

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ  
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

**Станецький Андрій Ігорович**

**УДК 621.643**

**ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ТРУБОПРОВІДІВ ПРИ  
ТРИВАЛІЙ ДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ СЕРЕДОВИЩ**

**05.15.13 – трубопровідний транспорт, нафтогазосховища**

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

***Науковий керівник:***

Побережний Любомир Ярославович  
доктор технічних наук, професор

***Івано-Франківськ – 2016***

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b>		4
<b>1. СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ПОСТАНОВКА ЗАВДАНЬ ДОСЛІДЖЕННЯ</b>		9
1.1.	Дослідження навантажень та впливів на трубопровід на основі літературних даних	9
1.2.	Аналіз причин аварійності трубопроводів внаслідок корозії	19
1.3	Вплив тривалої експлуатації на фізико-механічні властивості трубних сталей	32
1.4	Постановка завдань досліджень	39
<b>2. МЕТОДОЛОГІЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ДЕФОРМАЦІЇ МАТЕРІАЛУ ТРУБОПРОВІДІВ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ</b>		40
2.1	Вибір матеріалу та методика статичних випробовувань	41
2.2	Методика корозійних випробовувань	44
2.3.	Методика визначення хімічного складу ґрунтових електролітів	48
<b>3. ОСОБЛИВОСТІ ДЕФОРМУВАННЯ МАТЕРІАЛУ ТРУБОПРОВІДІВ В УМОВАХ ТРИВАЛОЇ ДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ СЕРЕДОВИЩ</b>		59
3.1.	Деформаційна поведінка тривалоексплуатованих трубних сталей у нейтральних ґрунтових електролітах	60
3.1.1	Кінетика деформації трубної сталі 17ГС	60

3.1.2	Кінетика деформації трубної сталі 19Г	70
3.2	Вплив кислотності середовища на опір деформаціям тривалоексплуатованих трубних сталей	75
3.2.1	Кінетика деформації трубної сталі 17ГС у кислих ґрунтових електролітах	77
3.2.2	Кінетика деформації трубної сталі 19Г у кислих ґрунтових електролітах	85
3.3	Прогнозування деформації тривалоексплуатованих трубних сталей при тривалому статичному навантаженні	90
4.	<b>КОРОЗІЙНИЙ МОНІТОРИНГ ТРУБОПРОВОДІВ</b>	96
4.1	Ранжування ґрунтів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів в трубопроводах на пізній стадії експлуатації	97
4.2	Розроблення та апробація методики визначення ділянок трубопроводу з підвищеною небезпекою корозійно-механічної деградації	110
4.3	Розробка концепції корозійного моніторингу трубопроводів	126
	<b>ВИСНОВКИ</b>	130
	<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b>	132
	<b>ДОДАТКИ</b>	150

## ВСТУП

Значна частина розгалуженої мережі магістральних трубопроводів України перебуває в експлуатації більше 30 років. Зі збільшенням термінів їх експлуатації все актуальнішою стає проблема ефективної та безперервної роботи трубопровідного транспорту, яка забезпечується організацією періодичної технічної діагностики стану елементів трубопроводів та ремонту в місцях виявлених недопустимих дефектів. У кожному конкретному випадку допустимість виявленого дефекту вимагає комплексного підходу та відповідних обґрунтувань щодо проведення ремонтно-відновлювальних заходів. Довготривала експлуатація трубопроводів, починаючи від транспортування та зберігання труб, спричинюють різні види їх пошкоджень. Зокрема, це: пошкодження ізоляційного покриття; корозійні пошкодження, забоїни в металі труби, розгалужені тріщини, тріщини у зварних швах тривалої експлуатації і тріщини біля зварних швів.

Вище вказані пошкодження при подальшій експлуатації трубопроводів знижують їх надійність. Такі пошкодження при контакті з зовнішніми технологічними середовищами спричиняють корозійні, механічні та корозійно-механічні процеси, що призводять до руйнування труб.

**Актуальність теми.** На пізній стадії експлуатації нафтогазопроводів (НГП) особливо актуальною науково-технічною проблемою стає належне забезпечення технічної надійності та безпечної експлуатації трубопроводів із застосуванням методів технічного діагностування, особливо, корозійних дефектів, а також розроблення ефективних методів оцінки працездатності експлуатованого матеріалу. В розв'язанні таких завдань важливу роль відіграє визначення величини зміни фізико-механічних і електрохімічних властивостей трубопровідних



сталей, оскільки для обґрунтування подальшої безпечної роботи НГП необхідно враховувати вже не вихідні, а поточні характеристики експлуатованого металу. За сумісного тривалого впливу робочого середовища та механічних навантажень у матеріалі трубопроводів утворюються мікротріщини, які з часом зливаються і формують макротріщину. Слід відзначити особливу роль водню в процесах руйнування сталей нафто- і газопроводів.

Однак, вказані дослідження стосуються передусім останньої стадії руйнування – поширення та розвитку тріщин та тріщиноподібних дефектів. В той же час, проблема оцінки зміни величини деформації трубопровідних сталей під тривалим впливом експлуатаційних середовищ вивчена недостатньо.

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

Робота виконувалася у рамках Спільної декларації України та ЄС щодо модернізації української газотранспортної системи, Енергетичної стратегії України до 2030 року, держбюджетної тематики Д-1-07-Ф «Дослідження нових енергоресурсозберігаючих екологічно безпечних технологій видобування та транспортування вуглеводнів».

**Мета роботи:** напрацювання комплексу заходів щодо забезпечення працездатності трубопроводів шляхом оцінки та прогнозування впливу терміну експлуатації та тривалої дії ґрунтових електролітів на деформаційну поведінку трубних сталей.

#### **Завдання досліджень.**

1. Вивчити вплив тривалої дії експлуатаційних середовищ на величину та характер приросту деформації матеріалу трубопроводів.
2. Вибрати метод математичного опису отриманих експериментальних залежностей для прогнозування розвитку деформаційних процесів.

3. Розробити методику ранжування ґрунтів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів та визначити найнебезпечніші ґрунтови електроліти для тривалоексплуатованих трубних сталей.

4. Розробити методику визначення ділянок трубопроводу з підвищеною небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів.

5. На основі проведених досліджень запропонувати науково-обґрунтовану концепцію корозійного моніторингу газопроводів.

*Об'єкт досліджень:* трубопроводи на пізній стадії експлуатації

*Предмет досліджень:* процес приросту деформації матеріалу трубопроводу внаслідок тривалої дії експлуатаційних середовищ (ґрунтового електроліту).

**Методи дослідження.** Теоретичні дослідження проводили на основі сучасних методів механіки руйнування, механіки корозійного руйнування, корозійної електрохімії напружено-деформованого металу. Експериментальні дослідження виконували з використанням методів тензометрії та потенціометрії за розробленою методикою на базі раніше створеної в ІФНТУНГ автоматизованої випробувальної системи з ЕОМ, що дозволяє отримати високу точність та достовірність результатів експерименту. Математичну обробку результатів проводили у програмному пакеті Origin 2015.

#### **Наукова новизна одержаних результатів.**

1. Дістали подальший розвиток дослідження деформаційної поведінки трубних сталей (19Г та 17ГС) у ґрунтових електролітах. Встановлено, що приріст загальної деформації під впливом ґрунтових електролітів для тривалоексплуатованих сталей 17ГС та 19Г становить від 4 до 9% і від 5,5 до 12% відповідно та має тенденцію до подальшого збільшення.

2. Вперше для досліджуваних тривалоексплуатованих трубних сталей виявлено деформаційні стрибки в процесі тривалого навантаження у кислих ґрунтових електролітах.

3. Вперше отримано функціональні залежності для прогнозування кінетики деформації трубних сталей (17ГС та 19Г) у 12-ти модельних середовищах з надійною імовірністю математичного опису у межах 0,96-0,98.

4. Встановлено що тривалоексплуатована трубна сталь 19Г більш чутлива до впливу ґрунтових електролітів ніж сталь 17ГС (на 5-44% – для нейтральних середовищ, на 10-55 % – для кислих середовищ).

#### **Практичне значення отриманих результатів.**

1. Розроблено методику визначення ділянок трубопроводів із підвищеною небезпекою розвитку корозійно-механічної деградації за допомогою якої виявлено місця з пошкодженим ізоляційним покриттям та глибокими корозійними ураженнями на окремих ділянках лінійної частини трубопроводів «Уренгой-Помари-Ужгород», «Шебелинка-Полтава-Київ», «Єфремовка-Диканька-Київ» та «Прогрес».

2. Розроблено методику ранжування ґрунтів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів та запропоновано в якості характеристичних показників кут нахилу завершальної ділянки деформаційної кривої, абсолютний та відносний прирости деформації.

3. Результати досліджень впроваджено на підприємствах УМГ «Київтрансгаз», «Львівтрансгаз», «Черкаситрансгаз» і в навчальний процес на кафедрах хімії та СРГГ ІФНТУНГ.

4. Розроблено наукові підходи до створення системи комплексного корозійного моніторингу магістральних трубопроводів України.

**Особистий внесок здобувача.** Основні результати роботи отримані здобувачем самостійно. У роботах [1, 6] – ідея реалізації корозійного

моніторингу газопроводів, [2, 9, 14] – реалізація експериментальних досліджень, аналіз та узагальнення результатів, у роботах [3-5] автором реалізовано експериментальну частину та аналіз результатів, у роботах [7, 10-11] – аналіз та узагальнення результатів, у роботах [8, 12-13] – оптимізація методики експерименту та апробація результатів в експлуатуючих організаціях.

**Апробація результатів дисертації.** Матеріали дисертації доповідалися на X, XI Міжнародних конференціях-виставках «Проблеми корозії та протикорозійного захисту конструкційних матеріалів» (м. Львів, 2010, 2012), II та IV Міжнародних науково-технічних конференціях «Пошкодження матеріалів під час експлуатації, методи його діагностування і прогнозування» (м. Тернопіль, 2011, 2015), IV Міжнародній конференції «Деформация и разрушение материалов и наноматериалов» (м. Москва, 2011), Міжнародній науково-технічній конференції «Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу» (м. Івано-Франківськ, 2012), Міжнародній науково-практичній конференції молодих учених та студентів «Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії – 2012» (м. Івано-Франківськ, 2012), Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика-2015» (м. Івано-Франківськ, 2015 р.).

**Публікації.** За матеріалами дисертації опубліковано 14 наукових праць, серед яких 9 наукових статей у фахових журналах (дві із яких у виданнях, які індексуються в наукометричних базах) та 5 публікацій матеріалів доповідей на конференціях.

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертація складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел (130 найменувань) та 4 додатків. Викладена на 154 сторінках машинописного тексту, містить 64 рисунки та 30 таблиць.

## РОЗДІЛ 1

### СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ПОСТАНОВКА ЗАВДАНЬ ДОСЛІДЖЕННЯ

Значна частина розгалуженої мережі магістральних трубопроводів України перебуває в експлуатації більше 30 років [1-2]. Зі збільшенням термінів їх експлуатації все актуальнішою стає проблема ефективної та безперервної роботи трубопроводного транспорту, яка забезпечується організацією періодичної технічної діагностики стану елементів трубопроводів та ремонту в місцях виявлених недопустимих дефектів [3-8]. У кожному конкретному випадку допустимість виявленого дефекту вимагає комплексного підходу та відповідних обґрунтувань щодо проведення ремонтно-відновлювальних заходів. Однією з важливих складових такого підходу є визначення напруженого стану трубопроводів у конкретних умовах експлуатації, особливо, в зонах зварних з'єднань, в яких до напружень, зумовлених дією силових факторів, додаються ще й залишкові технологічні напруження, та оцінка їх впливу на міцність і довговічність ділянок труб з дефектами [9-19].

#### **1.1 Дослідження навантажень та впливів на трубопровід на основі літературних даних**

Стан магістрального трубопроводу, при якому він відповідає всім вимогам документації, називають справним. Якщо магістральний трубопровід не відповідає хоча б одній з вимог документації, то його стан називають несправним. Стан магістрального трубопроводу, при якому значення всіх параметрів, що характеризують його здатність виконувати задані функції, відповідають вимогам документації, називають

працездатним. В загальному випадку вводиться проміжне поняття часткової працездатності. Прикладом частково працездатного стану може служити такий стан магістрального трубопроводу, при якому він здатний виконувати необхідні функції з перекачування продукту зі зниженими показниками, зокрема, зі зниженою продуктивністю (при більш низькому тиску, ніж номінальний). Перехід об'єкта в граничний стан має наслідком тимчасове або остаточне припинення експлуатації об'єкта. При досягненні граничного стану об'єкт повинен бути знятий з експлуатації, направлений на середній або капітальний ремонт, списаний, знищений або переданий для використання не за призначенням. Для об'єктів, що ремонтуються, виділяють два або більше види граничних станів.

Під відмовою розуміють будь-яку подію, що полягає в порушенні працездатного стану магістрального трубопроводу. Відмова може бути повною, коли в результаті відмови настає повний непрацездатний стан, і частковою, коли настає частково непрацездатний стан. Необхідно розрізняти відмови від пошкоджень, тобто від порушень справного стану об'єкта при збереженні його працездатного стану. Серед всіх відмов виділяють особливо небезпечні – катастрофічні відмови, настання яких створює загрозу для життя і здоров'я людей та для навколишнього середовища або призводить до значних економічних втрат. До критичних відносяться відмови, виникнення яких призводить до невиконання відповідального завдання. Висновок про критичність (катастрофічність) відмови можна зробити з аналізу затрат праці і часу на усунення наслідків відмов, можливості, доцільності та необхідності ремонту, тривалості простоїв, рівня зниження продуктивності при відмові, що призводить до часткового непрацездатного стану.

Ознака чи сукупність ознак порушення справного стану при збереженні працездатного стану магістрального трубопроводу називається критерієм пошкодження. Ознака чи сукупність ознак порушення

працездатного стану магістрального трубопроводу називається критерієм відмови. Основна вимога до трубопроводів як до транспортних систем підвищеної відповідальності з точки зору забезпечення безпеки полягає в збереженні герметичності і конструкційної цілісності протягом всього терміну служби. Тому будь-яка подія, пов'язана з порушенням герметичності конструкції трубопроводу, має бути класифікована як відмова. Для газопроводів, як правило, локальне порушення герметичності (свищ, тріщина) вже являє собою критичну відмову. Нафтопроводи є більш живучими об'єктами, ніж газопроводи. Тому, як наслідок, нафтопровід із свищем або наскрізним отвором може зберігати часткову працездатність. Тобто не обов'язково розглядати локальне порушення герметичності як критичну відмову.

Довготривала експлуатація трубопроводів, починаючи від транспортування та зберігання труб, спричинюють різні види їх пошкоджень [15-36]. Зокрема, це: пошкодження ізоляційного покриття (рис. 1.1, а) [37-41]; корозійні пошкодження (рис. 1.1, б) [47-59], забоїни в металі труби (рис. 1.1, в), розгалужені тріщини (рис. 1.1, г), тріщини у зварних швах тривалої експлуатації (рис. 1.1, д) і тріщини біля зварних швів (рис. 1.1, е) [16, 32].

Вище вказані пошкодження при подальшій експлуатації трубопроводів знижують їх надійність. Такі пошкодження при контакті з зовнішніми технологічними середовищами спричиняють корозійні, механічні та корозійно-механічні процеси, що призводять до руйнування труб [42, 43, 44].

В останній час умови експлуатації труб газотранспортних систем відчутно змінилися. Це пов'язано зі збільшенням споживачів і нерівномірним відбором газу. Різке збільшення або зменшення відбору газу споживачами призводить до неусталеності його руху в трубопроводі. Причому неусталені процеси внаслідок зміни тиску газу

можуть тривати годинами чи навіть добами. До аналогічних наслідків призводить зменшення або збільшення обсягів підкачування газу, раптове включення або відключення компресорних станцій, відкриття чи закриття кранів та ін. [45, 46].



*а - пошкодження ізоляційного покриття; б - корозійні пошкодження тіла труби; в - забоїни в металі труби; г - розгалужені тріщини; д - тріщини у поздовжніх зварних швах; е - тріщини біля кільцевих зварних швів.*

Рисунок 1.1 – Типові пошкодження трубопроводів тривалої експлуатації

Якість і властивості металу та зварних з'єднань труб є визначальними при можливих відмовах, зупинках і аваріях на нафтопроводах. У процесі довготривалої експлуатації трубопроводу



матеріал труби піддається комплексній дії корозійно-механічних чинників [52, 60, 61]. Умови роботи металу труб у нафтопроводах високого тиску дуже специфічні й відрізняються від експлуатаційних умов роботи металу в інших елементах сталевих конструкцій, що зумовлено багатьма чинниками.

Метал труби протягом амортизаційного терміну (більше 30 років) практично працює в умовах двовісного, напружено-деформованого стану з різними співвідношеннями кільцевих і повздовжніх напружень. Разом з тим, метал труб піддається мало цикловим напруженням, які в деяких випадках можуть досягати межі текучості [62-64].

Товарна нафта навіть з дуже незначним обводненням набагато агресивніша від сирої нафти. Це пояснюється наявністю залишків деемульгаторів, які сприяють кращому змочуванню поверхні металу водою. Наявність навіть слідів сірководню чи бактерій циклу сірки теж суттєво підвищує агресивність нафти. Ці чинники викликають багато чисельні корозійні пошкодження металу внутрішньої поверхні труб [28-30,38, 41,52, 65].

Навантаження та впливи за ознакою спільності породжуваних ними механізмів накопичення пошкоджень і деградації властивостей конструкційних матеріалів, тобто спільності розрахункових критеріїв, що застосовуються при аналізі напружено-деформованого стану, можуть бути об'єднані в наступні групи:

1. квазістатичні;
2. змінні і циклічні;
3. динамічні (ударні);
4. корозійно-механічні.

При розрахунку трубопроводів на дію квазістатичних навантажень основними є різні типи міцнісних критеріїв, форма подання яких може

бути істотно різною (наприклад, у вигляді обмежень на значення компонентів напружень або максимально допустимі розміри дефектів в стінці труби).

Наявність змінних і циклічних навантажень, в загальному випадку, вимагає розгляду питань, пов'язаних з накопиченням втомних пошкоджень, зародженням та розвитком тріщин. Розрахунки виконуються за моделями багатоциклової втоми, малоциклової втоми та моделями росту втомних тріщин. Розрахунок критичних значень навантажень в цьому випадку виконується за критеріями міцності з урахуванням фактора часу, що характеризує рівень накопичених в конструкції пошкоджень.

Динамічні (ударні) навантаження представляють собою як повторно-змінні навантаження (наприклад, повторювані удари трубопроводу по просілій опорі в умовах коливань у вітровому або водному потоці), так і одноразові ударні навантаження, пов'язані з пошкодженням трубопроводу ковшем екскаватора або падінням на нього важкого твердого предмета (характерно для трубопроводів в умовах зсувонебезпечних трас, підводних переходів тощо).

Виділення корозійно-механічних навантажень і впливів в окрему групу пов'язано зі специфічним механізмом накопичення пошкоджень і деградації міцнісних та деформаційних властивостей конструкційних матеріалів. Врахування корозійно-механічних впливів вимагає оцінки корозійної стійкості зовнішнього покриття труб, оскільки тільки при його достатній ефективності можна виключити з розрахунків фактор корозійного зносу основного металу. Другий напрям досліджень пов'язаний з прогнозуванням швидкості корозії на незахищених ізоляцією ділянках. На сьогоднішній день накопичений значний обсяг інформації про корозійні процеси, який отриманий як за результатами прискорених корозійних випробувань зразків в модельних середовищах, так і в умовах, максимально наближених до реальних, що реалізуються вздовж траси

трубопроводу. Третій напрям пов'язаний з вивченням механізмів впливу зовнішнього і внутрішнього середовища на фізико-механічні властивості трубної сталі. В загальному випадку, при тривалій експлуатації трубопроводів під впливом водню і агресивних середовищ можлива реалізація всього спектру явищ, що включають в себе зниження міцнісних властивостей і показників деформативності сталі, розвиток корозійного розтріскування під напруженням з утворенням сімейства тріщин, переважно орієнтованих або в поздовжньому напрямку (під дією надлишкового внутрішнього тиску), або в поперечному (в зонах дії розтягуючих напружень на зігнутих в плані або вільно провислих ділянках).

Подання навантажень і впливів на трубопровід здійснюється у вигляді просторово-часових функцій, найбільш повна інформація про які може бути отримана в рамках імовірнісного підходу. В цьому випадку до власне технічних параметрів, що описують функції навантажень і впливів кількісно, додаються імовірнісно-статистичні параметри (спектральна щільність, кореляційна функція, математичне сподівання і дисперсія тощо). Припустимо, що навантаження і впливи можуть бути охарактеризовані одним параметром  $W = W(t)$ , що залежать від часу. Залежно від типу навантаження або впливу, це може бути запис швидкості вітру або додаткової вагового навантаження від налиплого снігу або льоду на деяких заданих характерних тимчасових інтервалах, або будь-яка інша величина.

Нижче перераховані класи впливів і коротко представлені способи їх імовірнісного подання.

1. Статичні впливи. В цьому випадку, як правило, допускається трактування  $W(t)$  як випадкового тимчасового процесу. Для його опису повинна бути задана густина ймовірності його максимумів протягом інтервалу часу, що збігається з терміном служби конструкції.

2. Динамічні впливи. В цьому випадку  $W(t)$  – випадковий процес, що вимагає щонайменше двохмоментного опису (тобто задання середнього значення і автокореляційної функції), який забезпечує можливість проведення динамічного аналізу конструкції. Якщо конструкція лінійна, а випадковий процес є стаціонарним, то таке подання є коректним. В інших випадках може знадобитися більш складний опис випадкового процесу.

3. Постійні впливи. В цьому випадку  $W(t)$  може трактуватися як випадкова величина, характеристики якої можуть бути повністю визначені через задання густини ймовірності.

4. Змінні впливи. Це один з досить складних для опису та схематизації варіантів навантажень і впливів. Доволі часто, навіть якщо вплив не чинить динамічного впливу на конструкцію, його простий опис за допомогою одних максимальних значень (як для статичних впливів) виявляється недостатнім. Наприклад, може виникати необхідність в урахуванні ймовірності перевищення впливом декількох заданих рівнів для аналізу накопичення пошкоджень або розв'язання задачі його поєднання з іншими впливами.

5. Короткотривалі впливи. В цьому випадку  $W(t)$  – переривчастий процес з можливим значним числом повторень. Опис впливу повинен містити інформацію про час появи впливу і його характеристики на періодах існування (інтенсивність, тривалість тощо).

6. Тривалі впливи. В цьому випадку  $W(t)$  – неперервний або переривчастий процес з порівняно малими змінами в часі на періодах існування. Необхідна інформація, аналогічна тій, що необхідна для опису короткотривалих впливів, повинна бути доповнена даними про часову мінливість.

7. Особливі впливи. Необхідне задання ймовірності появи навантажень і впливів, що розглядаються. В загальному випадку, уніфікація способів опису максимальної інтенсивності і просторово-часової мінливості впливів надзвичайно ускладнена внаслідок значної кількості різноманітних навантажень і впливів, які підпадають під цю категорію, і обмеженого обсягу статистичних даних.

8. Фіксовані впливи. Крім опису інтенсивності навантаження, необхідне задання закону розподілу випадкових величин, що визначають положення впливу.

9. Вільні впливи. В цьому випадку  $W(x, y, t)$  може бути представлений як випадкове поле. Необхідний принаймні двохмоментний опис його просторової мінливості і опис часової мінливості, що відповідає завданню, яке вирішується.

Оцінка реального впливу на трубопровід має бути отримана з урахуванням взаємного впливу і поєднання навантажень та впливів різного походження.

В ряді випадків через помилки, здійснені при проектуванні, будівництві або в результаті форс-мажорних обставин, виникають непроекtnі режими функціонування. Їм відповідають додаткові непроекtnі навантаження і впливи:

1) Рідкісні, а тому такі, що не враховуються в регулярних розрахунках, поєднання відомих навантажень і впливів.

2) Аномально високі рівні навантажень, які враховуються регулярними розрахунками.

3) Дія номінальних навантажень на частково працездатну конструкцію з характерними для даного типу конструкцій ушкодженнями.

Концентрація напружень біля дефектів призводить до їх підростання і вичерпування пластичних властивостей металу [66, 67]. Разом з тим, у процесі експлуатації в металі нафтопроводу проходять

корозійні, втомні, і термофлуктаційні явища, що активізують процес руйнування, в першу чергу, біля металургійних і технологічних дефектів.

Сукупність цих чинників обумовлює необхідність проведення широкого комплексу експертних досліджень з метою попередження руйнувань, локалізації джерела можливого руйнування, розроблення засобів антикорозійного захисту металу труби і тим самим забезпечення надійної та стабільної роботи трубопроводів.

Аналіз непроекtnих режимів функціонування конструкції необхідний для забезпечення стійкості і живучості по відношенню до критичних і катастрофічних відмов. В якості характерного прикладу дії непроекtnих навантажень і впливів можна навести надземний трубопровід, прокладений на опорах, у випадку випучування, просідання або руйнування однієї з проміжних опор. Внаслідок такого роду пошкоджень відбувається збільшення довжини прольоту, що призводить до збільшення згинальних напружень [68]. Крім того, збільшення довжини прольоту призводить до зниження частоти власних коливань, що, в свою чергу, робить можливим виникнення вітрового резонансу з подальшим динамічним або втомним руйнуванням трубопроводу при швидкостях вітру, які є нижчими від тих, що закладаються в проектний розрахунок. За певних умов коливальні режими можуть супроводжуватися ударною взаємодією трубопроводу з просілою опорою, що може стати причиною прискореного втомного руйнування труби в зоні контакту. Іншим небажаним наслідком такого розвитку подій є скидання трубопроводу з однієї або декількох опор [69-70].

Як основні методи діагностики магістральних трубопроводів тривалої експлуатації застосовують руйнівні і неруйнівні методи [71, 72].

Руйнівні методи передбачають пошкодження конструкції. При руйнівних методах, як правило, визначають фізико-механічні характеристики металу труб (межу міцності  $\sigma_B$ , межу текучості  $\sigma_T$ ,

відносне видовження  $\epsilon$ , ударну в'язкість за Шарпі, KCV і KCU, коефіцієнти інтенсивності напружень KIN і J-інтеграл) [73]. Відомий також метод визначення залишкових технологічних напружень, який полягає в тому, що на об'єкті, де присутні залишкові напруження наклеюють електротензометри. Після полімеризації клею вирізають ділянки об'єкта, на яких наклеєні тензодавачі. За величиною деформації, яку фіксують тензодавачі, визначають величину залишкових напружень.

Неруйнівні методи дають можливість визначати фізичні параметри конструкції не порушуючи її цілісності. Під час неруйнівного контролю визначають залишкову товщину стінки трубопроводу, проводять ультразвуковий і рентгеноскопічний контроль зварних швів, магнітопорошковий контроль та кольорову дефектоскопію металу трубопроводу, замірювання твердості й на цій основі визначають основні механічні характеристики металу труб, визначення напружено-деформованого стану ділянок трубопроводу тощо [74, 75].

## **1.2 Аналіз причин аварійності трубопроводів внаслідок корозії**

Забезпечення безпеки функціонування магістральних газопроводів, нафто- і продуктопроводів, а також трубопроводів на нафтових промислах в основному залежить від надійності їх захисту від ґрунтової корозії та корозії під напруженням, а також хімічної корозії, спричиненої транспортованим продуктом. Це підтверджує статистика відмов і аварійних ситуацій на трубопроводах внаслідок корозії. Магістральні трубопроводи мають комплексний захист від корозії – ізоляційне покриття та засоби електрохімічного захисту (ЕХЗ). Відмови і аварії внаслідок корозії, які виникають на сьогоднішній день, перш за все пов'язані з

невисокою якістю ізоляційних матеріалів, що застосовувалися при будівництві в попередні роки, та недосконалістю систем EX3 [76-78].

На початку 70-х років питома вага руйнувань магістральних трубопроводів внаслідок ґрунтової корозії був найвищим за всю історію радянського трубопровідного транспорту (табл. 1.1). Це дані по Радянському Союзу, де значна частина аварій внаслідок зазначеної причини припадала на південні регіони – Середню Азію і Північний Кавказ. Так, в 1971-1972 рр., 76,3 % всіх аварій на газопроводах відбулись на магістралях Бухара-Урал і Карадаг-Актафа-Тбілісі-Єреван, довжина яких становила 11 % від загальної протяжності магістральних газопроводів. Аналогічна ситуація спостерігалася і на нафтопроводах. В 1972 р. 94 %, а в 1973 р. 88 % всіх аварій внаслідок ґрунтової корозії відбулись на нафтопроводах Кавказу [79-80].

За даними Відділу безпеки трубопроводів Міністерства транспорту США в 1971 і 1972 р. аварії на нафтопроводах внаслідок ґрунтової корозії становили відповідно 33,1 і 26,4 %. Таким чином, і в США корозійні відмови в той період також мали велику питому вагу. Але в Америці і в багатьох європейських країнах швидкими темпами формувалася промисловість ізоляції труб безпосередньо на трубних заводах і на спеціально створених для цих цілей підприємствах. З використанням труб із заводською ізоляцією картина аварійності внаслідок корозії в західних країнах змінилася.

Представляє інтерес порівняльний аналіз напрацювання на відмову внаслідок корозії газопроводів Росії та Західної Європи, представлений на рис. 1.2. Значна відмінність у напрацюванні на відмову пояснюється, насамперед, високою якістю заводської ізоляції труб, що використовується на європейських газопроводах і тривале застосування в Росії недосконалої польової полімерної стрічкової ізоляції.

В Росії труби, ізольовані на заводах, з'явилися тільки в кінці 70-х



років, причому вони були імпортової поставки. За даними Держгіртехнагляду за період з 1992 по 2001 р. на магістральних трубопроводах аварії внаслідок корозійних пошкоджень склали 23,5 % від загальної кількості.

Таблиця 1.1 – Питома вага аварій на магістральних трубопроводах, спричинених ґрунтовою корозією

Роки	Питома вага аварій, % від загального числа	
	нафтопроводи	газопроводи
1971	72,0	59,6
1972	70,0	50,0
1973	41,3	55,0
1974	32,0	50,5
1975	37,1	53,5

На газопроводах великих діаметрів за останні 30 років експлуатації внаслідок ґрунтової корозії відбулось 45 % всіх відмов і аварій. За останнє десятиліття цей показник знизився до 26,3 %. При цьому рівень корозійного розтріскування під напруженням складав 14,8 %.

При внутрішньотрубному обстеженні газопроводів магнітними поршнями на ділянці довжиною 100 км з терміном експлуатації більше 20 років за середньостатистичними даними виявлено 89 корозійних дефектів [рис. 1.2]. Розміри дефектів за площею і глибиною ураження мають широкий діапазон змін: від декількох міліметрів – каверни, до десятків метрів – загальна корозія по довжині декількох труб, глибиною від 5 до 80 % товщини. Як правило, найменша глибина дефектів відповідає загальній корозії, а найбільша – кавернам на фоні загальної корозії.

Для виправлення цієї ситуації необхідно щорічно проводити переізоляцію не менше 2,5 тис. км, що потребує приблизно 2,5 млрд. рублів. Ремонт трубопроводів – великовартісна операція, пов'язана з

виконанням значного обсягу робіт. Наприклад, для розкриття 1 погонного метра ґрунту для трубопроводу діаметром 1220 мм буде потрібно вийняти близько 18-20 м<sup>3</sup> ґрунту, а для трубопроводу діаметром 820 мм – 8-10 м<sup>3</sup> ґрунту.

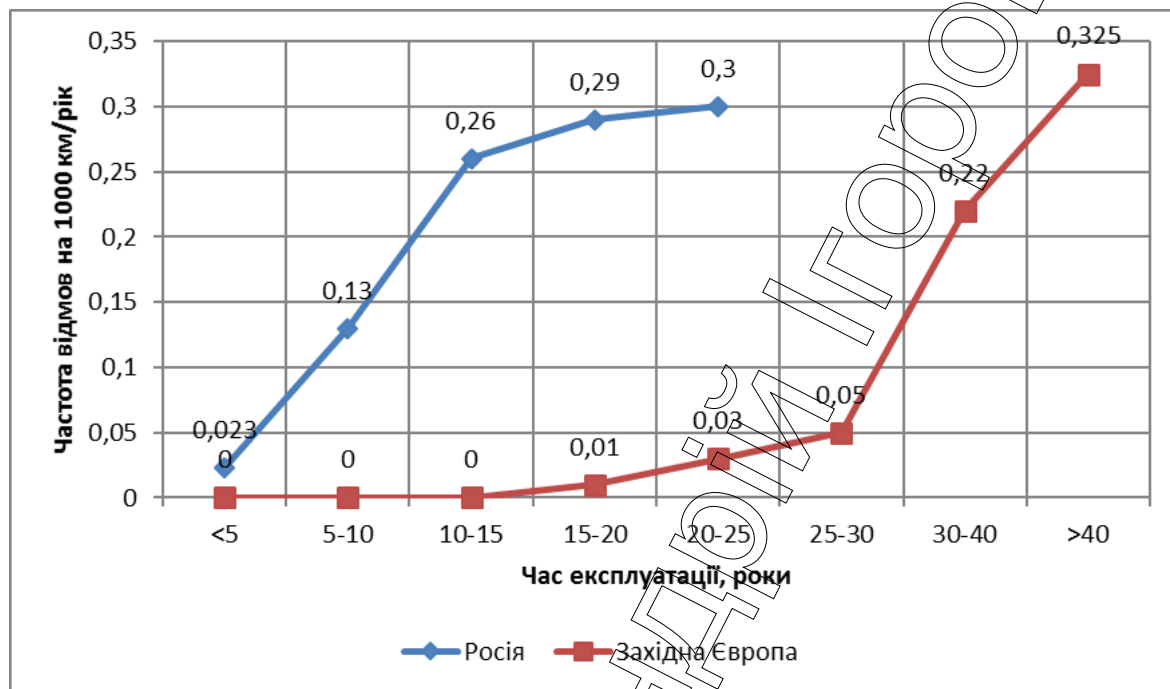


Рисунок 1.2 – Залежність частоти відмов, спричинених корозією, на магістральних газопроводах Росії і Західної Європи від часу експлуатації

Актуальною також є проблема електрокорозії, особливо для трубопроводів із невеликою товщиною стінки. Внаслідок зростання потреб, як населення так і промисловості, в значній кількості природного газу та збільшення темпів споживання електроенергії не завжди є можливість розмежувати коридори паралельного пролягання джерел змінного струму і трубопроводів чи витримати відстань визначену нормативними документами. Величина наведеного на трубопровід струму буде залежати від надзвичайно великої кількості факторів, включаючи опір ґрунту, сольовий склад ґрунту, формування захисної плівки навколо дефекту, матеріал трубопроводу, матеріал захисного покриття та його опір, розмір і геометрія дефекту в ізоляційному покритті, відстань від джерела змінного струму до трубопровода тощо. В випадку коли ізоляційне

покриття трубопроводу має дефекти малого розміру, навіть при наявності катодного захисту, корозія трубопроводів змінним струмом може спричинити серйозні ризики.

Критерії оцінки небезпечного впливу змінного струму на підземний трубопровід згідно українських нормативних документів вимагають чіткого визначення потенційно небезпечних в плані корозійного впливу ділянок як для трубопроводів введених в експлуатацію при планових обстеженнях так і при проектуванні нових трубопроводів для визначення рівня впливу змінного струму та зниження корозійної небезпеки. Необхідність захисту трубопроводів від впливу змінного струму визначається виходячи з величини густини струму на дефекті в захисному покритті. Згідно українських нормативних документів для трубопроводів „критичною“ величиною можна вважати струм густиною  $10 \text{ A/m}^2$  та при цьому на електрохімічну дію змінного струму, зазвичай, уваги не звертають.

Слід зазначити, що такі нормативні документи розроблені для газопроводів з надмірним тиском газу не більше  $1,2 \text{ МПа}$  ( $12 \text{ кгс/см}^2$ ) і немає нормативної документації для магістральних газопроводів. Крім того немає єдиної методики з визначення небезпечного впливу змінного струму на підземний трубопровід, яка б враховувала чинники, що в тій чи іншій мірі впливають на густину змінного струму на дефекті у захисному покритті трубопроводу.

В європейській практиці, при вивченні даного питання опираються як на результати широкомасштабних польових досліджень так і на результати одержані згідно даних експериментальних лабораторних досліджень. В Україні розроблені методики оцінки впливу змінного на підземні трубопроводи, які ґрунтуються на визначенні різниці потенціалів в зонах впливу ліній електропередачі та інших сторонніх джерел змінної електричної напруги та немає однозначної методики з визначення

швидкості корозії під дією змінного струму, зокрема в середовищах ґрунтових електролітів, які характерні для регіонів України вздовж трас прокладання трубопроводів. Така проблема особливо важлива в час здорожчання газу та необхідності вводити режим його економії для підвищення енергоефективності промисловості та сектору обслуговування держави. Адже основна частина комерційних втрат природного газу припадає якраз на розподільчі мережі [66, 67] і лягає на плечі кінцевих споживачів у вигляді зростання тарифів на газопостачання. У 2003 році НАК «Нафтогаз України» було розроблено, а згодом затверджено відповідним наказом Мінпаливенерго та зареєстровано в Мін'юсті Методику визначення питомих втрат природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами та Методику визначення питомих виробничо-технологічних витрат природного газу, які були введені в дію у січні 2004 року. Це дозволило всім суб'єктам господарювання, які мають ліцензію на транспортування природного газу розподільними мережами, на практиці застосовувати єдиний підхід при нормуванні та обліку ВТВ, враховувати неоднорідність видів витрат, диференціювати норми у відповідності зі структурою конкретної газорозподільної мережі тощо.

З метою посилення контролю за транспортуванням та реалізацією природного газу споживачам України в НАК «Нафтогаз України» розроблено та поетапно впроваджується автоматизована система контролю за газопостачанням. Однак такі підходи лише частково вирішують проблему, даючи змогу встановити об'єм втрат, але не запобігти самим втратам.

Чималу роль у прояві ґрунтової корозії відіграє порушення нормального функціонування катодного захисту. Якщо інтенсивність відмов внаслідок корозії на трубопроводах з катодним захистом в

середньому становить 0,08 відмови на 1000 км за рік, то за відсутності або при неправильній її роботі показник відмов зростає в 5-6 разів.

Наведені раніше дані щодо розподілу аварій за причинами свідчать, що на газопроводах їх найбільша кількість пов'язана із корозією під напруженням.

З часом ізоляційне покриття втрачає свої захисні властивості, тобто відбуваються процеси його деградації.

Фактичний ресурс служби полімерних стрічкових ізоляційних матеріалів складає 8-12 років.

Газопроводи зі стрічковим ізоляційним покриттям становлять 70-80 % від загальної протяжності газових магістралей (для газопроводів діаметром 1220-1420 мм – 95 %). Близько 20 % магістральних трубопроводів по протяжності має бітумну ізоляцію. Незначний відсоток газопроводів має дво і тришарову заводську поліетиленову ізоляцію.

Враховуючи обмежений термін служби зовнішньої ізоляції стрічковими полімерними матеріалами, створюються вельми складні умови експлуатації для окремих газопровідних систем.

Система ЕХЗ газових магістралей включає 19 тис. установок катодного захисту, 548 дренажів і 49965 протекторів.

Однак тільки 45 % катодних станцій відповідає сучасним вимогам, приблизно 1/3 катодних станцій морально застаріла. Всі дренажні установки, що здійснюють захист від блукаючих струмів, працюють не в автоматичному режимі.

За 1994-1999 рр. було проведено електрометричне обстеження понад 100 тис. км магістральних газопроводів. Виявлені ділянки з корозійною активністю на 28,8 тис. км, а також ділянки з неефективним ЕХЗ. За результатами цих досліджень визначені першочергові ділянки для ремонту.

Для забезпечення ефективного захисту від корозії необхідно проводити щорічне електрометричне обстеження 30-35 тис. км, ремонт ізоляції за його результатами на 1200-1500 км, будівництво ЛЕП на 2000 км, продовження робіт з реконструкції ЕХЗ і повсюдне впровадження корозійного моніторингу. Однак якщо європейські трубопроводи обладнані системою SCADA і ведеться телеконтроль за роботою катодних станцій, величиною захисного потенціалу, то значне число наших трубопроводів не має подібного обладнання, і забезпечення правильного режиму електрохімічного захисту та контроль за ним виконуються за спрощеною схемою.

Систематичний аналіз відмов і аварій на трубопроводному транспорті є найважливішою складовою досліджень по його безпеці і надійності.

Таблиця 1.2 – Частота аварій на газопроводах європейських країн

Період, роки	Число аварій	Частота аварій на 1000 км
1970-1998	1000	0,480
1970-1993	891	0,568
1994-1998	109	0,211
1998	21	0,192

До аварій віднесені випадки витоків і розривів газопроводів. Дані, наведені в табл. 1.2, свідчать про тенденцію до зниження аварійності. Розподіл аварій за причинами наведено в табл. 1.3.

Аварії, спричинені корозією, розподіляються на аварії, пов'язані з ґрунтовою корозією (77 %), і на аварії внаслідок внутрішньої корозії (19 %). Крім того, 4% аварій пов'язано із невстановленим характером корозійних пошкоджень.

В Західній Європі ці дослідження координує EGIG – Європейська група за статистикою аварій на газопроводах [81], що об'єднує 9 найбільших операторів газотранспортних систем (109188 км). Дослідження проводяться з 1970 р. В табл. 1.2 подана частота аварій за різні періоди.

Таблиця 1.3 – Розподіл аварій за причинами на газопроводах європейських країн

Причини аварій	% від загальної кількості
Зовнішній вплив	50
Дефекти будівництва і матеріалу труб	18
Корозія	15
Рух ґрунту	6
Помилки експлуатації	5
Інші	6

Внутрішня корозія спостерігалася тільки на трубопроводах, що транспортують синтетичний газ. Корозія зазвичай призводить до утворення точкових отворів. Зафіксований лише один випадок розриву, спричинений корозією протяжністю кілька метрів, на газопроводі 1954 р. будівництва.

Нижче наведено дані відмов трубопроводів з причини корозійного руйнування з урахуванням тривалості експлуатації (рис. 1.3) [81]. Як видно з рис. 1.3, трубопроводи, що побудовані до 1964 року мають вищу частоту аварій, ніж недавно споруджені трубопроводи. Проте, у віці від 25 до 30 років частота відмов трубопроводів, побудованих до 1964 року незначно знизилася в часі. Трубопроводи, які були побудовані, і експлуатуватися до 1960-х років, підлягають відмовам через корозію. Трубопроводи, споруджені після 1964 року, мають частоту відмов від корозії нижче, ніж 0,01 на 1000 км / рік.

Випадків корозії для трубопроводів з товщиною стінки розміром більше 15 мм, не було зареєстровано (рис. 1.4). Трубопроводи з меншою товщиною стінки найбільше піддаються старінню. Більша товщина стінки захищає від виходу з ладу через корозію, тому випадки корозії будуть відбуватися пізніше в часі і з більш низькою частотою відмов. На щастя, не кожен викид газу спалахує, що обмежує наслідки відмов.

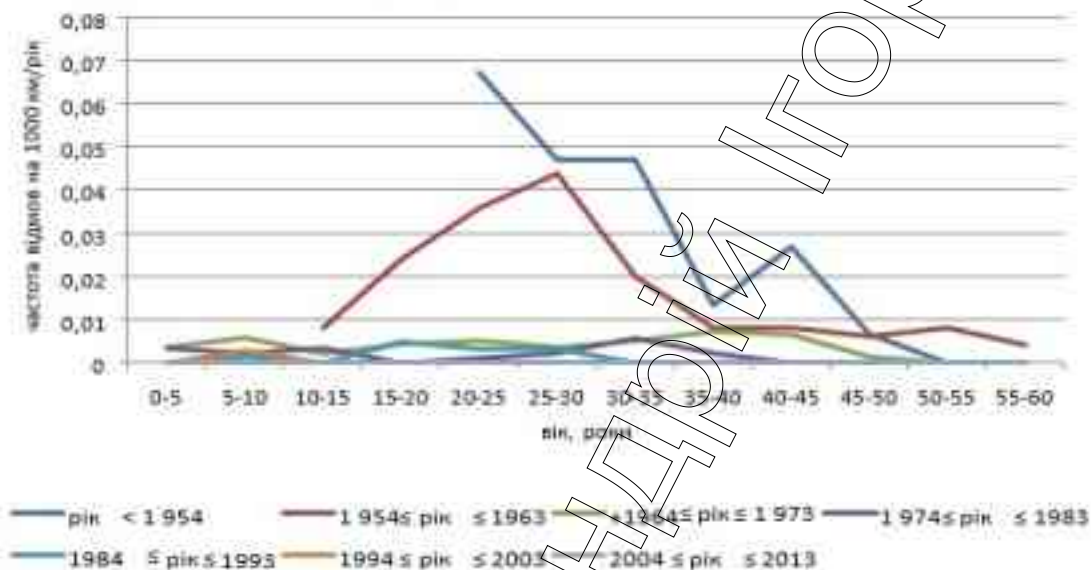


Рисунок 1.3 – Вплив терміну експлуатації на частоту відмов, викликаних корозивною дією експлуатаційних середовищ (для європейських трубопроводів)

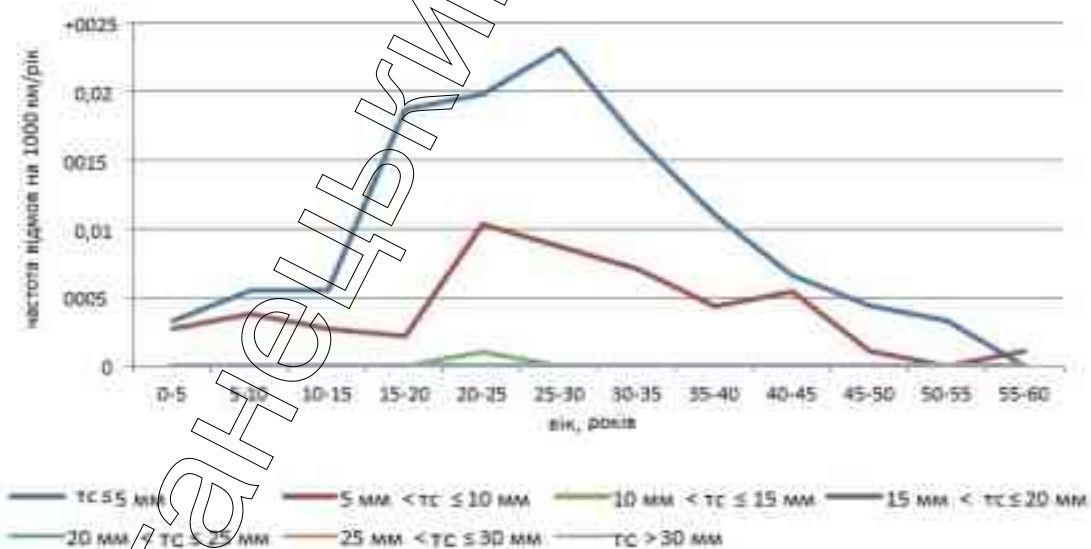


Рисунок 1.4 – Розподіл відмов, викликаних корозією за терміном експлуатації та товщиною стінки труби [81]



Розриви трубопроводів зі спалахуваннями можуть викликати серйозні збитки для суспільства. Це особливо характерно для трубопроводів з великими діаметрами. Таблиця 1.4 показує, що викиди газу з трубопроводів великого діаметру при високому тиску спалахували частіше. Ця інформація базується тільки на декількох розривах. Слід дотримуватися обережності при його використанні в якості ймовірності займання, так як невизначеність висока. У [82] проводився аналіз ймовірностей займання. Показано, що навіть розриви труб великого діаметру і високого тиску не завжди призводять до спалаху чи подальшого вибуху газу [81].

Аналіз статистики стрес-корозійних відмов за 10 років (1991-2000 рр.) показує, що 5 % випадків руйнувань сталося на газопроводах, що експлуатувались 6-8 років, переважна більшість яких на газопроводах у “віці” від 7 до 24 років [45, 83].

Таблиця 1.4 – Спалахування викидів для кожного типу витoku залежно від розміру витoku

Розмір витoku	% викидів зі спалахуванням
Свищ	4,4
Отвір	2,3
Розрив (для всіх діаметрів труб)	13,9
Для діаметрів труб $\leq 16$ дюймів	10,3
Для діаметрів труб $\geq 16$ дюймів	32

На рис. 1.5 представлено розподіл аварій по зовнішній корозії і стрес-корозійних аварій в залежності від терміну експлуатації.

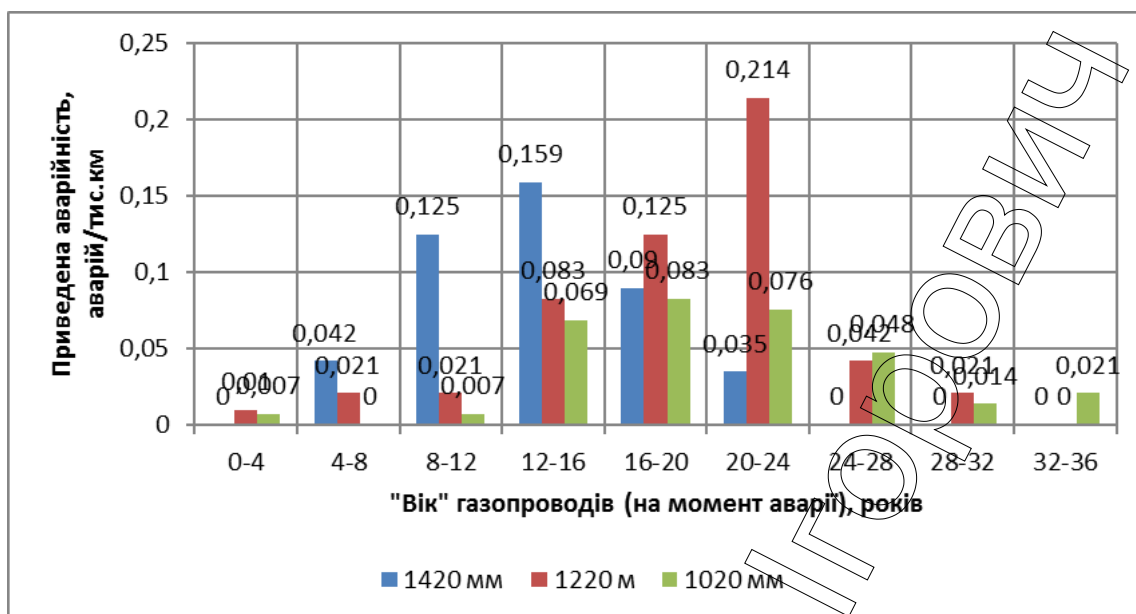


Рисунок 1.5 – Розподіл приведеної до загальної протяжності ЄСГ аварійності газопроводів ВАТ “Газпром” великих діаметрів за віком за період з 1991 по 2000 р. [45]

Встановлено фактори, що впливають на корозійне розтріскування трубопроводів під напруженням:

- вибір сталі, способи виготовлення листів, штрипсу, конструкція і технологія виготовлення труб, зварювання, рівень залишкових напружень;
- утворення концентратів напружень, поздовжньо-орієнтовані поверхневі дефекти, тріщини в поверхневому шарі на краях листів, технологічна посмуговість, аномалії по лінії сплавлення зварного шва з основним металом;
- підвищені експлуатаційні напруження, нерозрахункові впливи (місцеві деформації, часті коливання тиску на ділянках, прилеглих до “гарячої сторони” КС тощо);
- система «трубопровід-грунт» при певному впливі ґрунту;
- порушення ізоляції, відшарування ізоляції, контакт трубопроводу з ґрунтовим електролітом.

Статистичні дані по корозійних ти стрес корозійних ураженнях наведено на рис 1.6. та 1.7

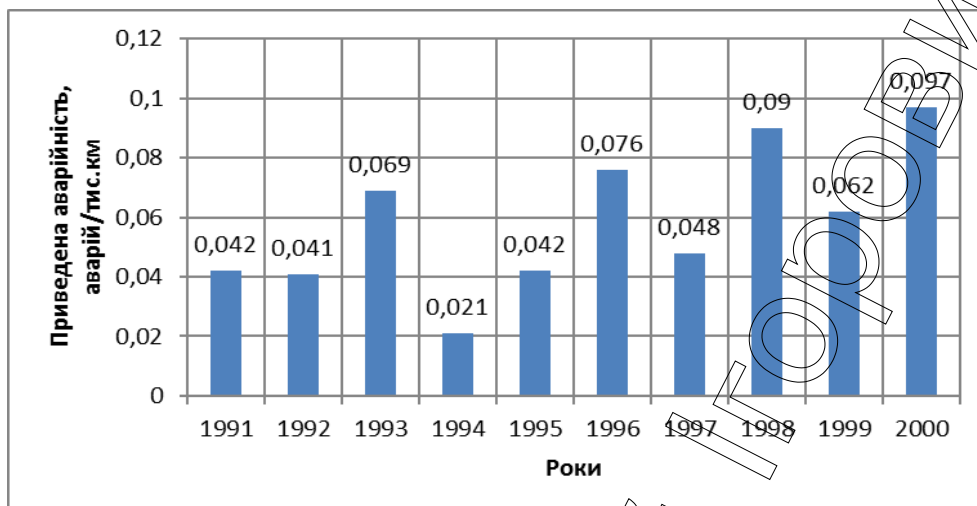


Рисунок 1.6 – Динаміка числа стрес-корозійних аварій (приведеного до загальної протяжності ЄСГ) по роках на газопроводах ВАТ «Газпром» за період з 1991 по 2000 р. [45]

Корозійне розтріскування під напруженням магістральних газопроводів є наслідок трьох основних взаємопов'язаних за місцем і часом процесів: корозійних (електрохімічних), механічних (деформаційних) і сорбційних (адсорбційних і абсорбційних) [45, 82, 83].



Рисунок 1.7) Розподіл приведеної до загальної протяжності ЄСГ аварійності по зовнішній корозії (без КРП) і стрес-корозії в залежності від віку за період з 1991 по 2000 р.

В залежності від превалюючого значення того чи іншого процесу можливі різні механізми КРП, в тому числі на різних стадіях розвитку тріщин: інкубаційному, субкритичному і завершальному. У випадку стрес-корозії газопроводів на інкубаційній стадії (стадії зародження поверхневих дрібних поздовжніх тріщин – колонії тріщин) визначальним є корозійний процес, обумовлений механіко-хімічними ефектом [45].

### **1.3 Вплив тривалої експлуатації на фізико-механічні властивості трубних сталей**

Основним чинником відмов під час експлуатації як промислових трубопроводів, так і магістральних та розподільчих, а також багатомісних нафтових резервуарів, є корозія. Вона проявляється як у стоншенні стінки труби, так і в корозійному та водневому розтріскуванні, корозійно-втомленому поширенні тріщини. Це особливо небезпечні види корозійно-механічного руйнування, кінетику яких важко прогнозувати. Серед них слід виділити особливо агресивну роль водню, який може спричинити неконтрольоване руйнування конструкції за короткий проміжок часу. Це вказує на те, що до проблеми прогнозування та продовження ресурсу трубопроводів слід підходити з позицій фізико-хімічної механіки руйнування та міцності матеріалів. І тут ключовим є розуміння складних процесів взаємодії середовищ із високодеформованим металом, в першу чергу в околі гострокінцевих дефектів. Останнім часом фізико-хімічна механіка матеріалів стає базовою для технічного діагностування конструкцій тривалої експлуатації, у тому числі нафтових та газових трубопроводів [84].

Один із найбільш вагомих чинників, який призводить до зниження їх надійності, є зміна властивостей матеріалу труб матеріалів при

довготривалій експлуатації внаслідок дії експлуатаційних середовищ [85, 86].

На перший погляд, конструктивно подібні об'єкти довготривалої експлуатації практично виконують однакові функції – транспортують енергоносії: нафту і газ та їх продукти і суміші, як відносно чисті, так і з супутніми агресивними речовинами. У випадку їх відмов, постає небезпека виникнення аварій із значними екологічними та матеріальними збитками. Прикладом може слугувати руйнування магістрального газопроводу (рис. 1.5) «Уренгой-Помари-Ужгород» 7 травня 2007 р. на Київщині на ділянці УМГ «Черкаситрансгаз» та 6 грудня 2007 року на Вінничині.

Великий обсяг досліджень щодо деградації виконано на матеріалах трубопроводів газо- та нафтотранспортної систем України. Сприяє цьому наявність широкого діапазону термінів експлуатації трубопроводів різних геометричних розмірів, виготовлених з різних класів сталей

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, та особливо в умовах наводнення металу.

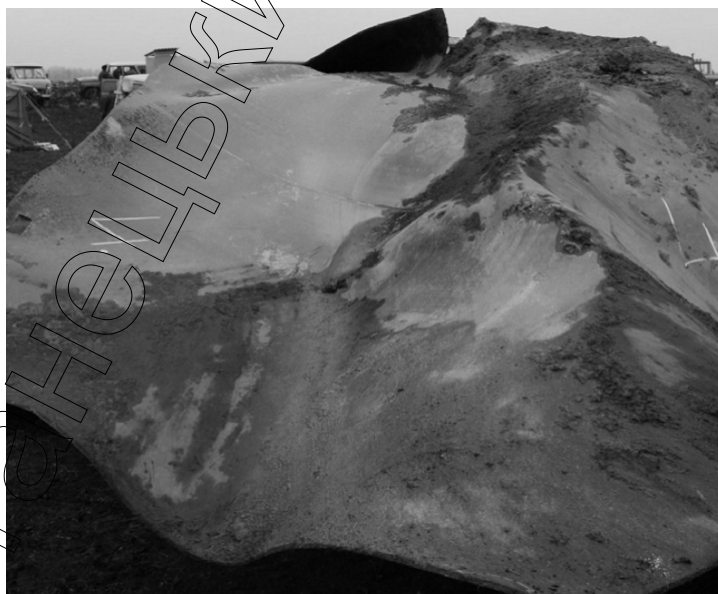


Рисунок 1.8 – Руйнування магістрального газопроводу

З іншого боку, склад газу й умови експлуатації газопроводів передбачають можливість такого наводнення і, відповідно, небезпеку руйнування, спричинену явищем водневої крихкості. Різноманітні обстеження магістральних трубопроводів показали, що біля 60% їх руйнувань спричинені дією корозійного чинника, а термін безпечної експлуатації суттєво залежить від корозійної стійкості металу.

Таблиця 1.5 – Вплив терміну експлуатації на механічні властивості трубопровідних сталей

Сталь	$\tau$ , роки	Ділянка а труби	HRB	$\sigma_{0,2}$ , МПа	$\sigma_B$ , МПа	$\psi$ , %	$\delta$ , %
17Г1С	–		$\frac{90}{95}$	$\frac{378}{(363)}$	$\frac{595}{(510)}$	79,0	20,2
	29	Низ	$\frac{87}{89}$	$\frac{345}{345}$	$\frac{547}{547}$	71,1	19,6
	38		$\frac{78}{79}$	$\frac{357}{357}$	$\frac{520}{520}$	73,1	25,4
	40		$\frac{79}{80}$	$\frac{302}{302}$	$\frac{515}{515}$	69,2	26,3
X52		$\frac{90}{91}$	$\frac{355}{355}$	$\frac{475}{475}$	72,9	22,7	
X52(10)	30	Верх	70	335	538	55,0	28,8
		Низ	66	362	536	54,6	29,7
X52(12)		Верх	78	255	460	62,5	22,9
		Низ	74	268	451	64,4	20,8

Механічні характеристики трубопроводів різних термінів експлуатації наведено в табл. 1.5. У чисельнику показана твердість металу труби біля внутрішньої поверхні, а в знаменнику – біля зовнішньої.

Позначення X52(10) відповідає трубі товщиною 10 мм, а X52(12) – 12 мм [84-93].

Результати дослідження механічних властивостей сталі 17Г1С при крученні наведено в таблиці 1.6. Одержані дані свідчать, що з ростом терміну експлуатації характеристики міцності

Таблиця 1.6 – Механічні характеристики кручення сталі 17Г1С

Механічні характеристики кручення	τ, роки					
	-	28	29	31	38	40
$\tau_{0,3}$ , МПа	320	318	312	317	313	312
$\tau_6$ , МПа	424	423	412	415	400	395

Тривала експлуатація трубопроводів змінила механічні характеристики трубних сталей за розтягу (табл. 1.5). Якщо матеріал контрольної труби зі сталі 17Г1С володів характеристиками міцності ( $\sigma_{0,2}$  і  $\sigma_B$ ) дещо вищими за регламентовані, то після експлуатації спостерігалось, насамперед, зниження межі текучості. Її значення для експлуатованих 29, 38 і 40 років сталей є нижчими за регламентоване (363 МПа). Зазнала зниження також межа міцності. Проте навіть після 40 років експлуатації вона не виходить за межі регламентованого значення (510 МПа).

У зв'язку з цим показано, що параметр  $\delta$  деградованої сталі відображає не тільки її пластичну деформацію, але й розкриття зароджених під час експлуатації великої кількості мікротріщин (рис 1.9)

Виявлено аномалію у механічній поведінці тривало експлуатованих сталей, що проявилася в зниженні як показників міцності, так і у різному характері зміни характеристик пластичності (зменшенні  $\psi$  та зростанні  $\delta$ ).

Тому зміну пластичності деградованих сталей можна оцінювати тільки за відносним звуженням  $\psi$ , який, до речі, в нормативних документах відсутній. Параметр  $\delta$  доцільно використовувати як

характеристику пошкодженості деградованої сталі та ні в якому разі як характеристику її пластичності.

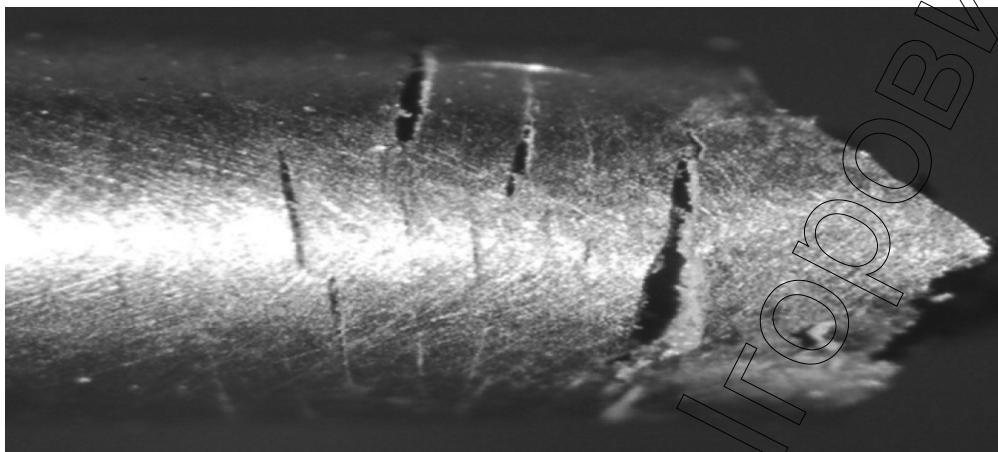


Рисунок 1.9 – Характер руйнування експлуатованої трубної сталі

Для оцінювання чутливості різних параметрів матеріалу труб до експлуатаційної деградації скористаємось показником відносних змін  $\Delta$ , що являє собою механічні характеристики тривало експлуатованої сталі 17Г1С, віднесені до їх початкового значення (рис. 1.10) [84, 87].

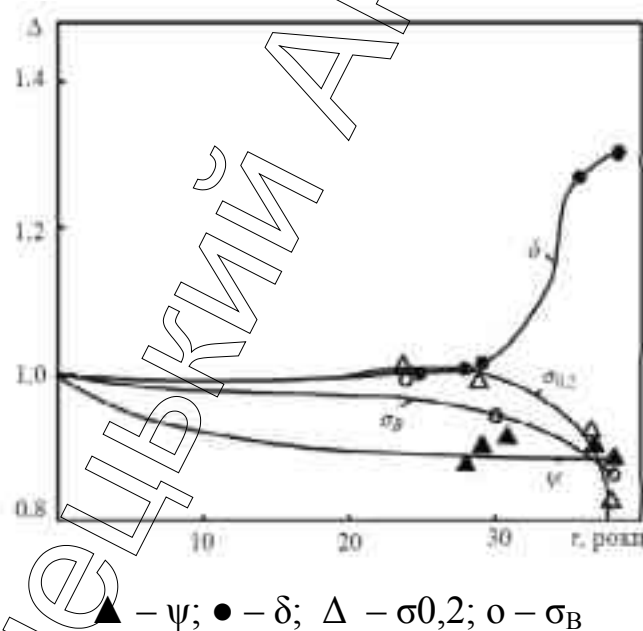


Рисунок 1.10 – Залежність показника відносної зміни механічних характеристик сталі 17Г1С від часу експлуатації трубопроводів

За спадом міцності ( $\sigma_{0,2}$  і  $\sigma_B$ ) важко судити про деградацію сталі в перші 30 років експлуатації. За наступні 10 років вони змінюються



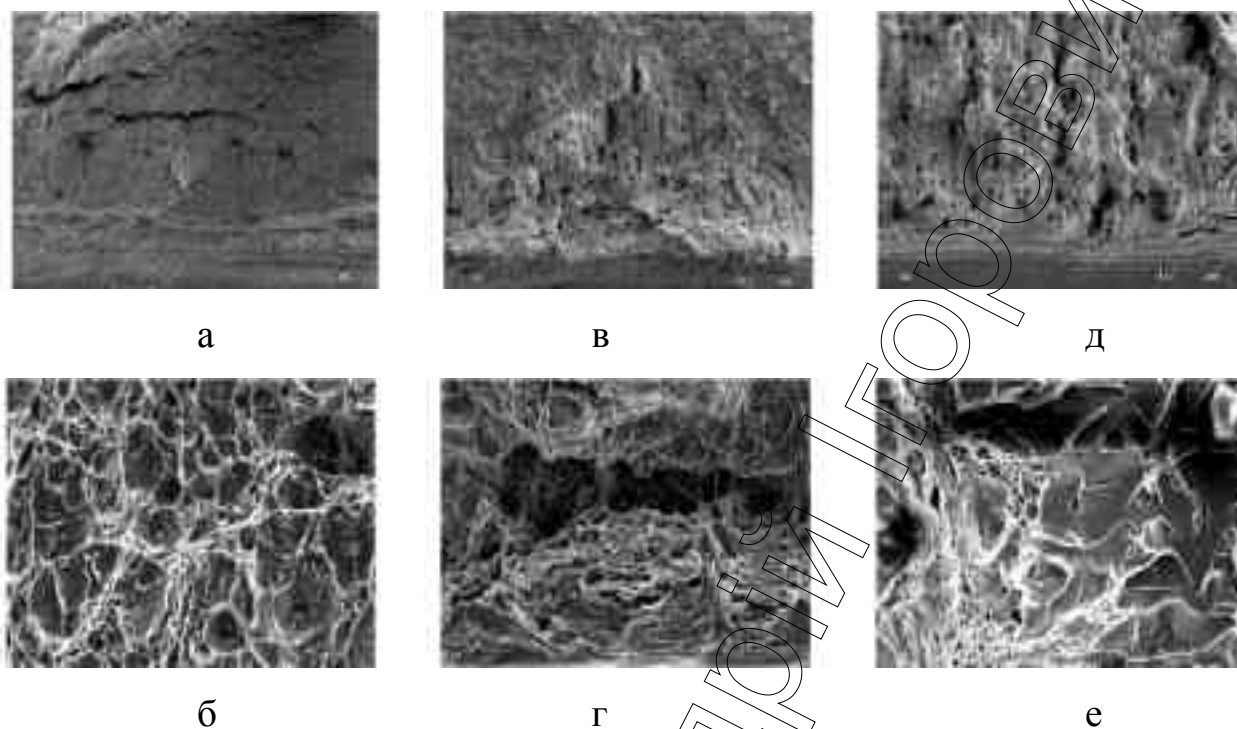
відчутніше. Таку ж тенденцію має і параметр  $\delta$ , однак в сторону збільшення.

Ударна в'язкість виявилась набагато чутливішою характеристикою до тривалої експлуатації сталі 17Г1С порівняно з випробовуваннями на розтяг і, тим більше, на кручення. Для експлуатованих сталей величина KCV знизилась в 1,7 разів порівняно з неексплуатованою. Загалом деградація сталі більше виражена для металу, розміщеного ближче до внутрішньої поверхні труб, а також для їх нижніх ділянок, що підтверджує негативний вплив на механічні властивості матеріалу транспортованого середовища. Деградація сталі зміщує верхній і нижній пороги холодноламкості в сторону вищих температур випробовувань. При тому нижній поріг холодноламкості проявив себе більш чутливою характеристикою. У зв'язку з цим перехідний діапазон температур крихко-в'язкого руйнування звужується. Зменшується також перепад робіт повністю в'язкого та повністю крихкого руйнувань [88-94].

Результатами механічних ударних випробувань і електронно-фрактографічного аналізу (рис. 1.11) встановлено, що руйнування зразків з неексплуатованої сталі за кімнатної температури випробувань відбувається за в'язким механізмом, а експлуатованої сталі за тих же умов – за крихков'язким механізмом [84].

Науковцями ІФНТУНГ спільно із фахівцями ФМІ ім. Г.В. Карпенка НАН України розроблено метод статистичної оцінки залежності ударної в'язкості трубної сталі 17Г1С та її складових (роботи зародження та поширення тріщини) від температури випробувань [95]. Підтверджено можливість об'єктивного опису впливу хімічного складу, структури, наклепу та старіння, типу зразків і напрямку їхнього вирізання на схильність сталей до холодноламкості при

випробуваннях на ударну в'язкість за допомогою рівняння переходу сталі в крихкий стан [96 - 98, 103 - 105, 107 - 110].



*а, б – запасна труба; в, г – труби, що експлуатувалися 29 років;  
 д, е – труби, що експлуатувалися 40 років;  
 збільшення  $\times 50$  (а, в, д) та  $\times 1000$  (б, г, е)*

Рисунок 1.11 – Фрактограми зламів зразків сталі 17 Г1С після випробувань на ударну в'язкість [84]

Тривала експлуатація призводить до значного спаду всіх характеристик короткочасної тріщиностійкості матеріалу труби. Цей спад оцінювали за відношенням параметру тріщиностійкості деградованої сталі до відповідного параметру сталі у вихідному стані. Всі три показники тріщиностійкості показали найнижчі значення для металу, розміщеного ближче до внутрішньої поверхні стінки труби. Це свідчить про те, що саме внутрішні шари стінки труби зазнають найінтенсивнішої деградації. Такий ефект, очевидно, пов'язаний з транспортуванням середовища, яке сприяє наводнюванню сталі зсередини труби [111]. Найчутливішим до деградації трубної сталі 17Г1С виявився показник  $J_{1c}$ .

За сумісного тривалого впливу робочого середовища та механічних навантажень у матеріалі трубопроводів утворюються мікротріщини, які з часом зливаються і формують макротріщину. До такого процесу особливо чутливі зварні з'єднання, з якими пов'язано 70...80% усіх відмов магістральних трубопроводів. Слід відзначити особливу роль водню в процесах руйнування сталей магістральних нафто- і газопроводів [111-118].

#### 1.4 Постановка завдань досліджень

На відміну від впливу тривалої експлуатації на тріщиностійкість сталі трубопроводу, питання впливу терміну експлуатації та тривалої дії ґрунтових електролітів на деформаційну поведінку трубних сталей вивчено недостатньо, що і стало метою досліджень та зумовило визначення основних завдань:

1. Вивчити вплив тривалої дії експлуатаційних середовищ на величину та характер приросту деформації матеріалу трубопроводів.
2. Вибрати метод математичного опису отриманих експериментальних залежностей для прогнозування розвитку деформаційних процесів.
3. Розробити методику ранжування ґрунтів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів та визначити найнебезпечніші ґрунтові електроліти для тривалоексплуатованих трубних сталей.
4. Розробити методику визначення ділянок трубопроводу з підвищеною небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів.
5. На основі проведених досліджень запропонувати науково-обґрунтовану концепцію корозійного моніторингу газопроводів.

## РОЗДІЛ 2

### МЕТОДОЛОГІЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ДЕФОРМАЦІЇ МАТЕРІАЛУ ТРУБОПРОВІДІВ НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Для забезпечення правильної експлуатації конструкцій необхідно проводити розрахунок експлуатаційних властивостей матеріалів, з яких вони виготовлені.

Експлуатаційними називаються властивості матеріалів, що впливають на поведінку виробів у процесі експлуатації. Ці властивості можуть бути розділені на загальні, які враховуються для будь-яких виробів, незалежно від умов експлуатації, і спеціальні, що враховують для деталей машин лише за певних умов експлуатації.

Загальні властивості – це стандартні механічні властивості. Спеціальні властивості – це зносостійкість, тривала міцність, повзучість тощо.

Механічні випробування розрізняються за способом навантаження зразків і характером його зміни в часі.

За способом навантаження

Використовують два способи навантаження зразка:

жорстке — забезпечується шляхом його деформації із заданою швидкістю і вимірюванням сил опору зразка цій деформації;

м'яке, що реалізується прикладання за заданим законом навантаження до зразка з вимірюванням при цьому деформації, яка виникає.

Перший спосіб використовується практично у всіх різновидах статичних випробувань. Найпоширеніші приклади застосування другого способу навантаження — випробування на повзучість і тривалу міцність

За характером зміни в часі навантаження механічні випробування поділяють на статичні, динамічні, циклічні і технологічні.

Статичне випробування — випробування об'єкта статичним навантаженням [119] і відрізняється плавною, відносно повільною зміною навантаження зразка і малою швидкістю його деформації, а також такою малою величиною прискорення рухомих частин випробної машини, що силами інерції, які виникають в них можна знехтувати. Під час статичних випробувань можна методом простої статичної рівноваги з достатньою точністю визначати зусилля і деформації, а також величину роботи при деформуванні у будь-який момент дослідження.

Найважливішими є такі різновиди статичних випробувань, що відрізняються схемою прикладення навантажень до зразка (тобто схемою напруженого стану): одновісне розтягування [120], одновісне стискування, згинання [121], кручення.

## **2.1 Вибір матеріалу та методика статичних випробувань**

Об'єктом наших досліджень були вибрані магістральні газопроводи великого діаметру виготовлені зі сталі 17ГС та 19Г, які були в експлуатації 41 рік. Саме такий матеріал труб широко використовувався при спорудженні магістральних трубопроводів в 70-х роках минулого сторіччя та експлуатуються по даний час.

Термін експлуатації був вибраний на основі досліджень професорів Крижанівського Є.М. та Никифорчина Г.М. [110-111, 113-116], в яких зазначено що трубопровідні сталі експлуатовані менше 20 років не мають деградації фізико-механічних властивостей, а з терміном експлуатації 20-30 років – деградація є незначною.

Для проведення досліджень УМГ “Київтрансгаз” були надані фрагменти вирізані з нижньої частини труб з ділянок магістральних газопроводів:

Єфремівка-Диканька-Київ, діаметр 1020 мм, сталь 17ГС, роки експлуатації – 1967-2008;

Шебелинка-Полтава-Київ, діаметр 720 мм, сталь 19Г, роки експлуатації – 1963-2004.

Фрагменти труб в стані поставки були надані з аварійного резерву.

Для дослідження впливу тривалої експлуатації на деформаційну поведінку було виготовлено партію плоских зразків з кожної сталі (рис. 2.1), за розробленою в ІФНТУНГ технологією [66-67, 122-123].

Така технологія забезпечує високу точність та задану шорсткість робочих поверхонь при використанні механообробки із запрограмованою зміною подачі. Конструкція установки дозволяє змінювати довжину робочої частини зразка  $l_p$  в межах 20...50 мм та співвідношення ширини  $B$  і товщини  $b$  від 1 до 10.

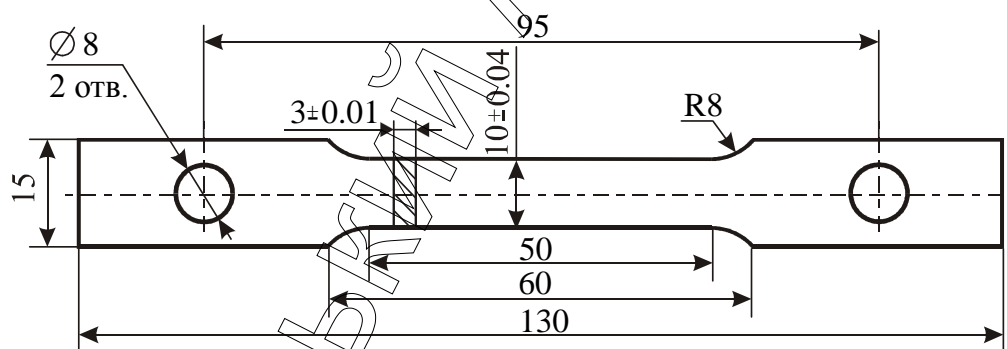
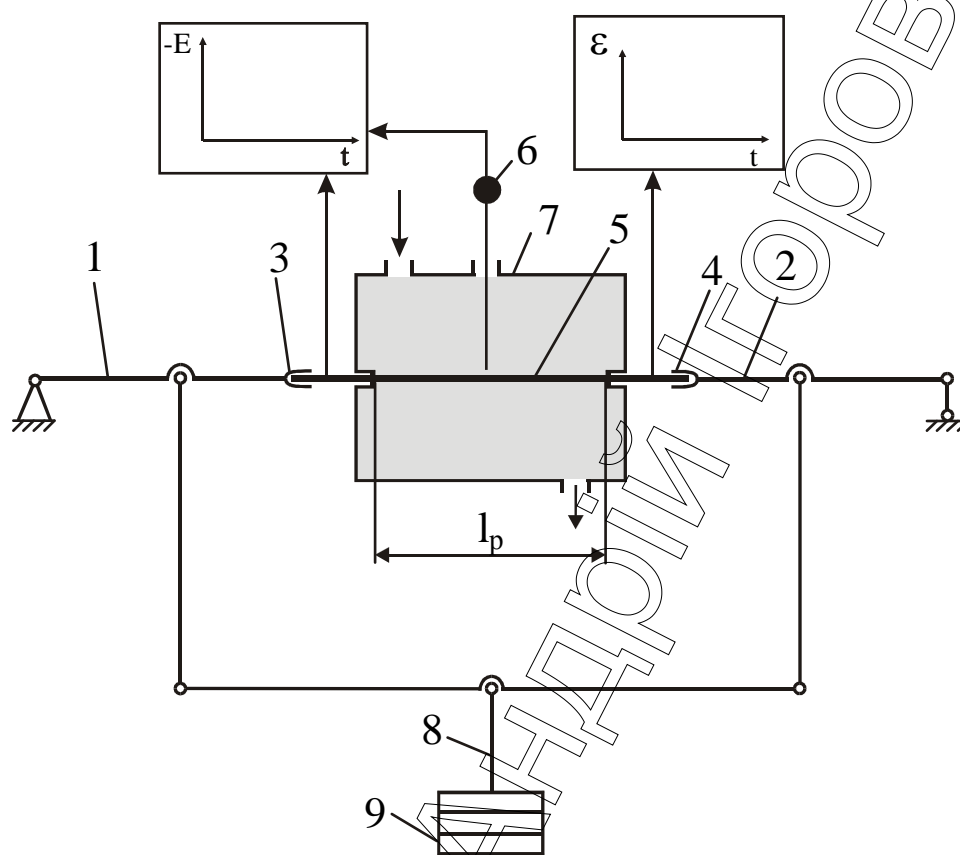


Рисунок 2.1 – Зразок для випробовувань на установці КН-1.

Для дослідження корозійних процесів під напруженням використовували розроблену раніше комп'ютеризовану установку КН-1 (рис. 2.2) [122], створену на базі установки МВ-1К [123]. Випробовування зразків з матеріалу труб газопроводів на повітрі та в рідких робочих середовищах проводили в режимі статичного та повторно-статичного

навантаження чистим згином з автоматичною реєстрацією прогину зразка та зміни електродного потенціалу за допомогою ЕОМ, використовуючи 24-бітне аналого-цифрове перетворення.



1, 2 – поворотні плити, 3, 4 – затискачі, 5 – експериментальний зразок, 6 – хлорсрібний електрод порівняння, 7 – знімна робоча камера, 8 – тяга, 9 – змінні вантажі.

Рисунок 2.2 – Схема установки КН-1

В процесі статичного навантаження та повзучості неперервно реєструється параметр, за яким можна визначити стрілу прогину зразка  $\delta$ . Параметри  $\delta$ , довжина робочої частини  $l_p$  та мінімальний радіус кривизни зразка  $\rho_{\min}$  зв'язані співвідношенням

$$\rho_{\min} = \frac{l_p^2}{8\delta} + \frac{\delta}{2}.$$

Відносну деформацію крайнього волокна визначали за формулою

$$\varepsilon = \frac{1}{\frac{2\rho_{\min}}{b} + 1},$$

де  $b$  – товщина зразка.

Для вивчення кінетики низькотемпературної корозійної повзучості вибрано три рівні номінальних напружень відповідно до величини границь текучості матеріалу трубопроводу  $\sigma_{0,2}^*$ :  $1,05 \sigma_{0,2}^*$ ,  $1,35 \sigma_{0,2}^*$  та  $1,65 \sigma_{0,2}^*$ , які відповідають штатним, підвищеним штатним та позаштатним режимам роботи трубопроводу відповідно та становлять 330, 420 та 510 МПа. Для коректного виявлення впливу корозійного середовища на деформаційну поведінку сталі трубопроводу повзучість вивчали спочатку на повітрі (імітуючи роботу трубопроводу з непошкодженим ізоляційним покриттям), а потім у модельних середовищах.

## 2.2 Методика корозійних випробовувань

Для прогнозування корозійної поведінки трубопроводів необхідний комплексний аналіз внутрішніх і зовнішніх факторів, що характеризують швидкість корозії матеріалу труб в експлуатаційному середовищі.

Основним показником швидкості корозійного руйнування як при частковій, так і при рівномірній корозії є глибина проникнення. В обох випадках глибина корозійного руйнування вимірюється в міліметрах за рік незалежно від виду металу чи сплаву. Для відносної характеристики корозійної поведінки металів розроблена шкала корозійної стійкості (ГОСТ 13819-68).

При рівномірній корозії за допомогою глибини корозійного проникнення (КП, мм/рік) втрату маси матеріалу (ВМ) визначають за формулою



$$VM = \frac{K\gamma}{8,76}, \quad \text{г/м}^2 \cdot \text{год}$$

де  $\gamma$  – питома вага (г/см<sup>3</sup>);

8,76 – перевідний коефіцієнт.

Співставлення величини максимального корозійного руйнування, знайденого за глибиною найбільших каверн (мм), з величиною середнього корозійного руйнування, обрахованою за втратою маси (г/м<sup>2</sup>·год), дозволяє оцінити ступінь нерівномірності корозії. Цей факт необхідно враховувати при визначенні ресурсу роботи трубопроводів, оскільки нерівномірна корозія призводить до різкого зниження їх стійкості через зміну механічних властивостей протягом часу [122].

Візуальне спостереження дозволяє фіксувати зміни зовнішнього вигляду поверхні матеріалу труб; при цьому відмічають час початку появи продуктів корозії, їх розподіл по поверхні металу, колір, адгезію та інші характеристики. Зміни в розподілі продуктів корозії найчастіше реєструють шляхом послідовного фотографування.

Візуальне спостереження в багатьох випадках доповнюють результатами зміни глибини корозійного руйнування, особливо при нерівномірній корозії. Виміри проводять за допомогою глибиномірів з індикаторами годинникового типу або інших аналогічних приладів, визначаючи глибину п'яти-шести найглибших виразок. Співставляючи показник глибини з корозійною стійкістю, можна визначити стійкість металу по десятибальній шкалі.

Візуальне спостереження проводять і за агресивним середовищем. Якщо воно нерухоме, то можна визначити зону поширення продуктів корозії. В електроліти вводять спеціальні реагенти, які дозволяють спостерігати за розподілом катодних і анодних ділянок по поверхні металу. До таких реагентів відносять  $K_3[Fe(CN)_6] \cdot 2H_2O$ , з допомогою якого можна фіксувати анодні ділянки по синьому забарвленню розчину, і

фенолфталеїн, що забарвлюється в рожевий колір під дією лужної реакції на катодних ділянках металічної поверхні. Застосування цих реагентів дозволяє спостерігати за появою на поверхні металу корозійних мікрогальванічних елементів.

При оцінці корозійної стійкості найбільш поширений гравіметричний метод [53]. Він застосовується в двох варіантах: визначення збільшення маси зразка в результаті утворення продуктів корозії на його поверхні і визначення втрат маси після видалення продуктів корозії. Другий варіант є більш поширеним завдяки своїй універсальності.

Швидкість корозії визначають за формулою

$$V_{\text{ВМ}} = \frac{n(m_1 - m_0)}{St} \quad \text{г/м}^2 \cdot \text{год}$$

де  $m_0$  – початкова маса зразка, г;

$m_1$  – маса зразка з продуктами корозії, г;

$S$  – площа зразка,  $\text{м}^2$ ;

$t$  – час досліду, год;

$n$  – коефіцієнт, який залежить від складу продуктів корозії.

Ця формула справедлива тільки в тих випадках, коли відомий хімічний склад продуктів корозії, що встановлюється хімічним або рентгенографічним аналізом. Остання умова являється суттєвим недоліком першого варіанту гравіметричного методу; він застосовується в основному для дослідження газової корозії, при якій на поверхні металу утворюється лише негідратований оксид, так як при високій температурі не може утворитися шар вологи.

При використанні другого варіанту гравіметричного методу нерозчинні продукти корозії видаляються різними складами, що взаємодіють не з основним металом, а лише з продуктами корозії. Паралельно з цим роблять і так звану “сліпу” пробу, тобто обробляють

неекспоновані зразки, щоб отримати дані про розчинення основного металу.

Попередня підготовка експериментальних зразків включає в себе їх механічне очищення за допомогою дрібнодисперсного абразиву, знежирення органічним розчинником (ацетон, толуол чи бензол) та зважування на аналітичній вазі. Зразки поміщають у склянки з розчинами, які моделюють агресивне середовище, так, щоб над поверхнею рідини виступало близько 10 % їх поверхні, та закріплюють у тримачі. По закінченні досліду зразки виймають з розчинів, швидко вимірюють розміри поверхні, що була занурена в агресивне середовище, вологою олівцевою гумкою знімають з їх поверхні нерозчинні продукти корозії. Після промивання дистильованою водою та ретельного висушування фільтрувальним папером зразки знову зважують на аналітичній вазі.

Швидкість корозії за другим варіантом гравіметричного методу визначають за формулою

$$V_{\text{ВМ}} = \frac{(m_0 - m_2)}{St} \quad \text{г/м}^2\text{·год}$$

де  $m_2$  – маса зразка після видалення продуктів корозії.

В цьому випадку хімічний склад продуктів корозії не має значення для розрахунку результатів.

Зразки, що призначені до гравіметричного вимірювання, можуть мати різноманітну форму, але для одержання швидких та точних результатів необхідно, щоб вони володіли максимальною площею для дослідів при мінімальній масі, що пов'язано з роздільною властивістю аналітичної ваги. Втрата маси по величині повинна бути на один порядок вище роздільної здатності ваги, тобто зразки повинні бути якомога тоншими. Шорсткість поверхні зразків повинна бути однаковою, оскільки у зразків з різною шорсткістю реальна площа, на відміну від геометричної, може значно відрізнитися, що призводить до похибок в розрахунках.

Випробовування проводили на повітрі та в хлоридній кислоті з концентрацією 0,1...0,001 М, що дозволило прискорити дослідження кінетики корозійних процесів в кислому середовищі.

Для оцінки швидкості корозії використовували рекомендований для низьковуглецевих сталей гравіметричний метод. Оскільки нерозчинних продуктів корозії при випробовуваннях не утворювалося, розрахунки проводили за втратою маси зразка, використовуючи формулу (2.1).

Зважування проводили на демпферній аналітичній вазі з точністю вимірювання 0,00005 г.

При вимірюванні потенціалів використовували хлорсрібний електрод порівняння.

### **2.3 Методика визначення хімічного складу ґрунтових електролітів.**

Аналіз ґрунтів проводили з використанням потенціометричного (іонометричного методу для визначення вмісту хлоридів і рН- метричного для визначення кислотності водної витяжки) та турбідиметричного (для визначення вмісту сульфатів) методів.

#### **Пробопідготовка ґрунтів.**

Для визначення вмісту сульфатів та хлоридів у ґрунтах та для оцінки їх кислотно-основних характеристик проводили попередню пробо підготовку відповідно до ГОСТу 26423-85 п.4.1. Для одержання водної витяжки ґрунту його аліквотну повітряносуху частину масою  $30,0 \pm 0,1$  г переносили у конічні колби та додавали 150 мл дистильованої води. Ґрунти з водою струшували на ротаторі та фільтрували суспензію через подвійні складчасті фільтри відповідно до ГОСТу 26423-85 п.4.4.

Турбідиметричне визначення сульфату.

Коротка характеристика методу.

Електромагнітну теорію розсіювання світла частинками обґрунтував Мі. Для безпосереднього використання цю теорію спрощують, розглядаючи розсіювання Релея (розмір частинок менший за довжину хвилі монохроматичного потоку) та Тіндаля (частинки більшого розміру). Важливо зазначити, що розсіяний потік спостерігають під певним кутом до напрямку падаючого потоку (рис. 2.3).

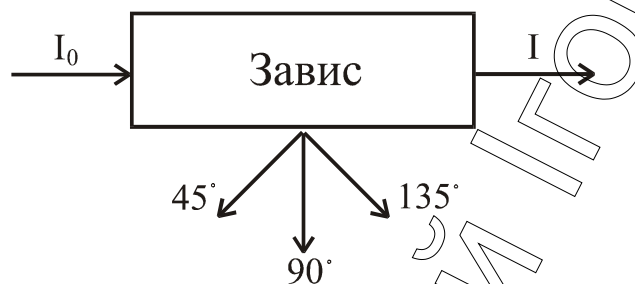


Рисунок 2.3 – Картина розсіювання світлового потоку інтенсивності  $I_0$  зависом (суспензією) під різними кутами;  $I$  – інтенсивність потоку на виході з розчину

Для систем, які мають значення в аналізі, розмір частинок суспензії лежить поміж релеєвським та Тіндаля, а вимірювання стосуються видимої ділянки спектра. Метод, в якому вимірюють розсіювальну здатність потоку зависом, називається нефелометрією, а поглинальну – турбідиметрією. В обох методах змінюється інтенсивність світлового потоку, але не його спектральна характеристика. Для одержання суспензії використовують реакції осадження, до яких ставлять дві вимоги: 1) продукт реакції повинен бути практично нерозчинним; 2) продукт реакції повинен бути у вигляді завису, а не осаду. Завис одержують у розведених розчинах реагентів, дотримуючись вибраних умов осадження; для утримання завису його стабілізують введенням у розчин речовин-стабілізаторів.

Згідно з законом Релея інтенсивність розсіяного потоку ( $I_p$ ) завислими частинками залежить від багатьох факторів

$$\frac{I_p}{I_0} = \frac{n_1^2 - n^2}{n^2} \cdot \frac{NV^2}{\lambda^4 r^2} (1 + \cos^2 \beta),$$

де  $n_1, n$  – показники заломлення частинок і середовища;

$N$  – кількість частинок в цьому об'ємі;

$V$  – об'єм кулястої частинки, що розсіює світло;

$\lambda$  – довжина хвилі світлового потоку;

$r$  – відстань від центра розсіювання до детектора;

$\beta$  – кут між падаючим і розсіяним потоком.

У турбідиметрії вимірюють величину, яка називається мутністю  $D = \lg \frac{I_0}{I}$  і відповідає оптичній густині розчину. Мутність  $D$  залежить від характеристик суспензії, світлового потоку та способу вимірювання

$$D = \lg \frac{I_0}{I} = K \frac{C \ell d^2}{d^4 + \alpha \lambda^4}.$$

де  $K, \alpha$  – сталі, які залежать від природи суспензії та способу вимірювання;

$d$  – середній діаметр частинки, що поглинає світловий потік;

$C$  – концентрація суспензії,  $\ell$  – товщина поглинаючого шару;

$\lambda$  – довжина хвилі.

За сталих умов обидва рівняння спрощуються. Для розсіяного потоку (нефелометрія)

$$I_p = K_\alpha I_0 C,$$

де  $K_\alpha$  – об'єднана константа з зазначенням кута розсіювання;

$C$  – концентрація суспензії.

Для турбідиметричних вимірювань спрощене рівняння набуває такого вигляду:

$$D = K' \ell C.$$

де  $K'$  – об'єднана константа, яка називається коефіцієнтом мутності.

З рівнянь очевидно, що вимірювані величини ( $I_p$ ,  $D$ ) залежать від умов одержання суспензії, які впливають на кількість і розмір частинок: концентрації іонів та співвідношення між ними, послідовності та швидкості змішування, присутності електролітів і неелектролітів, стабілізаторів, температури і часу одержання суспензій.

Опис методики визначення сульфату.

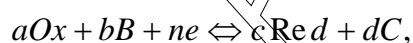
Визначення сульфатів проводили турбідиметричним методом відповідно до держстандарту ГОСТ 26426-85 п.2. Відповідно до цього ГОСТу готували серію стандартних розчинів з концентрацією 1,0; 2,0; 4,0; 6,0; 8,0; 10,0; 12,0 ммоль/л  $SO_4^{2-}$ . Для побудови градуовального графіка в окремі пробірки відбирали по 1,0 мл стандартних розчинів та по 10,0 мл осаджуючого розчину (розчин  $BaSO_4$  в  $HCl$  стабілізований гліцерином). Розчини фотометрували через 20 хвилин з моменту зливання на фотоелектрокалориметрі КФК-3 при довжині хвилі  $\lambda = 520$  нм в кюветі з товщиною поглинаючого шару 10,0 мм. Графік будували в координатах помутніння – концентрація сульфату. Для визначення вмісту сульфату у досліджуваних зразках ґрунтів відбирали по 1,0 мл водної витяжки приготованої відповідно до стандарту ГОСТ 26423-85 п.1 і проводили підготовку до аналізу та фотометрування аналогічно стандартним розчинам. Вміст сульфату знаходили за допомогою прямої стандартних розчинів. Результати аналізів наведено у зведеній таблиці.

Потенціометричне визначення хлоридів та кислотності ґрунтової витяжки.

Коротка характеристика методу.

Потенціометрія – це метод визначення концентрації речовин і різних фізико-хімічних величин, який базується на вимірюванні зміни потенціалів електродів. Вимірювання величин електродних потенціалів і визначення залежності між ними та концентрацією (активністю) визначуваних компонентів дає змогу встановити не лише концентрацію (активність) іонів, а й інші характеристики: константи дисоціації слабких електролітів, константи стійкості комплексних сполук, добутки розчинності ( $K^m_s$ ) малорозчинних осадів, стандартні та формальні електродні потенціали, окисно-відновні потенціали, стехіометричні коефіцієнти в хімічних реакціях тощо. За величиною потенціалу індикаторного електрода можна також оцінити глибину перебігу та напрям окисно-відновних реакцій між реагуючими речовинами.

Основи потенціометричного методу розроблено наприкінці XIX ст. після виведення Нернстом рівняння, яке пов'язує величину рівноважного потенціалу електрода з концентрацією (активністю) компонентів у розчині:



для півреакції

$$E = E^0 - \frac{RT}{nF} \ln \frac{a_{Ox}^a \times a_B^b}{a_{Red}^c \times a_C^d},$$

де  $E$  – рівноважний електродний потенціал;  $E^0$  – стандартний електродний потенціал.

Методи потенціометрії та потенціометричного титрування належать до рівноважних методів електрохімічного аналізу. Ці методи базуються на вимірюванні величини потенціалу в електрохімічному ланцюгу, для якого потенціал електрода є близьким до рівноважного значення.

В сучасному варіанті потенціометричного методу використовуються в основному іон-селективні електроди. Іон-селективні електроди – це сенсори (чутливі елементи, датчики), потенціал яких



лінійно залежить від логарифма активності визначуваного іона у розчині. Найважливішою частиною більшості таких електродів є напівпроникна мембрана, яка виокремлює внутрішню частину електрода (внутрішній розчин) від аналізованого та відзначається здатністю пропускати переважно іони лише одного типу. Першим іоноселективним електродом був скляний електрод, розроблений Габером і Клемансевичем на початку ХХ ст. Поряд зі скляним електродом до датчиків на основі напівпроникних мембран, які володіють підвищеною вибірковістю щодо іонів певного типу, зачисляють й інші іоноселективні електроди. Їх поділяють на первинні іоноселективні електроди – електроди із жорсткою матрицею (скляні) та електроди з кристалічними мембранами і електроди з рухливими носіями – зарядженими позитивно або негативно, незарядженими (“нейтральними носіями”), сенсibilізовані (активовані) електроди – газочутливі, ферментні. Електроди третього покоління – польові транзистори з іоноселективними мембранами – іоноселективні польові транзистори (ІСПТ). Електроди з внутрішнім розчином та електродом порівняння називають електродами першого покоління, а електроди з твердим струмовідводом – електродами другого покоління.

Головними характеристиками іоноселективного електрода є електродна функція, селективність та час відгуку (відзиву). Електрод має нернстівську електродну функцію в інтервалі концентрацій (активностей), де залежність потенціалу від  $pA$  ( $-\lg a_A$ ) лінійна, і кутовий коефіцієнт, який становить  $59/n_A$  мВ/рА ( $25^\circ\text{C}$ ) (рис.2.4). Протяжність цього інтервалу залежить від природи мембрани. За дуже низьких концентрацій (для дуже хороших електродів  $\sim 10^{-6}$  М) електрод втрачає електродну функцію; точка перегину на графіку практично відповідає межі визначення речовини А.

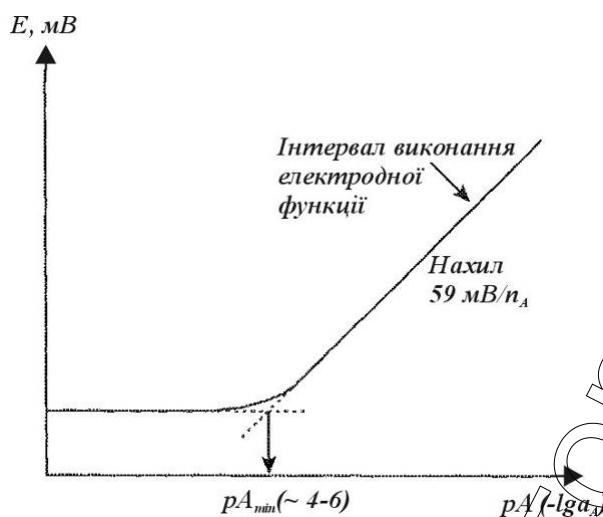


Рисунок 2.4 – Інтервал виконання електродної функції та межа визначення іоноселективного електрода

Опис методики визначення хлориду.

Визначення хлоридів проводили потенціометричним методом відповідно до держстандарту ГОСТ 26425-85 п.2. Відповідно до цього ГОСТу готували серію стандартних розчинів з концентрацією хлориду 0,1; 0,01; 0,001; 0,0001; 0,00001; моль/л. Для вимірювання потенціалу використовували іонімір ЭВЛ-74. Як індикаторний електрод використовували іонселективний хлоридний електрод та аргентумхлоридний (хлорсрібний) електрод порівняння (рис. 2.5). Оскільки до складу аргентумхлоридного електрода входять хлорид- іони, то вимірювання проводили через солевий місток заповнений відповідно до стандарту одномолярним  $\text{KNO}_3$  в агар-агарі. Градуирований графік будували в координатах  $\Delta E - p\text{Cl}$ , з якого знаходили вміст хлориду у водних витяжках досліджуваних ґрунтів. Водну витяжку одержували відповідно до стандарту ГОСТ 26423-85 п.1. Результати аналізів наведено у зведеній таблиці.

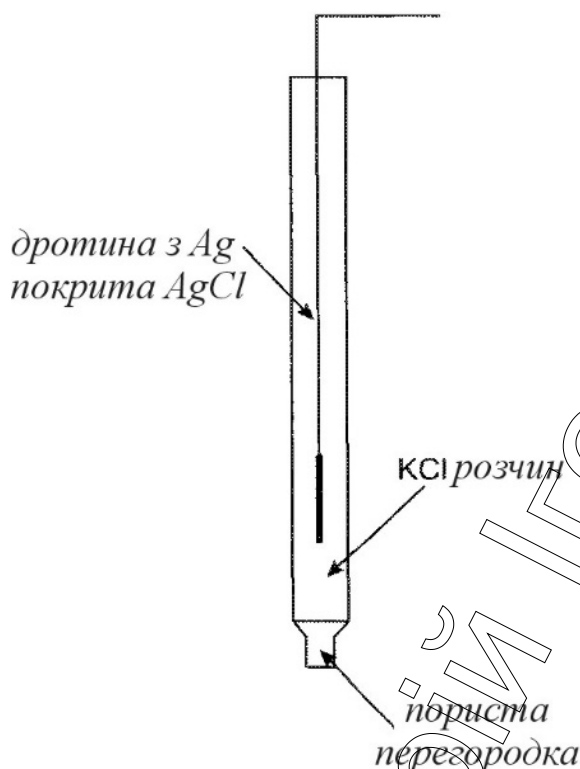


Рисунок 2.5 – Аргентумхлоридний електрод

Опис методики визначення рН водної витяжки ґрунту.

Для визначення рН використовували комбінований скляний електрод марки ЭСК – 10601/4, аналогічної будови до наведеного на рис.2.5. Для забезпечення правильної роботи електрода проводили його калібрування за первинними (табл.2.1) та вторинними (табл.2.2) стандартами рН- метрії. Значення рН встановлювали за показами іономіра рН – 150 МА для водних витяжок ґрунтів одержаних відповідно до стандарту ГОСТ 26423-85 п.1 не скоріше ніж через 2 хвилини після занурення електроду в розчин.

Таблиця 2.1 – Значення  $pH_{ст}$  первинних стандартів за різної температури розчину

$T, ^\circ C$	$KHC_4H_4O_6$ (нас.)	$KHC_8H_4O_4$ (0,05)*	$KH_2PO_4$ (0,025) та $Na_2HPO_4$ (0,025)	$KH_2PO_4$ (0,008695) та $Na_2HPO_4$ (0,03043)	$Na_2B_4O_7 \times 10$ $H_2O$ (0,01)
0	–	4,003	6,984	7,534	9,464
5	–	3,999	6,951	7,500	9,395
10	–	3,998	6,923	7,472	9,332
15	–	3,999	6,900	7,448	9,276
20	–	4,002	6,881	7,429	9,225
25	3,557	4,008	6,865	7,413	9,180
30	3,552	4,015	6,853	7,400	9,139
35	3,549	4,024	6,844	7,389	9,102
40	3,547	4,035	6,838	7,380	9,068
45	3,547	4,047	6,834	7,373	9,038
50	3,549	4,060	6,833	7,367	9,011

За результатами хімічного аналізу ґрунтових електrolітів у різних регіонах України і встановлено, що для західної України характерними є помірнокислі ґрунти хлоридного типу, для Полісся кислі та сильнокислі ґрунти хлоридного та хлоридно-сульфатного типів, для центральної та східної України – нейтральні та слабокислі ґрунти хлоридного та хлоридно-сульфатного типу, Для Південного регіону – нейтральні та слабокислі ґрунти хлоридно-сульфатного типу підвищеної мінералізації. Запропоновано використовувати наступні модельні середовища для проведення корозійних випробовувань (табл. 2.3), які відповідають таким у роботах [1,4, 5-7, 125-127].

Таблиця 2.2 – Значення  $pH_{ст}$  вторинних стандартів за різної температури розчину

Стандартний розчин	12 °C	25 °C	38 °C
$KH_3(C_2O_4) \times 2H_2O$ (0,1 M)	–	1,48	1,50
HCl (0,01 M) + KCl (0,09 M)	–	2,07	2,08
$CH_3COOH$ (0,1M) + $CH_3COONa$ (0,1 M)	4,65	4,64	4,65
$CH_3COOH$ (0,01M) + $CH_3COONa$ (0,01 M)	4,71	4,70	4,72
$KH_2PO_4$ (0,025 M) та $Na_2HPO_4$ (0,025 M)		6,85	6,84
$Na_2B_4O_7 \times 10 H_2O$ (0,01 M)		9,18	9,07
$NaHCO_3$ (0,025 M) + $Na_2CO_3$ (0,025 M)	–	10,00	–
$Ca(OH)_2$ (нас.)	–	12,42	–

Таблиця 2.3 – Хімічний склад модельних середовищ для корозійних випробовувань

№ МС	Концентрація, моль/л				Тип ґрунтового електроліту
	NaCl	$Na_2SO_4$	HCl	$H_2SO_4$	
1	0,01	-	-	-	хлоридний
2	0,05	-	-	-	
3	0,1	-	-	-	
4	0,005	0,005	-	-	хлоридно- сульфатний
5	0,025	0,025	-	-	
6	0,05	0,05	-	-	
7	0,01	-	0,00001		підкислений хлоридний
8	0,05	-	0,0001		
9	0,1	-	0,001		
10	0,005	0,005	-	0,000005	підкислений хлоридно- сульфатний
11	0,025	0,025	-	0,00005	
12	0,05	0,05	-	0,0005	

Усі ґрунти поділено на 4 групи: нейтральні хлоридні (МС 1-3) та хлоридно-сульфатні (МС 4-6), кислі хлоридні (МС 7-9) та хлоридно-сульфатні (МС 10-12).

## Висновки до розділу 2

1. Розроблено методичу вивчення вплив тривалої дії експлуатаційних середовищ на величину та характер приросту деформації матеріалу трубопроводів.

2. За результатами аналізу ґрунтів різних регіонів України показано, що для західної України характерними є помірнокислі ґрунти хлоридного типу, для Полісся кислі та сильнокислі ґрунти хлоридного та хлоридно-сульфатного типів, для центральної та східної України – нейтральні та слабокислі ґрунти хлоридного та хлоридно-сульфатного типу, Для Південного регіону – нейтральні та слабокислі ґрунти хлоридно-сульфатного типу підвищеної мінералізації.

3. Доцільно поділити усі модельні середовища на 4 групи: хлоридні, хлоридно-сульфатні, підкислені хлоридні та підкислені хлоридно-сульфатні для спрощення подальшої класифікації корозійно-активних компонентів ґрунту.

### РОЗДІЛ 3

## ОСОБЛИВОСТІ ДЕФОРМУВАННЯ МАТЕРІАЛУ ТРУБОПРОВІДІВ В УМОВАХ ТРИВАЛОЇ ДІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ СЕРЕДОВИЩ

Паливно-енергетичний комплекс є одним з найважливіших секторів економіки країни. Найважливішу роль в ньому відіграє трубопровідний транспорт нафти та газу, без яких неможливе нормальне функціонування промисловості. Стійке функціонування та збалансований динамічний розвиток трубопровідної системи України – необхідні умови стабілізації та зростання економіки, покращення добробуту громадян. Враховуючи винятково важливу роль нашої держави як найбільшого транзитера енергоресурсів до Євросоюзу можна говорити, що стабільність і безаварійність роботи ПЕК України – це гарантія нашої енергетичної безпеки зокрема, та ЄС загалом.

Процеси постачання природного газу супроводжуються значними його втратами (у 2001 р.-1,93 млрд м<sup>3</sup>). В зв'язку з цим комплексна проблема мінімізації втрат і підвищення ефективності використання енергоносіїв є вельми актуальною і її розв'язання дасть змогу зекономити значні кошти, які можна буде спрямувати на забезпечення безперервності і надійності постачання газу споживачу, підтримку належного функціонування газотранспортної системи в цілому.

Особливо важливого значення набувають експериментальні роботи в цьому напрямку, виконані за новими ефективними методиками, а саме, комплексні дослідження деформівної системи „труба – ґрунтовий масив” та вивчення кінетики протікання корозійних процесів. З цією метою проведено дослідження синергічної дії корозійного і механічного чинників на зразках-моделях, вирізаних зі стінки труби.

Мета даного етапу роботи – дослідження тривалої дії експлуатаційних середовищ та терміну роботи на деформаційну поведінку Трубопровідних сталей. Для цього було проведено серію механічних та корозійно-механічних випробовувань у модельних середовищах (МС) (табл. 2.3), які відповідають таким у роботах [115]

### **3.1 Деформаційна поведінка тривалоексплуатованих трубних сталей у нейтральних ґрунтових електролітах**

Дослідження деформаційної поведінки матеріалу трубопроводу в умовах навантажень та впливів, які імітують експлуатаційні, дасть змогу краще оцінити залишковий ресурс безпечної експлуатації діючих, та ресурс роботи нових трубопроводів, коректніше прогнозувати експлуатаційні ризики та оцінити рівень потенційних загроз довкіллю, спричинених експлуатацією даних технічних об'єктів. Важливо вивчити кінетику деформації у корозійних середовищах, оскільки рівень пошкоджень у результаті синергічної дії механічного та корозійного чинників зростає нелінійно, відповідно так само збільшуються імовірності розгерметизації чи руйнування трубопроводу, а, отже, й пов'язані з цим експлуатаційні ризики.

Раніше проведено дослідження деформаційної поведінки неексплуатованої сталі трубопроводу 17ГС на повітрі та у 12 модельних середовищах, які імітують основні типи ґрунтових електролітів [124-127]

#### **3.1.1 Кінетика деформації трубної сталі 17ГС**

На повітрі спостерігаємо зростаючу кінетику (рис. 3.1) із затуханням процесу на останній стадії та виходом стабільну ділянку як для матеріалу в стані поставки, так і для експлуатованого. Приріст деформації



знаходиться в межах 15...20 %. Такі тенденції не становлять небезпеки, з чого можна зробити висновок, що несуча здатність трубопроводу, який в процесі 40 років експлуатації не піддавався дії корозивного середовища зміниться незначно. Однак на практиці, беручи до уваги недосконалість протикорозійних покриттів, які використовувалися при будівництві магістральних трубопроводів наприкінці 60-х та в 70-х роках минулого століття, така ситуація є скоріше гіпотетичною. Випробовування на повітрі мало на меті стати головним чином відправною точкою для виокремлення впливу корозивного середовища на кінетику деформації сталі трубопроводу на пізній стадії експлуатації [5, 6, 7, 124-127].

Зі збільшенням величини напружень процеси деформування проходять з більшою швидкістю. При найвищих рівнях напружень на кривій деформації спостерігаються циклічні прискорення. Причому характерно, що для деградованого матеріалу вони різкіші і починають появлятися при нижчих рівнях напружень. Така поведінка тривалоексплуатованої сталі трубопроводу може бути пояснена розвитком мікротріщин та внутрішніх структурних дефектів, наслідком якого є прискорене деформування.

Оскільки в тривалоексплуатованому матеріалі трубопроводу значно вищий інтегральний показник кількості пошкоджень, в тому числі і мікротріщин в зародковому стані, то величина прикладених напружень, необхідна для їх розвитку буде нижчою. Подібна поведінка тривалоексплуатованих трубних сталей описана також у роботах [128-129].

Окремо слід урахувувати і структурну деградацію металу, утворення мікропорожнин та ймовірне наводнювання в результаті тривалої дії експлуатаційних середовищ. Сукупність цих чинників і призводить до зменшення здатності чинити опір деформаціям, а погіршення в процесі тривалої експлуатації характеристик тріщиностійкості несе в собі загрозу

підвищеної чутливості до дії корозивних середовищ та розвитку процесів корозійного розтріскування.

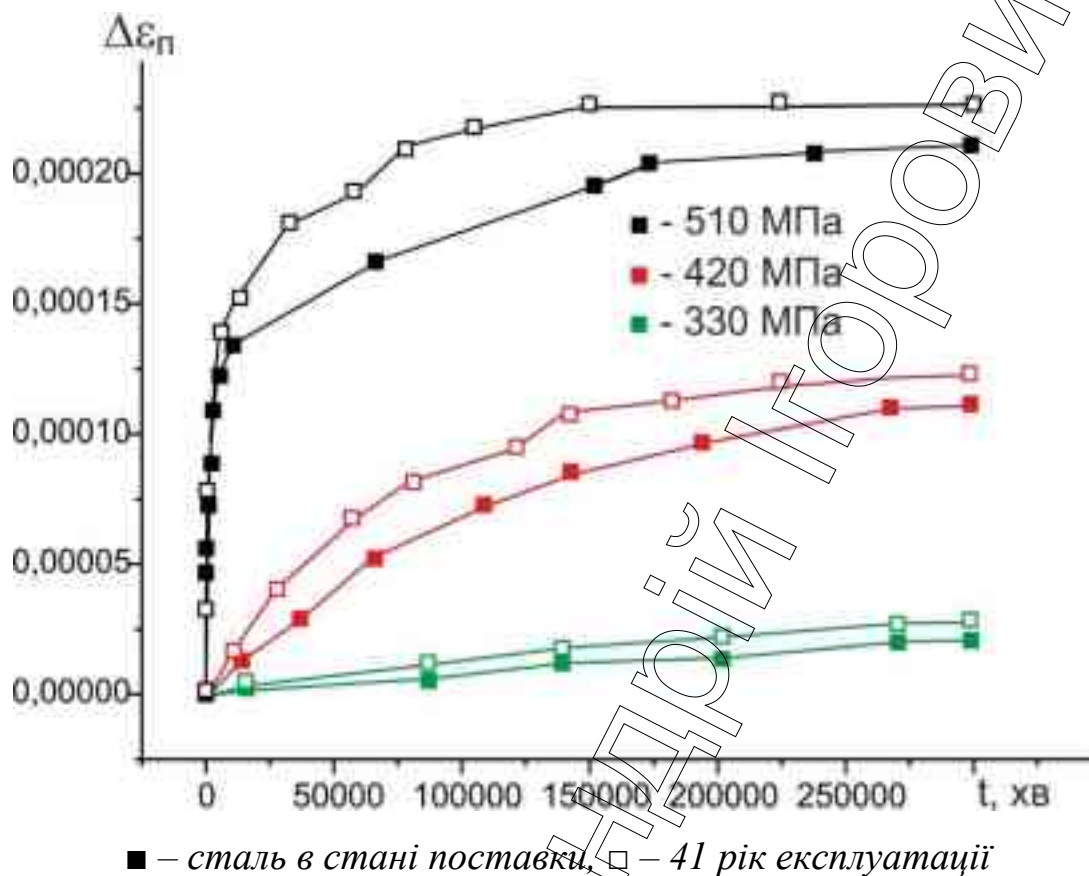


Рисунок 3.1 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу на повітрі

Постає питання прогнозування розвитку виявлених деформаційних процесів під час довготривалої експлуатації трубопроводів. Одним із параметрів тут може слугувати кут нахилу завершальної ділянки деформаційної кривої. За його показником можна судити про рівень затухання процесу. Низькі показники відповідатимуть незначній небезпеці розвитку процесу, високі ж свідчатимуть про досить значні ризики виникнення позаштатних ситуацій.

Даний показник може бути використаний не тільки для випробовувань на повітрі, але і для корозійно-механічних досліджень. У цьому випадку даний показник додатково слугуватиме маркером чутливості матеріалу трубопроводу до тривалої дії експлуатаційного середовища.

Характер розвитку деформаційних процесів у МС1-МС3 порівняно із повітрям значно не змінюється. Фіксуємо зростання приростів деформації із збільшенням рівня прикладених напружень. На відміну від повітря, у досліджуваних середовищах не спостерігається циклічних прискорень-сповільнень деформування, що може бути пояснено дією ефекту Ребіндера.

Кути нахилу завершальних ділянок зростають, що свідчить про більшу прогнозу тривалість розвитку деформаційних процесів в умовах впливу експлуатаційного середовища.

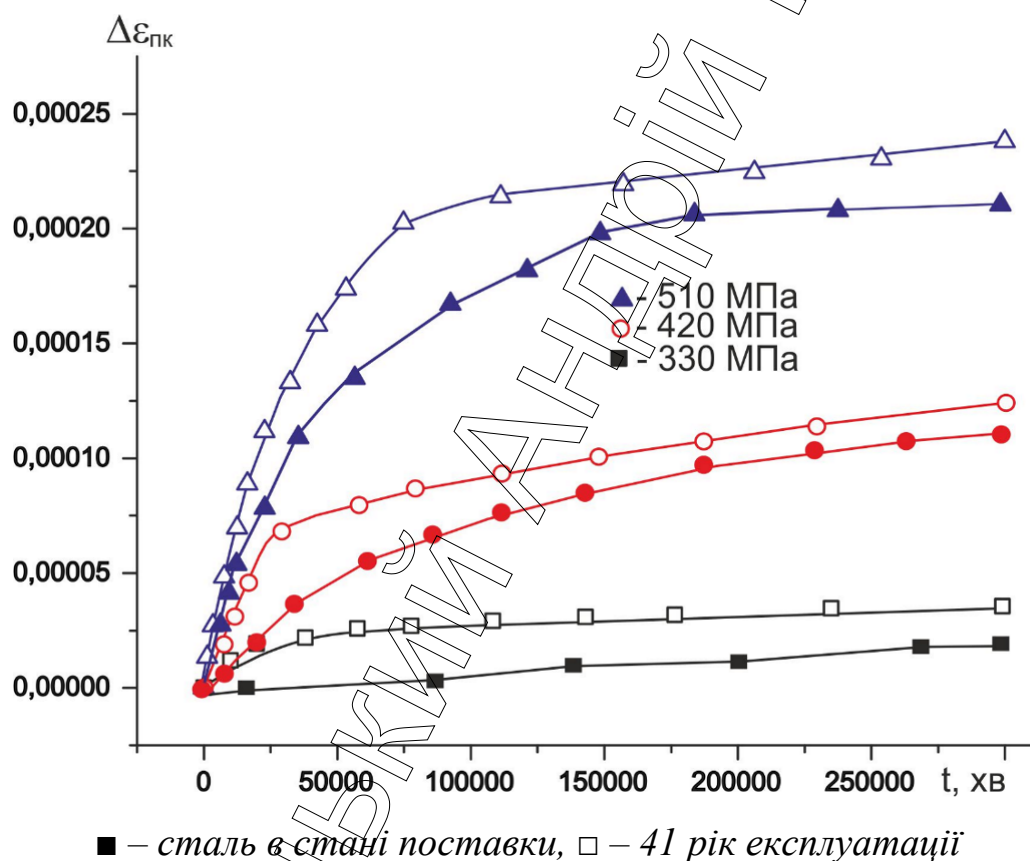
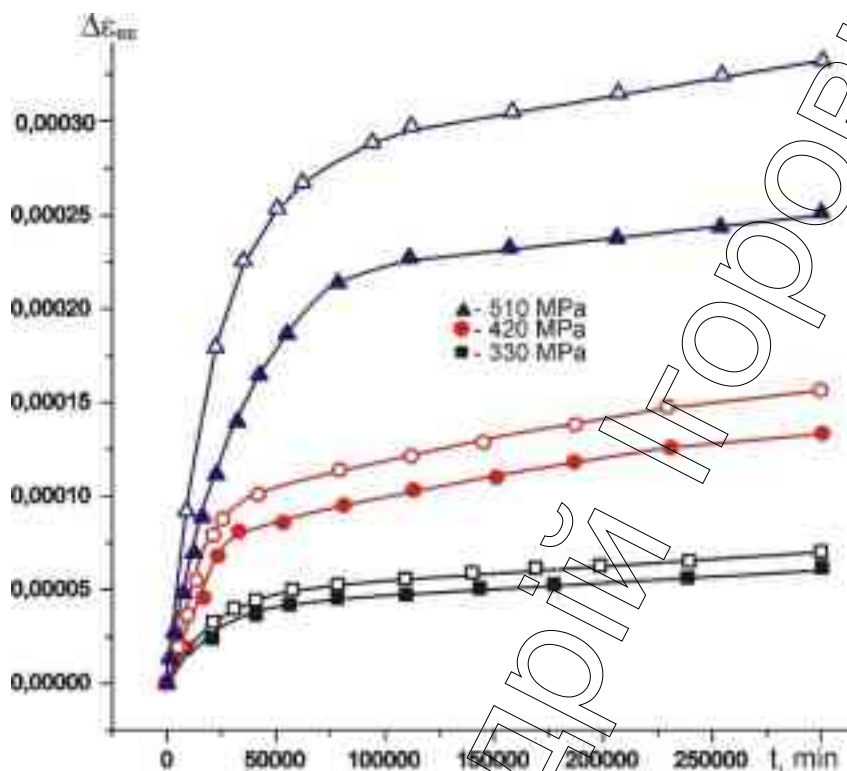


Рисунок 3.2 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-1

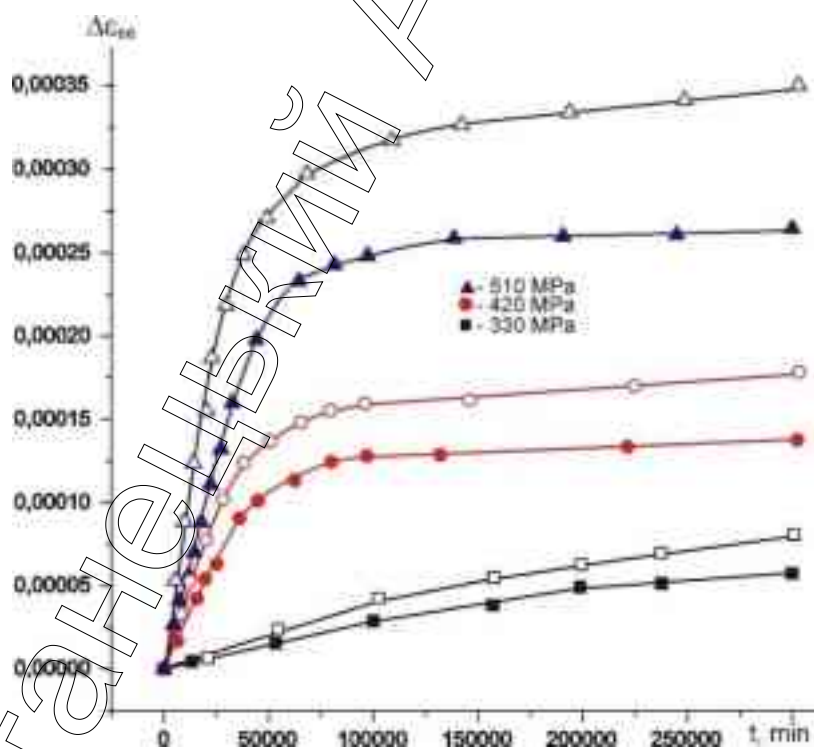
Такі зміни у характері деформаційних процесів можна пояснити спільною дією двох чинників – рівня прикладених механічних напружень та корозивної дії середовища [5-9, 11-14, 124-127]. Причому роль корозивного середовища є визначальною, про що свідчить порівняння з кінетичними кривими на повітрі. Проаналізувавши показники приросту деформації та кутів нахилу завершальних ділянок кривих можемо зробити

висновок, що для трубної сталі 17ГС у стані поставки найнебезпечнішими у даній групі середовищ будуть МС2 та МС3.



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.3 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-2



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.4 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-3

Процеси тривалої дії ґрунтового електроліту на сталь трубопроводу полегшує розвиток поверхневих дефектів, отриманих на стадії виробництва та укладання. Також взаємодія з корозивним середовищем є причиною збільшення пошкодженості поверхні труби, що виражається в утворенні та розвитку корозійних уражень. Тому при оцінці працездатності трубопроводу та з метою її забезпечення при тривалій дії експлуатаційних середовищ необхідно враховувати вплив корозійного та механічного чинників на експлуатаційні характеристики труб, що тягне за собою необхідність проведення додаткових моніторингових заходів на ділянках, які проходять через високомінералізовані ґрунти.

Якщо порівняти деформаційну поведінку експлуатованого та неексплуатованого матеріалу, неважко помітити збереження зафіксованої на повітрі тенденції приросту абсолютної величини деформації повзучості. Водночас у всіх модельних середовищах, на відміну від повітря, неозброєним оком фіксуємо тенденцію збільшення абсолютного приросту деформації повзучості і з зростанням рівня номінальних напружень.

Збільшення концентрації корозивних компонентів у модельних середовищах викликає незначне зростання абсолютної величини деформації повзучості, більш небезпечним є зростання кута нахилу завершальної ділянки кривої повзучості при найнижчих рівнях напружень (табл. 3.1). Така тенденція особливо небезпечна з огляду на те, що трубопровід у такому режимі повинен експлуатуватися значний період часу, що може призвести до підвищення ризику виникнення аварійних ситуацій.

Занепокоєння викликає не тільки сам факт збільшення кута нахилу завершальних ділянок кривих для тривалоексплуатованого металу трубопроводу, а й величина цього приросту, яка за екстремальних навантажень може сягати 2,5-3,2 рази, що небезпечно зменшення показників живучості для тривалоексплуатованої сталі. Навіть за

найменших досліджуваних напружень показники приросту кута нахилу знаходяться у межах 28-41%, що свідчить про підвищену чутливість до тривалої дії експлуатаційних середовищ, і вимагає вживати запобіжних заходів для забезпечення працездатності трубопроводів у таких умовах.

Потрібно постійно розширювати сортамент досліджуваних сталей для нагромадження масиву даних із метою розробки концепції корозійного моніторингу трубопроводів та комплексу заходів із забезпечення їх надійної роботи при тривалій дії експлуатаційних середовищ (грунтових електролітів, підтоварної води тощо).

Таблиця 3.1– Кути нахилу завершальних ділянок кривих деформації сталі 17ГС у МС

МС	Неексплуатована труба			41 рік експлуатації		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
1	2,95	6,6	5,74	4,15	7,8	7,05
2	5,7	8,75	9,4	7,32	10,09	10,5
3	6,4	4,2	1,45	8,85	6,2	4,6

Таким чином, в результаті проведених досліджень вивчено вплив тривалої експлуатації на деформаційну поведінку матеріалу трубопроводу у хлоридних модельних середовищах, і показано, що залежно від рівня номінальних напружень приріст деформації повзучості порівняно з неексплуатованою сталлю може складати до 30%.

Водночас, загальний приріст деформації для експлуатованого протягом 40 років матеріалу трубопроводу лежить в межах 3...7% сам по собі не є достатньо небезпечним. Основні ризики полягають у кумулятивній дії кількох чинників (зменшення несучої здатності, погіршення характеристик тріщиностійкості, вплив наводнювання тощо), за якої будь-яке погіршення експлуатаційних характеристик може стати фатальним.

Хлоридно-сульфатні електроліти. У всіх модельних середовищах спостерігаємо значні абсолютні та відносні прирости деформації. Порівняно із випробовуваннями на повітрі фіксуємо інтенсифікацію деформування матеріалу трубопроводу, яка досягає максимуму в МС6, де, як показано раніше, маємо специфічне співвідношення концентрацій хлоридів та сульфатів з максимальної синергетикою (рис. 3.7).

Разом з тим, у всіх хлоридно-сульфатних середовищах спостерігається істотний приріст швидкості деформування при мінімальному рівні номінальних напружень. Скоріше за все, це пов'язано із підвищеним рівнем локалізації корозійних процесів. Тому можемо констатувати наявність підвищеної небезпеки розвитку корозійно-механічних процесів у цих середовищах навіть за штатних режимів експлуатації трубопроводу [5-9, 11-14, 124-127].

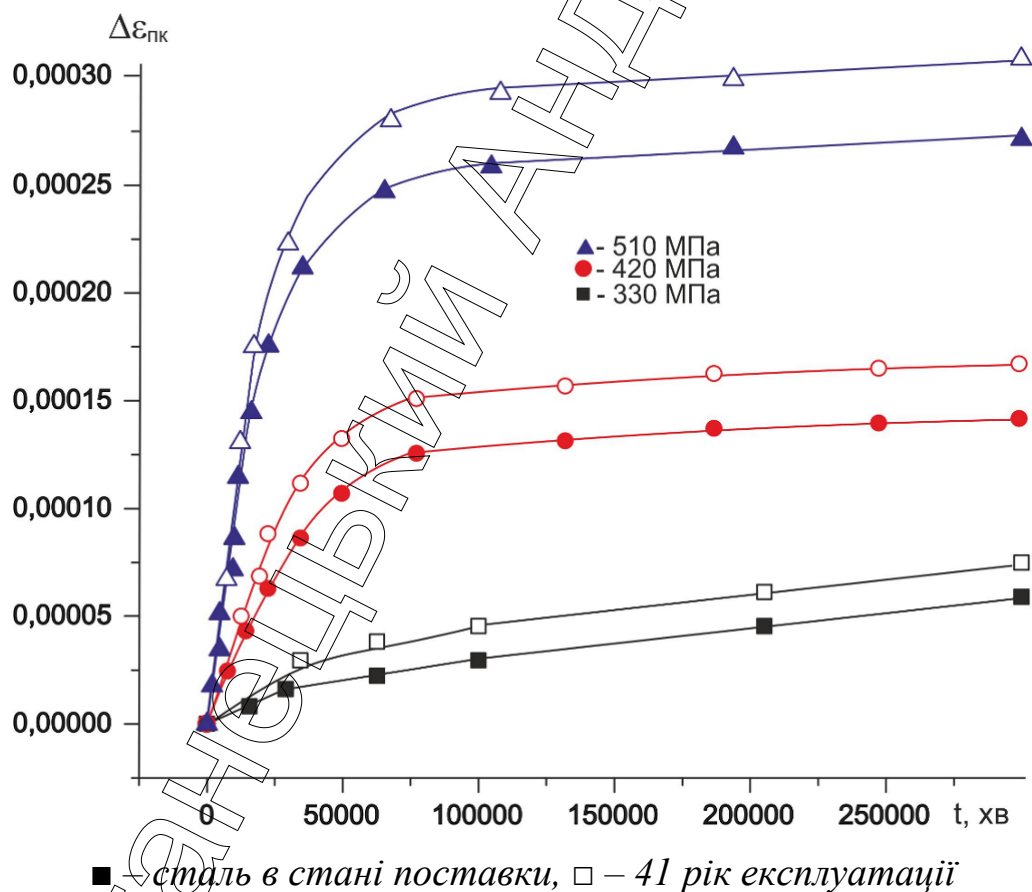


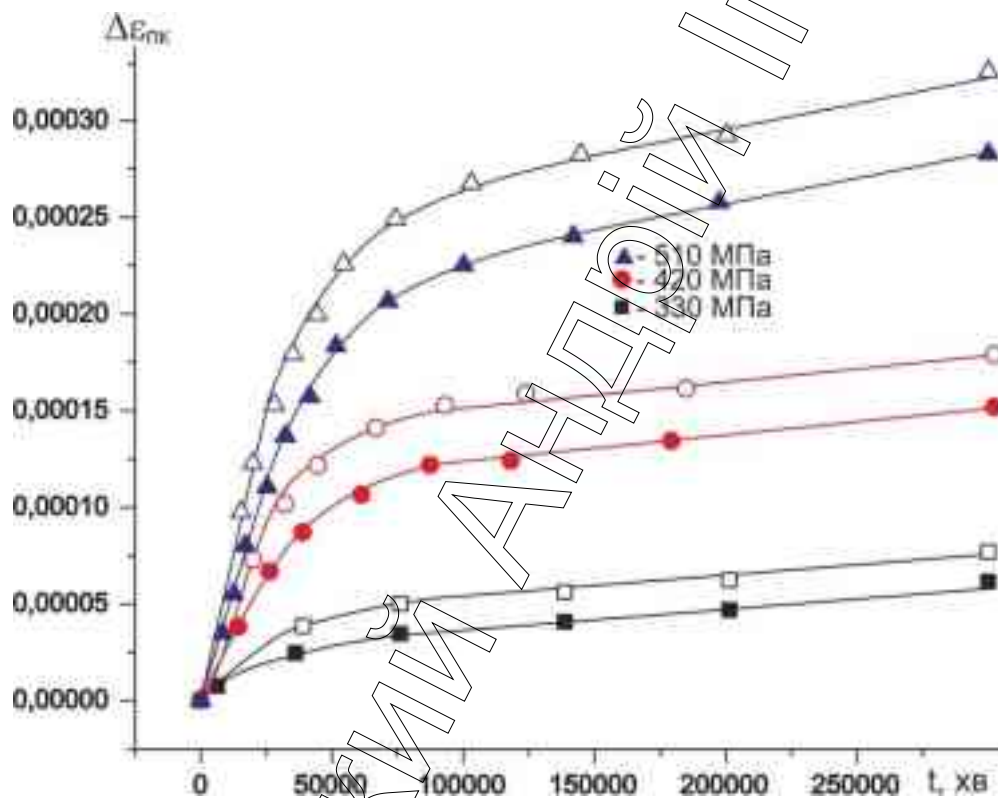
Рисунок 3.5 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-4

У хлоридно-сульфатних електролітах фіксуємо підвищену



чутливість трубної сталі до їх тривалої дії, що необхідно враховувати при оцінці ресурсу роботи.

Особливо слід відзначити значні кути нахилу завершальної ділянки кривої в МС5 та МС6, що свідчить про нестационарність процесу і несе в собі ризики виникнення значних (аж до наскрізних) корозійних уражень в високомінералізованих ґрунтових електrolітах за середніх та підвищених номінальних напружень. Найбільші експлуатаційні ризики прогноуються для ділянок трубопроводів у складних умовах експлуатації.



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.6 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-5

Окремо слід відзначити підвищену небезпеку виникнення позаштатних ситуацій на трубопроводах низького тиску, де, як свідчать попередні дослідження [66-67] частота виникнення та розвитку наскрізних корозійних уражень є найвищою. Це зумовлено відсутністю активного протикорозійного захисту та недосконалістю нанесених понад 20 років тому ізоляційних покриттів. Потрібно також взяти до уваги те, що



трубопроводи низького тиску виготовлені здебільшого із звичайних вуглецевих сталей (сталь 20, Ст3 тощо), показники корозійної стійкості яких є відчутно нижчими ніж для низьколегованих (17ГС, 09Г2С, 19Г тощо). Дана проблема є досить актуальною, ураховуючи значне збільшення вартості газу як для населення так і для промисловості, що вимагає розроблення заходів із мінімізації втрат газу в мережах, особливо в умовах економічної кризи.

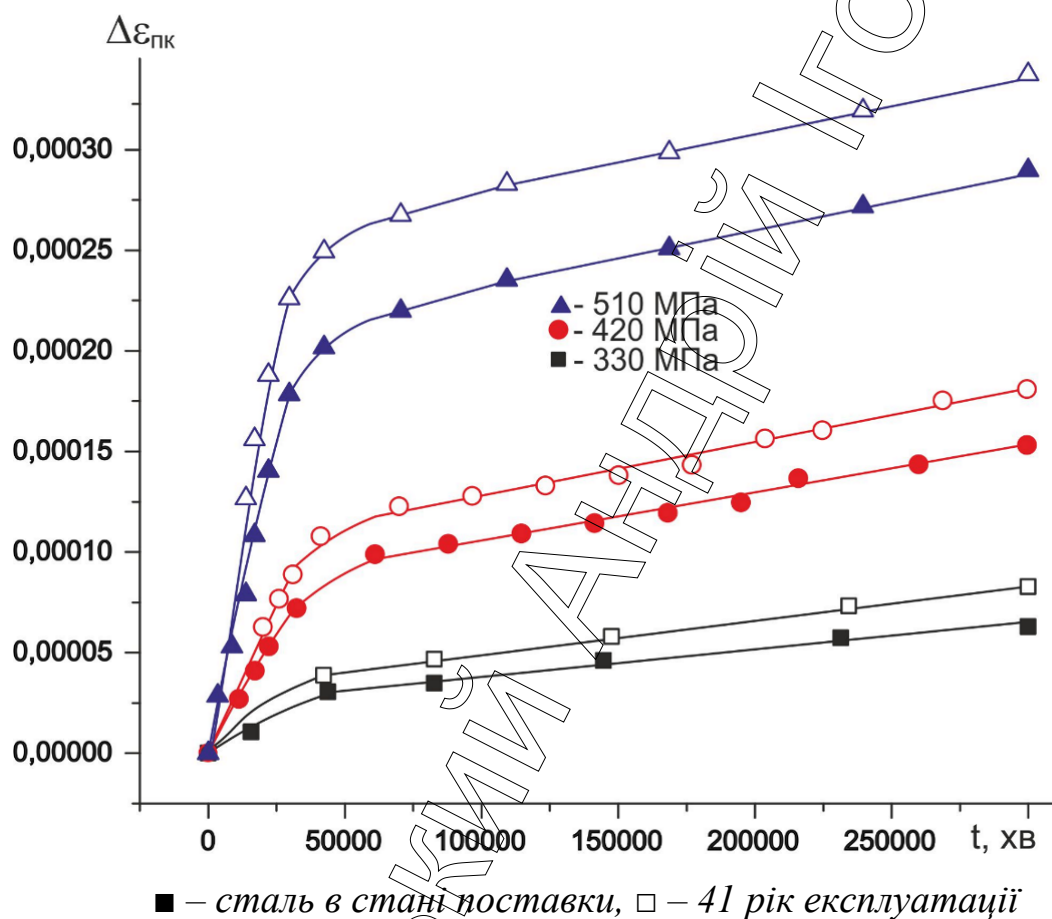


Рисунок 3.7 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-6

Таблиця 3.2 – Кути нахилу завершальних ділянок кривих деформації сталі 17ГС у МС

МС	Неексплуатована труба			41 рік експлуатації		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
4	6,532	1,729	2,845	6.817	2.791	3.707
5	4,683	5,776	10,995	5.3	6.6	12.7
6	5,992	9,88	12,035	7.8	12.1	13.1

Середні показники нестационарності процесу (кута нахилу завершальної ділянки деформаційної кривої) для тривалоексплуатованої сталі вищі на 15-20%, що необхідно враховувати при оцінці працездатності трубопроводу в умовах тривалого впливу корозивного середовища.

Таким чином, досліджено вплив терміну роботи та тривалої дії нейтральних ґрунтових електролітів на деформаційну поведінку трубної сталі 17ГС, і показано, що залежно від рівня номінальних напружень приріст деформації повзучості порівняно з неексплуатованою сталлю може складати 25-30%.

### 3.1.2 Кінетика деформації трубної сталі 19Г

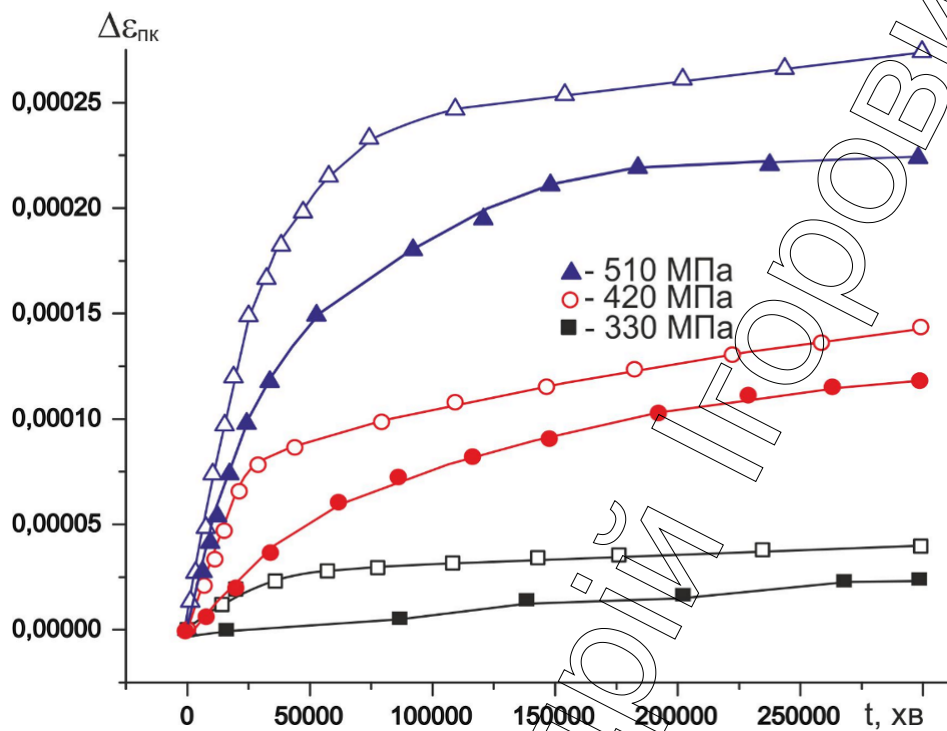
Наступним етапом досліджень було вивчення деформаційної поведінки сталі 19Г у нейтральних ґрунтових електролітах та її порівняння із сталлю 17ГС.

У хлоридних електролітах спостерігаємо характерну для обох досліджуваних сталей зростаючу кінетику деформації. Однак аналіз абсолютних та відносних приростів дав змогу виявити наступні особливості.

Трубні сталі у стані поставки характеризуються незначними відмінностями у деформаційній поведінці, однак порівнюючи абсолютні та відносні прирости деформацій, встановлено, що тривалоексплуатована сталь 19Г більш чутлива до тривалої дії ґрунтового електроліту, про що свідчить інтенсифікація деформаційних процесів, зокрема на початковій стадії швидкість деформації зростає до 20-30% [5-9, 124-127].

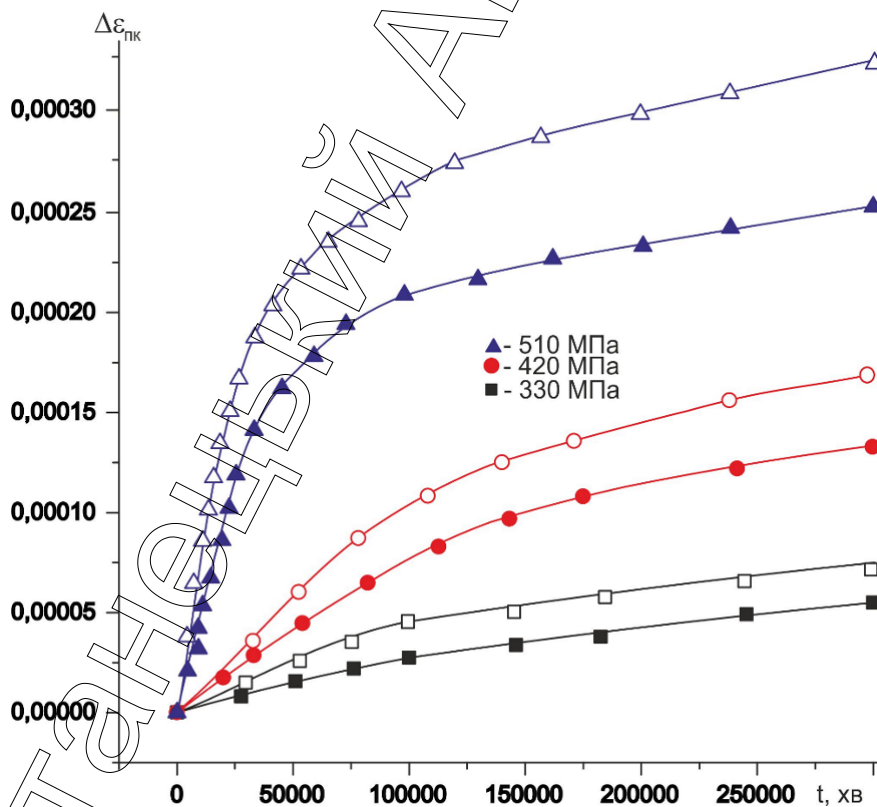
Подальша кінетика не вирізняється якимись деформаційними особливостями, однак для всіх середовищ спостерігається вищий рівень величини приросту деформації. Особливо небезпечні тенденції у МС2 та МС3, де поряд із значними абсолютними приростами (МС3) спостерігаємо

ще й підвищений ризик тривалого розвитку процесу (МС2), про що свідчить величини кутів нахилу завершальних ділянок кривих (табл. 3.3).



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

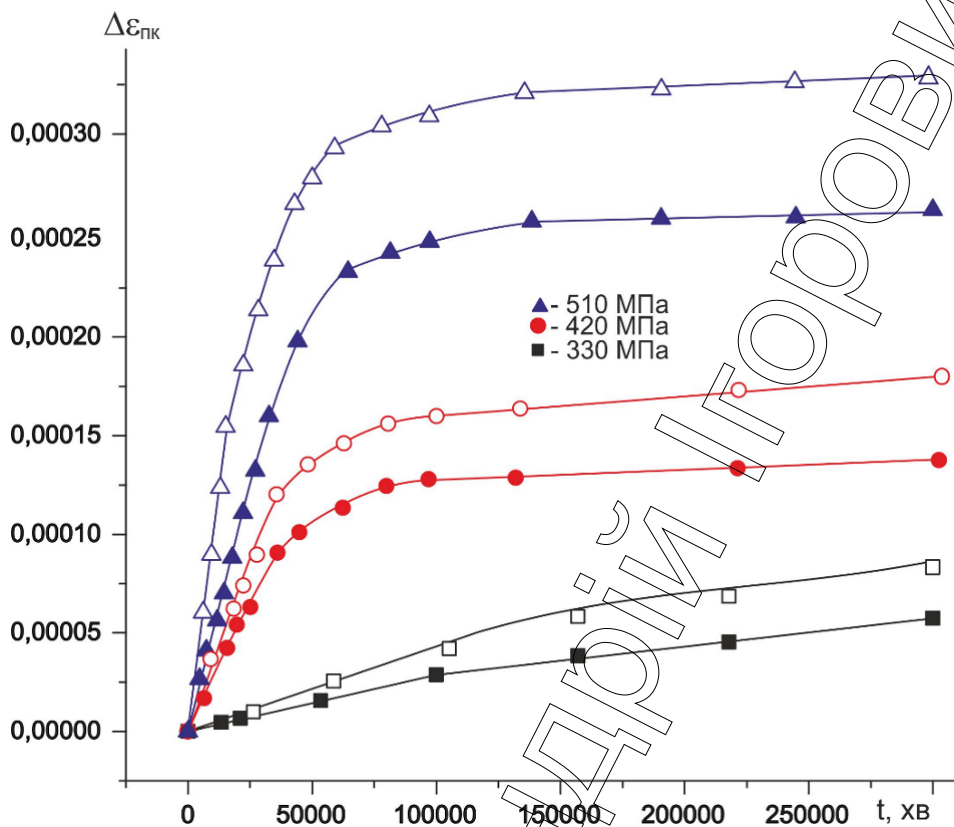
Рисунок 3.8 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-1



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.9 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-2

Таким чином, у нейтральних хлоридних середовищах прирости показників деформації для сталі 19Г на 7-15% вища, ніж для 17ГС.



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

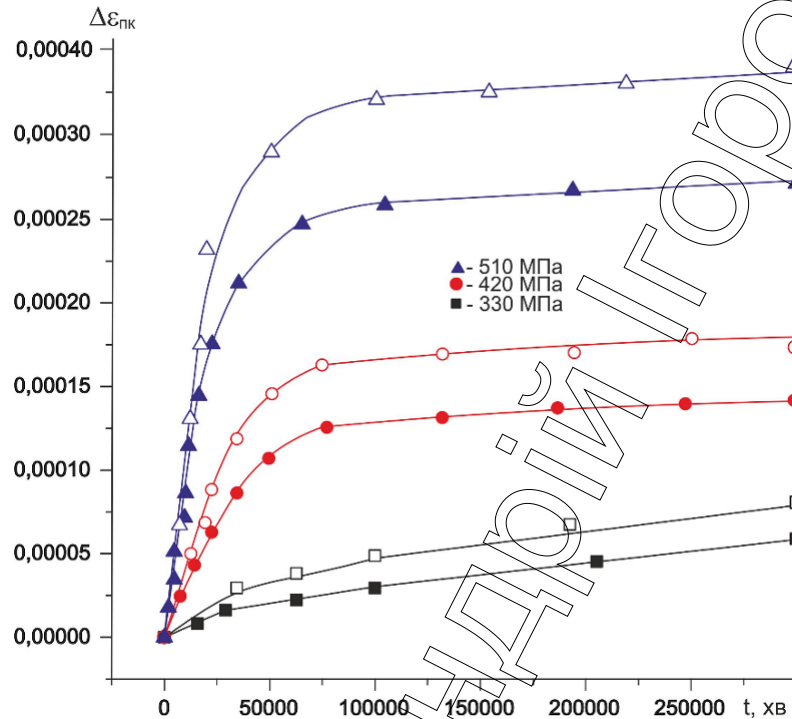
Рисунок 3.10 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-3

Крім того, у МС2 зафіксовано значну нестационарність процесу деформування на останній стадії. Така поведінка свідчить про значні прогнозні прирости деформації в результаті дії корозивного середовища в умовах тривалої експлуатації, що, за умови невчасного реагування ремонтних служб, може спричинити до розгерметизації труби.

Таблиця 3.3 – Кути нахилу завершальних ділянок кривих деформації сталі 19Г у МС

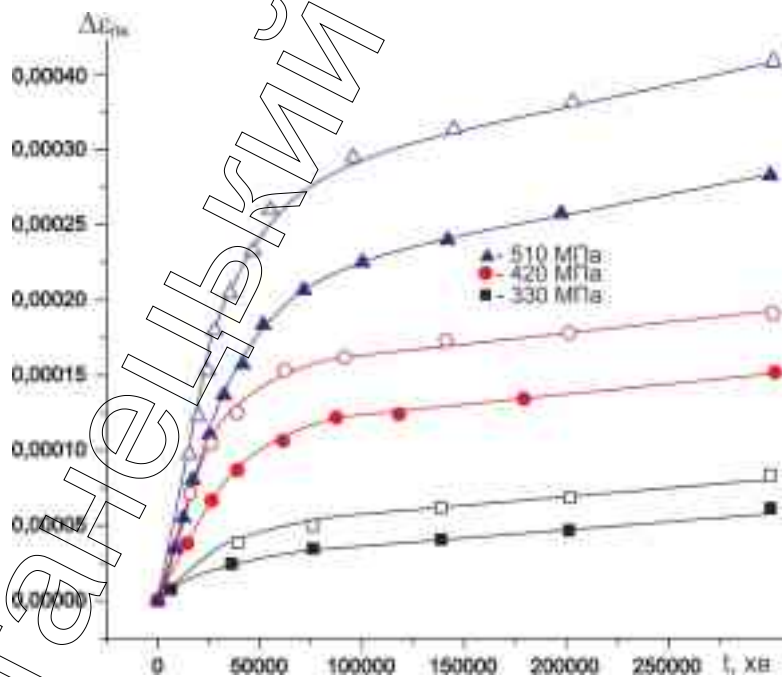
МС	Неексплуатована труба			41 рік експлуатації		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
1	2,92	6,642	5,517	2,96	6,72	5,817
2	5,82	8,81	9,481	6,563	9,664	12,764
3	4,42	2,54	1,621	7,194	4,391	2,109

У хлоридно-сульфатних ґрунтових електролітах поведінка сталі 19Г відрізняється, порівняно із 17ГС, збільшенням швидкості приросту деформації на першій стадії та збільшенням абсолютних величин деформацій та їх відносних приростів для всіх модельних середовищ.



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

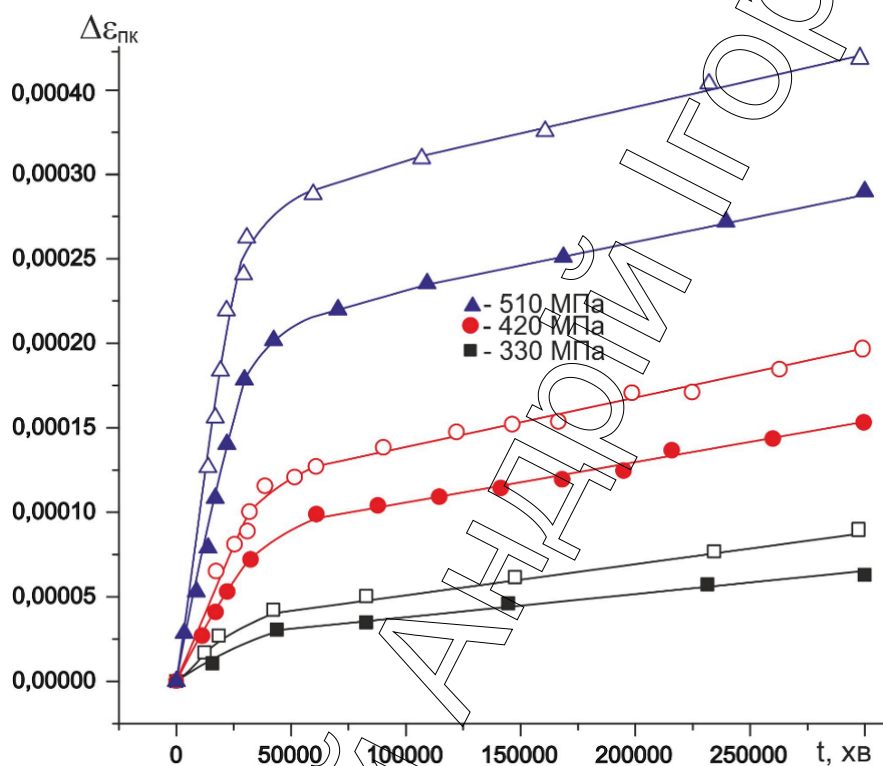
Рисунок 3.11 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-4



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.12 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-5

Крім того, у МС5 та МС6 спостерігаємо значні величини кутів нахилу завершальних ділянок (табл. 3.4). Можемо зробити висновок, що у хлоридно-сульфатних електролітах для досліджуваних тривалоексплуатованих сталей існує підвищена небезпека розвитку корозійно-механічних процесів у місцях пошкодження протикорозійного покриття.



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.13 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-6:

Також необхідно звернути увагу на кут нахилу завершальних ділянок кривих деформації при мінімальному рівні номінальних напружень. Для усіх хлоридно-сульфатних середовищ фіксуємо зростаючу кінетику, яка вказує на підвищену небезпеку розвитку корозійних пошкоджень та розвитку корозійно-механічних процесів. Не слід забувати, що висока чутливість до тривалої дії експлуатаційних середовищ може стати причиною розгерметизації трубопроводів із невеликою товщиною стінки. Окремо варто виділити промислові трубопроводи, якими часто транспортується вологий газ, що зумовлює нагромадження підтоварної

води у нижній частині труби. Остання діє як корозивне середовище і за відсутності активного протикорозійного захисту може стати причиною витоку транспортованого продукту та завдання шкоди працівникам та довкіллю.

Таблиця 3.4 – Кути нахилу завершальних ділянок кривих деформації сталі 19Г у МС

МС	Неексплуатована труба			41 рік експлуатації		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
4	6,62	1,789	2,975	6,817	2,766	3,852
5	4,795	5,936	11,279	5,301	6,297	12,326
6	6,15	10,25	12,845	7,805	11,537	13,141

Отже, у нейтральних ґрунтових електролітах найбільші ризики виникнення позаштатних ситуацій для обох досліджуваних сталей спостерігаються у МС2, МС5 та МС6. Особливо небезпечними виявлені тенденції є для рівнів підвищених рівнів напружень, які можуть виникати при просіданнях ґрунту на ділянках зі складними умовами експлуатації.

### 3.2 Вплив кислотності середовища на опір деформаціям тривалоексплуатованих трубних сталей

На сьогодні Україна є одним з найбільших у світі транзитерів природного газу. Системами магістральних газопроводів, які перебувають у користуванні НАК «Нафтогаз України», російський природний газ надходить до країн Західної, Центральної та Східної Європи. Ці системи технологічно зв'язані з аналогічними магістральними газопроводами Росії, Білорусі, Молдови, Румунії, Угорщини, Словаччини та Польщі, а через них - і з газопроводами всього Європейського континенту. Пропускна спроможність вітчизняної газотранспортної системи на вході становить



290 млрд.  $m^3$ , а на виході (до країн Західної, Центральної та Східної Європи, а також до Молдови і на південь Росії) - майже 170 млрд.  $m^3$  на рік.

Однак останнім часом все частіше звучать закиди про ненадійність української ГТС через вичерпання значною частиною магістральних газопроводів проектного ресурсу експлуатації. Однак, як показують роботи провідних українських вчених [22, 57, 86, 111-113, 118], плановий ресурс не може бути однозначним критерієм, оскільки його розрахунок проводився під час спорудження трубопроводу за тогочасними нормативними документами і не міг урахувати наукові досягнення останніх 30 років. Теоретико-експериментальні дослідження деградації матеріалу труб засвідчили зміни їх фізико-механічних характеристик, які однак не є катастрофічними, а їх використання при оптимізації режимів роботи дасть змогу забезпечити надійну роботу ГТС України. З цією ж метою необхідно вивчати поведінку трубних сталей в умовах тривалої дії експлуатаційних середовищ для забезпечення працездатності трубопроводів. З цією метою проведено дослідження синергічної дії корозійного і механічного чинників на зразках-моделях, вирізаних зі стінки труби.

Завершальним етапом вивчення впливу терміну експлуатації на деформаційну поведінку матеріалу трубопроводу були випробовування у кислих ґрунтових електролітах. Актуальність вивчення впливу рН на особливості корозійно-механічних процесів зумовлена тим, що на Західній Україні, де проходять значна частина стратегічно важливих трубопроводів, поширені кислі ґрунти з хлоридними та хлоридно-сульфатними електролітами [128]. З літератури [129-130] відомо про особливу чутливість тривалоексплуатованих трубопровідних сталей до водневого окрихчення, ризик виникнення якого в кислих середовищах найбільший.

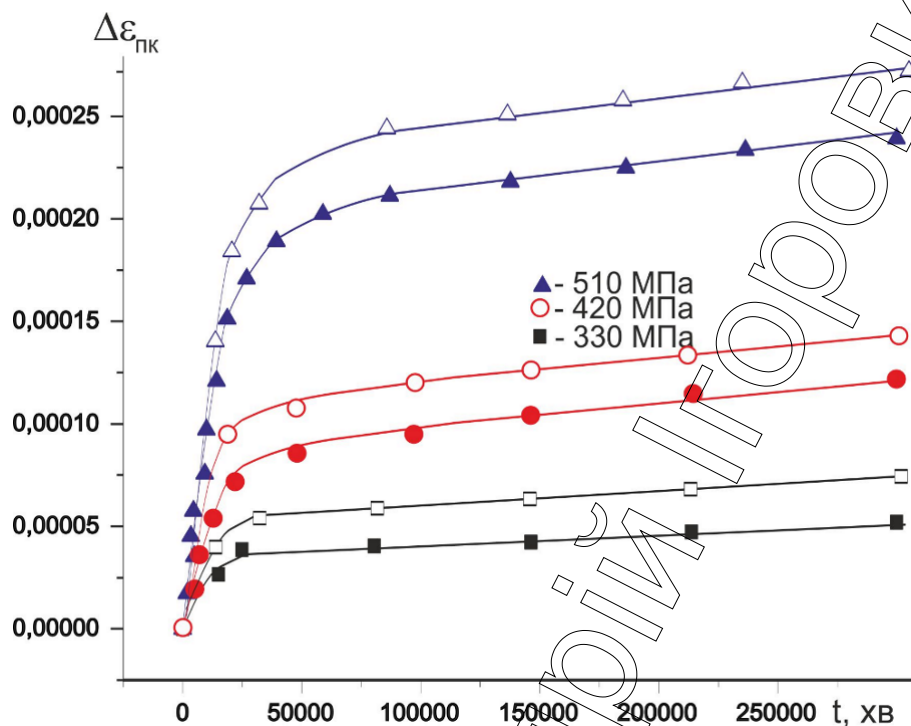


### 3.2.1 Кінетика деформації трубної сталі 17ГС у кислих ґрунтових електролітах

Кисла реакція ґрунту тягне за собою виникнення низки небезпечних процесів. У середовищах з рН менше 5,4 починає розвиватися воднева деполяризація, яка супроводжується виділенням водню і може викликати наводнення сталі трубопроводу, та пов'язану з цим водневу крихкість і корозійне розтріскування. Особливо небезпечні такі процеси у випадку деградованих матеріалів, у мікроструктурі яких внаслідок тривалої експлуатації утворюються порожнини, де може акумулюватися водень, спричинюючи цим різке зменшення пластичності та викликаючи швидке поширення тріщин, яке може спричинити розгерметизацію чи навіть спонтанне руйнування по зварних швах. Тому вивчення деформаційної поведінки сталі трубопроводу у кислих ґрунтових електролітах є надзвичайно важливим етапом для визначення прихованих експлуатаційних ризиків [125-126].

Підкислені хлоридні середовища. Першим етапом дослідження впливу рН на деформаційну поведінку тривалоексплуатованої трубної сталі були випробовування в підкислених хлоридних електролітах. Зі збільшенням величини номінальних напружень інтенсивність процесу деформування зростає. При найвищому, близькому до границі міцності навантаженні, спостерігаємо на кривій повзучості уступи. Причому характерно, що для деградованого матеріалу вони різкіші і починають появлятися при нижчих рівнях напружень (помітні уже при 420 МПа). Очевидно, така деформаційна поведінка може бути спричинена поширенням мікротріщин, що й зумовлює стрибкоподібне зростання деформації. Оскільки в деградованій сталі значно більша кількість накопичених пошкоджень, в тому числі і мікротріщин в зародковому стані, то для їх зрушення потрібен нижчий рівень номінальних напружень. Така

деформаційна поведінка підтверджується раніше проведеними в ІФНТУНГ дослідженнями [4, 5, 6, 11, 125-126].



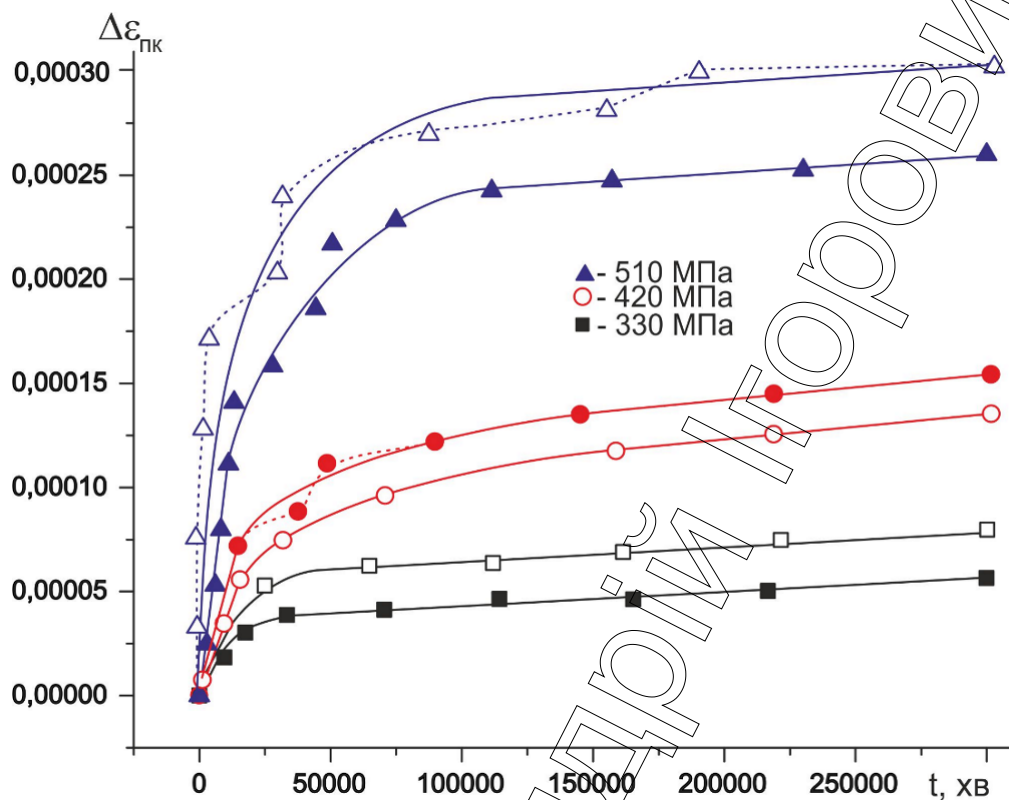
■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.14 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-7

В МС7, значення рН в якому рівне 5, спостерігаємо приріст деформації від 5 до 15 відсотків (рис. 3.14), залежно від рівня номінальних напружень, фіксуємо також збільшення кута нахилу завершальної ділянки кривої, що вказує на небезпеку подальшої втрати матеріалом опору тривалим деформаціям. Помітних деформаційних скачків не фіксується, ризик аварійної розгерметизації незначний, що пов'язано із превалюючим механізмом кисневої деполаризації, і незначним водневим окрихченням.

При подальшому зменшенні рН до 4 (МС8) фіксуємо істотні деформаційні флуктуації (рис. 3.15). Особливо помітні вони в області високих напружень, що пояснюється впливом механічного чинника на фоні водневого окрихчення. Виразно спостерігаються цикли прискорення-сповільнення деформації, які відповідають циклам росту тріщини. Найінтенсивніші вони на першому етапі експозиції, далі швидкість приросту деформації спадає. Приріст деформації становить 7-18%, проте є

ризик раптової розгерметизації внаслідок розтріскування, зумовленого водневим окрихченням [125-126, 6, 7, 8, 11].



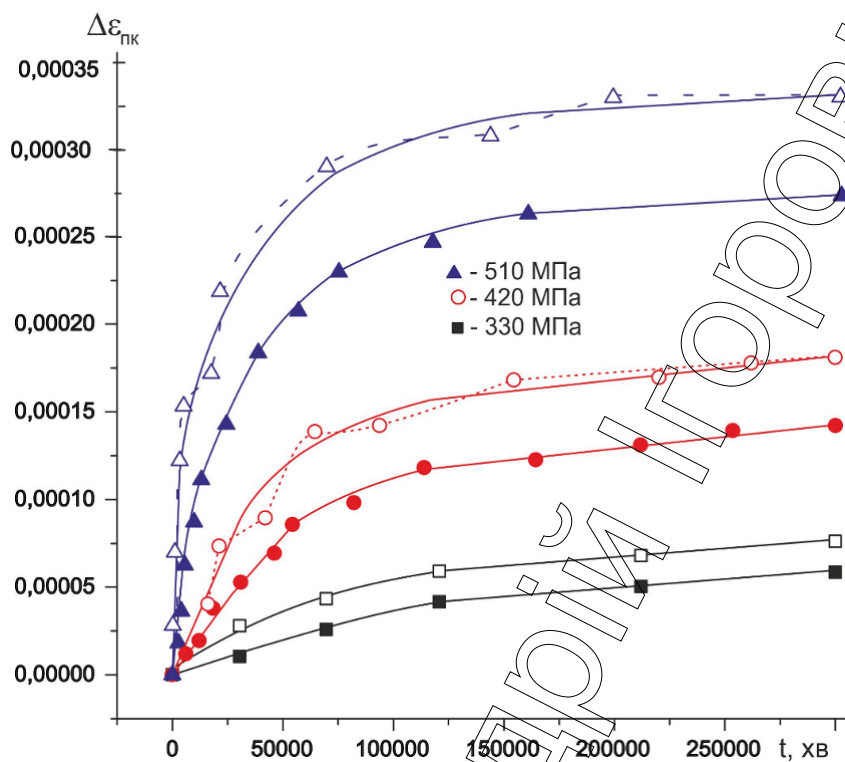
■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.15 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-8

Деформаційна поведінка тривалоексплуатованої сталі у МС9 при рН 3 є більш прогнозованою. Деформаційні стрибки фіксуються, проте вони значно плавніші, ніж в МС8. Це зумовлено значною хімічною активністю середовища, яка призводить до швидкого притуплення вершини тріщини. Проте тут фіксуємо найбільший абсолютний приріст деформації, який складає 9-24%.

Такі результати вказують на значні ризики розгерметизації внаслідок швидкого розчинення металу в зонах пошкодження ізоляційного покриття. Якщо при цьому урахувати можливість виникнення макрогальванічних елементів вздовж траси трубопроводу та вплив змінного та наведеного струмів, то ситуація стає загрозливою. Необхідно збільшення кількості моніторингових заходів і оптимізація режимів експлуатації, що дасть змогу ефективно використовувати наявні

трубопроводи та забезпечити їх працездатність в умовах тривалої дії експлуатаційних середовищ.



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.16 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-9:

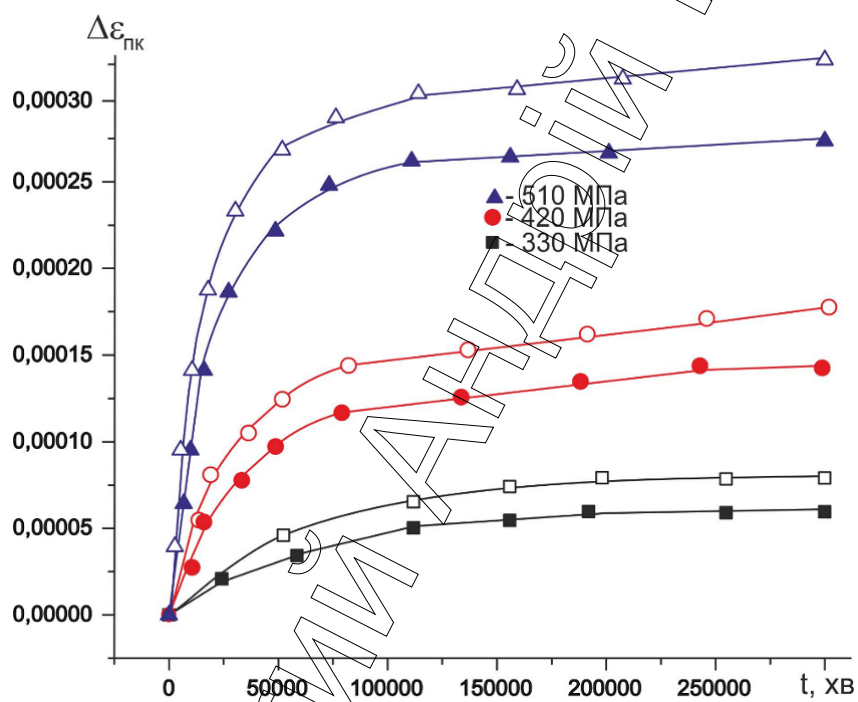
Таблиця 3.5 – Кути нахилу завершальних ділянок кривих деформації у МС

МС	Неексплуатована труба			41 рік експлуатації		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
7	2,395	5,221	6,74	3,865	5,356	7,713
8	3,201	5,792	3,418	3,509	5,909	3,941
9	4,903	5,199	3,604	5,971	6,102	4,527

Підкислені хлоридно-сульфатні ґрунтові електроліти. В досліджуваних експлуатаційних середовищах (рис. 3.17 – рис. 3.19) спостерігаємо кінетику повзучості одночасно подібну і до нейтральних середовищ відповідного мінерального складу і до кислих електролітів із відповідним рівнем рН [11-13, 125-126].

В МС10, значення рН в якому рівне 5, спостерігаємо приріст деформації від 5 до 15 відсотків (рис. 3.17), залежно від рівня номінальних

напружень, фіксуємо також збільшення кута нахилу завершальної ділянки кривої, що вказує на небезпеку подальшої втрати матеріалом здатності чинити опір тривалим навантаженням. Відчутних прискорень процесу деформування не спостерігається, небезпека виникнення локальних корозійних уражень, які можуть стати наскрізними, невелика, що пов'язано із переважання механізмом кисневої деполіризації, і незначним наводнюванням. Порівняно із хлоридними електролітами з аналогічним рН спостерігаємо збільшення абсолютного приросту деформації, що вказує на вищі експлуатаційні ризики в таких середовищах [11-13, 125-126].



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.17 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-10

При подальшому зменшенні рН до 4 (МС11) фіксуємо істотні деформаційні стрибки (рис. 3.18). Особливо помітні вони в області високих напружень, що пояснюється впливом механічного чинника на фоні водневого окрихчення. Виразно спостерігаються цикли прискорення-сповільнення деформації, які відповідають циклам росту тріщини. Найінтенсивніші вони на першому етапі експозиції, далі швидкість приросту деформації спадає. Це пов'язано з притупленням вершин

корозійних тріщин внаслідок збільшення швидкості розчинення матеріалу трубопроводу та відповідним зменшенням рівня концентрації напружень у їх вершинах.

Приріст деформації становить 9-20%, однак внаслідок локалізації корозійних процесів підвищується небезпека розгерметизації і, як наслідок часткової втрати працездатності, в першу чергу розподільчими трубопроводами. Порівняно з підкисленими хлоридними середовищами фіксуємо більший абсолютний та відносний приріст деформації, а також приріст висоти деформаційних стрибків, що, скоріше за все, зумовлено зростанням локалізації корозійних процесів

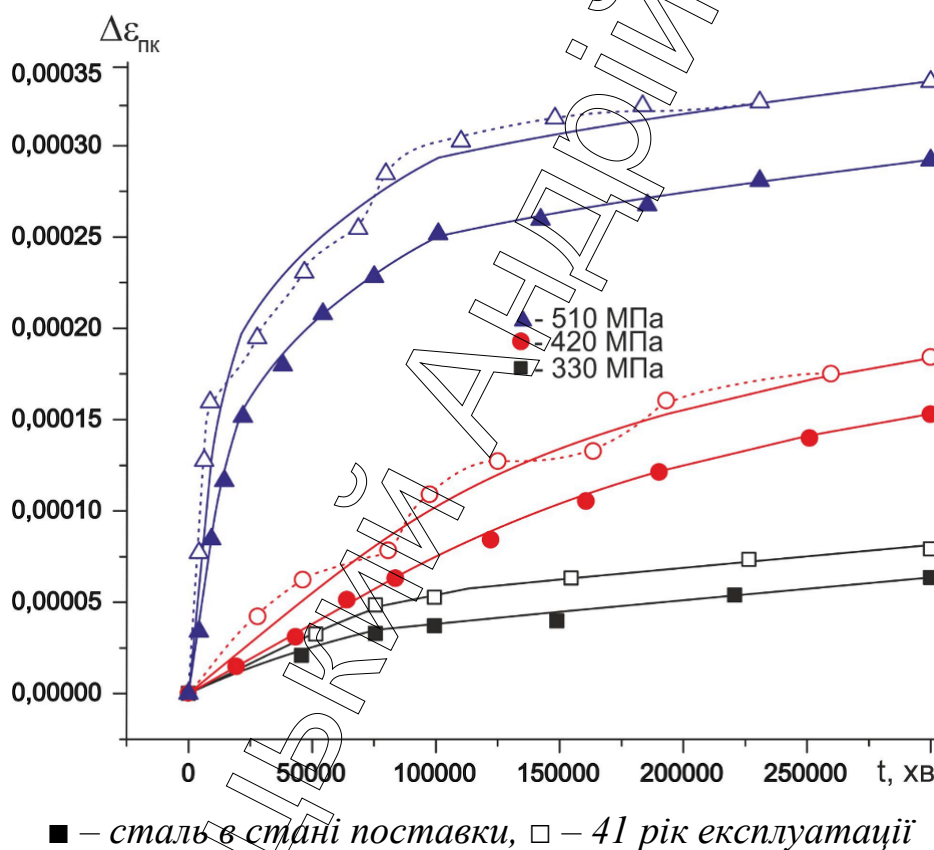


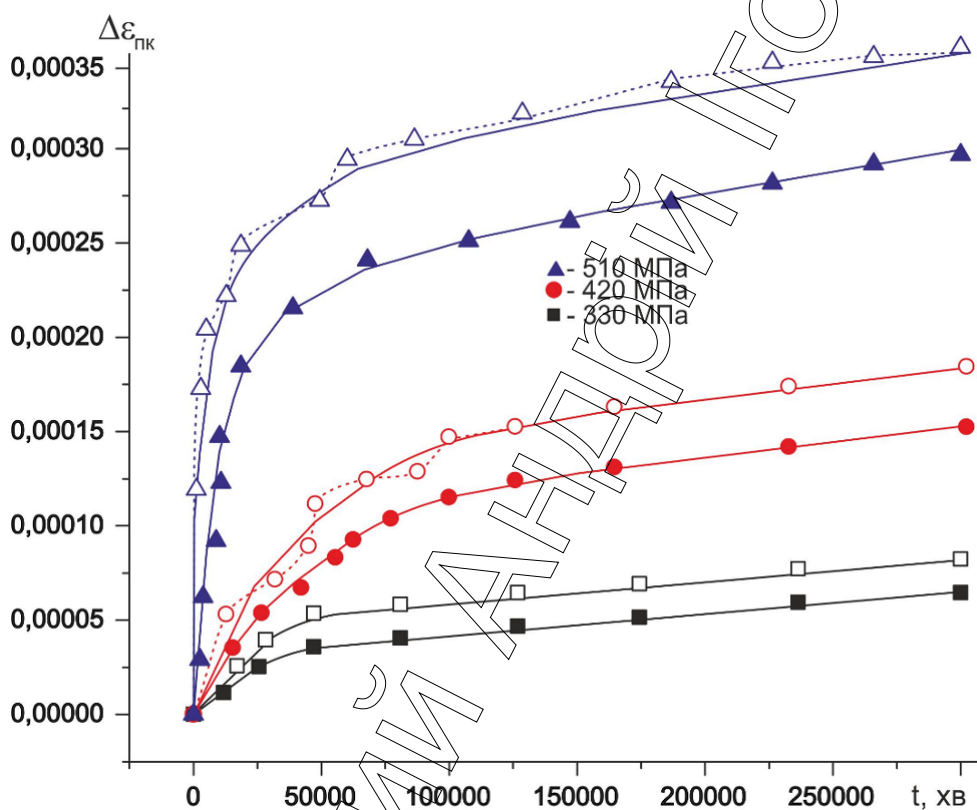
Рисунок 3.18 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-11

Одночасно при 330 МПа при переході від МС10 до МС11 кінетика залишається монотонною, однак збільшення кута нахилу завершальної ділянки свідчить про інтенсифікацію корозійно-механічної деградації поверхні тривалоексплуатованої сталі трубопроводу, проте така тенденція не є загрозливою за умови проведення належних моніторингових заходів



на ділянках пролягання трубопроводу через ґрунти з підвищеною корозійною активністю [11-13, 125-126].

Деформаційна поведінка тривалоексплуатованої сталі у МС12 при рН 3 є більш прогнозованою (рис. 3.19). Цикли прискорення-сповільнення деформації присутні, але швидкість їх розвитку нижча, ніж в МС11. Це зумовлено значною хімічною активністю середовища, яка призводить до швидкого притуплення вершини тріщини.



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.19 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-12

Проте тут фіксуємо найбільший абсолютний приріст деформації. Порівняно з підкисленими хлоридними середовищами, як і в МС11 спостерігаємо збільшення абсолютного та відносного приростів деформації та збільшення кута нахилу завершальної ділянки, що зайвий раз підтверджує найбільшу корозійну активність даного середовища, яка, підсилена дією механічного чинника, може призвести до позаштатних та навіть аварійних ситуацій у районах з підвищеною небезпекою зсувів.

Причому ризик їх виникнення є не тільки у гірських областях, про що свідчать дані розслідування аварії на трубопроводі «Уренгой-Помари-Ужгород» у 2008 р. та аварія на трубопроводі «Прогрес» у 2016 р.

Також, беручи до уваги значну агресивність середовища, неважко спрогнозувати значні ризики розгерметизації внаслідок швидкого розчинення металу в зонах пошкодження ізоляційного покриття. Якщо при цьому урахувати можливість виникнення макрогальванічних елементів вздовж траси трубопроводу та вплив змінного та наведеного струмів, то ситуація стає загрозливою. Необхідно збільшити кількість моніторингових заходів і оптимізувати режими експлуатації, що дасть змогу ефективно використовувати наявні трубопроводи та підвищити надійність їх експлуатації. Значну увагу потрібно також присвятити оптимізації параметрів активного протикорозійного захисту, зокрема вивчити європейський досвід із використання рівня захисного потенціалу, який незначно перевищує теоретичний мінімум з метою мінімізації ризику виділення на поверхні труби, внаслідок перебігу електрохімічних процесів, водню.

Таблиця 3.6 – Кути нахилу завершальних ділянок кривих деформації у МС

МС	Неексплуатована труба			41 рік експлуатації		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
10	1,893	2,305	3,901	2,9	3,3	5,975
11	5,488	6,496	7,92	5,645	7,794	9,331
12	5,056	7,146	9,597	5,719	8,096	10,299

Необхідно також урахувати екологічну складову, оскільки метан є парниковим газом, і його втрати спричиняють не тільки економічні збитки, а й довготривалі наслідки для навколишнього середовища. Важливою залишається і економічна складова, пов'язана із втратами транспортованого продукту внаслідок розгерметизації труб. Не слід



забувати і про екологічні ризики, оскільки метан і парниковим газом, і його викиди у атмосферу матимуть негативний вплив на довкілля в околі пролягання траси трубопроводу.

### 3.2.2 Кінетика деформації трубної сталі 19Г у кислих ґрунтових електролітах

Завершальним етапом експериментального дослідження стало вивчення та порівняльний аналіз деформаційної поведінки деградованої сталі 19Г у кислих ґрунтових електролітах.

Хлоридні підкислені середовища. У МС7 фіксуємо характерну деформаційну поведінку із збільшенням швидкості деформування на першому етапі, що у свою чергу спричиняє збільшення абсолютної деформації та її відносного приросту порівняно із сталлю 17ГС.

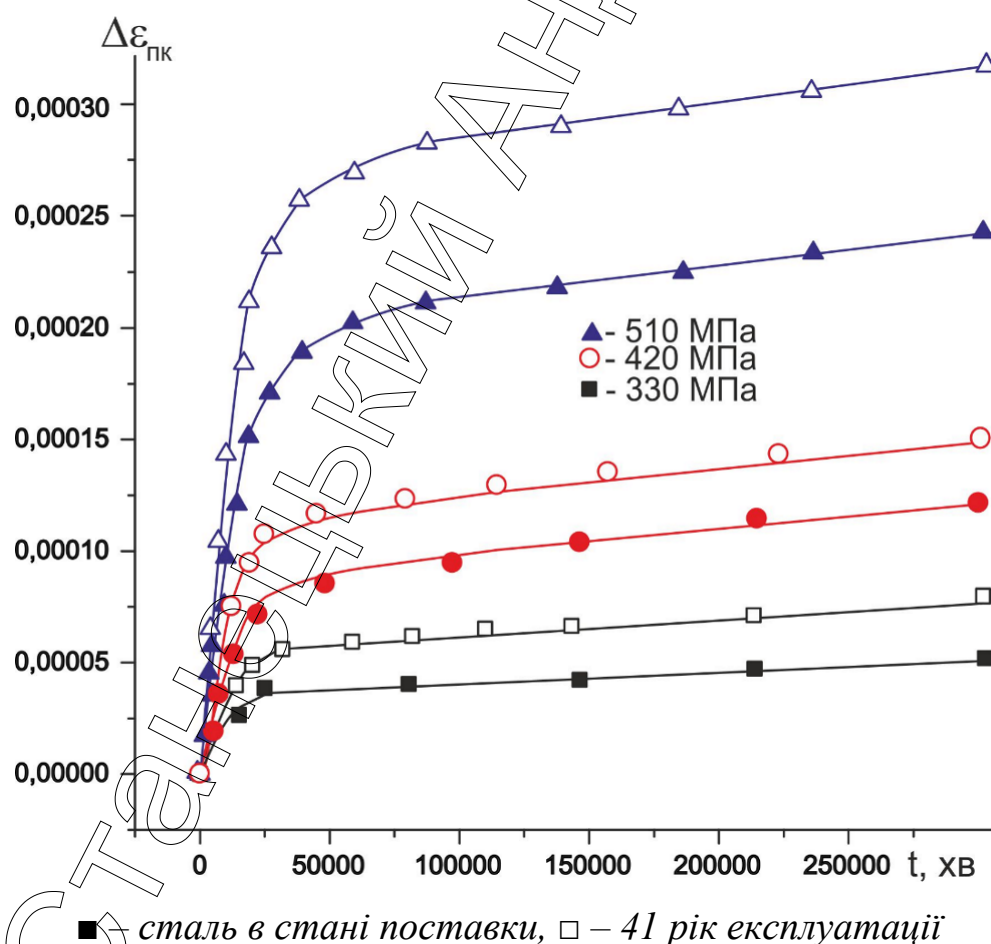
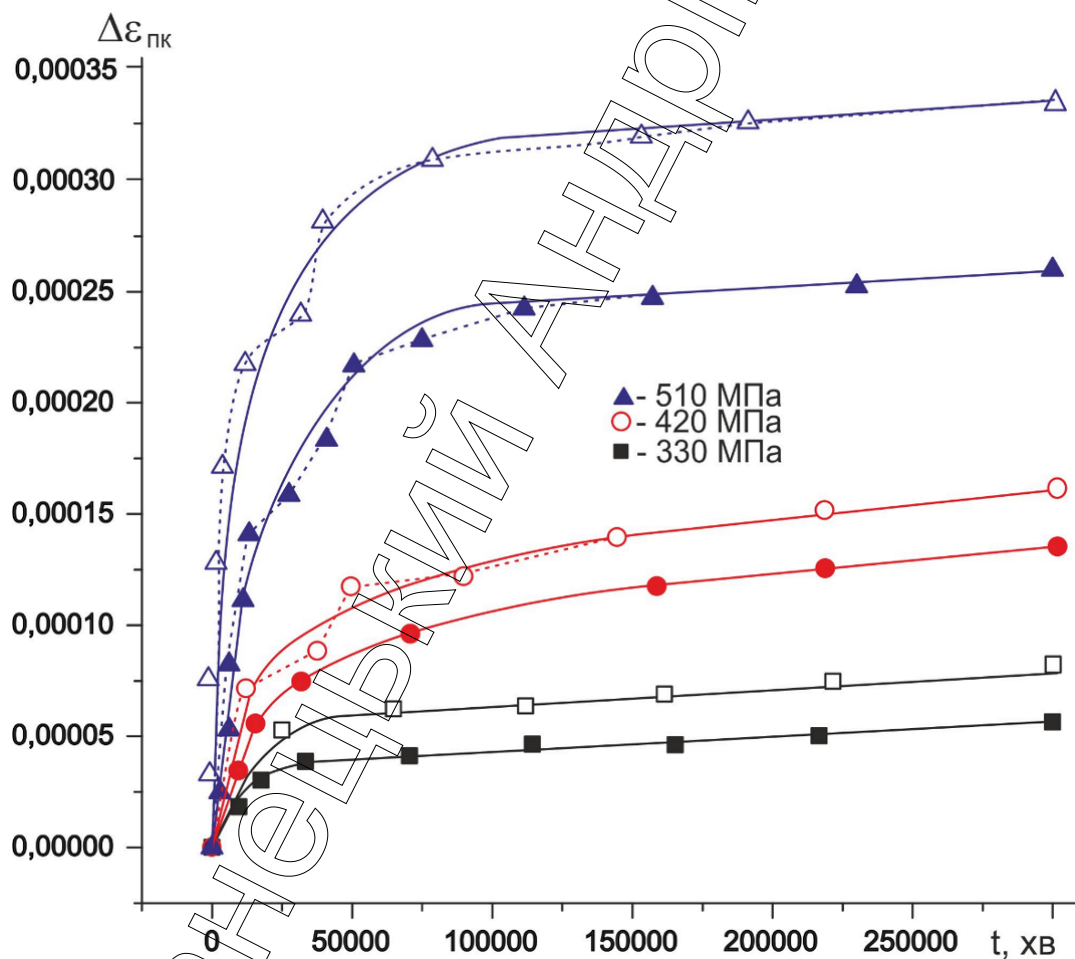


Рисунок 3.20 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-7

Характер кінетичних залежностей монотонний, стрибкоподібних змін деформації не спостерігається. Запас міцності трубопроводів дозволяє успішно продовжувати експлуатацію труб із сталі 19Г понад 40-річний термін за умови регулярного моніторингу параметрів ЕХЗ та мінімізації нерівномірності газоспоживання. Необхідно також більшу увагу приділяти ділянкам біля компресорних станцій, де через підвищення температури газу збільшується ризик пошкодження бітумної та бітумно-полімерної ізоляції [54].

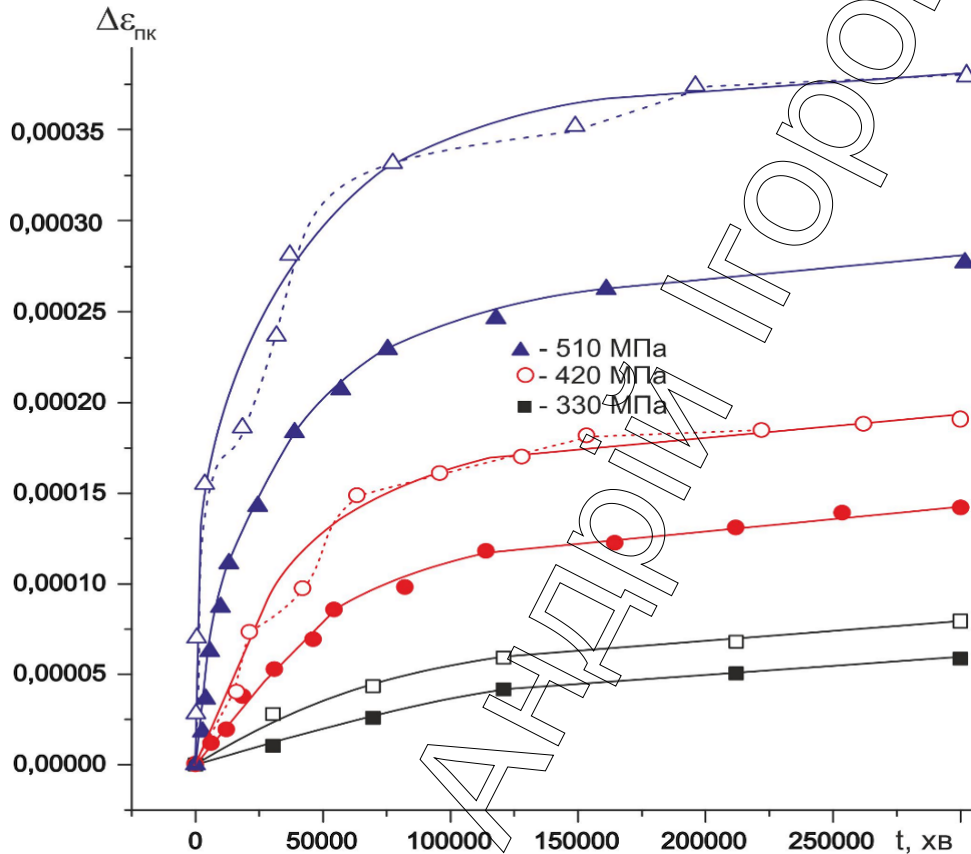
При переході до середовищ із нижчим рН (МС8 та МС9) починають виникати деформаційні стрибки, зумовлені розвитком та поширенням тріщиноподібних корозійних дефектів від поверхні труби.



■ - сталь в стані поставки, □ - 41 рік експлуатації

Рисунок 3.21 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-8

Причому у МС8 (рН4) характер зафіксованих деформаційних змін найбільше сприяє тріщиноутворенню, оскільки спостерігаємо найвищу швидкість розвитку корозійно-механічних процесів, яка відповідає поширенню поверхневих дефектів.



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.22 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-9

Таблиця 3.7 – Кути нахилу завершальних ділянок кривих деформації сталі 19Г у МС

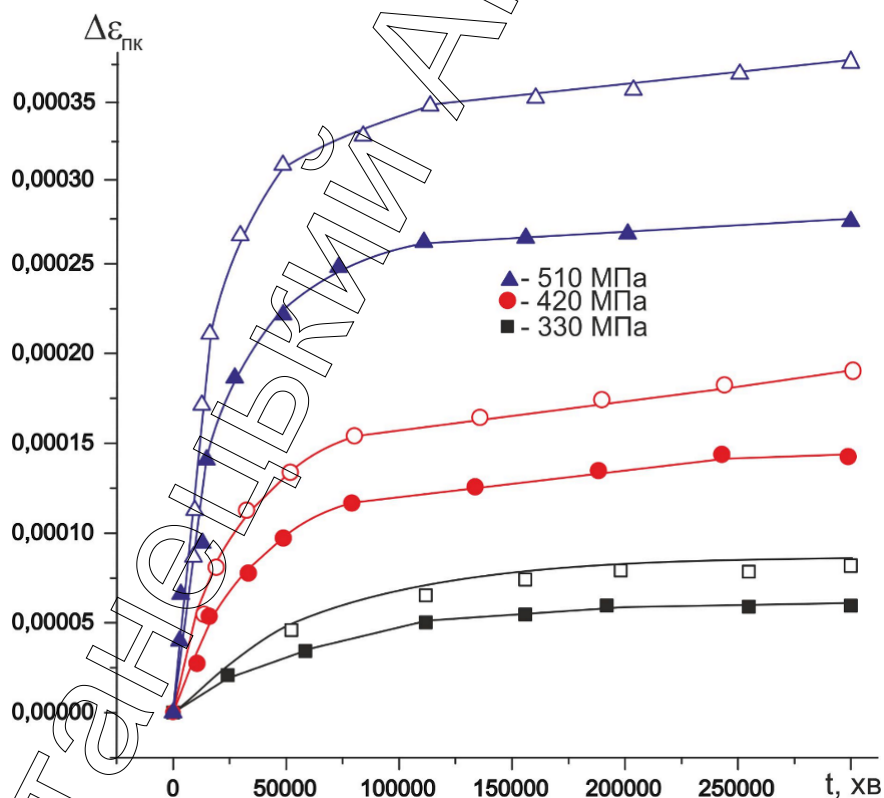
МС	Неексплуатована труба			41 рік експлуатації		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
7	3,055	5,92	7,02	3,865	6,386	7,881
8	3,512	6,138	3,918	3,706	6,538	9,601
9	4,502	5,219	5,997	6,502	7,219	4,612

Натомість у МС9 прогнозовано фіксуємо вищі показники абсолютних значень та відносних приростів деформації, однак

деформаційні флуктуації більш згладжені, що, на нашу думку, зумовлено затупленням вершин тріщиноподібних дефектів внаслідок розчинення металу у їх вістрі.

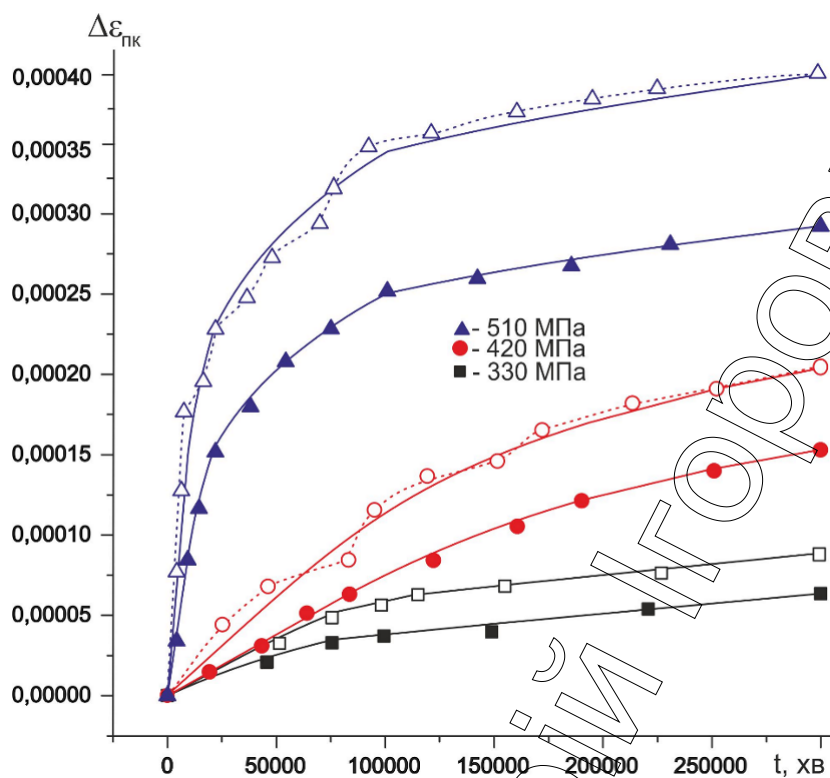
Аналіз даних про кути нахилу завершальних ділянок кінетичних кривих та їх порівняння з результатами отриманими для сталі 17ГС вказує на підвищену небезпеку розвитку корозійних процесів та виникнення позаштатних ситуацій на трубопроводах зі сталі 19Г, які експлуатуються понад 40 років. Зокрема, приріст деформації складає 15-21%.

Хлоридно-сульфатні підкислені середовища. У хлоридно-сульфатних підкислених середовищах деформаційна поведінка сталі 19Г незначно відрізняється від такої для підкислених хлоридних середовищ. Для МС10 спостерігаємо монотонну зростаючу кінетику без деформаційних стрибків, однак абсолютні значення деформацій та величини їх відносних приростів зростають на 7-14% порівняно із середовищами із відповідним рівнем рН.



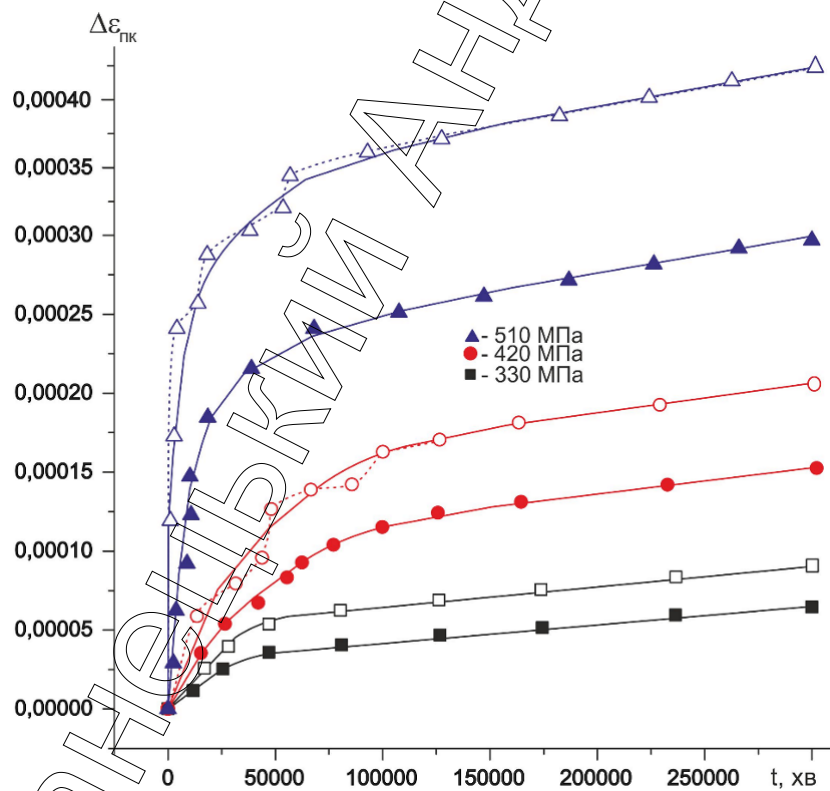
■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.23 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-10



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.24 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-11



■ – сталь в стані поставки, □ – 41 рік експлуатації

Рисунок 3.25 – Кінетика деформації матеріалу трубопроводу у МС-12

Зменшення висоти деформаційних стрибків пов'язане, скоріше за все із значною кількістю локальних корозійних уражень, внаслідок чого зменшується концентрація напружень у вершинах тріщиноподібних дефектів (ефект розвантаження).

Таблиця 3.8 – Кути нахилу завершальних ділянок кривих деформації сталі 19Г у МС

МС	Неексплуатована труба			41 рік експлуатації		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
10	3,315	3,985	4,105	4,385	7,54	6,475
11	5,348	9,496	7,92	5,845	9,496	12,514
12	5,719	7,01	10,745	6,056	8,546	11,601

Також у підкислених хлоридно сульфатних електролітах для сталі 19Г зафіксовано найбільші показники приросту деформації – до 40%. Такі результати не можуть не викликати тривогу, особливо у час нестабільної ситуації у державі, коли є високі ризики навмисних шкідливих дій на об'єктах підвищеної небезпеки, зокрема магістральних трубопроводах.

### 3.3. Прогнозування деформації тривалоексплуатованих трубних сталей при тривалому статичному навантаженні

Після нагромадження масиву експериментальних результатів постає питання прогнозування розвитку досліджуваних процесів. У класичній механіці є поняття повзучості, пов'язане головним чином із зміною деформації металу при підвищених температурах. Найчастіше для аналітичного опису таких непружних процесів використовують логарифмічні залежності, звідки і пішов термін «логарифмічна повзучість».



У досліджуваному нами випадку термін повзучість мусимо вживати із застереженнями, оскільки механізми зміни деформації тривалоексплуатованого металу пов'язані не тільки із пластичним течінням, а й з розкриттям внутрішніх структурних дефектів, які виникли внаслідок процесів деградації [85, 87]. Однак незважаючи на відмінності у механізмах, кінетика розвитку процесу деформації схожа на таку для класичної повзучості, тому було прийнято рішення використати для математичного опису отриманих експериментальних результатів подібні залежності.

Запропоновано для опису деформаційних процесів використовувати рівняння вигляду  $y = a - b \cdot \ln(x)$ , або, підставивши параметри часу і деформації  $\varepsilon = a - b \cdot \ln(t)$ . Загальний вигляд кореляції отриманих залежностей з експериментальними даними наведено на рис. 3.26

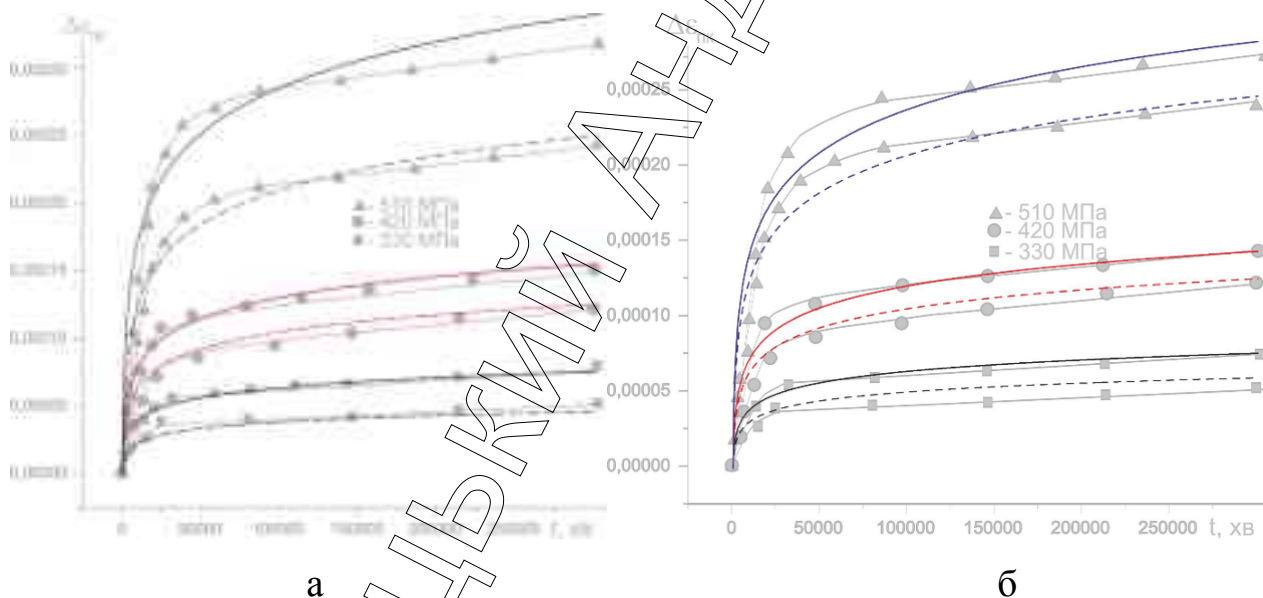


Рисунок 3.26 – Загальний вигляд експериментальних даних з накладеними графіками отриманих функціональних залежностей (МС7) для сталі 19Г (а) та 17ГС (б)

Таблиця 3.9 – Значення коефіцієнтів в аналітичних виразах для сталі 17ГС

<b>17ГС в стані поставки</b>						
МС	<b>330 МПа</b>		<b>420 МПа</b>		<b>510 МПа</b>	
	<b><i>a</i></b>	<b><i>b</i></b>	<b><i>a</i></b>	<b><i>b</i></b>	<b><i>a</i></b>	<b><i>b</i></b>
1	$-9,20 \cdot 10^{-5}$	$-1,14 \cdot 10^{-5}$	$-2,12 \cdot 10^{-4}$	$-2,64 \cdot 10^{-5}$	$-4,15 \cdot 10^{-4}$	$-5,27 \cdot 10^{-5}$
2	$-1,96 \cdot 10^{-4}$	$-1,95 \cdot 10^{-5}$	$-4,33 \cdot 10^{-4}$	$-4,48 \cdot 10^{-5}$	$-5,09 \cdot 10^{-4}$	$-6,18 \cdot 10^{-5}$
3	$-1,82 \cdot 10^{-4}$	$-1,86 \cdot 10^{-5}$	$-3,13 \cdot 10^{-4}$	$-3,61 \cdot 10^{-5}$	$-5,03 \cdot 10^{-4}$	$-6,30 \cdot 10^{-5}$
4	$-1,75 \cdot 10^{-4}$	$-1,81 \cdot 10^{-5}$	$-2,56 \cdot 10^{-4}$	$-3,24 \cdot 10^{-5}$	$-3,88 \cdot 10^{-4}$	$-5,41 \cdot 10^{-5}$
5	$-1,32 \cdot 10^{-4}$	$-1,48 \cdot 10^{-5}$	$-3,05 \cdot 10^{-4}$	$-3,66 \cdot 10^{-5}$	$-5,91 \cdot 10^{-4}$	$-7,03 \cdot 10^{-5}$
6	$-1,72 \cdot 10^{-4}$	$-1,85 \cdot 10^{-5}$	$-3,06 \cdot 10^{-4}$	$-3,60 \cdot 10^{-5}$	$-4,97 \cdot 10^{-4}$	$-6,33 \cdot 10^{-5}$
7	$-2,66 \cdot 10^{-5}$	$-6,03 \cdot 10^{-6}$	$-9,56 \cdot 10^{-5}$	$-1,70 \cdot 10^{-5}$	$-2,08 \cdot 10^{-4}$	$-3,62 \cdot 10^{-5}$
8	$-5,47 \cdot 10^{-5}$	$-8,62 \cdot 10^{-6}$	$-2,03 \cdot 10^{-4}$	$-2,68 \cdot 10^{-5}$	$-3,11 \cdot 10^{-4}$	$-4,65 \cdot 10^{-5}$
9	$-2,24 \cdot 10^{-4}$	$-2,28 \cdot 10^{-5}$	$-3,60 \cdot 10^{-4}$	$-4,10 \cdot 10^{-5}$	$-4,10 \cdot 10^{-4}$	$-5,73 \cdot 10^{-5}$
10	$-1,40 \cdot 10^{-4}$	$-1,61 \cdot 10^{-5}$	$-2,54 \cdot 10^{-4}$	$-3,19 \cdot 10^{-5}$	$-4,10 \cdot 10^{-4}$	$-5,65 \cdot 10^{-5}$
11	$-2,00 \cdot 10^{-4}$	$-2,07 \cdot 10^{-5}$	$-6,48 \cdot 10^{-4}$	$-6,33 \cdot 10^{-5}$	$-4,28 \cdot 10^{-4}$	$-5,77 \cdot 10^{-5}$
12	$-1,30 \cdot 10^{-4}$	$-1,53 \cdot 10^{-5}$	$-3,62 \cdot 10^{-4}$	$-4,10 \cdot 10^{-5}$	$-2,90 \cdot 10^{-4}$	$-4,68 \cdot 10^{-5}$
<b>17ГС деградована</b>						
	<b>330</b>		<b>420</b>		<b>510</b>	
	<b><i>a</i></b>	<b><i>b</i></b>	<b><i>a</i></b>	<b><i>b</i></b>	<b><i>a</i></b>	<b><i>b</i></b>
1	$-9,63 \cdot 10^{-5}$	$-1,22 \cdot 10^{-5}$	$-2,06 \cdot 10^{-4}$	$-2,71 \cdot 10^{-5}$	$-4,41 \cdot 10^{-4}$	$-5,73 \cdot 10^{-5}$
2	$-2,44 \cdot 10^{-4}$	$-2,50 \cdot 10^{-5}$	$-4,98 \cdot 10^{-4}$	$-5,21 \cdot 10^{-5}$	$-5,45 \cdot 10^{-4}$	$-6,69 \cdot 10^{-5}$
3	$-2,86 \cdot 10^{-4}$	$-2,88 \cdot 10^{-5}$	$-2,78 \cdot 10^{-4}$	$-3,60 \cdot 10^{-5}$	$-4,17 \cdot 10^{-4}$	$-5,90 \cdot 10^{-5}$
4	$-1,97 \cdot 10^{-4}$	$-2,13 \cdot 10^{-5}$	$-2,79 \cdot 10^{-4}$	$-3,64 \cdot 10^{-5}$	$-4,54 \cdot 10^{-4}$	$-6,25 \cdot 10^{-5}$
5	$-1,52 \cdot 10^{-4}$	$-1,79 \cdot 10^{-5}$	$-2,89 \cdot 10^{-4}$	$-3,76 \cdot 10^{-5}$	$-5,92 \cdot 10^{-4}$	$-7,33 \cdot 10^{-5}$
6	$-2,05 \cdot 10^{-4}$	$-2,25 \cdot 10^{-5}$	$-3,23 \cdot 10^{-4}$	$-3,95 \cdot 10^{-5}$	$-5,08 \cdot 10^{-4}$	$-6,81 \cdot 10^{-5}$
7	$-3,83 \cdot 10^{-5}$	$-8,73 \cdot 10^{-6}$	$-6,86 \cdot 10^{-5}$	$-1,66 \cdot 10^{-5}$	$-2,25 \cdot 10^{-4}$	$-4,02 \cdot 10^{-5}$



продовження таблиці 3.9

<b>17ГС деградована</b>						
	<b>330</b>		<b>420</b>		<b>510</b>	
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>
8	$-5,10 \cdot 10^{-5}$	$-1,01 \cdot 10^{-5}$	$-1,85 \cdot 10^{-4}$	$-2,72 \cdot 10^{-5}$	$-2,65 \cdot 10^{-4}$	$-4,62 \cdot 10^{-5}$
9	$-2,13 \cdot 10^{-4}$	$-2,34 \cdot 10^{-5}$	$-3,63 \cdot 10^{-4}$	$-4,46 \cdot 10^{-5}$	$-3,21 \cdot 10^{-4}$	$-5,47 \cdot 10^{-5}$
9	$-2,13 \cdot 10^{-4}$	$-2,34 \cdot 10^{-5}$	$-3,63 \cdot 10^{-4}$	$-4,46 \cdot 10^{-5}$	$-3,21 \cdot 10^{-4}$	$-5,47 \cdot 10^{-5}$
10	$-1,69 \cdot 10^{-4}$	$-2,01 \cdot 10^{-5}$	$-2,88 \cdot 10^{-4}$	$-3,75 \cdot 10^{-5}$	$-3,32 \cdot 10^{-4}$	$-5,31 \cdot 10^{-5}$
11	$-2,59 \cdot 10^{-4}$	$-2,70 \cdot 10^{-5}$	$-6,91 \cdot 10^{-4}$	$-6,93 \cdot 10^{-5}$	$-3,76 \cdot 10^{-4}$	$-5,70 \cdot 10^{-5}$
12	$-1,39 \cdot 10^{-4}$	$-1,73 \cdot 10^{-5}$	$-3,95 \cdot 10^{-4}$	$-4,62 \cdot 10^{-5}$	$-1,90 \cdot 10^{-4}$	$-4,30 \cdot 10^{-5}$

Для аналізу експериментальних даних для сталі трубопровідної сталі 19Г використовували аналогічні методичні підходи з метою спрощення порівняльного аналізу та подальшого ранжування за рівнем потенційного ризику прискореного розвитку корозійно-механічних процесів. Отримані результати наведено у табл. 3.10.

Таблиця 3.10 – Значення коефіцієнтів в аналітичних виразах для сталі 19Г

<b>19Г і стані поставки</b>						
МС	<b>330 МПа</b>		<b>420 МПа</b>		<b>510 МПа</b>	
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>
1	$-1,67 \cdot 10^{-4}$	$-1,51 \cdot 10^{-5}$	$-3,29 \cdot 10^{-4}$	$-3,54 \cdot 10^{-5}$	$-4,54 \cdot 10^{-4}$	$-5,50 \cdot 10^{-5}$
2	$-2,23 \cdot 10^{-4}$	$-2,18 \cdot 10^{-5}$	$-4,75 \cdot 10^{-4}$	$-4,82 \cdot 10^{-5}$	$-4,74 \cdot 10^{-4}$	$-5,84 \cdot 10^{-5}$
3	$-2,12 \cdot 10^{-4}$	$-2,11 \cdot 10^{-5}$	$-2,01 \cdot 10^{-4}$	$-2,76 \cdot 10^{-5}$	$-4,13 \cdot 10^{-4}$	$-5,54 \cdot 10^{-5}$
4	$-1,75 \cdot 10^{-4}$	$-1,82 \cdot 10^{-5}$	$-2,15 \cdot 10^{-4}$	$-2,90 \cdot 10^{-5}$	$-3,68 \cdot 10^{-4}$	$-5,31 \cdot 10^{-5}$
5	$-1,45 \cdot 10^{-4}$	$-1,60 \cdot 10^{-5}$	$-2,66 \cdot 10^{-4}$	$-3,33 \cdot 10^{-5}$	$-5,80 \cdot 10^{-4}$	$-6,92 \cdot 10^{-5}$
6	$-1,55 \cdot 10^{-4}$	$-1,71 \cdot 10^{-5}$	$-2,88 \cdot 10^{-4}$	$-3,45 \cdot 10^{-5}$	$-4,29 \cdot 10^{-4}$	$-5,73 \cdot 10^{-5}$
7	$-2,99 \cdot 10^{-5}$	$-6,31 \cdot 10^{-6}$	$-9,15 \cdot 10^{-5}$	$-1,67 \cdot 10^{-6}$	$-2,56 \cdot 10^{-4}$	$-4,07 \cdot 10^{-5}$
8	$-4,72 \cdot 10^{-5}$	$-8,03 \cdot 10^{-6}$	$-2,02 \cdot 10^{-4}$	$-2,68 \cdot 10^{-5}$	$-3,04 \cdot 10^{-4}$	$-4,63 \cdot 10^{-5}$

продовження таблиці 3.10

<b>19Г і стані поставки</b>						
МС	<i>330 МПа</i>		<i>420 МПа</i>		<i>510 МПа</i>	
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>a</i>	<i>b</i>
9	$-1,99 \cdot 10^{-4}$	$-2,04 \cdot 10^{-5}$	$-3,35 \cdot 10^{-4}$	$-3,81 \cdot 10^{-5}$	$-3,98 \cdot 10^{-4}$	$-5,48 \cdot 10^{-5}$
10	$-1,69 \cdot 10^{-4}$	$-1,86 \cdot 10^{-5}$	$-2,06 \cdot 10^{-4}$	$-2,80 \cdot 10^{-5}$	$-2,74 \cdot 10^{-4}$	$-4,49 \cdot 10^{-5}$
11	$-1,95 \cdot 10^{-4}$	$-2,03 \cdot 10^{-5}$	$-6,56 \cdot 10^{-4}$	$-6,39 \cdot 10^{-5}$	$-3,37 \cdot 10^{-4}$	$-5,37 \cdot 10^{-5}$
12	$-1,28 \cdot 10^{-4}$	$-1,51 \cdot 10^{-5}$	$-3,54 \cdot 10^{-4}$	$-4,03 \cdot 10^{-5}$	$-2,30 \cdot 10^{-4}$	$-4,18 \cdot 10^{-5}$
<b>19Г деградована</b>						
1	$-7,23 \cdot 10^{-5}$	$-8,95 \cdot 10^{-6}$	$-2,38 \cdot 10^{-4}$	$-3,01 \cdot 10^{-5}$	$-4,48 \cdot 10^{-4}$	$-5,81 \cdot 10^{-5}$
2	$-2,48 \cdot 10^{-4}$	$-2,55 \cdot 10^{-5}$	$-5,88 \cdot 10^{-4}$	$-6,01 \cdot 10^{-5}$	$-5,97 \cdot 10^{-4}$	$-7,39 \cdot 10^{-5}$
3	$-3,85 \cdot 10^{-4}$	$-3,73 \cdot 10^{-5}$	$-2,80 \cdot 10^{-4}$	$-3,73 \cdot 10^{-5}$	$-4,21 \cdot 10^{-4}$	$-5,96 \cdot 10^{-5}$
4	$-2,25 \cdot 10^{-4}$	$-2,38 \cdot 10^{-5}$	$-2,18 \cdot 10^{-4}$	$-3,24 \cdot 10^{-5}$	$-4,21 \cdot 10^{-4}$	$-6,28 \cdot 10^{-5}$
5	$-1,51 \cdot 10^{-4}$	$-1,82 \cdot 10^{-5}$	$-2,88 \cdot 10^{-4}$	$-3,85 \cdot 10^{-5}$	$-6,55 \cdot 10^{-4}$	$-8,12 \cdot 10^{-5}$
6	$-2,16 \cdot 10^{-4}$	$-2,38 \cdot 10^{-5}$	$-3,59 \cdot 10^{-4}$	$-4,37 \cdot 10^{-5}$	$-5,14 \cdot 10^{-4}$	$-7,09 \cdot 10^{-5}$
7	$-4,73 \cdot 10^{-5}$	$-9,66 \cdot 10^{-6}$	$-1,20 \cdot 10^{-5}$	$-2,14 \cdot 10^{-5}$	$-2,83 \cdot 10^{-4}$	$-4,91 \cdot 10^{-5}$
8	$-6,70 \cdot 10^{-5}$	$-1,14 \cdot 10^{-5}$	$-2,23 \cdot 10^{-4}$	$-3,05 \cdot 10^{-5}$	$-3,08 \cdot 10^{-4}$	$-5,29 \cdot 10^{-5}$
9	$-2,22 \cdot 10^{-4}$	$-2,38 \cdot 10^{-5}$	$-3,79 \cdot 10^{-4}$	$-4,62 \cdot 10^{-5}$	$-3,21 \cdot 10^{-4}$	$-5,68 \cdot 10^{-5}$
10	$-2,17 \cdot 10^{-4}$	$-2,44 \cdot 10^{-5}$	$-2,97 \cdot 10^{-4}$	$-3,92 \cdot 10^{-5}$	$-2,55 \cdot 10^{-4}$	$-5,02 \cdot 10^{-5}$
11	$-2,63 \cdot 10^{-4}$	$-2,78 \cdot 10^{-5}$	$-4,28 \cdot 10^{-4}$	$-4,99 \cdot 10^{-5}$	$-4,41 \cdot 10^{-4}$	$-6,68 \cdot 10^{-5}$
12	$-1,86 \cdot 10^{-4}$	$-2,19 \cdot 10^{-5}$	$-4,38 \cdot 10^{-4}$	$-5,15 \cdot 10^{-5}$	$-1,99 \cdot 10^{-4}$	$-4,81 \cdot 10^{-5}$

Статистична обробка результатів, яку було виконано у програмі Origin 2015, показала надійну імовірність математичного опису у межах 0,96-0,98, що підтверджує правильність вибору методики аналітичного опису експерименту. Такі показники свідчать про належну коректність подальшого прогнозування деформаційних

тривалоексплуатованої сталі трубопроводу у ґрунтових електролітах. У подальшому планується розширювати сортамент досліджуваних сталей з метою створення бази даних зміни механічних властивостей трубопровідних сталей у процесі експлуатації. Це дасть змогу підвищити рівень надійності магістральних газопроводів та визначати ділянки, які потребують першочергової модернізації.

### Висновки до розділу 3

1. Досліджено вплив експлуатаційної деградації на деформаційну поведінку матеріалу магістральних газопроводів та показано, що залежно від концентрації корозивних компонентів середовища приріст деформації може становити до 20...30 %.

2. Вперше встановлено, що в кислих ґрунтових електролітах деградована трубопровідна сталь має схильність до раптових деформаційних скачків, які можуть спричинити спонтанну розгерметизацію трубопроводу.

3. Вперше отримано математичні залежності для прогнозування деформацій трубопроводів (сталь 19Г та 17ГС) при тривалій дії експлуатаційних середовищ (ґрунтових електролітів).

4. Розроблено методику ранжування ґрунтів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів та запропоновано в якості характеристичних показників кут нахилу завершальної ділянки деформаційної кривої, абсолютний та відносний прирости деформації. Для сталей 17ГС та 19Г найнебезпечнішими є нейтральні модельні середовища 2, 5 та 6 і кислі модельні середовища 9, 11 та 12.

## РОЗДІЛ 4

### КОРОЗИЙНИЙ МОНІТОРИНГ ТРУБООПРОВОДІВ

Наростання негативних антропогенних впливів у поєднанні з глобальними природними процесами (зміна клімату, оточуючого середовища тощо) можуть призвести до екологічних катастроф. Відомі випадки, коли економічні втрати від природних та техногенних катастроф були співмірні чи перевищували величини ВВП деяких країн. Враховуючи, що основні фонди трубопровідного транспорту, як і будь-які технічні об'єкти, старіють, деградація магістральних трубопроводів проходить усе інтенсивніше. Більшість газо- та нафтопроводів були побудовані в 1960-1990 рр. Відповідно, близько половини експлуатується понад 20 років, а близько чверті - понад 30. Збільшення терміну безпечної служби таких трубопровідних систем - надзвичайно важлива науково-технічна проблема. Шляхи її вирішення - широке впровадження сучасних методів діагностики, глобальний моніторинг, капітальний ремонт та реконструкція, але передусім - принципово нові, науково обгрунтовані технічні й технологічні рішення [1, 4, 5, 8].

Зараз, як ніколи, існує нагальна необхідність застосування нових комплексних методик оцінки стану трубопроводу, його залишкового ресурсу, попередження пошкоджень трубопровідних систем, адекватної інтерпретації ситуації в аварійних умовах. Адекватна і своєчасна оцінка ризику дозволить передбачати значну кількість аварій та відмов і дасть змогу розробити комплекс заходів з їх попередження та зменшення експлуатаційних ризиків до прийнятних [1].

#### 4.1 Ранжування ґрунтів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів в трубопроводах на пізній стадії експлуатації

Згідно теорії ранжування, всі джерела загроз мають різну ступінь небезпеки, яку можна кількісно оцінити, провівши їх ранжирування. При цьому оцінка ступеня небезпеки проводиться за непрямими показниками, вибір яких напряму прив'язаний до умов роботи об'єкта. У нашому випадку для оцінки тривалої дії експлуатаційних середовищ на трубопровід потрібно відштовхуватися від показників, які б служили маркерами зміни його стану.

Для прийняття управлінських рішень на газопроводах необхідно проводити порівняння експлуатаційних середовищ за сумарним показником імовірності розвитку небезпечних процесів (корозії, втрати несучої здатності тощо) з подальшим їх ранжуванням. За результатами проведених експериментів нами запропоновано ранжувати усі досліджувані середовища за наступними характеристичними величинами:

- абсолютна величина приросту деформації;
- відносна величина приросту деформації;
- кут нахилу завершальної ділянки кривої деформації.

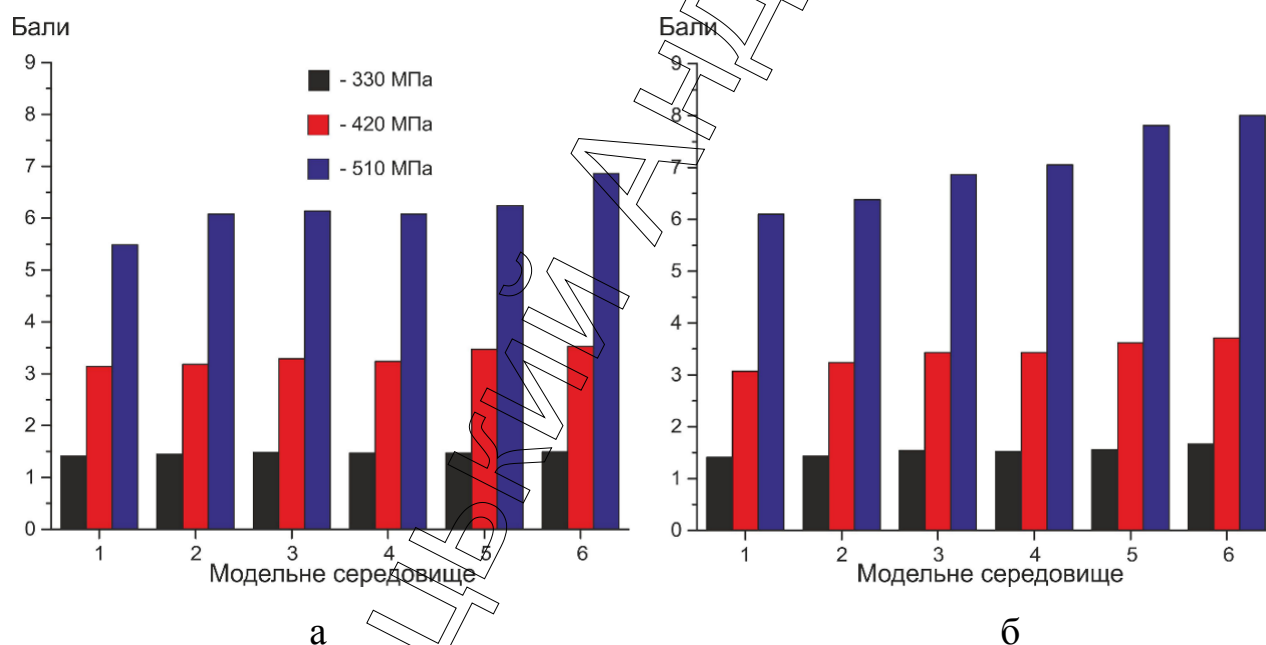
Значення відповідного характеристичного показника на повітрі приймаємо рівним одиниці та розраховуємо за ним відносні показники (бали) для інших випадків. Потім шляхом сумування балів за всіма характеристичними показниками отримуємо кінцевий ранг для кожної комбінації «сталь-середовище-напруження» та визначаємо найнебезпечніші. На першому етапі проводимо ранжування у групі нейтральних ґрунтових електролітів (МС1-МС6). Отримаємо наступні значення балів для кожного характеристичного показника (табл. 4.1-4.3).

Для поглибленого аналізу отриманих результатів доцільно представити їх у графічному вигляді (рис. 4.1-4.3). Такий методичний

підхід дасть змогу кращого унаочнення і спростить виділення найнебезпечніших типів ґрунтових електролітів [2, 5].

Таблиця 4.1 – Ранжування нейтральних ґрунтових електролітів за абсолютним значенням деформації

МС	Сталь 17ГС			Сталь 19Г		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
1	1,41	3,14	5,49	1,41	3,07	6,1
2	1,45	3,18	6,08	1,43	3,24	6,38
3	1,48	3,29	6,14	1,54	3,43	6,86
4	1,47	3,24	6,08	1,52	3,43	7,05
5	1,47	3,47	6,24	1,56	3,62	7,81
6	1,49	3,53	6,86	1,67	3,71	8



*а – 17ГС, б – 19Г*

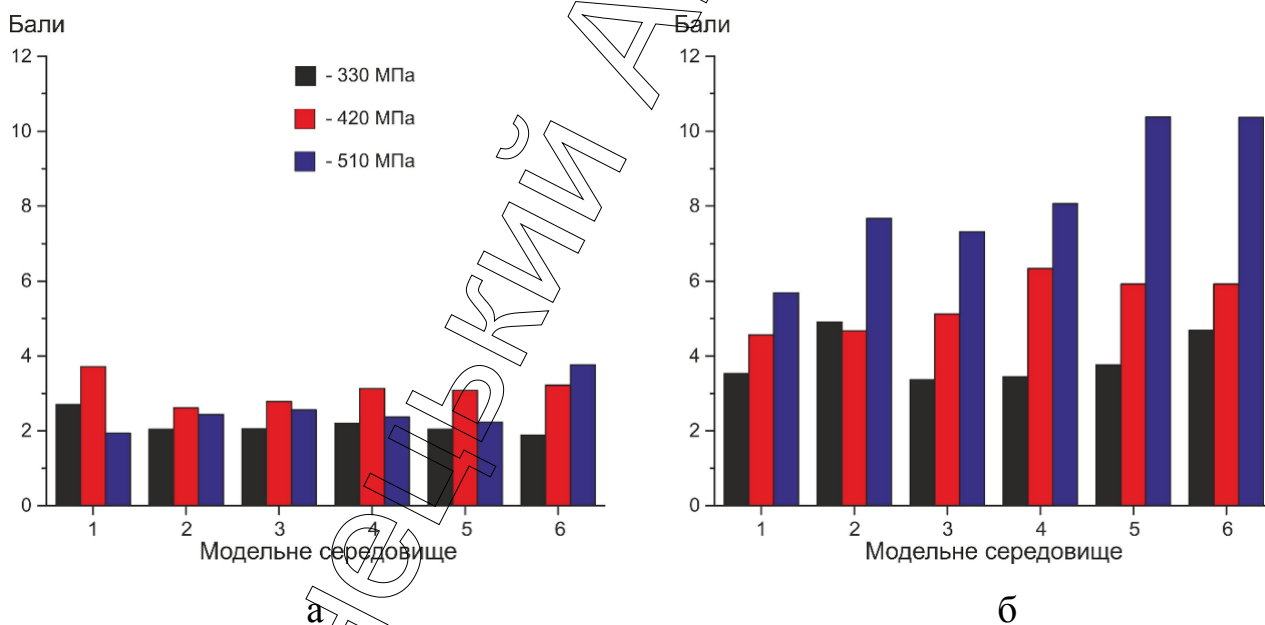
Рисунок 4.1 – Відносні показники рівня деформації у МС

Порівняльний аналіз експериментальних даних у графічному вигляді показує більшу схильність тривалоексплуатованої сталі 19Г до втрати показників опору деформаціям, особливо за рівнів номінальних напружень 420 та 510 МПа. Для подальшого порівняльного аналізу

величини впливу хімічного складу ґрунтового електроліту та експлуатаційних напружень доцільно використовувати не лише абсолютні показники деформації, а й величини її приросту у відсотках (табл. 4.2) та відповідні графічні залежності (рис. 4.2).

Таблиця 4.2 – Ранжування нейтральних ґрунтових електролітів за приростом деформації

МС	Сталь 17ГС			Сталь 19Г		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
1	2,7	3,71	1,94	3,53	4,56	5,69
2	2,04	2,61	2,44	4,91	4,67	7,67
3	2,05	2,78	2,56	3,36	5,12	7,32
4	2,2	3,13	2,37	3,44	6,33	8,06
5	2,04	3,08	2,23	3,77	5,92	10,38
6	1,89	3,22	3,77	4,68	5,92	10,37



*а – 17ГС, б – 19Г*

Рисунок 4.2 – Відносні показники рівня приросту деформації у МС

Порівняльний аналіз величин приросту деформації вказує на дуже небезпечну тенденцію. У той час, як сталь 17ГС демонструє невисокі

показники, для сталі 19Г спостерігаємо значні відносні прирости, навіть за мінімального рівня номінальних напружень. Така тенденція свідчить про підвищені ризики виникнення ушкоджень та втрати цілісності труби, особливо в МС2 та МС6.

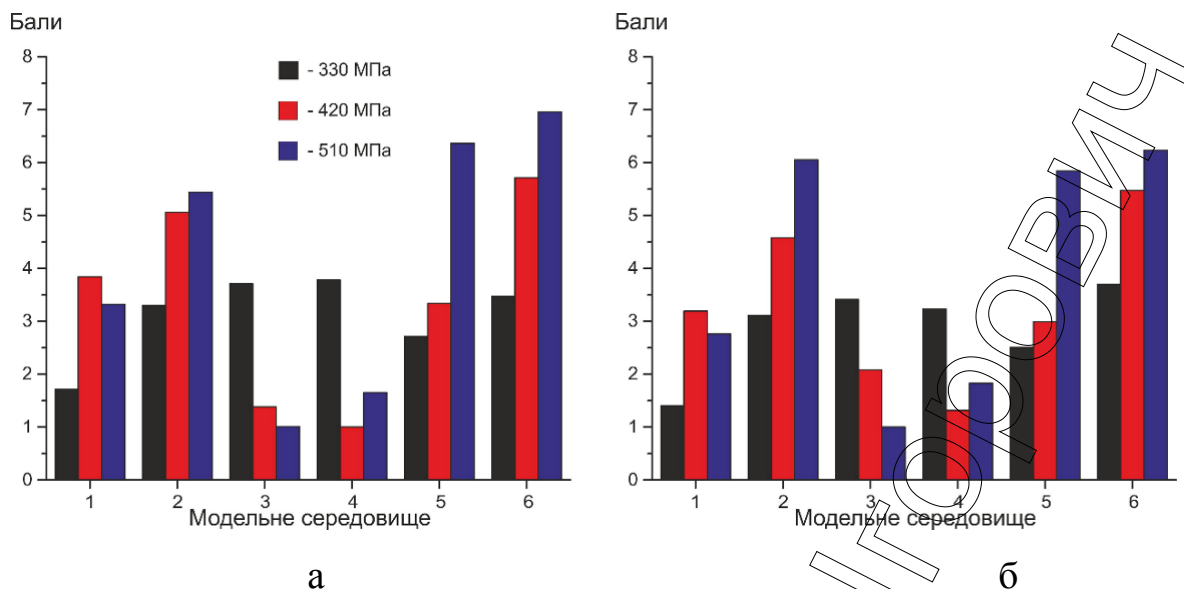
Для прогнозування показників деформації у часі важливим є визначенні відносного рівня нестационарності процесу за кутом нахилу завершальної ділянки деформаційної кривої (табл. 4.3, рис. 4.3).

Аналіз відносних показників кутів нахилу кривих деформації (рис. 4.3) дав змогу виявити спільну для обох тривалоексплуатованих сталей тенденцію – при мінімальному рівні номінальних напружень у МС2, МС3 та МС4 високі показники нестационарності процесу, тобто є прихована розвитку корозійно-механічних процесів з невеликою швидкістю, що ускладнює їх виявлення при проведенні моніторингових заходів, оскільки дані сусідніх вимірювань відрізнятимуться незначно.

Таблиця 4.3 – Ранжування нейтральних ґрунтових електролітів за показником кута нахилу завершальної ділянки кривої деформації

МС	Сталь 17ГС			Сталь 19Г		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
1	1,71	3,84	3,32	1,4	3,19	2,76
2	3,3	5,06	5,44	3,11	4,58	6,05
3	3,71	1,38	1,01	3,41	2,08	1
4	3,78	1	1,65	3,23	1,31	1,83
5	2,71	3,34	6,36	2,51	2,99	5,84
6	3,47	5,71	6,96	3,7	5,47	6,23





*а – 17ГС, б – 19Г*

Рисунок 4.3 – Відносні показники кутів нахилу деформаційних кривих у  
МС

Інша виявлена нами небезпека пов'язана із різкою активізацією небажаної деформації у МС5 та МС6 за високих рівнів напружень. А беручи до уваги підвищену локалізацію корозійних процесів у цих середовищах [114] виникають ризики втрати стійкості оболонки труби та спонтанного руйнування. Такий сценарій може бути зумовлений перевантаженням труби внаслідок локального зсуву ґрунту, що спричинило важку аварію трубопроводу «Уренгой-Помари-Ужгород» у 2008 році та, за попередніми даними, є однією із основних причин розгерметизації трубопроводу «Прогрес» у 2016 р. Додавши бали характеристичних показників отримаємо дані для ранжування нейтральних ґрунтових електролітів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів внаслідок тривалої дії експлуатаційних середовищ на експлуатовані труби сталі (табл. 4.4, рис. 4.4).

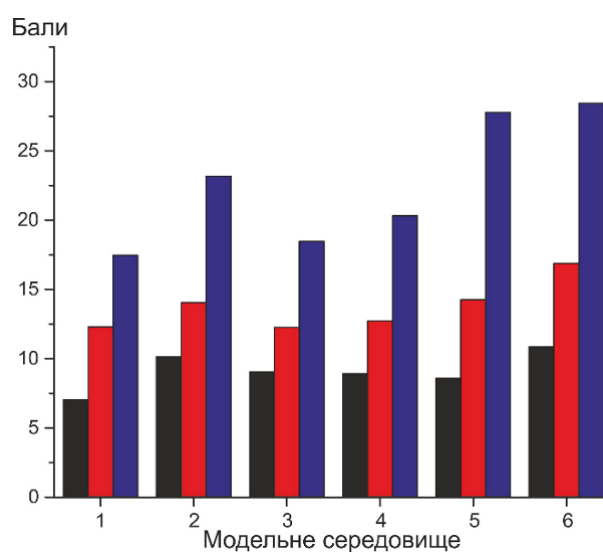
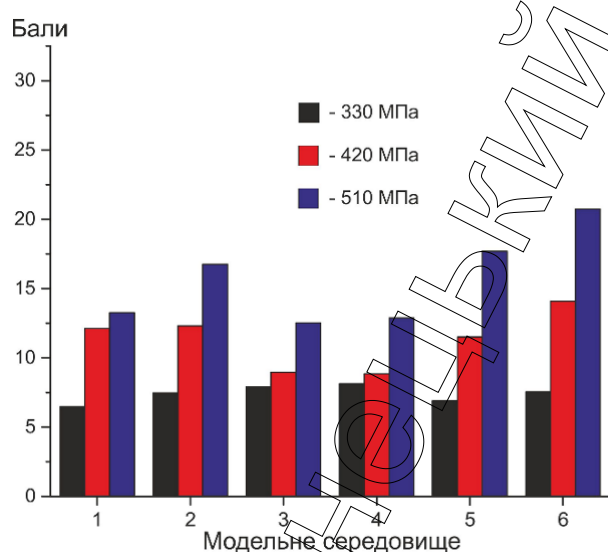
Узагальнення показників дає змогу виділити найнебезпечніші серед нейтральних ґрунтових електролітів середовища: Для обох досліджуваних марок сталей це будуть МС2, МС5 та МС6. Також спостерігаємо істотно

більший вплив терміну експлуатації на чутливість до впливу корозивного середовища для сталі 19Г, особливо у області підвищених навантажень.

Таблиця 4.4 – Ранжування нейтральних ґрунтових електролітів за трьома характеристичними показниками

МС	Сталь 17ГС			Сталь 19Г		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
1	6,47	12,12	13,26	7,02	12,28	17,46
2	7,46	12,3	16,74	10,14	14,04	23,16
3	7,91	8,95	12,52	9,05	12,27	18,46
4	8,13	8,84	12,87	8,92	12,72	20,31
5	6,89	11,48	17,68	8,59	14,25	27,77
6	7,53	14,08	20,73	10,85	16,88	28,44

Однак, найбільш небезпечними для деградованих матеріалів є кислі середовища, ранжування яких за характеристичними показниками було наступним етапом нашого дослідження.



*a – 17ГС, б – 19Г*

Рисунок 4.4 – Ранжування нейтральних ґрунтових електролітів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів

Аналіз отриманих результатів у підкислених хлоридних ґрунтових електролітах показав істотний вплив механічного чинника, причому із збільшенням величини номінальних напружень інтенсивність деформаційних процесів зростає як для сталі 17ГС так і для 19Г.

Таблиця 4.5 – Ранжування кислих ґрунтових електролітів за абсолютним значенням деформації

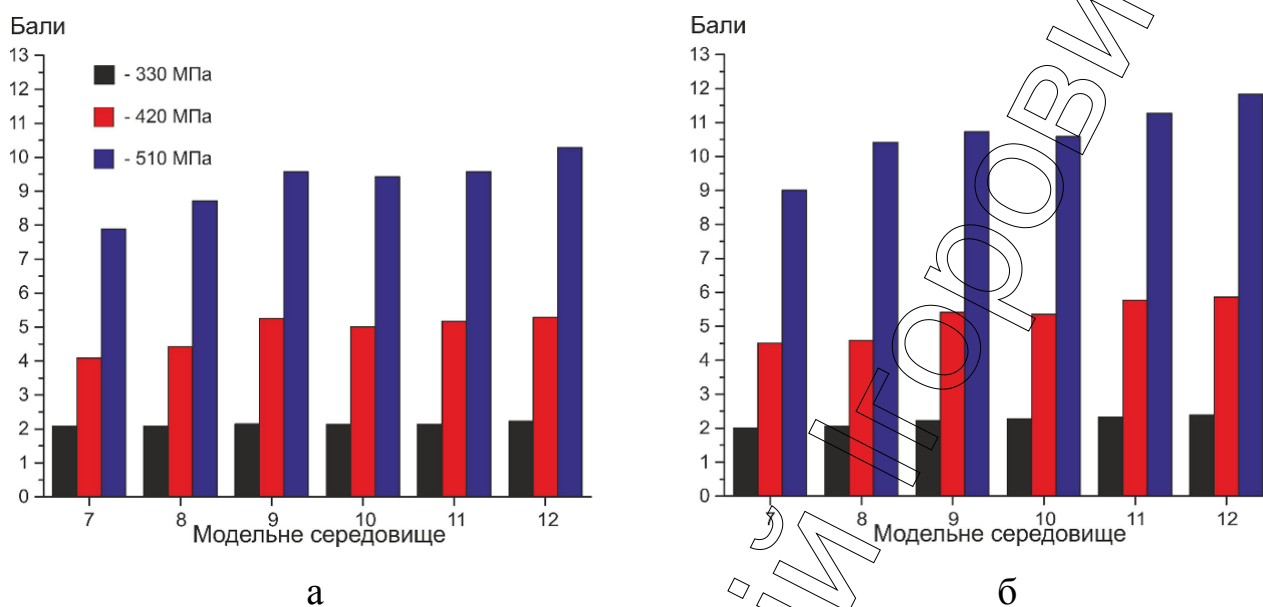
МС	Сталь 17ГС			Сталь 19Г		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
7	1,41	3,14	5,49	1,41	3,07	6,1
8	1,45	3,18	6,08	1,43	3,24	6,38
9	1,48	3,29	6,14	1,54	3,43	6,86
10	1,47	3,24	6,08	1,52	3,43	7,05
11	1,47	3,47	6,24	1,56	3,62	7,81
12	1,49	3,53	6,86	1,67	3,71	8

Відносні показники у балах для обох сталей теж різняться незначно, що вказує на схожість причин і механізмів деформування внаслідок впливу тривалої експлуатації. Бачимо зростання бальності показників із зменшенням рівня рН (збільшенням кислотності) у обох випадках, що вказує на контролюючу роль рівня рН у розвитку деформаційних процесів (табл. 4.5, рис. 4.5).

Однак для оцінки рівня небезпеки процесу важливими є не тільки абсолютні показники, а й їх приріст в результаті дії досліджуваних чинників.

Проаналізувавши дані приростів деформації (табл. 4.6, рис. 4.6), фіксуємо значні відмінності у поведінці деградованих трубопровідних сталей. Зокрема, для сталі 17ГС можна відзначити цікаву особливість – у МС9, МС10 та МС11 найбільший приріст деформації відповідає не найвищому (510 МПа), а середньому (420 МПа) рівню напружень, у той час

як при переході до МС12 поведінка матеріалу стає стандартною (збільшення деформацій прямо пропорційне збільшенню напружень).



а – 17ГС, б – 19Г

Рисунок 4.5 – Відносні показники рівня деформації у МС

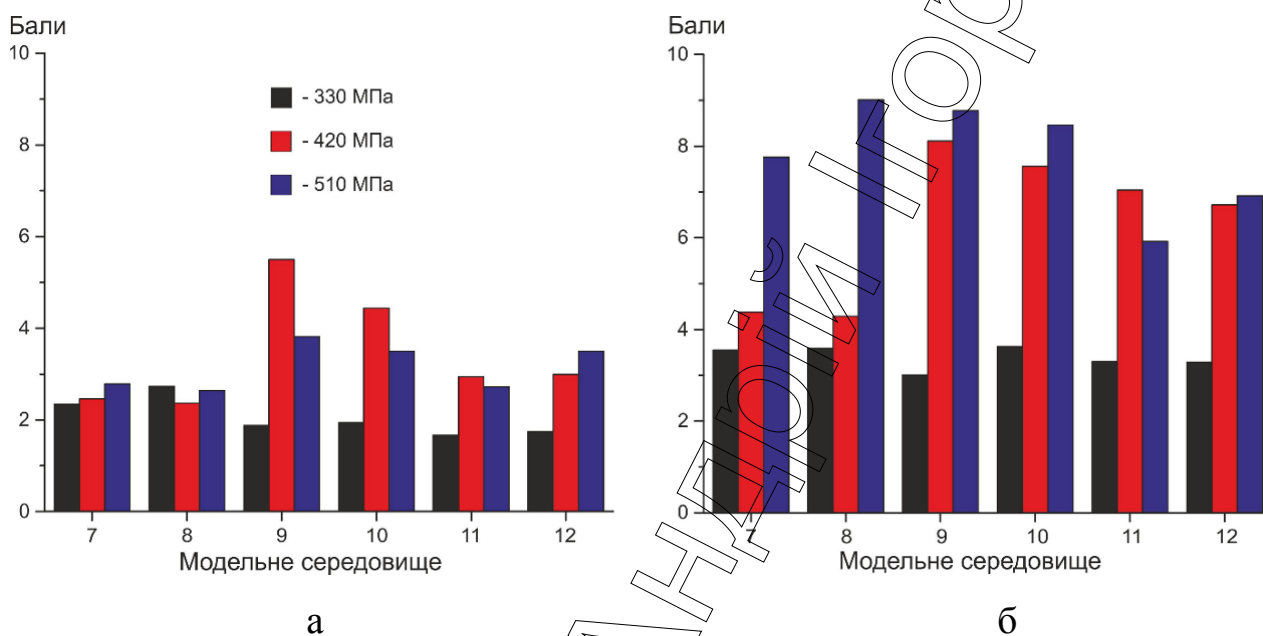
Така поведінка матеріалу свідчить про підвищені ризики виникнення позаштатних ситуацій у зсувонебезпечних районах та місцях із значними коливаннями вологості.

Таблиця 4.6 – Ранжування кислих ґрунтових електролітів за приростом деформації

МС	Сталь 17ГС			Сталь 19Г		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
1	2,7	3,71	1,94	3,53	4,56	5,69
2	2,04	2,61	2,44	4,91	4,67	7,67
3	2,05	2,78	2,56	3,36	5,12	7,32
4	2,2	3,13	2,37	3,44	6,33	8,06
5	2,04	3,08	2,23	3,77	5,92	10,38
6	1,89	3,22	3,77	4,68	5,92	10,37

Друга небезпечна особливість – відносні прирости деформації для сталі 19Г значно перевищують показники для 17ГС, а взявши до уваги

незначні відмінності в абсолютних показниках контрольних зразків, можемо зробити висновок про значно більшу чутливість деградованої сталі 19Г до показників рН середовища. Показники бальності відрізняються до 2-х разів, що свідчить про необхідність оптимізації режимів роботи тривалоексплуатованих трубопроводів із сталі 19Г у кислих ґрунтах, характерних для Західної України та Полісся.



а – 17ГС, б – 19Г

Рисунок 4.6 – Відносні показники рівня приросту деформації у МС

Найнебезпечнішими середовищами за показником відносного приросту деформації для сталі 17ГС будуть МС9 (кисле хлоридне) та МС 10 (кисле хлоридно-сульфатне). Також потрібно звернути увагу на МС8, де відносний приріст найбільший при мінімальному рівні напружень, які можуть відповідати штатним умовам експлуатації. У підкислених хлоридно-сульфатних електролітах додаткова небезпека пов'язана із локалізацією корозійних процесів та розвитком мікротріщин, про що свідчать деформаційні скачки на кінетичних кривих (рис. 3.15-3.16). Ураховуючи водневе окрихчення, характерне для деградованих сталей, можна говорити про небезпеку розвитку корозійного розтріскування матеріалу та руйнування оболонки труби. Отримані нами результати

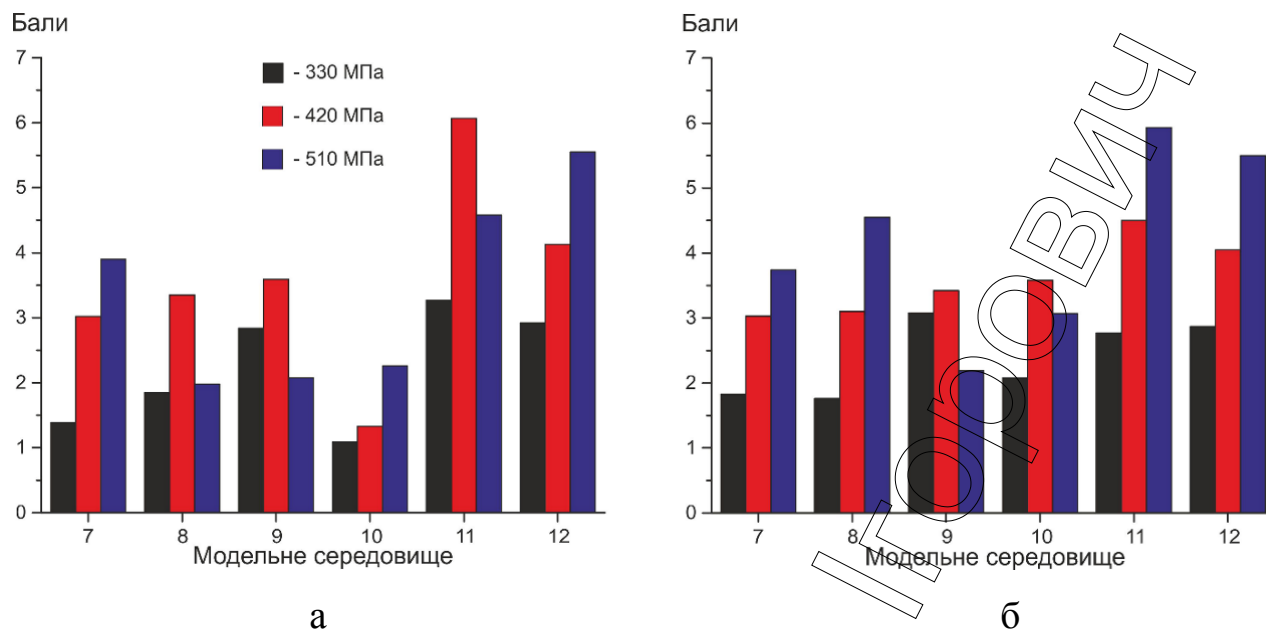
свідчать про необхідність комплексного корозійного моніторингу газопроводів із відслідковуванням не тільки показників EX3, але й фізико-хімічних характеристик ґрунтового електроліту та коливань рівня вологості ґрунтів вздовж траси трубопроводу.

Для сталі 19Г підвищена небезпека розвитку корозійно-механічних уражень буде в усіх кислих ґрунтових електролітах. Найнебезпечнішими серед підкислених хлоридних буде МС8 та МС9, у яких крім підвищеного рівня приросту деформації спостерігаються деформаційні стрибки на кінетичних кривих (рис. 3.21 – 3.22). Серед підкислених хлоридно-сульфатних підвищені експлуатаційні ризики внаслідок корозійно-механічних процесів будуть для усіх трьох середовищ. У МС10 маємо найвищий рівень приросту деформації, у той час, як для МС 11 та МС 12 фіксуються значні деформаційні піки на кінетичних кривих.

Проаналізувавши показники кутів нахилу завершальних ділянок кінетичних кривих деформації можемо зробити висновки про рівень зникання процесу (табл. 4.7, рис. 4.7).

Таблиця 4.7 – Ранжування кислих ґрунтових електролітів за показником кута нахилу завершальної ділянки кривої деформації

МС	Сталь 17ГС			Сталь 19Г		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
7	1,39	3,02	3,9	1,83	3,03	3,74
8	1,85	3,35	1,98	1,76	3,1	4,55
9	2,84	3,59	2,08	3,08	3,42	2,19
10	1,09	1,33	2,26	2,08	3,58	3,07
11	3,27	6,07	4,58	2,77	4,5	5,93
12	2,92	4,13	5,55	2,87	4,05	5,5



*a – 17ГС, б – 19F*

Рисунок 4.7 – Відносні показники кутів нахилу деформаційних кривих у  
МС

Для сталі 17ГС спостерігаємо цікавий взаємозв'язок між рівнем рН та відносними показниками кута нахилу. Зокрема, зниження рівня рН у хлоридних середовищах при величині напружень 330 та 420 МПа викликає зростання показника, тобто процес деформації інтенсифікується, у той час як при 510 МПа відносний показник зменшується порівняно із МС7. така поведінка може бути пов'язана із наводненням металу та втратою пластичності. З іншої сторони, внаслідок швидшого розчинення металу затуплюються вершини корозійних мікротріщин, тим самим сповільнюється їх ріст. Таке пояснення підтверджується аналізом висоти деформаційних стрибків на кінетичних кривих (рис. 3.15-3.16). Додатково слід відзначити високу бальність показника у МС9 при мінімальній величині напружень.

У підкислених хлоридно-сульфатних електролітах спостерігаємо аномальну поведінку у МС11, де при 420 МПа зафіксовано найвищу бальність показника кута нахилу, що свідчить про значну схильність до тривалого приросту деформацій, який може спричинити до позаштатних

ситуацій. Також небезпечні показники і у МС12, що зумовлено, скоріше за все впливом рівня рН та підвищеною схильністю до локалізації корозійних процесів у хлоридно-сульфатних середовищах.

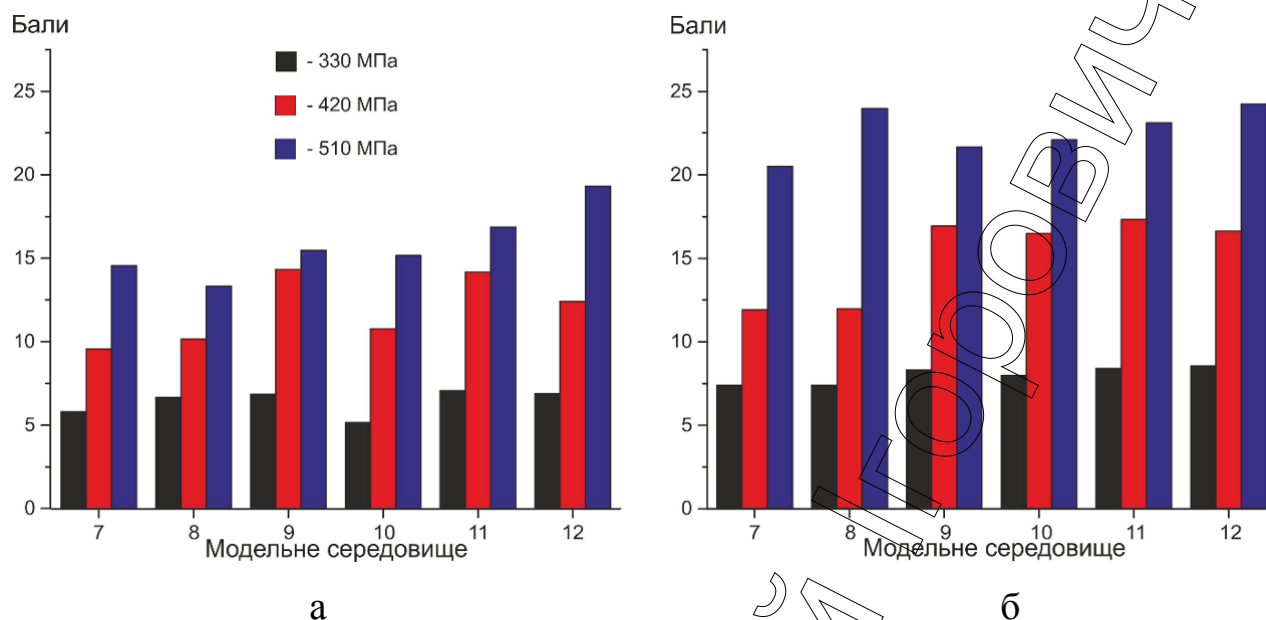
Поведінка сталі 19Г подібна до такої для 17ГС у відповідних середовищах, однак є низка особливостей, зокрема менша бальність при рівні напружень 420 МПа, за винятком МС10, що може бути пов'язане із високими показниками відносних приростів деформації (рис. 4.6) та, відповідно, вичерпанням ресурсу пластичності. Відповідно, відбувається відносне зникання деформаційних процесів, а наступне збільшення деформації зумовлюється, головним чином, розкриттям поверхневих корозійних дефектів та зменшенням за рахунок цього ефективного перерізу зразка. Така поведінка тривалоексплуатованої сталі свідчить про підвищену чутливість до водневого розтріскування та необхідність оптимізації режиму роботи трубопроводу з урахуванням деградації матеріалу.

Узагальнивши отримані дані, можемо провести об'єднане ранжування кислих ґрунтових електролітів за трьома характеристичними показниками (табл. 4.8, рис. 4.8).

Таблиця 4.8 – Ранжування кислих ґрунтових електролітів за трьома характеристичними показниками

МС	Сталь 17ГС			Сталь 19Г		
	330 МПа	420 МПа	510 МПа	330 МПа	420 МПа	510 МПа
7	5,82	9,56	14,58	7,4	11,92	20,51
8	6,67	10,13	13,33	7,41	11,98	23,98
9	6,86	14,34	15,47	8,31	16,94	21,69
10	5,16	10,78	15,18	7,99	16,49	22,12
11	7,08	14,18	16,87	8,4	17,32	23,12
12	6,9	12,41	19,34	8,56	16,63	24,25





*a – 17ГС, б – 19Г*

Рисунок 4.8 – Ранжування кислих ґрунтових електролітів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів

Для деградованої трубопровідної сталі 17ГС за сумою трьох показників найнебезпечнішими будуть МС9, МС 11 та МС12. Особливу увагу слід звернути на МС9, де підвищені ризики розвитку корозійно-механічних процесів є вже при середньому з досліджуваних рівнів номінальних напружень, а урахувавши наявність стрибкоподібних змін деформації на кінетичній кривій, існує підвищена небезпека розвитку корозійних тріщин. У області екстремальних напружень у всіх середовищах більшість сумарного показника є очікувано високою, що свідчить про втрату запасу міцності при різкому виникненні аварійної ситуації.

Для тривалоексплуатованої сталі 19Г ситуація подібна, однак більшість сумарного показника вища на 15-53%, що вказує на підвищену небезпеку відмов труб із даної сталі на пізній стадії експлуатації у кислих ґрунтових електролітах. За підвищених експлуатаційних навантажень найбільша небезпека розвитку корозійно-механічних процесів буде у

середовищах МС9, 10, 11, 12; при екстремальних навантаженнях – МС8, 11 та 12.

Таким чином, проведено ранжування ґрунтових електролітів за характеристичними показниками та встановлено найнебезпечніші для деградованих трубопровідних сталей у кожній із груп. Такі методичні підходи дають змогу підвищити ефективність ремонтних заходів шляхом попередження важких відмов через регулярний моніторинг тривалоексплуатованих ділянок, прокладених у ґрунтах із підвищеною корозійною активністю, та з подальшою оптимізацією робочих режимів. В подальшому необхідно нагромаджувати експериментальний матеріал з метою збільшенні кількості характеристичних показників та побудови комплексної багатопараметричної системи корозійного моніторингу трубопроводів.

#### **4.2 Розроблення та апробація методики визначення ділянок трубопроводу з підвищеною небезпекою корозійно-механічної деградації**

Для прогнозування нелінійних процесів необхідно нагромадити значну кількість експериментальних даних про вплив на поведінку матеріалу трубопроводу різноманітних чинників (механічних напружень, хімічного складу та йонної сили середовища тощо) з метою пошуку взаємозв'язку між ними та, після акумулювання достатньої кількості матеріалу – вибору основних критеріїв для побудови полікритеріальної моделі взаємодії трубопроводу з довкіллям.

З метою підвищення надійності роботи магістральних трубопроводів пропонується:

- вивчення корозійної активності ґрунтів вздовж траси їх пролягання;

- аналіз сольового складу та рівня кислотності ґрунтового електроліту;
- визначення рівня вологості та його сезонних коливань;
- визначення швидкості загальної та локальної корозії, коефіцієнта локалізації корозійних процесів;
- визначення параметрів електрохімічної поведінки сталі трубопроводу у експлуатаційному середовищі (рівноважний потенціал, криві анодної та катодної поляризації, величину струмів анодного та катодного процесів);
- визначення рівня захисного потенціалу ЕХЗ;
- вивчення стану пасивного протикорозійного захисту.

З метою експериментальної перевірки запропонованих підходів у 2010 р. під час планового шурфування розпочато моніторинг хімічного складу ґрунтових електролітів вздовж траси пролягання газопроводу «Прогрес». Проби відбирали знизу та зверху труби з метою виявлення областей з високим ризиком виникнення концентраційних гальванічних елементів та зон періодичного змочування. Для полікритеріальної оцінки корозійної активності ґрунтів проводилося визначення концентрації хлоридів, сульфатів, рівня вологості та рН. Відібрано та проаналізовано 10 проб ґрунту (табл. 4.9).

Таблиця 4.9 – Результати аналізу проб ґрунту з ділянки пролягання трубопроводу «Прогрес»

№ п/п	Характеристики трубопроводу, місце відбору проби	Воло-	рН	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>		Cl <sup>-</sup>	
		гість, %		ммоль/ 100г	%	ммоль/ 100г	%
1	1420 Прогрес 3671,1; Верх	5,33	7,70	0,0420	0,00408	153	5,41
2	1420 Прогрес 3671,1; Низ	23,5	7,60	0,448	0,0431	6,30	0,224
3	1420 Прогрес 3674,6; Верх	3,32	8,95	0,151	0,0145	167	5,93

продовження таблиці 4.9

№ п/п	Характеристики трубопроводу, місце відбору проби	Воло- гість,	рН	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>		Cl <sup>-</sup>	
		%		ммоль/ 100г	%	ммоль/ 100г	%
4	1420 Прогрес 3674,6; Низ	6,17	8,50	0,137	0,0131	81,1	2,88
5	1420 Прогрес 3676,6; Верх	10,5	8,60	0,0571	0,00544	94,3	3,35
6	1420 Прогрес 3676,6; Низ	4,05	8,10	0,311	0,0299	35,0	1,24
7	1420 Прогрес 3693,9; Верх	5,32	8,40	0,278	0,0267	19,8	0,701
8	1420 Прогрес 3693,9; Низ	29,0	8,65	0,325	0,0313	21,0	0,745
9	1420 Прогрес 3696,7; Верх	28,3	8,45	0,184	0,0177	21,6	0,767
10	1420 Прогрес 3696,7; Низ	25,1	8,35	0,335	0,0322	20,4	0,723

Аналіз ґрунтів проводили з використанням потенціометричного (іонометричного методу для визначення вмісту хлоридів і рН- метричного для визначення кислотності водної витяжки) та турбідиметричного (для визначення вмісту сульфатів) методів.

З метою полегшення комплексної оцінки одержаних результатів та виявлення зон підвищеної корозійної активності побудовано діаграми зміни вологості, рН, концентрації хлоридів та сульфатів на досліджуваній ділянці газопроводу (рис. 4.9-4.13).

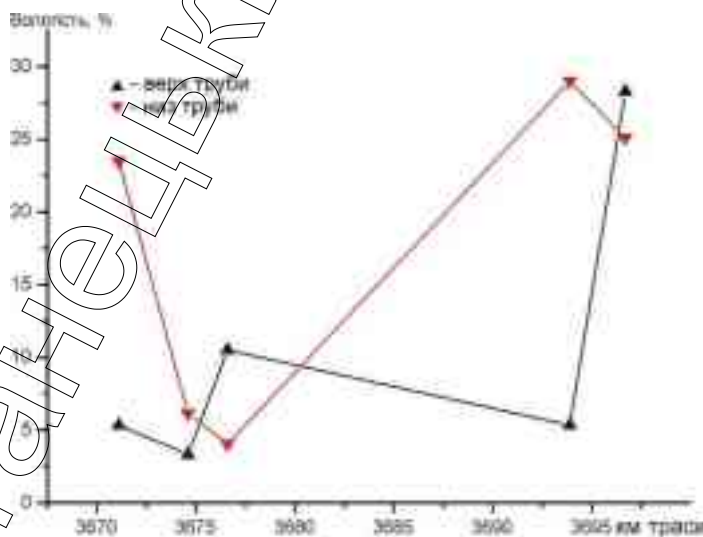


Рисунок 4.9) Зміна вологості ґрунтів на ділянці газопроводу «Прогрес»

З рис. 4.10 видно, що навіть на такій незначній за довжиною ділянці запропонована методика дала змогу виявити відразу 2 потенційні зони періодичного змочування (3671 та 3693 км) де вологість ґрунту в пробах з верхньої та нижньої частин труби відрізняється у 4,41 та 5,45 разів відповідно.

Другим кроком досліджень була оцінка рівня рН та його зміни на досліджуваній ділянці газопроводу. Як видно з таблиці та рис. 4.10 загальний рівень рН на початку ділянки знаходиться в районі нейтрального з наступним зсувом у лужну область. Такий характер залежності може свідчити про значну концентрацію карбонатів, які внаслідок гідролізу зумовлюють лужну реакцію середовища. З корозійної точки зору істотного впливу на загальну агресивність ґрунтового електроліту такий перепад не матиме, хоча через амфотерність продуктів корозії заліза може спричиняти їх часткове розчинення та перехід у карбонати на ділянці 3671-3675 км траси.

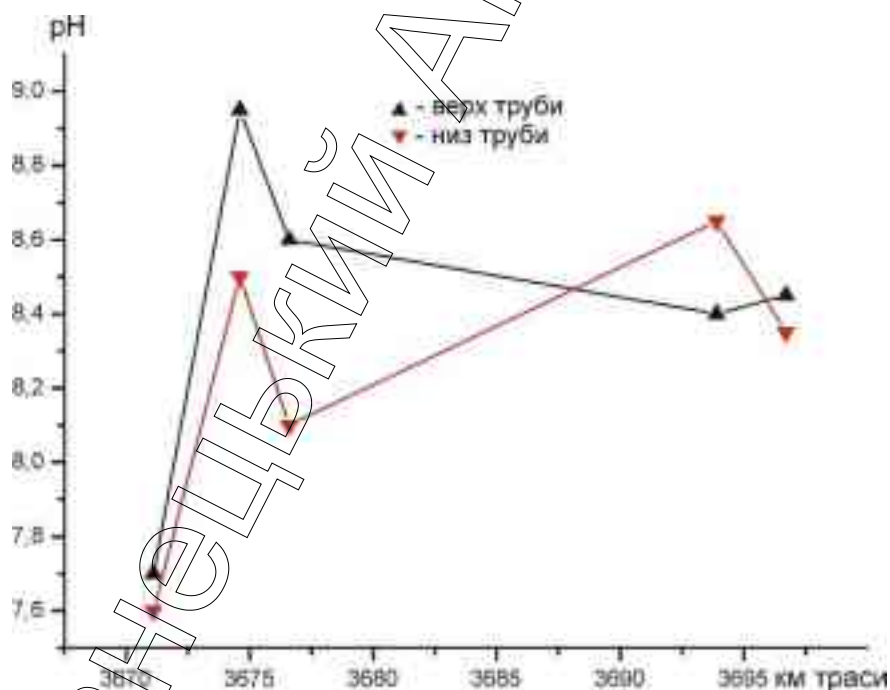


Рисунок 4.10 – Зміна рівня рН на ділянці газопроводу «Прогрес»

Наступний етап дослідження полягав у визначенні зміни концентрації хлоридів як вздовж траси трубопроводу так і в пробах з верху та знизу труби.

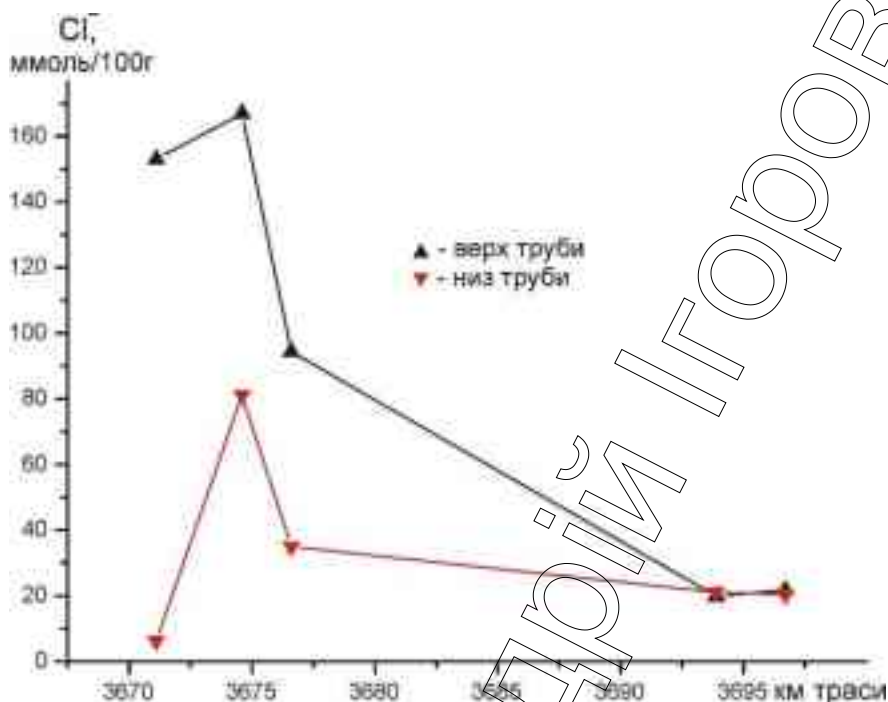


Рисунок 4.11 – Зміна концентрації хлоридів на ділянці газопроводу «Прогрес»

Результати засвідчують (рис. 4.11) стрибкоподібне зменшення концентрації у верхніх пробах та більш плавне у нижніх. Водночас максимальна абсолютна величина перепадів концентрації між сусідніми зразками у обох випадках подібна (74,8 та 72,7 ммоль/100г відповідно). Аналіз результатів дав змогу визначити область утворення концентраційних гальванічних елементів на відрізьку 3671-3776 км траси, що сприятиме локалізації корозійних процесів та, відповідно, підвищуватиме небезпеку виникнення позаштатної ситуації.

На завершальному етапі вивчалася зміна концентрації іншого основного корозійно активного компоненту ґрунтового електроліту – сульфатів (рис. 4.12).

Тренд зростання концентрації у верхніх пробах в цілому носить монотонний характер із відносно незначними перепадами на відрізьку 3671-

3676 км та 3693-3696 км. Натомість у нижніх пробах яскраво простежуються 2 основні зони: різких перепадів концентрації на відрізку 3671-3676 і стабільних значень на решті досліджуваної ділянки. Додатково фіксуємо 2 зони аномальної різниці концентрацій сульфатів у верхній та нижній пробах: 3671 та 3676 км, де вона становить 10,7 та 5,4 разів відповідно. Такі зміни концентрації неминуче призведуть до утворення концентраційних гальванічних елементів як на протязі відрізка 3671-3676 км там і безпосередньо в точках 3671 та 3676 км. Останні будуть набагато небезпечніші, оскільки точковий перепад спричинить більш значну локалізацію корозійних процесів, яка, як показали попередні дослідження [5-6] у сульфатних середовищах є надзвичайно сильною.

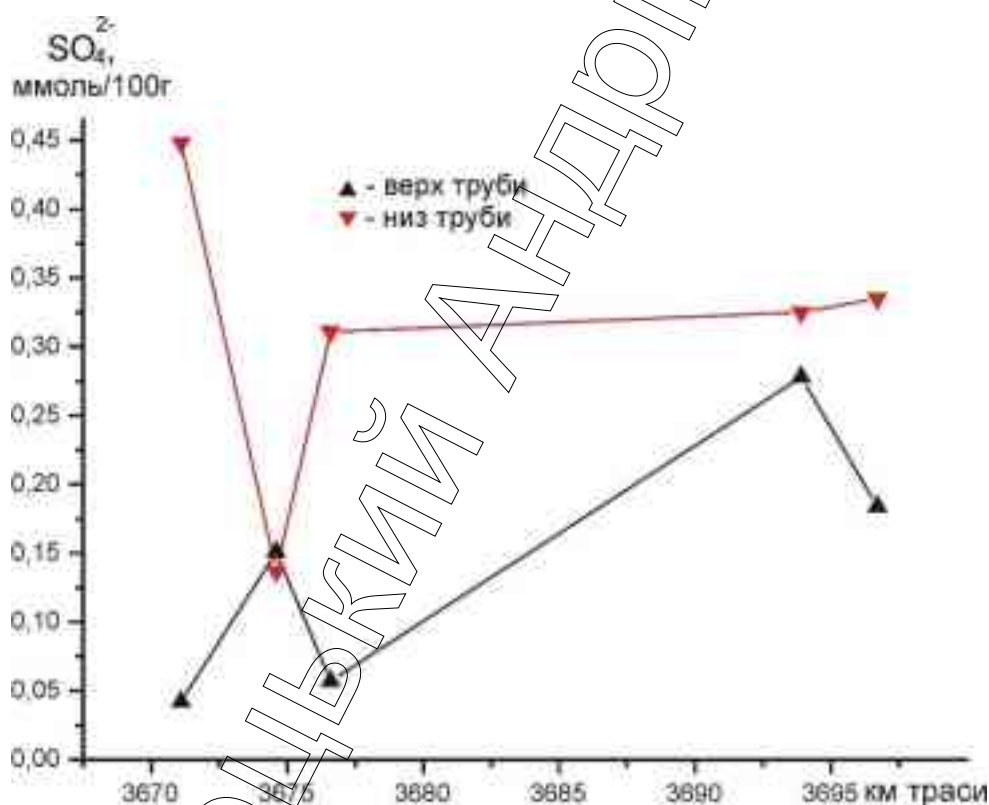


Рисунок 4.12 – Зміна концентрації сульфатів на ділянці газопроводу «Прогрес»

Підсумовуючи результати дослідження можемо визначити відрізок підвищеної корозійної активності середовища на досліджуваній ділянці – 3671-3676 км траси. На даному відрізку внаслідок синергічної дії фізико-хімічних чинників існує підвищений ризик виникнення корозійних та



корозійно-механічних ушкоджень трубопроводу у місцях з незалежним ізоляційним покриттям.

Обстеження трубопроводу Уренгой-Помари-Ужгород.

Аналіз ґрунтів проводили з використанням потенціометричного (іонометричного методу для визначення вмісту хлоридів і рН- метричного для визначення кислотності водної витяжки) та турбідиметричного (для визначення вмісту сульфатів) методів.

Таблиця 4.10 – Результати аналізу проб ґрунту з трубопроводу «Уренгой-Помари-Ужгород»

№ п/п	Характеристики трубопроводу, місце відбору проби	Вологість,	рН	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>		Cl	
		%		ммоль/100г	%	ммоль/100г	%
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1420 УПУ 3525,4; Верх	5,99	8,60	0,0612	0,00589	30,1	1,07
2	1420 УПУ 3525,4; Низ	14,8	9,10	0,179	0,0172	53,3	1,89
3	1420 УПУ 3528,4; Верх	3,40	8,30	0,137	0,0131	22,3	0,791
4	1420 УПУ 3528,4; Низ	15,3	8,40	0,142	0,0136	36,0	1,28
5	1420 УПУ 3530,9; Верх	9,87	7,75	0,0520	0,00498	206	7,32
6	1420 УПУ 3530,9; Низ	13,0	7,80	0,750	0,0721	31,9	1,13
7	1420 УПУ 3548,3; Верх	10,2	8,15	0,0568	0,00544	28,3	1,01
8	1420 УПУ 3548,3; Низ	29,5	8,00	0,453	0,0435	7,32	0,260
9	1420 УПУ 3551,1; Верх	20,8	8,55	0,0520	0,00498	69,8	2,48
10	1420 УПУ 3551,1; Низ	21,2	8,60	0,542	0,0521	35,0	1,24

Для кращої візуалізації одержаних результатів та полегшення виявлення зон підвищеної корозійної активності представлено графічні залежності зміни вологості, рН, концентрації хлоридів та сульфатів на досліджуваній ділянці газопроводу (рис. 4.13-4.16).



Візуальний аналіз зміни вологості ґрунтів на досліджуваній ділянці газопроводу дає змогу поділити її на 2 відрізки: 3525-3531 км та 3531-3551 км.

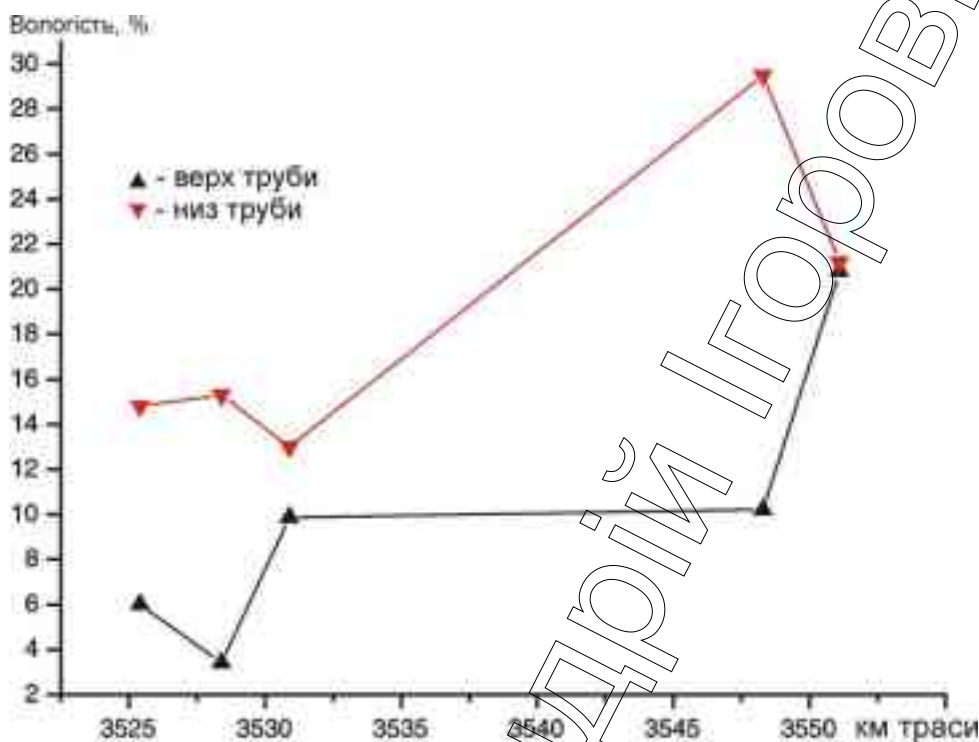


Рисунок 4.13 – Зміна вологості ґрунтів на ділянці газопроводу «УПУ»

Для кожного з них можемо виділити області як з максимальним точковим перепадом вологості так і з найбільшим перепадом вздовж траси. Потенційно небезпечних місць тут три: 3528 км траси з точковим перепадом вологості у 4,5 рази, 3548 км з точковим перепадом вологості у 2,9 рази та ділянка 3531-3548 км де у нижній частині труби маємо значний абсолютний перепад вологості з 13 до 29,5 %. Очевидно саме ця ділянка і є найнебезпечнішою, оскільки внаслідок сезонних коливань рівня опадів тут матимемо блукаючу зону періодичного змочування, яка в сухий сезон звужуватиметься до точкової, а в вологий поширюватиметься трасою.

На наступному етапі було досліджено зміну рН ґрунтового електроліту вздовж досліджуваної ділянки. Результати показують практично рівномірний рівень рН верхніх та нижніх проб, однак вздовж траси фіксуємо достатньо значне коливання на ділянці 3525-3531 км. На

початку ділянки маємо область лужних ґрунтів, що очевидно зумовлено гідролізом наявних в них карбонатів за схемою

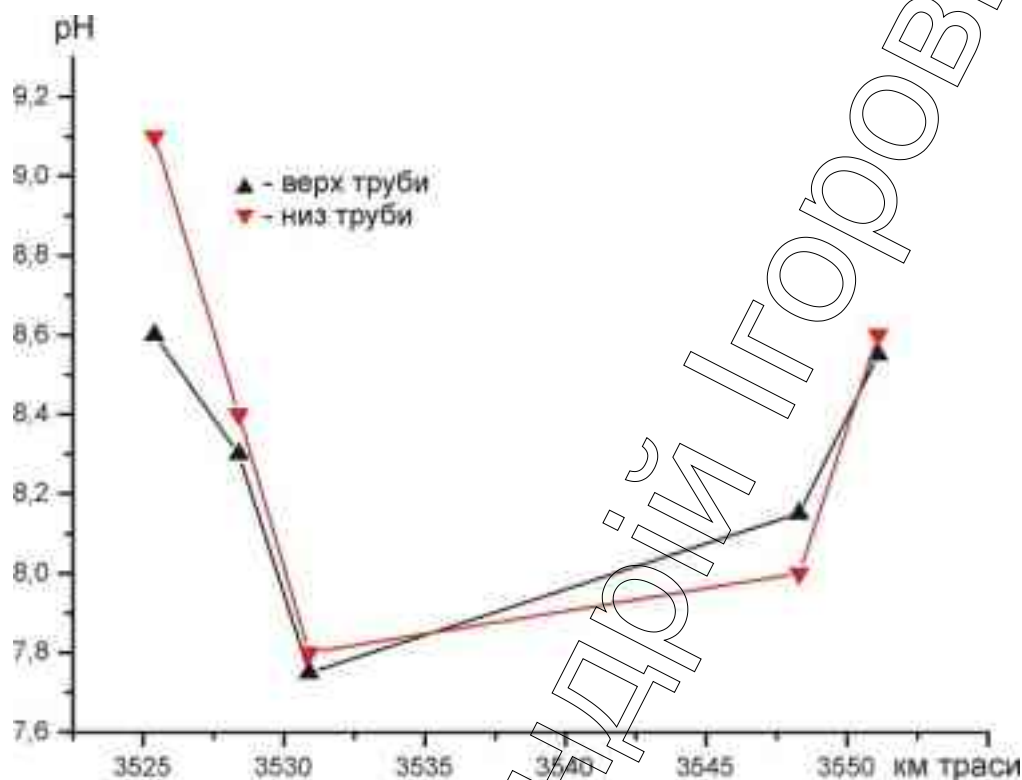
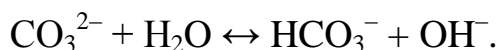


Рисунок 4.14 – Зміна рівня рН на ділянці газопроводу «УПУ»

Лужна реакція ґрунту з однієї сторони пригнічує корозійні процеси, хоча наявність гідрокарбонат-іонів може сприяти деякому розчиненню продуктів корозії - гідроксидних плівок, що зменшить швидкість пасивації сталі трубопроводу.

Подальші дослідження мали не меті вивчення характеру зміни уздовж досліджуваної ділянки трубопроводу концентрації корозійно активних компонентів ґрунтового електроліту – хлоридів та сульфатів, які за результатами раніше проведених досліджень є основною причиною корозійної деградації металу трубопроводів [5], а їх синергічна дія може викликати аномальне прискорення як швидкості загальної корозії так і локалізації корозійних процесів [3].

Спостерігаємо практично рівномірний розподіл хлоридів вздовж траси трубопроводу у нижніх пробах. Щодо верхніх то ситуація

неоднозначна. Для точнішого вивчення розподілу концентрації вздовж траси потрібні додаткові дослідження, а от точкову аномалію важко не помітити – на 3531 км траси перепад концентрації хлоридів становить 6,65 разів.

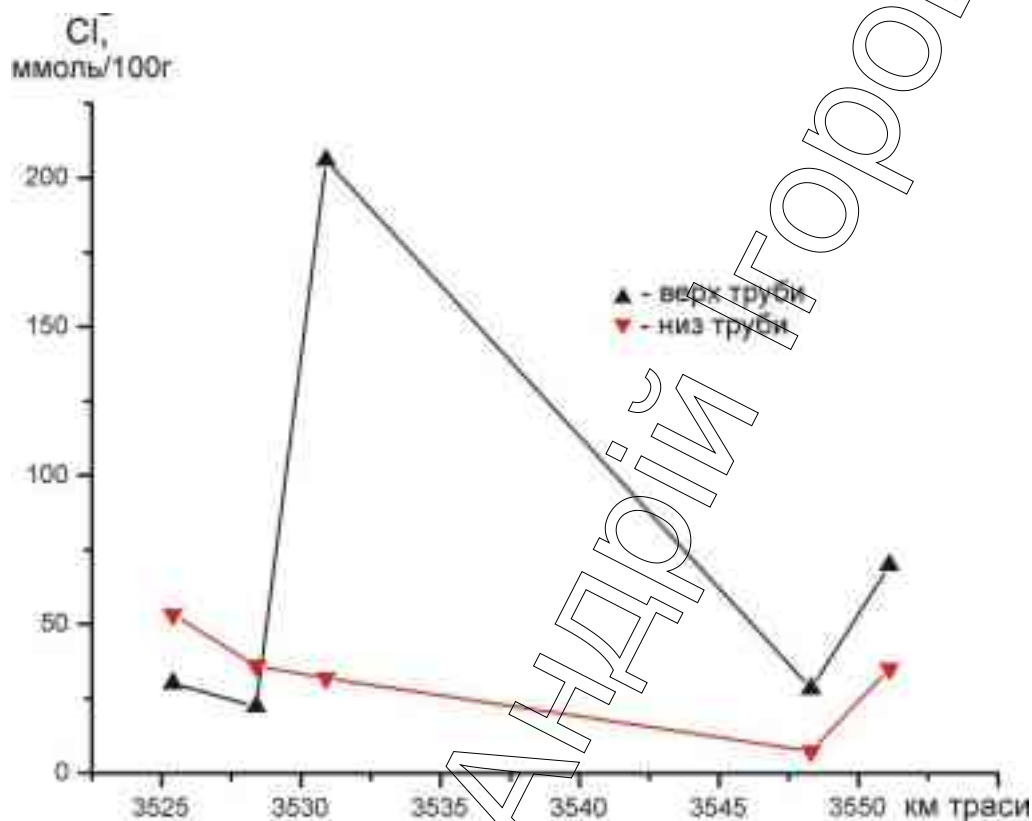


Рисунок 4.15 – Зміна концентрації хлоридів на ділянці газопроводу «УПУ»

Така значна різниця концентрацій зумовить утворення локальних концентраційних гальванічних елементів, що в умовах неналежного протикорозійного захисту може спричинити істотне прискорення корозійних процесів в цілому і, що найнебезпечніше, їх значну локалізацію.

Аналіз зміни концентрації сульфатів (рис. 4.16) засвідчив досить неприємну і небезпечну картину: на більшій частині досліджуваної ділянки маємо значну різницю концентрацій у верхніх і нижніх пробах, яка в точці максимуму на 3531 км становить 14,4 рази. Інша небезпечна ділянка знаходиться між 3528 і 3531 км траси. На її початку концентрації сульфатів у верхній і нижній пробах практично рівні, а вже через 3 км

відрізняються у понад 14 разів. Саме тут фіксуємо утворення вже не точкового концентраційного гальванічного елементу, а макрогальванічної пари «верх труби – низ труби» довжиною у понад 20 км, що ускладнює проведення і збільшує вартість заходів з підвищення якості активного та пасивного протикорозійного захисту та подальшого моніторингу їх стану.

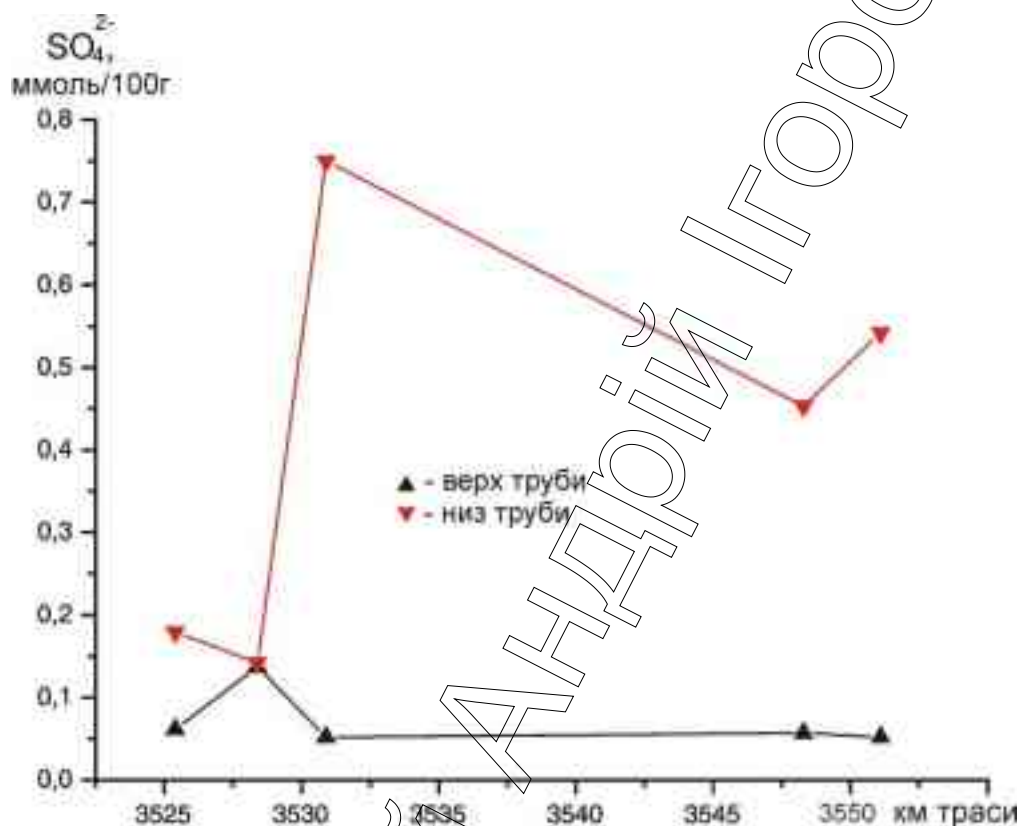


Рисунок 4.16 – Зміна концентрації сульфатів на ділянці газопроводу «УПУ»

Таким чином, в результаті проведених досліджень виявлено потенційно небезпечні в корозійному плані ділянки трубопроводу «УПУ» чим експериментально підтверджено дієвість запропонованих методичних підходів. В подальшому необхідно провести моделювання електрохімічної, деформаційної та корозійної поведінки сталі трубопроводу в умовах зафіксованих перепадів концентрацій корозійно активних компонентів, рН та вологості ґрунтів. Це дасть змогу прогнозувати рівень корозійно-механічної деградації матеріалу транзитних газопроводів, та підвищити надійність їх експлуатації шляхом окремого регламентування черговості та

періодичності проведення моніторингових заходів та заходів з обслуговування на ділянках з підвищеною корозійною активністю.

Обстеження трубопроводу Шебелинка-Полтава-Київ. Об'єктом дослідження вибрано ділянку магістрального трубопроводу Шебелинка – Полтава – Київ (ШПК) 79,3 – 143,5 км. Під час планового шурфування з метою виявлення областей підвищеної корозійної активності за пропонованою методикою відібрано 8 проб ґрунту знизу та зверху труби.

Проводилося визначення вологості, рН, та аналіз на вміст хлоридів та сульфатів (табл. 4.3). Вибір саме цих компонентів зумовлений літературними даними та результатами проведених раніше досліджень, які доводять, що саме хлориди та сульфати є найбільш корозійно активними складниками ґрунтового електроліту [1, 3].

Для кращої візуалізації одержаних результатів та полегшення виявлення корозійно небезпечних зон в місцях різких перепадів концентрацій компонентів, рівня вологості, рН представлено графічні залежності зміни їх величин вздовж досліджуваної ділянки газопроводу (рис. 4.9 – 4.12).

Візуальний аналіз зміни вологості ґрунтів на досліджуваній ділянці газопроводу свідчить про незначну різницю в показниках для проб з верхньої і нижньої частини труби, однак починаючи зі 120 км і до закінчення досліджуваної ділянки спостерігається збільшення різниці показників аж до 14 %.

Таблиця 4.11 – Результати аналізу проб ґрунту з трубопроводу «ШПК»

№ п/п	Характеристики трубопроводу, місце відбору проби	Вологість, %	рН	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>		Cl <sup>-</sup>	
				ммоль/100г	%	ммоль/100г	%
1	720 ШПК 79,3; Верх	10,3	8,30	0,108	0,0104	27,5	0,976
2	720 ШПК 79,3; Низ	7,02	8,35	0,0796	0,00770	153	5,41

продовження таблиці 4.12.

№ п/п	Характеристики трубопроводу, місце відбору проби	Воло- гість, %	рН	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>		Cl <sup>-</sup>	
				ммоль/ 100г	%	ммоль/ 100г	%
3	720 ШПК 80,8; Верх	11,7	8,40	0,137	0,0131	25,1	0,892
4	720 ШПК 80,8; Низ	6,65	8,75	0,693	0,0666	71,9	2,55
5	720 ШПК 119,8; Верх	18,5	8,35	0,179	0,0172	14,6	0,519
6	720 ШПК 119,8; Низ	18,6	8,25	0,208	0,0199	13,0	0,460
7	720 ШПК 143,5; Верх	18,8	7,15	0,137	0,0131	12,2	0,433
8	720 ШПК 143,5; Низ	32,87	8,55	0,726	0,0698	17,0	0,603

Однак найбільшу небезпеку становить активне зростання вологості у нижній частині труби впродовж всієї досліджуваної ділянки на протязі 64,2 км вологість зростає із 7,02 до 32,87% або у 4,7 рази. Така залежність дозволяє говорити про виявлення на досліджуваній ділянці блукаючої зони періодичного змочування, яка у суху пору року знаходитиметься в області 130...143 км із можливим звуженням до точкової, а в період інтенсивних опадів зміщуватиметься в район 90...100 км. Результати досліджень зміни рН ґрунтового електроліту вздовж траси трубопроводу (рис. 4.10) свідчать про наявність двох ділянок: на першій з 79,3...119,8 км спостерігаємо рівномірний рівень рН верхніх та нижніх проб із точковою аномалією на 80,8 км; друга ділянка навпаки характеризується збільшенням різниці показників аж до 1,4 одиниць на 143,5 км, де може спостерігатися прискорення та локалізація корозійних процесів з огляду на те, що у тій же точці розташована постійна зона періодичного змочування (рис. 4.17).

Розглянувши окремо зміну показників верхніх та нижніх проб вздовж досліджуваної ділянки можемо констатувати рівномірний тренд в районі 8,5 для показників рН проб з нижньої частини труби на обох

ділянках та швидкий перехід показників рН з лужної в нейтральну область для верхніх проб починаючи зі 120 км траси.

Лужна реакція ґрунту нижніх проб з однієї сторони пригнічує корозійні процеси, з іншої може сприяти деякому розчиненню продуктів корозії – амфотерних гідроксидних плівок, що зменшить швидкість пасивації сталі трубопроводу.

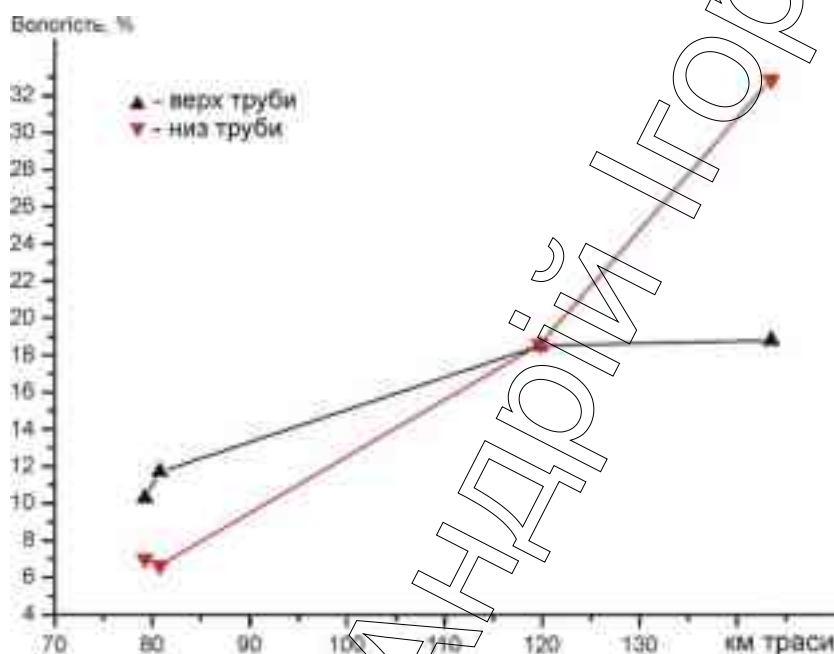


Рисунок 4.17 – Зміна вологості ґрунтів на ділянці газопроводу «ШПК»

Щодо міграції в сторону нейтральних показників рН проб з верхньої частини труби, то такі зміни не спричинять істотного впливу на швидкість перебігу корозійних процесів, за винятком хіба що точки максимальної різниці на 143,5 км траси.

Наступним етапом реалізації запропонованої методики було визначення концентрації хлоридів та сульфатів у водних витяжках проб ґрунту та вивчення її зміни вздовж траси трубопроводу (рис. 4.18-4.20). Визначення таких показників дає змогу оцінити небезпеку локалізації корозійних процесів в результаті тривалої дії ґрунтового електроліту та визначити найнебезпечніші ділянки для вчасної реалізації запобіжних заходів (переізоляції, шурфування тощо).



У пробах відібраних у верхній частині труби концентрація хлоридів демонструє тенденцію до монотонного зниження, натомість у пробах з нижньої частини труби фіксуємо різке падіння концентрації на відрізку 79,3...80,8 км від 153 до 71,9 ммоль/100 г тобто більш ніж у 2 рази, що при пошкодженні захисного покриття призведе до утворення концентраційних гальванічних елементів.

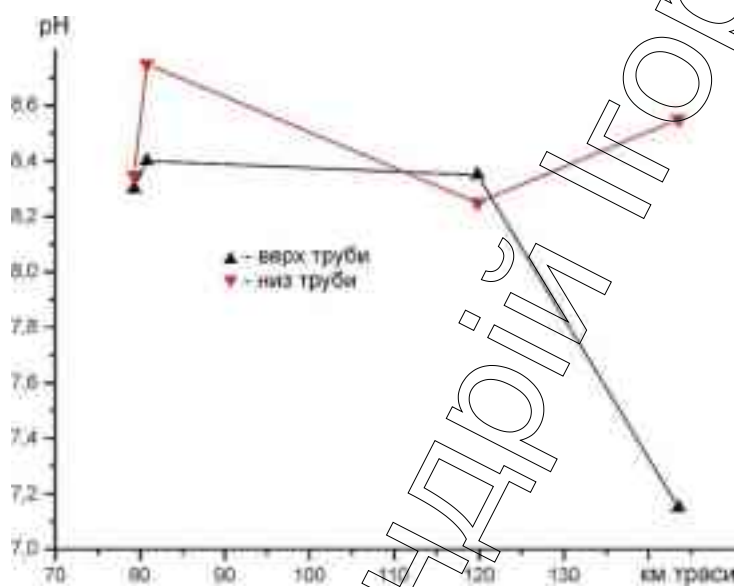


Рисунок 4.18 – Зміна рівня рН на ділянці газопроводу «ШПК»

У точці 79,3 км зафіксовано аномальну різницю концентрацій хлоридів у ґрунті над та під трубою які становлять 153 та 27,5 ммоль/100г відповідно і відрізняються у 5,56 разів.

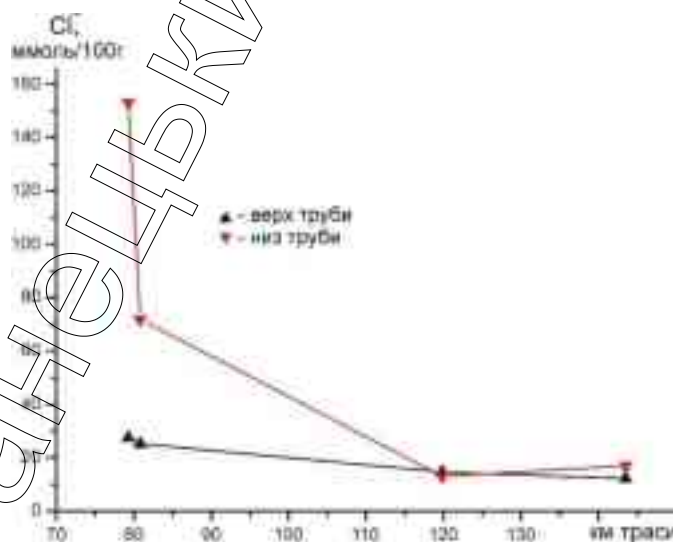


Рисунок 4.19 – Зміна концентрації хлоридів на ділянці газопроводу «ШПК»



Такий значний перепад концентрацій викликатиме крім утворення концентраційних гальванічних елементів ще й істотну локалізацію корозійних процесів та пригнічуватиме процес пасивації сталі трубопроводу у нижній частині труби, що носитиме особливо небезпечний характер, оскільки, за статистикою, абсолютна більшість небезпечних корозійних уражень виникає саме в нижній частині трубопроводу, що зумовлено синергічною дією корозійного та механічного чинників, підвищеним ризиком пошкодження захисного покриття каменями чи твердими частинами ґрунту в процесі укладання тощо.

На решті досліджуваної ділянки трубопроводу «ШПК» концентраційні перепади хлоридів не настільки значні і їх вплив на корозійну поведінку матеріалу трубопроводу буде незначним.

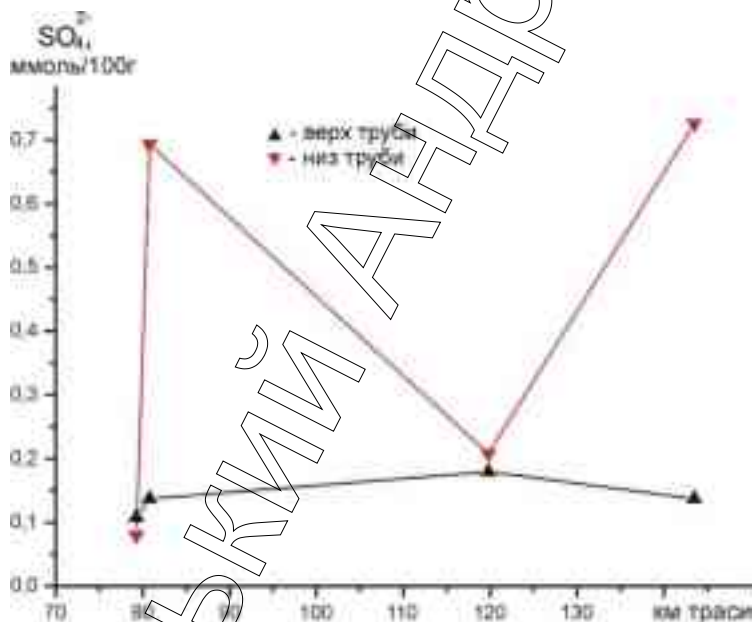


Рисунок 4.20 – Зміна концентрації сульфатів на ділянці газопроводу «ШПК»

Аналіз зміни концентрації сульфатів (рис. 4.20) показав наявність двох аномальних областей в районі 80,8 та 143,5 км траси, перепад концентрацій у витяжках верхньої та нижньої становить проб 5,05 та 5,3 рази відповідно, що викликатиме локалізацію корозійних процесів у нижній частині труби та сприятиме у разі пошкодження захисного

покриття утворенню концентраційних гальванічних елементів як локальних (між верхньою та нижньою поверхнями труби) так і макрогальванічних елементів між ділянками трубопроводу на відмітках 80,8 та 119,8 км і 119,8 та 143,5 км. Саме відрізок між позначками 130 та 143,5 км буде один із найнебезпечніших з точки зору корозійної активності, оскільки на ньому спостерігається синергічна дія 3 чинників: наявність зони періодичного змочування, різкий перепад концентрацій сульфатів в пробах ґрунту над та під трубою і максимальний для досліджуваної частини трубопроводу перепад рН. Іншою небезпечною зоною буде ділянка 79,3...85 км із значними перепадами концентрацій хлоридів і сульфатів у ґрунті над та під трубою і підвищеною концентрацією хлоридів і сульфатів у нижній частині трубопроводу, що, як показали попередні дослідження [3, 4] призводить до значної локалізації корозійних процесів та розвитку виразкової корозії вдовж границі розділу фаз «оголений метал – протикорозійне покриття».

Таким чином, в результаті проведених досліджень виявлено потенційно небезпечні в корозійному плані ділянки трубопроводу «Прогрес», «УПУ» та «ШПК», чим експериментально підтверджено дієвість запропонованих методичних підходів. Їх реалізація в подальшому дасть змогу прогнозувати рівень корозійно-механічної деградації матеріалу транзитних газопроводів, та підвищити надійність їх експлуатації шляхом окремого регламентування черговості та періодичності проведення моніторингових заходів та заходів з обслуговування на ділянках з підвищеною корозійною активністю.

### **4.3 Розробка концепції корозійного моніторингу трубопроводів**

Об'єднана реалізація запропонованих заходів та методик дасть змогу створити ГІС, яка міститиме (рис. 4.21):

- карту корозійної активності ґрунтів із зазначенням швидкості загальної, локальної корозії та коефіцієнта локалізації корозійних процесів;
- карту зміни вологості ґрунтів;
- карту відносної зсувонебезпечності вздовж траси трубопроводу;
- карту розподілу рН ґрунтів;
- карту зміни величини захисного потенціалу.

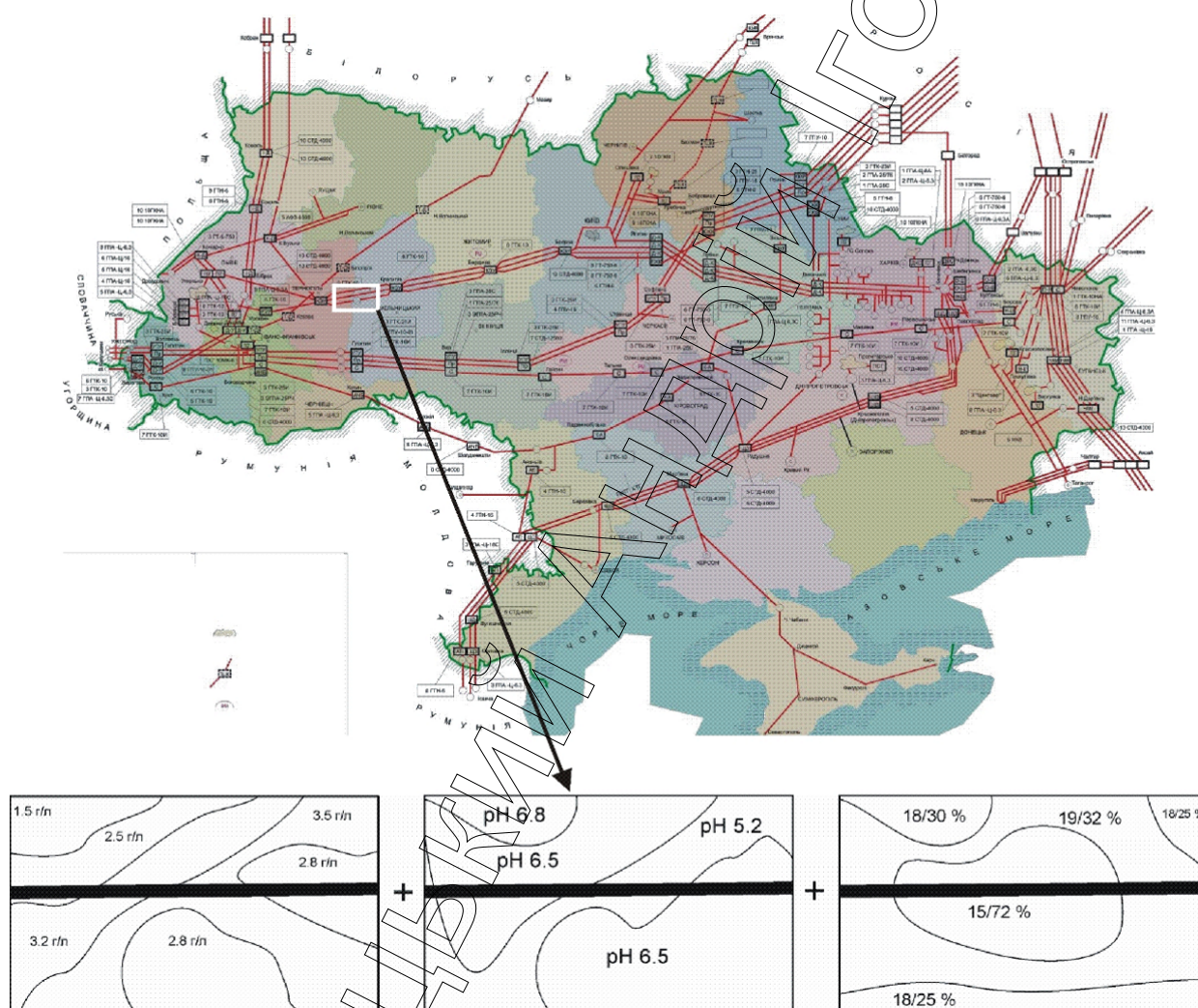


Рисунок 4.21 – Приклад побудови карт-шарів для визначення ділянок траси із підвищеною небезпечкою корозійно-механічної деградації газопроводу

Використання запропонованої ГІС дозволить створити систему комплексного корозійного моніторингу магістральних газопроводів, яка дасть змогу:

1. Виявити ділянки підвищеної зсувонебезпечності з підвищеним ризиком корозійно-механічної деградації (корозійної півзучості, корозійного розтріскування під напруженням, стрес-корозії тощо);
2. Оптимізувати параметри електрохімічного захисту;
3. Визначити способом накладання карт-шарів найбільш корозійно небезпечні ділянки;
4. Виокремити ділянки газопроводу з найбільш ушкодженим ізоляційним покриттям;
5. Прогнозувати швидкість корозійно-механічної деградації сталі трубопроводу;
6. Виявляти ділянки зі значними пошкодженнями протикорозійного покриття;
7. Визначати місце, черговість і періодичність проведення моніторингових заходів з метою мінімізації наслідків корозійно-механічної деградації та запобігання аварійним ситуаціям;
8. Підвищити надійність роботи магістральних газопроводів, зменшити та контролювати величину експлуатаційних ризиків;

Уже перші кроки із реалізації пропонованих заходів на трубопроводах УМГ «Київтрансгаз» дали змогу виявити ділянки підвищеної корозійної активності і вчасно вжити ремонтних заходів на трубопроводі «Єфремовка-Диканька-Київ» (рис.4.22).



Рисунок 4.22 – Локалізоване корозійне ураження магістрального газопроводу «Єфремовка-Диканька-Київ»

У рамках системи комплексного корозійного моніторингу газопроводів розроблено та впроваджено «Методику визначення ділянок трубопроводів з підвищеною небезпекою корозійно-механічної деградації». У подальшому, після нагромадження більшої кількості щодо показників та характеру фізико-хімічних властивостей ґрунтів, терміну експлуатації туб на різних ділянках трубопроводів планується створення системи попередження аварійних ситуацій шляхом прогнозування їх імовірного виникнення і розвитку з використанням нейронних мереж.

#### **Висновки до розділу 4**

1. Проведено ранжування ґрунтових електролітів за характеристичними показниками та встановлено найнебезпечніші для деградованих трубопровідних сталей у кожній із груп. Для сталей 17ГС та 19Г найнебезпечнішими є нейтральні модельні середовища 2, 5 та 6 і кислі модельні середовища 9, 11 та 12.

2. Розроблено методику полукритеріальної оцінки корозійної активності середовища вздовж трас пролягання магістральних газопроводів.

3. Проведено обстеження ділянок газопроводів «Прогрес», «УПУ» та «ШПК» із застосуванням запропонованої методики, яке дало змогу виявити місця підвищеної корозійної активності, та вчасно запобігти розвитку глибоких корозійних уражень у місцях пошкодження захисного покриття.

4. Запропоновано концепцію комплексного корозійного моніторингу магістральних трубопроводів України, яка дає змогу системного аналізу експлуатаційних небезпек та загроз і розроблення відповідних запобіжних заходів.



## ВИСНОВКИ:

В результаті виконання дисертаційної роботи вирішено важливу науково-технічну задачу забезпечення працездатності трубопроводів шляхом оцінки та прогнозування впливу терміну експлуатації та тривалої дії ґрунтових електrolітів на деформаційну поведінку трубних сталей.

1. Розвинуто експериментальні дослідження впливу ґрунтових електrolітів на кінетику деформації трубних сталей. Встановлено, що приріст загальної деформації в результаті тривалої дії експлуатаційних середовищ (ґрунтових електrolітів) та трубні сталі 17ГС та 19Г, експлуатовані 41 рік, становить від 4 до 9% та від 5,5 до 12% відповідно і має тенденцію до подальшого збільшення. У кислих ґрунтових електrolітах для тривалоексплуатованих трубних сталей вперше зафіксовано різкі прирости деформації, зумовлені розвитком корозійних тріщин, які можуть спричинити раптову розгерметизацію трубопроводу.

2. Для сталей 17ГС та 19Г отримано відповідні функціональні залежності для кожної комбінації «сталь-середовище-напруження» з надійною ймовірністю математичного опису у межах 0,96-0,98, що підтверджує їх придатність для прогнозування процесу.

3. Розроблено методику ранжування ґрунтів за небезпекою розвитку корозійно-механічних процесів та запропоновано в якості характеристичних показників кут нахилу завершальної ділянки деформаційної кривої, абсолютний та відносний прирости деформації. Для сталей 17ГС та 19Г найнебезпечнішими є нейтральні модельні середовища 2, 5 та 6 і кислі модельні середовища 9, 11 та 12. Встановлено що тривалоексплуатована трубна сталь 19Г більш чутлива до впливу ґрунтового електrolіту, ніж 17ГС (на 5-44% – для нейтральних середовищ, на 10-55% – для кислих середовищ).

4. Розроблено та впроваджено на окремих підприємствах УМГ «Київтрансгаз», УМГ «Львівтрансгаз» та УМГ «Черкаситрансгаз» методику визначення ділянок трубопроводу з підвищеною небезпекою корозійно-механічної деградації. Результати роботи впроваджено в навчальний процес на кафедрах хімії і спорудження та ремонту газонафтопроводів та газонафтосховищ ІФНТУНГ.

5. Запропоновано концепцію корозійного моніторингу газопроводів, яка полягає в накладанні карт-шарів розподілу вздовж траси трубопроводу наступних чинників: корозійної активності ґрунтів, їх сольового складу, рівня кислотності та вологості (з врахуванням сезонних коливань); параметрів електрохімічної поведінки сталі трубопроводів (рівноважного потенціалу, величини катодного та анодного струмів, коефіцієнту локалізації корозійних процесів); розподілу захисного потенціалу та стану пасивного протикорозійного захисту. Її реалізація дасть змогу оптимізувати періодичність моніторингу технічного стану та черговість проведення ремонтних заходів.

**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

1. Побережний Л. Я. Корозійний моніторинг транзитних газопроводів / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький, В.В. Рудко // Вісник ТНТУ. – 2011. – №3. – С. 20-26. INSPEC
2. Побережний Л.Я. Ранжування ґрунтів за небезпекою втрати несної здатності трубопроводами на пізній стадії експлуатації / Л.Я. Побережний, А.І. Станецький // Науковий вісник НЛТУ України. – 2016. – Вип. 26.1.- С. 280-286.
3. Побережний Л.Я. Вплив йонної сили ґрунтового електроліту на швидкість корозії металу нафтогазопроводів / Л.Я. Побережний, Т.Ю. Пиріг, А.І. Станецький // Фізико-хімічна механіка матеріалів, спец. вип. № 8. – 2010. – Т.2. – С. 620-624.
4. Побережний Л.Я. Методика визначення областей підвищеної корозійної активності вздовж трас пролягання магістральних газонафтопроводів / Л.Я. Побережний, А.І. Станецький, Т.Ю. Пиріг, О.Д. Мельник // Розвідка та розробка газових та нафтових родовищ. – 2010. – 4(37). – С. 118-123.
5. Побережний Л. Я. Корозійно-механічна деградація магістральних газопроводів / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №1 – С. 36-38.
6. Побережний Л. Я. Полікритеріальна оцінка корозійної активності середовища як елемент підвищення надійності магістральних газопроводів / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №2. – С. 38-40.
7. Побережний Л.Я. Вплив експлуатаційної деградації на несучу здатність матеріалу магістральних трубопроводів/ Л.Я. Побережний, П.О. Марущак, А.І. Станецький // Фізико-хімічна механіка матеріалів, спец. вип. № 9. – 2012. – Т.2. – С. 642-646.



8. Побережний Л. Я. Методика визначення областей підвищеної корозійної та біокорозійної активності як складова комплексного моніторингу нафтогазопроводів / Л.Я. Побережний, А.І. Станецький, М. С. Полутренко, П.О. Марущак // Вісник Східноукраїнського національного університету ім. В. Даля. – 2013. – С. 161-166.
9. Полутренко М.С. Оцінювання ризику біокорозійних руйнувань підземних газопроводів // М.С. Полутренко, Л. Я. Побережний, А. І. Станецький // Вісник ТНТУ. – 2015. – №4 (80) – С. 71-77.
10. Побережний Л. Я. Низкочастотная усталость и коррозионная усталость подземных магистральных трубопроводов / Л. Я. Побережний, А. И. Станецкий // IV международная конференция «Деформация и разрушение материалов и наноматериалов» Москва. 25-28 октября 2011 г./ Сборник материалов. – М: ИМЕТ РАН, 2011, С. 367-369.
11. Побережний Л. Я. Вплив експлуатаційної деградації на несучу здатність матеріалу транзитних газопроводів / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький, В. Б. Асатрян // Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу: матеріали міжнародної науково-технічної конференції, Івано-Франківськ, 15-18 травня 2012 р. / Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ 2012. – С. 233-235.
12. Побережний Л.Я. Вплив терміну експлуатації на опір деформаціям матеріалу газопроводів / Л.Я. Побережний, А.І. Станецький, В.С. Мархалевич // Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії-2012: тези доповідей міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів, 5-7 листопада 2012 р. / Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2012. – С. 211-214.
13. Побережний Л. Я. Зміна несучої здатності матеріалу магистральних газопроводів в результаті експлуатаційної деградації / Л. Я. Побережний, А. І. Станецький, П.О. Марущак // Нафтогазова енергетика 2013:

матеріали міжнародної науково-технічної конференції, Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013 р. / Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ 2013. – С. 451-253.

14. Полутренко М.С. Вплив терміну експлуатації та рН середовища на несучу здатність матеріалу трубопроводу // М.С. Полутренко, Л. Я. Побережний, А. І. Станецький // Тези доповідей Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика-2015» 21-24 квітня 2015 р // Івано-Франківськ. - 2015 р.-С 298-302.

15. Макаренко В.Д. Аналіз і оцінювання працездатності та тріщиностійкості зварних трубопроводів / В.Д. Макаренко, В.Ю. Чернов, Є.Д. Крижанівський, М.М. Прохоров // Нафтова і газова промисловість. - 2003. -№4. -С. 47 - 50.

16. Банахевич Ю.В. Аналіз причин відмов і зупинок газопроводів в ГТС УМГ "Львівтрансгаз" / Ю.В. Банахевич, В.В. Вільчанський У Інформаційний огляд ДК "Укртрансгаз", 2007. - № 5 (47). - С. 7 - 9.

17. Карпаш О.М. Технічна діагностика - складова частина забезпечення належного рівня безпеки та безаварійності у нафтогазовій промисловості / О.М. Карпаш, Я.М. Зінчак // Матеріали 6-тої Національної науково-технічної конференції і виставки "Неруйнівний контроль і технічна діагностика", Київ, 9-12 червня 2009 р. / Матеріали конференції. Київ: УТНКТД 2009.-С. 33-38.

18. Карпаш О.М. Технологія та засоби неруйнівного контролю і технічної діагностики нафтогазового обладнання промисловості /О.М. Карпаш, Я.М. Зінчак, М.О. Карпаш / Нафтова і газова промисловість. - 2007. № 6 - С 8-11.

19. Методика оцінки технічного стану труб газопроводу з тривалим строком експлуатації та його залишкового ресурсу (друга редакція) ДК "Укртрансгаз" - ДК "Укртрансгаз", Київ, 2002. - 72 с.

20. Недосека А.Я. Основы расчета и диагностики сварных конструкций

А.Я. Недосека. - К.: Индпром, 1998. - 640 с.

21. Гирепко В.С. Некоторые результаты технической диагностики сосудов и трубопроводов в нефтехимической промышленности / В.С.Гирепко, М.Д. Рабкина, В.П. Дядин и др. // Технич. диагностика и неразруш. контроль-1998 г. № 3 - С. 17 - 24.

22. Ориняк І.В. Ресурс, довговічність і надійність трубопроводів. Огляд сучасних підходів і проблеми нормативного забезпечення в Україні /І.В. Ориняк, В.В. Розгонюк, В.М. Тороп, О.Ф. Білик // Нафтова і газова промисловість. - 2003. - № 4. - С. 54 - 57.

23. Олійник І. Сучасні підходи забезпечення ефективної роботи газотранспортної системи тривалої експлуатації / І.Я. Олійник, А.О. Кичма, Я.Я. Данило // 9-й Міжнародний симпозиум українських інженерів-механіків у Львові, 20-22 травня 2009 р. - С 221 - 223.

24. Білобран Б.С. Розрахунково-експериментальний метод оцінки напруженого стану магістрального нафтопроводу при ремонті в траншеї / Б.С. Білобран, Л.С. Піпапак // матеріали Наук.-техн. конф. ["Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики промислового обладнання"], (Івано-Франківськ), 2002. - С. 126 - 128.

25. Грудз В.Я. Обслуговування і ремонт газопроводів / В.Я. Грудз, Д.Ф. Тимків, В.Б. Михалків, В.В. Косив. - Івано-Франківськ: Лілея - НВ. 2009. 711 с

26. Осадчук ВА. Напряженно-деформированное состояние и предельное равновесие оболочек с разрезами В.Л. Осадчук. К.: Наук. думка, 1985. 224 с.

27. Банахевич Ю.В. Визначення залишкового ресурсу нафтопроводу з тріщиною поблизу зварного шва / Ю. В. Банахевич, О. С Андрейків, МБ. Кіт7 Машинознавство. - 2007. - № 8. - С. 8 - 12.

28. Подстригач Я.С. Исследование напряженного состояния

цилиндрических оболочек обусловленного заданным тензором несовместных деформаций и его приложения к определению сварочных напряжений Я.С. Подстригая, В.А. Осадчук У Физ. - хим. Механика материалов. 1968. -4 №2. С. 218 - 224.

29. Писаренко Г.С. Деформирование и прочность материалов при сложном напряженном состоянии / Г.С. Писаренко А.А. Лебедев. К.:І Наукова думка. 1976. - 415 с.

30. Махненко В.И. Расчетное исследование остаточных сварочных напряжений в зоне кольцевых сварных стыков трубопроводов Ду300 КМЩ ЧАЭС-3 В.П. Махненко, О.Г. Касаткин, К.А. Великоиваненко, В.М. Шекера / Труды 5-й Междунар. конф. "Материаловедческие проблемы проектирования, изготовления и эксплуатации оборудования АЭС". - СПб, 1998.-Т. 2.-С. 53-66.

31. Розгонюк В.В. Про створення централізованої системи технічного нагляду і діагностування лінійної частини магістральних газопроводів України В.В. Розгонюк, Л.С. Шпапак, В.М. Коваль / Нафтова і газова промисловість. - 1998. - № 5. - С 38 - 41.

32. Фомичев С.К. Экспериментально - расчетный метод определения остаточных напряжений в зоне кольцевых швов оболочечных конструкций С.К. Фомичев, Ю.А. Осламовский, Е.А. Великоиваненко У Автомагическая сварка. - 1998. - № 5 - С. 14 - 18.

33. Шаблій О.М. Розподіл залишкових напружень у пластині з прямолінійним швом О.М. Шаблій, Л.І. Цимбалюк / Фіз.-хім. Механіка матеріалів. 2000. - № 4. - С 91 - 94.

34. Буржанов А.А. Влияние металлургических факторов на водородную деградацию сталей для газопроводных труб / А. А. Буржанов, СВ. Коструба, Г.А. Филлипов, ОН. Чсвская II Сб. Водородная экономика и водородная обработка материалов: Труды V Междунар. конф., Донецк, Украина, 21-25 мая 2007. Т. 2 (Под ред. В А Гольцова) (Донецк:

ДонНТУ, ДОНИФЦ ІАУ, 2007). - С. 748 - 752.

35. Крижанівський Є.І. Деградація матеріалів нафтогазових об'єктів довготривалої експлуатації та шляхи забезпечення їх працездатності / Є.І. Крижанівський // Розробка родовищ.- 2014.- С. 241-253.

36. Закорчимски Г. Проникновение электролитического водорода в железо и стали и его влияние на механические свойства металлов / Г. Закорчимски // Защита металов. 1983.-№ 5. - С. 733 - 739.

37. Иванцов О.М. Надежность магистральных трубопроводов / О.М. Иванцов, В.И. Харитонов. М.: Недра, 1978. - 165 с.

38. Іваницький Я. Оцінка втомного руйнування матеріалів за двовісною навантаження // Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій/ Під. заг. ред. В.В. Панасюка - Львів: Фіз.-мех. ін-т ім. Г.В.Карпенка 11 АН України, 2004. С 641 - 646.

39. Романив О.Н. Кинетика и механизм роста коррозионно-усталостных трещин в сталях ферритно-перлитного класса / ОН. Романив, Г.Н. Никифорчин, Ю.В. Зима, А.В. Вольдемаров // Физ.-хим. Механика материалов. 1983. - № 1. С. 29 - 39.

40. Кир'ян В.І. Механіка руйнування зварних з'єднань металоконструкцій В.І. Кир'ян, В.А. Осадчук, М.М. Николишин. - Львів: Сподом, 2007.-320 с

41. Корозійне розтріскування / Провідний галузевий документ з управління транскристалтним КРН. Рекомендовані методики, II видання. СЕРА Канадська асоціація енергетичних трубопроводів. - грудень 2007 р. м. Калгарі, Канада. - 130 с

42. Похмурський В.І. Корозійно-механічне руйнування зварних конструкцій В.І. Похмурський, Р.К. Мелехов, Г.М. Круцан, В.Г. Здановсі.кий - К.: Наукова думка, 1995. - 260 с.

43. Крижанівський Є.І. Вплив тривалої експлуатації магістральних газопроводів на їх корозійно-втомні властивості / Є.І. Крижанівський,

- С.Й. Тараєвський, О.С. Тараєвський // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів, "Фізико-хімічна механіка матеріалів". - Львів, 2010. - № 8 -т. 2.-С 655-660.
44. Крижанівський Є.І. Низькочастотна корозійна втома сталі морських трубопроводів / Є.І. Крижанівський, Л.Я. Побережний // Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спец, випуск № 3. Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів. - т. 2. - С. 794 - 797.
45. Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. - М.: Издательство Центр «ЕЛИМА», 2004. - 1096 с
46. Медведев В.Н. О причинах аварийности труб магистральных газопроводов: Сборник трудов научно-практического семинара / В.Н. Медведев, В.В. Кузнецов, В.Д. Шапиро и др. ["Проблемы старения сталей магистральных трубопроводов"], (Нижний Новгород, 23-25 января 2006 р.) / НИФТИ ННГУ им.Н.И. Лобачевского. Новгород: "ФФПК МЕЛАКС", 2006. - С. 110 - 122.
47. Радкевич О. Основні закономірності наводнювання та поверхневого пухиріння трубної сталі в сірководневих середовищах / О.Радкевич, Г. Чумало, І. Доменюк, Р. Юркевич // Фіз.-хім. механіка матеріалів.- 2004. - Спец. вип. № 4. - С 446 - 449.
48. Перун Й.В. Магистральные трубопроводы в горных условиях / Й.В. Перун. - М.: Недра, 1987. - 175 с.
49. Чернов В.Ю. Про причини корозійних руйнувань промислових трубопроводів / В.Ю. Чернов, В.Д. Макаренко, Є.І. Крижанівський та ін. // Фіз.-хім. механіка матеріалів. - 2002. - № 6. - С 93-95.
50. Робаков А.О. Оцінка стану та проявів деформаційного старіння металу газопроводів при використанні сталі контрольованої прокатки / А.О. Робаков, С.Є. Семенов, Л.В. Гончаренко // Збірник праць під керівництвом Б.Є. Патона "Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкції, споруд та машин", Київ, 2006. - С. 324 - 327.

51. Грудз В.Я. Вплив антикорозійного покриття внутрішньої поверхні на міцність трубопроводу / В.Я. Грудз, І.Й. Попадюк, О.Т. Мартинюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Івано-Франківськ. - 2004. - № 2 (11). - С. 25 - 27.
52. Середницький Я. А. Сучасна протикорозійна ізоляція в трубопровідному транспорті / Я. А. Середницький, Ю. В. Банахевич, А. В. Драгілев. - Львів-Київ: ТзОВ "Сплайн", 2004. - Ч. 2. - 276 с
53. Середницький Я. А. Сучасна протикорозійна ізоляція в трубопровідному транспорті / Я. А. Середницький, Ю. В. Банахевич, А. В. Драгілев. - Львів-Київ: ТзОВ "Сплайн", 2005. - Ч. 3. - 286 с
54. Середняцкий Я. А. Противокоррозионная изоляция магистральных газонефтепроводов: Справочник / Я. А. Середницький, Ю.В. Банахевич, А.В. Драгілев. - Львов-Киев: ООО "Сплайн", 2008. - 495 с.
55. Банахевич Ю.В. Обстеження антикорозійного покриття та електрохімічного захисту магістральних газопроводів / Ю.В. Банахевич, Й.Л. Зубик, А.О. Кичма, О.Й. Винник, Б.В. Слободян, О.І. Марченко // Матеріали 3-го науково-практичного семінару (Львів). 1999. В 36. "Протикорозійний захист трубопроводів і споруд та методи контролю "НТСС-99". - С. 63 - 65.
56. Аненков Н.П. Оценка прочности магистральных трубопроводов методами линейной механики разрушения / Н.П. Аненков, М.П. Анучкин. - Труды ВНИИСТ, 1974. - вып. 30. - С. 120 - 124.
57. Говдяк Р.М. Оцінка статичної та циклічної довговічності магістральних трубопроводів на стадії проектування / Р.М. Говдяк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2004. - №2(11). - С. 101 - 104.
58. Кичма А.О. Оцінка дефектів металу труб за результатами внутрішньотрубною дефектоскопії трубопроводів / А.О. Кичма // Вісник НУ "Львівська політехніка" "Динаміка, міцність та проектування машин і

приладів", Львів. -2001. №434. С 58 - 61.

59. Андрейків О.Є. Циклічна міцність тонкостінних елементів конструкцій з тріщинами / О.Є. Андрейків, Ю.В. Банахевич, М.Б. Кіт // Доповіді НАН України. - 2009. - № 7. - С 56 - 62.

60. Банахевич Ю. В. Циклічна міцність труб з поверхневими тріщинами / Ю.В. Банахевич, О.Є. Андрейків, М.Б. Кіт // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. - 2009.- №1 (30). - С. 23 - 28.

61. Фог К. Захист від корозії зварних стиків магістральних трубопроводів із заводською тришаровою поліетиленовою ізоляцією / К. Фог, Б. Збишевські, Ю, Банахевич, А. Драйтлев // Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спец, випуск "Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів". - 2006. - Т. 42. - № 5. С 339 345.

62. Чернов В.Ю. Вплив водню на механізм сульфідного корозійного розтріскування під напруженням (СКРН) сталей промислових трубопроводів / В.Ю. Чернов, В.Д. Макаренко, СІ. Крижанівський, Л.С. Шлапак // Фізико-хімічна механіка матеріалів. - 2003. - № 1. - С. 121-123.

63. Гембара О.В. Визначення електричних полів у системі електроліт-метал / О.В. Гембара, З.О. Терлецька, О.Я. Чепіль // Фізико-хімічна механіка матеріалів. - 2007. - № 2. - С.71 – 77.

64. Гиренко В.С. Прочність трубопроводов и сосудов с коррозионными выемками / В.С. Гиренко, В.В. Мутас, С.В. Гиренко /7 Технич. диагностика и неразруш. контроль. - 2001. - №4. - С. 21 - 23.

65. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения / А.А. Гоник. - М.: Недра, 1976. - 235 с.

66. Гончарук М.І. Корозійно-механічна поведінка металу газопроводу / М.І. Гончарук, Є. І. Крижанівський, Л.Я. Побережний // Науковий вісник Івано-Франківського технічного університету нафти і газу. - 2003. -№1



(5). - С 54-60.

67. Гончарук М.І. Корозія та розгерметизація газопроводів / М.І. Гончарук / Нафтова і газова промисловість. - 2003. - № 2. - С 56 - 57.

68. Далматое Б.И., Ласточкин В.С. Устройство газопроводов в пучинистых грунтах. Л.: Недра, 1978. 199 с.

69. Харионовский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. Л.: Недра, 1990.180 с.

70. Иванцов О.М., Харионовский В.В., Курганов И.Н., Силкин В.М., Нефедов С.В. Методика обеспечения надежности трубопроводов // Строительство трубопроводов. 1996. Сентябрь-октябрь.

71. Крижанівський Є.І. Дослідження корозійно-втомних характеристик сталі 17Г1С магістрального газопроводу / Є.І. Крижанівський, О.С Тараєвський // Фіз.-хім. механіка матеріалів. - 2006. - Спецвипуск №5. - Т. 1. - С 290-295.

72. Коломєєв В.М. Нова технологія ремонту пошкоджених ділянок труб підводних переходів магістральних газопроводів / В.М. Коломєєв, М.М. Дрогомирецький, Т.І. Смоляк, С.Ф. Савула, Ю.В. Банахевич, Б.С. Петровський, А.І. Лаус, В.К. Дячун, А.Г. Голуб / Інформаційний огляд ДК"Укртрансгаз", 2005. - № 4 (34). - С 7 - 8.

73. Лубенский А.П. Влияние температуры на коррозию трубной стали в растворе вода-сероводород / А.П. Лубенский, З.П. Семиколенова // Коррозия и защита окружающей среды. - 1984. - Вып. 11. - С. 1 - 5.

74. Сакара А.О. Розрахункова модель для визначення періоду докритичного росту корозійно-механічних тріщин в металевих пластинах / А.О. Сакара, Ю.В. Банахевич // Фізико-хімічна механіка матеріалів. - 2010. - № 3, - С 23-29.

75. Сакара А. Математичне моделювання процесів руйнування металевих матеріалів за механічного навантаження та дії водневих і

корозійних середовищ / А. Сакара, Ю. Банахевич, І. Лохман // Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спец, випуск "Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів". Львів, 2010. - Т. 1, № 8. - С. 120 - 124.

76. Иванцов О.М. Защита трубных сталей от почвенной коррозии / «Газовая промышленность», 1993. № 4.

77. Петров НЛ., Маршаков ЛИ., Михайловский Ю.Н. Разработка методологии и создание приборной базы коррозионного мониторинга много ниточных систем магистральных газопроводов. Современные проблемы трубопроводного транспорта газа // Сб. науч. тр. М.: РАО «Газпром»: ВНИИГАЗ, 1998. С. 312.

78. Антонов В.П. К вопросу о нормативно-правовой документации и нормативной базе по охране окружающей среды / «Трубопроводный транспорт нефти», 1995. № 6.

79. Рябов В.М., Гольдфарб АЛ., Божко Н.В., Усова ЛЛ. Современные виды изоляции — направление предотвращения КРН / Материалы отраслевого совещания ОАО «Газпром» по технической диагностике. 2002.

80. Седых АД, Галлиулин З.Т., Леонтьев Е.В., Самсонова Л.Н. Трубы с внут-ренним гладкостым покрытием / «Газовая пром-ть», 2000. № 10.

81. 9th EGIG report (February, 2015 (<https://www.egig.eu/uploads/bestanden/ba6dfd62-4044-4a4d-933c-07bf56b82383>)).

82. Michael R. Acton and Philip J. Baldwin, Ignition Probability for High Pressure Gas Transmission Pipelines, 2008 7th International Pipeline Conference.

83. Иванцов О.М., Харионовский В.В., Курганов И.Н., Силкин В.М., Нефедов С.В. Методика обеспечения надежности трубопроводов // Строительство трубопроводов. 1996. Сентябрь-октябрь.

84. Крижанівський Є.І. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: наук.-техн. посібник в 3-х т. / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин; за ред. В.В. Панасюка. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – Т. 1. – 2010. – 457 с.; Т. 2. – 2011. – 447 с.; Т. 3. – 2012. – 432 с.
85. Фізико-механічні властивості сталі обсадної труби та їх вплив на її роботоздатність / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин, І.І. Палійчук [та ін.] // Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій: 5-та міжнар. конф. 24 – 27 червня 2014 р.: зб. наук. праць. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 2014. – С. 761 – 766.
86. Крижанівський Є.І. Деградація матеріалів нафтогазових об'єктів довготривалої експлуатації та шляхи забезпечення їх працездатності / Є.І. Крижанівський // Розроблення родовищ, зб. наук. праць, 2014. – С. 241-253.
87. Gabeta G. In-service degradation of gas trunk pipeline X52 / G. Gabeta, H.V. Nykyforchyn, E. Lunarska [etс.] // Фіз.- хім. механіка матеріалів. – 2008. – № 1. – С. 88 – 99.
88. Осадчук В. А. Визначення залишкових напружень і оцінка їх впливу на ріст втомних тріщин в зоні кільцевих зварних з'єднань магістральних трубопроводів / В.А. Осадчук, Ю.В. Банахевич, В.В. Пороховський // Тези доповідей міжнародної науково-практичної конференції [Міцність та надійність магістральних трубопроводів], (Київ, Україна), 2008.-С 91 -93.
89. Дарчук О.І. Моделювання впливу залишкових напружень на швидкість росту втомних тріщин у зварних з'єднаннях / О.І. Дарчук, А.В. Драгілев // Машинознавство. 2005. № 3 (93). - С 7 - 12.
90. Дарчук О.І. Застосування імовірнісної механіки втомного руйнування до оцінки надійності зварних конструкцій / О.І. Дарчук // Фіз.-хім. механіка матеріалів. - 2003. - № 4. - С. 19 - 26.
91. Банахевич Ю. Кінетика сірководневого розтріскування металу у

нафтогазовому устаткуванні / Ю. Банахевич, О. Гембара, О. Андрейків /, Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спец, випуск "Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів". - Львів, 2010. - Т. 2, № 8. - С 610-614.

92. Банахевич Ю.В. Визначення концентрації напружень в околі корозійних дефектів труб при дії внутрішнього тиску / Ю.В. Банахевич // Вісник Національного університету "Львівська політехніка" Динаміка, міцність та проектування машин і приладів, 2002. - № 456. С. 3 - 8.

93. Осадчук В.А. Концентрація напружень у трубопроводі з поверхневою заглибиною у формі півеліпсоїда обертання / В.А. Осадчук, Ю.В. Банахевич // Фізико-хімічна механіка матеріалів. - 2002. - № 2. - С 37-42.

94. Dragilyev A.V. The estimation of the influence of residual stresses near circumferential welded bead on the longevity of the pipeline / A.V. Dragilyev, A.O. Kychma, I.V. Lokhman // International conference ["Pipeline Technology 2009"]. (Ostend, Belgium), 2009. - P. 35 - 38.

95. Осадчук В. А. Визначення залишкових напружень і оцінка їх впливу на ріст втомних тріщин в зоні кільцевих зварних з'єднань магістральних трубопроводів / В.А. Осадчук, Ю.В. Банахевич, В.В. Пороховський // Тези доповідей міжнародної науково-практичної конференції [Міцність та надійність магістральних трубопроводів], (Київ, Україна), 2008. - С 91 -93.

96. Дарчук О.І. Моделювання впливу залишкових напружень на швидкість росту втомних тріщин у зварних з'єднаннях / О.І. Дарчук, А.В. Драгілев // Машинознавство. 2005. № 3 (93). - С 7 - 12.

97. Касаткин Б.С. Оценка некоторых методов определения остаточных напряжений в сварных соединениях конструкционных сталей для диагностики (обзор) / Б.С. Касаткин // Техническая диагностика. - 2005. - №4. - С. 13-18.

98. Механіка руйнування і міцність матеріалів. Довідниковий посібник. / Назарчук З.Т., Кошовий В.В., Скальський В.Р. та ін. // Під заг. ред. В.В. Панасюка. т.5 Неруйнівний контроль і технічна діагностика. Під ред. З.Т. Назарчука. - Львів: ФМІ, 2001. 1134 с
99. Механика разрушения и прочность материалов: Справ. пос. в 4-х т. / Под общ. ред. В.В. Панасюка. - К.: Наук, думка, 1988. Т. 2: Коэффициенты интенсивности напряжений в телах с трещинами / М.П. Саврук. - 620 с.
100. Перун Й.В. Досвід дослідження напружено-деформованого стану газопроводів акустичними та магнітними методами / Й.В. Перун, Л.С. Шлапак, Ю.В. Банахевич, В.В. Розгонюк // Матеріали науково-технічної конференції, (Івано-Франківськ), 1996. - С. 33 - 37.
101. Автономная система мониторинга механических напряжений магистральных трубопроводов с использованием возможностей GSM-связи / С.К. Фомичев, С.Н. Минаков, М.А. Яременко, С.В. Михалко, А.В. Данильчик, А.С. Минаков // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. - 2008. - №1. С. 9 - 12.
102. Недосека А.Я. Разработка уточненной методики неразрушающего контроля напряжений магнитоупругим методом / А.Я. Недосека. А. А. Грудз, О.И. Бойчук и др. // Техническая диагностика и неразрушающий контроль, 2005.- №4.-С 19-22.
103. Крижанівський Є.І. Вплив наводнювання та попереднього пластичного деформування сталі на її тріщиностійкість / Є.І. Крижанівський, О.Т. Цирульник, Д.Ю. Петрина // Фіз.-хім. механіка матеріалів. - 1999. - № 5. - С 67-70
104. Берник З.А. Досвід визначення напруженого стану трубопроводів / З.А. Берник, Я.Р. Корчак, А.О. Кичма, В.І. Білобородченко "Трубопровідний транспорт. - 2008. - № 4 (70). - С 20 - 21.
105. Крижанівський Є.І. 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. -2003. - 1 (16). - С 6-11.

106. Крижанівський Є.І. Механічні характеристики пластично деформованої трубної сталі 17Г1С/Є. І. Крижанівський, Д.Ю. Петрина, О.О. Онищук // Машинознавство. - 2005. - №6 (95). - С 36-38.

107. Петрина Д.Ю. Вплив наклепу розтягом на механічні характеристики трубних сталей 17Г1С і 20 /Д.Ю. Петрина // Машинознавство. -2008. -4 (130). - С 30-33.

108. Петрина Д.Ю. Вплив експлуатаційних перевантажень на механічні властивості сталей трубопроводів / Д.Ю. Петрина // Науковий вісник ІФНТУНГ. - 2009. - № 2 (20). - С 97-107.

109. Крижанівський Є. Механічні характеристики пластично деформованої трубної сталі 17Г1С / Є. Крижанівський, Д. Петрина, О. Онищук // Тези доповідей 7-го Міжнародного симпозиуму українських інженерів-механіків у Львові, 18-20 травня 2005 р. - Львів: Національний університет «Львівська політехніка», 2005. - С. 109.

110. Петрина Д.Ю. Оцінювання експлуатаційної деградації сталей магістральних нафто- і газопроводів/Д.Ю. Петрина, О.І. Звірко, М.І. Греділь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. -2008.- № 4 (29). - С 76-79.

111. Никифорчин Г.М. Деградація властивостей сталей магістральних газопроводів упродовж їх сорокарічної експлуатації / Г.М. Никифорчин, О.Т. Цирульник, Д.Ю. Петрина, М.І. Греділь // Проблемы прочности. - 2009 - № 5. - С. 66-72.

112. Петрина Д.Ю. Оцінювання експлуатаційної деградації сталей магістральних нафто- і газопроводів /Д.Ю. Петрина, О.І. Звірко, М.І. Греділь // Анотації Міжнародної науково-технічної конференції молодих вчених «Техніка і прогресивні технології в нафтогазовій інженерії», 16-20

вересня 2008 р., Івано-Франківськ. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2008. - С 37.

113. Никифорчин Г.М. Деградація властивостей сталей магістральних газопроводів впродовж їх сорокарічної експлуатації / Г.М. Никифорчин, О.Т. Цирульник, Д.Ю. Петрина, М.І. Греділь // Міцність та надійність магістральних трубопроводів «МТ - 2008»: тези доповідей Міжнародної науково-технічної конференції, 5-7 червня 2008 р., Київ. - К.: Інститут проблем міцності ім. Г.С. Писаренка НАН України, 2008. - С 83-84.

114. Никифорчин Г. Вплив експлуатаційної розсіяної пошкодженості на закономірності деградації властивостей конструкційних сталей / Г. Никифорчин, Е. Лунарська, Д. Петрина, [та інші] // Вісник Тернопільського державного технічного університету. - 2009. - Т.14. - №4.-0.38-45.

115. Nykyforchyn H.M. The fracture peculiarities of trunk pipeline steels after their long term service / H.M. Nykyforchyn, O.T. Tsyurulnyk, D.Yu. Petryna and M.I. Hredil // Proc. of the international conference on crack paths, 14-16 September 2006, Parma, Italy - Parma, 2006. – Paper №61.

116. Никифорчин Г.М. Вплив експлуатаційної розсіяної пошкодженості на закономірності деградації властивостей конструкційних сталей / Г.М. Никифорчин, Е.М. Лунарська, Д.Ю. Петрина, [та інші] // Пошкодження матеріалів під час експлуатації методи його діагностування і прогнозування: матеріали Міжнародно' конференції, 21-24 вересня 2009 р., Тернопіль. - Тернопіль Державний технічний університет ім. Івана Пулюя, 2009. - С. 90-96.

117. Петрина Д.Ю. Оцінювання деградації сталі 17Г1С тривало експлуатованих магістральних газопроводів / Д.Ю. Петрина, С.С. Вуйцік // «Нафтогазова енергетика: проблеми та перспективи»: анотації Міжнародної науково-технічної конференції, 20-23 жовтня 2009 р., Івано-Франківськ. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009р. -С 127.

118. Петрина Д.Ю. Оцінка довговічності трубопроводів за різних видів

втомного навантаження / Д.Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 2004. - №4 (13). - С 66-69.

119. ДСТУ ISO 7438:2005 Матеріали металеві. Випробування на згин (ISO 7438:1985, IDT

120. ДСТУ EN 10002-1:2006 Матеріали металеві. Випробування на розтяг. Частина 1. Метод випробування за кімнатної температури (EN 10002-1:2001, IDT).

121. ДСТУ ISO 7438:2005 Матеріали металеві. Випробування на згин (ISO 7438:1985, IDT

122. Крижанівський Є. І. Методологія дослідження деформації та руйнування трубопровідних систем / Є. І. Крижанівський, Л. Я. Побережний // Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій / Під. ред. В.В. Панасюка. - Львів. - 2004. - С. 419-424.

123. Крижанівський Є. І., Побережний Л. Я. Методологічні аспекти дослідження взаємозв'язку процесів деформації та руйнування трубопроводів // Нафт. і газова пром-сть. - 2002. - №. 5. - С. 33-38

124. Побережний Л. Я. Низькотемпературна корозійна повзучість сталі трубопроводів / Л. Я. Побережний // Машинознавство. - 2007. - № 9. - С. 24-28.

125. Побережний Л. Я. Вплив рН середовища на перебіг стрес-корозійних процесів / Л. Я. Побережний // Машинознавство. - 2007. - №10. - С. 42-47.

126. Побережний Л. Я. Особливості корозії нафтогазопроводів у засолених ґрунтах / Л. Я. Побережний // Нафтова і газова пром-ть. - 2008. - №3. - С. 47-49.

127. Побережний Л. Я. Корозійна деградація магістральних трубопроводів / Л. Я. Побережний // Нафтова і газова пром-ть. - 2008. - №2. - С. 47-49.

128. Чорний І.Б. Географія ґрунтів з основами ґрунтознавства: навч посібник. - К.: Вища школа, 1995.- 240 с.



129. Цирульник О. Т. 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.

130. Petryna D.Yu. The corrosion-hydrogen degradation of trunk pipeline steels after their long term servise / D.Yu. Petryna // The international conference of the Carpathian euro-region specialists in industrial systems. 8<sup>th</sup> edition. Proseedings, 12-14 may 2010, Baia-Mare, Romania. P. 233-238.

Станецький Андрій Ігорович

**ДОДАТКИ**

Станецький Андрій Ігорович

Додаток А

Міністерство освіти і науки України  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

«ЗАТВЕРДЖУЮ»  
Директор УМГ «Київтрансгаз»  
В. В. Рудко  
2016 р.

«ЗАТВЕРДЖУЮ»  
Проректор наукової роботи  
ІФНТУНГ, д.т.н., професор  
О.М. Карпач  
2016 р.

**МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ПЛЯНОК ТРУБОПРОВІДІВ З  
ПІДВИЩЕНОЮ НЕБЕЗПЕКОЮ БОРОТІВНО-МЕХАНІЧНОЇ ДЕГРАДАЦІЇ**

Розробники:  
д. т. н., проф., Л. Я. Побережний

Здобувач А. І. Станецький



Додаток В

"ЗАТВЕРДЖЕНО"  
 Наказом Головного інженера ГКС  
 Львівської ГКС  
 від 20.06.2018 р.



### АКТ

впровадження Методики визначення ділянок трубопроводів з підвищеною небезпекою корозійно-механічної деградації

На Гусятинському віддаленому промисловому майданчику Барського лінійного виробничого управління філії УМГ «Черкаси-трансгаз» впроваджено методику визначення ділянок трубопроводів з підвищеною небезпекою корозійно-механічної деградації, яка дає змогу визначити найнебезпечніших ділянок трубопроводу, базуючись на терміні експлуатації, рельєфі місцевості, складі ґрунтового електриліту.

Методику передано для використання на виробництві.

Розробники:

д.т.н., проф.  Л.А. Губережній

Здобувач:  А. Станецький

Станецький Андрій Ігорович

Додаток Г

„ЗАТВЕРДЖУЮ“

Ректор ІФНУ-УП

доктор технічних наук, професор

Івано-Франківський

"16" 2016 р.

## АКТ

про впровадження методики визначення діаметр трубопроводів з підвищеною небезпекою корозійно-механічної навантаженні у навчальний процес

В Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу розроблено методику визначення діаметр трубопроводів з підвищеною небезпекою корозійно-механічної навантаженні. Методику успішно апробовано на підприємствах УМГ Київтрансгаз та затверджено її ефективність.

Відповідні матеріали надіслані на кафедру хімії для використання при викладанні курсу «Хімія» для студентів спеціальності ПС, а також на кафедру спорудження та ремонту газонафтопроводів і газонафтоємностей для використання у курсових та дипломному проектуванні.


Зав. каф. спорудження та ремонту  
газонафтопроводів і газонафтоємностей,

д. т. н., проф.

 В. М. Грудз

Зав. каф. хімії


д. т. н., проф.

 М.С. Полутренко

Розробники:

Науковий керівник

д. т. н., проф.

 Л. Я. Побережний

Здобувач

 А. І. Стинєцький

Станецький Андрій Ігорович