації місця витoku трубопроводом та впливу часткового перекриття трубопроводу моделлю пристрою на ефективність роботи трубопроводу.

3. За результатами експериментальних досліджень побудовано графіки зміни швидкості руху моделі пристрою для локалізації місця витoku по довжині трубопроводу та встановлено, що характер експериментальних кривих збігається з характером кривих, побудованих на основі теоретичних досліджень.

4. Проведено експериментальні дослідження залежності швидкості руху моделі пристрою для локалізації місця витoku від витрати повітря в трубопроводі, витрати повітря через аварійний виток та геометричного нахилу трубопроводу до горизонту (нахил змінювався від 0 до 0,1) за результатами яких складено рівняння регресії та на основі дослідження значимості коефіцієнтів якого встановлено, що основним чинником, який здійснює

найбільший вплив на швидкість руху моделі пристрою, є витрата повітря в трубопроводі.

5. Проведено експериментальні дослідження впливу витрати повітря в трубопроводі на швидкість руху моделі пристрою, за результатами яких побудовано графіки та отримано розрахункові залежності, що дало можливість за результатами розрахунків приймати керівні рішення для регулювання швидкістю руху моделі пристрою.

6. Експериментально визначено коефіцієнт місцевого опору моделі пристрою та проведено дослідження впливу часткового перекриття трубопроводу моделлю пристрою на ефективність роботи трубопроводу, за результатами якого побудовано графіки залежності тиску в кінці трубопроводу від місця часткового перекриття та встановлено, що характер експериментальних кривих збігається з характером кривих, побудованих на основі теоретичних досліджень.

7. Проведені стендові експериментальні дослідження підтвердили технологічність виконання операцій запропонованого методу локалізації місця витоку газу з газопроводу та дозволили зробити висновок про можливість застосувати пристрій для локалізації місця витоку на діючому газопроводі.

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [31, 39].

## РОЗДІЛ 4

### РОЗРОБКА ТА ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЛОКАЛІЗАЦІЇ ДІЛЯНКИ ГАЗОПРОВОДУ

Розроблено конструкцію пристрою для локалізації ділянки газопроводу. Проведено теоретичні дослідження процесу локалізації дефектної ділянки газопроводу з аварійним витоком газу методом математичного моделювання руху пристрою дефектною ділянкою газопроводу.

#### 4.1. Розробка пристрою для локалізації ділянки газопроводу

У ряді випадків, коли на лінійній частині газопроводу за допомогою внутрішньотрубного діагностування або шурфування виявлено велику кількість небезпечних дефектів, стрес-корозійні дефекти глибиною більше 20 % товщини стінки, а також коли спостерігається підвищена аварійність ділянки, економічно доцільно замінити дефектні труби вирізанням. Особливо це стосується спіральношовних труб і французьких труб, виготовлених за технічними умовами 1974 р., застосовуваних на українських газопроводах та на яких достатньо часто трапляються аварії.

Одним з прогресивних напрямків удосконалення технології заміни дефектної ділянки газопроводу новою трубою є розробка методів перекриття порожнини газопроводу, з метою утримання перекачуваного продукту і локалізації місця проведення ремонтних робіт та забезпечення можливості проведення ремонтних робіт без випорожнення і продувки газопроводу.

Щоб замінити застарілі й дефектні кранові вузли, протяжні дефектні ділянки газопроводу новою трубою без випорожнення і продувки газопроводу розроблено конструкцію пристрою для локалізації ділянки газопроводу.

Пристрій для локалізації ділянки газопроводу 1 (рис. 4.1) складається з двох, розміщених один в одному, перекриваючих пристроїв. Зовнішній

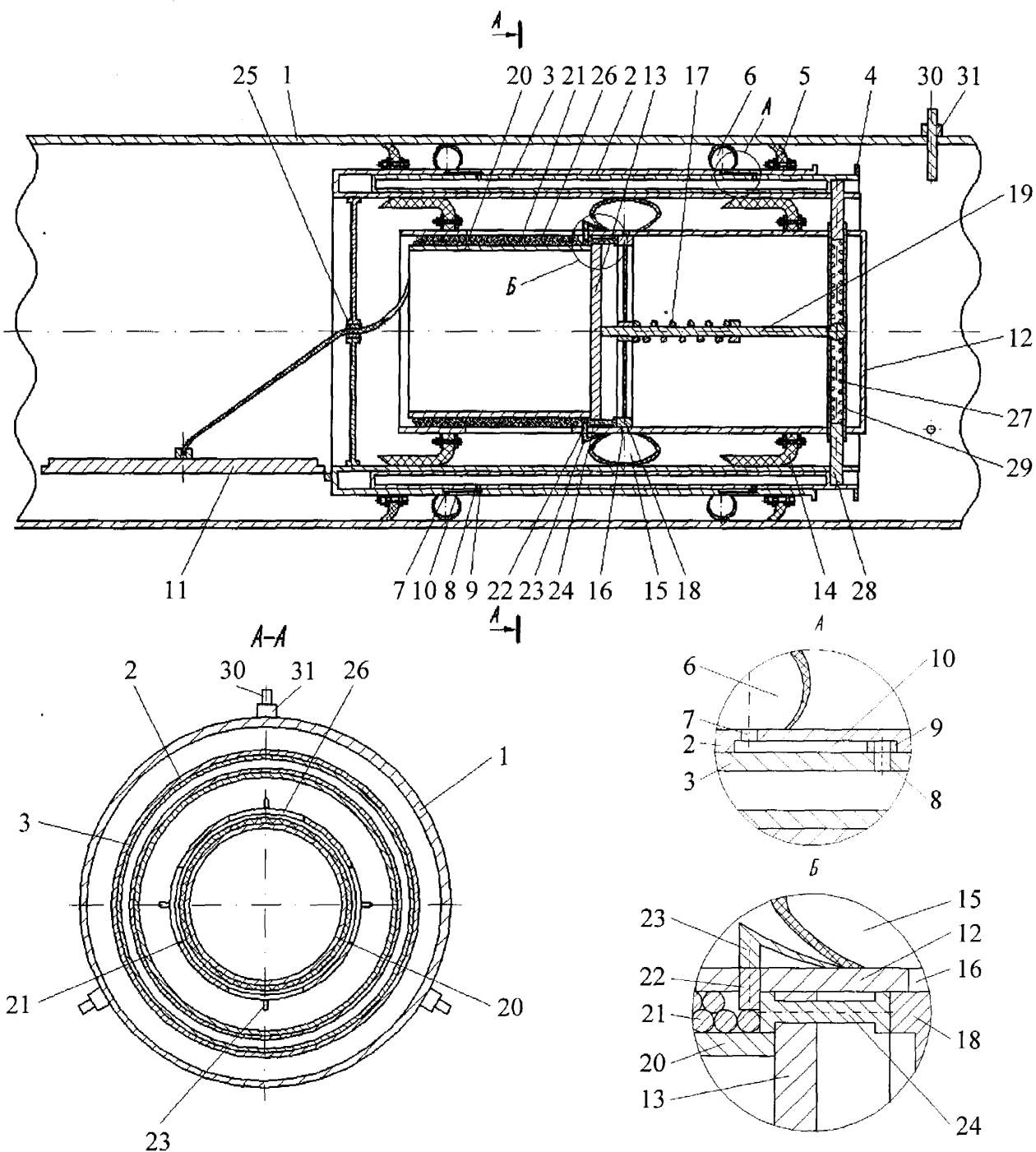


Рис. 4.1. Пристрій для локалізації ділянки газопроводу:

- 1 – газопровід; 2 – циліндричний корпус; 3 – кільцевий циліндричний балон;  
 4 – кільцева упора; 5 – еластична манжета; 6 – кільцева еластична оболонка;  
 7, 8 – отвори; 9 – ущільнювальний патрубок; 10 – паз; 11 – заглушка;  
 12 – циліндричний корпус; 13 – перегородка; 14 – еластична манжета;  
 15 – кільцева еластична оболонка; 16 – отвір; 17 – пружина; 18 – повзун;  
 19 – шток; 20 – пустотілий циліндр; 21 – трос; 22 – циліндрична упора;  
 23 – виступ; 24 – штанга; 25 – фіксатор; 26 – наскрізне вікно; 27 – пружина;  
 28 – циліндричний упор; 29 – трубка; 30 – стопор; 31 – патрубок.

пристрій складається з пустотілого циліндричного корпусу 2, виконаного у вигляді двох з'єднаних циліндрів в кільцевій порожнині, між якими розміщений під тиском робочого агента кільцевий циліндричний балон 3 з виступом, на якому розміщена кільцева упора 4. Із зовнішньої сторони корпусу 2 розміщені елементи герметизації у вигляді еластичних манжет 5 і кільцевих еластичних оболонок 6, внутрішня порожнина яких сполучається з внутрішньою порожниною кільцевого циліндричного балона 3 отворами 7 і 8 з допомогою ущільнювальних патрубків 9, які розміщені у пазах 10, що виконані з внутрішньої сторони корпусу 2. До заднього кінця корпусу 2 прикріплена заглушка 11.

Внутрішній пристрій складається з пустотілого герметично замкнутого з передньої сторони циліндричного корпусу 12, передня частина якого перекрита перегородкою 13 і перебуває під тиском робочого агента. З зовнішньої сторони корпусу 12 розміщені елементи герметизації у вигляді еластичних манжет 14 і кільцевої еластичної оболонки 15, сполученої з внутрішньою частиною пристрою отворами 16, які перекриваються підпружиненим пружиною 17 повзуном 18 встановленим на штоку 19, який кріпиться до перегородки 13. З протилежної сторони до перегородки 13 прикріплений пустотілий циліндр 20, на який намотано трос 21. Початок тросу 21 прикріплений до перегородки 13 і фіксує циліндричні упори 22, які взаємодіють з пружновикривленими пластинами з виступами 23 і утримують штанги 24, які рухомо закріплені в перегородці 13 і утримують повзун 18. Кінець тросу 21 фіксується фіксатором 25 і кріпиться до заглушки 11. У задній частині корпусу 12 виконані по периметру наскрізні вікна 26 для намотування тросу 21 на циліндр 20. Фіксація внутрішнього пристрою у зовнішньому здійснюється з допомогою притиснутих пружинами 27 циліндричних упор 28 до виступу кільцевого циліндричного балона 3, які встановлені в трубки 29, виконані у вигляді хрестовини і розміщені в корпусі 12. Стопори 30, закріплені патрубками 31, призначені зупиняти пристрій на початку ділянки газопроводу 1.

Ділянку газопроводу локалізують у такій послідовності.

Попередньо визначають довжину ділянки, яку потрібно локалізувати. Виходячи з цього, визначають довжину троса 21, місце установки патрубків 31 і стопорів 30. Кільцевий циліндричний балон 3 і передню частину внутрішнього пристрою накачують до тиску більшого, ніж тиск в газопроводі 1.

Пристрій запасовують у камеру запуску і в потоці транспортованого продукту переміщується до ділянки газопроводу 1, яку потрібно локалізувати. У процесі переміщення пристрою газопроводом 1 циліндричні упори 28 пружинами 27 притискаються до виступу кільцевого циліндричного балона 3 і фіксують внутрішній пристрій в корпусі 2 зовнішнього пристрою, ущільнюючі патрубки 9 перебувають у пазах 10 в крайньому, протилежному отворам 7, положенні і щільно перекривають їх, а повзун 18, який утримується штангами 24, що утримуються циліндричними упорами 22, які зафіксовані тросом 21, перекриває отвір 16. Коли пристрій кільцевою упорою 4 вдаряється в стопори 30, кільцевий циліндричний балон 3 з ущільнювальними патрубками 9 відходять назад, суміщаючи патрубки 9 з отворами 7, що спричиняє перетікання робочого агента з кільцевого циліндричного балону 3 в еластичні оболонки 6, які завдяки цьому щільно притискаються до стінок трубопроводу 1 і з еластичними манжетами 5 герметично перекривають газопровід 1. При цьому, в результаті переміщення виступу кільцевого циліндричного балона 3 назад, пружини 27 викидають циліндричні упори 28 з трубок 29 і розфіксують внутрішній пристрій. Перепад тиску на пристрої зростає, що приводить в рух розфіксований внутрішній пристрій, який виштовхується з зовнішнього пристрою і переміщується в газопроводі 1, в результаті чого намотаний на пустотілий циліндр 20 трос 21 розмотується. Коли внутрішній пристрій пройшов ділянку, яку потрібно локалізувати, трос 21 розмотується повністю і натягується, в результаті чого фіксатор 25 висмикується і заглушка 11 перекриває зовнішній пристрій, а початок троса 21 витягується з-під циліндричних упор 22, які пружновикривленими пластинами з виступами 23 витісняються в кільцевий простір між корпусом внутрішнього пристрою 12 та пустотілим циліндром 20, що розфіксує штанги 24 і повзун 18 пружиною 17

переміщується назад, відкриваючи отвори 16, що приводить до перетоку робочого агента з передньої частини пристрою в кільцеву еластичну оболонку 15, яка таким чином щільно притискається до стінок газопроводу 1 і разом з еластичними манжетами 14 та зовнішнім пристроєм надійно локалізує ділянку газопроводу 1. Тоді видаляють дефектний крановий вузол або дефектну ділянку газопроводу 1, вирізаючи її з кінців і перерізаючи трос 21. На місце вирізаної дефектної ділянки встановлюють нову трубу, яка зварюванням стикується з кінцями газопроводу 1. Після цього через один з патрубків 31 продувають і випробовують відремонтовану ділянку газопроводу 1. З патрубків 31 стопори 30 витягують, у результаті чого зовнішній пристрій під напором продукту починає переміщуватися, завдяки чому зростає перепад тиску на внутрішньому пристрої, який разом з зовнішнім пристроєм переміщуються до камери прийому.

Пристрій можна застосовувати в аварійних ситуаціях для забезпечення можливості замінити дефектну ділянку, на якій поблизу наскрізного дефекту виявлено небезпечні дефекти стінки труби.

#### 4.2. Дослідження процесу локалізації дефектної ділянки газопроводу пристроєм для локалізації ділянки газопроводу

Якщо дефектна ділянка газопроводу, яку заплановано замінити за допомогою пристрою для локалізації ділянки газопроводу, має наскрізний дефект, то аварійний виток газу за внутрішнім пристроєм може спричинити його зупинку (див. рис. 4.1) до місця запланованої зупинки. Тому потрібно створити математичну модель, яка дозволить визначити відстань, яку пройде внутрішній пристрій від місця аварійного витoku газу до повної зупинки і порівняти розрахункову відстань з фактичною відстанню від місця аварійного витoku газу до місця запланованої зупинки.

Проблему математичного моделювання процесу руху поршня газопроводом досліджував ряд авторів [27, 32, 33, 36, 57, 116]. Однак



невирішеною залишається задача визначення впливу аварійного витоку газу в запоршневому просторі на динаміку руху поршня, а тому потрібно провести математичне моделювання руху внутрішнього пристрою (див. рис. 4.1) дефектною ділянкою газопроводу з наскрізним дефектом в стінці труби за внутрішнім пристроєм, завданням якого є кількісно і якісно оцінити зміну швидкості руху внутрішнього пристрою в часі, а отже визначити відстань, яку пройде внутрішній пристрій від місця аварійного витоку газу до повної зупинки.

Щоб розв'язати поставлену задачу, газопровід розіб'ємо на три ділянки (рис. 4.2). Довжина першої ділянки  $L_1$  відповідає відстані, пройденій пристроєм від камери запуску до початку дефектної ділянки, довжина другої ділянки  $L_2$  є відстанню від початку дефектної ділянки до місця аварійного витоку газу, довжина третьої ділянки  $L_3$  є відстанню від місця аварійного витоку газу до місця запланованої зупинки внутрішнього пристрою.

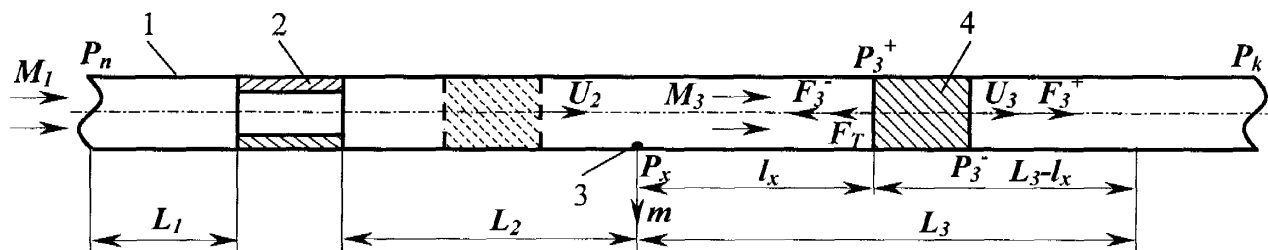


Рис. 4.2. Розрахункова схема:

- 1 – газопровід; 2 – зовнішній пристрій; 3 – аварійний виток газу;
- 4 – внутрішній пристрій.

Рух внутрішнього пристрою під тиском газу на третій ділянці після проходження місця аварійного витоку газу описується таким диференціальним рівнянням

$$m_n \frac{dU_3}{dt_3} = F_3^+ - F_3^- - F_T, \quad (4.1)$$

де  $m_n$  – маса внутрішнього пристрою;

$\frac{dU_3}{dt_3}$  – швидкість зміни швидкості руху внутрішнього пристрою на

третій ділянці;

$F_3^+$  – сила зумовлена тиском газу перед внутрішнім пристроєм;

$F_3^-$  – сила зумовлена тиском газу за внутрішнім пристроєм;

$F_T$  – сила тертя еластичних манжет внутрішнього пристрою до стінки газопроводу.

Дана математична модель реалізується за таких умов:

- у процесі руху внутрішнього пристрою аварійною ділянкою тиск підтримується сталим і на початку першої ділянки (див. рис. 4.2) дорівнює  $P_n$ , в місці аварійного витоку газу  $P_x$ , в кінці газопроводу  $P_k$ ;

- перепад тиску на рухомій межі сталий і визначається виключно силою тертя еластичних манжет внутрішнього пристрою до стінок труб;

- зміною сили тертя еластичних манжет внутрішнього пристрою до стінок труб залежно від швидкості руху внутрішнього пристрою знехтувано і досягається рівність лінійних швидкостей газу до та за внутрішнім пристроєм швидкості руху внутрішнього пристрою.

Як відомо, одновимірний ізотермічний рух газу в газопроводі описується рівнянням стану газу

$$\frac{P}{\rho} = zRT, \quad (4.2)$$

де  $P$ ,  $\rho$ ,  $T$  – відповідно, середні по перерізу газопроводу тиск, густина і температура газу;

$z$  – коефіцієнт стисливості газу;

$R$  – газова стала.

Масова витрата газу на третій ділянці

$$M_3 = M_1 - m = U_3 \rho_3 S, \quad (4.3)$$

де  $M_1$  – масова витрата газу до аварійного виток газу;

$m$  – масова витрата газу через аварійний виток газу;

$U_3, \rho_3$  – відповідно лінійна швидкість газу та густина газу на третій ділянці;

$S$  – площа поперечного перерізу газопроводу.

Враховуючи (4.2) і (4.3) визначаємо сили, які діють на внутрішній пристрій

$$F_3^+ = P_3^+ S = \frac{M_3 z_3^+ RT}{U_3 S} S = \frac{M_3 z_3^+ RT}{U_3},$$

$$F_3^- = P_3^- S = \frac{M_3 z_3^- RT}{U_3 S} S = \frac{M_3 z_3^- RT}{U_3},$$

де  $P_3^+, z_3^+$  – відповідно, тиск і коефіцієнт стисливості газу перед внутрішнім пристроєм;

$P_3^-, z_3^-$  – відповідно, тиск і коефіцієнт стисливості газу за внутрішнім пристроєм.

Під час руху внутрішній пристрій долає силу тертя еластичних манжет до стінки газопроводу, яка дорівнює

$$F_T = f_T m_n g,$$

де  $f_T$  – коефіцієнт тертя еластичних манжет до стінки газопроводу;

$g$  – прискорення вільного падіння.

Таким чином, рівняння (4.1) можна записати у вигляді

$$m_n \frac{dU_3}{dt_3} = \frac{M_3(z_3^+ - z_3^-)RT}{U_3} - f_T m_n g. \quad (4.4)$$

Граничні умови для третьої ділянки будуть такими:

початкові умови

$$U_3 = U_2, \quad t_3 = 0; \quad (4.5)$$

кінцеві умови

$$U_3 = 0, \quad t_3 = 2 \frac{l_x}{U_2}; \quad (4.6)$$

де  $U_2$  – швидкість внутрішнього пристрою на другій ділянці;

$l_x$  – відстань, яку пройде внутрішній пристрій після проходження аварійного витoku газу до повної зупинки.

Розв'язком диференційного рівняння (4.4) для третьої ділянки з врахуванням граничних умов (4.5) і (4.6) є наступне рівняння

$$-\frac{M_3(z_3^+ - z_3^-)RT}{f_T^2 g^2 m_n} \ln \frac{M_3(z_3^+ - z_3^-)RT}{M_3(z_3^+ - z_3^-)RT - f_T g m_n U_2} + \frac{U_2}{f_T g} = 2 \frac{l_x}{U_2},$$

звідки відстань, яку пройде внутрішній пристрій від місця аварійного витoku газу до повної зупинки дорівнює

$$l_x = \frac{U_2}{2f_T g} \left( U_2 - \frac{M_3(z_3^+ - z_3^-)RT}{f_T g m_n} \ln \frac{M_3(z_3^+ - z_3^-)RT}{M_3(z_3^+ - z_3^-)RT - f_T g m_n U_2} \right). \quad (4.7)$$

За одержаним рівнянням (4.7) були проведені розрахунки для умов газопроводу "Союз" і побудовані графічні залежності відстані, яку пройде внутрішній пристрій після проходження місця аварійного витoku газу до повної зупинки  $l_x$  від швидкості руху внутрішнього пристрою на другій ділянці  $U_2$  при різних коефіцієнтах тертя еластичних манжет до стінки газопроводу  $f_T$  та співвідношенні  $\frac{m}{M_1} = 0,4$  (рис. 4.3).

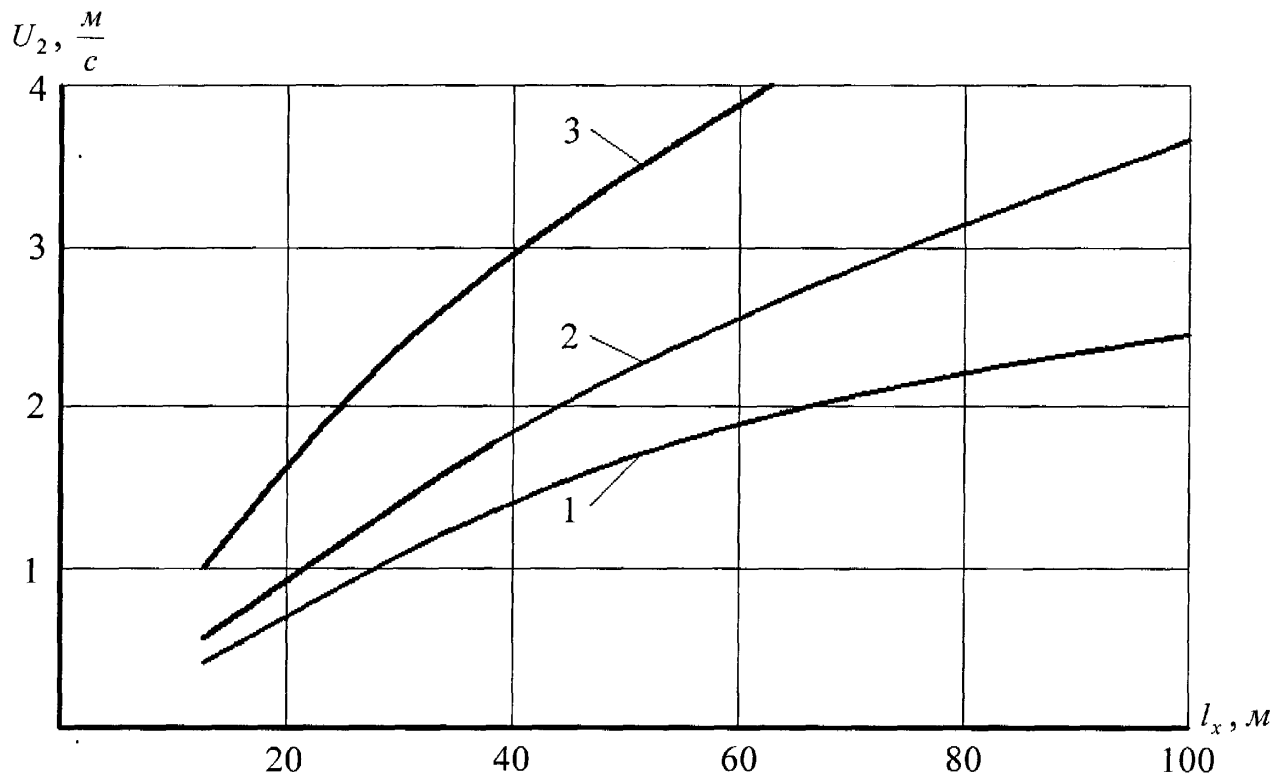


Рис. 4.3. Залежність відстані, яку пройде внутрішній пристрій після проходження місця аварійного витoku газу до повної зупинки від швидкості руху внутрішнього пристрою на другій ділянці:

$$1 - f_T = 0,2; 2 - f_T = 0,3; 3 - f_T = 0,4.$$

Якщо відстань від місця аварійного витoku газу до місця запланованої зупинки внутрішнього пристрою  $L_3$  є більшою розрахункової відстані  $l_x$ , визначеної за допомогою рівняння (4.7) то перед підходом пристрою для локалізації ділянки газопроводу до аварійної ділянки потрібно збільшувати витрату газу на початку газопроводу  $M_1$  до тих пір поки розрахункова відстань

$l_x$  не буде дорівнювати відстані від місця аварійного витоку газу до місця запланованої зупинки внутрішнього пристрою  $L_3$ .

За розробленим алгоритмом реалізації математичної моделі руху внутрішнього пристрою дефектною ділянкою (4.1) визначено вплив значення величини діаметра газопроводу  $d$  на віддаль, яку пройде внутрішній пристрій від місця аварійного витоку газу до повної зупинки при коефіцієнті тертя еластичних манжет до стінки газопроводу  $f_T=0,3$  та співвідношенні  $\frac{m}{M_1}=0,4$  (рис. 4.4).

Встановлено, що з збільшенням діаметра газопроводу розрахункова відстань  $l_x$  збільшується.

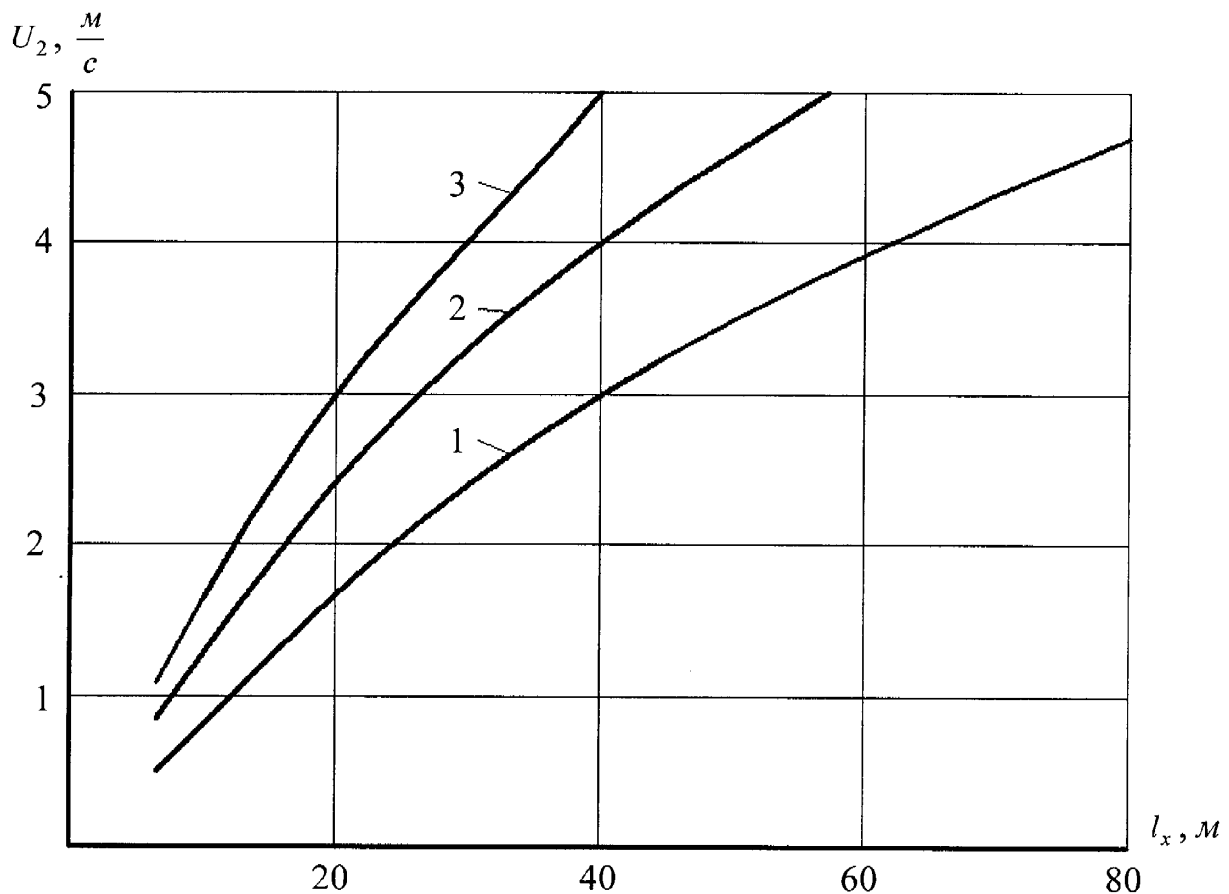


Рис. 4.4. Залежність відстані, яку пройде внутрішній пристрій після проходження місця аварійного витоку газу до повної зупинки від швидкості руху внутрішнього пристрою на другій ділянці:  
1 –  $d_1=800$  мм; 2 –  $d_2=1020$  мм; 3 –  $d_3=1420$  мм.

## ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 4

1. Розроблено конструкцію пристрою для локалізації ділянки газопроводу, який дозволить локалізувати протяжну ділянку газопроводу та забезпечить можливість замінити застарілі і дефектні кранові вузли, протяжні дефектні ділянки газопроводу без випорожнення і продувки газопроводу.

2. Створено алгоритм реалізації математичної моделі руху внутрішнього пристрою (складова частина пристрою для локалізації ділянки газопроводу) дефектною ділянкою з аварійним витокм газу за внутрішнім пристроєм, що дозволило визначити відстань, яку пройде внутрішній пристрій від місця аварійного витoku газу до повної зупинки.

3. За допомогою рівняння, отриманого в результаті реалізації математичної моделі руху внутрішнього пристрою дефектною ділянкою з аварійним витокм газу, проведено теоретичні дослідження залежності відстані, яку пройде внутрішній пристрій після проходження місця аварійного витoku газу до повної зупинки від швидкості руху внутрішнього пристрою до аварійного витoku газу для різних діаметрів газопроводу та коефіцієнтів тертя еластичних манжет до стінки газопроводу.

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [38, 65].

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

На основі виконаних теоретичних і експериментальних досліджень закономірностей газодинамічних процесів в газопроводі та динамічних навантажень при русі механічних пристроїв вирішено важливу науково-технічну задачу локалізації дефектних місць і ділянок газопроводу з метою проведення ремонтних робіт.

1. Запропоновано метод локалізації місця витoku газу з газопроводу і розроблено технологію, яка застосовується для ремонту наскрізного дефекту газопроводу без зупинки перекачування газу трубопроводом.

2. Поставлено та розв'язано задачу динаміки руху розробленого пристрою газопроводом з врахуванням впливу аварійного витoku газу. Створена математична модель і на основі її реалізації встановлено закономірності технологічного процесу локалізації місця аварії.

3. Досліджено вплив динамічно прикладених навантажень, які достатньо інтенсивно змінюються в часі і мають ударний характер, на пристрій для локалізації місця витoku та стопорний вузол під час зупинки пристрою в місці аварійного витoku, що дозволило проектувати геометричні розміри корпусу пристрою та стопорного вузла для забезпечення працездатності конструкції і міцності трубопроводу. Встановлено, що при динамічному прикладанні навантажень напруження зростають на 25-27 % в порівнянні з статичним.

4. Досліджено гідравлічні характеристики газопроводу при частковому його перекритті локалізуючим пристроєм, що дозволило оцінити його ефективність роботи під час проведення ремонтних робіт. Експериментальні дослідження підтвердили адекватність отриманих теоретичних залежностей динаміки руху пристрою та впливу часткового перекриття газопроводу на ефективність його роботи.

5. Розроблено метод локалізації ділянки газопроводу значної протяжності застосування якого дає змогу замінити дефектні ділянки без випорожнення і продувки газопроводу, що суттєво зменшить втрати газу під час проведення



ремонтних робіт. Проведені теоретичні дослідження динаміки руху запропонованого пристрою дозволили кількісно оцінити зміну швидкості руху пристрою в часі після проходження місця аварійного витоку газу з метою оцінки відстані, яку пройде пристрій до повної зупинки.

Результати проведених досліджень, а також розроблена технологія локалізації наскрізних дефектів газопроводу запропонованим пристроєм впроваджені у Первомайському ЛВУМГ (УМГ Черкаситрансгаз) на газопроводі-відводі від газопроводу Новопсков-Шебелинка, що дозволило отримати економічний ефект в розмірі 315 тис. грн.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. *Александров А.В.* К вопросу нестационарных режимов совместной работы КС и прелегающих участков газопровода // Газовая промышленность. – 1965. – № 7. – С. 26–29.
2. *Александров А.В., Яковлев Е.И.* Математическое описание и методы анализа нестационарных процессов в газопроводах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 40 с.
3. *Алексеев В.П., Зайцев О.Ю.* Теория планирования эксперимента в задачах влагометрии природного газа // Газовая промышленность. – 2003. – № 4. – С. 33–34.
4. *Алексеев В.П., Озеркин Д.В.* Основы научных исследований. – Томск: ТУСУР, 2001. – 171 с.
5. *Альтшуль А.Д.* Гидравлические сопротивления. – М.: Недра, 1970. – 216 с.
6. *Асадуллин М.З., Усманов Р.Р., Аскарлов Р. М., Гареев А. Г., Файзуллин С.М.* Коррозионное растрескивание труб магистральных газопроводов // Газовая промышленность. – 2000. – № 2. – С. 38–39.
7. *Аскарлов Р.М.* Ремонт газопроводов больших диаметров // Газовая промышленность. – 2002. – № 2. – С. 64–66.
8. *Бабієв Г.М.* Транзитні можливості газотранспортної системи України: сьогодення та перспективи // Вісник національної газової спілки України. – 2005. – № 2. – С. 12–15.
9. *Беккер М.В., Шишківський В.А., Колодяжний В.В., Кобзев В.А., Колбін І.Б.* Механізм утворення наскрізних ушкоджень металу газопроводів під час експлуатації // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – № 3. – С. 30–32.
10. *Березин В.Л., Ращепкин К.Е., Телегин Л.Г.* Капитальный ремонт магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1978. – 364 с.
11. *Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Гусейнзаде М.А.* Движение газа в газопроводе с путевым отбором. – М.: Недра, 1972. – 193 с.

12. *Бобровский С.А., Яковлев Е.И.* Газовые сети и газохранилища. – М.: Недра, 1980. – 413 с.
13. *Борисов Б.И.* Защитная способность изоляционных покрытий подземных трубопроводов. – М.: Недра, 1987. – 126 с.
14. *Борисов С.Н., Даточный В.В.* Гидравлические расчеты газопроводов. – М.: Недра, 1972. – 112 с.
15. *Будзуляк Б.В.* Программа переизоляции магистральных газопроводов // Газовая промышленность. – 2004. – № 6. – С. 18–20.
16. *Будзуляк Б.В., Дедешко В.Н., Сизоненко А.С., Канайкин В.А., Мирошниченко Б.И.* Внутритрубная инспекция газопроводов // Газовая промышленность. – 2000. – № 1. – С. 46–48.
17. *Бут В.С.* До проблеми ремонту магістральних газопроводів під тиском // Сварщик. – 1998. – № 1. – С. 6–7.
18. *Вайсберг П.М.* Система диагностики и технической инспекции магистральных газопроводов // Газовая промышленность. – 1997. – № 5. – С. 38–40.
19. *ВБН В.2.3-00018201.04-2000* Розрахунок на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. – Введено вперше; Введ. 01.05.2000. – К.: Держнафтогазпром, 2000. – 56 с.
20. *Веников В.А.* Теория подобия и моделирования. – М.: Высшая школа, 1976. – 479 с.
21. *Воронин В.И., Воронина Т.С.* Изоляционные покрытия подземных нефтегазопроводов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 179 с.
22. *Вяхирев Р.М.* Будущее российского природного газа. Роль на мировом рынке // Газовая промышленность. – 1997. – № 8. – С. 4–9.
23. *Глазов Н.П.* Эффективность электрохимической защиты магистральных нефтепроводов: Сб. Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – № 5. – 30 с.
24. *Глазов Н.П., Притула В.В.* Современное состояние защиты от подземной коррозии за рубежом. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – 152 с.

25. *Гольдзберг В.Л., Лурье М.В.* Моделирование трубопроводных систем контейнерного пневмотранспорта грузов // Изв. вузов. Нефть и газ Баку. – 1972. – № 4. – С. 61–65.

26. *Гончар В.П., Дорошенко Я.В., Холодов В.І., Смоляк Т.І.* Розрахунок бугельного з'єднання мобільних камер запуску і прийому очисних пристроїв газопроводів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 3. – С. 56–59.

27. *Грудз В.Я., Бакаєв В.В., Грудз Я.В., Розен Г.* Математичне моделювання процесу руху інтелектуального поршня по газопроводу // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 4. – С. 46–47.

28. *Грудз В. Я., Бакаєв В. В., Грудз Я. В., Розен Г.* Регулювання руху інтелектуального поршня зміною технологічної схеми лінійної ділянки // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – № 1. – С. 44–45.

29. *Грудз В.Я., Загородня О.В.* Вибір газодинамічних моделей для діагностування лінійних ділянок газопроводів // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1992. – № 29. – С. 83–85.

30. *Грудз В.Я., Капцов І.І., Дорошенко Я.В.* Локалізація наскрізних дефектів газопроводу без зупинки транспортування газу // Питання розвитку газової промисловості України. – 2005. – № 33. – С. 152–158.

31. *Грудз В.Я., Капцов І.І., Дорошенко Я.В.* Стендові експериментальні дослідження динаміки руху поршня в трубопроводі // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 4. – С. 95 – 98.

32. *Грудз В.Я., Михалків В.Б., Розгонюк В.В., Рудко В.П.* Аналітичні дослідження впливу профілю траси газопроводу на динаміку руху інтелектуальних поршнів // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – № 1. – С. 44–46.

33. *Грудз В.Я., Михалків В.Б., Розгонюк В.В., Рудко В.П.* Керування режимом роботи газопроводу в період проведення профілактичних очищень // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – № 6. – С. 37–38.

34. *Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф., Яковлев Е.И.* Обслуживание газотранспортных систем. – К.: УМКВО, 1991. – 159 с.
35. *Грудз Я.В.* Розробка методів регулювання режиму роботи газопроводів в процесі їх діагностування інтелектуальними поршнями: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.15.13 / Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2002. – 16 с.
36. *Гутиев М.Х., Игнатенко Ю.К. Мартынов С.В.* Уравнение движения очистного поршня при продувке газопроводов: Сб. Транспорт и хранение нефти и газа. – М.: ВНИИОЭНГ, 1976. – С. 17–21.
37. *Дорошенко В.М.* Основи наукових досліджень. Навчальний посібник. – К.: ІСДО, 1993. – 128 с.
38. *Дорошенко Я.В.* Математичне моделювання руху поршня по магістральному газопроводу з аварійним витокком газу // Коммунальное хозяйство городов. Сер. архитектура и технические науки. – 2005. – № 63. – С. 250–254.
39. *Дорошенко Я.В.* Нові технології ремонту магістральних газопроводів // Проблеми нафтогазової промисловості. – 2005. – № 2. – С. 223–228.
40. *Дрогомирецький М.М.* Внутрішньотрубна діагностика і ремонт виявлених дефектів // Науково-практичний семінар "Забезпечення експлуатаційної надійності систем трубопровідного транспорту". – К.: Екотехнологія, 2005. – С. 42–43.
41. *Епифанов Г.И.* Физика твердого тела. – М.: Высшая шк., 1977. – 228 с.
42. *Жидкова М.А.* О точности линеаризации уравнения движения газа // Газовая промышленность. – 1965. – № 11. – С. 20–26.
43. *Жидкова М.А.* Переходные процессы в магистральных газопроводах. – К.: Наукова думка, 1979. – 255 с.
44. *Жидкова М.А.* Трубопроводный транспорт газа. – К.: Наукова думка, 1973. – 142 с.

45. *Захаров М.Н., Лукьянов В.А., Писаревский В.М.* Оценка опасности локальных дефектов трубопроводов // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 2. – С. 39–40.

46. *Идельчик И.Е.* Гидравлические сопротивления. – М.: Госэнергоиздат, 1954. – 316 с.

47. *Идельчик И.Е.* Справочник по гидравлическим сопротивлениям. – М.: Госэнергоиздат, 1960. – 464 с.

48. *Икусов А.Е.* Оценка ущерба от аварии на линейной части газопроводов: Сб. Транспорт и подземное хранение газа. – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2001. – № 3. – С. 16–23.

49. *Икусов А.Е., Шибнев А.В.* Учет неравномерного распределения аварийности по длине газопровода в задачах надежности // Газовая промышленность. – 2001. – № 3. – С. 22–24.

50. *Інструкція з технології і техніки безпеки приєднання газопроводів, газопроводів-відгалужень до діючих МГ під тиском з застосуванням зварювальних робіт:* Затв. Першим заступником генерального директора ДК "Укртрансгаз" 01.03.2001. – Харків: УкрНДІгаз, 2001. – 66 с.

51. *Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В.Л. Березин, К.Е. Ращепкин, Л.Г. Телегин и др.* – М.: Недра, 1978. – 346 с.

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

53. *Кирпичев М.В.* Теория подобия. – М.: Изд-во АН СССР, 1953. – 236 с.

54. *Киченко С.Б.* Об одном из методов оценки степени опасности локальных дефектов на поверхности трубопроводов: Сб. Транспорт и подземное хранение газа. – М.: ИРЦ Газпром, 2001. – № 3 – С. 3–11.

55. *Корбачков Л.А.* Оценка коррозионного состояния МГ // Газовая промышленность. – 2001. – № 4. – С. 37–39.

56. *Леви И.И.* Моделирование гидравлических явлений. – Л.: Энергия, 1967. – 202 с.

57. *Лурье М.В.* Газодинамическое сопротивление при движении поршня в трубе // Изв. вузов. Нефть и газ Баку. – 1976. – № 8. – С. 42–46.

58. *Мазель А.Г., Гобарев Л.А., Лопатин Е.В., Нагорнов К.М., Рыбаков А.И., Кенегесов Ю.Т., Шишко В.А.* Муфтование локальных повреждений трубопроводов // Газовая промышленность. – 1997. – № 3. – С. 20–23.

59. *Мяченкова В.И., Мальцев В.П., Майборода В.П.* Расчеты машиностроительных конструкций методом конечных элементов: Справ. пособие. – М.: Мир, 1979. – 420 с.

60. *Никитенко Е. А.* Электрохимическая коррозия и защита магистральных газопроводов. – М.: Недра, 1972. – 119 с.

61. *Отт К.Ф.* Механизм и кинетика стресс-коррозии МГ // Газовая промышленность. – 1999. – № 7. – С. 46–49.

62. *Отт К.Ф.* Стресс – коррозионные повреждения газопроводов // Газовая промышленность. – 2002. – № 4. – С. 38–40.

63. *Пат.* 15841 ГДР, МПК F 16 L 055/18. Device for pipeline ceiling: Пат. 15841 ГДР, МПК F 16 L 055/18 G. Michaelsen, M. Haustein.

64 *Пат.* 37827 А Україна, МПК F 16 L 55/12. Спосіб проведення вогневих робіт на магістральних газопроводах: Пат. 37827 А Україна, МПК F 16 L 55/12 Є.Й. Ковалів, М.Д. Сидор, М.Д. Степюк, Г.М. Лисяний, В.Г. Борецький, І.Д. Федорак, В.В. Розгонюк (Україна). – № 2000042264; Заявл. 20.04.2000; Опубл. 15.05.2001, Бюл. № 4. – 2 с.

65. *Пат.* 6370 Україна, МПК F 16 L 55/18. Пристрій для перекриття дефектної ділянки діючого трубопроводу: Пат. 6370 Україна, МПК F 16 L 55/18 В.Я. Грудз, І.І. Капцов, Я.В. Дорошенко (Україна); ДП "Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості" НАК "Нафтогаз України". – № 20040605146; Заявл. 29.06.04; Опубл. 16.05.05, Бюл. № 5. – 3 с.

66. *Пат.* 65280 А Україна, МПК F 16 L 55/10. Пристрій для локалізації місця течі в трубопроводі: Пат. 65280 А Україна, МПК F 16 L 55/10 В.Я. Грудз, І.І. Капцов, Я.В. Дорошенко (Україна); ДК "Укргазвидобування" Український

науково-дослідний інститут природних газів (філія). – № 2003076093; Заявл. 01.07.03; Опубл. 15.03.04, Бюл. № 3. – 3 с.

67. Пат. 3568496 США, МПК В 21j 11/00. Deformable tube crimping and reforming tool: Пат. 3568496 США, МПК В 21j 11/00 W.C. Burke, D.P. Thrane (США).

68. Пат. 4351349 США, МПК F 16 L 055/10. Pipe repair kit apparatus and method: Пат. 4351349 США, МПК F 16 L 055/10 L. Peter (США).

69. Пашков Ю.И., Анисимов Ю.И., Ланчаков Г.А., Степаненко А.И. Прогнозирование остаточного ресурса прочности магистральных газонефтепроводов с учетом продолжительности эксплуатации // Строительство трубопроводов. – 1996. – № 2. – С. 2–5.

70. Примеры расчетов по гидравлике: Учеб. пособ. / А.Д. Альтшуль, В.И. Калицин, Ф.Г. Мамрановский, М.М. Пальгунов. – М.: Стройиздат, 1976. – 255 с.

71. Режимы газотранспортных систем / Е.И. Яковлев, О.С. Козак, В.Б. Михалків та ін. – Львів: Світ, 1993. – 170 с.

72. Ремизов В.В. Перспективы газовой промышленности в начале XXI века // Газовая промышленность. – 1999. – № 8. – С. 5–8.

73. Ремонт магистральных і технологічних трубопроводів композитними підсилюючими бандажами "Поліпромсинтез": ТУ У 22887593.006-2000: Зареєстровано Держстандартом України 23.11.2000. – К., 2000. – 28 с.

74. Розганюк В.В., Лисяний Г.М., Ковалів Є.Й. Проведення вогневих робіт на магистральных газопроводах з контролем тиску в гумових кулях та відокремлених частинах газопроводу // Нафтова і газова промисловість . – 2002. – № 4. – С. 39–40.

75. Салюков В.В., Колотовский А.Н., Теплинский Ю.А., Кузьбожев А.С. Предрасположенность труб большого диаметра к стресс-коррозионным разрушениям // Газовая промышленность. – 2000. – № 12. – С. 44–45.

76. Сегерлинд Л.С. Применение метода конечных элементов. – М.: Мир, 1979. – 290 с.



77. *Седых А.Д., Апостолов А.А., Кучин Б.Л.* Информационно статистическая модель финансового ущерба при аварии на магистральном газопроводе // Газовая промышленность. – 2000. – № 1. – С. 15–16.

78. *Смолдырев А.Е.* Трубопроводный транспорт. – М.: Недра, 1970. – 296 с.

79. *Смолдырев А.Е., Тантлевский А.В.* О движении капсулы на криволинейных участках трубопровода // Гидромеханика. – 1973. – № 25. – С. 73–77.

80. *Смолдырев А.Е., Тантлевский А.В.* Пневматический транспорт штучных грузов. – М.: Машиностроение, 1979. – 158 с.

81. *СОУ 11.2-30019775-029:2004.* Промислові газопроводи. Технологія ремонту під тиском. – Введено вперше; Введ. 29.12.2004. – Харків: УкрНДІгаз, 2004. – 46 с.

82. *СТП 320.30019801.099-2003.* Магістральні газопроводи. Технічне обслуговування лінійної частини. Типовий регламент. – Введено вперше; Введ. 26.12.03. – К.: ДК "Укртрансгаз", 2003. – 90 с.

83. *Технологічна інструкція з ремонту магістральних газопроводів під тиском із застосуванням дугового зварювання.* Затв. Першим заступником генерального директора ДК "Укртрансгаз" 03.10.2000. – К.: ДК "Укртрансгаз", 2000. – 111 с.

84. *Томашов Н.Д., Михайловський Ю.Н.* Электрохимическая теория подземной коррозии металлов // Исследования по коррозии металлов. – 1960. – № 6. – С. 3–17.

85. *Трубопроводный транспорт газа / С.А. Бобровский, С.Г. Щербаков, Е.И. Яковлев и др.* – М.: Недра, 1976. – 495 с.

86. *Урбан Я.М.* Пневматический транспорт. – М.: Недра, 1970. – 124 с.

87. *Устройство для локализации места течи в трубопроводе:* А.с. 857625 СССР, МКИ F 16 L 55/10 / В.П. Лисафин, К.Д. Фролов, В.Я. Грудз, Я.Д. Кушнир (СССР). – № 2831957/29; Заявл. 29.10.79; Оpubл. 23.08.81, Бюл. № 31. – 2 с.

88. *Устройство* для локализации трубопровода: А.с. 1631223 СССР, МКИ F 16 L 55/18 / А.И. Кравцов, Б.П. Пляцек, А.В. Грищенко (СССР). – № 4347902/29; Заявл. 22.12.87; Оpubл. 28.02.91, Бюл. № 8. – 3 с.

89. *Устройство* для перекрытия дефектного участка действующего трубопровода: А.с. 998811 СССР, МКИ F 16 L 55/18 / А.Д. Бальзак, И.Н. Некрич, Л.В. Пристай, Г.Л. Литвинов, Г.В. Луков (СССР). – № 2774996/29; Заявл. 05.06.79; Оpubл. 23.02.83, Бюл. № 7. – 3 с.

90. *Устройство* для перекрытия мест утечек в действующем трубопроводе: А.с. 1075049 СССР, МКИ F 16 L 55/16 / В.Н. Лось, Ю.Н. Васильев, В.И. Гордийчук (СССР). – № 3367793/29; Заявл. 24.12.81; Оpubл. 23.02.84, Бюл. № 7. – 3 с.

91. *Устройство* для перекрытия течи в трубопроводе: А.с. 1333931 СССР, МКИ F 16 L 55/18 / М.И. Брехман, Э.Р. Резник (СССР). – № 3957636/23; Заявл. 27.09.85; Оpubл. 30.08.87, Бюл. № 32. – 3 с.

92. *Устройство* для перекрытия трубопровода: А.с. 1010393 СССР, МКИ F 16 L 55/16 / Р.Х. Идрисов, А.Г. Гумеров, Р.Г. Исхаков, В.Д. Черняев, С.К. Василенко, М. Н. Галеев (СССР). – № 3321005/29; Заявл. 20.07.81; Оpubл. 07.04.83, Бюл. № 13. – 2 с.

93. *Устройство* для перекрытия трубопровода: А.с. 1024652 СССР, МКИ F 16 L 55/18 / Ю.Н. Васильев, З.Т. Галиуллин, С.П. Зарицкий, В.Н. Лось, В.Е. Павленко (СССР). – № 3326387/29; Заявл. 31.07.81; Оpubл. 23.06.83, Бюл. № 23. – 3 с.

94. *Устройство* для перекрытия трубопровода: А.с. 1114852 СССР, МКИ F 16 L 55/16 / М.Э. Шварц, В.А. Кострыкин, В.Х. Галюк, В.К. Липский, В.М. Чулин, В.Б. Белоусов, В.А. Юфин (СССР). – № 3537066/29; Заявл. 10.01.83; Оpubл. 23.09.84, Бюл. № 35. – 2 с.

95. *Устройство* для перекрытия трубопровода: А.с. 1328634 СССР, МКИ F 16 L 55/18 / Г.Т. Абдуллаев, Н.Р. Гальперин, И.И. Велиюлин (СССР). – № 3894179/31; Заявл. 12.05.85; Оpubл. 07.08.87, Бюл. № 29. – 3 с.

96. *Устройство* для перекрытия трубопровода: А.с. 1333930 СССР, МКИ F 16 L 55/16 / В.К. Митронкин, А.А. Степанов, Г.В. Павленко (СССР). – № 3896096/23; Заявл. 17.04.85; Оpubл. 30.08.87, Бюл. № 32. – 3 с.

97. *Устройство* для перекрытия трубопровода: А.с. 1523825 СССР, МКИ F 16 L 55/18 / А.М. Бордовский, В.Х. Галюк, А.Е. Рожков, Ф.Г. Резниченко, В.Ю. Дворкин (СССР). – № 4236115/23; Заявл. 23.03.87; Оpubл. 23.11.89, Бюл. № 43. – 2 с.

98. *Устройство* для перекрытия трубопровода: А.с. 1560888 СССР, МКИ F 16 L 55/18 / В.Б. Белоусов, Р.А. Цинкер, Р.А. Алиев (СССР). – № 4442079/24; Заявл. 15.06.88; Оpubл. 30.04.90, Бюл. № 16. – 3 с.

99. *Устройство* для перекрытия трубопровода: А.с. 1657836 СССР, МКИ F 16 L 55/18 / А.М. Абрашкин, С.А. Катунян, В.Н. Халтурин, А.И. Иванов (СССР). – № 4709046/29; Заявл. 23.06.89; Оpubл. 23.06.91, Бюл. № 23. – 3 с.

100. *Устройство* для перекрытия трубопровода: А.с. 870845 СССР, МКИ F 16 L 55/18 / А.Д. Бальзак, Л.Г. Литвинов, Л.В. Пристай (СССР). – № 2741179/29; Заявл. 27.03.79; Оpubл. 07.10.81, Бюл. № 37. – 2 с.

101. *Устройство* для перекрытия трубопровода при замене дефектного участка: А.с. 1574974 СССР, МКИ F 16 L 55/18 / Р.И. Валеев, Р.А. Танатаров, В.М. Муров, В.Г. Карамышев, Ф.Г. Мулюков (СССР). – № 4280548/24; Заявл. 08.07.87; Оpubл. 30.06.90, Бюл. № 24. – 3 с.

102. *Устройство* для устранения утечки в трубопроводе: А.с. 653480 СССР, МКИ F 16 L 55/18 / К.Е. Рашепкин, А.С. Шумайлов, С.П. Кузнецова, В.И. Грязин, Ю.Д. Анисимов (СССР). – № 2542539/29; Заявл. 10.11.77; Оpubл. 25.03.79, Бюл. № 11. – 3 с.

103. *Хретинин И.С., Будовский В.Б., Минаков В.В., Гаряев А.С.* Анализ аварийности подземных трубопроводов на примере газопроводов ПО Сургутгазпром: Сб. Защита от коррозии и охрана окружающей среды. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – № 4. – С. 1–7.

104. *Хретинин И.С., Иванов В.А., Парипский А.В., Шевлюк В.В., Матросов В.И., Салюков В.В., Забазнов А.И.* Новые методы ремонта

магистральных трубопроводов: Сб. Транспорт и подземное хранение газа. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 56 с.

105. *Чарный И.А.* Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. – М.: Недра, 1975. – 288 с.

106. *Чарный И.А.* Основы газовой динамики. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 200 с.

107. *Шимкович Д.Г.* Расчет конструкций в MSC/NASTRAN for Windows. – М.: ДМК Пресс, 2003. – 448 с.

108. *Шишківський В.А., Гаврильцев В.Б.* Діагностування технічного стану засобів протикорозійного захисту та корозійного стану ГТС ДК "Укртрансгаз" // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 4. – С. 48–51.

109. *Шлапак Л.С., Розгонюк В.В.* Дослідження напружено-деформованого стану газопроводу під час капітального ремонту // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – № 3. – С. 37–39.

110. *Шлапак Л.С., Розгонюк В.В., Кадай С.І., Дрогомирецький М.М.* Ремонт дефектних ділянок газопроводів з використанням композитних підсилювальних бандажів // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – № 4. – С. 55–56.

111. *Щербаков С.Г., Бобровский С.А.* Определение аварийного состояния газопроводов: Сб. Газовое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 32 с.

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

113. *ANSI/ASME B31G – 1991-00-00.* Leitfaden zur Bestimmung der Restfestigkeit korrodierter Rohrleitungen. – Enter 27.07.91. – New York, 1991. – 98 p.

114. *Boreman D., Wimmer B., Leewis K.* Repair technologies for gas transmission pipelines // Pipeline and Gas Journal. – 2000. – № 3. – P. 46–49.

115. *Crouch S.L., Starfield A.M.* Boundary element methods in solid mechanics. – Department of Civil and Mineral Engineering, University of Minnesota, Minneapolis, Minnesota, 1983. – 328 p.

116. *Falck C., Maribu J.* Dual-diameter pigging reaches new extremes // Oil and Gas Journal. – 2005. – № 11 – P. 52–57.

117. *Friedrich J., Smith J.* Sleeve installations speed pipeline defect repair // Pipeline end Gas Journal. – 1995. – № 12. – P. 36–38.

118. *Greenwood C.* Composite pipe repair method shows versatility, long-lasting // Pipeline end Gas Journal. – 2001. – № 2. – P. 58.

119. *Kralik J., Stiegler P.* A universal dynamic simulation models of gas pipeline networks // IEEE Trans. Syst. Man. And Cybern. – 1984. – № 4. – P. 597–606.

120. *Kralik J., Stiegler P., Vostry Z., Zavorka J.* Modeling the dynamic of flow in gas pipelines // IEEE Trans. Syst., Manand Cybern. – 1984. – № 4. – P. 586–596.

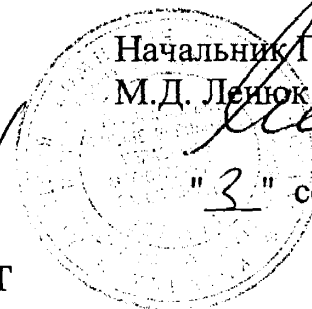
121. *Rhea S., Grimes K.* Epoxy-filled repair sleeve installs without shutdown // Pipeline end Gas Journal. – 1995. – № 6. – P. 30–33.

122. *Uzelac N.* Pipeline inspection with the pipetronix ultrascan CD // Pipeline and Gas Journal. – 2000. – № 3. – P. 46–49.

Додаток А

ЗАТВЕРДЖУЮ

Копія  
В. Процик  
18.05.06



Начальник Первомайського ЛВУМГ  
М.Д. Лецюк

"3" серпня 2005 р.

АКТ

про витрати газу під час проведення робіт по ліквідації витоку газу  
на 1558 км МГ "Союз".

Згідно "Методики визначення питомих витрат природного газу під час його транспортування газотранспортною системою та зберігання в підземних сховищах" складений даний акт, про те що в червні місяці 2005 р. на час проведення робіт по ліквідації витоку газу на 1558 км МГ "Союз" було втрачено **2659563 м<sup>3</sup>** природного газу згідно розрахунку.

Таблиця 1 – Вихідні дані, для визначення витрат газу на стравлення ділянки 1542 км – 1579,4 км г-ду "Союз".

| Найменування величини                           | Позначка | Примітка |
|---|----------|----------|
| Абсолютний тиск газу до початку стравлення, МПа | $P$      | 4,26     |
| Довжина ділянки, км                             | $L$      | 37,4     |
| Внутрішній діаметр, мм                          | $D_0$    | 1387     |
| Температура газу на час стравлення, К           | $T_n$    | 293,15   |
| Густина газу в газопроводі, кг/м <sup>3</sup>   | $\rho$   | 0,685    |
| Атмосферний тиск, МПа                           | $P_0$    | 0,101325 |

Таблиця 2 – Порядок розрахунку

| № | Назва параметру                         | Розрахункова формула   |
|---|---|--|
| 1 | Коефіцієнт стисливості газу             | $Z = 1 - 5.5 P_{cp} 10^6 \frac{\Delta^{1.3}}{T_{cp}^{3.3}}$  |
| 2 | Об'єм газу, що витрачено при стравленні | $Q = 293.15 \frac{\pi \frac{D^2}{4} L P_{cp}}{T_{cp} Z P_0}$ |

Таблиця 3 – Розрахунок

| Результат розрахунку |               |                       |                             |              |                       |
|----------------------|---------------|-----------------------|-----------------------------|--------------|-----------------------|
| $P_{cp}$<br>МПа      | $T_{cp}$<br>К | $V$<br>м <sup>3</sup> | $\rho$<br>кг/м <sup>3</sup> | $P_0$<br>МПа | $Q$<br>м <sup>3</sup> |
| 4,26                 | 293,15        | 56479,9               | 0,685                       | 0,101325     | 2 581 493             |

Об'єм стравленого газу на ділянці 1542 км – 1579,4 км г-ду "Союз" складає  
 $Q_1=2\ 581\ 493\ \text{м}^3$

Таблиця 4 – Вихідні дані, для визначення витрат газу на продувку ділянки 1542 км – 1579,4 км г-ду "Союз".

| Найменування величини                         | Позначка | Примітка |
|---|----------|----------|
| Абсолютний тиск газу під час продувки, МПа    | $P$      | 0,0981   |
| Діаметр свічки, мм                            | $D_v$    | 298      |
| Температура газу на час продувки, К           | $T_n$    | 293,15   |
| Густина газу в газопроводі, кг/м <sup>3</sup> | $\rho$   | 0,685    |
| Атмосферний тиск, МПа                         | $P_0$    | 0,101325 |
| Час продувки, с                               | $\tau$   | 3000     |

Таблиця 5 – Порядок розрахунку

| № | Назва параметру  | Розрахункова формула                                       |
|---|--|--|
| 1 | Швидкість критичного витікання газу в атмосферу, м/с     | $W_{KP} = \sqrt{ZRT}$                                      |
| 2 | Витрата природного газу на продування, м <sup>3</sup> /с | $Q = W_{KP} \frac{\pi d^2}{4} \frac{PT_0}{P_0TZ}$          |
| 3 | Коефіцієнт стисливості газу                              | $Z = 1 - 5.5P_{cp} 10^6 \frac{\Delta^{1.3}}{T_{cp}^{3.3}}$ |
| 4 | Об'єм газу, що втрачено                                  | $Q_3 = Q_r$  |

Таблиця 6 – Розрахунок

| Результат розрахунку |                       |        |                         |
|----------------------|-----------------------|--------|-------------------------|
| $W_{KP}$<br>м/с      | $Q$<br>м <sup>3</sup> | $Z$    | $Q_3$<br>м <sup>3</sup> |
| 385,5                | 26,02                 | 0,9998 | 78 070                  |

Об'єм газу на продувку ділянки 1542 км – 1579,4 км г-ду "Союз" складає  
 $Q_2=78\ 070\ \text{м}^3$

Загальний об'єм втраченого газу під час проведення робіт по ліквідації витоку газу на 1558 км МГ "Союз" складає

$$Q_{\text{зг.}} = Q_1 + Q_2 = 2\,581\,493 + 78\,070 = 2\,659\,563 \text{ м}^3$$

Начальник ЛЕС



Журавель І.В.



Закінч. Збрива

*В. Прозюк*

18.05.06

**ПЛАН**

організації вогневої роботи

МГ "СОЮЗ" (дільниця Первомайск – Машевка)  
(найменування об'єкту)

1. Найменування об'єкту і підприємства Первомайське ЛВУ МГ
2. Керівник робіт \_\_\_\_\_
3. Місце проведення робіт км 1558 МГ "СОЮЗ"
4. Час: початку робіт 100 18.07.05  
закінчення робіт 19.07.05

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Начальник Первомайського ЛВУМГ  
М.Д. Ленюк

*М.Д. Ленюк*

"18" липня 2005 р.

1. Характеристика дефекту і спосіб його усунення (чи інша мета вогневої роботи)

Вистак коду № 258

ЛТ "Сосуд"

2. Забезпечення газопостачання споживачів

інформативна гарантована

3. Положення заірної арматури

Мінійнейес крам № 1542 мс № 57 - заремес  
гармрові - бівіо до ГА "Зачеміівно" ма "Саміво" зареміс, гармрові  
бівіо до ГА "Румовіцма" зареміс - скармаї крам А<sup>4</sup> № 1578 мс  
на КС "Мамеева" зареміс.

Обамаєі крам № 57 1542 мс КС - зареміс, КС, Зс - бідрімі,  
Бамаєі мінїа охромао крам "А<sup>4</sup>" КС - зареміс; КС, Зс -  
бідрімі.

## 4. Зміст і послідовність роботи

| №№ пп. | Види робіт  | Дата     | Час роботи |            | Число ви-<br>конавців,<br>посади,<br>професії | Відповідальні<br>особи                         |
|--------|---|----------|------------|------------|---|--|
|        |   |          | Початок    | Закінчення |   |  |
| 4.1    | Проведення підготовчої роботи, в т.ч.:  |          |            |            |   |  |
| 4.1.1  | Організація і розташування охоронних постів   | 18.07.05 | 1 00       | 2 00       | мастер АЕС<br>інженер КС                      | Морозов А.С.<br>Журавель Т.В.                  |
| 4.1.2  | Організація зв'язку   | - " -    | 1 00       | 2 30       | інженер<br>зв'язку                            | Самойленко                                     |
| 4.1.3  | Розташування і вивішування знаків безпеки   | - " -    | 4 30       | 5 40       | мастер АЕС                                    | Морозов А.С.<br>Журавель Т.В.                  |
| 4.1.4  | Відключення засобів КВП і А   | - " -    |            |            |   | Хасюк Т.В.                                     |
| 4.1.5  | Відключення електрозабезпечення   | - " -    |            |            |   | Хасюк Т.В.                                     |
| 4.2    | Перевірка технічного стану і положення кранів та набивка системи ущільнення спеціальним мастилом                            | 18.07.05 | 2 30       | 2 40       | інженер Т.В.<br>Трудов. С.М.                  | інженер Т.В. Морозов<br>С.М. інжен. Самойленко |
| 4.3    | Перекриття кранів перемичок та їх байпасів км 1558 км.  | - " -    | 2 45       | 2 48 3 45  | мастер АЕС<br>Трудов. С.М.                    | Морозов А.С.<br>Журавель Т.В.                  |
| 4.4    | Встановлення тиску до кгс/см <sup>2</sup> на робочій ділянці  | - " -    | 4 04       | 8 30       | Трудов. С.М.                                  | Морозов А.С.                                   |
| 4.5    | Земляні роботи та видалення персоналу та техніки не зайнятої при проведенні даної роботи на безпечну відстань               | - " -    | 8 35       | 14 10      | мастерові<br>Трудов. С.М.                     | Морозов А.С.<br>Журавель Т.В.                  |
| 4.6    | Відключення УКЗ   | - " -    | 9 00       | 9 05       | оператор ГВС                                  | - " -  |
| 4.7    | Перевірка котловану, або місця проведення робіт на загазованість  | - " -    | 8 30       | 8 35       | мастер АЕС                                    | - " -  |
| 4.8    | Монтаж ел. перемички перетином не менше 25 мм <sup>2</sup> (по міді)  | 18.07.05 | 13 30      | 13 40      | Трудов. С.М.                                  | Морозов А.С.<br>Журавель Т.В.                  |
| 4.9    | Створення в газопроводі отвору Ø 5-8 мм, перевірка наявності конденсату і встановлення У-образного манометра на місці робіт | - " -    | 13 40      | 14 20      | мастер АЕС                                    | - " -  |
| 4.10   | Вирізка в газопроводі вікна для вилучення газоконденсату, води  | - " -    | 14 20      | 15 40      | Трудов. С.М.                                  | - " -  |
| 4.11   | Вилучення газоконденсату  | - " -    | 14 40      | 15 40      | мастер АЕС<br>Трудов. С.М.                    | - " -  |
| 4.12   | Герметизація отвору Ø 5-8 мм і послідовна вирізка вікон для встановлення гумових куль                                       | - " -    | 16 00      | 17 15      | мастер АЕС<br>Трудов. С.М.                    | - " -  |
| 4.13   | Виконання вогневої роботи:  | - " -    | 17 05      | 20 10      | мастер АЕС<br>Трудов. С.М.                    | - " -  |
| 4.13.1 | Демонтаж дефектної котушки  | - " -    | 20 10      | 20 50      | Трудов. С.М.                                  | - " -  |
| 4.13.2 | Підготовка котушки  | - " -    | 20 45      | 1 35       | Трудов. С.М.                                  | - " -  |
| 4.13.3 | Монтаж та заварювання котушки   | - " -    | 20 45      | 1 35       | Трудов. С.М.                                  | - " -  |
| 4.13.4 | Зварювання технологічних вікон до тіла труби  | - " -    | 20 45      | 1 35       | Трудов. С.М.                                  | - " -  |



ЗАТВЕРДЖУЮ

Додаток Б

Комісія з  
В. Пріщак

18.05.06

Заступник директора  
УкрНДІгазу з наукової роботи  
«УКРАЇНСЬКИЙ НАУКОВИЙ ЦЕНТР НАУК

С.О. Саприкін

АКТ

стендових експериментальних досліджень моделі пристрою  
для локалізації місця течі в трубопроводі

Комісія у складі

Голова комісії: Капцов І.І.завідуючий відділу транспорту газу  
УкрНДІгазу, док. техн. наук, проф.Члени комісії: Холодов В.І.заступник завідуючого відділу  
транспорту газу УкрНДІгазу,  
провідний науковий співробітник,  
канд. техн. наук

Хоружевський О.Б.

завідуючий відділу конструкторських  
та науково-експериментальних робіт  
УкрНДІгазу

Дорошенко Я.В.

інженер-технолог відділу транспорту  
газу УкрНДІгазу

склала цей акт у тому, що з 01.07.2005 по 10.07.2005 були проведені  
стендові експериментальні дослідження моделі пристрою для локалізації місця  
течі в трубопроводі.

Дослідження проводились згідно з “Програмою і методикою стендових  
експериментальних досліджень моделі пристрою для локалізації місця течі в  
трубопроводі” в лабораторії відділу транспорту газу УкрНДІгазу.

Проведені дослідження дозволяють зробити висновки про можливість  
застосування пристрою для локалізації місця течі в трубопроводі на діючому  
газопроводі.

Розроблений пристрій для локалізації місця течі в трубопроводі  
рекомендований для проведення приймальних відомчих випробувань.

Голова комісії:

Капцов І.І.

Члени комісії:

Холодов В.І.

Хоружевський О.Б.

Дорошенко Я.В.

## ПРОТОКОЛ

стендових експериментальних досліджень моделі пристрою  
для локалізації місця течі в трубопроводі

10 листопада 2004 р.

м. Харків

Комісія у складі

Голова комісії: Капцов І.І.

завідуючий відділу транспорту газу,  
УкрНДІгазу, док. техн. наук, проф.

Члени комісії: Холодов В.І.

заступник завідуючого відділу  
транспорту газу УкрНДІгазу,  
провідний науковий співробітник,  
канд. техн. наук

Хоружевський О.Б.

завідуючий відділу конструкторських  
та науково-експериментальних робіт  
УкрНДІгазу

Дорошенко Я.В.

інженер-технолог відділу транспорту  
газу УкрНДІгазу

у період з 01.07.2005 по 10.07.2005 провела стендові експериментальні дослідження моделі пристрою для локалізації місця течі в трубопроводі згідно з “Програмою і методикою стендових експериментальних досліджень моделі пристрою для локалізації місця течі в трубопроводі”.

Стендові дослідження проводились в лабораторії відділу транспорту газу УкрНДІгазу.

Експериментальні дослідження були проведені в наступному порядку:

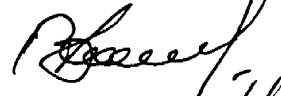
- дослідження впливу чинників (витрата повітря в трубопроводі, витрата повітря через аварійну тіч, геометричний нахил трубопроводу) на динаміку руху моделі пристрою по трубопроводі;

- дослідження залежності швидкості руху моделі пристрою від витрати повітря в трубопроводі при сталому значенні витрати повітря через аварійну тіч та сталому нахилі трубопроводу;

- дослідження впливу часткового перекриття трубопроводу моделлю пристрою на працездатність трубопроводу.

**Висновки комісії:**

- стендові експериментальні дослідження виконані в повному обсязі;
- вважати що пристрій для локалізації місця течі в трубопроводі можливо застосовувати на діючому газопроводі;
- рекомендувати пристрій для локалізації місця течі в трубопроводі для проведення приймальних промислових відомчих випробувань.

**Голова комісії:****Капцов І.І.****Члени комісії:****Холодов В. І.****Хоружевський О.Б.****Дорошенко Я.В.**

ЗАТВЕРДЖУЮ

Додаток В

Головний інженер Первомайського

ЛВУМГ

А.В. КОСТЮЧЕНКО

2006 р.

Кушніренко Ірина

В. Грудз

18.05.06

" 11 "

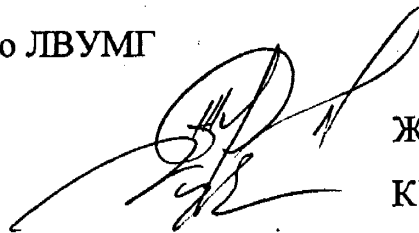
## АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

Ми, що нижче підписалися, представники Первомайського ЛВУМГ начальник лінійно-експлуатаційної служби Журавель І.В., головний бухгалтер Кушніренко І.В., представники Українського науково-дослідного інституту природних газів зав. відділу транспорту газу докт. техн. наук Капцов І.І., інженер-технолог II кат. відділу транспорту газу Дорошенко Я.В. та представник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу зав. кафедри спорудження та ремонту газонафтопроводів і газонафтосховищ докт. техн. наук Грудз В.Я. склали цей акт про впровадження технології локалізації наскрізних дефектів газопроводу пристроєм для локалізації місця течі в трубопроводі в промислову експлуатацію на газопроводі-відводі від газопроводу Новопсков-Шебелинка до с. Коноплянівка Білокуракінського району Луганської області (DN 200).

Застосування даної технології дозволяє проводити аварійний ремонт наскрізних дефектів газопроводу без зупинки транспортування газу та випорожнення і продувки газопроводу.

Економічний ефект від впровадження технології складає 315880 грн.

Від Первомайського ЛВУМГ



ЖУРАВЕЛЬ І.В.

КУШНІРЕНКО І.В.

Від УкрНДІгазу



КАПЦОВ І.І.

ДОРОШЕНКО Я.В.

Від ІФНТУНГу



ГРУДЗ В.Я.



## Додаток Г

### Розрахунок економічного ефекту

Зростання світових цін на енергоресурси та значний знос основних фондів спричиняє збільшення кількості аварійних відмов та зростання фінансових збитків газотранспортних підприємств від ліквідації наслідків аварій. Через це перед газотранспортними підприємствами постала конкретна задача – зменшити втрати газу під час проведення ремонтних робіт.

Багаторічний досвід експлуатації ГТС показує, що наявна на цей час технологія ремонту наскрізних дефектів та протяжних дефектних ділянок газопроводу супроводжується випорожненням ремонтованої ділянки та її продувкою. Нерідкі випадки, коли з міркувань техніки безпеки випорожнюють і сусідню ділянку газопроводу, що спричиняє ще більші втрати газу.

Основні втрати газу виникають при випорожненні аварійної секції між лінійними запірними кранами. Величина цих втрат залежить від геометричних розмірів газопроводу, тиску газу в трубі, температури і коефіцієнту стискання транспортованого газу. Після проведення ремонтних робіт ділянку газопроводу продувають. Обсяг газу при продувці ремонтованої ділянки має складати не менше двох її геометричних об'ємів, що дозволяє виключити можливість попадання в газопровід повітря.

Випорожнення та продувка газопроводу діаметром 1420 мм призводить до набагато більших втрат газу, ніж газопроводу меншого діаметру. Отже найбільший економічний ефект буде досягнуто у разі застосування розроблених методів локалізації пошкоджень газопроводу на газопроводі діаметром 1420 мм. Тому розрахуємо економічний ефект для газопроводу "Союз" діаметр якого 1420 мм.

Згідно з розрахунком обсяг втраченого газу в результаті випорожнення та продувки ділянки 1542 км – 1579,4 км газопроводу "Союз" складає 2659563 м<sup>3</sup>

(акт втрат газу під час випорожнення та продувки ділянки газопроводу "Союз" наведено в додатку А).

Втрати від втрат газу в результаті випорожнення та продувки ділянки газопроводу залежать від обсягу втраченого газу  $V_2$  і ціни на газ  $C_2$  (ціна 1000 м<sup>3</sup> газу – 492 грн), отже

$$B_{втр} = V_2 \cdot C_2 = 2659563 \cdot 0,492 = 1308505 \text{ грн} = 1308,5 \text{ тис. грн.}$$

Прибуток  $\Pi$  від застосування розроблених методів локалізації пошкоджень газопроводу є різниця між вартісною оцінкою результатів  $P_{вар}$  та вартісною оцінкою затрат  $Z_{вар}$ .

Вартісна оцінка результатів складається з виключення втрат газу під час виконання ремонтних робіт за рахунок застосування розроблених методів локалізації пошкоджень газопроводу і дорівнює збиткам від втрат газу в результаті випорожнення та продувки ділянки газопроводу (збитки підприємств через тимчасове припинення газопостачання не враховували)

$$P_{вар} = B_{втр} = 1308,5 \text{ тис. грн.}$$

Вартісна оцінка затрат  $Z_{вар1}$  при ремонті газопроводу із застосуванням технології локалізації наскрізних дефектів газопроводу складається з вартості виготовлення пристрою для локалізації місця витoku  $B_{нр1}$  та вартості безвогневої врізки під тиском  $B_{вріз}$

$$Z_{вар1} = B_{нр1} + B_{вріз} = 800 + 10 = 810 \text{ тис. грн.}$$

Вартісна оцінка затрат при заміні ділянки газопроводу із застосуванням технології локалізації ділянки газопроводу складається з вартості виготовлення пристрою для локалізації ділянки газопроводу  $B_{нр2}$

$$Z_{вар2} = B_{пр2} = 900 \text{ тис. грн.}$$

Таким чином прибуток від застосування технології локалізації наскрізних дефектів газопроводу пристроєм для локалізації місця витoku в трубопроводі на газопроводі "Союз" дорівнює

$$П_1 = P_{вар} - Z_{вар1} = 1308,5 - 810 = 498,5 \text{ тис. грн.}$$

Прибуток від застосування технології локалізації ділянки газопроводу пристроєм для локалізації ділянки газопроводу на газопроводі "Союз" дорівнює

$$П_2 = P_{вар} - Z_{вар2} = 1308,5 - 900 = 408,5 \text{ тис. грн.}$$