

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису

Тараєвський Олег Степанович

УДК 622.692.4

**ВПЛИВ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ РОБОТИ
ГАЗОПРОВОДУ НА ЙОГО БЕЗАВАРІЙНУ
ЕКСПЛУАТАЦІЮ**

Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук.

Науковий керівник

Крижанівський Євстахій Іванович
доктор техн. наук, професор.

Івано-Франківськ – 2007

Д 313



d313

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1 АНАЛІЗ ФАКТОРІВ, ЯКІ ВПЛИВАЮТЬ НА НАДІЙНУ РОБОТУ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ.....	12
1.1 Стан і перспективи розвитку газотранспортної системи України	12
1.2 Аналіз параметрів режиму роботи газопроводу.....	22
1.3 Вплив робочих середовищ на працездатність газопроводів.....	26
1.4 Сучасні представлення про механізм руйнування газопроводів.....	33
1.5 Вибір напрямків дослідження.....	37
2 ДОСЛІДЖЕННЯ І АНАЛІЗ НЕРІВНОМІРНОСТІ СПОЖИВАННЯ ГАЗУ.....	39
2.1 Аналіз структури енергетичних втрат у газовому потоці і вибір математичної моделі.....	39
2.2 Дослідження характерних періодів роботи газопроводів.....	46
2.3 Визначення размаху коливань нерівномірності споживання газу.....	57
2.4. Дослідження нерівномірності споживання газу.....	60
ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 2	65

3 ДОСЛІДЖЕННЯ ОСНОВНИХ ЗАКОНОМІРНОСТЕЙ ТА ХАРАКТЕРУ РУЙНУВАННЯ ГАЗОПРОВОДУ.....	66
3.1 Чутливість до водневої крихкості трубної сталі 17Г1С.....	67
3.2 Вплив водню на руйнування газопроводу під час нерівномірного газоспоживання.....	74
3.3 Дослідження корозійно – втомних характеристик сталі 17Г1С магістрального газопроводу.....	81
3.4 Механізм руйнування трубопроводу під впливом наводнювального середовища та нерівномірного газоспоживання	87
ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 3	91
4 ПРОГНОЗНА ОЦІНКА РЕСУРСУ ТРУБОПРОВОДІВ ПІД ЧАС НЕРІВНОМІРНОСТІ ГАЗОСПОЖИВАННЯ.....	92
4.1 Дослідження навантаження трубопроводу внутрішнім тиском.....	92
4.2 Прогнозування нерівномірності газоспоживання.....	94
4.3 Визначення коливань тиску в газопроводі.....	96
4.4 Розробка програми оцінки ресурсу лінійної ділянки газопроводу.....	104
4.5 Визначення залишкового ресурсу роботи газопроводів.....	107
ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 4	115
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	116
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	118
ДОДАТКИ.....	133

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ГТС	газотранспортна система
ГМК	газомотокомпресор
ГПА	газоперекачувальний агрегат
КС	компресорна станція
КЦ	компресорний цех
ЛВУМГ	лінійне виробниче управління магістральних газопроводів
МГ	магістральний газопровід
ЗЗ	зварне з'єднання
ЗТВ	зона термічного впливу
ЗШ	зварний шов
ВК	воднева крихкість
КВ	корозійна втома
НДС	напружено-деформований стан

ВСТУП

В інфраструктурі паливно-енергетичного комплексу України важливу роль має трубопровідний транспорт. Через територію країни прокладено понад 35 тис. км. магістральних газопроводів. Перетинаючи геодинамічні активні зони, різні кліматичні пояси, різні елементи рельєфу, трубопроводи зазнають впливу механічної та хімічної дії, що призводить до деформації та розривів. Більшість магістральних газопроводів експлуатуються уже тривалий час і немало з них відпрацювали амортизаційний термін. Щоб надійно оцінити працездатність трубопроводів, необхідний комплексний підхід, однією з важливих складових якого є визначення впливу наводнювального середовища та концентраторів напружень на руйнування газопроводів, зокрема, у місцях із дефектами та в зварних з'єднаннях, з якими пов'язано 70-80 % усіх відмов трубопроводів, які експлуатувалися протягом 30 років. Особливо це стосується зварних кільцевих швів, які після зварювання, як правило, додатково не обробляються, щоб зменшити залишкові напруження. Умови експлуатації катодно захищених магістральних газопроводів передбачають можливість наводнювання і відповідно небезпеку руйнування, спричинену явищем водневої крихкості. Враховуючи особливості експлуатації газопроводів, як зварної конструкції, під час руйнування якої поряд із корозійним розтріскуванням проявляються дії корозійної втоми, останнім часом вивченню впливу відносно малої кількості циклів навантаження на довговічність трубопроводів надають особливого значення. Реалізація таких досліджень, а особливо довготривалих випробувань, необхідних для правильного визначення ресурсу роботи трубопроводу, вимагає створення нових методологічних підходів до постановки та проведення експерименту.

Стабільна робота магістрального трубопроводу залежить від його технічного стану. При оцінці останнього важливе місце займає достовірне визначення напружено-деформованого стану його лінійної частини.

Щоб надійно оцінити працездатність трубопроводів необхідний комплексний підхід, однією з важливих складових якого є визначення

напруженого стану труби, зокрема, в місцях із дефектами та в зварних з'єднаннях. Наявність дефектів у процесі експлуатації може призвести до передчасного руйнування трубопроводу. Однією з причин виникнення їх у металі труб і зварних з'єднаннях є корозійно – втомні тріщини. Як показує практика, термін експлуатації трубопроводів в значній мірі визначається схильністю трубних сталей і їхніх зварних з'єднань до водневої крихкості. Тому ці питання були предметом досліджень багатьох відомих вчених. Вагомий внесок в цю галузь знань внесли О.Б. Айбіндер, О.Є. Андрейків, В.Л.Березін, Б.С. Білобран, П.П. Бородавкін, В.Я. Грудз, І.І. Капцов, В.І. Кир'ян, А.Я. Красовський, А.О. Кичма, Є.І. Крижанівський, Л.М. Лобанов, А.Я. Недосєка, Г.М. Никифорчин, І.В. Ориняк, В.А.Осадчук, Й.В.Перун, С.Г.Поляков, В.І. Похмурський, В.Ю.Чернов, Л.С.Шлапак та ін.

В представленій роботі на основі узагальнень літературних даних, теоретичних і експериментальних досліджень автором розвинутий науково - обґрунтований напрям, оснований на концепції оцінки впливу параметрів режиму роботи газопроводу на його надійну експлуатацію.

Актуальність теми. У процесі експлуатації на магістральні газопроводи діють різні за характером і природою навантаження та середовища. Одночасна дія змінних навантажень і корозійного середовища веде до корозійно – втомного руйнування матеріалу труб.

Високий рівень напружень у стінках газопроводів викликаний внутрішнім тиском (до 7,5 МПа) перекачуваного газу, а для зварних кільцевих з'єднань ще і високим рівнем залишкових зварювальних напружень, які можуть досягати $(0,4..0,6) \sigma_T$. Це ставить особливі вимоги як до визначення їх величин, так і до прогнозування режимів експлуатації газопроводів.

Важливим етапом проведення досліджень є статистичний аналіз реальних режимів роботи магістральних газопроводів із пересіченим профілем траси, що дозволить встановити реальну картину руху газу в газопроводах. Однією із зовнішніх причин нестаціонарності роботи газопроводу є періодичне збурення від добових, місячних, а також річних

коливань газоспоживання, які мають певну закономірність. Для оперативного диспетчерського керування, в основному, має значення облік коливання газоспоживання протягом доби. Для проведення таких досліджень важливо встановити причину виникнення нестационарного процесу, яка, в свою чергу, в більшості випадків визначає характер його протікання.

Згідно з останніми статистичними даними велика кількість відмов нафтогазопроводів (майже 80 %) зумовлені первинними корозійно-механічними пошкодженнями в місцях корозійних каверн і зварних з'єднань трубопроводів.

Таким чином, визначення впливу параметрів режиму роботи газопроводу на його безаварійну експлуатацію є актуальною науковою та прикладною задачею.

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

Робота носить прикладний характер і входить до комплексу робіт ДК „Укртрансгаз”, спрямованих на підвищення надійності і довговічності експлуатації газотранспортного комплексу України, окреслених Національною програмою „Нафта і газ України до 2010 року”, виконувалась у рамках науково-дослідної роботи „Дослідження корозійних процесів та розробка методів удосконалення протикорозійного захисту газопроводів” № д/р 01034001613/.

Мета і завдання досліджень.

Мета роботи полягає у розробці ефективних методів оцінки впливу параметрів режиму роботи газопроводу на його безаварійну експлуатацію.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі задачі:

- проаналізувати сучасний стан та уявлення про механізм руйнування магістральних газопроводів, параметри режиму роботи та фактори, що впливають на їх надійну експлуатацію;
- розробити нові методи визначення впливу нерівномірного споживання газу на напружений стан газопроводу, встановити

реальну картину руху газу, а також виявити закономірності пульсацій та їхній вплив на безаварійну експлуатацію газопроводу;

- встановити вплив наводнювального середовища на механічні характеристики різних зон зварного кільцевого з'єднання трубопроводу виготовленого із сталі 17Г1С, а також схильність до водневої крихкості;

- дослідити експериментальним шляхом основні закономірності втомного руйнування різних зон зварного кільцевого з'єднання трубопроводу із сталі 17Г1С при різних рівнях навантаження, що відповідають реальним режимам роботи газопроводів;

- розробити адекватну математичну модель низькочастотної пульсації тиску в газопроводі, яка описує закономірності руху газу і враховує нерівномірне споживання газу;

- запропонувати методику розрахунку параметрів режиму та прогнозування залишкового ресурсу роботи трубопроводу, що характеризуються нерівномірним споживанням газу та впливом терміну і характеру режиму роботи газопроводу на його безаварійну експлуатацію.

Об'єкт дослідження: магістральні газопроводи, що працюють у режимі нерівномірного газоспоживання.

Предмет дослідження: оцінка впливу параметрів режиму роботи газопроводу на його безаварійну експлуатацію.

Методи дослідження. Дослідження проведене із застосуванням апробованих практикою сучасних методів та засобів для механічних і електроннофрактографічних експериментальних досліджень із дотриманням стандартних методик і використанням методів математичної статистики та планування експерименту. Основні висновки роботи узгоджуються з відомими даними теоретичних і експериментальних досліджень.

Положення, що захищаються: закономірності впливу робочого тиску в газопроводі і параметрів середовищ на корозійно - втомні характеристики матеріалу труб із метою прогнозування залишкового ресурсу газопроводу.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в підвищенні безаварійної експлуатації газопроводу на базі комплексних теоретичних і практичних досліджень, зокрема:

- вперше встановлено вплив нерівномірного газоспоживання на напружений стан газопроводу, реальну картину руху газу в газопроводі, а також виявлені закономірності пульсації та їх вплив на безаварійну експлуатацію газопроводу;

- вперше виявлені основні закономірності втомного руйнування зварного з'єднання сталі 17Г1С газопроводу при різних рівнях навантаження в наводнювальному середовищі та встановлено чутливість до водневої крихкості під час поляризації з одночасним активним навантаженням, встановлені фрактографічні ознаки облегчення розвитку корозійно – втомної тріщини під дією цього середовища та навантаження;

- удосконалено математичну модель низькочастотної пульсації тиску, на основі якої виявлено вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан, а також закономірність пульсації тиску на надійну експлуатацію газопроводу;

- знайшла подальший розвиток технологія оцінки безаварійної експлуатації найбільш небезпечних ділянок газопроводу з урахуванням одночасно впливу терміну експлуатації, режиму роботи та середовища, що дозволяє встановити залишковий ресурс роботи з урахуванням нерівномірності споживання газу.

Практичне значення одержаних результатів полягає в розробці оцінки впливу параметрів режиму роботи газопроводу на його безаварійну експлуатацію.

На основі дослідних даних розраховані значення коефіцієнтів, що враховують вплив концентратора (β_k), вплив наводнювального корозійного середовища (β_c), а також коефіцієнт, який враховує одночасну дію наводнювального середовища та концентратора напруження (β_{kc}).

Запропонована математична модель дозволяє визначити низькочастотну пульсацію тиску, а також вплив нерівномірності газоспоживання на безаварійну експлуатацію газопроводу.

Розроблена методика розрахунку впливу параметрів режиму роботи газопроводу на його надійну експлуатацію, впроваджена на підприємствах ДК „Укртрансгаз”.

Особистий внесок здобувача. Основні результати, які виносяться на захист, отримані автором самостійно. Вони опубліковані в роботах без співавторів: досліджено вплив водню на руйнування трубопроводу під час нерівномірного газоспоживання [110]; проведено аналіз руйнування газопроводу при нерівномірному газоспоживанні [112]; проведено прогнозування нерівномірності газоспоживання [111]; дана прогнозна оцінка ресурсу трубопроводу під час нерівномірності газоспоживання [113].

У роботах, опублікованих у співавторстві, автору належить проведення аналізу впливу нерівномірності газоспоживання на напружений стан газопроводу [54], розробка методики випробувань, взірців та виявлена чутливість до водневої крижкості зварного з'єднання (ЗЗ) сталі 17Г1С [125], розробка алгоритму та програми розрахунку залишкового ресурсу роботи трубопроводу [53], проведено втомні випробування та мікрофрактографічний аналіз зруйнованих взірців [56], встановлені границі витривалості та наведено розрахунок коефіцієнтів [55], проведений аналіз потенційних причин аварій газопроводу, дана характеристика ЗЗ сталі 17Г1С [86].

Автор брав безпосередню участь у розробці та впровадженні методики розрахунку впливу параметрів режиму роботи газопроводу на його надійну експлуатацію в структурні підрозділи ДК „Укртрансгаз”.

Апробація результатів дисертації. Основні результати роботи доповідалися і обговорювалися на міжнародній НПК „Наукові дослідження – теорія та експеримент” (м. Полтава 2005р), IV міжнародній НПК „Динаміка наукових досліджень -2005” (м. Дніпропетровськ, 2005р), III Всеукраїнській науково – технічній конференції молодих учених та спеціалістів „Зварювання та суміжні технології” (м.Київ, НАН України інститут електрозварювання ім.Є.О. Патона, рада наукової молоді ІЕЗ ім.Є.О.Патона, 2005р),VIII Міжнародній конференції – виставці „Проблеми корозії та протикорозійного захисту конструкційних матеріалів” (м. Львів, 2006), Міжнародній науково-технічній конференції „Ресурсозберігаючі технології у нафтогазовій енергетиці” (м. Івано-Франківськ, 2007).

Публікації. За темою дисертаційної роботи опубліковано 10 друкованих праць, з них – 6 статей у фахових наукових виданнях ВАК України, в тому числі 1 – одноособова, 4 – тези доповідей на конференціях.

Структура і обсяг дисертації.

Дисертація складається з вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків. Дисертація викладена на 131 сторінках, а також проілюстрована 27 рисунками, 4 таблицями. Список використаних джерел містить 149 найменувань.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ФАКТОРІВ, ЯКІ ВПЛИВАЮТЬ НА НАДІЙНУ РОБОТУ
МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

Газова промисловість – провідна галузь паливно - економічного комплексу України. Від її надійної роботи значною мірою залежить стабільність і розвиток національної економіки, а також, зважаючи на географічне розташування України, надійність поставок природного газу в країни Європи.

Щоб зрозуміти величину і рівень проблем, які постали перед ГТС України, необхідно проаналізувати і хоча би в загальних рисах показати стан справ складових цієї системи.

Невідповідність в об'ємах поставки газу і його споживання призводить до нестаціонарності газових потоків, що в поєднанні зі складною технологічною схемою газопроводів та пересіченим профілем траси призводить до складності прогнозування режимів роботи та керування ними.

1.1. Стан і перспективи розвитку газотранспортної системи України

Україна відноситься до країн із розвинутою газовою промисловістю. Перше газове родовище і перший газопровід Дашава-Стрий були введені в експлуатацію понад 75 років тому.

Сьогодні за споживанням природного газу (75,6 млрд. куб. м) Україна знаходиться на 6-му місці у світі, поступаючись тільки США, Росії, Великобританії, Німеччині та Канаді. Видобуток газу в країні стабілізувався на рівні 18 млрд. куб. м, що задовольняє 24% його потреб (рис 1.1). Для порівняння споживання газу у світі знаходиться на рівні 38,5% (рис. 1.2).

Однак найбільш відмінною особливістю газової промисловості України є її газотранспортна система.

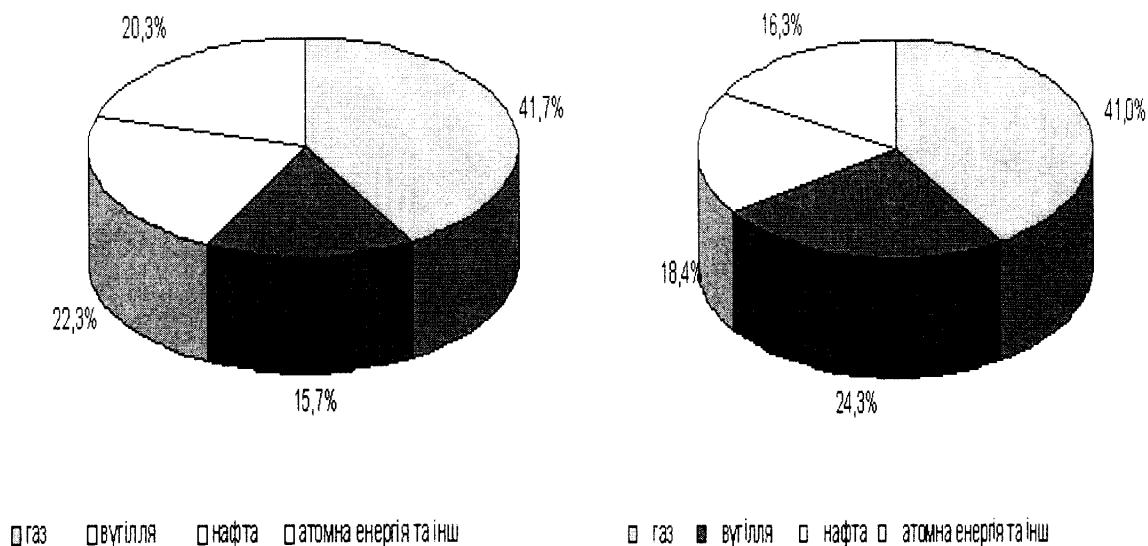


Рис.1.1. Структура споживання первинної енергії у європейському союзі та Україні

Діюча система магістральних газопроводів України на даний час виконує такі функції:

- транспорт газу від родовищ України і газу, що купляється в Росії, через територію України та його розподіл між споживачами;
- забезпечення транзиту російського газу до країн Центральної і Західної Європи, а також до Молдови, Білорусі та південних областей Росії (на цей час більш, ніж 90% експортних поставок газу Росії здійснюється через Україну). Через нашу газотранспортну систему щорічно передається біля 120 млрд. куб. м газу до 18 країн Центральної і Західної Європи;
- подача газу в значних обсягах із метою його закачування в підземні сховища (ПСГ) і його відбір із ПСГ.

Газотранспортна система (ГТС) України - одна з найбільших, але разом із тим і одна з найстаріших в Європі, її розвиток розпочався в 1924 році.

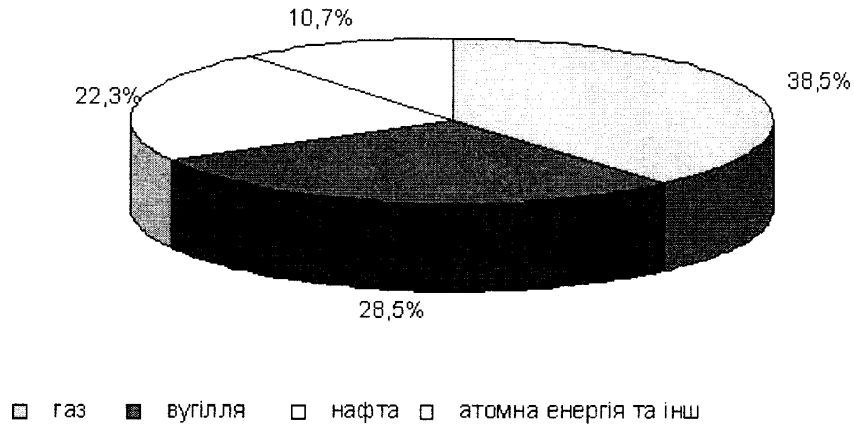


Рис.1.2. Структура споживання первинної енергії у світі

Особливо швидко система почала розвиватися з 1967 року, коли почався експорт українського, а потім і російського газу до країн Центральної і Західної Європи, поновому найбільшому на сьогодні коридору транзиту газу. Варто відзначити, що на середину 60-х років припадає і початок функціонування міжнародної системи транспорту газу в Західній Європі. Як видно, розвиток української системи відбувався відповідно до розвитку загальноєвропейської мережі і на даний момент ГТС України є невід'ємною частиною міжнародного транспорту газу.

Вигідне географічне розташування України на основних шляхах транспортування природного газу від найбільших у світі газовидобувних регіонів - Росії, Центральної Азії і Близького Сходу - до основних споживачів цього газу - країн Західної, Центральної і Східної Європи - визначає надзвичайно важливу роль газотранспортної системи Укртрансгазу як транзитної системи. За об'ємом транзиту газу Україна впевнено займає одне із перших місць у світі.

На території держави створена найбільша система транзитних магістральних газопроводів, яка забезпечує біля 93% експортних поставок російського газу, що складає більш, ніж чверть загального об'єму споживання газу в Європі.

Газотранспортна система Укртрансгазу технологічно з'єднана з системами магістральних газопроводів Росії, Білорусі, Молдови, Румунії,

Угорщини, Словаччини, Польщі, а через них із газопроводами всього європейського континенту.

Обсяг транзиту російського газу до Європи через територію України (без урахування транзитних поставок у країни СНД) на протязі останніх років щорічно зростає.

Енергетична політика європейських країн спрямована на диверсифікацію джерел постачання природного газу, що в поєднанні зі зростанням потреб у газі країн Західної, Центральної і Східної Європи викликає необхідність збільшення обсягів його поставок. За прогнозами очікується, що частка газу в використанні первинних енергоресурсів у Західній Європі збільшиться в 2010 р. до 24%, а в 2025 р. - до 27% і споживання газу відповідно складе 550-575 і 580-600 млрд. куб. метрів. Це зумовлює збільшення потоків газу з Росії і Середньої Азії.

Українська газотранспортна система вже сьогодні має резерви збільшення транзитних поставок газу в країни Західної, Центральної і Східної Європи на 20-25 млрд. куб. м за рік.

Важливою частиною ГТС та одним із основних елементів її надійності є 12 підземних сховищ газу загальною потужністю по активному газу більш, ніж 30 млрд. куб. м і максимальним обсягом відбору 300 млн. куб. м за добу при повному заповненні газом. Основні ПСГ розташовані в географічному центрі Європи і можуть ефективно використовуватися не тільки для внутрішніх споживачів, а й для споживачів Центральної і Західної Європи. Підземні сховища газу можуть бути розширені і сконструйовані на параметри, необхідні потенційним клієнтам.

Щоб зрозуміти величину і рівень проблем, які постали перед газотранспортною системою України, необхідно проаналізувати і хоч би в загальних рисах показати стан справ складових цієї системи, які самі по собі, по суті, також є великими, складними і своєрідними галузями державної ваги.

Станом на 01.01.2005 року загальна протяжність великими складними і своєрідними галузями державної ваги ГТС ДК "Укртрансгазу" досягла 34,8 тис. км, у тому числі газопроводи-відводи - 12,5 тис. км (рис. 1.3).

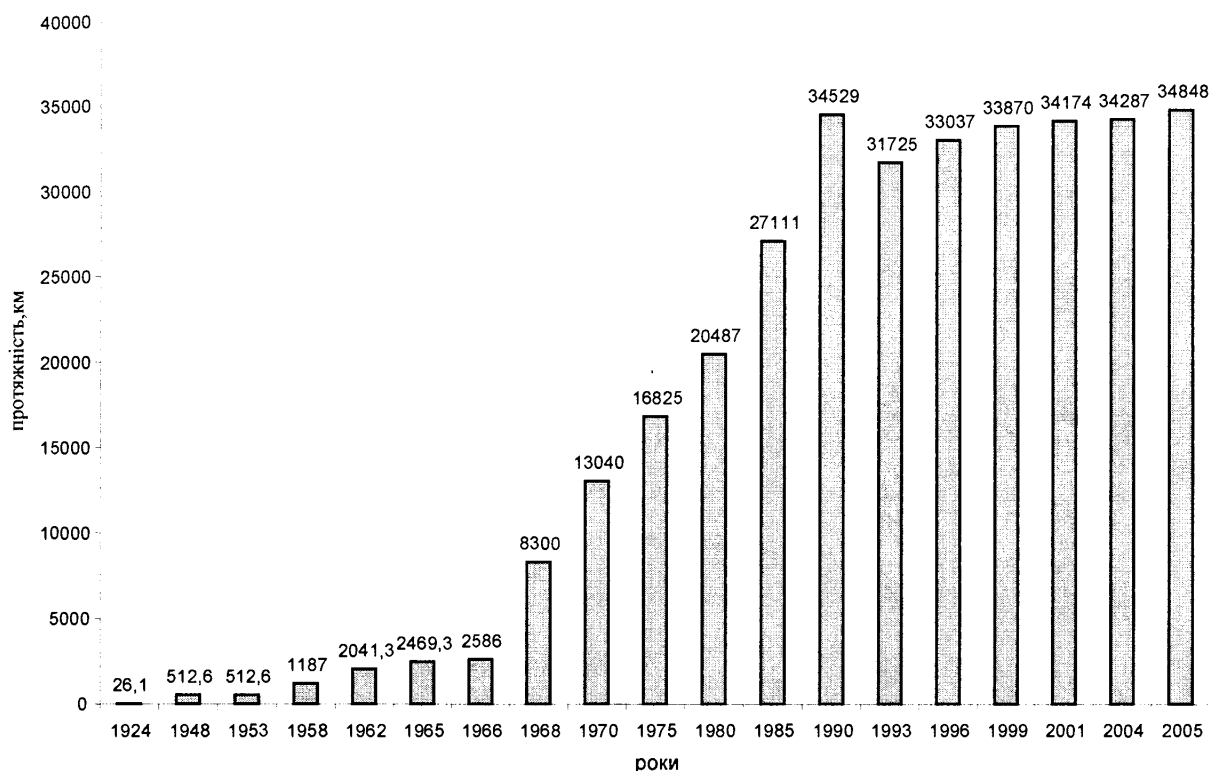


Рис. 1.3. Динаміка протяжності магістральних газопроводів ДК „Укртрансгазу” (з газопроводами –відгалуженнями)

Проектна пропускна спроможність ГТС на вході в Україну складає 292 млрд. куб. м на рік (800 млн. куб. м на добу).

Загальна потужність компресорних станцій складає 5388 Мвт. Кількість газорозподільчих станцій (ГРС) складає 1337 одиниць, газовимірювальних станцій (ГВС) - 60 одиниць.

На об'єктах ГТС встановлено 4424 станцій катодного захисту, 103 установки дренажного захисту і 6819 установок протекторного захисту.

У структурі газопроводів суттєво переважають трубопроводи великого діаметру. Так, газопроводи діаметром 1420 мм складають 45,61%, діаметром 1020-1220 мм - 34,6%; 720-820 мм - 11,85% (рис. 1.4).

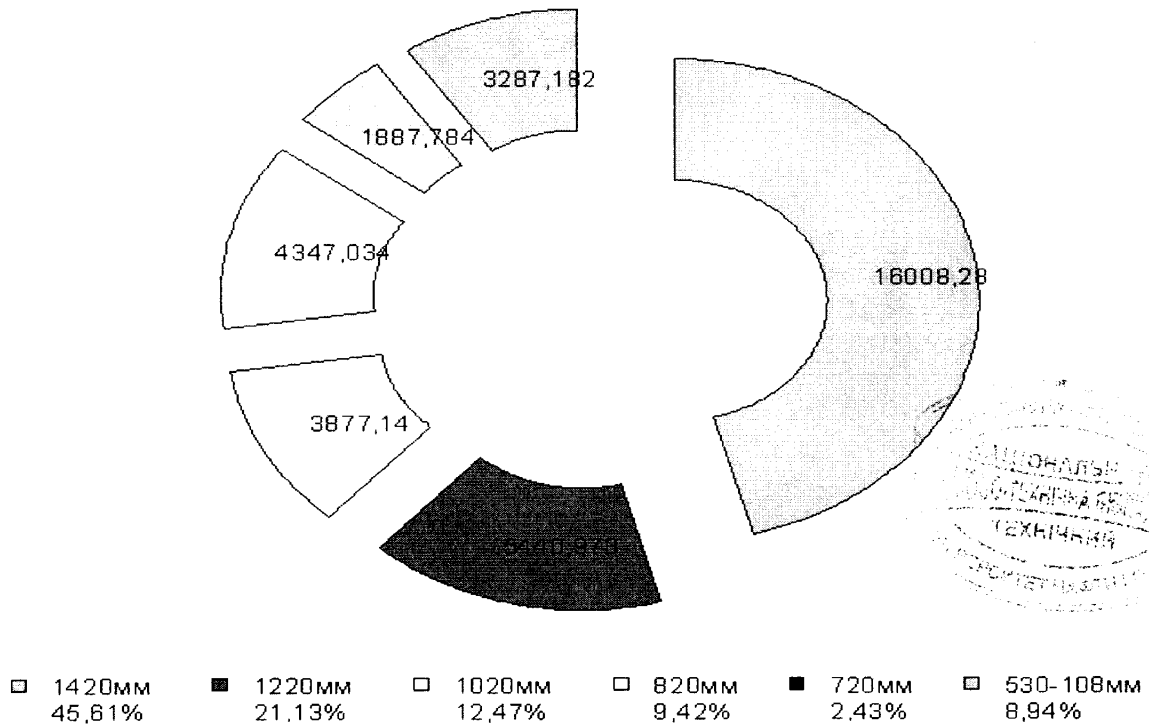


Рис.1.4. Структура та загальна довжина магістральних газопроводів
ДК „Укртрансгазу”

Поряд із цим газотранспортна система має в своєму складі 58,11% газопроводів із терміном експлуатації від 15 до 50 років, 5,8 тис. км газопроводів відпрацювали свій амортизаційний строк 33 роки, більше третини газопроводів мають антикорозійне покриття з полімерних плівок холодного нанесення. Це вимагає щорічного виконання значних обсягів капітального ремонту і реконструкції газопроводів (рис. 1.5). Сьогодні в експлуатації знаходиться 71 компресорна станція (111 компресорних цехів) із працюючими 708 газоперекачувальними агрегатами 20-ти типів як вітчизняного, так і зарубіжного виробництва: в тому числі 441 агрегатів із газотурбінним приводом, що складає 80% від загальної потужності, 171-із електроприводом і 96 газомотокомпресорів.

На магістральних газопроводах працює 60 компресорних станцій із газотурбінним приводом, 12 - на станціях підземного зберігання газу, три компресорні станції працюють як дожимні на виснажених газових родовищах, три - використовуються як спеціальні, що працюють в режимі "сайклінг-процесу" для більш глибокого видобутку газового конденсату.

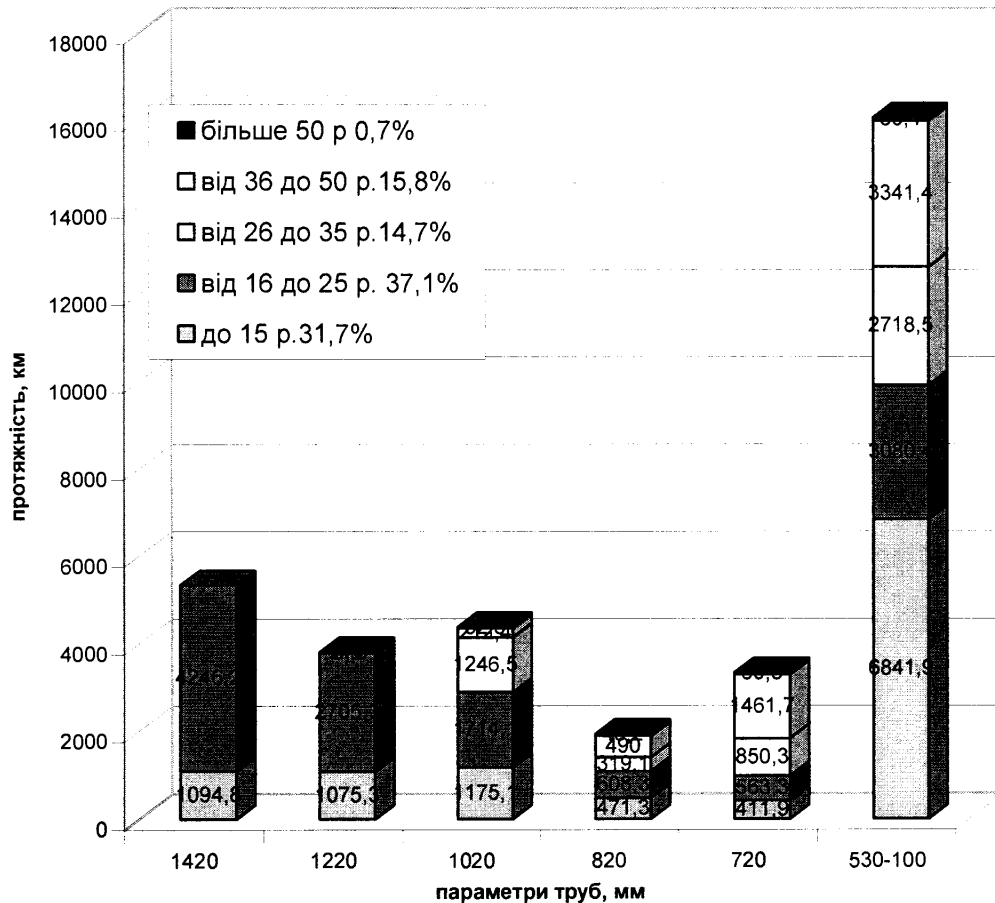


Рис. 1.5 Термін експлуатації газопроводів відповідно по діаметрах і довжині

Близько 20% парку газоперекачувальних агрегатів відпрацювали встановлений моторесурс або близькі до того, і подальша їх експлуатація не забезпечує надійної та ефективної роботи.

Експлуатація такого багаточисельного і різнотипного парку, з різним моторесурсом, чималим числом морально та фізично застарілих агрегатів, вимагає належного сервісного обслуговування, а також вимагає вирішувати проблеми розробки і впровадження високо економічних і більш екологічно чистих газоперекачувальних агрегатів.

Отже, як видно з викладеного, газотранспортна система України надзвичайно ускладнилася, в ній відбувся кількісний і якісний стрибок, як із точки зору лавинного наростання проблем надійної і ефективної експлуатації газотранспортного обладнання.

Під час проектування трубопроводів, коли передбачається надійність його роботи, основний розрахунок проводиться за допустимими напруженнями і границею текучості [48,50]. Їх вияв проводиться під час приймальних досліджень, які дозволяють виявити дефекти структури, що можуть бути джерелами зародження тріщин. Концентрація напружень біля несуттєвих дефектів призводить до їх зростання і вичерпування пластичних властивостей металу.

Відповідно до умов роботи трубопроводів, їх конструкційні матеріали повинні мати необхідне поєднання міцнісних і в'язкопластичних властивостей, що зберігають свою стабільність у широкому інтервалі температур і тисків, високу корозійну стійкість, у тому числі до водневого окрихчування, корозійного розтріскування й інших специфічних видів корозійного руйнування, які проявляються в умовах впливу нафтогазових середовищ.

Забезпечення довговічності та надійності газопроводів значною мірою визначається раціональним вибором конструкційних матеріалів і вимагає впровадження нових, більш якісних трубних сталей.

Таким чином, для всебічної оцінки конструктивної міцності і розробки критеріїв надійності металу труб необхідне проведення комплексу іспитів, які враховують структурний стан металу, стадії зародження і поширення тріщини, вплив корозійного середовища і водню.

Відсотковий розподіл основних марок сталей, з яких виготовляються газопроводи, показаний на рис.1.6, із якого випливає, що досить близькі за хімічним складом сталі 17ГС, 17Г1С і Х70 складають 81% від загального числа досліджуваних сталей. Тому основний статистичний аналіз проводився саме на даних сталях, названих надалі сталями типу 17Г1С.

Для виготовлення газопромислового обладнання використовують термооброблені нержавіючі вуглецеві, низьколеговані та високолеговані сталі марок Х13, 2Х13, Х8, Х9М, 12Х1МФ, 1Х18Н9Т, 18Х1Г1МФ та ін., імпорتنі сталі марок С-75, АР-10М4, АФ-2205, Сонісго 28 та ін., алюмінієві сплави Д16Т, Д16АТ та ін. Обмеженнями в широкому застосуванні цього

високонадійного методу боротьби з корозією є дефіцит і висока вартість нержавіючих сталей. Тому їх використання як матеріалу трубних сталей економічно не виправдане.

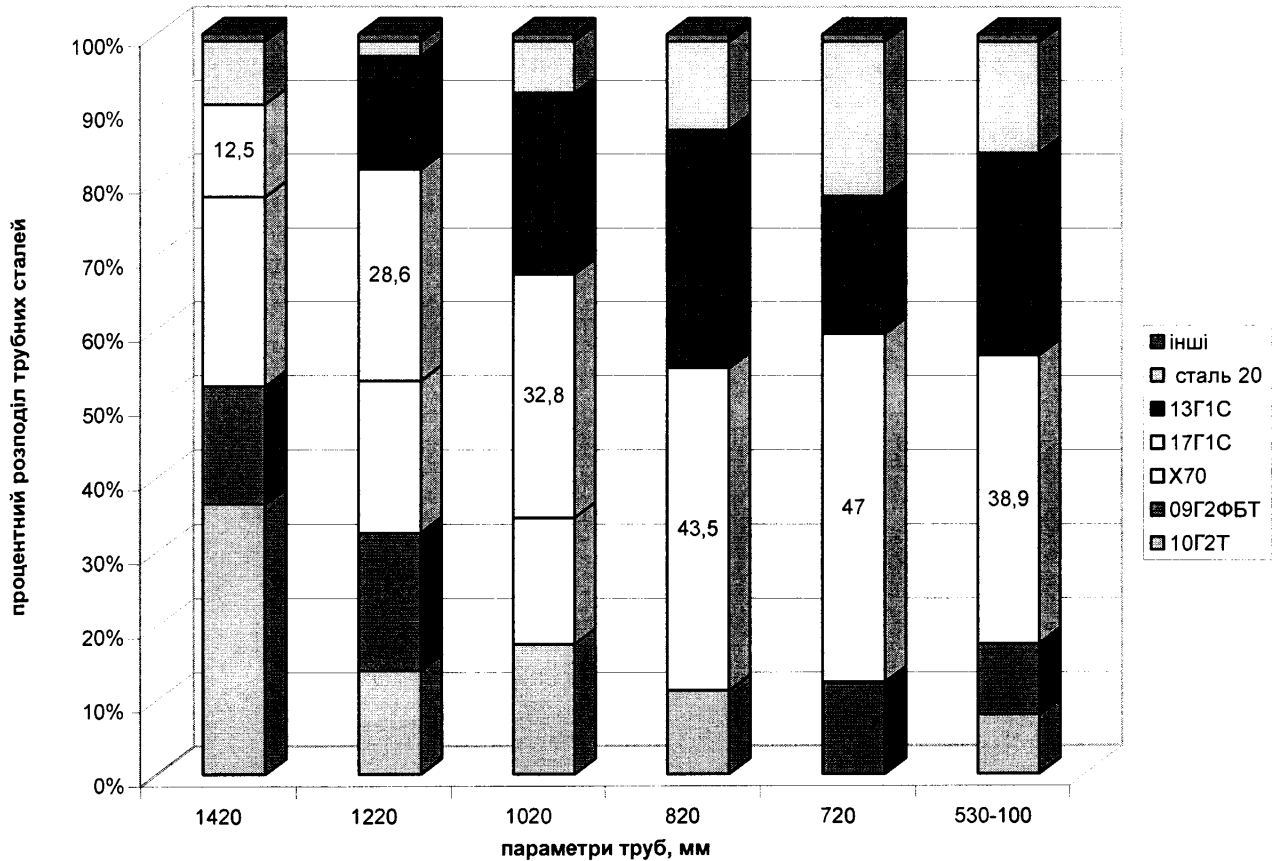


Рис. 1.6. Процентний розподіл зразків трубних сталей по марках та діаметрах

Для оцінки стану магістрального газопроводу пропускають інтелектуальний поршень, що дозволяє виявити найбільш небезпечні ділянки труб. Варто зазначити, що втрати металу та пітинги (57% дефектів у газопроводі) виявлені як у зварному з'єднанні, так і біля зварного шва (рис.1.7). У металі труб, віддалених від зварного шва, наскрізних руйнувань за період експлуатації практично не виявлено. Усі тріщини у зварному з'єднанні поширюються перпендикулярно до осі труби, їх виникнення зумовлене одночасною дією водневої крихкості металу та високими напруженнями у зоні термічного впливу, стиках кільцевих швів. Наявність концентраторів напружень у зварному з'єднанні у вигляді непроварів,

несплавлення, підрізів переносить початок руйнування у зону дефекту [4,5,6].

Отримані результати обстеження газопроводу інтелектуальним поршнем дозволяють стверджувати, що зварні з'єднання газопроводів часто є найбільш уразливими ділянками з точки зору їх пошкодження та руйнування, особливо в умовах наводнення металу. З іншого боку, склад газу та умови експлуатації газопроводів передбачають можливість такого наводнення і, відповідно, небезпеку руйнування, спричинену явищем водневої крихкості.

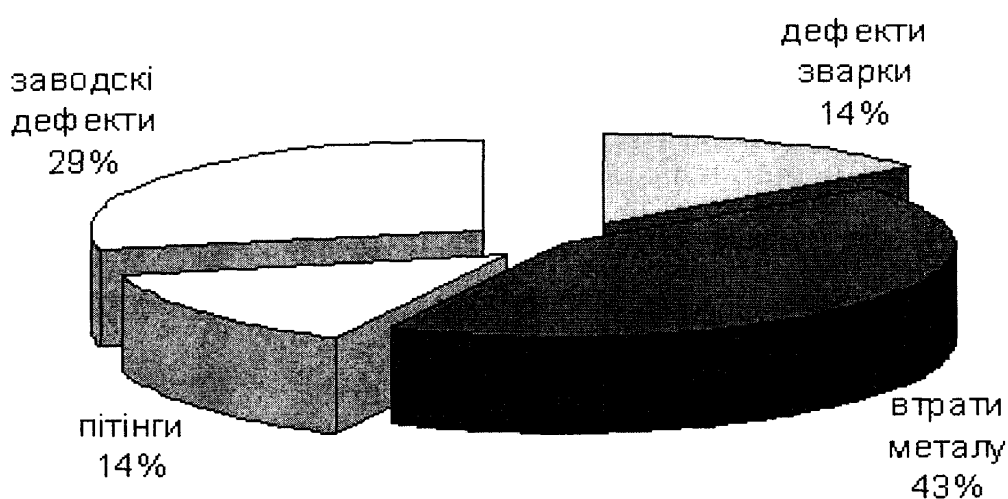


Рис.1.7. Виявлення дефектів у газопроводі

Про рівень проблем, які необхідно вирішувати в області транспорту газу, свідчить те, що над їх вирішенням щорічно працює понад 30 академічних, галузевих науково-виробничих та інших підприємств, у тому числі колишнього військово-промислового комплексу, які виконують роботи по 170 договорах на створення науково-технічної продукції в обсязі майже 80 млн. гривень, що в загальному обсязі науково-дослідних робіт складає 89%.

Чільне місце тематика по проблемах надійної і ефективної роботи газотранспортної системи України займає і в розроблюваній нині УкрНДІгазом "Програмі науково-технічного прогресу газової промисловості України до 2015 року".

Відповідні рішення були знайдені та сконцентровані в програмах реконструкції лінійної частини ГТС, газовимірювальних станцій та реконструкції компресорних станцій, які, незважаючи на фінансові труднощі та економічні негаразди, не з таким темпом, як хотілося б, але все ж таки виконуються.

1.2 Аналіз параметрів режиму роботи газопроводу

Підвищення ефективності газотранспортних систем — важлива проблема, яка потребує розв'язку. У зв'язку з цим проектуються і споруджуються багатониткові газопроводи діаметром 1020... 1400 мм із великою пропускною здатністю. Процес проектування і експлуатації таких газотранспортних систем характеризується рядом специфічних особливостей.

Трубопроводи, як правило, мають велику протяжність, а отже оснащені значною кількістю компресорних станцій. Окрім того, при прокладанні газопроводів підземно в мерзлих і водонасичених ґрунтах необхідно враховувати, що сезонні зміни температури ґрунту можуть привести до втрати стійкості газопроводу і пошкодження антикорозійної ізоляції. Тому важливого значення набуває охолодження газу на компресорних станціях шляхом комбінованого природного (взимку) і штучного (влітку) зниження температури за допомогою апаратів повітряного охолодження та холодильних установок.

Складність структури газотранспортних систем створює додаткові труднощі експлуатації. По-перше, функціонування газопроводу в заданому гідравлічному режимі вимагає строгої узгодженості роботи всіх елементів мережі, особливо в аварійних ситуаціях. По-друге, необхідна підтримка певного температурного режиму, причому на різних ділянках трубопроводу залежно від характеристик ґрунтів на трасі цей режим різний.

До того ж, різке збільшення або зменшення забору газу споживачами призводить до неусталеності його течії по трубопроводу, причому неусталені процеси внаслідок зміни густини газу можуть тривати годинами чи навіть добами. До аналогічних наслідків призводить зменшення або збільшення підкачки газу, раптове включення або відключення компресорних станцій, відкриття та закриття засувки тощо.

Високий рівень напружень у стінках газопроводів викликаний внутрішнім тиском (до 7,5 МПа) перекачуваного газу, а для зварних кільцевих з'єднань ще й високим рівнем залишкових зварювальних напружень, які можуть досягати $(0,4..0,6) \sigma_T$, ставить особливі вимоги як до визначення їх величин, так і до прогнозування режимів експлуатації газопроводів.

Невідповідність в об'ємах поставки газу і його споживанням призводить до нестационарності газових потоків, що в поєднанні зі складною технологічною схемою газопроводів та пересіченим профілем траси приводить до складності прогнозування режимів роботи газопроводів та керування ними. Слід зазначити, що в залежності від вибору режиму роботи газотранспортних систем України можна зекономити або марно витратити на перекачку понад 3 млрд.м³ газу на рік. Тому проблема експлуатації вибору режимів роботи складної газотранспортної системи та керування ними в умовах нестационарності є зараз особливо значущою для народногосподарського комплексу України.

Науково обґрунтоване визначення планових задач подачі газу в умовах нестационарності полягає в необхідності отримання достовірної інформації про добову, сезонну та інші види нерівномірності споживання газу. На даний час формуються два основних напрямки прогнозування: зазначивши нерівномірність споживання газу в задачах проектування та розвитку (перспективне прогнозування) систем газопостачання; прогноз графіків споживання для керування режимами в реальних системах транспорту газу (оперативне прогнозування).

Важливим етапом проведення досліджень є статистичний аналіз реальних режимів роботи магістральних газопроводів із пересіченим профілем траси, що дозволить встановити реальну картину руху газу в газопроводах, а також загальні характеристики технологічних процесів. Реальні газопроводи працюють у нестационарному режимі. Однією із зовнішніх причин нестационарності роботи газопроводу є періодичне збурення від добових, місячних, а також річних коливань газоспоживання, які мають певну закономірність. Для оперативного диспетчерського керування, в основному, має значення облік коливання газоспоживання на протязі доби. Для проведення таких досліджень важливо встановити причину виникнення нестационарного процесу, яка у свою чергу в більшості випадків визначає характер його протікання. Усі причини виникнення нестационарних процесів можуть бути розділені на постійнодіючі та імпульсні.

До першої групи слід віднести нестационарні процеси, викликані добовою нерівномірністю газоспоживання. Вони характеризуються періодичністю з періодом в одну добу і для транзитних газопроводів незначною амплітудою зміни технологічних параметрів. В основному для вимірювання добової нерівномірності газоспоживання використовується акумулююча здатність газопроводу, тому в більшості випадків ніяких керуючих впливів на систему не застосовується.

Імпульсні причини виникнення нестационарності газового потоку в газопроводі з технологічної точки зору можна розділити на дві групи. До першої слід віднести нестационарні процеси, викликані технологічними плановими впливами на систему (зміна технологічної схеми компресорної станції (КС), різні зміни в поступленні чи відборі газу із системи). Нестационарність потоку, викликана дією цих впливів, характеризується великою амплітудою зміни технологічних параметрів і значною тривалістю перехідного процесу. Однак, момент початку нестационарного процесу в цьому випадку здебільшого заздалегідь відомий, що дозволяє завчасно моделювати майбутній нестационарний процес та прийняти відповідні керуючі рішення. До другої групи відносяться нестационарні процеси,

викликані аварійними ситуаціями на газопроводах (як на КС, так і на лінійних дільницях).

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

Значна частина газопроводів або їх дільниць працює при неізотермічній течії газу, що необхідно враховувати при виборі режиму експлуатації газопроводу.

Загальна математична модель нестационарного неізотермічного руху газу в газопроводі з урахуванням профілю траси може бути побудована на основі диференціальних рівнянь руху газу, нерозривності і енергії, які у векторній формі мають вигляд [23, 28]:

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

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

P – тиск газу в трубопроводі;

W – лінійна швидкість газу;

T – температура;

Q – тепловий потік у навколишнє середовище;

Φ – дисипативна функція Релея;

q^* - питомий тепловий потік через стінки.

Поверхневий аналіз вищенаведеної системи показує, наскільки зростає складність та затрати машинного часу її реалізації для нестационарних процесів у порівнянні з квазістационарними. Тому важливим етапом проведення дослідження є статичний аналіз реальних режимів роботи МГ, що дозволить встановити реальну картину руху газу в газопроводах і загальні характеристики технологічних процесів. Для проведення таких досліджень

важливо встановити причину виникнення нестационарного процесу, яка в свою чергу в більшості випадків визначає характер його протікання.

Прогнозування, яке проводиться на основі статистичних даних, має першочергове значення при розв'язку задач диспетчерського керування. Воно допомагає більш раціонально використовувати потужності компресорних станцій, більш ефективно організувати роботу експлуатаційних служб, підвищити надійність роботи газотранспортної системи.

1.3 Вплив робочих середовищ на руйнування газопроводів

Проблема забезпечення високої експлуатаційної надійності магістральних трубопроводів (МТ) має важливе значення для народного господарства України, оскільки значна їх частина експлуатується протягом тривалого часу і вже вичерпала свій нормативний ресурс. Стабільна робота МТ і його висока економічна ефективність, у першу чергу, залежить від його технічного стану. При оцінці технічного стану трубопроводу важливе місце займає достовірне визначення напружено-деформованого стану (НДС) його лінійної частини як одного з основних факторів, від якого залежить рівень експлуатаційної надійності споруди. В іншому випадку трубопроводи можуть зазнавати аварійної ситуації.

Аналіз причин аварій магістральних трубопроводів дозволив у багатьох випадках встановити, що відмови роботи пов'язані з розривами по металу в цілому або по кільцевих стикових швах. Більше 50% конструкцій руйнуються внаслідок корозійних пошкоджень, 37% аварій викликані незадовільною якістю металу, який характеризується недостатньою пластичністю, ударною в'язкістю, неякісними лініями сплавлення, заводських швів тощо.

Детальний аналіз причин аварій дозволив у багатьох випадках встановити безпосередній зв'язок джерела зародження руйнування з будь -

яким, нехай і малопомітним, дефектом металургійного, виробничого, будівельно-монтажного або експлуатаційного характеру, який є концентратором напружень на внутрішніх і зовнішніх поверхнях труби. Заводські дефекти проявляються у вигляді вад металу труби, неметалічні включення - у вигляді сульфідних смужок, раковини, неповне зняття залишкових напружень зварного шва, дефекти механічного пошкодження внутрішньої поверхні труби. Під час монтажу трубопроводів і транспортуванні труб до місця призначення переважають механічні пошкодження у вигляді вм'ятин, забоїн, рисок, а також дефектів поперечних стикових швів, зокрема непроварів та ін.

На сьогодні не існує загальної теорії впливу корозійних середовищ на швидкість поширення тріщин у конструкційних сплавах, як немає і єдиної точки зору на механізм корозійного розтріскування окремих класів матеріалів. Разом із тим прийнято вважати, що зниження опору розвитку тріщин у конструкційних сплавах при дії агресивних середовищ можливе з трьох основних причин: 1) адсорбційної дії поверхнево-активних середовищ; 2) водневого окрихчення матеріалу на кінчику тріщини; 3) локального анодного розчинення металу як фактора просування тріщини. Ці фактори можуть проявлятися як окремо, так і спільним впливом [41, 90, 91]. Щодо останнього фактора, то згідно з анодним механізмом впливу корозійного середовища розвиток тріщини проходить через локальне електрохімічне розчинення сплаву у вершині тріщини. Локалізація електрохімічної корозії є обов'язковою умовою руйнування за цим механізмом, тобто інтенсивність розчинення сплаву у вершині тріщини повинна бути набагато вищою, ніж на її берегах і гладкій поверхні. Це зумовлюється структурною гетерогенністю матеріалу та наявністю в ньому механічних напружень. Однак такі дослідження для трубних сталей практично не виконувались.

Адсорбція поверхнево-активних речовин на поверхні високонапруженого матеріалу в кінчику тріщини може призводити до пониження поверхневої енергії та полегшувати руйнування. У цьому плані

були проведені окремі дослідження короткочасної тріщиностійкості для високоміцних сталей [40,90]. Дані щодо трубних сталей відсутні.

Під час проектування і відповідно до умов роботи трубопроводів їх конструкційні матеріали повинні мати необхідне поєднання міцнісних і в'язкопластичних властивостей, що зберігають свою стабільність у широкому інтервалі температур і тисків, високу корозійну стійкість, у тому числі до водневого окрихчування, корозійного розтріскування й інших специфічних видів корозійного руйнування, які проявляються в умовах впливу середовищ.

Основними факторами, які впливають на працездатність газопроводів є робоче середовище, яке класифікують по механізму впливу на міцність і витривалість трубної сталі на такі основні групи:

- неактивні робочі середовища, які практично не впливають на міцність, витривалість і деформування сталі;
- поверхнево – активні середовища, з яких проходить адсорбція поверхнево – активних елементів середовища на поверхню сталі. Ця адсорбція облегує деформування і руйнування трубної сталі;
- корозійно – активні середовища, які сприяють хімічній і електрохімічній корозії, зниженню пластичності, міцності і витривалості трубної сталі.

Агресивність робочого середовища є поняття порівняльного характеру, тобто одне середовище в порівнянні по агресивності з іншим, причому по відношенню до конкретного металу і його структурного стану. Характеризується агресивність швидкістю корозії. Якщо в результаті корозії поверхня сталі покрита окисною плівкою, то швидкість корозії в цьому випадку характеризує не стільки середовище, а стійкість металу до корозії.

Зі збільшенням агресивності середовища швидкість корозії не весь час зростає, в переважній більшості завдяки утворенню на поверхні пасивуючих плівок, втрати металу з часом зменшуються. Середовища, через які проходить електричний струм, відносяться до електролітів і сприяють електрохімічній корозії металу, при якій здійснюється перехід іонів металу з

анодних ділянок у середовище і еквівалентний обмін електронами між атомами і катодними ділянками металу. Електрохімічна корозія трубної сталі залежить від природи робочого середовища.

Електрохімічна корозія сталі залежить від природи електроліту і по - різному протікає в кислих, лужних і нейтральних середовищах. Температура робочого середовища збільшує швидкість корозійних процесів за рахунок прискорення анодних і катодних процесів шляхом підсилення дифузії. Вплив тиску на корозійні процеси пов'язаний з розчинністю в електроліті газів, розчинність яких з підвищенням тиску зростає. Гази H_2 , O_2 , CO_2 , H_2S , присутні в газопроводі при транспортуванні приймають участь в електрохімічних процесах.

Для виявлення впливу робочого корозійного середовища на міцність і витривалість трубної сталі необхідно дати характеристику корозійному середовищу, яке сприяє наводненню сталі. При електролітичному наводненні концентрація іонів водню, які виділяються на катоді, залежатиме від хімічного складу електроліту його концентрації. Відомо, що наводнення сталі знаходиться в прямій залежності від швидкості корозії з водневою деполяризацією.

Взаємодія середовища і металу буде залежати від:

- хімічного складу і його окремих компонентів.
- пластичної і пружної деформації.
- стану поверхні.

Хімічний стан сталі впливає на її корозійну стійкість, особливо при корозії з водневою деполяризацією. Структурний стан сталі суттєво впливає як на електрохімічні корозійні процеси, так і на дифузійні процеси, і чим більша нестабільність фаз, тим вища її чутливість до корозії. Структурні властивості сталі впливають на дифузію в ній водню у внутрішніх її місцях типу каверн, пустот, що сприяє її наводненню. Під впливом деформації з'являється та необхідна енергія активації, яка може перевести термодинамічні нестійкі фази у стійкі. Ця енергія активації об'єднує

дифузійні процеси й адсорбцію із зовнішнього середовища, а також зміщує електродний потенціал металу в більш від'ємну сторону.

Деформація решітки і пов'язане з нею підвищення енергетичного рівня, а також розвиток дислокацій і вакансій, сприяє процесам наводнення металу.

Слід розрізняти три можливі випадки протікання наводнення металу:

- наводнення металу з недеформованою решіткою.
- наводнення металу з деформованою решіткою (процеси холодного деформування металу).
- наводнення в процесі деформування металу.

Міру впливу корозійного середовища на циклічну тріщиностійкість матеріалів оцінюють якісно на основі співставлень КДВР для даного середовища і лабораторного повітря (рідше інертного газу або вакууму), а також кількісно - за зміною швидкості росту втомної тріщини при однаковому значенні КІН або за зміною порогу тріщиностійкості. У

першому випадку визначається коефіцієнт впливу середовища $\beta_v = \frac{V_c}{V}$, де

V_c і V - швидкості росту втомних тріщин при певному фіксованому значенні КІН для корозійного та інертного середовища відповідно, а в

другому - коефіцієнт впливу середовища $\beta_{th} = \frac{K_{thc}}{K_{th}}$. Враховуючи практичне

значення оцінок тріщиностійкості в межах перісовської ділянки КДВР,

доцільно оцінювати міру впливу середовища в середньоамплітудній області

навантаження за зміною ΔK . Останній розглядається [60,130] як незалежна

характеристика циклічної тріщиностійкості на середній ділянці КДВР і

відповідає розмаху КІН при швидкості поширення втомної тріщини

приблизно 10^{-7} м/цикл. У цьому випадку визначається коефіцієнт $\beta_{\Delta K}$, який

дорівнює відношенню значень ΔK , одержаних при випробуваннях у

корозійному середовищі та на повітрі відповідно.

Особливу роль у процесі корозії відіграють розчинені в електроліті кисень і водень.

Дія водню на ріст втомних тріщин різноманітна; їй приділяється підвищена увага через можливе сильне пониження опору поширенню втомної тріщини при певних умовах навантаження. Водень різко пришвидшує ріст втомних тріщин у середньоамплітудній області навантаження, коли вплив інших чинників незначний. Однак механізми впливу водню на циклічну тріщиностійкість матеріалів трубопроводів на сьогодні практично не вивчені.

Розчиняючись у металі, водень може утворювати сегрегації на дефектах кристалічної будови, адсорбуватися на поверхнях мікронесуцільностей та частинках другої фази, накопичуватись у мікропорах у молекулярному вигляді, утворювати гідриди, взаємодіяти з легуючими елементами.

Негативний вплив підвищеного вмісту водню в сталі узагальнюють терміном водневе окрихчення (ВО). Розрізняють:

- водневу крихкість першого роду, яка характерна для наводненого металу за відсутності зовнішніх напружень;
- водневу крихкість другого роду, яка виникає в металі з підвищеним вмістом водню в процесі пластичного деформування.

Загалом виділяють такі механізми впливу водню на метали:

- окрихчення внаслідок створення високого тиску молекулярного водню, який накопичується в дефектах сталі і може стати настільки великим, що викликані ним розтягуючі напруження можуть перевищувати границю текучості (включаючи теорію максимальних тривісних напружень, яку Карпенко Г.В. і Крип'якевич Р.І. [41] виділяють у самостійну теорію);
- адсорбційне пониження під впливом водню поверхневої енергії, яке полегшує зародження та поширення тріщин;
- пониження когезивної міцності внаслідок послаблення під дією водню сил взаємодії атомів у кристалічній ґратці. За таким механізмом окрихчення може відбуватися лише в особливих розтягнутих ділянках кристалічної ґратки, в яких концентрація водню перевищує його середню концентрацію;

- блокування процесів ковзання внаслідок взаємодії рухомих дислокацій з воднем із утворенням атмосфер Коттрела, які перешкоджають процесам ковзання, що зумовлює локальне окрихчення металу;
- пластифікування, яке пов'язує із полегшенням пластичної деформації під впливом розчиненого в гратці металу водню (водень, взаємодіючи з металом, полегшує рух і генерування дислокацій).

Стан поверхні значною мірою впливає на взаємодію із зовнішнім середовищем, оскільки дія середовища на метал здійснюється через поверхню. Наявність поверхневих дефектів у конструкціях зі зварним з'єднанням значно прискорюються процеси дифузії водню.

Якщо в перші періоди експлуатації газопроводів діаметром 1020 мм зі сталі 17Г1С, по якому транспортується газ із вмістом сірководню до 2 %, руйнування визначалось, головним чином, складністю рельєфу, значною напруженістю зварного з'єднання при монтажних стиках, а також недопустимими дефектами зварки, то надалі руйнування набуває чітких ознак сульфідного розтріскування [90] .

Загальним для всіх руйнувань є те, що вони починаються на внутрішній поверхні газопроводу в зоні сплавлення кореневого або підварного шва до зовнішньої поверхні.

Останнім часом спостерігаються ініціювання крихких тріщин у металі магістральних газопроводів із зовнішньої поверхні, причиною яких, враховуючи специфіку цих пошкоджень, у більшості випадків вважають корозійне розтріскування. При цьому відзначається вплив на розвиток крихкого пошкодження водню, який може виділятися при катодному захисті газопроводу, коли створюються специфічні електрохімічні умови на малій ділянці зовнішньої поверхні труби. Отже, виходячи з далеко неповного огляду публікацій щодо руйнування газопроводів, можна зробити висновок, що водень продовжує залишатись однією з головних причин крихких пошкоджень сталі.

Воднева крихкість газопроводів пов'язана з деякими умовами деформації, які визначаються дифузійними процесами водню в сталі під час її деформації.

До таких факторів відноситься температура робочого середовища і швидкість деформації. Дослідженнями [90, 91] встановлено, що зменшення частоти деформації від 10 до 1 Гц, швидкість розвитку втомних тріщин в основному металі і металі шва зменшується, причому при частоті 0,16 Гц майже в 10 разів.

Таким чином з точки зору безаварійної експлуатації газопроводів є важливими питання, пов'язані як з робочим середовищем, так і з навантаженням, які при одночасній дії ведуть до корозійно – механічних руйнувань, механізм яких є складним і потребує подальших досліджень.

1.4. Сучасні представлення про механізм руйнування газопроводів

Особливого значення набуває поширення підходів механіки руйнування на випадок розвитку тріщин при дії різноманітних активних, у тому числі корозійних робочих середовищ. Ці питання актуальні при вирішенні проблем міцності та надійності конструкцій, що експлуатуються в енергетиці, хімічній, нафтогазовій промисловості та інших галузях народного господарства.

Розповсюджене уявлення про те, що при корозійній втомі вплив на руйнування сталі має переважно механічний фактор, а при корозійно – статичній втомі – електрохімічний. Однак вважається, що в обох випадках за зниження втомної міцності сталі в корозійних середовищах являються катодні і анодні процеси, прискорені впливом діючих напружень. Напруження облегшує руйнування металічних зв'язків між іон – атомами металу і зменшують їх роботу виходу. Руйнування захисних плівок на металі при дії механічних навантажень зумовлює прискорення анодних та катодних процесів, і як результат утворення корозійних язв, які в процесі навантаження стають концентраторами напруження. Дно концентраторів є анодним по відношенні до стінок та поверхні металу. Таким чином, у відповідності з існуючим уявленням, основна роль у руйнуванні при

корозійній втомі належить анодним ділянкам металу. Ця теорія отримала назву електрохімічної теорії корозійної втоми. Однак дана теорія не пояснює деяких явищ, які проявляються при корозійній втомі сталі.

Для пояснення механізму корозійної втоми авторами була запропонована адсорбційно – електрохімічна теорія [40], доповнена новими уявленнями про вплив водню [89,91]. Довготривала дія на металеву конструкцію змінних напружень може викликати поступове навантаження пошкоджень, утворення тріщин і руйнування – корозійну втому [35, 40, 50, 57, 90, 98, 117]

Під впливом корозійних середовищ корозійна втома металів набуває ряду характерних ознак: відсутність істинної границі витривалості, тобто криві корозійної втоми не мають горизонтальної ділянки, тому для оцінки корозійної втоми визначають умовну границю витривалості; відсутність кореляції між механічними властивостями металу при статичному або циклічному навантаженні на повітрі та умовною границею корозійної витривалості; зміною мікрорельєфу поверхонь злому та часткової зміни механізму руйнування в залежності від характеру взаємодії середовища з металом; значно вища порівняно з повітрям чутливість частоти циклу навантаження металу. Варто зазначити, що в ряді систем метал-середовище ступінь схильності металу до КР може неадекватно впливати на швидкість руйнування внаслідок корозійної втоми, а в багатьох випадках незначні зміни напружень можуть спричинити катастрофічне руйнування металу. Таке явище має місце за наявності в корозійному середовищі водню.

Механізм сульфідного руйнування не до кінця зрозумілий, незважаючи на багаторічні дослідження в провідних наукових центрах світу. В залежності від механічних характеристик сталі та структури руйнування відбувається або шляхом утворення при поверхневих пухарів, які часом супроводжуються розшаруванням металу, або шляхом водневого окрихчення, коли сталь руйнується однією або декількома тріщинами. Але причиною в обох випадках є дія водню. Оскільки цей вид руйнування домінує, головним чином, у нафтогазодобувній і частково переробній промисловості, більшість

досліджень стосується трубних вуглецевих та низьколегованих сталей перлітного класу – основного конструкційного матеріалу газопроводів.

Пошкоджуваність низьколегованих трубних сталей традиційно пов'язують із наявністю сульфідів, іони яких є промотором наводнювання металу. Якщо ж сульфідне включення внаслідок корозійних процесів оголюється на поверхні, вони розчиняються у середовищі зі зниженням рН, утворюючи сірководень, а на його місці виникає пітінг – локальне ефективне джерело водню, який абсорбується сталлю. Окрихчений метал у вершині пітінга в багатьох випадках полегшує зародження тріщини. Абсорбований водень після локалізації на границі розділу сульфід – матриця створює високий внутрішній тиск, у результаті чого ініціюються тріщини водневого руйнування. Ці тріщини не спричиняють руйнування газопроводів при експлуатації, однак відіграють суттєву роль при зародженні сульфідного КР, орієнтованих нормально до розтягуючого навантаження, по яких руйнуються газопроводи та інші конструкції. Зона пластичної деформації біля вершини сульфідних включень під дією водню та розтягуючих пульсуючих напружень окрихчується значно швидше, ніж основний метал.

Корозійне розтріскування під напруженням – найнебезпечніший і специфічний вид корозійно – механічних руйнувань трубопроводів. Процеси цього виду руйнування багатофакторні, залежать від механічних характеристик, хімічного складу і структури трубної сталі та умов її навантаження. Оскільки часом незначна зміна умов експлуатації або технології виготовлення зварної конструкції призводить до корозійного розтріскування (КР), воно особливо небезпечне при експлуатації трубопроводів. Велика кількість оглядової літератури присвячено проблемам КР металевих матеріалів без урахування змін, які відбуваються при експлуатації посудин під тиском та зварних конструкцій, хоча в деяких монографіях частково висвітлюється механізм руйнування при даних умовах експлуатації [14,49,59,60,109,110]. Зважаючи на особливу небезпеку при руйнуванні газопроводів, зараз значна увага приділяється методам оцінки схильності матеріалів і зварних з'єднань (33) до руйнування при одночасній

дії навантаження і середовища, діагностиці, прогнозуванню ресурсу газопроводу, в тому числі залишкового [80,90].

Особливий ефект викликає адсорбція водню на катодних ділянках металу. Водень може легко проникати в решітку металу, а за певних умов викликати водневу крихкість сталі.

На наш погляд, водень може впливати на корозійно втомну міцність сталі у випадку ураження значного по глибині об'єму металу, що можливе при одночасному пластичному деформуванні і наводненні, коли водень за дуже малий проміжок часу проникає в глибину металу по зонах площин ковзання. Підтвердженням цього є те, що при високих амплітудах циклічного навантаження на зламі сталевих зрізів у корозійних середовищах немає окислювальних місць, при цьому не виявляються продукти корозії в тріщинах втоми. В той час втомне руйнування в корозійних середовищах при всіх значеннях амплітудних напружень проходить при значно менших напруженнях ніж на повітрі, що вказує на наявність додаткових факторів, які зменшують міцність металу. Таким чином, у цьому випадку вирішальне значення набуває явище водневої втоми сталі.

Воднева втома трубної сталі при циклічно змінних напруженнях може проявлятися в чистому виді при катодному захисті газопроводів, які в процесі експлуатації піддаються пульсуючим навантаженням у корозійному середовищі. Катодний захист підсилює виділення іонів водню на метал, що сприяє наводненню трубної сталі і викликає появу водневої крихкості. Поява водневої крихкості при пульсуючих видах навантаження зумовлює до руйнування газопроводів від водневої втоми. При водневій втомі, так як і при корозійній втомі, немає істинної границі витривалості, а існує умовна границя витривалості (витривалість при заданій базі навантаження).

Виявлення водневої втоми дозволяє враховувати дію наводнювального середовища при розрахунках газопроводів на міцність та прогнозування безаварійної їх експлуатації. Тому питання чутливості низько вуглецевих та низьколегованих сталей, які широко використовуються в газотранспортній системі, є актуальною науковою та прикладною задачами.

1.5. Вибір напрямків дослідження

Більшість магістральних газопроводів експлуатуються протягом тривалого часу і немало з них відпрацювали амортизаційний термін. Щоб надійно оцінити працездатність трубопроводів, необхідний комплексний підхід, однією з важливих складових якого є визначення впливу наводнювального середовища та концентраторів напружень на руйнування газопроводів, зокрема, у місцях із дефектами та в зварних з'єднаннях, з якими пов'язано 70-80 % усіх відмов трубопроводів, що експлуатувалися протягом 30 років. Особливо це стосується зварних кільцевих швів, які після зварювання, як правило, додатково не обробляються для зменшення залишкових напружень. Умови експлуатації катодно захищених магістральних газопроводів передбачають можливість наводнювання і, відповідно, небезпеку руйнування, спричинену явищем водневої крихкості. Враховуючи особливості експлуатації газопроводів як зварної конструкції, під час руйнування якої поряд із корозійним розтріскуванням проявляються дії корозійної втоми, останнім часом надають особливого значення вивченню впливу відносно малої кількості циклів навантаження на довговічність трубопроводів. Реалізація таких досліджень, а особливо довготривалих випробувань, необхідних для правильного визначення ресурсу роботи трубопроводу, вимагає створення нових методологічних підходів до постановки та проведення експерименту.

З цих позицій важливу інформацію відносно корозійної витривалості зварних з'єднань магістральних газопроводів можна отримати, будуючи діаграми втоми в координатах $\sigma - \ln N$, враховуючи робочі параметри та дію корозійно агресивного середовища, оскільки наявний матеріал щодо корозійної втоми зварних з'єднань магістральних газопроводів досить обмежений. Отримані відомості відносно корозійної втоми в агресивному наводнювальному середовищі, в тому числі з поверхневими концентраторами в різних зонах зварного з'єднання, дають змогу під час

проектування газопроводів користуватись достовірними вихідними даними, необхідними для прогнозування ресурсу роботи магістрального газопроводу.

У процесі довготривалої експлуатації трубопроводів матеріал труб піддається комплексній дії корозійно-механічних факторів. Візуальні обстеження вирізаних котушок показали наявність корозійних пошкоджень внутрішньої поверхні трубопроводів. Разом із тим комплексні дослідження впливу експлуатаційних чинників на закономірності корозійно втомного руйнування трубною сталі 17Г1С обмежені. Найбільшою мірою це стосується зварних з'єднань трубопроводів.

Важливим етапом проведення досліджень є статистичний аналіз реальних режимів роботи магістральних газопроводів із пересіченим профілем траси, що дозволить встановити реальну картину руху газу в газопроводах, а також загальні характеристики технологічних процесів. Реальні газопроводи працюють у нестационарному режимі. Однією із зовнішніх причин нестационарності роботи газопроводу є періодичне збурення від добових, місячних, а також річних коливань газоспоживання, які мають певну закономірність. Для оперативного диспетчерського керування, в основному, має значення облік коливання газоспоживання протягом доби. Для проведення таких досліджень важливо встановити причину виникнення нестационарного процесу, яка в свою чергу, в більшості випадків визначає характер його протікання.

Труднощі точного визначення параметрів для діагностування полягають у тому, що кожному режиму роботи ділянки трубопроводу відповідають свої параметри. Це зумовлюється динамічністю перепадів напружень, які виникають у трубі до і після відбору газу із магістрального газопроводу. Тому особливо важливе значення в процесі діагностування технічного стану трубопроводу має розробка ефективних методів обробки результатів досліджень.

Проведене вище обґрунтування вибору напрямків досліджень дало можливість сформулювати основні задачі дослідження, які наведені у вступі даної роботи.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ І АНАЛІЗ НЕРІВНОМІРНОСТІ СПОЖИВАННЯ
ГАЗУ

Підвищення ефективності ГТС – важлива проблема, яка потребує розв’язання. Процес проектування та експлуатації таких ГТС характеризується рядом специфічних особливостей. Невідповідність в об’ємах поставки газу і його споживання призводить до нестаціонарності газових потоків, що в поєднанні зі складною технологічною схемою газопроводів та пересіченим профілем траси приводить до складності прогнозування режимів роботи та керування ними. Науково обґрунтоване визначення планових задач подачі газу в умовах нестаціонарності полягає в тому, що потрібно мати достовірну інформацію про добову, сезонну та інші види нерівномірності споживання газу.

2.1 Аналіз структури енергетичних
втрат у газовому потоці і вибір математичної моделі

У процесі математичного моделювання газодинамічних процесів у газопроводах задачі гідродинаміки і теплообміну, зазвичай, розглядаються окремо. За допомогою рівнянь гідродинаміки вирішуються задачі визначення полів швидкостей, тиску, густини газу. Задачі теплообміну розглядаються без обліку зміни тиску та витрати газу в просторі та в часі, вважаючи термодинамічні процеси стаціонарними. Це пояснюється тим, що постійна часу перехідного процесу на декілька порядків більша за аналогічну константу гідродинамічного процесу.

Проте результати досліджень свідчать про те, що зміна швидкості потоку газу по довжині ділянки впливає на інтенсивність теплообміну з навколишнім середовищем. У свою чергу, зміна температурних напруг у на-

вколишньому середовищі призводить не тільки до нового розподілу швидкостей у трубці, але й до повної зміни режиму руху газу. Тому задача моделювання руху газу в газопроводі повинна включати газодинамічні та термодинамічні рівняння, об'єднані в єдину систему.

У загальному випадку нестационарний термогазодинамічний процес руху газу в трубопроводі може бути описаний системою диференціальних рівнянь, наведених у векторній формі [28]:

$$\bar{g}\rho - \text{grad}\bar{P} + \mu\nabla^2\bar{W} - \rho\left(\frac{\partial\bar{W}}{\partial t} + \bar{W}\text{grad}\bar{W}\right) = 0, \quad (2.1)$$

$$\frac{\partial\rho}{\partial t} + \text{div}\bar{W} = 0,$$

$$\bar{W}\frac{\partial\bar{T}}{\partial t} + \text{grad}\bar{T} = -\frac{1}{\rho}\text{div}\bar{q} + \frac{1}{\rho}\frac{\partial\bar{T}}{\partial t} + \frac{1}{\rho}(\Phi + \bar{q}), \quad (2.2)$$

де ρ – густина газу як функція просторових координат і часу; \bar{P} – вектор тиску; \bar{W} – вектор швидкостей із проекціями на просторові координати u , v , w ; \bar{T} – вектор температурного поля; \bar{g} – тепловий потік у навколишнє середовище; Φ – диссипативна функція Релея.

Для замикання системи рівнянь використовують рівняння газового стану, що в загальному випадку може бути представлено функцією $f(p, T) = 0$.

З метою опису теплообміну в стінці газопроводу необхідно доповнити систему рівнянням теплопровідності:

$$\rho_c c_c \frac{\partial\bar{T}_c}{\partial t} = \text{div}(\xi_c \text{grad} + \bar{T}_c) + \bar{q}_c, \quad (2.3)$$

де c_c , ρ_c – теплоємність і густина матеріалу труб; ξ_c – коефіцієнт теплопровідності сталі; $\frac{\partial\bar{T}_c}{\partial t}$ – вектор температурного поля в стінці труби; \bar{q}_c – тепловий потік крізь стінку.

Просторова модель термогазодинамічного процесу в газопроводі важко реалізується та є малоперспективною для експериментальних досліджень внаслідок необхідності забезпечення подібності за значною кількістю критеріїв. Тому ряд досліджень дозволив прийти до висновку щодо можливості та

доцільності одномірного моделювання руху стисливого середовища в трубопроводі.

При цьому рух у трубі розглядається з постійними по перерізу труби швидкістю, температурою, тиском і густиною газу. Зміна цих параметрів може здійснюватися тільки в одному напрямку – вздовж осі трубопроводу. Зазвичай приймають швидкість руху потоку такою, що дорівнює середньомасовій, а температуру визначають як середньокалориметричну в даному перерізі:

$$T = \frac{\int T w c_p dF}{\int w c_p dF}.$$

Тоді математична модель одномірного руху газу в трубопроводі з урахуванням теплообміну може бути представлена у вигляді системи рівнянь

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

$$\frac{\partial(\rho W)}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0, \quad (2.4)$$

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

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

h – геодезична позначка траси газопроводу.

Перше рівняння системи (2.4), яке звичайно називають рівнянням руху, побудоване на основі принципу Даламбера шляхом суперпозиції сил, що діють на елемент суцільного рухомого середовища, на осі трубопроводу.

Перший член рівняння, який називається градієнтом тиску, є дією сил тиску на потік середовища, що рухається.

Другий член враховує вплив на потік Коріолісової сили, викликані нерівномірністю розподілу швидкостей по перерізу труби. Враховуючи одномірність потоку та припущення рівномірності розподілу параметрів по перерізу труби, цим членом нехтують.

Третій член рівняння характеризує вплив гравітаційних сил на потік газу, що рухається по похилій ділянці.

Четвертий член рівняння визначає вплив сил інерції на потік газу.

П'ятий член рівняння визначає вплив сил тертя на потік неперервного середовища.

Без урахування впливу на потік газу Коріолісової сили рівняння руху може бути представлено у виді:

$$\frac{\partial P}{\partial x} + \rho g \frac{dh}{dx} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + \frac{\lambda \rho W^2}{2d} = 0. \quad (2.5)$$

З метою визначення структури гідравлічних втрат під час руху реального газу в газопроводі здійснено аналіз технологічних режимів роботи газопроводів “Союз”, “Братерство” і “Уренгой–Помари–Ужгород” на гірських ділянках їхньої експлуатації.

При цьому було розглянуто понад 5 тис. різних режимів експлуатації зазначених газопроводів, із них 137 найбільш характерних розділено на 22 групи, кожна з яких об'єднувалася за характером технологічного режиму. З використанням параметрів технологічних режимів експлуатації газопроводів для кожної групи режимів визначалися всі види гідравлічних втрат, що входять у структуру рівняння (2.5). Слід зазначити, що з чотирьох складових сил у (2.5) три (крім першої) визначаються зовсім незалежно від будь-яких даних щодо властивостей поля тиску. Але якщо з чотирьох складових три визначе-

ні, то четверта знаходиться цілком однозначно. Отже, рівняння (2.5) визначає взаємозв'язок поля швидкостей і поля тиску.

Кожна зі складових рівняння (2.5) визначалася за усередненими в часі показниками.

Усереднене значення градієнта тиску визначалося з виразу:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)_{\text{сеп}} = \frac{P_{i0} - P_{iL}}{L}, \quad P_{i0} = \frac{1}{T} \int_0^T P(O, t) dt, \quad P_{iL} = \frac{1}{T} \int_0^T P(L, t) dt,$$

де T – проміжок часу, протягом якого здійснювалася реєстрація тисків.

Гравітаційні гідравлічні втрати визначалися з формули

$$\left(\rho g \frac{dh}{dx}\right)_{\text{сеп}} = \rho_{\text{сеп}} g i_{\text{сеп}},$$

Усереднена величина інерційних гідравлічних втрат визначалася із залежності

$$\left(\frac{\partial(\rho W)}{\partial t}\right)_{\text{сеп}} = \frac{1}{FT} \int_0^T |M_i - M_{i+1}| dt,$$

де M_i, M_{i+1} – масові витрати газу газопроводом на кінцях кожного проміжку дискретності за часом.

На основі виконаних розрахунків середня усереднена величина гідравлічних втрат на трасі визначалася як така різниця:

$$\left(\frac{\lambda \rho W^2}{2d}\right)_{\text{сеп}} = \left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)_{\text{сеп}} - \left(\frac{dh}{dx}\right)_{\text{сеп}} + \left(\frac{\partial(\rho W)}{\partial t}\right)_{\text{сеп}}.$$

Аналіз результатів розрахунків показує, що найбільшу питому вагу в загальній структурі гідравлічних втрат мають гідравлічні втрати на тертя. Середня величина цих втрат складає 94,71 %. Дисперсія цього виду втрат навколо середнього складає 13,28 %, а коефіцієнт варіації (17,8 %) найменший у загальній структурі гідравлічних втрат.

Гідравлічні втрати, пов'язані з впливом сил гравітації в загальній структурі втрат, займають найменшу частку (у середньому 5,77 %). У залежності від режиму експлуатації і характеру профілю траси питома величина цього виду втрат коливається в межах від 4,08 до 8,14 %, при цьому дисперсія навколо середнього мінімальна (1,3 Па/м), а коефіцієнт варіації складає

вколо середнього мінімальна (1,3 Па/м), а коефіцієнт варіації складає 22,5 %. Очевидно, що ці втрати зумовлені як профілем траси газопроводу, так і параметрами режиму. При цьому для одного конкретного газопроводу межі зміни цього виду гідравлічних втрат істотно звужуються.

Найнестабільнішими в загальній структурі втрат є гідравлічні інерційні втрати. В середньому їхня величина складає 19,57 % у загальній структурі втрат. У залежності від режиму роботи газопроводу питома величина інерційних втрат коливається в межах від 1,09 до 43,9 % із дисперсією навколо середнього 12,66 Па/м і найбільшим коефіцієнтом варіації 64,7 %. Це свідчить про непередбачуваність величини інерційних втрат.

Із проведеного аналізу випливає, що при моделюванні режимів роботи магістральних газопроводів неприпустимо зневажати гідравлічними втратами на тертя в рівнянні руху при будь-яких режимах. Нехтування членом, що враховує гравітаційні втрати, призведе до деякої похибки, яка залежить від профілю траси газопроводу та буде близькою до постійної в різних варіантах розрахунків. Нехтування інерційними втратами припустиме лише після попередньої оцінки режиму, що моделюється. При цьому зауважимо, що для квазістаціонарного турбулентного режиму величина інерційних втрат мізерна, а з розвитком нестаціонарності швидко зростає. Тому виникає необхідність певним чином оцінити ступінь нестаціонарності потоку з метою прогнозування величини інерційних втрат.

Як відомо [29], саме інерційні втрати спричиняють нестаціонарний характер руху газу в трубопроводі. Найбільш суттєвим гальмом нестаціонарності вважаються гідравлічні втрати на тертя. Слід зауважити, що до них необхідно віднести не тільки втрати на в'язкісне тертя в потоці, а й всі інші види гідравлічних втрат, які в комплексі можуть бути оцінені величиною фактичного коефіцієнта гідравлічного опору. Тоді, користуючись рівнянням (5), можна для оцінки міри нестаціонарності газового потоку використати відношення члена, що виражає інерційні втрати, до члена, що виражає гідравлічні втрати на тертя, тобто

$$N_i = \frac{\frac{\partial(\rho w)}{\partial t}}{\frac{\lambda_f \rho w^2}{2d}}$$

Використавши операцію приведення диференціальних операторів і переходячи від лінійної та масової швидкості до витрати газу одержимо вираз для критерію нестационарності у вигляді

$$N_i = \frac{\delta Q d}{\lambda_f W \tau} \quad , \quad (2.6)$$

де δQ - зміна витрати в період нестационарного процесу за характерний час;

W - середня по довжині й усереднена в часі лінійна швидкість газу в газопроводі:

$$W = \frac{4\bar{Q}_{CP} T_{CP} Z_{CP} P_{CT}}{\pi \cdot d^2 \bar{P}_{CP} T_{CT}} \quad ,$$

$$\bar{Q}_{CP} = \frac{1}{\tau} \int_0^{\tau} Q(t) dt \quad , \quad \bar{P}_{CP} = \frac{1}{\tau} \int_0^{\tau} P_{CP}(t) dt \quad ,$$

P_{CT}, T_{CT} - стандартні умови;

P_{CP}, T_{CP} - середні значення тиску і температури в газопроводі;

Z_{CP} - коефіцієнт стисливості газу при P_{CP} і T_{CP} .

У результаті аналізу розрахункових параметрів на фактичних режимах роботи газопроводів встановлено критичне значення критерію нестационарності $N_{кр} = 1,4 \cdot 10^{-6}$.

Якщо в результаті розрахунків $N_i < 1,4 \cdot 10^{-6}$, то для цих режимів можна нехтувати інерційними втратами в математичній моделі і при цьому похибка у визначенні параметрів режиму не перевищить 5 %, що припустимо.

Якщо ця умова ($N_i < 1,4 \cdot 10^{-6}$) не виконується, то похибка різко зростає, тому при математичному моделюванні режиму слід врахувати величину інерційних втрат енергії.

2.2. Дослідження характерних періодів роботи газопроводів

З метою оцінки впливу нестационарності процесу транспортування газу на величину напружень у стінці трубопроводу проведено аналіз фактичних режимів експлуатації газопроводу “Братерство” в нештатних режимах його експлуатації. Фактична інформація про динаміку зміни технологічних параметрів режимів роботи газопроводу взята з журналів диспетчерських даних за період 1991-1999 років.

Магістральний газопровід Долина – Ужгород – Держграниця ЧССР – СРСР (ДУГ) споруджувався в декілька етапів. Перша частина споруджена в 1968 р. і складається із трубопроводів діаметром 820×8.5 мм довжиною 186907 м. Подача газу по газопроводу ДУГ-1 забезпечувалась двома компресорними станціями (КС) в м. Долині і м. Ужгороді, обладнаними поршневыми газоперекачувальними агрегатами МК-8 і 10ГКНА відповідно. Всі переходи через природні та штучні перешкоди двохниткові з труб діаметром 720×20мм для забезпечення міцності і максимальної надійності.

Подальше збільшення поставок газу за кордон викликало необхідність спорудження другої нитки газопроводу ДУГ-II. Вперше у вітчизняній практиці в 1971 р. був споруджений газопровід діаметром 1420×17мм. Довжина другої нитки склала 180900 м. На КС були споруджені нові цехи на 6 газоперекачувальних агрегатів (ГПА) ГТК-1-2.

Надалі пропускна здатність системи збільшилась за рахунок збільшення КС і спорудження лупінгів. На даний час пропускна здатність газопроводів ДУГ-I і ДУГ-II складає 36.6 млрд. м³/рік.

Система газопроводів Долина – Ужгород – Держграниця ЧССР – СРСР одержала назву “Братерство”. Вона починається на головних спорудженнях Долинського газопереробного заводу ниткою діаметром 820мм на км 7.2, розміщеною КС в Долині, та складається з двох цехів. У першому розміщено 12 газомотокомпресорів МК-3 і один ДР-12. У другому цеху знаходиться 9 ГПА ГТК-10, розміщені в двох приміщеннях на 6 і 3 машини, які мають не-

залежні обв'язки нагнітачів. Окрім цього на Долинській КС знаходиться установка осушки газу від вологи і комплекс по очистці газу від важких вуглеводів. Від КС починається друга нитка газопроводу "Братерство", яка йде паралельно першій на віддалі 12м по ходу газу. Тут трубопровід через пойму річки Свіча, перетинаючи її в п'яти місцях, входить в гірську зону Прикарпаття, яка має середній додатній ухил біля 2%, хоча є ділянки невеликої довжини з ухилом 5%.

На 15 км є міжниткова перемичка, а також починається лупінг, який закінчується на 21.4км траси. Далі нитки перетинаються (км 26.6) і виходять на перевал Вишків. Тут траса має середній додатній ухил 3.4% із ділянками, які мають ухил до 14%. Потім траса газопроводу знижується із середнім ухилом 7.1% до 48км, де розміщена друга міжниткова перемичка, і знову йде вгору на Торунський перевал з ухилом 3.6%, досягаючи геодезичної відмітки 1074.7м. Із перевалу траса опускається в ущелену ріки і проходить по Міжгірському районі Закарпатської області. Середній від'ємний ухил на цій ділянці рівний 7%. Через перевал з 35км до 58.7км прокладений лупінг діаметром 1220мм, який підключений до нитки газопроводу ДУГ-II. На своєму шляху газопровід перетинає кілька рік і автодорогу Долина – Міжгір'я. Там же нитки перетинаються і входять до перевалу Прислон. Ухил траси при виході на перевал коливається від 13% до 16%. Біля підніжжя схилу (км 72.9) є ще одна міжниткова перемичка. З цього місця також беруть початок дві резервні нитки діаметром 1420 мм і 820 мм. Нитки споруджені для підвищення надійності лінійної частини газопроводу, оскільки в зимовий час проведення ремонтних робіт на перевалі Прислон неможливе в зв'язку з глибоким сніговим покривом. На спуску з перевалу Прислон ухил газопроводу досягає 18%, а перепад висот - 748 м. Біля західного підніжжя схилу розміщена ще одна перемичка (км 88.4). Далі газопровід проходить по горбистій місцевості Закарпатського ухилу Карпат і підходить до КС в Россоші. Станція складається з двох цехів по 6 ГПА ГТК-10-2 у кожному. На станції також є ділянки механічної очистки газу та установка апаратів повітряного охолодження газу. Після КС Россош газопровід по передгір'ям Карпат у поймі ріки Латориця з перепадами

висот 150-200м і ухилом до 16% на ділянках виходить на Закарпатську низовину. На цій ділянці споруджено 4 перемички між нитками, а також на км 125.5 траси є відвід на Угорську Народну Республіку, діаметром 820мм і довжиною 57км. На км 171.7 знаходиться кінцева КС в Ужгороді, яка складається із трьох цехів: цех ГМК-10 ГКНА і два цехи ГПА ГТК-10 на 6 і 3 машини. На КС є потужна установка водяного охолодження газу. Водяне охолодження прийнято в зв'язку з жорсткими контрактними вимогами щодо температури газу, який поставляється за кордон. Крім вище зазначеного газопровід "Братерство" забезпечує природнім газом промислові та побутові об'єкти Івано-Франківської та Закарпатської областей. Тому є значна кількість невеликих відборів газу із газопроводу.

13.09.1991 р. о 20.15 шляхом відкриття кранів № 199 і № 202 включено в систему транспорту газу раніше відключений лупінг. При цьому за характером зміни тиску на вході компресорної станції "Долина" і зміні витрати на компресорній станції "Ужгород" вибудована картина зміни фактичних показників режиму в часі, у вигляді графіків приведена на рис.1.2.

Тиск на компресорній станції "Россош", яка в цей період не працювала, стабілізувався на величині 4.90 МПа протягом 14 хв., потім спостерігалось різке його зниження протягом 30 хв. до значення 4.80 МПа з подальшою стабілізацією.

Аналогічний процес спостерігався на вході компресорної станції "Ужгород". При цьому стабілізовані значення тиску склали відповідно 4.46 МПа і 4.37 МПа. Час перехідного процесу і стабілізації тиску не змінився. Однак спостерігалось відставання початку процесів у часі тривалістю 4.5 хв.

Тиск на початку ділянки (на виході компресорної станції "Долина") зменшився з 5.12 МПа до 5.07 МПа за аналогічний період часу.

3.11.1993 р. об 11.00 відключений лупінг № 1 на ДГУ - П шляхом закриття крана № 189.

Лупінг має діаметр 1220 мм і довжину 6.4 км. Лінійна відмітка початку лупінга 15.0 км. Відключення лупінгу зумовило незначне зростання витрати

газу по компресорній стайції "Долина". Тривалість процесу склала 42 хв. Інші параметри роботи газопроводу практично не змінились. Це пояснюється незначною довжиною лупінга. Внаслідок цього він суттєво не впливав на режим протікання газу в системі.

Після цього о 12.20 шляхом закриття крана № 193 був відключений лупінг № 2 діаметром 1220 і довжиною 23.7 км з початковою відміткою по трасі 35.0 км.

Відключення лупінга № 2 зумовило до падіння тиску на вході компресорної станції "Россош" з 4.05 МПа до 3.92 МПа. Тривалість процесу склала 240 хв. (до відкриття крана № 193 і наступного підключення лупінга). У той же час витрата газу зменшилась протягом перших 120 хв на 44.6%, а потім збільшилась на 6.1% у порівнянні з початковим.

Тиск на вході компресорної станції "Ужгород" зменшився протягом 120 хв. з 4.37 МПа до 4.19 МПа.

Тиск на виході компресорної станції "Долина" різко впав за час 105 хв. з 5.50 МПа до 5.0 МПа, а потім зріс до кінця процесу до 5.48 МПа.

Короткочасна стабілізація параметрів процесу дозволила зробити висновок про закінчення перехідного процесу. Після цього шляхом відкриття крану №193 о 16.20 лупінг № 2 підключили до системи. Це призвело до зростання тиску на вході компресорної станції "Россош" і компресорної станції "Ужгород" та до падіння тиску на виході компресорної станції "Долина". Темп росту витрати по компресорній станції "Долина" знизився.

О 17 год. був відкритий кран № 189, а до системи підключений лупінг № 1. При цьому спостерігалась подальша стабілізація параметрів режиму. Через 120 хв. на вході компресорної станції "Россош" тиск стабілізувався на значенні 4.09 МПа, а на виході компресорної станції "Долина" спостерігався добре виражений затухаючий коливальний процес тиску зі стабілізацією о 19 год. 42 хв. Витрата газу на компресорній станції стабілізувалась через 40 хв. після відключення лупінга № 1. Характер перехідних процесів при відключенні та повторному включенні лупінгів № 1 і № 2 дозволяє зробити висновок про незначний вплив лупінга № 1 на характер і тривалість перехідних

процесів. Це пояснюється не тільки невеликою протяжністю лупінга, але і його розміщенням на трасі. На відміну від розглянутих вище лупінгів, лупінг № 1 розміщений на горизонтальній ділянці траси.

10.09.1992 р. проведено експеримент на перемичці, розміщеній на 48.3 км траси. Висота 929 м. - місцезнаходження перемички над рівнем моря. Перемичка була відключена шляхом закриття лінійного крану № 168, що спричинило перехідний процес у газопроводі. Перехідний процес приведений на рис.1.4. Тиск на виході Долинської компресорної станції почав зростати з 5.13 МПа і за 37 хвилин досяг тиску 5.14 МПа.

Тиск на вході в компресорну станцію "Россош" протягом 22 хв. здійснив коливання відносно початкового і через 20 хв. стабілізувався на значенні тиску до перехідного процесу.

Тиск на вході компресорної станції "Ужгород" спочатку зріс протягом 40 хв., а потім знижувався до стабілізації протягом 42 хв. Витрата на компресорній станції "Долина" з початку перехідного процесу до моменту урівноваження за 98 хв. зменшилась на 1.5%, що дає можливість зробити припущення про перетік газу через перемичку з газопроводу меншого діаметру в газопровід більшого діаметру.

Здійснено дослід і на інших перемичках. Так, 11.09.91р. була відключена перемичка на 15.1 км шляхом закриття лінійного крану №167. Це зумовило незначний ріст тиску на вході в компресорну станцію "Россош" з 4.0 МПа до 4.004 Мпа за 4 хв, а потім тиск повільно зменшився до 4.003 МПа і через 26.6 хв стабілізувався. Витрата газу по газопроводу спочатку протягом 11.6 хв. зросла 0.2%, потім зменшилась на 0.5% від початкового значення і через 33.3 хв. стабілізувалась. Тривалість процесу по тиску склала 30.6 хв, а по витраті - 44.9 хв.

Після досягнення стабільних параметрів роботи газопроводу перемичка була відкрита. Відкриття перемички зумовило поступове падіння тиску на вході компресорної станції "Россош" протягом 34 хв. зі значення 4.003 МПа до 4.0 МПа.

Витрата газу в м. Долина почала збільшуватися і за 41 хв. досягла значення, яке було зафіксоване до закриття перемички.

12.09.91 р. проведено експеримент на перемичці, розміщеній на 72.9 км траси газопроводу. Перемичка включалась і виключалась шляхом відкриття і закриття крану № 197. Висота перемички над рівнем моря 502.3 м.

Перемичка була виключена об 11 год. 20 хв. Відключення перемички спричинило спочатку падіння тиску з 4.47 МПа до 4.46 МПа за 3.5 хв, потім тиск почав зростати до значення 4.482 Мпа протягом 14 хв. Пізніше тиск знову почав зменшуватися і через 31 хв. досяг значення 4.463 МПа. Тиск на вході компресорної станції "Ужгород" здійснював коливання і стабілізувався через 44 хв. з початку процесу на компресорній станції. Витрати газу м Долина спочатку почали зменшуватися і за 10 хв. знизилась на 0.12%, а потім за 16 хв. зросли на 0.5% від початкового. Потім витрати знову почала знижуватися і за 26 хв стабілізувались, збільшившись у загальному на 0.25%. Після досягнення стійкого положення параметрів о 14 год. 00 хв. перемичка була відкрита, що викликало новий перехідний процес: тиск на вході компресорної станції "Россош" почав поступово зростати і через 38 хв. досяг початкового значення, на котрому стабілізувався. Тривалість процесу на компресорній станції "Ужгород" склала 41 хв. Витрати газу після відкриття перемички зросли незначно, а потім здійснився простий коливальний рух протягом 67 хв.

Проводився експеримент по визначенню впливу перемички, розміщеної на віддалі 88.4 км з геодезичною відміткою, рівною 493 м. Перемичка була відкрита 3.10.1991 р. о 18 год. 10 хв. Після відкриття перемички тиск на компресорній станції "Россош" за 7 хв. зріс із 3.94 МПа до 3.946 МПа, а потім за 22 хв. знизився до початкового і стабілізувався. Витрата газу протягом 4 хв. залишалась незмінною, після чого почала поступово рости, досягнувши встановленого значення через 34 хв.

О 14 год. 20 хв. перемичка була відкрита, після чого тиск газу на вході в компресорну станцію "Россош" коливався протягом 42 хв. Витрата газу почала зменшуватися і через 53 хв. досягла початкового значення.

Аналізуючи перехідні процеси в складних системах газопроводів слід зауважити, що зміна технологічної схеми перекачування викликає нестационарні коливання параметрів газового потоку, тривалість котрих коливається в межах 1.5 - 3 години. При цьому тривалість процесу залежить від характеру зміни технологічної схеми, розміщення збурюючого впливу по довжині і геодезичної відмітки газопровода.

Крім того, відключення лупінгів та їх повторне включення призводить до нестационарних процесів, тривалість яких залежить як від геометричних розмірів лупінга (довжина, діаметр), так і від розміщення лупінга на трасі. Чим далі від початку траси розміщений лупінг і чим більша різниця геодезичних відміток його початку і кінця, тим більша тривалість перехідного процесу, зумовленого відключенням або повторним включенням лупінга. Коливання тиску при цьому досягають величини 0.1 МПа, а коливання витрати до 6% від початкового.

Швидкість розповсюдження хвилі збурення в газопроводі залежить від тиску і температури газу. Однак, проти течії газу швидкість розповсюдження хвилі збурення вища. В середньому, зміщення в часі проходження хвилі збурення до попередньої і наступної компресорної станції склало 4 - 5 хв.

Відкриття і закриття міжниткових перемичок у складних системах газопроводів викликає нестационарні процеси дещо меншої тривалості (до 1.5 год.). Діапазон зміни параметрів перекачки при цьому також менший (по тиску до 0.01 МПа і до 1.5% по витраті).

Тривалість перехідних процесів у цьому випадку також залежить від лінійної і геодезичної відміток перемички на трасі. Особливо сильно впливає на перехідний процес профіль траси. Найбільшої тривалості досягає перехідний процес при закритті (або відкритті) перемички, розміщеної на стику низхідної і висхідної ділянки.

Режими роботи газопроводу при зміні параметрів роботи головної компресорної станції в м. Долина розглянуто на декількох прикладах. Так, 29.04.1991 року о 12 годин 20 хв. на компресорній станції "Долина" зупинено 2 турбоагрегати ГТК - 10. Після зупинки агрегатів тиск на вході в компресо-

рну станцію почав поступово зростати зі значення 3.21 МПа і за 321 хв. досяг величини 3.3 МПа, збільшившись на 2.7%. Тиск на виході компресорної станції "Долина" не змінювався, зберігаючи значення 5.1 МПа. Зате витрата газу через компресорну станцію почала зменшуватися і через 336 хв. досягла нового стаціонарного положення, знизившись на 8.4%. Хвиля збурення прийшла на наступну компресорну станцію через 13 хв., що виразилось початком хвилеподібного процесу у зміні тиску. Тиск на вході в компресорну станцію "Россош" за 207 хв. зріс на 4.9%, потім він почав зменшуватися і за 148 хв. досяг початкового значення 3.92 МПа. Процес на виході компресорної станції був менше виражений, причому крива зміни тиску була певним дзеркальним відображення процесу на вході компресорної станції. Але тиск у загальному зріс тільки на 1.8%, а потім зменшився на 1.2% від початкового значення. Тривалість переходу тиску в нове стаціонарне положення склала 422 хв.

Компресорна станція в м. Ужгород працює в режимі підтримки максимального тиску на виході. Вона виступає як погашувач коливань тиску на виході із системи газопроводу "Братерство". Це зумовлене тим, що в контрактних умовах обумовлені в якості контрольованих параметрів тиск, температура, склад перекачуваного газу і річний об'єм товарного газу. Тому регулювання роботи компресорної станції здійснюється, в основному, за рахунок зміни витрати газу. Зміна тиску газу на виході компресорної станції "Ужгород" склала тільки 0.002 МПа і чітко зафіксувати початок та закінчення процесу по вихідному тиску було неможливо.

Початок перехідного процесу визначено по вхідному тиску, хвиля збурення досягла компресорної станції "Ужгород" через 21 хв. з моменту зупинки турбоагрегатів в м. Долина. Ріст вхідного тиску був більш інтенсивним. Він зріс на 4.8% за 96 хв. Потім тиск зменшився до початкового значення. Тривалість перехідного процесу склала 458 хв. Витрата газу через компресорну станцію "Ужгород" зросла на 5.4% за 319 хв. і стабілізувалась.

8.01.1995 року на компресорній станції "Долина" були зупинені по режиму два газоперекачувальних агрегати ГТК-10. Зупинка була викликана

значним зниженням витрати газу через компресорну станцію з 2050 тис.м /год. до 1940 тис.м /год., що могло викликати помпаж нагнітачів по вхідній витраті. Зупинка групи газоперекачувальних агрегатів викликала ще більш сильне падіння витрати газу, яка зменшилась за 97 хв. на 8.8%, після цього витрата збільшилась на 15.5% за 120 хв., протягом 210 хв зменшувалась і в кінці прийняла через 537 хв. з початку процесу значення на 1.7% нижче початкового. У цей час значення тиску на вході в компресорну станцію коливалось і через 468 хв. стабілізувалося, перевищуючи початкове значення на 3.6%. Тиск на виході весь час зменшувався і являв собою обернену криву до значення тиску на вході. Спочатку він різко за 93 хв. впав на 2.9%, а потім виріс за 123 хв. на 7.1% від попереднього значення і через 461 хв. стабілізувався на значенні 4.63 МПа, що на 3.3% нижче тиску газу попереднього процесу.

До компресорної станції "Россош" хвиля збурення підійшла о 10 годині 29 хв., що виразилось в зломі кривої тиску (падіння стало більш крутим). Процес продовжувався до 19 години 15 хв. За цей час тиск знижувався на 2%, а потім встановився на значенні лиш на 0.05% нижче початкового.

На компресорній станції "Ужгород" перехідний процес почався о 10 годині 33 хв., коли тиск на вході почав зменшуватися більш круто, ніж до цього, і, знизившись на 3%, почав зростати, встановився на значенні на 1.9% меншим, ніж до початку перехідного процесу. Вихідний тиск почав коливатися, зменшившись за 185 хв. на 2.9%, а потім зріс і прийняв значення на 0.5% нижче вхідного тиску до початку перехідного процесу. Час переходу з одного стану в інший склав 503 хв.

Цікавим є режим роботи проміжної компресорної станції в Россоші. Так 4.01.1990 року на станції о 9 год. 50 хв. був відкритий кран №30. Після відкриття крана тиск на вході почав знижуватися зі значення 4.34 МПа і, досягнувши за 120 хв. значення 4.105 МПа встановився.

На вхідний тиск в м. Долина відключення компресорної станції "Россош" суттєво не вплинуло. Зміна тиску на вході компресорної станції "Долина" була настільки плавною, що не давала можливості судити про початок і

закінчення перехідних процесів. Перехідний процес тиску нагнітання компресорної станції "Долина", навпаки, був явно виражений і характеризувався різким стрибком тиску на 0.4%, після чого тиск поступово зменшувався і через 575 хв., зменшившись на 1%, стабілізувався. У зміні витрати газу теж не відбулося різких змін, які давали б можливість судити про початок перехідного процесу.

На наступній компресорній станції в м. Ужгород на вході процес був виражений явно і характеризувався затухаючими коливаннями тиску протягом 605 хв. Витрата газу через компресорну станцію також дещо зменшилась на 2%, а потім почала поступово збільшуватися без виражених коливань.

Наведений приклад, як і вищезазначені, дозволяє зробити висновок, що компресорна станція виступає своєрідним демпфером і зменшує тривалість неусталеного процесу.

Так 1 - 2.04.1993 р. газопровід працював у режимі повного завантаження. Поступлення газу в систему весь час зростало, що викликало необхідність здійснити додаткову загрузку трьох агрегатів на компресорній станції "Россош", які були запущені об 11 год. 50 хв. Це призвело до зниження тиску на вході компресорної станції. Відмічено падіння тиску на протязі 210 хв., потім деяка стабілізація з подальшим плавним зниженням протягом 18 годин. Тиск на виході зріс на протязі 318 хв. і після деякої стабілізації почав зменшуватися. Пониження тиску на вході склало 6%, а збільшення на виході - 8.1%.

Тиск на вході компресорної станції в м. Долина протягом 100 хв. залишався без змін, після чого почав зменшуватися. Зміна тиску була плавною без явних скачків і пульсацій. Як бачимо, на режим роботи Долинської компресорної станції значно впливає тиск на вході, котрий відноситься до зовнішніх факторів. У витраті газу на компресорній станції "Долина" також відмічено скачок через 100 хв. після початку процесу. Витрата газу збільшилася на 3.4%. Потім витрата газу поступово знижувалася.

Компресорна станція в Ужгороді працювала в режимі підтримки максимального тиску на виході. Шляхом регулювання продуктивності тиск підтримувався на рівні 5.44 МПа. Зате витрата газу через компресорну

станцію "Ужгород" зазнала значних змін, що зумовлено переключенням у технологічній схемі компресорної станції та зміною обертів газоперекачувальних агрегатів. Тиск на вході в компресорну станцію "Ужгород" змінив характер росту через 22 хв. після введення збурення в систему і при зростанні на 4.6% стабілізувався через 2 години, що дало можливість зробити припущення про закінчення перехідного процесу.

Після завантаження агрегатів протягом 25 годин 10 хв. газопровід працював у квазістаціонарному режимі. Поступлення газу в систему весь час зменшувалось з градієнтом 4.18 (кг/ с)/год. У зв'язку зі зменшенням витрати газу виникла необхідність зупинки газоперекачуючого агрегата. Тому о 12 годині 20 хв 2.04.1993 року на компресорній станції "Росош" зупинено три газоперекачуючі агрегати ГТК - 10.

Це привело до виникнення пульсації тиску на виході компресорної станції та росту тиску на вході компресорної станції. Сумарна ступінь стиснення станції знизилась із 1.296 до 1.182.

Тиск на вході в компресорну станцію "Ужгород" зменшився протягом 400 хв., а потім за 38 хв. зріс до попереднього рівня і стабілізувався. Тиск на виході знизився на 0.05 МПа, а потім знову прийняв значення 5.44 МПа. Витрата газу через компресорну станцію "Ужгород" на деякий час знизилась, а потім за 120 хв. зросла на 13%, стабілізувалася на значенні 515 кг/с (до початку перехідного процесу витрати становили 478 кг/с).

На компресорній станції в Долині спостерігалась пульсація вихідного тиску. Вхідний тиск зробив "гірку" і стабілізувався. Зате поступлення газу в систему газопроводу знижувалось із тією ж інтенсивністю протягом 380 хв., а потім почало рости і стабілізувалось.

Характерним режимом роботи газопроводу була аварійна зупинка 11.02.1991 р. чотирьох газоперекачувальних агрегатів на компресорній станції "Росош" і наступна загрузка на протязі 140 хв. нових агрегатів в роботу.

Зупинка турбоагрегатів призвела до початку підвищення тиску на вході КС і наступний швидкий запуск нових агрегатів ще більш усугубив цей процес.

Тиск на виході почав різко зменшуватися і, не дивлячись на завантаження нових газоперекачувальних агрегатів, зменшувався на протязі 1 години 45 хв., а потім почав зростати до попереднього рівня. Вхідний тиск навпаки зменшувався, що спричинило пониження ступені стиснення і збільшення об'єму перекачки. За рахунок цього збільшився відбір газу із системи і знизився вихідний тиск. Навпаки, характер перехідного процесу привів до збільшення ступені стиснення головної компресорної станції в Долині і зменшення кількості газу, який поступає в систему.

Для кожного з описаних режимів було обчислено значення критерію нестационарності та розраховано величину максимальних і мінімальних напружень у тілі труби (тобто амплітуду зміни напружень). Співставляючи амплітуду навантаження і величину критерію нестационарності на основі рекомендацій [28,115] зроблено висновок про те, що для отримання адекватної картини зміни напружень у тілі труби від дії змінного внутрішнього тиску з метою побудови амплітудно-частотних і фазово-частотних характеристик у межах допустимої похибки (5%) необхідно і достанько використати лінеаризовану математичну модель з урахуванням інерційних втрат енергії.

2.3. Визначення размаху коливань нерівномірності споживання газу

Поля зусиль і деформацій у конструктивних елементах можуть бути отримані в результаті розрахунків відомими методами [23,29]. Відповідно до [28] оцінку тривкості оболонок конструкцій доцільно проводити по енергетичній теорії міцності. Відповідно до цієї теорії при двохосьовому напруженому стані (подовжні і кільцеві напрямки) міцність оболонки оцінюється за допомогою так званих узагальнених зусиль

$$\sigma = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2 + 3 \cdot \tau^2}, \quad (2.7)$$

де σ_1 - подовжні зусилля;

σ_2 - кільцеві зусилля;

τ - дотичні зусилля.

Аналіз результатів досліджень трубопроводів показує, що розмір зусиль у точці $M(\alpha, \beta)$ напруженого елемента трубопроводу при стабільному технологічному режимі експлуатації з достатньою для практики точністю можна представити у вигляді:

$$\sigma(\alpha, \beta) = G(\alpha, \beta) \cdot P(t), \quad (2.8)$$

де α, β - безрозмірні координати точки M на поверхні конструктивного елемента ділянки трубопроводу;

$\sigma(\alpha, \beta)$ - функція, що описує зміну узагальнених зусиль в аналізованій точці $M(\alpha, \beta)$;

$P(t)$ - функція, що описує зміну напору в часу на вході в дану ділянку трубопроводу;

$G(\alpha, \beta)$ - детермінована функція зусиль - величина постійна для аналізованої точки, яка обчислюється на етапі розрахунку напруженого стану елемента трубопроводу.

Подання зусиль у формі (2.8) дозволяє задачу аналізу характеру зусиль розглядати як задачу аналізу характеру зміни напору на вході в аналізовану ділянку.

Звернемося до питань методики оцінки характеру навантажень ділянки трубопроводу в аналізованій точці безпосередньо за результатами спостережень газоспоживання на конкретній ділянці трубопроводу. Невідповідність в об'ємах поставки газу і його споживанням призводить до нестаціонарності газових потоків, що в поєднанні зі складною технологічною схемою газопроводів та пересіченим профілем траси приводить до складності прогнозування режимів роботи газопроводів та керування ними. Слід зазначити, що в залежності від вибору режиму роботи газотранспортних систем України можна зекономити або марно витратити на перекачку понад 3 млрд.м³ газу на рік. Тому проблема експлуатації вибору режимів роботи

складної газотранспортної системи та керування ними в умовах нестационарності є зараз особливо значущою для народногосподарського комплексу України.

Безпосередньо з аналізу досвіду експлуатації впливає ряд положень:

- кожна ділянка трубопроводу як елемент системи працює у визначеному технологічному середовищі (профіль траси, умови прокладки, характеристики устаткування і т.д.);
- технологічна обстановка змінюється на ділянці дискретно (висновок устаткування в ремонт, з експлуатації, при зміні плану транспорту нафти і т.д.);
- зміни відбуваються в моменти часу $\tau_1, \dots, \tau_i, \tau_{i+a}$ що фіксуються технічними службами; змінами технологічної обстановки на інтервалі τ_{i+1} у практичних розрахунках можна знехтувати.

Приймаємо, що процес навантажень нестационарний. Тоді з'являється можливість прогнозування процесу навантаження за результатами спостережень. Аналіз моделі розвитку усталосної тріщини показує, що на процес еволюції усталосної тріщини не впливає форма навантаження, визначальним тут є розмір амплітуди (розмаху) коливань. При цьому у нашому випадку амплітуда може змінюватися при зміні режиму транспортування.

Також виникає задача умовного приведення аналізованого процесу з випадковими амплітудами до регулярного з еквівалентним ростом ушкоджень. Задача вирішується, наприклад, шляхом усереднення випадкових амплітуд розмахів споживання газу на протязі доби у кожному з діапазонів N_{25} , N_{50} , N_{75} і N_{100} , потім, перерахунком кількості циклів навантажень в кожному діапазоні з усередненим значенням.

Для ймовірнісних розрахунків використовують заміну реального процесу навантаження схематизованим, що за рівнем втомного навантаження повинен бути еквівалентним реальному. З урахуванням специфіки трубопроводу як конструкції інтерес представляє метод розмахів, заснований

на Врахуванні розмахів зміни тиску і випадкової функції розподілу розмахів. Для статистично правильного аналізу необхідно виділити такі задачі:

- виділення послідовностей максимумів і мінімумів процесу;
- приведення процесу до обнулення;
- визначення закону розподілу розмахів процесу навантажень і перевірки гіпотези про відповідність емпіричного закону обраному теоретичному.

Віднулевий процес навантаження, еквівалентний даному, можна одержати, використовуючи еквівалентне значення:

$$K_e = (1 - 0.5 \cdot R)K_{\max}, \quad (2.9)$$

$$\text{де } K_{\max} = \sigma \cdot f \cdot \sqrt{\pi \cdot l}; \quad R = \frac{\sigma_{\min}}{\sigma_{\max}}$$

f - функція, що враховує геометрію тріщини, або

$$\sigma_e = (1 - 0.5 \cdot R)\sigma_{\max} = \left(1 - 0.5 \cdot \frac{\sigma_{\min}}{\sigma_{\max}}\right)\sigma_{\max} = \sigma_{\max} - 0.5 \cdot \sigma_{\min}, \quad (2.10)$$

Розподіл нерівномірності споживання газу і послідовностей максимумів та мінімумів знаходяться з аналізу діаграм реєстрації витрати на ділянці за тривалий термін (переважно за 5 років).

2.4. Дослідження нерівномірності споживання газу

Науково обґрунтоване визначення планових задач подачі газу в умовах нестационарності полягає в необхідності отримання достовірної інформації про добову, сезонну та інші види нерівномірності споживання газу. На даний час формуються два основних напрямки прогнозування: зазначивши нерівномірність споживання газу в задачах проектування та розвитку (перспективне прогнозування) систем газопостачання; прогноз графіків споживання для керування режимами в реальних системах транспорту газу (оперативне прогнозування).

Вважається, що промислові споживачі газу рівномірно споживають газ протягом доби. Це твердження не завжди вірне, оскільки кількість спожитого газу як пального в промисловості визначається багатьма факторами, як, наприклад, нерівномірність поступлення сировини, вимоги технологічного процесу до якості продукції та інше. Тому для промислових споживачів газу також існує добова нерівномірність газоспоживання, що може суттєво відрізнятися від нерівномірності споживання газу побутовими споживачами, яка визначається в основному укладом життя суспільства і пов'язаним із цим характером енергоспоживання.

Буферні споживачі можуть використовувати різні види енергоносіїв (в т.ч. і природній газ), їх використання в регіоні призводить до згладжування нерівномірності газоспоживання.

Коливання добового споживання газу зображено на рис 2.1, вибір наведених у таблиці 1 даних місяців зумовлений тим, що в даний період проходить пікове споживання газу.

Як видно з графіків зміна споживання газу протягом доби носить періодичний характер, причому частота коливань може бути різною як для одного і того ж регіону в різні дні року, так і для різних регіонів.

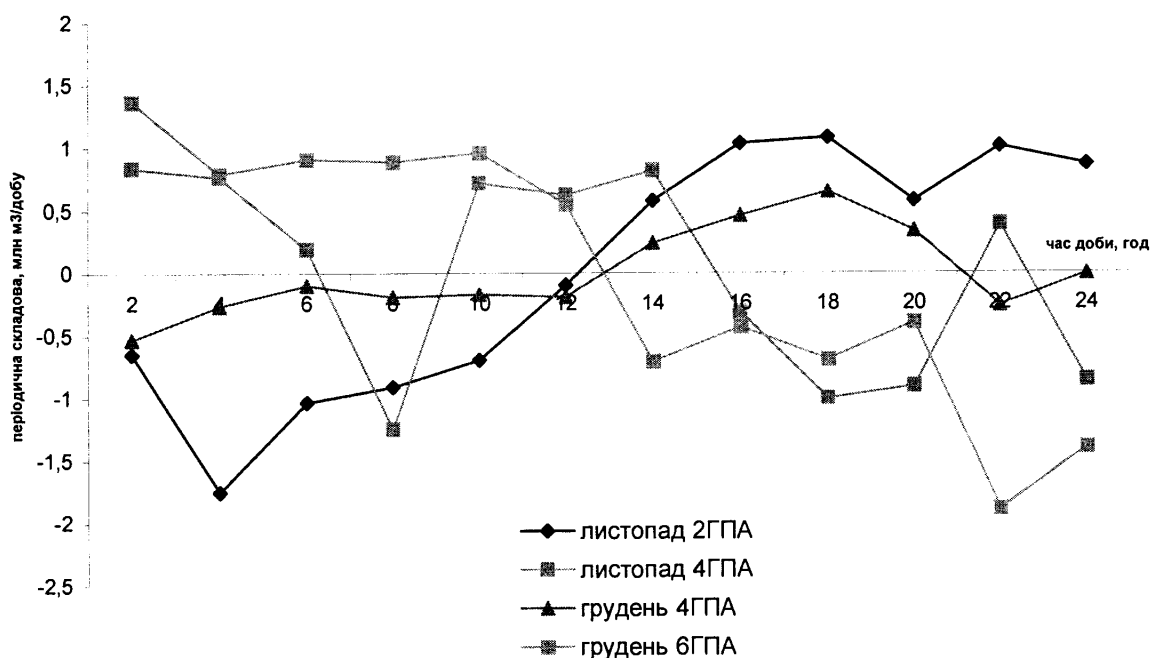


Рис. 2.1. Нерівномірність споживання газу впродовж доби

На рис. 2.2 показано графіки добового газоспоживання ГРС №2 і №5 м. Черкаси, а на рис 2.3 – графік добового газоспоживання м. Сімферополь.

Таблиця 2.1.

Зміна споживання газу на протязі доби

Час доби	Середньогодинне споживання газу, млн.м ³ /добу			
	листопад		грудень	
	2ГПА	4ГПА	4ГПА	6ГПА
2	56,856	65,736	71,544	85,488
4	55,752	65,664	71,808	84,912
6	56,472	65,088	71,976	85,032
8	56,592	63,648	71,879	85,008
10	56,808	65,616	71,904	85,08
12	57,408	65,52	71,88	84,672
14	58,08	65,712	72,31	83,412
16	58,536	64,584	72,528	83,688
18	58,584	63,888	72,72	83,424
20	58,08	63,984	72,408	83,724
22	58,512	65,28	71,807	82,224
24	58,368	64,032	72,06	82,716
Середньо добо- ве	57,504	64,896	72,072	84,12

Унаслідок періодичності вказана функція може бути апроксимована синусоїдою, параметри якої можна вибрати в залежності від фактичних величин газоспоживання та динаміки їх зміни для конкретного регіону.

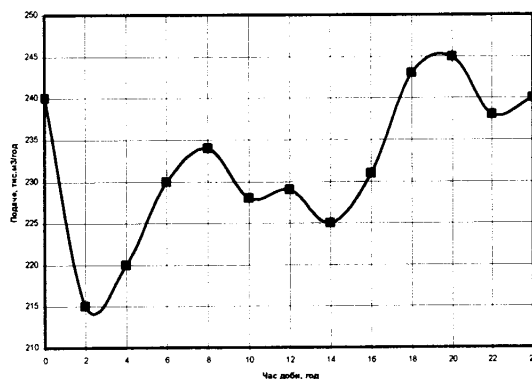
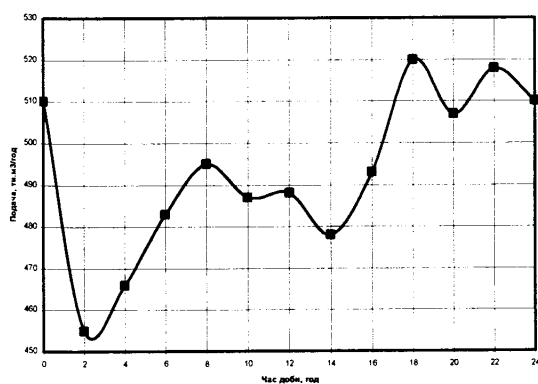


Рис. 2.2. Графіки добового газоспоживання ГРС №5 та №2 м. Черкаси

Коливання робочого тиску в газопроводах газотранспортної системи протягом доби визначаються характером споживання даним регіоном, який містить певну кількість споживачів газу. Від кількості споживачів і характеру споживання газу ними протягом доби залежить коливання витрати в газотранспортній системі, яке в свою чергу викликає коливання тиску. За характером газоспоживання споживачів поділяють на три групи: промислові споживачі газу, побутові споживачі та буферні. Однак цей розподіл має досить умовний характер.

Реальні газопроводи працюють у нестационарному режимі. Однією з зовнішніх причин нестационарності роботи газопроводу є періодичне збурення від добових, місячних, а також річних коливань газоспоживання, які мають певну закономірність. Для оперативного диспетчерського керування, в основному, має значення облік коливання газоспоживання на протязі доби. Для проведення таких досліджень важливо встановити причину виникнення нестационарного процесу, яка, в свою чергу, в більшості випадків визначає характер його протікання. Усі причини виникнення нестационарних процесів можна розділити на постійно діючі та імпульсні.

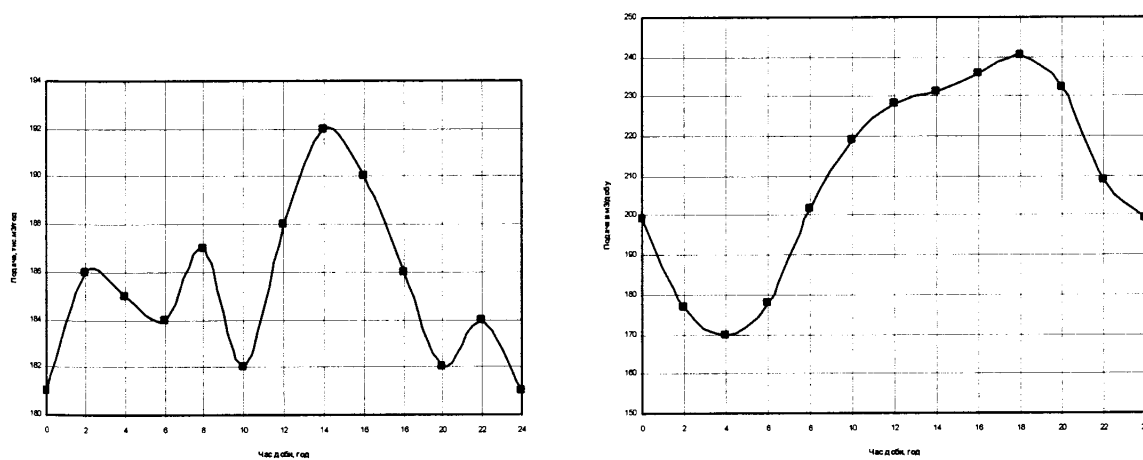


Рис 2.3. Графік добового газоспоживання м. Сімферополь та Миколаїв

На рис 2.4 показано характер зміни відбору газу з газопроводу Саратов – Москва на ділянці КС Корабліно – КС Гавриловське по ГРС Гавриловське. Як видно з графіка газоспоживання, скачки відбору газу відбуваються з часо-

вим інтервалом, меншим 2 годин. У зв'язку з цим У газопроводі буде спостерігатися хвильовий процес, викликаний скачкоподібним пониженням чи підвищенням тиску.

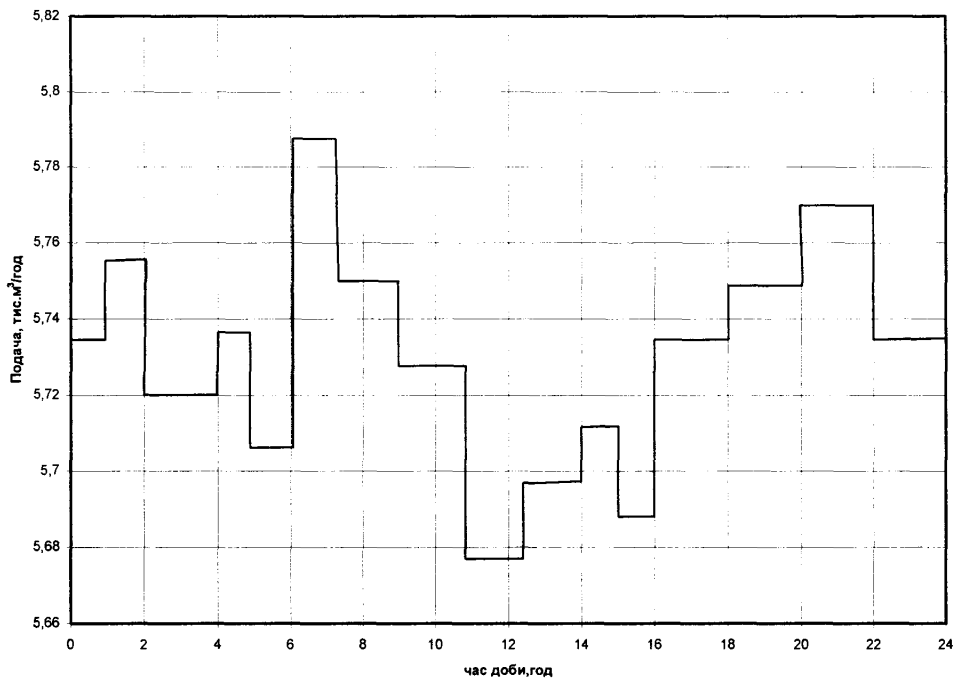


Рис. 2.4. Графік добового газоспоживання по ГРС Гавриловськ

Це означає, що на низькочастотну складову процесу, зумовлену синусоїдальною зміною відбору, накладатиметься високочастотна складова, викликана скачкоподібною зміною тиску в точці відбору. Тому загальний процес коливання тиску в газопроводі характеризується спектром частот.

Крім того, різке збільшення або зменшення забору газу споживачами призводить до неусталеності його течії по трубопроводу, причому неусталені процеси внаслідок зміни густини газу можуть тривати годинами чи навіть добами. До аналогічних наслідків приводить зменшення або збільшення підкачки газу, раптове включення або відключення компресорних станцій, відкриття чи закриття засувки тощо.

Побудовані функції добового газоспоживання покладені в основу реалізації задач коливання тиску в газопроводі.

Варто зазначити, що всі газопроводи експлуатуються при низькочастотних коливаннях, які умовно поділяємо на три групи: малоциклові, середньоциклові та багатоциклові.

ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 2

Невідповідність в об'ємах поставки газу і його споживанням призводить до нестаціонарності газових потоків, що в поєднанні зі складною технологічною схемою газопроводів та пересіченим профілем траси приводить до складності прогнозування режимів роботи газопроводів та керування ними. Слід зазначити, що в залежності від вибору режиму роботи газотранспортних систем України можна зекономити або марно витратити на перекачку понад 3 млрд.м³ газу на рік.

Для кожного з описаних режимів було обчислено значення критерію нестаціонарності і розраховано величину максимальних і мінімальних напружень у тілі труби (тобто амплітуду зміни напружень) . Співставляючи амплітуду навантаження і величину критерію нестаціонарності зроблено висновок про те, що для отримання адекватної картини зміни напружень у тілі труби від дії змінного внутрішнього тиску з метою побудови амплітудно-частотних і фазово частотних характеристик в межах допустимої похибки (5%) необхідно і достаньо використати лінеаризовану математичну модель з урахуванням інерційних втрат енергії.

Крім того, різке збільшення або зменшення забору газу споживачами призводить до неусталеності його течії по трубопроводу, причому неусталені процеси внаслідок зміни густини газу можуть тривати годинами чи навіть добами. До аналогічних наслідків приводить зменшення або збільшення підкачки газу, раптове включення або відключення компресорних станцій, відкриття чи закриття засувки тощо.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ОСНОВНИХ ЗАКОНОМІРНОСТЕЙ ТА
ХАРАКТЕРУ РУЙНУВАННЯ ГАЗОПРОВОДУ

Основна частина діючих магістральних газопроводів експлуатується більше 20 років. За такий тривалий період часу в металі труб під впливом пульсацій навантажень, агресивного корозійного середовища відбуваються процеси, що призвели до зміни фізико-механічних властивостей металу. Причому ступінь зміни властивостей залежить не тільки від тривалості, але і від силових умов експлуатації, тобто від рівня робочого тиску і розмаху його коливань та концентраторів напружень. Тому при аналізі стану магістральних трубопроводів, оцінці залишкового ресурсу і плануванні капітального ремонту необхідно виходити з реальних властивостей матеріалу труб та зварної конструкції газопроводу.

Аналіз чинників, які викликають передчасну руйнацію магістральних трубопроводів, показує, що основними причинами руйнації є концентратори навантажень механічного походження (подряпини, надрізи, конструктивні дефекти і т.д.) і дефекти, утворені в результаті тривалого контакту металу з корозійним середовищем.

Процеси, що протікають у металі труб у ході тривалої експлуатації, можуть впливати як на стандартні механічні властивості, так і на нестандартні, оцінювані по спеціально розроблених методиках. У зв'язку з цим для оцінки стану металу труб після їхньої тривалої експлуатації необхідне дослідження комплексу фізико-механічних характеристик, що дозволяють оцінити опір руйнації металу в умовах, найбільш близьких до умов експлуатації з урахуванням наводнювального середовища та концентраторів напружень зварювальної конструкції магістрального газопроводу.

3.1 Чутливість до водневої крихкості трубної сталі 17Г1С

У магістральних газопроводах під час нерівномірного газоспоживання змінюється напружений стан трубопроводу, що призводить до руйнування плівок, оголюється свіжа поверхня металу труби, яка інтенсивніше наводнюється. Зважаючи на особливу небезпеку при руйнуванні газопроводів, зараз значна увага приділяється методам оцінки схильності матеріалів і зварних з'єднань до водневої крихкості, що в ряді випадків дає можливість прогнозувати довготривалу корозійно - втомну міцність газопроводів.

Відомо, що чутливість трубних сталей до водневої крихкості (ВК) залежить не тільки від інтенсивності джерела наводнювання, але і від їх структурного та напружено – деформованого станів. За наявності розтягувальних напружень метал здатний акумулювати більшу кількість водню, особливо в околі концентраторів напружень.

Нижче на основі результатів випробувань розтягом циліндричних зразків показано відмінності в чутливості зварного з'єднання (ЗЗ) сталі 17Г1С магістрального газопроводу до ВК залежно від послідовності електролітичного наводнювання та навантаження.

Досліджували ЗЗ трубопровідної низьколегованої сталі 17Г1С. Зварювали ручним електродуговим зварюванням електродами УОНИ – 13/55. Дослідження проводились на установці УМЭ10ТМ (рис. 3.1).

Циліндричні зразки двох типів вирізали вздовж твірної труби зі ЗЗ. Тип перший – гладка робоча частина діаметром 5 мм із зварним швом (ЗШ) у центрі завширшки 3...4мм, зона термічного впливу (ЗТВ) та основним металом (ОМ). Тип другий – зразок діаметром 5мм з круговим вирізом у певній зоні ЗЗ глибиною 1 мм, шириною відповідно 2мм (рис.3.2).

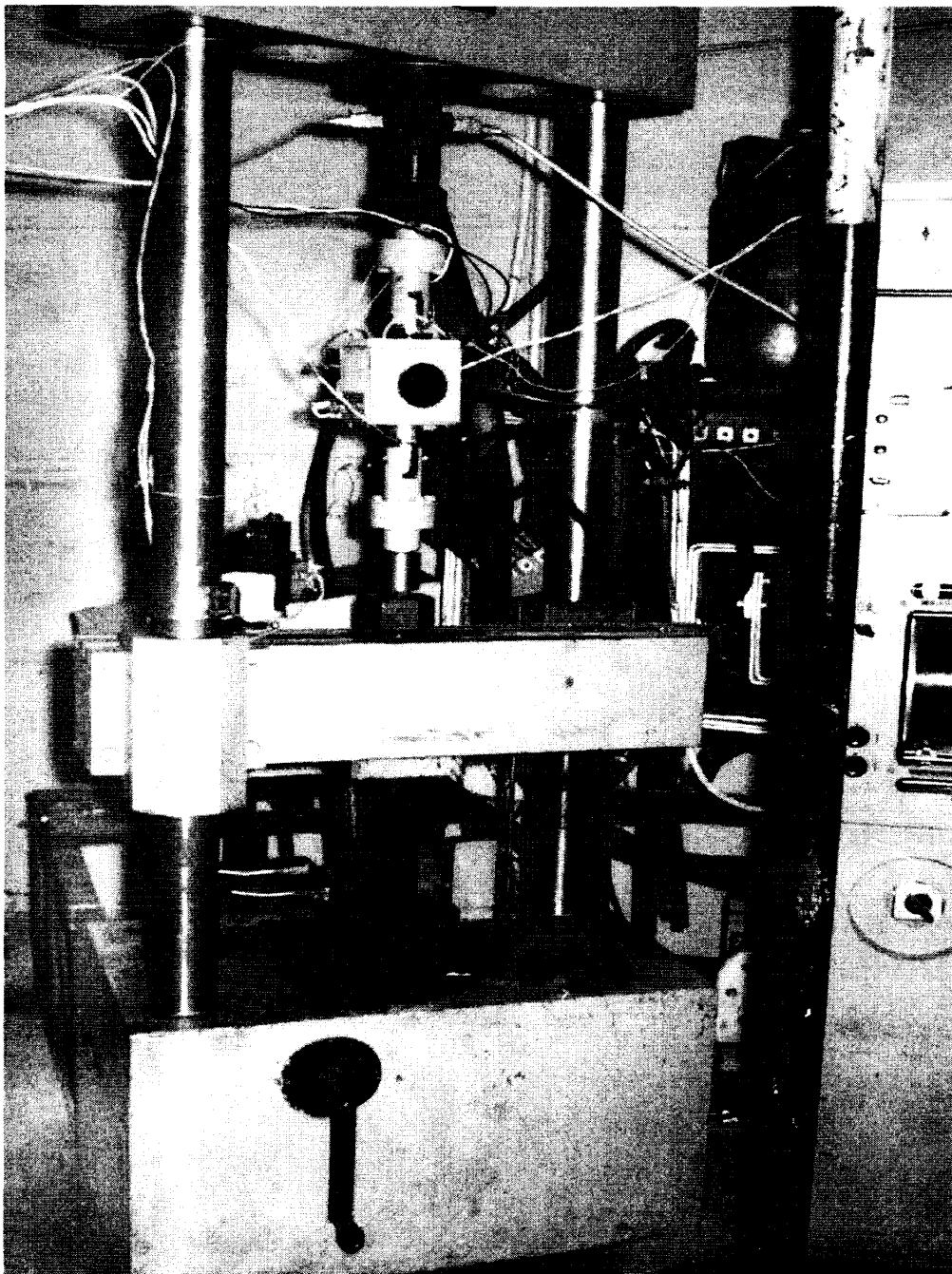


Рис.3.1. Експериментальна установка УМЭ10ТМ.

На зразках другого типу вивчали вплив наводнювання на різні зони ЗЗ і концентрації напружень під час ВК. Зразки навантажували зі стандартною швидкістю деформування. Наводнювали зразки за різної густини струму катодної поляризації в електрохімічній комірці, яка охоплювала їх робочу частину.

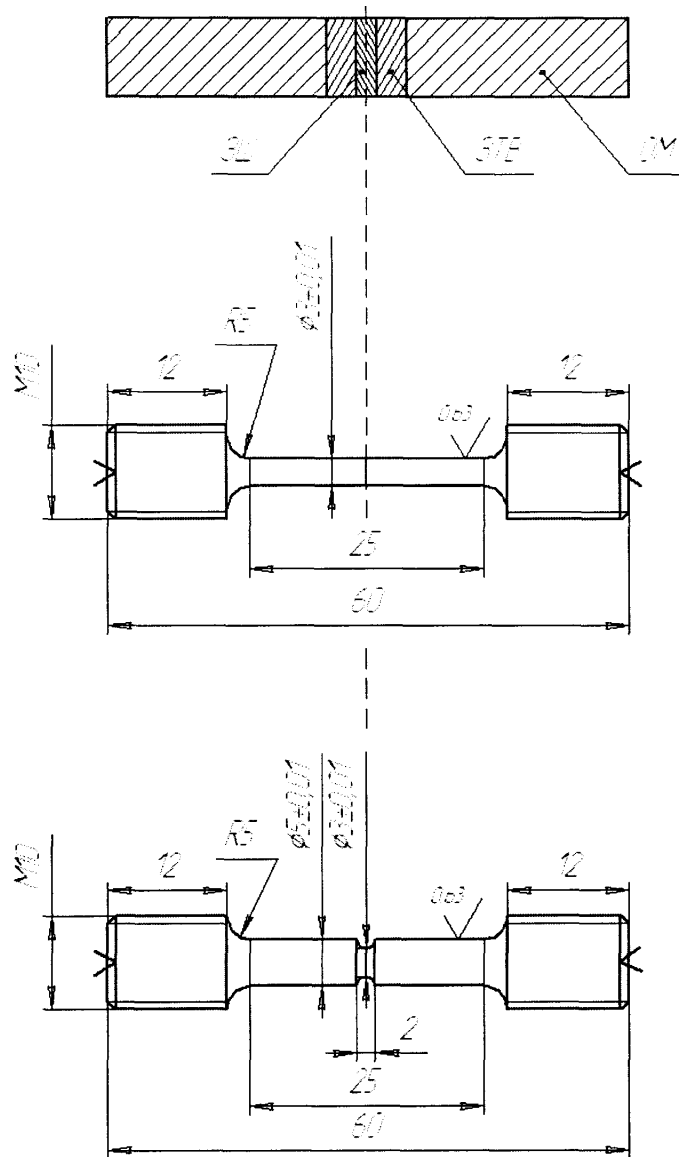


Рис. 3.2 Зразки для дослідження впливу наводнювального середовища та концентраторів напружень на руйнування магістральних газопроводів

Використовували водні розчини H_2SO_4 із різною наводнювальною здатністю:

- рН1 із додатком 2 g/l інгібітора корозії триполіфосфату;
- рН0 із додатком 2 g/l інгібітора корозії і стимулятора наводнювання – тіосечовини.

Дослідним шляхом відпрацювали режими наводнення та схеми випробувань.

Схема перша: зразки попередньо наводнювали протягом 1 год. за певною густиною струму поляризації, припиняли наводнювання і навантажували механічно на повітрі. Така схема дозволяла визначати вплив внутрішнього (абсорбованого металом) водню на механічну поведінку сталі. На рис. 3.3 подано результати випробувань за такою схемою для різних рН і густини струму стосовно відносного звуження. Аналіз отриманих результатів випробувань показує, що для середовища із рН1 - впливу попереднього наводнювання не виявлено навіть якщо струм поляризації становить 10 А/дм², що вважається дуже інтенсивним наводнюванням. Тому для подальших випробувань дану схему не використовували.

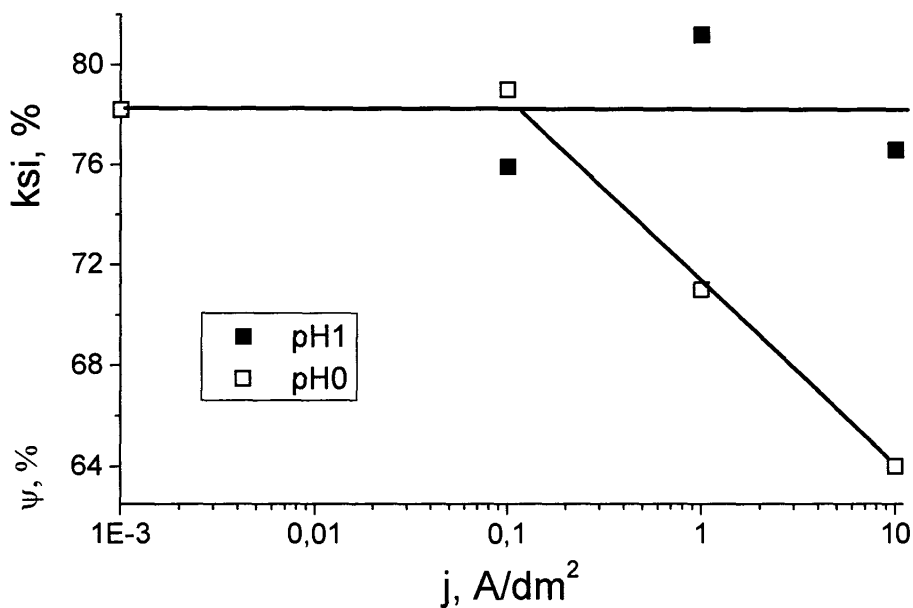


Рис. 3.3. Залежність відносного звуження від струму поляризації та рН середовища (схема 1).

Друга схема випробувань: зразки попередньо наводнювали протягом 30 хв і, не припиняючи наводнювання, механічно навантажували. Ця схема дозволяє виявити не тільки вплив водню, попередньо абсорбованого металом, але і в процесі навантаження (під час механічного навантаження руйнуються плівки, оголюється свіжа поверхня металу, яка набагато легше абсорбує метал, до того ж напружений розтягом метал також інтенсивніше

наводнюється), що відповідає умовам експлуатації газопроводу з нерівномірним газоспоживанням. На рис. 3.4 подано результати випробувань стосовно відносного звуження.

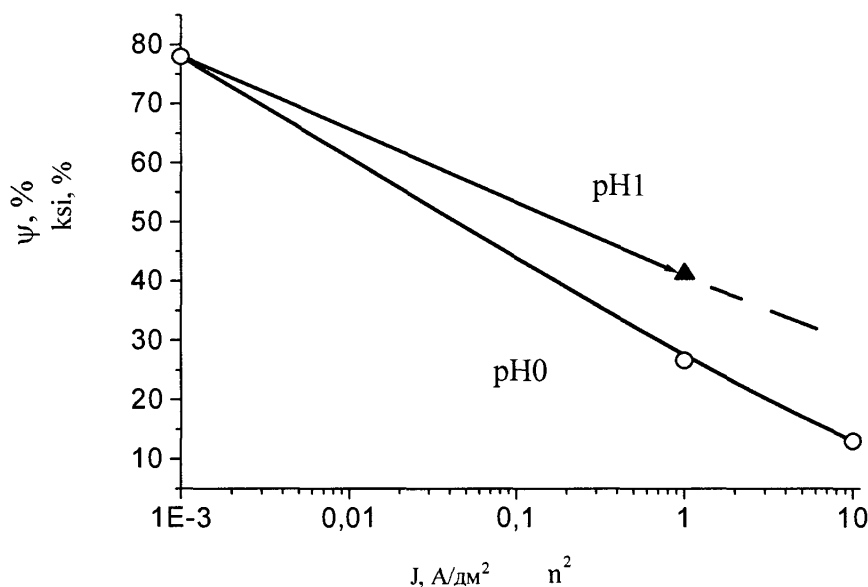


Рис. 3.4. Залежність відносного звуження від струму поляризації та рН середовища (схема 2).

Аналіз отриманих результатів випробувань показує, що зі зниженням рН ефект наводнення зростає, але і при рН1 він суттєвий і проявляється при низьких струмах поляризації. Відпрацювавши у відповідних середовищах режими наводнення та схеми випробувань, у подальших дослідженнях за базову прийняли наступну методику. Наводнювальне середовище рН1, густина струму поляризації 0,01, 0,1 та 1 А/дм². Зразки перед механічним навантаженням піддавали катодній поляризації протягом 30 хв. і, не перериваючи наводнювання, навантажували активним розтягом до руйнування, реєструючи діаграму „сила-переміщення активного захвату”. Її опрацювання дозволяло визначати границю міцності σ_B , границю текучості $\sigma_{0,2}$, відносне видовження δ . Аналізуючи зруйновані зразки, визначали відносне звуження ψ . Результати механічних випробувань представлені у таблиці 3.1.

Результати механічних випробувань

J, А/дм ²	Середовище	σ_B , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , мм	ψ , %
0,001	рН 1	560	453	0,72	77
	рН 0	560	453	0,72	77
0,1	рН 1	560	453	0,58	55
	рН 0	539	472	0,46	45
1	рН 1	560	453	0,5	45
	рН 0	525	480	0,35	25

З метою в'яснення впливу наводнення на різні зони ЗЗ, концентрації напружень на ефект наводнення, проведені механічні випробування на зразках II типу. На рис. 3.5 подані результати механічних випробувань. Слід зазначити, що кількісно показники міцності вищі порівняно з даними випробувань гладких зразків, що відображає ефект концентрації напружень – утруднення пластичної деформації.

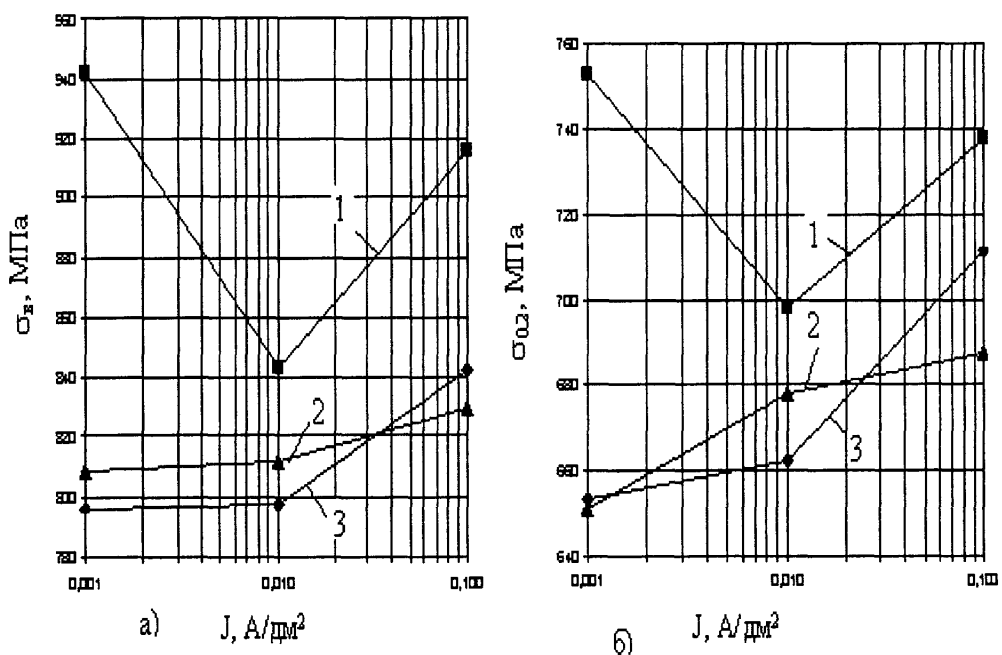


Рис. 3.5. Залежність границь міцності (а) та текучості (б) від струму поляризації. ЗШ; 2- ЗТВ; 3- ОМ.

Досить важко також визначати відносне видовження для таких зразків (рис. 3.6). Для ОМ отримано відчутне зниження характеристик пластичності при загальній закономірності зростання ефекту зі збільшенням густини струму катодної поляризації та деяке підвищення характеристик міцності. Для ЗТВ однозначна залежність механічних властивостей зберігається тільки для показника ψ . Це саме стосується і ЗШ: можна тільки відзначити відсутність впливу наводнювання за найменшої густини струму $0,01 \text{ A/дм}^2$.

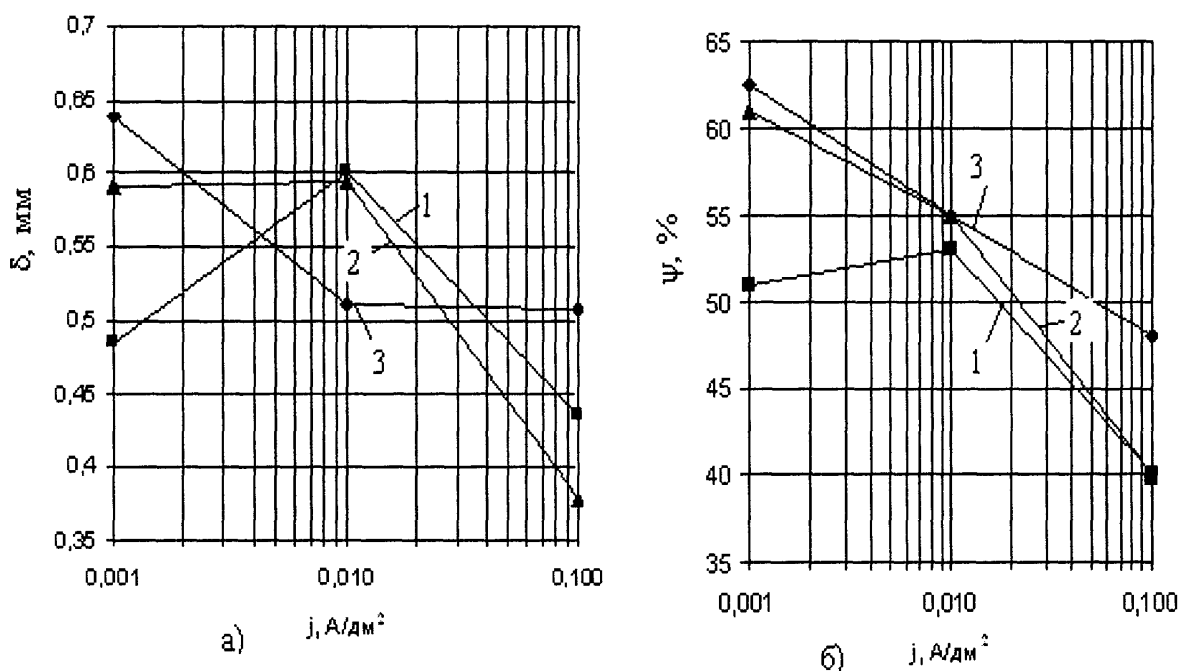


Рис. 3.6. Залежність видовження (а) та відносного звуження (б) від струму поляризації. 1- ЗШ; 2- ЗТВ; 3- ОМ.

Провівши аналіз зруйнованих зразків, бачимо що руйнування проходить по ЗШ. Це означає, що ЗШ є найбільш чутливим до крихкого руйнування в умовах наводнювання сталі 17Г1С, яка широко використовується для виготовлення магістральних газопроводів. Варто зазначити, що ці показники слід вважати умовними у випадку випробувань зразків із концентратором напружень, тому вони можуть використовуватись тільки в порівняльних цілях.

Порівняльний аналіз різних зон ЗЗ показує, що для випробувань на повітрі ЗШ властиві нижча пластичність та вища міцність. Якщо таке порівняння провести для поляризації густиною $0,1 \text{ A/дм}^2$ і взяти до уваги показник ψ як такий, що найбільш однозначно характеризує спад пластичності під дією наводнювання, то ОМ властива менша чутливість до водневої крихкості. Разом з тим ЗШ і ЗТВ властиві однакові значення ψ . Це вказує на те, що ЗТВ, незважаючи на пластичність у вихідному стані на рівні ОМ, за умов наводнювання виявляє схильність до крихкого руйнування вже на рівні ЗШ.

3.2 Вплив водню на руйнування газопроводу під час нерівномірного газоспоживання

Більшість дослідників відзначає, що в умовах напруженого стану вплив водню на працездатність сталей виражений найбільш яскраво. Цей аспект впливу водню представляє значний інтерес для трубопровідних систем, оскільки, якби не були схеми навантаження трубопроводів, всі зварні з'єднання потрапляють під дію значних напруг. Враховуючи особливості експлуатації газопроводів як зварних конструкцій, та їх катодного захисту, створені умови для наводнення і відповідно небезпеку руйнування, спричинену явищем водневої крихкості.

Так, за деякими даними, число відмов газопроводу із-за руйнування у зварному з'єднанні та на відстані 500 мм від нього становить 50-60% від загальної кількості відмов. Якщо у газопроводах із низьковуглецевої сталі 17Г1С на початкових стадіях експлуатації руйнування визначається, головним чином, складністю рельєфу, значною напруженістю зварного з'єднання, особливо монтажних стикових зварних з'єднань, недопустимими дефектами зварювання, то в подальшому руйнування набуває чітких ознак водневої крихкості. Загальним для більшості руйнувань є те, що вони

починаються на внутрішній поверхні газопроводу в зоні сплавлення кореневого або підварного шва з основним металом труби, а потім поширюється по металу шва або металу біля шовної зони до зовнішньої поверхні труби.

Останнім часом спостерігаються ініціювання крихких тріщин як у зварному з'єднанні, так і біля шовної зони із зовнішньої поверхні, причиною яких, враховуючи специфіку їх пошкоджень, у більшості випадків вважають наводнення зовнішньої поверхні макролокальних діляниць воднем, який може виділятися під час катодного захисту газопроводу.

На утворення тріщин, які є макро і мікролокальними ділянками для водню, впливають як металургійні, так і експлуатаційні фактори. До основних металургійних факторів, які сприяють утворенню вищенаведених тріщин, слід віднести:

- хімічний склад основного та присадкового металів;
- утворення внутрішніх напружень при виготовленні та спорудженні газопроводу;
- вплив водню при зварюванні газопроводу.

Експлуатаційні фактори, які сприяють утворенню тріщин:

- корозія, яка розвивається як у напруженому, так і у ненапруженому станах газопроводу;
- зменшення січення труби до критичного розміру в результаті абразивного зношування;
- дефекти у листовому матеріалі у вигляді включень, з якого виготовлена труба;
- розслоєння, яке призводить до порушення цілісності труби;
- внутрішні напруження після виготовлення та спорудження газопроводу;
- втомні та корозійно – втомні явища, що виникають у процесі експлуатації при нерівномірному газоспоживанні.

Наводнення газопроводу протікає під час його спорудження із за технологічних операцій ручного електродугового зварювання плавленням, у першу чергу, ґрунване на різній розчинності водню у сталі у залежності від температури. Високий температурний градієнт між розплавленим електродним металом та ще недостатньо прогрітим (холодним) основним металом труби, в умовах високої концентрації водню у атмосфері зварювальної дуги протікає концентраційний градієнт розчиненого водню. Атоми водню дифундують у кристалічну решітку, створюють надмірне насичення холодного металу воднем. Одночасно, атоми водню, які виділяються із твердого розчину, миттєво асоціюються, утворюючи молекулярний водень H_2 , нерозчинний у металі, створюючи виключно високі напруження по границях зерен, які перевищують границю міцності і сприяють утворенню локальних тріщин.

Концентрація водню в металі залежить, головним чином, від типу покриття та його вологості. При ручному електродуговому зварюванні електродами з целюлозним покриттям концентрація водню у металі може досягати $25..30\text{см}^3/100\text{г}$ водню, а електродами з покриттям основного типу - $4..8\text{см}^3/100\text{г}$.

У звичайних температурних умовах гранична розчинність водню у металі складає приблизно $1\text{см}^3/100\text{г}$.

Відомо також, що водень є однією з головних причин сповільненого руйнування зварних конструкцій, у тому числі зварних з'єднань магістральних трубопроводів.

Процес перерозподілу водню в напруженому стані відіграє особливу роль при зварці стиків труб целюлозними електродами. Проте багато аспектів впливу умов зварки висоководневими електродами на працездатність зварних з'єднань сучасних трубних сталей підвищеної міцності, через ряд їх особливостей по відношенню до дифундуючого водню залишається невирішеними. У зв'язку з цим виявлення впливу водню, особливо в умовах сповільненого руйнування, дало б можливість обґрунтовано визначити область і оптимізувати умови застосування

целюлозних електродів для зварки трубних сталей.

Оцінити поведінку водню, продифундованого з металу шва, який характеризується високим рівнем водню, в зону термічного впливу, можна на основі наступних експериментальних досліджень:

- визначення характеристик механічних властивостей основного металу, насиченого воднем у напруженому стані;
- визначення впливу водню на схильність зони термічного впливу до сповільненого руйнування.

Таким чином, в умовах підвищеного вмісту водню, характерного для сучасної технології зварки магістральних трубопроводів, за наявності напруг, що не перевищують межі текучості, може відбутися значне окрихчування металу, при цьому цілком можливі умови, що зумовлюють необоротну крихкість трубних сталей. У зв'язку з цим при зварці стиків труб, зважаючи на неминучі напруги в зварному з'єднанні як від залишкових, так і від зовнішніх навантажень, принципово можливий перехід зони термічного впливу в стан необоротної крихкості. Як показано вище, для цього необхідне одночасне досягнення критичних рівнів $[H]_{\text{зар}}$ і критичних напруг. Оскільки найрізкіше вплив водню на працездатність зварних конструкцій виявляється переважно в умовах сповільненого руйнування, слід оцінити максимально допустимий рівень водню і критичних напруг за цих умов.

Вплив водню на працездатність зварних з'єднань звичайно оцінюють за зміною властивостей зони термічного впливу (ЗТВ), яка, як відомо, є найбільш небезпечною ділянкою зварного з'єднання досліджуваних трубних сталей унаслідок утворення:

- несприятливих мікроструктур;
- підвищеної твердості;
- високого рівня концентрації водню;
- максимального вмісту мікролегуючих елементів, які

одночасно є гідридоутворюючими елементами.

Реакція між воднем і цементитом відбувається в першу чергу, в перлітових полях (з достатньо малодисперсним перлітом) і проходить при

порівняно невисоких температурах, наприклад, при 220-320°C. У реакції може брати участь як атомарний (або протонний газ), так і молекулярний водень.

Отже, при зварці целюлозними електродами, для яких характерна висока активність як водню, так і вуглецю, розрихлювання меж зерен і утворення мікротріщин у металі шва і ЗТВ основного металу може зумовлюватися процесами утворення метану.

Якщо в колекторах металу при зварюванні підвищиться вміст молекулярного водню, то в мікропустотах підвищиться парціальний тиск метану. Парціальний рівноважний тиск метану може перевищити критичні значення і лімітуючою стадією водневого розтріскування сталі може виявитися швидкість утворення метану.

З метою оцінки впливу вмісту водню на парціальний тиск водню P_{H_2} нами були проведені розрахунки для концентрації водню в межах від 1 до 50 $\text{см}^3/100\text{г}$, тобто для концентрацій, що охоплюють весь можливий діапазон по водню в металі шва при зварюванні трубних сталей (таблиця 3.2). Розрахунок проведений для температури 300°C (рис.3.7).

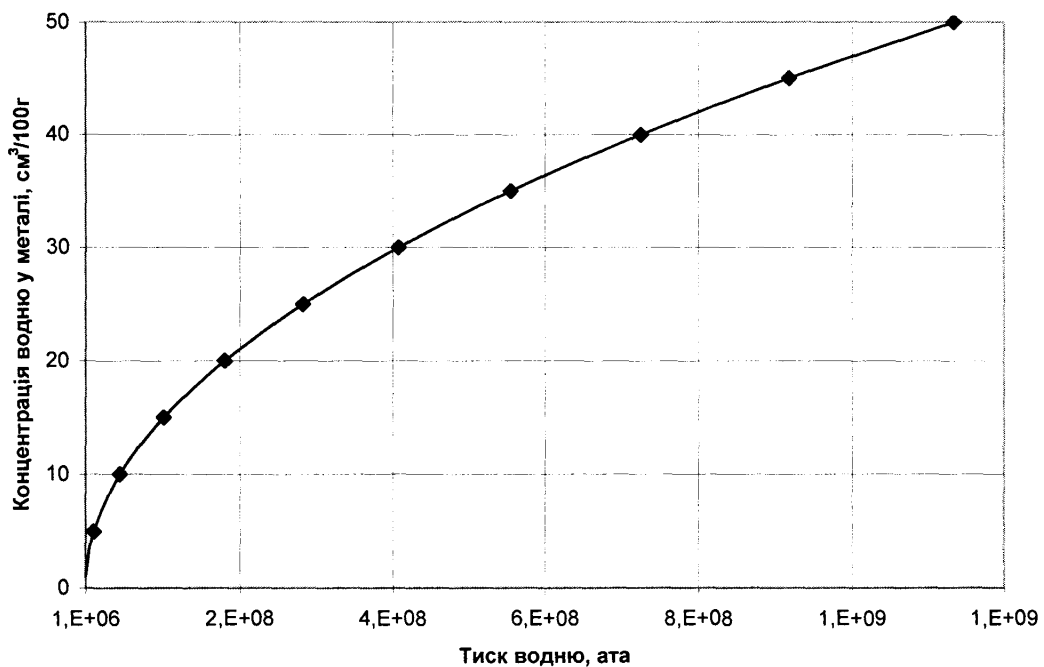


Рис. 3.7. Вплив концентрації водню у металі шва на парціальний тиск

водню.

Даний розрахунок полягає в наступному. Розглядаючи реакцію $2H \leftrightarrow H_2$ (перехід атомарного водню у молекулярний), стала рівноваги буде дорівнювати:

$$K_{H_2} = \frac{[p_H]^2}{p_{H_2}} \quad (3.1)$$

де p_H - парціальний тиск атомарного водню, ата

p_{H_2} - парціальний тиск молекулярного водню, ата.

Таблиця 3.2

Зміна парціального тиску від концентрації водню.

Концентрація водню, см ³ /100г	1	10	20	30	40	50
Парціальний тиск при температурі 300 °С, ата	$4,5 \cdot 10^5$	$4,5 \cdot 10^7$	$1,8 \cdot 10^8$	$4,1 \cdot 10^8$	$7,3 \cdot 10^8$	$1,1 \cdot 10^9$
Парціальний тиск при температурі 600 °С, ата	$2,9 \cdot 10^2$	$2,9 \cdot 10^4$	$1,1 \cdot 10^5$	$2,6 \cdot 10^5$	$4,6 \cdot 10^5$	$7,2 \cdot 10^5$

Зважаючи на те, що парціальний тиск атомарного водню p_H пропорційний концентрації водню, будемо мати:

$$K_{H_2} = \frac{[H]^2}{p_{H_2}} \quad (3.2)$$

Звідки, парціальний тиск молекулярного водню, буде дорівнювати:

$$p_{H_2} = \frac{[H]^2}{K_{H_2}} \quad (3.3)$$

Впливає, що $\lg K_{H_2} = -\frac{5340}{T} - 2,34$, де T - температура, К. Із наведеного рівняння знаходимо сталу рівноваги, підставляємо значення у рівняння 3.3, отримаємо:

$$p_{H_2} = \frac{[H]^2}{10^{-\frac{5340}{T} - 2,34}} \quad (3.4)$$

Отримане нами вище наведене рівняння дає змогу проводити

розрахунок парціального тиску молекулярного водню.

З рис.3.7 виходить, що навіть при вмісті водню $10 \text{ см}^3/100 \text{ г}$ розвивається значний тиск водню, який в об'ємі колектора може перевищити значення межі міцності металу (таблиця 3.3).

Таблиця 3.3

Зміна парціального тиску від температури.

Температура, °С	100	200	300	400	500	600
Парціальний тиск при КВ $30 \text{ см}^3/100 \text{ г}$, ата	$4,1 \cdot 10^{13}$	$3,8 \cdot 10^{10}$	$4,1 \cdot 10^8$	$1,7 \cdot 10^7$	$1,6 \cdot 10^6$	$2,6 \cdot 10^5$
Парціальний тиск при КВ $10 \text{ см}^3/100 \text{ г}$, ата	$4,5 \cdot 10^{12}$	$4,2 \cdot 10^9$	$4,5 \cdot 10^7$	$1,9 \cdot 10^6$	$1,8 \cdot 10^5$	$2,9 \cdot 10^4$

Аналогічним способом для концентрації водню, що становить $25 \text{ см}^3/100 \text{ г}$ (значення, типове для умов зварки целюлозними електродами), були визначені значення P_{H_2} (рис.3.8). З рисунка видно, що чим ближча температура до кімнатної, тим вищий тиск водню.

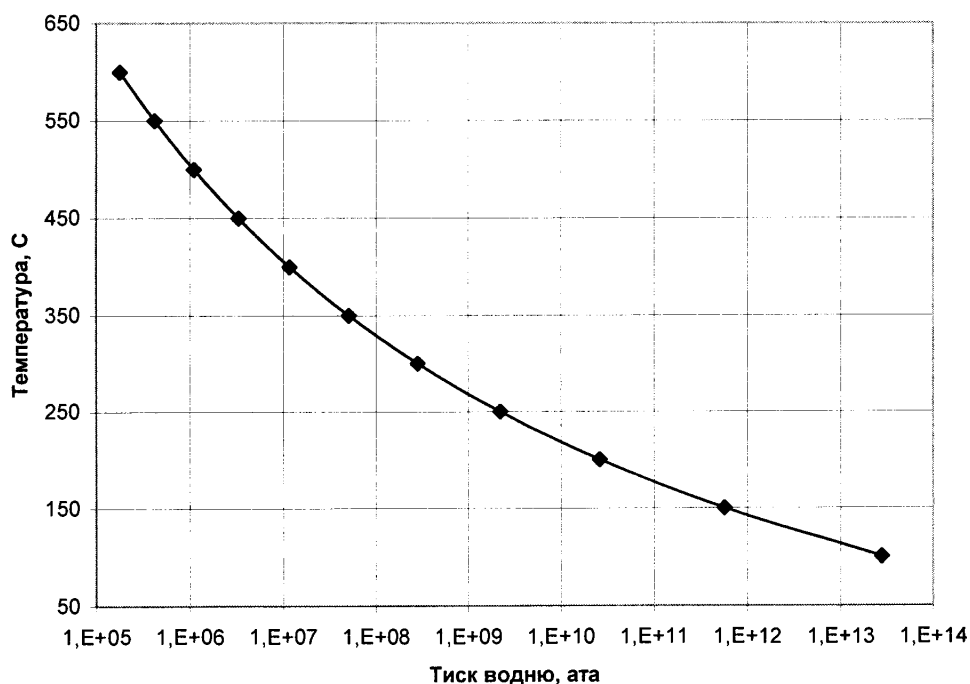


Рис. 3.8. Вплив температури на величину парціального тиску водню.

Вивчення впливу хімічного складу і мікроструктури металу шва на рухливість водню при кімнатних температурах дозволяє найвиразніше встановити ефект кожного з даних легуючих і домішкових елементів.

Розпушування меж зерен в результаті процесу підвищення тиску P_{H_2} у мікронесуцільностях може виявитись однією з причин утворення в процесі зварювання висоководневими електродами холодних тріщин "водневого" походження.

Процеси наводнювання приводять до значного зниження в'язко-пластичних властивостей трубних сталей, причому ефект водню посилюється дією розтягуючих напруг.

Підвищений вміст водню при одночасній дії розтягуючих напруг може привести до необоротної водневої крихкості деяких ділянок труб.

3.3 Дослідження корозійно – втомних характеристик сталі 17Г1С магістрального газопроводу

Зважаючи на особливу небезпеку при руйнуванні газопроводів на даний час значна увага приділяється методам оцінки схильності матеріалів і зварних з'єднань (33) до водневої крихкості, що у ряді випадків дає можливість прогнозувати довготривалу корозійно - втомну міцність газопроводів. Відкритим є питання виявленого в ряді випадків зниження границі текучості – це підпадає під модну зараз теорію пластифікації, спричиненої воднем.

Навантаження взірців проводили чистим згином при симетричному циклі. Вибір такого виду навантаження обумовлений максимальним наближенням до напружень, що виникають у процесі експлуатації трубопроводу. Крім того, навантаження чистим згином вибрано, виходячи з того, що в корозійному середовищі витривалість при цьому виді навантаження нижча, ніж на повітрі, тобто цей вид навантаження відповідає

в даному випадку більш жорстким умовам. Частота зміни напружень обиралась, виходячи з реальних умов роботи трубопроводу, а також з урахуванням того, що інтенсивність корозійно-втомного процесу збільшується зі збільшенням частоти, оскільки остання прискорює активацію металу в електрохімічному процесі корозії і сприяє більш інтенсивному руйнуванню пасивуючих плівок металу.

Досліджували 33 трубовідної низьколегованої сталі 17Г1С. Зварювали ручним електродуговим зварюванням електродами УОНИ – 13/55. Циліндричні зразки двох типів вирізали вздовж твірної труби зі 33. Тип перший – гладка робоча частина діаметром 10 мм із зварним швом (ЗШ) у центрі завширшки 4...5мм, зона термічного впливу (ЗТВ) та основним металом (ОМ). Тип другий – зразок діаметром 7мм з круговим вирізом у певній зоні 33 глибиною 1 мм, шириною відповідно 2мм.

Корозійно-втомні випробування лабораторних взірців проводились на установці (рис.3.9) при навантаженні симетричним чистим згином при змінній частоті обертання, що відповідає режиму роботи трубопровода.

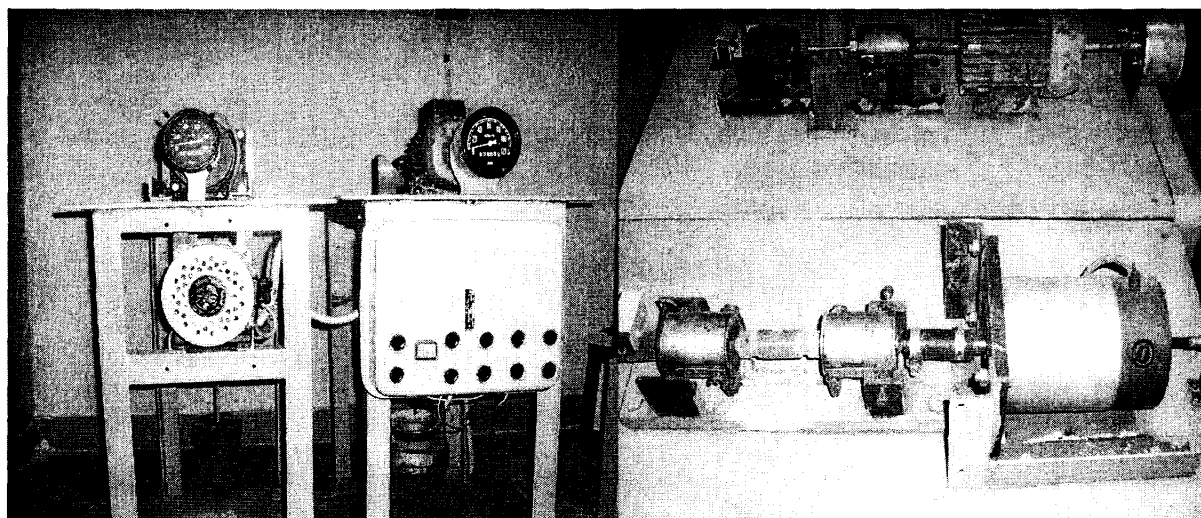


Рис. 3.9. Експериментальна установка

Схема установки представлена на рис.3.10. Згинаючі зусилля створюються за допомогою системи тяг 7 при підвішуванні вантажів.

Інформацію відносно корозійної витривалості зварних з'єднань сталі 17Г1С магістральних газопроводів отримали, будуючи діаграми втоми у

координатах $\sigma - \ln N$, враховуючи робочі параметри та дію корозійно агресивного середовища, оскільки наявний матеріал щодо корозійної втоми зварних з'єднань магістральних газопроводів досить обмежений. Отримані відомості відносно корозійної втоми в агресивному наводнювальному середовищі, у тому числі з поверхневими концентраторами у різних зонах зварного з'єднання, дають змогу під час проектування газопроводів користуватись достовірними вихідними даними, необхідними для прогнозування ресурсу роботи магістрального газопроводу.

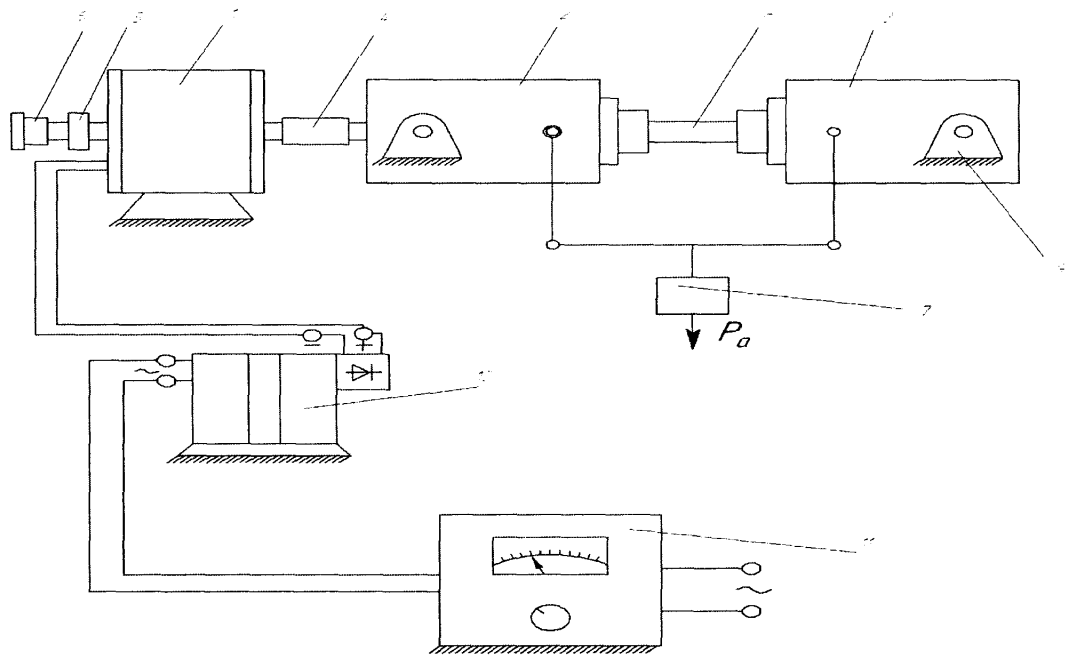


Рис. 3.10. Принципова схема експериментальної установки:

1 – електродвигун; 2,3 – барабани; 4,5 – муфти; 6 – лічильник числа циклів; 7 – система тяг з вантажами для створення напруження згину; 8 – досліджуваний взірець; 9 – рухома опора барабана; 10 – понижувальний трансформатор з діодним випрямлячем; 11 – лабораторний трансформатор.

Отримані результати дають можливість встановити границю втоми як для циліндричних зразків із гладкою робочою частиною, яка охоплює всі зони ЗЗ, так і для зразків із концентратором у певній зоні ЗЗ. Як відомо, вплив концентрації напружень на втому сталі на повітрі характеризується коефіцієнтом β_k . Чим вищий цей коефіцієнт, тим вища стійкість сталі проти

негативного впливу концентрації напружень на границю втоми. Результати випробувань представлені кривими втоми (рис. 3.11).

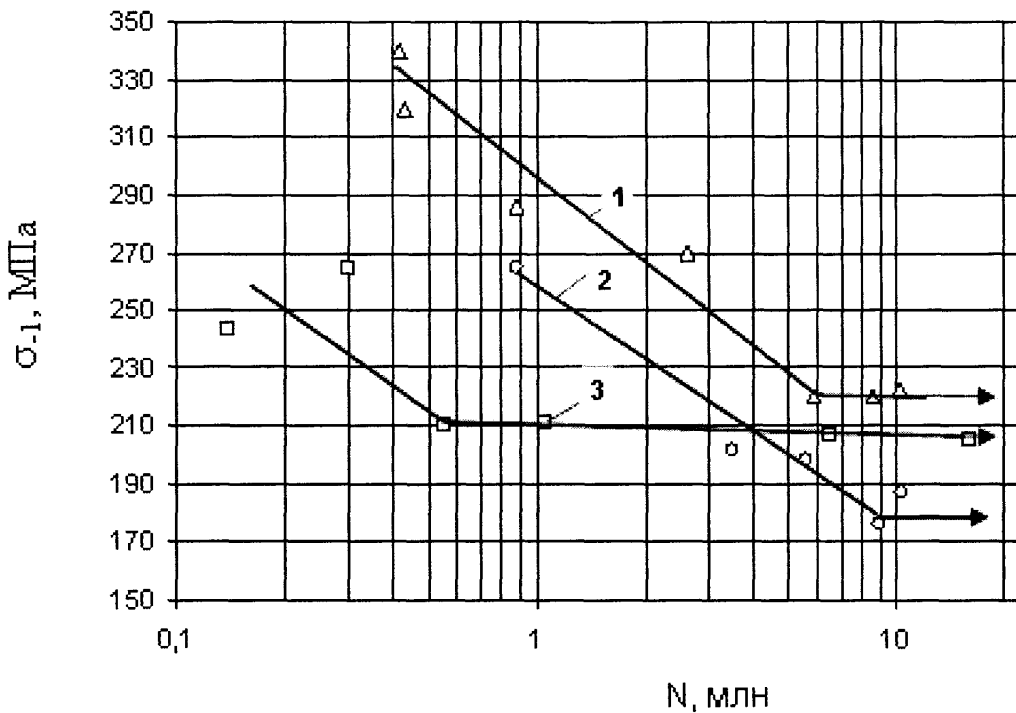


Рис 3.11. Криві втоми. 33 сталі 17Г1С на повітрі:

1 - циліндричні гладкі зразки I – типу;

2 - зразки з концентратором у ЗШ; 3 - зразки з концентратором у ЗТВ

Під час випробувань із концентраторами в ЗТВ та ЗШ границя втоми, відповідно, рівна 195 МПа (крива 3, рис.3.11), 175 МПа (крива 2, рис.3.11). Аналіз характеру зміни кривих показує, що при випробуванні на повітрі для зразків як I так і II типів є горизонтальна ділянка, яка відповідає границі втоми. Для зразків I типу границя втоми рівна 220 МПа (крива 1, рис.3.11)

Отримані графічні залежності дозволяють визначити коефіцієнт, що враховує вплив концентратора напруження на стійкість сталі. Даний коефіцієнт прийнято позначати β_k , визначається за нижче наведеними формулами як для ЗТВ, так і для ЗШ згідно:

$$\beta_{кЗТВ} = \frac{\sigma_{-1ЗТВ}}{\sigma_{-1}} = 0,88; \quad \beta_{кЗШ} = \frac{\sigma_{-1ЗШ}}{\sigma_{-1}} = 0,79.$$

Слід зазначити, що чим більший, вище розрахований коефіцієнт, тим більша стійкість сталі до негативного впливу концентратора напруження.

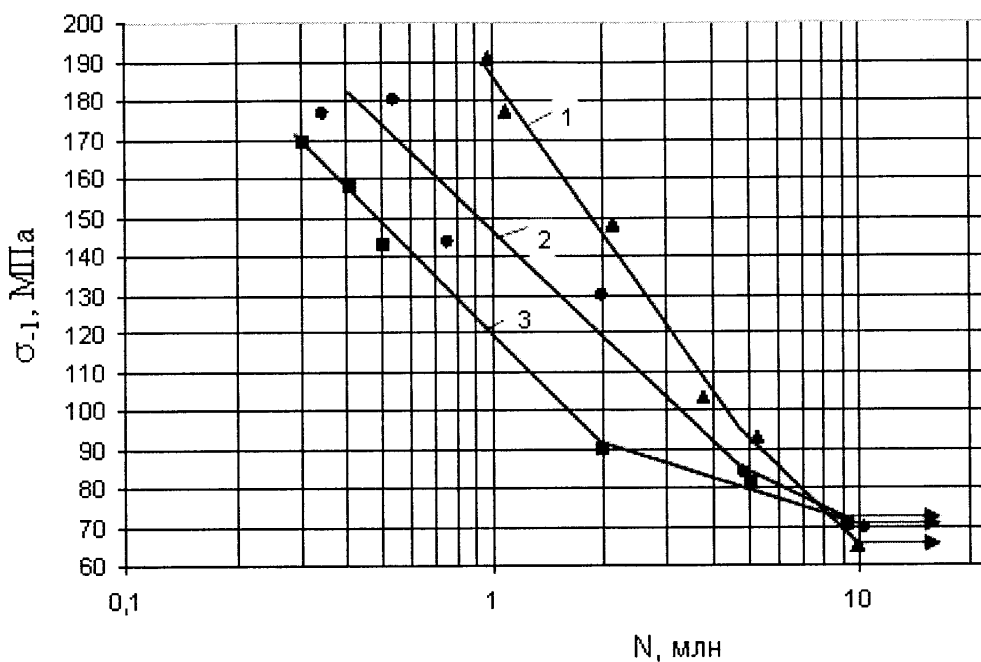


Рис. 3.12 Криві втоми 33 сталі 17 Г1С у наводню вальному середовищі:

1 - циліндричні гладкі зразки I – типу; 2 - зразки з концентратором у ЗШ; 3 - зразки з концентратором у ЗТВ

Під час випробувань із концентраторами в ЗТВ та ЗШ у наводнювальному середовищі границя втоми, відповідно рівна 70 МПа (крива 3, рис.3.12), 71 МПа (крива 2, рис.3.12). Для зразків I типу у наводню вальному середовищі границя втоми рівна 65 МПа (крива 1, рис.3.12)

Порівняння результатів випробувань зразків різних типів дозволило виявити вплив концентрації напружень на чутливість до водневої крихкості ЗШ, по якому відбувалось руйнування гладких зразків. При аналізі слід відзначити такі два чинники впливу концентрації напружень:

а) концентратор напружень утруднює пластичну деформацію в зоні концентратора, тобто метал веде себе менш пластично;

б) концентрація водню за однакових умов наводнення повинна бути вищою.

Вплив наводнювального корозійного середовища на стійкість гладких циліндричних зразків характеризується коефіцієнтом β_c , рівним 0,30. Чим

більший даний коефіцієнт, тим вища корозійно – втомна стійкість сталі. Одночасний вплив концентрації напружень і середовища на стійкість сталі характеризується коефіцієнтом $\beta_{\text{кС}}$ (ЗТВ 0,36, ЗШ 0,41). Зі збільшенням даного коефіцієнта підвищується стійкість сталі проти одночасного впливу середовища та концентратора напруження.

Маючи значення трьох коефіцієнтів, провели порівняльний розрахунок допустимих напружень. Даний розрахунок показав, що беручи до уваги коефіцієнт $\beta_{\text{кС}}$, який враховує одночасну дію концентратора напруження та середовища, можна підвищити допустимі напруження в процесі проектування магістральних газопроводів.

$$\frac{\beta_{\text{кЗТВ}}}{\beta_{\text{кЗТВ}} \cdot \beta_{\text{с}}} \approx 1,4; \quad \frac{\beta_{\text{кЗШ}}}{\beta_{\text{кЗШ}} \cdot \beta_{\text{с}}} \approx 1,8$$

Враховуючи особливості експлуатації газопроводів, у першу чергу, їх зварних з'єднань при катодному захисті та дії на них циклічних навантажень у корозійному середовищі, руйнування протікає із за водневої втоми. Катодний захист частково або повністю усуває протікання анодних процесів у газопроводах, але не зменшує, а навпаки підсилює процеси виділення іонів водню на поверхню газопроводу, що приводить до наводнення і викликає водневу крихкість. Крім того, якщо до катодно захищеної сталі постійно підводиться свіже корозійне середовище, яке інтенсивно переміщується, то процес наводнення протікає безперервно. Тому явище водневої втоми при катодному захисті газопроводів має місце. Найбільш чутливим до такого виду руйнування є кільцеві зварні з'єднання газопроводу.

Аналіз отриманих корозійно – втомних кривих досліджуваної сталі 17Г1С зварного з'єднання магістрального газопроводу дозволив зробити висновки, що при випробуванні на повітрі найменш стійким до втомного випробування є зварний шов. Корозійно втомні випробування показали, що високопластичне ЗЗ сталі 17Г1С магістральних газопроводів є чутливе до водневої крихкості. Найбільш небезпечною ділянкою ЗЗ магістрального газопроводу з урахуванням наводнювального середовища та напружень є ЗТВ в зв'язку із структурною неоднорідністю в даній зоні. Дослідження

показали, що одночасний вплив середовища і концентрації напружень різко знижує корозійно – втомні характеристики сталі 17Г1С магістрального газопроводу.

Встановлені границі втоми ЗЗ з урахуванням концентраторів напружень та наводнювального середовища дали змогу визначити коефіцієнти, що враховують вплив концентратора (β_k), вплив наводнювального корозійного середовища (β_c) та коефіцієнт, який враховує одночасну дію наводнювального середовища та концентратора напруження (β_{kc}).

Проведені випробування показують, що розрахунок допустимих напружень, які виникають в середині газопроводу в результаті нерівномірного газоспоживання в наводнювальних середовищах, необхідно проводити з урахуванням коефіцієнта β_{kc} , що дасть змогу підвищити їх. Це, в свою чергу, дасть можливість збільшити пропускну здатність магістрального газопроводу за рахунок підвищення тиску.

Таким чином, важливою умовою забезпечення стійкості газопроводів проти корозійно – втомних руйнувань в наводнювальному середовищі є правильний і раціональний вибір величини допустимого напруження та малій кількості циклів навантаження.

3.4 Механізм руйнування трубопроводу під впливом наводнювального середовища та нерівномірності газоспоживання

Для більш повного з'ясування механізму руйнування магістральних трубопроводів, зокрема їх зварних з'єднань, проведений мікрофрактографічний аналіз зламів взірців зі сталі 17Г1С. Проводячи аналіз мікробудови зламів, більш детально досліджували приповерхневі зони розвитку втомної тріщини.

Дослідження розвитку втомної тріщини на зразках, випробуваних на повітрі, показали, що у мікрофрактограмах зламів є чітке відображення ферито перлітної структури (рис.3.13). Особливостями будови мікрорельєфу, відповідають проходженні тріщини через ділянки з структурою пластинчатого (рис.3.13б) і зернистого перліту (рис. 3.13в,г), що проявляється у вигляді специфічних площин та ямкових мікроутворень. Під час руйнування феритних зерен розповсюдження тріщини здійснюється переважно шляхом формування бороздкового мікрорельєфу, а також розшарування по площинах ковзання в'язких сколів (рис. 3.13а). Мікрофрактографічним аналізом зламів взірців, які проходили випробування на повітрі, з точки зору мікромеханізму руйнування суттєвих аномалій не виявлено.

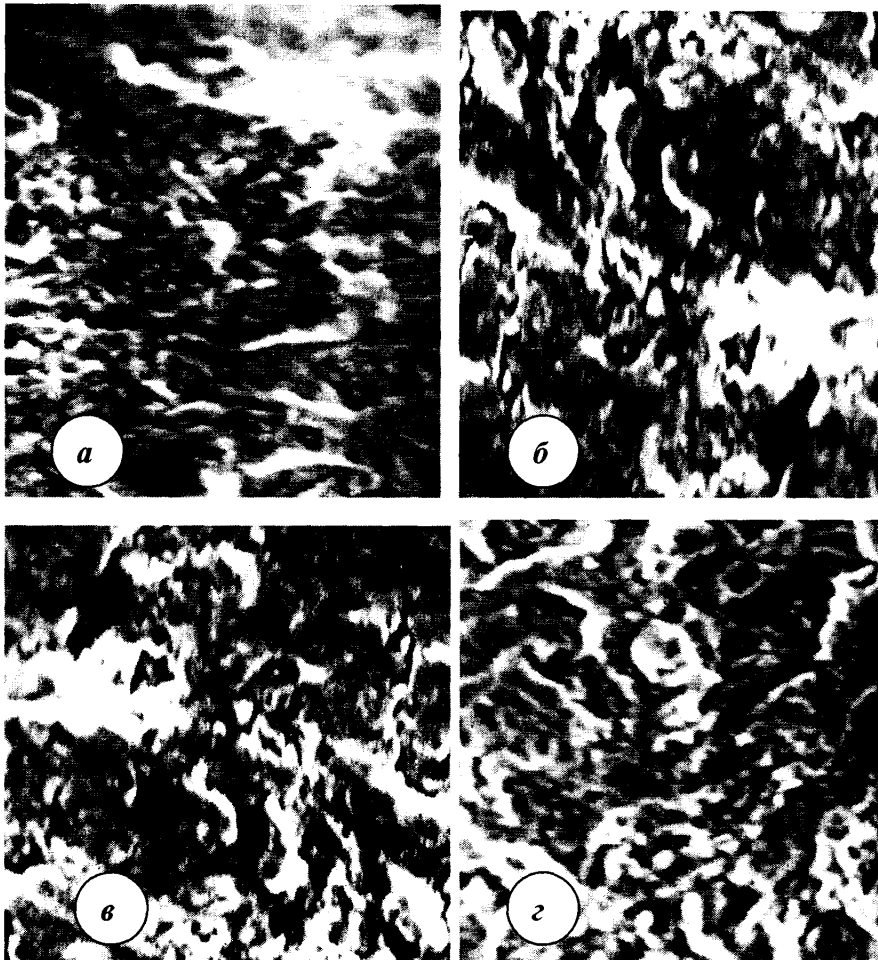


Рис. 3.13 Мікрофрактограми зламів взірців із сталі 17Г1С після втомних випробувань на повітрі (x2000)

Суттєві зміни в мікробудові втомних зламів виявлені після корозійно – втомних випробувань взірців у корозійно – наводнювальному середовищі. В процесі таких випробувань наводнювальне середовище сприяє суттєвому розшаруванню площин ковзання, що відповідає одному з низько енергоємних мікромеханізмів втомного руйнування, відомих у фактографічній практиці (рис. 3.14), що призводить до суттєвого зниження границі корозійної втоми. До числа особливих мікрофрактографічних досліджень корозійно – втомних зламів слід віднести виявлені ділянки міжзеренних сколів, що свідчить про низькоенергоємні механізми руйнування, які сприяють окрихченню.

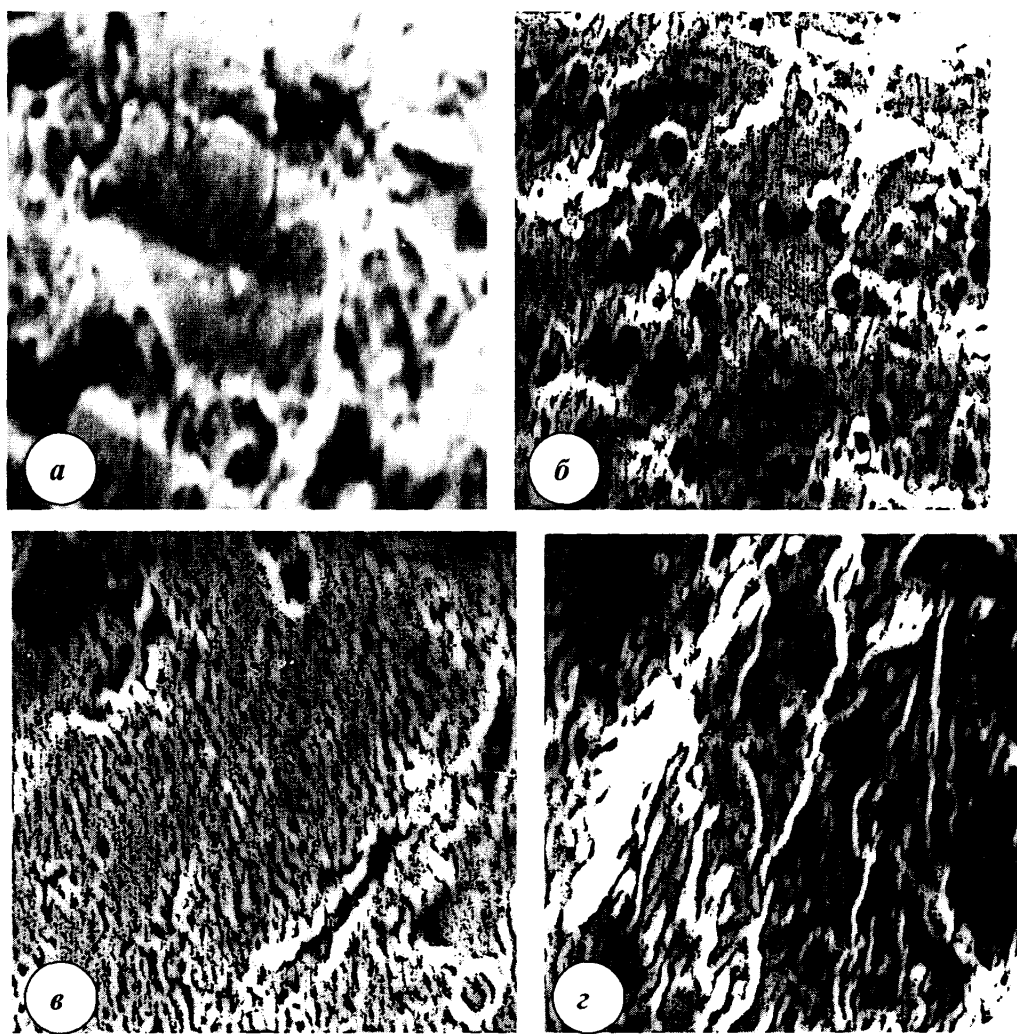


Рис. 3.12. Мікрофрактограми зламів взірців із сталі 17Г1С після корозійно - втомних випробувань у наводнювальному середовищі (x2000).

У нашому випадку дане явище унікальне, оскільки у такому структурному ферито – перлітному стані дуже рідко проявляється міжзеренне розтріскування, а факт появи такого мікромеханізму руйнування

може бути пов'язаний із підвищеною схильністю газопроводу, а особливо його кільцевого зварного з'єднання, до наводнення, яке у локальних об'ємах матеріалу ослаблює міжзеренні зв'язки (рис. 3.14а,б).

Поряд із типовим втомним мікрорельєфом на поверхні зламів зразків, випробуваних у корозійному наводнювальному середовищі, виявлена більша кількість ділянок розшарувань по площинах ковзання (рис. 3.14в), вторинних тріщин (рис. 3.14г). Характерно, що мікроділянки розшарувань по площинах ковзання викликають кратероподібні мікроутворення (рис. 3.14б,г), що дає підстави стверджувати про виникнення мікроділянок декорованих слідами корозії, природа утворення яких поки що мало досліджена.

Аналіз характеру руйнування, в залежності від рівня напружень та бази низькочастотних випробувань, показав, що при вищих рівнях напружень на поверхні зламу кратероподібних включень проявляється значно більше, ніж при низьких. Окрім того навіть при низьких рівнях навантажень кількість кратероподібних включень значно більша ніж в основному металі. Таке явище пояснюється впливом водню на формування таких мікропор, які прискорюють реалізацію мікромеханізму міжзеренних сколів у процесі корозійно – втомних руйнувань.

Таким чином, проведений аналіз зруйнування магістральних газопроводів, зокрема їх кільцевих зварних з'єднань, показує, що зменшення опору основного металу та зварного шва корозійно втомному руйнуванню під дією циклічних низькочастотних навантажень та корозійно – наводнювального середовища пов'язане із інтенсифікацією проявлення низькоенергоємних мікромеханізмів руйнування, які призводять до зменшення у поверхневих шарах схильності до пластичного деформування у мікрооб'ємах, а також у їх міжзеренних зв'язках, що призводить до міжзеренного розтріскування, а у кінцевому результаті – зменшення довговічності магістральних трубопроводів.

ВИСНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 3

Порівняння результатів випробувань зразків різних типів дозволило виявити вплив концентрації напружень на чутливість до водневої крихкості ЗШ, по якому відбувалось руйнування гладких зразків. При аналізі варто звернути увагу на такі два чинники впливу концентрації напружень:

а) концентратор напружень утруднює пластичну деформацію в зоні концентратора, тобто метал веде себе менш пластично;

б) концентрація водню за однакових умов катодної поляризації повинна бути вищою.

Провівши аналіз зруйнованих зразків бачимо, що руйнування проходить по ЗШ. Це означає, що ЗШ є найбільш чутливим до крихкого руйнування в умовах наводнення сталі 17Г1С, яка широко використовується для виготовлення МГ.

Процеси наводнювання приводять до значного зниження в'язко-пластичних властивостей трубних сталей, причому ефект водню посилюється дією розтягуючих напруг.

Підвищений вміст водню при одночасній дії розтягуючих напруг може привести до необоротної водневої крихкості деяких ділянок труб. Встановлені границі втоми ЗЗ із урахуванням концентраторів напружень та наводнювального середовища дали змогу визначити коефіцієнти, які враховують вплив концентратора (β_k), вплив наводнювального корозійного середовища (β_c), та коефіцієнт, який враховує одночасну дію наводнювального середовища та концентратора напруження (β_{kc}).

Проведені випробування показують, що розрахунок допустимих напружень, які виникають у середині газопроводу в результаті нерівномірного газоспоживання, в наводнювальних середовищах, необхідно проводити із врахуванням коефіцієнта β_{kc} , що дасть змогу підвищити їх, а це в свою чергу дасть можливість збільшити пропускну здатність магістрального газопроводу за рахунок підвищення тиску.

РОЗДІЛ 4

ПРОГНОЗНА ОЦІНКА РЕСУРСУ ТРУБОПРОВОДІВ ПІД ЧАС
НЕРІВНОМІРНОСТІ ГАЗОСПОЖИВАННЯ

Труднощі точного визначення параметрів для діагностування полягає в тому, що кожному режиму роботи ділянки трубопроводу відповідають свої параметри. Це зумовлюється динамічністю перепадів напружень, які виникають у трубі до і після відбору газу із магістрального газопроводу.

Тому особливе важливе значення в процесі діагностування технічного стану трубопроводу має розробка ефективних методів обробки результатів досліджень.

Запропонований метод прогнозування залишкового ресурсу роботи трубопроводу ґрунтується на спостереженні в процесі експлуатації, а також на визначенні механічних параметрів труб під час експлуатації газопроводу, відхилення яких можуть значно порушити встановлені норми безпеки систем транспортування газу.

4.1 Дослідження навантаження трубопроводу внутрішнім тиском

Основним внутрішнім навантаженням, яке сприймається стінкою трубопроводу, є навантаження робочим тиском. У залежності від характеристик і призначення газопроводу можливі стаціонарний і нестаціонарний режими руху газу. Для газопроводів строго стаціонарний рух газу практично нереальний, оскільки турбулентність потоку передбачає пульсації параметрів у часі. Тому характер руху газу слід вважати квазістаціонарним, якщо зміна технологічних параметрів не виходить за межі

встановлених рамок. При квазістаціонарному характеру руху газу в трубах зміною тиску в часі можна знехтувати і вважати навантаження, що сприймаються стінками труб, постійними. В такому випадку матеріал труб працюватиме під сталим навантаженням, яке викличе в стінках постійні в часі напруження.

Однак квазістаціонарний режим є характерним лише для вузького кола газопроводів, які входять до складу газотранспортної системи. Найчастіше характер руху газу в газопроводі відзначається нестаціонарністю. В таких випадках виникають коливання тиску в газопроводі, які можуть мати періодичний характер з певним декриментом затухання в часі. Природа таких коливань може бути різноманітною в залежності від причин, що їх викликали. Для кінцевих ділянок газопроводу внаслідок годинної нерівномірності газоспоживання характерні коливання тиску протягом доби від мінімального значення в час пікового газоспоживання до максимального в нічний період. Такі коливання тиску в часі призводять до циклічної зміни напружень в стінках трубопроводу з частотою, що приблизно відповідає добовому періоду циклічного навантаження. Ці навантаження можна вважати низькочастотними циклічними навантаженнями.

Для розподільчих газопроводів характерні нестаціонарні процеси, викликані миттєвими збуреннями газового потоку. Це можуть бути раптові збільшення величини відбору газу чи підкачки. В результаті таких збурень газопроводом переміщується хвиля ущільнення, яка з часом згасає. Однак при великій кількості шляхових відборів чи підкачок такі процеси часто повторюються, що викликає коливання тиску в газопроводі, які є практично неперервними. Частота коливального процесу в таких випадках визначається характеристиками трубопроводу та параметрами транспортування газу і може змінюватися в широкому діапазоні. Такі коливання викликають змінні циклічні напруження в стінках трубопроводу, які можна характеризувати як високочастотні.

У ряді випадків низькочастотний цикл накладається на високочастотний, що призводить до зміни частоти періодичних коливань

напружень в стінках труб. Крім того, слід відзначити, що як низькочастотні, так і високочастотні циклічні коливання навантаження на стінку трубопроводу є змінними на протязі значного проміжку часу (наприклад, року). Тому про частоту коливань навантаження можна говорити лише як про певну середньостатистичну величину. В зв'язку з цим її визначення можливе тільки на основі математичного моделювання нестационарних процесів трубопровідного транспорту газу.

В наведених дослідженнях розроблено методи реалізації математичних моделей, дана оцінка точності розв'язку при певних припущеннях і спрощеннях, розроблено рекомендації і критерії вибору математичної моделі у відповідності до процесу, що моделюється.

Математичне моделювання нестационарних процесів у газопроводі, що приводиться нижче, має за мету оцінити вплив частоти і амплітуди коливань тиску на втомну міцність матеріалу труб при довготривалій експлуатації газопроводу в різних умовах. Тому першочерговим завданням моделювання є встановлення частоти і амплітуди коливання напружень у стінках трубопроводу при високочастотному і низькочастотному циклічному навантаженні.

4.2 Прогнозування нерівномірності газоспоживання.

Коливання робочого тиску в газопроводах газотранспортної системи протягом доби визначаються характером споживання даним регіоном, який містить певну кількість споживачів газу. Від кількості споживачів газу і характеру споживання газу ними протягом доби залежить коливання витрати в газотранспортній системі, яке, в свою чергу, викликає коливання тиску.

У залежності від вигляду конкретного графіка газоспоживання для його апроксимації пропонуються різноманітні варіанти математичних моделей, в основі яких лежить періодична функція. Запропоновано апроксимувати графік добового газоспоживання в вигляді:

$$Q(t) = Q_{cp} + \sum_{i=1}^n Q_i \cdot \sin(\omega_i \cdot t + \varphi_i) \quad (4.1)$$

Число гармонік ряду n вибирається в залежності від необхідної точності апроксимації, а циклічну частоту ω_i , фазове зміщення φ_i та амплітудну складову Q_i визначають на основі обробки фактичного матеріалу за певний період часу (наприклад, за рік).

Вказується, що для досягнення достатньої для інженерних розрахунків точності в ряді випадків достатньо однієї гармоніки ряду, тобто характер газоспоживання може бути апроксимований функцією

$$Q(t) = Q_{cp} + A \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi) \quad (4.2)$$

Величину Q_{cp} в (4.1) і (4.2) визначають як середнє статистичне або математичне очікування за певний період газозабезпечення регіону. Однак можливе і середньо інтегральне визначення Q_{cp}

$$Q_{cp} = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T Q(t) dt \quad (4.3)$$

Чим довший період спостережень T , тим більш достовірне значення середньостатистичної і середньо інтегральної величини середньодобового газопостачання.

Загальноприйнято оцінювати характер добової нерівномірності газоспоживання коефіцієнтом добової нерівномірності, який є відношенням середньодобової величини газоспоживання до максимального (пікового) газоспоживання протягом доби. Використовуючи залежність (4.2) отримаємо:

$$k_d = \frac{Q_{cp}}{Q_{\max}} = \frac{Q_{cp}}{Q_{cp} + A} = \frac{1}{1 + \frac{A}{Q_{cp}}} \quad (4.4)$$

Коефіцієнт добової нерівномірності газоспоживання не залежить від характеристики трубопроводу, по якому подається газ в даний регіон, і є властивістю даного регіону як споживача енергії. Іншими словами, коефіцієнт добової нерівномірності газоспоживання можна визначити ще до подачі газового пального до регіону газопостачання. Тоді, знаючи коефіцієнт

нерівномірності газоспоживання, можна наближено, опираючись на залежності (4.2) і (4.4), прогнозувати характер газоспоживання даного регіону на протязі доби. З (4.4) маємо:

$$A = Q_{cp} \cdot \left(1 - \frac{1}{k_0}\right) \quad (4.5)$$

Тоді

$$Q(t) = Q_{cp} \cdot \left[1 + \left(1 - \frac{1}{k_0}\right) \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi)\right] \quad (4.6)$$

Залежність (4.6) дозволяє побудувати графік добової нерівномірності газоспоживання за відомим коефіцієнтом добової нерівномірності споживання газу.

Для великих енергетичних центрів, для яких частина споживачів енергії є буферними споживачами, характерна ступінчата зміна газоспоживання. В таких випадках на синусоїдальний закон зміни газоспоживання на протязі доби накладається ступінчата функція, в результаті чого апроксимація залежності може бути виражена функцією:

$$Q_{(t)} = Q_{cp} + \Delta Q \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi) \pm q_i \cdot \sigma(t - t_i) \quad (4.7)$$

де q_i – величина i -того скачка газоспоживання в момент часу t_i ;

$\sigma(t - t_i)$ - одинична функція Хевісайда.

Побудовані функції добового газоспоживання покладено в основу реалізації задач коливання тиску в газопроводі.

5.3 Визначення коливань тиску в газопроводі

Спрощена математична модель нестационарного неізотермічного руху газу в газопроводі може бути побудована на основі диференційних рівнянь руху газу, нерозривності і енергії, які у векторній формі мають вигляд:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\lambda \cdot \rho \cdot w^2}{2 \cdot d} &= 0 \\ \frac{\partial P}{\partial t} &= -c^2 \cdot \frac{\partial(\rho \cdot w)}{\partial x} \end{aligned} \quad (4.8)$$

де P – тиск, як функція лінійної координати x та часу t ;

$\rho \cdot w$ – масова швидкість газу ($\rho \cdot w = M/F$);

F – площа поперечного перерізу труби;

d – внутрішній діаметр газопроводу;

c – швидкість розповсюдження звукової хвилі в газі;

M – масова витрата газу.

Коефіцієнт лінеаризації:

$$2a = \frac{\lambda \cdot \varpi}{2 \cdot d} \quad (4.9)$$

де ϖ - середня по довжині і усереднена в часі лінійна швидкість;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору.

$$\frac{\partial P}{\partial x} + 2a \cdot (\rho \cdot w) = 0 \quad (4.10)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + 2a \cdot \frac{\partial(\rho \cdot w)}{\partial x} = 0 \quad (4.11)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{2a}{c^2} \cdot \frac{\partial P}{\partial t} \quad (4.12)$$

Аналогічне рівняння може бути записане для масової витрати:

$$\frac{\partial^2 M}{\partial x^2} = \frac{1}{\chi} \cdot \frac{\partial M}{\partial t} \quad (4.16)$$

$$\text{де } \chi = \frac{c^2}{2a}$$

Виходячи з умов газопостачання визначимо початкові і граничні умови для реалізації запропонованих математичних моделей з метою визначення амплітуди і частоти коливань тиску в трубопроводі як основної складової змінних напружень у тілі труби.

Для рівняння (4.12) поставимо задачу знайти максимальну амплітуду і циклічну частоту коливань, коли характер газоспоживання визначається синусоїдальною кривою. З цією метою за початок координат вибираємо кінцеву точку газопроводу, в якій відбувається відбір газу, а вісь лінійних координат OX направимо вздовж осі трубопроводу в напрямку протікання течії газу. Будемо відраховувати амплітудні значення коливань тиску від його стаціонарного значення в кожній точці трубопроводу. Тому за початкову умову можна прийняти:

$$P(x,0) = 0 \quad (4.17)$$

Характер амплітудного коливання відбору в кінці газопроводу ($x=0$) виразимо періодичною функцією:

$$Q(0,t) = Q_a \cdot \cos(\omega \cdot t) \quad (4.18)$$

Будемо вважати, що тиск газу зростає вздовж осі OX , але при цьому залишається обмеженим зверху. Тому, вважаючи газопровід безмежним, другу граничну умову запишемо у вигляді:

$$P(\infty,t) < \infty \quad (4.19)$$

Розв'язок (4.12) при початкових (4.17) і граничних умовах (4.18) і (4.19) шукаємо методом інтегральних перетворень Лапласа:

$$\Psi(x,s) = \int_0^{\infty} p(x,t) \cdot e^{-st} dt \quad (4.20)$$

$$\text{Тоді } \frac{\partial P}{\partial t} = s \cdot \Psi(x,s) - P(x,0) = s \cdot \Psi(x,s) \quad (4.21)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{d^2 \Psi}{dx^2}$$

Гранична умова (4.18) матиме вигляд

$$\left. \frac{\partial P}{\partial x} \right|_{x=0} = -\frac{2a \cdot M}{F} - \frac{2a}{F} \cdot \rho \cdot Q(0,t) = -\frac{2a}{F} \cdot \rho \cdot Q_a \cdot \cos(\omega \cdot t)$$

$$\left. \frac{d\Psi}{dx} \right|_{x=0} = -\frac{2a}{F} \cdot \rho \cdot \int_0^{\infty} Q_a \cdot \cos(\omega \cdot t) \cdot e^{-st} dt = -\frac{2a}{F} \cdot \rho \cdot Q_a \cdot \frac{s}{s^2 + \omega^2} \quad (4.22)$$

Рівняння (4.12) у перетвореннях Лапласа матиме вигляд

$$\frac{d^2\Psi}{dx^2} = \frac{\Psi}{\chi \cdot s} \quad (4.23)$$

Загальний розв'язок цього лінійного рівняння має вигляд

$$\Psi(x, s) = C_1 \cdot e^{-\frac{sx}{\chi}} + C_2 \cdot e^{\frac{sx}{\chi}} \quad (4.24)$$

З умови обмеженості функції (4.19) маємо $C_2 = 0$. Тоді:

$$\frac{d\Psi}{dx} = -C_1 \cdot \frac{s}{\chi} \cdot e^{-\frac{sx}{\chi}} \quad (4.25)$$

Використовуючи граничну умову (4.18), одержимо рівняння для визначення сталої інтегрування C_1

$$-\frac{2a}{F} \cdot \rho \cdot Q_a \cdot \frac{s}{s^2 + \omega^2} = -C_1 \cdot \frac{s}{\chi} \cdot e^{-\frac{sx}{\chi}} \Big|_{x=0} \quad (4.26)$$

$$\text{Звідси } C_1 = \frac{2a}{F} \cdot \rho \cdot Q_a \cdot \frac{1}{s^2 + \omega^2} \cdot \chi \cdot$$

Тепер розв'язок рівняння (4.24) в перетвореннях Лапласа матиме вигляд:

$$\Psi(x, s) = \frac{2a}{F} \cdot \rho \cdot Q_a \cdot \frac{\chi}{s^2 + \omega^2} \cdot e^{-\frac{sx}{\chi}} \quad (4.27)$$

Переходячи до оригіналів на основі таблиць, одержимо розв'язок у вигляді

$$p(x, t) = \frac{2a}{F} \rho Q_a \frac{\chi}{\omega} \sin \omega \left(t - \frac{x}{\chi} \right) \quad (4.27a)$$

З (4.27a) видно, що коливання тиску в газопроводі за частотою співпадають із коливаннями відбору газу (вимушуючої сили), але зміщені за фазою в залежності від лінійної координати.

З метою оцінки амплітуди і частоти коливань тиску в газопроводі при скачкоподібній зміні відбору газу в кінці газопроводу використаєм рівняння (4.16). При цьому будемо вважати, що до початку нестационарності процесу ($t=0$) газопровід працював у стаціонарному режимі і перекачував газ із витратою Q_{cp} . Тоді початкова умова:

$$M(x, 0) = M_{cp} = Q_{cp} \cdot \rho \quad (4.28)$$

де ρ - стандартна густина газу.

При $t > 0$ на початку газопроводу ($x=0$) витрата не змінюється, тобто

$$M(0, t) = M_{cp} \quad (4.29)$$

У кінці газопроводу ($x=l$) спостерігається ступінчата зміна витрати, тобто

$$M(l, t) = M_1 = M_{cp} + \Delta M_1 \quad (4.30)$$

Розв'язок рівняння (4.16) при умовах (4.28-4.30) шукаємо методом Фур'є.

Вибираємо функцію $U(x, t)$ такою, щоб вона відповідала рівнянню (4.16) і щоб для неї граничні умови були однорідними, тобто

$$\frac{\partial^2 U}{\partial x^2} = \frac{1}{\chi} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} \quad (4.31)$$

$$U(0, t) = 0; \quad U(l, t) = 0$$

Для цього функцію $U(x, t)$ визначимо наступним чином

$$U(x, t) = M(x, t) + \gamma + \gamma_1 \cdot x \quad (4.32)$$

де γ, γ_1 – сталі коефіцієнти, які необхідно визначити

$$U(0, t) = M(0, t) + \gamma = M_{cp} + \gamma$$

$$\text{Звідси } \gamma = -M_{cp}$$

$$U(l, t) = M(l, t) + \gamma + \gamma_1 \cdot l = M_1 - M_{cp} + \gamma_1 \cdot l$$

$$\text{Звідси } \gamma_1 = -\frac{M_{cp} - M_1}{l}$$

$$\text{Тоді } M(x, 0) = U(x, 0) + \gamma + \gamma_1 \cdot x$$

$$\text{Звідси } U(x, 0) = M(x, 0) - \gamma - \gamma_1 \cdot x = 2 \cdot M_{cp} + \frac{M_{cp} - M_1}{l} \cdot x \quad (4.33)$$

Функцію $U(x, t)$ представимо у вигляді добутку

$$U(x, t) = X(x) \cdot T(t)$$

$$\text{Тоді } \frac{\partial^2 U}{\partial x^2} = X'' \cdot T \quad \frac{\partial U}{\partial t} = X \cdot T'$$

Рівняння (5.31) має вигляд:

$$X'' \cdot T = \frac{1}{\chi} \cdot X \cdot T' \quad \text{або} \quad \frac{X''}{X} = \frac{1}{\chi} \cdot \frac{T'}{T}$$

Звідси отримаємо два рівняння

$$\frac{X''}{X} = -\lambda^2; \quad \frac{1}{\chi} \cdot \frac{T'}{T} = -\lambda^2 \quad (4.34)$$

Розглянемо перше рівняння

$$X'' + \lambda^2 \cdot X = 0 \quad (4.35)$$

Його розв'язок як лінійного однорідного рівняння другого порядку, має вигляд:

$$X = C_1 \cdot \sin \lambda x + C_2 \cdot \cos \lambda x \quad (4.36)$$

Перевіримо умови однорідності на границях:

- при $x=0$ $X=0$

звідси $C_2=0$

- при $x=l$ $X=0$

звідси $\sin \lambda l = 0$

отже $\lambda_n = \frac{\pi \cdot n}{l}$

Тоді $X = C_1 \cdot \sin \frac{\pi \cdot n \cdot x}{l}; \quad T = A \cdot e^{-\frac{\pi^2 \cdot n^2 \cdot x \cdot t}{l^2}}$

де C_1, A – сталі інтегрування

$$U_n(x,t) = X_n \cdot T_n = a_n \cdot \sin \frac{\pi \cdot n \cdot x}{l} \cdot e^{-\frac{\pi^2 \cdot n^2 \cdot x \cdot t}{l^2}} \quad (4.37)$$

де $a_n = A \cdot C_1$

$$U(x,t) = \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cdot \sin \frac{\pi \cdot n \cdot x}{l} \cdot e^{-\frac{\pi^2 \cdot n^2 \cdot x \cdot t}{l^2}} \quad (4.38)$$

Для визначення коефіцієнта a_n використаємо рівняння:

$$a_n = \frac{2}{L} \int_0^L U(x,0) \cdot \sin \frac{\pi \cdot n \cdot x}{L} dx$$

маємо

$$a_n = \frac{2}{L} \int_0^L \left(2 \cdot M_{cp} + \frac{M_{cp} - M_1}{L} \cdot x \right) \cdot \sin \frac{\pi \cdot n \cdot x}{L} dx = \frac{2 \cdot M_{cp}}{\pi} \left\{ \frac{2}{n} \cdot [1 - (-1)^n] + \frac{1}{n} \cdot \left(3 - \frac{M_1}{M} \right) \right\}$$

Тоді рівняння має вигляд

$$U(x,t) = \frac{2}{\pi} \cdot M_{cp} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \frac{2}{n} \cdot [1 - (-1)^n] + \frac{1}{n} \cdot \left(3 - \frac{M_1}{M}\right) \right\} \cdot \sin \frac{\pi \cdot n \cdot x}{L} \cdot e^{-\frac{\pi^2 \cdot n^2 \cdot x \cdot t}{L^2}} \quad (4.39)$$

Тепер розв'язок одержимо у вигляді:

$$M(x,t) = -M_{cp} - \frac{M_{cp} - M_1}{L} \cdot x + \frac{2}{\pi} \cdot M_{cp} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \frac{2}{n} \cdot [1 - (-1)^n] + \frac{1}{n} \cdot \left(3 - \frac{M_1}{M_{cp}}\right) \right\} \cdot \sin \frac{\pi \cdot n \cdot x}{L} \cdot e^{-\frac{\pi^2 \cdot n^2 \cdot x \cdot t}{L^2}} \quad (4.40)$$

4.40

Щоб отримати зміну тиску по довжині і в часі, використовуємо друге рівняння системи (4.8), з якого маємо:

$$P(x,t) - P(x,0) = \frac{c^2}{F} \int_0^t \frac{\partial M(x,t)}{\partial x} dt$$

Одержимо

$$\frac{\partial M(x,t)}{\partial x} = -\frac{M_{cp} - M_1}{L} + \frac{2}{L} \cdot M_{cp} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ 2 \cdot [1 - (-1)^n] + \left(3 - \frac{M_1}{M_{cp}}\right) \right\} \cdot \cos \frac{\pi \cdot n \cdot x}{L} \cdot e^{-\frac{\pi^2 \cdot n^2 \cdot x \cdot t}{L^2}} \quad (4.41)$$

Тоді

$$P(x,t) = P(0,t) + \frac{c^2}{F} \cdot \int_0^t \left(-\frac{M_{cp} - M_1}{L} + \frac{2}{L} \cdot M_{cp} \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ 2 \cdot [1 - (-1)^n] + \left(3 - \frac{M_1}{M_{cp}}\right) \right\} \cdot \cos \frac{\pi \cdot n \cdot x}{L} \cdot e^{-\frac{\pi^2 \cdot n^2 \cdot x \cdot t}{L^2}} \right) dt$$

Після інтегрування отримаємо

$$P(x,t) = P(0,t) + \frac{c^2}{F} \cdot \left[-\frac{M_{cp} - M_1}{L} \cdot t + \frac{2 \cdot M_{cp} \cdot L}{\pi^2 \cdot \chi} \sum_{n=1}^{\infty} \Phi_n \cdot \cos \frac{\pi \cdot n \cdot x}{L} \cdot (1 - e^{-\frac{\pi^2 \cdot n^2 \cdot x \cdot t}{L^2}}) \right] \quad (4.42)$$

$$\text{де } \Phi_n = \frac{1}{n} \cdot \left\{ 2 \cdot [1 - (-1)^n] + \left(3 - \frac{M_1}{M_{cp}}\right) \right\}$$

На основі викладеної раніше методики розроблено алгоритм та програму, які дозволяють розраховувати та прогнозувати споживання газу за допомогою коефіцієнта добової нерівномірності газоспоживання..

Результати програми по визначенню та прогнозуванню споживання газу зображені на рис 4.1 (криві 2).

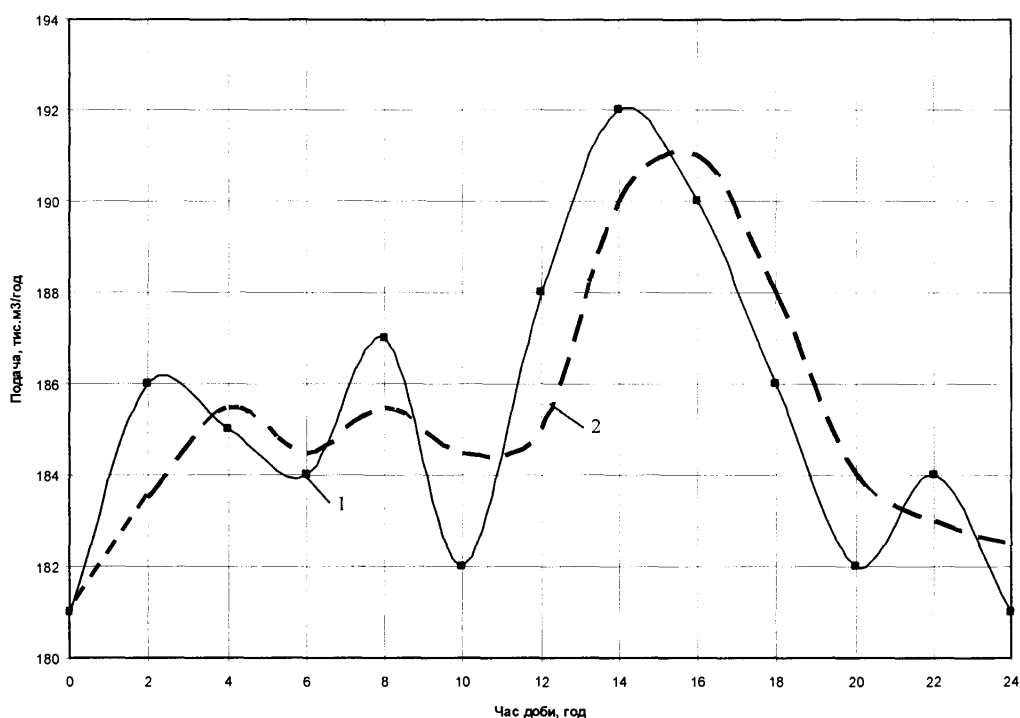


Рис. 4.1. Графік добового газоспоживання м. Сімферополь:

1- реальні дані; 2- математична модель

Невідповідність в об'ємах поставки газу і його споживанням призводить до нестационарності газових потоків, що в поєднанні зі складною технологічною схемою газопроводів та пересіченим профілем траси ускладнює прогнозування режимів роботи газопроводів та керування ними. Слід зазначити, що в залежності від вибору режиму роботи газотранспортних систем України можна зекономити або марно витратити на перекачку понад 3 млрд.м³ газу на рік. Запропоновані математичні моделі дозволяють із достатньою для інженерної практики точністю $\pm 5\%$ чисельно визначати низькочастотну пульсацію тиску, а також вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан газопроводу. Таким чином розроблені математичні моделі дозволяють прогнозувати споживання газу а також вибір раціонального режиму роботи газопроводу та КС.

4.4 Розробка програми оцінки ресурсу лінійної ділянки газопроводу

Оцінка ресурсу лінійної ділянки трубопроводу проводиться на основі розрахункових графіків довговічності труб, що входять у фактичну розкладку трубопроводу. Блок - схема програми оцінки ресурсу наведена на рис. 4.2. Програма оцінки ресурсу трубопроводу здійснюється в такому порядку:

1) використовуючи дані по профілю траси, а також робочий тиск на вході і виході лінійної ділянки по періодах експлуатації, на кожний період експлуатації розраховується і будується графік профілю ділянки і лінії перепаду тиску на кожен період роботи лінійної ділянки. Побудовані графік та лінії відображаються на дисплеї і можуть бути надруковані;

2) далі по відомих лініях перепаду тиску, а також використовуючи дані по фактичній розкладці труб, у кожному періоді розраховується циклічна довговічність трубопроводу по характерних точках траси, зареєстрованим у файлі вихідних даних. Ресурс труби R у кожній характерній точці, що за час експлуатації працював у різних періодах, знаходиться як сума інтервалів часу $R=t_1+t_2+\dots+t_i+t_x$ з формули

$$1 = \frac{t_1}{T_1} + \frac{t_2}{T_2} + \dots + \frac{t_i}{T_i} + \frac{t_x}{T_{i+1}} \quad (4.43)$$

де T_i - довговічність труби при відповідному спектрі розмахів тисків N_i і робочому тиску P_i періоду роботи i ;

t_i - час роботи труби в кожному періоді i ;

t_x - інтервал часу роботи труби до закінчення ресурсу в тому періоді (t_{i+1}), в якому закінчується ресурс.

"Ресурсний" цикл експлуатації поданий ломаною лінією, що складається з відрізків часу роботи газопроводу (t_1 , t_2 і t_3) при відповідних тисках P_1 , P_2 і P_3 і навантаженнях N_1 , N_2 і N_3 у кожному з трьох періодів. На графіках відзначені значення довговічності T_1 , T_2 і T_3 труби (в роках) у кожному періоді за умови, що газопровід працював би увесь час тільки з навантаженням кожного періоду. На осі ординат відзначений вироблений

ресурс до відмови R_x у розрахунковій точці **A**, який закінчився, у даному прикладі, у третьому періоді. Величина ресурсу відповідає сумі тимчасових інтервалів $t_1 + t_2 + t_x$ де інтервал t_x . Для зберігання стану надійності, що маємо, газопроводу необхідно до ремонту змінювати робочий тиск у даній точці в бік зниження, як зазначено пунктирною лінією від точки **B** паралельно графіку $T = f(\Sigma N_3, P)$. Розмір тиску $R_{дпв}$ визначає умовний мінімальний тиск у цій точці.

3) знайдена довговічність труб у всіх характерних точках ділянки дозволяє виконати прямолінійну апроксимацію за значеннями довговічності і побудова графіків кривих довговічності $T=f(\Sigma N, P)$ для обраної товщини стінки і марки сталі в кожному періоді роботи. Побудовані графіки можуть бути відображені на дисплеї;

4) використовуючи отримані дані по циклічній довговічності труб за періодами і дані за часом експлуатації трубопроводу в кожному періоді, проводиться перевірка гіпотези лінійного підсумовування, а потім і обчислення

й апроксимація усього графіка ресурсу уздовж траси лінійної ділянки. Епюру ресурсу відображається на дисплеї і є можливість висновку її на пресу;

5) потім проводиться конвертування даних по ресурсі трубопроводу у формат AutoCad - DXF і будується підсумкове креслення лінійної ділянки з епюрою ресурсу, технологічною схемою трубопроводу, відмітками місць відмов, які відбулися і характеристиками перетинань з іншими об'єктами та природними перешкодами.

При оцінці черговості необхідності ремонту ділянок після виконаних розрахунків довговічності експерти розглядають наступні критерії, які мають вплив на можливість відмови на кожній лінійній ділянці:

1 - тип труби, що покладений на ділянці. У відповідності зі СНіП і ТУ на труби цей критерій повинен оцінювати такі параметри: коефіцієнт умов роботи m , нормативний тимчасовий опі $R_{1н}$, нормативна умовна межа текучості $R_{2н}$, коефіцієнт надійності по матеріалу K_1 , коефіцієнт надійності по призначенню трубопроводу K_n , коефіцієнт надійності по навантаженню

Пр і Т.Д.

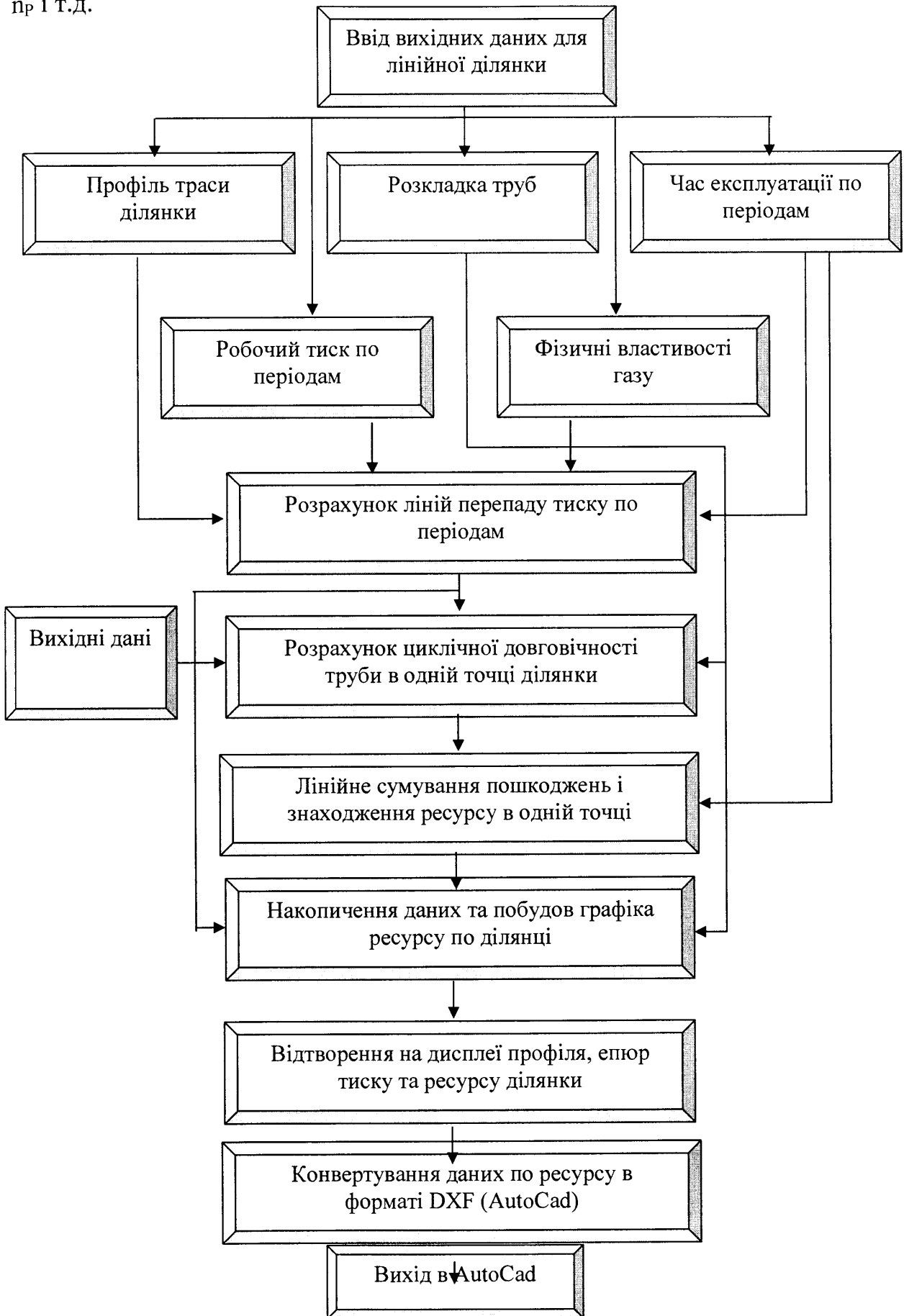


Рис. 4.2. Блок-схема розрахунку ресурсу трубопроводу

2 - стабільність ґрунту і спроможність зварних з'єднань трубопроводу до сприйняття горизонтальних переміщень ґрунту. Конкретно відбивається інформація про якість монтажного зварювання або її відсутність, зсувні зони, зони з нерівномірним осіданням, стабільність ґрунту і т.д.

3 - стійкість даного виду ізоляційного покриття до корозії та стан катодного захисту. Відзначаються: стан і тип ізоляційного покриття; термін експлуатації; ґрунт (лужний, кислий або нейтральний (піщаний), твердий або м'який) рівень захисного потенціалу і періодичність його перевірки.

4 - сприйнятливість трубопроводу до механічних ушкоджень. Враховуються порушення правил, охоронної зони, безпечних відстаней, наявність системи захисту від впливів, фізичний захист трубопроводу, діаметр і товщина стінки труби.

5 - вплив відомостей про зміни робочого тиску і гідравлічних досліджень трубопроводу. Оцінюються встановлені допустимі робочі й дослідні тиски, термін останнього дослідження.

6 - надійність оцінюється за кількістю витоків і проривів за весь термін експлуатації.

7 - фактичний стан трубопроводу за даними дефектоскопії. Наявність корозійних процесів і відомих дефектів.

4.5 Визначення залишкового ресурсу роботи газопроводів.

Така тривала експлуатація газотранспортних об'єктів не могла не призвести до їх значного морального і фізичного старіння, тобто невідповідність технічного рівня устаткування сучасним вимогам, наприклад, показникам експлуатаційної надійності, екологічної безпеки. Під фізичним старінням розуміють зниження технічного стану газоперекачувального устаткування і лінійної частини газопроводів,

зменшення гідравлічної ефективності газопроводів. Очевидно, що фактори морального і фізичного старіння обумовлюють погіршення технологічних показників транспорту газу: знижується продуктивність газопроводів і надійність газопостачання споживачам, збільшується енергоємність транспорту газу. В кінцевому результаті погіршуються основні техніко-економічні показники газопроводів — зростає собівартість транспортованого газу, знижуються фондівдача і прибуток. Для подолання цих негативних тенденцій необхідно проводити реконструкцію і капітальний ремонт газопроводів.

Крім того газотранспортна мережа, що формувалася протягом декількох десятиліть, за своєю структурою, величиною і напрямку газопотоків не у всіх випадках відповідає вимогам сучасного поточкорозподілу. Іноді буває необхідним реверсування потоків, спорудження газопроводів-перемичок для поліпшення маневрених властивостей єдиних систем газопостачання (ЄСГ), розширення деяких ділянок газопроводів для збільшення газопотоків. Іншими словами, необхідна коректування структури газопроводів ЄСГ в інтересах забезпечення сучасного розподілу потоків, маневреності і надійності газотранспортної мережі.

Поступовий розвиток мережі газопроводів на основі можливостей, що по номенклатурі труб і устаткування компресорних станцій (КС) привело до багатониткової структури газопроводів, що складаються іноді з ниток малих діаметрів 500—800 мм, і багатоцеховій структурі КС із багатоагрегатними цехами, побудованими на базі агрегатів малої одиничної потужності (4—6 МВт). З погляду експлуатації багатоцехова структура КС із великим числом газоперекачувальних агрегатів (ГПА) в цехах небажана, оскільки збільшується число обслуговуючого персоналу і ростуть експлуатаційні витрати. Підтримка технічного стану численного парку ГПА малої потужності викликає великі труднощі в проведенні ремонтно-профілактичних робіт і збільшує потребу в запчастинах. З цього погляду реконструкція газопроводів, що забезпечує укрупнення одиничної потужності ГПА і компресорних цехів при їхній заміні, може розглядатися як

засіб зниження експлуатаційних витрат у транспорті газу і підвищення його надійності обладнання.

Ще однією причиною реконструкції газопроводів є необхідність підвищення загальної безпеки транспорту газу. Сюди відноситься винос газопроводів із зон житлової забудови, зон проходження залізничних і шосейних доріг, підвищення безпеки перетинань газопроводів між собою і з транспортними комунікаціями.

У загальному випадку структуру діагностики технічного стану лінійної частини газопроводу можна представити в такий спосіб:

- розробка класифікації стану;
- обґрунтування обраних критеріїв технічного стану і їхня оцінка;
- вибір способу математичного опису параметрів лінійної частини як об'єкт діагностування;
- обґрунтування методу виявлення несправності.

Досвід експлуатації газопроводу показує, що місце і момент часу прояву несправності не завжди збігаються з місцем і моментом її виникнення.

Середнє умовне зусилля в нетто-перетині досягає межі міцності або текучості металу. Розрахункові опори розтягу (стиску) R_1 і R_2 варто визначати по формулах:

$$R_1 = R_1^H \frac{m}{k_1} k_H, \quad (4.44)$$

$$R_2 = R_2^H \frac{m}{k_2} k_H,$$

де R_1^H - мінімальне значення межі міцності;

R_2^H - мінімальне значення межі текучості;

m - коефіцієнт умов роботи трубопроводу;

k_1, k_2 - коефіцієнти надійності по матеріалу;

k_H - коефіцієнт надійності по призначенню трубопроводу.

Для лінійних ділянок трубопроводів, де оболонка знаходиться в безмоментному стані, товщина стінки повинна задовольняти вимогу :

$$h \geq n \cdot P_{\text{роб}} \frac{D}{2} (R_1 + P_{\text{роб}}), \quad (4.45)$$

де $P_{\text{роб}}$ - робочий тиск у даній точці трубопроводу з урахуванням висотного рівня траси;

n - коефіцієнт надійності за навантаженням (по внутрішньому тиску);

D - зовнішній діаметр труби.

Ця умова буде виконуватись, якщо робочий тиск обмежується виразом:

$$P_{\text{роб}} \leq 2 \cdot h \cdot \frac{R_1}{n} (D - 2 \cdot h), \quad (4.46)$$

Окружні (кільцеві) зусилля в трубі σ_o визначаються за формулою:

$$\sigma_o = P \frac{(D - 2 \cdot h)}{2 \cdot h}, \quad (4.47)$$

Це зусилля повинно задовольняти умові неприпустимості пластичних деформацій у стінці труби:

$$\sigma_o \leq \frac{m \cdot R_2^H}{0.9 \cdot k_H}, \quad (4.48)$$

З останніх двох виразів впливає ще одне обмеження по робочому тиску:

$$P_{\text{роб}} \leq m \cdot 2 \cdot h \cdot \frac{R_2^H}{0.9 \cdot k_H} (D - 2 \cdot h), \quad (4.49)$$

Для ділянок трубопроводу, які знаходяться в складних умовах залягання, стан навантаження відрізняється від безмоментного.

Як відомо, збільшення градієнта напруження при згині призводить до підвищення втомної міцності в порівнянні з розтягом – стиском. Однак позитивний вплив градієнту від згину виявляється суттєвим тільки для гладких взірців і відносно невеликим для взірців з концентратором напружень, у яких має місце різкий градієнт напружень, зумовлений концентрацією напружень від концентратора.

Чутливість до концентратора при даній міцності сталі одержується більшою у взірців, концентратор у яких розміщений вздовж напрямку прокату, ніж у взірців з концентратором впоперек напрямку прокату, що

може бути пояснено анізотропією величини зерна: в першому випадку зерно більш мілке.

Ці основні положення впливу концентраторів на втомну міцність сталі на повітрі змінюються при одночасній дії концентраторів і корозійного середовища.

Зазвичай при розрахунках деталей машин, що мають концентратори напружень, при повторно-перемінних навантаженнях у корозійних середовищах враховують вплив концентраторів на витривалість сталі коефіцієнтом β_k , який встановлюється лабораторними дослідженнями, що проводять на повітрі на зразках із концентраторами напруження, а вплив корозійного середовища – коефіцієнтом β_c , який визначається на гладких взірцях з того ж матеріалу в корозійному середовищі.

Допустимі напруження в матеріалі зразка визначають за формулою:

$$\sigma_{\partial} \leq \frac{\sigma_0}{m} \beta_k \beta_c \quad (4.50)$$

Однак у цьому розрахунку не враховується можлива взаємодія між впливом концентрації напружень і дією корозійного середовища. Очевидно, більш правильно буде визначати допустимі напруження за формулою:

$$\sigma_{\partial} \leq \frac{\sigma_0}{m} \beta_{kc} \quad (4.51)$$

Зі збільшенням агресивності середовища (від прісної води до соленої) посилюється зниження витривалості сталі. Корозійно-агресивні середовища знижували витривалість загартованої сталі більш інтенсивно, ніж нормалізованих сталей. Найменше знизилась в цих середовищах витривалість поверхнево-загартованої струмами високої частоти низькоуглецевої сталі. Сталі однакової витривалості на повітрі мали в деякій мірі неоднакову стійкість по відношенні до агресивних середовищ.

Дослідження показали, що зі збільшенням агресивності середовища посилюється зниження витривалості сталевих взірців із концентраторами напружень. Корозійно-агресивні середовища сильніше знизили витривалість

загартованих сталей, ніж нормалізованих. Сталі з однаковою витривалістю на повітрі при наявності концентраторів напружень мали однакову стійкість проти дії активних середовищ. Несподіваним було значне зниження витривалості в результаті впливу корозійного середовища у зразків зі сталі 17Г1С з концентраторами напружень та з поверхнею, загартованою струмами високої частоти.

Дослідження показали, що вплив середовища і концентрації напружень на витривалість сталі не додаються (не адитивні), а, навпаки, взаємно послаблюються. Далі, чим агресивніше середовище, тим більше знижується витривалість при одночасній дії середовища і концентрації напружень.

Аналізуючи поверхню злому взірця видно, що після циклічного навантаження в повітрі на дні концентратора утворилась одна гостра глибока тріщина, тоді як після циклічного навантаження у воді в цьому місці виникла велика кількість роз'їдених корозією тріщин, які розрихлили метал на дні концентратора.

При тривалому статичному навантаженні в корозійних середовищах концентратори напруження посилюють процес корозійного розтріскування. Це пояснюється тим, що концентратори викликають локальні напруження розтягу такої величини, достатньої для того, щоб пройшов процес корозійного розтріскування.

Відомо, що в деяких випадках рівномірно розподілені тривало діючі статичні напруження розтягу викликають лиш посилення загальної корозії, але при появі концентратора напруження загальна корозія переходить в ножову корозію і стає можливим корозійне розтріскування сталі.

Графік коливання напружень, які виникають у трубі протягом дня (рисунок 4.3) побудований за допомогою розробленої математичної моделі, що в свою чергу дозволяє, маючи коефіцієнти добової нерівномірності газоспоживання (k_g) та одночасного впливу середовища та концентратора (β_{kc}). Проаналізувавши даний графік, ми можемо стверджувати, що найбільші коливання напружень, які виникають у трубі, будуть у листопаді (від 60 МПа до 160 МПа). Це зумовлено тим, що місяці, які нами

розглядаються – місяці, у які проводиться найбільш нерівномірний відбір газу.

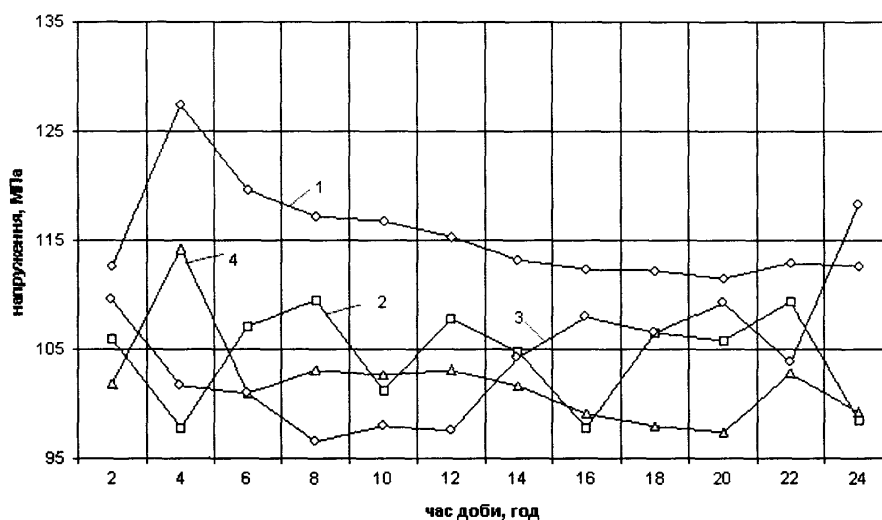


Рис. 4.3. Коливання напружень, що виникають у трубі на протязі доби:
1-листопад; 2-грудень; 3- січень; 4-лютий.

Таким чином, важливою умовою забезпечення стійкості газопроводів проти корозійно – втомних руйнувань у перекачуючому середовищі є правильний і раціональний вибір величини допустимого напруження для даного робочого середовища та малій кількості циклів навантаження.

Запропонований метод прогнозування залишкового ресурсу роботи трубопроводу ґрунтується на спостереженні в процесі експлуатації, а також на визначенні механічних параметрів труб під час експлуатації газопроводу, відхилення яких можуть значно порушити встановлені норми безпеки систем транспортування газу. Визначення механічних параметрів проводимо експериментальним шляхом.

Отримані криві втоми (рис.4.4.) та їх характер для кожного типу зразка можна математично обробити з метою збільшення періодичності виміру діагностованого параметра. Отже, потрібно побудувати криву, яка найбільш точно описує експериментальну криву.

Маючи криві втоми, проведемо розрахунок для визначення залишкового ресурсу роботи труби. Підбір формул для опису вищенаведених кривих

проводимо за допомогою побудови усереднених кривих, описаних нижченаведеним рівнянням.

$$\sigma_{-1} = A \cdot N^{-\beta} \quad (4.44)$$

де σ_{-1} – границя втоми, МПа;

A – коефіцієнт;

N – кількість циклів, млн;

β – коефіцієнт степеня

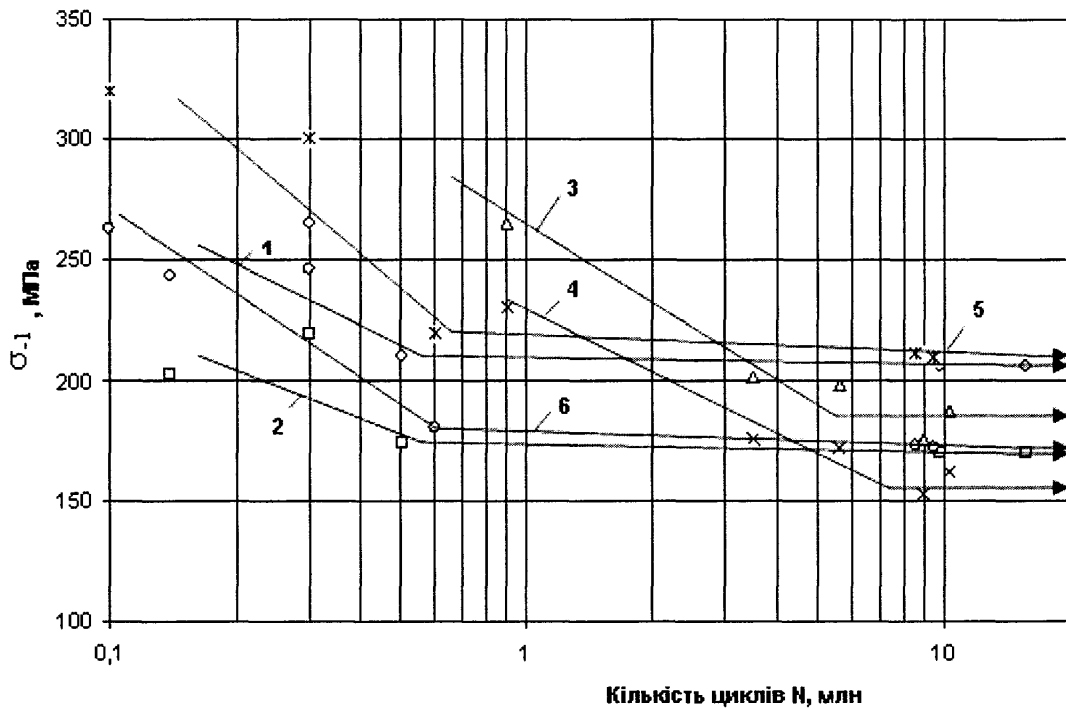


Рис. 4.4. Криві втоми. ЗЗ сталі 17Г1С на повітрі.

1 - циліндричні гладкі зразки, нова труба; 2 - циліндричні гладкі зразки, стара труба; 3 - зразки з концентратором у ЗШ, нова труба; 4 - зразки з концентратором у ЗШ, стара труба; 5 - зразки з концентратором у ЗТВ, нова труба; 6 - зразки з концентратором у ЗТВ, стара труба

Опис кривих за допомогою степеневого рівняння зумовлений тим, що середньо квадратичне відхилення становить $\epsilon=0,05$, яке є найменшим у порівнянні із підбором формул для опису кривих за допомогою лінійного, логарифмічного та експоненціального рівняння. Проводимо розрахунок допустимих відхилень за допомогою нижченаведених формул:

$$u_1 = \sigma_{-1} - k \cdot \varepsilon ; \quad u_2 = \sigma_{-1} + k \cdot \varepsilon , \quad (4.45)$$

де u_1, u_2 – мінімальне та максимальне відхилення;

ε - середньоквадратичне відхилення;

k – коефіцієнт, що визначається за формулою:

$$k = k_\alpha \cdot \left(1 + \frac{\sigma_{-1}}{\sqrt{2}} + \frac{\varepsilon \cdot \sigma_{-1}^2 + 10}{12}\right) \quad (4.46)$$

$$\Phi(k_\alpha) = P/2 = 0,45, \quad (4.47)$$

де P – ймовірність попадання функції у межі $u_1..u_2$.

На основі викладеної раніше методики розроблено алгоритм та програму, які дозволяють розраховувати:

- середньоквадратичні відхилення;
- допустимі відхилення прогнозування;
- абсолютні, відносні та допустимі відхилення;
- залишковий ресурс роботи трубопроводу.

ВИНОВКИ ПО РОЗДІЛУ 4

Аналізуючи отримані результати залишкового ресурсу роботи трубопроводу, що експлуатується 20 років, слід зазначити, що у кільцевому ЗЗ становить 11%, а з концентратором у зонах ЗШ та ЗТВ відповідно 26% і 8%. Тому найбільш небезпечною зоною у кільцевому зварному шві є зона термічного впливу. Це зумовлено тим, що неповне зняття залишкових напружень розтягу, які виникають під час зварювання, найбільш ймовірні. Таким чином, важливою умовою забезпечення стійкості газопроводів проти корозійно – втомних руйнувань в перекачуючому середовищі є правильний і раціональний вибір величини допустимого напруження для даного робочого середовища та малій кількості циклів навантаження. Отримані результати є важливими для прогнозування ресурсу роботи магістральних газопроводів та раціонального вибору режиму роботи КС.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

На основі виконаних комплексних теоретичних і експериментальних досліджень вирішено важливу наукову задачу забезпечення безаварійної експлуатації магістральних газопроводів за допомогою розроблених ефективних методів оцінки впливу параметрів режиму роботи на їх безаварійну експлуатацію.

При цьому отримані такі основні результати:

1. На основі проведеного аналізу сучасного стану магістральних газопроводів показано величину і рівень проблем, які є недостатньо вивченими та не забезпечені необхідним теоретичним підґрунтям, ряд обмежень щодо їх вирішення. Обґрунтовано необхідність розробки нових методів оцінки впливу параметрів режиму роботи на безаварійну експлуатацію газопроводу.
2. Запропонований новий метод визначення впливу нерівномірного газоспоживання на напружений стан трубопроводу, а також виявлені закономірності пульсації тиску та їх вплив на безаварійну експлуатацію газопроводу.
3. Розроблено новий спосіб оцінки впливу наводнювального середовища на механічні характеристики ЗЗ сталі 17Г1С магістрального газопроводу та встановлено найвищу чутливість до водневої крихкості під час поляризації з одночасним активним навантаженням. У результаті встановлено, що найвразливіші до водневої крихкості є основний метал та зона термічного впливу кільцевого зварного з'єднання газопроводу.
4. За результатами експериментальних досліджень встановлені закономірності втомного руйнування зварного з'єднання сталі 17Г1С газопроводу при різних рівнях навантаження в наводнювальному середовищі та встановлені фрактографічні ознаки розвитку корозійно - втомної тріщини. Встановлені границі витривалості ЗЗ з врахуванням концентратора напружень та наводнювального середовища дали змогу визначити коефіцієнти, що враховують вплив концентратора (β_k),

вплив наводнювального корозійного середовища (β_c) та коефіцієнт, який враховує одночасну дію наводнювального середовища та концентратора напруження (β_{kc}).

5. Удосконалено математичну модель низькочастотної пульсації тиску, яка враховує вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан, а також закономірність пульсації тиску на безаварійну експлуатацію газопроводу.
6. Розроблена та запропонована методика розрахунку параметрів режиму та прогнозування залишкового ресурсу роботи трубопроводу із урахуванням нерівномірності споживання газу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Абдуллин Н. Г., Гареев А. Г. Диагностика и анализ механизма разрушения газопроводов по причине стресс-коррозии // Тез. докл. 1-го сов.-амер. симпоз. по стресс-коррозии газопроводов. - М., 1990. - С. 12-13.
2. Абдуллин И. Г., Гареев А. Г. Коррозионно-усталостная долговечность трубной стали в карбонат-бикарбонатной среде // Материалы II-го Междунар. конгр. "Защита-95". - М., 1995. - 1993. - № 5. - С. 97-98.
3. Айбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие.–М:Недра, 1982.–344с.
4. Анализ причин разрушения и механизмов повреждаемости магистральных газопроводов из стали 17ГС / Ю. П. Сурков, О. М. Соколова, В. Г. Рыбалко, Л. Ф. Малкова // Физ.-хим. механика материалов. - 1989. - № 5. - С. 96-100.
5. Андреюк Е.И., Козлова И.А. Коптева Ж.Б. Исследование микробиологической коррозии магистральных трубопроводов и рекомендации по рациональной защите от нее//Экспресс информ.(ВНИИЭГазпром).–Хим. пром.-сть.–1966.–Вып.2.–С.11–12.
6. Анненков Н.П., Анучкин М.П. Оценка прочности магистральных трубопроводов методами линейной механики разрушения.– Труды ВНИИСТ,1974.–Вып. 30.
7. Анучкин М.П. Прочность сварных магистральных трубопроводов.- Гостоптехиздат, 1963. – 196 с.
8. Анучкин М.П., Горицкий В.Н., Мирошниченко Б.И. Трубы для магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1986. –231 с.
9. Арчаков Ю. И. Водородная коррозия стали. - М.: Металлургия, 1985. - 192 с.
10. Банахевич Ю.В., Кичма А.О., Дзюбин А.Р. Напряжения в okolí дефектів матеріалу оболонкових конструкцій// Зб. наук. праць. –

Механіка і фізика руйнування будівельних матеріалів та конструкцій.—
Вип.5.—Львів:Каменяр, 2002.—С.311-315.

11. Білобран Б.С. Наукові основи оцінки напружено-деформованого стану магістральних трубопроводів з урахуванням пластичних деформацій: Автореф. дис... д-ра техн. наук: 05.15.13/ІФНТУНГ.—Івано-Франківськ, 2004.—32с.
12. Бородавкін П.П., Бердин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов.- М.: Недра, 1987.—471с.
13. Брегман Дж. И. Ингибиторы коррозии.— М.—Л.: Химия, 1966.— 310с
14. Вайнман А. Б., Мелехов Р. К., Смиян О. Д. Водородное охрупчивание элементов котлов высокого давления.- Киев: Наук, думка", 1990. - 272 с.
15. Василенко И.И., Мелехов Р.К. Коррозионное растрескивание сталей.- Киев: Наукова думка, 1977.-265с.
16. Васильченко Г.С. Кошелев П.Ф. Практическое применение механики разрушения для оценки прочности конструкций.—М.: Наука,—1974.— 148с.
17. В.Б.Н. В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. – Київ: Держнафтогазпром, 2000. –57с.
18. Влияние металлургических факторов на стойкость сталей против коррозионного растрескивания / В. Н. Поляков, В. В. Романов, Н. Г. Лифшиц и др.// Обзор. информ. Сер. Коррозия и защита сооружений в газовой промышленности. - М.: ВНИИЭгазпром, 1990. - 87 с.
19. Воронин Г. В. Статистика стресс-коррозии на южных газопроводах // Тез. докл. 1-го сов.-амер. симпоз. по стресс-коррозии газопроводов. - М., 1990. -С. 16-17.
20. Вплив водню на механізм сульфідного корозійного розтріскування під напруженням (СК РН) сталей промислових трубопроводів/ В.Ю.Чернов, В.Д.Макаренко, Є.І.Крижанівський, Л.С.Шлапак.//Фіз.-хім. механіка матеріалів.— 2003.— №1.—С.121–123.

21. Вплив наводнювання та попереднього пластичного деформування на тріщиностійкість трубопроводів/ Ю.Д. Петрина, О.О. Онищук, Д.Ю. Петрина, І.М. Стоцький.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.–Івано-Франківськ.–2003.–№2(7).–С.102–105.
22. Вплив параметрів перекачування сірководневих газів на корозійну тривкість трубної сталі/ Є.І. Крижанівський, Ю.Д. Петрина, В.П. Рудко, О.О. Онищук, Д.Ю. Петрина//Машинознавство. –2003.–№6.–С.24–26.
23. Галиуллин З.Т., Карпов С.В., Королев М.И. Пути снижения аварийности магистральных газопроводов по причине КРН. // Девятая международная деловая встреча “Диагностика – 99” (г. Сочи, апрель 1999 г.). – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С.11-23.
24. Герцог Э. Коррозия сталей в сероводородной среде. Коррозия металлов.– М.: Metallurgiya, 1964.–С.31-38.
25. Гоник А.А. Коррозия железа в присутствии сероводорода в двухфазной системе электролит-углеводород.– Докл. АН СССР.– 1960.–№2, т.135.– 1637с.
26. Гоник А.А. Коррозия нефтепромышленного оборудования и меры ее предупреждения.–М.:Недра,1976.-189с.
27. ГОСТ 25.506-85. Расчёты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 62с.
28. Грудз В.Я., Мартинюк О.Т. Моделювання процесів змішування газів в газопроводі //Нафтова і газова промисловість.–2000.–№5.–С.51-52.
29. Грудз В.Я., Попадюк І.Й., Мартинюк О.Т. Вплив антикорозійного покриття внутрішньої поверхні на міцність трубопроводу// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.–Івано-Франківськ.–2004.–№2(11).–С.25–27.
30. Гутман Э. М. Проблема карбонатного коррозионного растрескивания (стресс-коррозии) газопроводов // Тез. докл. 1-го сов.-амер. симпоз. по стресс-коррозии газопроводов. - М., 1990. - С. 6-9.

31. Експлуатаційне окрихчення сталі магістрального нафтопроводу/ О.Т.Цирульник, Г.М.Никифорчин, О.І.Звірко, Д.Ю.Петрина//Фіз.-хім. механіка матеріалів. - 2004.- №2.-С.125–126.
32. Жук Н.П. Курс коррозии и защиты металлов.– М.: Металлургия, 1976.– 352с.
33. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. - М.: Металлургия, 1976. - 472с.
34. Земзин В.Н., Шрон Р.З. Термическая обработка и свойства сварных соединений. – М.: Машиностроение, 1978. – 367с.
35. Иванова В.С., Терентьев В.Ф. Природа усталости металлов. – М.: Металлургия, 1975.-456с.
36. Иванцов О. М. Защита трубных сталей от почвенной коррозии // Газ. пром-сть. - 1993. - № 7. -С. 27-31.
37. Иванцов О.М., Харитонов В.И. Надежность магистральных трубопроводов.– М.:Недра.–1978.–254с.
38. Исследование склонности к стресс-коррозии различных зон сварного соединения низколегированных трубных сталей/ С. Г. Поляков, А. А. Рыбаков, С. М. Билецкий, В. А. Горбань // Транспорт и подземное хранение газа. - 1993. - № 2-4. - С. 26-29.
39. Исследование водных конденсатов газоконденсатных месторождений Краснодарского края/К.С.Зарембо, М.Е.Легезин, З.П.Обухова, А.А.Кутовая //Газовая промышленность. – 1966. - №11.-С. 32-37.
40. Карпенко Г.В. Прочность стали в коррозийной среде. – М.:Машгиз, 1963. - 188с.
41. Карпенко Г.В., Крипьякевич Р.И. Влияние водорода на структуру и свойства сталей.–М.:Металлургиздат,1962.–198с.
42. Кельнер Дж. Д. Применение спектроскопии электрохимического импеданса для оценки праймеров трубопроводных покрытий, стойких к катодному отслаиванию и коррозионному растрескиванию под напряжением // Тез. докл. 1-го сов.-амер. симп. по стресс-коррозии газопроводов. - М., 1990.- С. 28-29.

43. Кистяковский В.А. Коррозия железа при контакте с границей двух фаз.—Труды июньской сессии АН СССР.—М.: Изд-во АН СССР, 1932.—С.37–42.
44. Кичма А.О., Коваль Р.І., Банахевич Ю.В., Винник О.Й. Оцінка корозійного стану газопроводу за результатами внутрішньотрубної діагностики// Фіз.-хім. механіка матеріалів. Спец. випуск №3. Проблеми корозії та проти корозійного захисту матеріалів.— 2002. Т.2.—С.802–806.
45. Крамер Г. Математические методы статистики.— М.: Мир, 1975.—246с.
46. Колачев Б.А. Водородная хрупкость металлов. —М.: Metallurgiya, 1985.—217с.
47. Корозійно-механічне руйнування зварних конструкцій /В.І.Похмурський Р.К. Мелехов, Г. М. Круцан, В. Г. Здановський. - К.: Наук, думка, 1995. - 262с.
48. Коррозионное растрескивание газопроводных труб в слабокислом грунте / Т. К. Сергеева, Н. И. Волгина, М. В. Илюхина, А. С. Болотов // Газ. пром-сть. - 1995. - № 4. - С. 34-38.
49. Коррозионностойкие стали и сплавы для оборудования и трубопроводов АЭС / Под ред. Р.К. Мелехова. — Киев: Наук. думка, 1983. — 144с.
50. Коцаньда С. Усталостное разрушение металлов. — М.: Metallurgiya, 1979. -168с.
51. Крижанівський Є.І., Побережний Л.Я. Кінетика деформування сталі трубопроводу при низькочастотній втомі //Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.-2001.-№1.-С.62-67.
52. Крижанівський Є.І., Побережний Л.Я. Низькочастотна корозійна втома сталі морських трубопроводів//Фіз.-хім. механіка матеріалів. Спец. випуск №3. Проблеми корозії і протикорозійного захисту матеріалів.- 2002.-т.2.-С.794-797.
53. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Визначення залишкового ресурсу роботи кільцевих зварних з'єднань газопроводів // Науковий

вісник Івано –Франківського національного університету нафти і газу.
– 2005. - №1(10). – С.42-46.

54. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу //Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. - №3(12). – С.31-34.
55. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С. Дослідження корозійно – втомних характеристик сталі 17Г1С магістрального газопроводу// Фіз.-хім. механіка матеріалів. -2006. – Спец випуск Том 1 – с.290-295
56. Крижанівський Є.І., Тараєвський О.С., Петрина Д.Ю. Вплив наводнення на корозійно – механічні властивості зварних швів газопроводів. //Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005.
57. Кудрявцев И.В., Наумченков Н.Е. Усталость сварных конструкций.-М.: Машиностроение,1976. - 270с.
58. Кузнецов В. В. Краткий анализ по отказам на трубопроводах труб большого диаметра // Повышение надежности труб большого диаметра магистральных газопроводов: Материалы конф. - Волжский, 1997. - С. 28-29.
59. Легезин Н.Е., Григорьева Г.Н. Эксплуатация труб в коррозионных средах нефтегазовых промыслов. – М.: ВНИИгазпром, 1972. -52с.
60. Легезин Н.Е. Защита от коррозии промысловых сооружений в газовой и нефтедобывающей промышленности. – М.: Недра, 1973. – 168с.
61. Липкин Я. Н., Коростелева Т. К. К вопросу о влиянии металлургического качества труб на стойкость к стресс-коррозии // Тез. докл. 1-го сов.-амер. симпоз. по стресс-коррозии газопроводов. - М., 1990. - С. 30-31.
62. Лопатин Е. В., Мазель А. Г. К вопросу стресс-коррозионного растрескивания металла труб и сварных соединений магистральных газопроводов // Материалы П-го Междунар. конгр. "Защита-95". - М., 1995. - С. 107.

63. Лосе С., Хейтц Е. Механизм эрозионной коррозии в быстротекущих жидкостях. – Коррозия и защита металлов. – 1973. – №22. – С. 1–3.
64. Лубенский А. П. Стойкость к коррозионному растрескиванию под напряжением трубных сталей в грунтах с мест прокладки магистральных газопроводов // Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей. Проблемы. Решения: Материалы семинара по проблемам коррозионного растрескивания под напряжением. – Ухта, 1996. – С. 117.
65. Мазель А. Г. О стресс-коррозии газопроводов // Газ. пром-сть-1993. № 7. – С. 36-39.
66. Мартинюк О.Т. Залежність корозії заліза від концентрації водневих іонів// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. №35, т.5-Івано-Франківськ.-1998-С.226–232.
67. Мартинюк О.Т. Розробка технології транспорту сірководневих газів малих родовищ України. Автореферат дисертації на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук.–05.15.13/Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу.– Івано-Франківськ, 2003.-19с.
68. Мартинюк О.Т. Термічна обробка зварних з'єднань трубопроводів// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - №38, том 5.- 2001.- С.69-73.
69. Марченко А.Ф. Почвенная коррозия трубопроводной стали и магистральных трубопроводов//Стр-во трубопроводов.- 1995.- №1.- С29-34.
70. Медведева М.Л. Исследование зависимости стойкости против сульфидного растрескивания и эффективности ингибиторной защиты сталей от их физико-механических свойств. Автореф. дис... на соискание канд. техн. наук. – М.: МИНХ и ГП, 1978.- 23с.
71. Методические рекомендации Государственного комитета СССР по стандартам: МР 185-86. Расчеты и испытания на прочность. Методы

испытаний на склонность к коррозионному растрескиванию сталей и сплавов в жидких средах.– Москва. –ВНИИНМАШ, 1986.–51с.

72. Механика разрушения и прочность материалов: Справ. пособие: в 4-х т. -Киев: Наук. думка, 1988-1990.- т.4: Усталость и циклическая трещино-стойкость конструкционных материалов / О.Н.Романив, С.Я.Ярема, Г.Н.Никифорчин и др.-1990.-680с.
73. Механика разрушения и прочность материалов: Справ. пособие: в 4-х т.-Киев:Наук. думка, 1988-1990.–т.1:Основы механики разрушения материалов/В.В.Панасюк, А.Е.Андрейкив, В.З.Партон.-1988.-488с.
74. Механика разрушения и прочность материалов: Справ. пособие: в 4-х т./ Под общей ред. Панасюка В.В.–Киев, Наукова думка, 1988.–Т.3: Характеристики кратковременной трещиностойкости материалов и методы их определения/ Ковчик С.Е., Морозов Е.М. – 436с.
75. Мікроелектрохімічна неоднорідність зварних з'єднань трубопроводів при різних видах термічної обробки/ Роп'як Л.Я., Петрина Ю.Д., Онищук О.О., Петрина Д.Ю., Налісний М.Б.// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.–Івано-Франківськ.–2003.–№3(8).–С.131–136.
76. Олейник Н.В., Нго Ван Куэт. Определение вязкости разрушения материалов по их механическим свойствам // Проблемы прочности. – 1976. - №1. – с.72-77.
77. Ориняк О.В. Тороп В.М. Вислобіцький П.А. Методологія оцінки залишкової міцності магістральних трубопроводів з тріщинами//Нафтова і газова промисловість. – 1998. – №1.–С.31-36.
78. Осадчук В.А., Банахевич Ю.В. Концентрація напружень у трубопроводі з поверхневою заглибиною у формі півеліпсоїда обертання// Фіз.-хім. механіка матеріалів.– 2002.- №2.–С.37–42.
79. Охрупчивание конструкционных сталей и сплавов /Пер. с англ.; под ред. К.Л. Брайена, С.К. Бенерджи. – М.: Металлургия, 1988. -552 с.
80. Оценка эффекта закрытия усталостных трещин/Г.Н.Никифорчин, Б.Н.Андрусив, А.В.Вольдемаров, М.А.Куцын//Фіз.-хим. механіка матеріалів. –1982.–№5.– С.100-103.

81. Оцінка тріщиностійкості магістральних трубопроводів за критичними коефіцієнтами інтенсивності напружень/ Є.І. Крижанівський, В.П. Рудко, О.О. Онищук, Д.Ю. Петрина// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.–Івано-Франківськ.–2003.–№1(6).–С.6–11.
82. Оцінка тріщиностійкості магістральних трубопроводів з позиції δ_k – моделі/ Є. І. Крижанівський, В.П. Рудко, О.О. Онищук, Д.Ю. Петрина //Науковий вісник ІФНТУНГ.–Івано-Франківськ.–2002.–№2(3).–С.66–73.
83. Панасюк В.В. Механика квазіхрупкого руйнування матеріалів. Київ:Наук.думка, 1991.–416с.
84. Петрина Д.Ю., Онищук О.О. Залежність корозії зварних з'єднань трубопроводів від термічної обробки// Збірка тезисів II всеукраїнської науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів „Зварювання та суміжні технології». - Київ: ІЕЗ ім. Патона НАН України.–2003.–с.33.
85. Петрина Д.Ю., Онищук О.О., Савчук Я.І.. Вплив низькомолекулярних карбонових кислот на вуглекислу корозію трубних сталей// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.–Івано-Франківськ.–2004.–№2(11).–С.28–32.
86. Петрина Д.Ю., Тараєвський О.С., Вуйцік Д.С. Схильність зварного з'єднання магістрального газопроводу до водневої крихкості// III Всеукраїнська науково – технічна конференція „Зварювання та суміжні технології”, м. Київ, 2005. – С.110-111.
87. Петров Н. А. Контроль поляризаціонного потенціала катодної захисти // Тез. докл. 1-го сов.-амер. симпоз. по стресс-коррозии газопроводов. - М., 1990. - С.26-27.
88. Притула В. В. Наводороживание трубной стали и кинетика процессов стресс-коррозии подземных газопроводов // Стр-во трубопроводов.- 1994.- № 2. - С. 42-45.

89. Похмурський В.І., Мелехов Р.К., Круцан Г.М., Здановський В.Г. Корозійно-механічне руйнування зварних конструкцій.- Київ: Наукова думка.- 1995.- 261 с.
90. Похмурский В.И., Швед М.М., Яремченко Н.Я. Влияние водорода на процессы деформирования и разрушения железа и стали.- Киев: Наукова думка, 1977.- 60 с.
91. Про причини корозійних руйнувань промислових трубопроводів/В.Ю. Чернов, В.Д. Макаренко, Є.І. Крижанівський, Л.С. Шлапак// Фіз.-хім. механіка матеріалів.- 2002.-№6.-С.93-95.
92. РД-50-260-81. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность в машиностроении. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик вязкости разрушения (трещиностойкости) при статическом нагружении. М.:Изд-во стандартов,1982.-56с.
93. Розгонюк В.В. Удосконалення методики діагностування технічного стану та способів ремонту магістральних газопроводів. Автореф. дисертації канд. техн. наук:05.15.13/Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу.- Івано-Франківськ,2000.-24с.
94. Розенфельд И.Л., Рубинштейн Ф.И., Жигалова К.А. Защита металлов от коррозии лакокрасочными покрытиями.-М.:Химия,1987.-223с.
95. Романив О.Н. Вязкость разрушения конструкционных сталей.-М.: Металлургия, 1979. -176с.
96. Романив О.Н., Крыськив А.С., Ткач А.Н. Исследования обратной отпускной хрупкости сталей методами механики разрушения//Физ.-хим. механика материалов.-1978.- №2.- с.41-46.
97. Романив О.Н., Никифорчин Г.Н. Механика коррозионного разрушения конструкционных сплавов.- М.:Металлургия, 1986.-294 с.
98. Романив О.Н., Никифорчин Г.Н., Андрусив Б.Н. Эффект закрытия трещин и оценка циклической трещиностойкости конструкционных сплавов//Физ.-хим. механика материалов. -1983. - №3. - С.47-61.

99. Романив О.Н., Никифорчин Г.Н., Андрусив Б.Н. Влияние закрытия и геометрии усталостных трещин на структурную чувствительность припороговой усталости сталей // Физ.-хим. механика материалов. - 1984. - №1. - С.71-75.
100. Романив О.Н., Ткач А.Н., Крыськив А.С. О некоторых случаях различной структурной чувствительности вязкости разрушения и ударной вязкости // Физ.-хим. механика материалов. - 1978. - №6. - с.46-71.
101. Саакян Л.С. Ефремов А.П., Ропяк Л.Я. Влияние нагружения на микроэлектрохимическую гетерогенность стали // Защита металлов, том XXV, №2, 1989.
102. Саакян Л.С. Ефремов А.П., Ропяк Л.Я. Влияние различных видов и условий нагружения на микроэлектрохимическую неоднородность сварных соединений в синтетической морской воде // Комплексное освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа СССР. Тез. докл. первой Всесоюз. конф.- М., 1986. - Ч.2. - С.133.
103. Семчук Я.М., Кривенко Г.М., Гораль Л.Т., Говдяк Р.М. Технічний та екологічний ризику при експлуатації магістральних нафтопроводів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.- Івано-Франківськ.- 2001.- №1.- С.68-70.
104. Сергеева Т. К. Металлургические концепции диагностики состояния газопроводов на участках повышенного риска стресс-коррозии // Материалы II-го Междунар. конгр. "Защита-95".- М., 1995.- С.14.
105. Сигер У. Х. Покрытия и катодная защита трубопроводов в условиях холодного климата // Тез. докл. 1-го сов.-амер. симп. по стресс-коррозии газопроводов. - М., 1990. - С. 14-15.
106. Скубин В. К. Антикоррозионные покрытия как средство предотвращения стресс-коррозии // Тез. докл. 1-го сов.-амер. симпоз. по стресс-коррозии газопроводов. - М., 1990.- С. 20-21.

107. Слободян З.В., Никифорчин Г.М., Петрущак О.І. Корозійна тривкість трубної сталі у нафтоводних середовищах// Фіз.-хім. механіка матеріалів.– 2002.–№3.–С.93-96.
108. Стеклов О.И. Прочность сварных конструкций в агрессивных средах.- М.: Машиностроение.-1976.- 200с.
109. Стеклов О.И. Стойкость материалов и конструкций к коррозии под напряжением. – М.: Машиностроение, 1990. -384 с.
110. Тараєвський О.С. Вплив водню на руйнування трубопроводу під час нерівномірного газоспоживання//Міжнародна НПК „Наукові дослідження – теорія та експеримент”, м. Полтава, 2005. – С.58-63.
111. Тараєвський О.С. Прогнозування нерівномірності газоспоживання. //Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. -№1(22). – С.82-86.
112. Тараєвський О.С. Руйнування трубопроводу при нерівномірному газоспоживанні// IV Міжнародна НПК „Динаміка наукових досліджень – 2005”, м. Дніпропетровськ, 2005. – С.15-18.
113. Тараєвський О.С. Прогнозна оцінка ресурсу трубопроводів під час нерівномірності газоспоживання//Міжнародна науково – технічна конференція „Ресурсозберігаючі технології у нафтогазовій енергетиці”, м. Івано – Франківськ, 2007. – С.266-267.
114. Тиндин Л.Т. К вопросу о механизме коррозии металлов в углеводородах//Докл. АН СССР, 1950.–№2, т.71.– С.357.
115. Трощенко В.Т., Покровский В.В., Прокопенко А.В. Трещиностойкость металлов при циклическом нагружении.– Киев:Наук.думка,1987.–256с.
116. Трубопровідний транспорт газу/М.П.Ковалко, В.Я Грудз, В.Б.Михалків та ін.-Київ: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002.- 600с.
117. Труфяков В.И. Усталость сварных соединений. – Киев: Наук. думка,1973.- 215с.

118. Улиг Г. Г., Ревы Р. У. Коррозия и борьба с ней. - Л.: Химия, 1986. - 280с.
119. Фесслер Р. Р. Практические аспекты коррозионного растрескивания под напряжением трубопроводов и возможные технические решения // Тез. докл. 1-го сов.-амер. симпоз. по стресс-коррозии газопроводов. - М., 1990. - С. 10-11.
120. Форд Ф. П. Коррозионное растрескивание под напряжением сплавов на основе железа в водных средах // Охрупчивание конструкционных сталей и сплавов/ Пер.с англ.Под ред. К.Л.Брайента, С.К.Бенерджи. - М.:Металлургия, 1988. - С. 218-258.
121. Чабуркин В.Ф. Анализ отказов и выбор методов диагностики нефтегазопроводов // Материалы П-го Междунар. конгр. "Защита-95". - М., 1995. - С. 10.
122. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения.-М.:Наука,1974.- 640с.
123. Чернов В.Ю., Макаренко В.Д. Крижанівський Є.І., Шлапак Л.С. Про причини корозійних руйнувань промислових трубопроводів//Фіз.-хім. механіка матеріалів.- 2002. №6.-С.93-95.
124. Чертков Я.Б. Неуглеводородные соединения в нефтепродуктах. - М.: - Химия,1964.-228с.
125. Чутливість до водневої крихкості зварного з'єднання сталі 17Г1С магістрального газопроводу/ О.Т Цирульник, Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський, Д.Ю Петрина, М.І. Греділь -Фіз.-хім. механіка матеріалів. -2004. - №6. - С.111-114.
126. Чутливість електрохімічних показників до експлуатаційної деградації зварних з'єднань трубопроводів/ Д.Ю. Петрина, О.О. Онищук //Методи та прилади контролю якості.-Івано-Франківськ.-2005.-№ 13.- С.7-10.
127. Швед М.М. Изменение эксплуатационных свойств железа и стали под влиянием водорода.-Киев: Наук.думка, 1985.- 120с .

128. Шлапак Л.С. Оцінка технічного стану газопроводів з корозійними дефектами// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 1999.–№36, т.5.–С.123–128.
129. Шпарбер И.С., Шрейдер А.В. Исследование водородного разрушения стали в сероводородных электролитах//Наводораживание металлов и борьба с водородной хрупкостью.– М.:Знание, 1968.–С.101-
130. Шумайлов А.С., Гумеров А.Г., Молдаванок О.Н. Диагностика магистральных трубопроводов.- М: Недра,1982.- 251с.
131. Ясній П.В. Пластично деформовані матеріали : втома і тріщинотривкість. –Львів: Світ, 1998. – 292с.
132. Andreikiv O.Ye. Mathematical modelling of the hydrogen assistid fracture in metals//Фіз.-хім. механіка матеріалів.–1997.–№4.–С.53-64.
133. Bruno T. V. Susceptibility of pipeline welds to environmental cracking // Abstr.Pap. 69th AWS Annu. Meet. (Miami, Fla., Apr. 17-22, 1988). - 1988. - P.
134. Dagdale D.S. Yielding of steel sechts containing shits.–J.Mech. and Phys.Solids.–1960.–№2, V.8.–P.100–104/
135. Folias E.S. An axial crack in a pressurized cylindrical shell.– Int.J.Tract.Mech.–1965.–№2,V.1.–P.104–113.
136. Groysman G., Erdman N. A study of Corrosion of mild steel in mixtures of petroleum Distillates and Electrolytes//Corrosion, XII, 2000.– P.1266–1271.
137. Krasovsky, A.Y., Dolgiy, A.A., Torop V.M. Charpy testing to estimate pipeline steel degradation after 30 years of operation.Proc.”Charpy Centary Conference”, Poitiers. –2001, Vol.1. –P.489–495.
138. Mao X., LiuX., and Revie R. W. Pitting corrosion of pipeline steel in dilute bicarbonate solution with chloride ions // Corrosion. - 1994. - 50, № 9. - P. 651-657.
139. Mendosa A. J. .arid Sykes J. M. The effect of low frequency cyclicstress on initiation of stress corrosion cracking in X60 line, pipe steel in carbonate solution// Corros. Sci.-1983.- 23, № 6. - P. 547-558.

140. Oriani R.A. A mechanistic theory of hydrogen embrittlement of steel//Ber.Bausenges.Phys.Che.–1972.–№8.–P.818–857.
141. NACE standart TM-01-77. Testing of metals for resistance to sulfide stress cracking at ambient temperatures// Materials Performance. - 1977. - №9. - P.1-8.
142. Payer J. H., Berry W. E., and Parkins R. N. Application of slow strain – rate technique to stress: corrosion cracking of pipeline steels // Stress corrosion cracking -the slow strain - rate technique. ASTM STP 665.- Philadelphia: ASTM, 1979. - P. 222-234.
143. Paris P., Erdogan F. A critical analysis of crack propagation laws//Trans. ASME. J.Basic End.–1963.–85, №4.– P.528–534.
144. Paris P.C. The fracture mechanics approach to fatigue//Fatigue.– An interdisciplinary Approach.–Syracuse(N.Y.):Syracuse Univ. Press, 1964.– P.107–132.
145. Parkins R. N., Blanchard Jr., and Delanty B. C. Transgranular stress corrosion cracking of high-pressure in contact with solution of neutral pH // Corrosion. - 1994. - 50, № 5. - P. 394-408.
146. Parkins R. N. Predictive approaches to stress-corrosion cracking failure // Corros. Sci. - 1980. — 20,№2.-P. 147-166.
147. Peten N.I., Stables E. Delayed fracture of metals under static load//Nature.–1952.-163.–P.842–843.
148. Pilkey A. K., Lambert S. B., and Plumtree A. Stress corrosion cracking of X-60 pipe line steel in a carbonate-bicarbonate solution // Corrosion. - 1995. - 51, № 2. - P. 91-96.
149. Powder Diffraction File 1974: Search manual alphabetical listing and search section of frequently encountered phases. Inorganic.- Philadelphia, 1974.

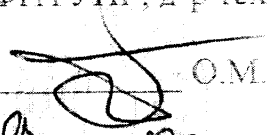
ДОДАТОК А

ДК „УКРТРАНСГАЗ”

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

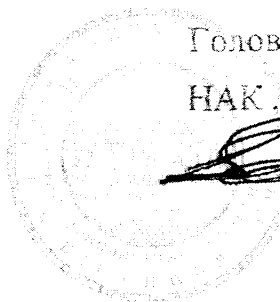
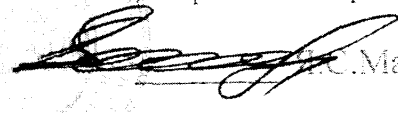
ПОГОДЖЕНО

Проректор з наукової роботи
ІФНТУНГ, д-р техн. наук


О.М. Карпаш
“23” 05 2007 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Голова ради директорів ДК УТГ
НАК „Нафтогаз України”



І.С. Марчук
“28” 05 2007 р.

МЕТОДИКА

РОЗРАХУНКУ ВПЛИВУ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ
РОБОТИ ГАЗОПРОВОДУ НА ЙОГО НАДІЙНУ
ЕКСПЛУАТАЦІЮ.

Івано-Франківськ

2007

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Науковий керівник

д-р.тех.наук, професор

Є.І. Крижанівський

д-р.тех.наук, професор

В.Я. Грудз

ас. к-ри ТЗНГ

О.С. Тарасвський

директор УМГ

„Прикарпатрансгаз”

канд.тех.наук

В.П. Рудко

начальник управління по
експлуатації та реконструкції
магістральних газопроводів та ГРС

М.М. Дрогомирський