


Міністерство освіти і науки України

Національний університет "Львівська політехніка"

На правах рукопису

Савула Роман Степанович

УДК 622.692.4



ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ В ПРОЦЕСІ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ У ГІРСЬКІЙ МІСЦЕВОСТІ

Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

*Всі примірники дисертації передані
Як згодом секретар спеціалізованої вченої
ради D 20.057.04 ЛП / Печенько П.О.
16.10.2013р.*

Науковий керівник:

Харченко Євген Валентинович,
доктор техн. наук, професор

Львів - 2013



d504

ЗМІСТ

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВСТУП | 5 |
| РОЗДІЛ 1. СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ТРУБОПРОВОДІВ І ОБГРУНТУВАННЯ НАПРЯМКІВ ДОСЛІДЖЕНЬ | 12 |
| 1.1. Особливості тривалої експлуатації газотранспортної системи на території Західної України | 12 |
| 1.2. Аналіз аварій на магістральних газопроводах і причини їх виникнення | 14 |
| 1.3. Аспекти процесу старіння трубних сталей | 19 |
| 1.4. Проблеми забезпечення працездатності магістральних трубопроводів | 24 |
| 1.4.1. Вплив умов експлуатації магістральних трубопроводів на їхній технічний стан | 26 |
| 1.4.2. Методи оцінки міцності магістральних трубопроводів тривалої експлуатації | 28 |
| 1.4.3. Експериментальні методи оцінювання технічного стану ділянок магістральних трубопроводів | 30 |
| 1.5. Особливості експлуатації газопроводів, що транспортують газ, який містить сірководень | 33 |
| 1.6. Методи ремонту лінійної частини магістральних трубопроводів | 37 |
| 1.7. Основні задачі та напрямки дослідження | 39 |
| РОЗДІЛ 2. ВПЛИВ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НА ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ СТАЛЕЙ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ І ЇХ ЗАЛИШКОВУ МІЦНІСТЬ | 40 |
| 2.1. Структурні зміни в сталях магістральних трубопроводів в процесі старіння | 40 |
| 2.2. Дослідження характеристик міцності, пластичності і опору | |

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| корозійному розтріскуванню трубної сталі 17Г1С..... | 45 |
| 2.2.1. Визначення механічних характеристик трубної сталі 17Г1С..... | 45 |
| 2.2.2. Проведення досліджень ударної в'язкості сталей..... | 48 |
| 2.2.3. Випробування зразків труб на циклічну тріщиностійкість | 54 |
| 2.2.4. Випробування зразків труб із сталі 17Г1С на опірність сірководневого корозійному розтріскуванню під напруженням | 60 |
| 2.2.5. Аналіз корозійної стійкості сталі | 63 |
| 2.3. Визначення мікротвердості металу труби | 63 |
| 2.3.1. Дослідження схильності до воднем ініційованого розтріскування (VIP) трубної сталі 17Г1С | 72 |
| 2.3.2. Визначення швидкості корозії металу масометричним методом..... | 73 |
| 2.3.3. Дослідження впливу сірководневого середовища на властивості трубної сталі 17Г1С..... | 75 |
| 2.4. Врахування деградації параметрів трубних сталей під час визначення залишкової міцності ділянок магістральних газопроводів з дефектами | 81 |
| Висновки до розділу 3..... | 89 |

РОЗДІЛ 3. ВПЛИВ ПРУЖНО-ПЛАСТИЧНОГО ДЕФОРМУВАННЯ ТРУБ НА ПРАЦЕЗДАТНІСТЬ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВODІВ

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.1. Визначення згинального моменту в трубі з урахуванням пружно-пластичних деформацій..... | 92 |
| 3.1.1. Визначення радіуса кривизни осі трубопроводу за результатами геодезичних вимірювань | 93 |
| 3.1.2. Залежність між згинальним моментом і кривизною осі труби в процесі пружно-пластичного деформування..... | 94 |

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 3.2. Вплив зміцнення матеріалу в процесі пружно-пластичного деформування труби на значення згинального моменту..... | 99 |
| 3.3. Сумісний вплив викривлення осі трубопроводу і зміни температури на характеристики напруженого стану труби..... | 102 |
| 3.4. Вплив локальних пластичних деформацій на напружено-деформований стан труби | 107 |
| Висновки до розділу 3..... | 125 |
| РОЗДІЛ 4. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЛОКАЛЬНИХ ПЛАСТИЧНИХ ДЕФОРМАЦІЙ НА НАПРУЖЕНО- ДЕФОРМОВАНИЙ СТАН ТРУБОПРОВОДІВ | 127 |
| 4.1. Експериментальне визначення напружено-деформованого стану труби в зоні локальних пластичних деформацій..... | 127 |
| 4.1.1. Устаткування для дослідження НДС труби в зоні локальних пластичних деформацій | 128 |
| 4.1.2. Визначення НДС труби електромагнітним методом..... | 133 |
| 4.1.3. Визначення граничного стану металу ділянок резервуара в зонах локальних пластичних деформацій, з використанням коерцитиметричного методу..... | 136 |
| 4.1.4. Оцінка несівної здатності дослідного резервуара | 144 |
| Висновки до розділу 4 | 147 |
| ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ТА ВИСНОВКИ | 149 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... | 152 |
| Додаток А | 175 |

і розрахунку МГ, які б враховували такі важливі чинники, як складний характер навантаження, вплив корозійних і водневовмісних середовищ, вологого сірководню, залишкових пластичних деформацій. На розв'язання цієї важливої проблеми спрямована дана робота.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана в рамках програм НАК «Нафтогаз України» згідно з розпорядженнями Кабінету міністрів України «Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року» та «Про схвалення Концепції розвитку, модернізації і переоснащення газотранспортної системи України на 2009-2015 роки».

Дисертаційні дослідження виконувалися відповідно до плану науково-дослідної роботи кафедри «Опір матеріалів» Національного університету «Львівська політехніка» і безпосередньо пов'язані з держбюджетними темами «Динаміка та міцність машин і інженерних споруд» (№ державної реєстрації 0107U004842), «Розроблення методів статичного і динамічного розрахунку елементів конструкцій з концентраторами напружень» (№ державної реєстрації 0109U001158), «Розроблення методів аналізу пружно-пластичного деформування і оцінки міцності магістральних трубопроводів з урахуванням наявності дефектів матеріалу» (№ державної реєстрації 0113U001349), що виконувалися на кафедрі.

Мета дослідження – забезпечення працездатності магістральних газопроводів в процесі тривалої експлуатації у гірській місцевості за рахунок удосконалення методів аналізу напружено-деформованого стану і оцінки міцності труб з урахуванням деградації матеріалу, відхилення від прямолінійності траси і наявності локальних пластичних деформацій.

Для досягнення поставленої в роботі мети розглядаються такі наукові задачі:

– оцінити структурні зміни в трубній сталі магістральних газопроводів в процесі тривалої експлуатації та їх вплив на фізико-механічні

ВСТУП

Актуальність теми. Магістральні газопроводи (МГ) відіграють надзвичайно важливу роль у забезпеченні України паливно-енергетичними і сировинними ресурсами і, в той же час, належать до об'єктів підвищеного ризику. Забезпечення надійної експлуатації МГ стало однією з найважливіших загальнодержавних задач, оскільки аварії на трубопроводах можуть спричинити величезні економічні і екологічні збитки. Значна частина розгалуженої мережі газотранспортної системи (ГТС) України перебуває в експлуатації понад 30 років. Зі збільшенням термінів експлуатації все актуальнішою стає проблема ефективної та безперервної роботи трубопровідного транспорту. Працездатність та надійність ГТС забезпечується організацією періодичної оцінки технічного стану елементів трубопроводів та ремонту в місцях виявлених недопустимих дефектів. В кожному конкретному випадку оцінка допустимості виявленого дефекту вимагає комплексного підходу та відповідного обґрунтування щодо проведення ремонтно-відновлювальних заходів. Однією з важливих складових такого підходу є визначення напружено-деформованого стану трубопроводів з урахуванням конкретних умов експлуатації, особливо, в гірській місцевості, де на експлуатаційні напруження, обумовлені дією технологічних і температурних навантажень, накладаються ще й залишкові напруження, пов'язані з пружно-пластичним деформуванням труб в процесі монтажу трубопроводу на криволінійній трасі.

В існуючій практиці оцінки працездатності МГ помітна тенденція, яка поєднує теорію пружності, механіку руйнування, металознавство і неруйнівний контроль. Відомі методи оцінки напруженого стану, міцності і довговічності МГ тривалої експлуатації з дефектами не враховують деяких особливостей експлуатації трубопровідного транспорту у гірській місцевості. У зв'язку з цим, постає потреба удосконалення існуючих методів діагностики

характеристики сталі і коефіцієнти запасу міцності потенційно небезпечних ділянок;

– дослідити вплив локальних пластичних деформацій магістральних газопроводів на фізико-механічні властивості експлуатованої трубної сталі;

– дослідити вплив механічних характеристик матеріалу і відхилення від прямолінійності траси на параметри пружно-пластичного деформування труб в процесі спорудження і ремонту магістральних газопроводів;

– дослідити вплив залишкових напружень, обумовлених локальним пластичним деформуванням магістрального трубопроводу, на напружено-деформований стан та на міцність труби;

– провести експериментальні дослідження пружно-пластичного деформування і міцності труби в лабораторних умовах з метою перевірки допущень, прийнятих у теоретичних дослідженнях, а також вивчення зміни значень коерцитивної сили трубної сталі 17Г1С в процесі експлуатації.

Об'єкт досліджень: працездатність магістральних газопроводів в процесі тривалої експлуатації у гірській місцевості.

Предмет досліджень: забезпечення працездатності магістральних газопроводів тривалої експлуатації у гірській місцевості за наявності деградації трубних сталей, непрямолінійності траси і локальних пластичних деформацій.

Методи дослідження. Дослідження проведені із застосуванням апробованих методів аналізу пружно-пластичного деформування і міцності інженерних конструкцій, методу скінченних елементів, фізико-хімічної механіки руйнування, неруйнівного і руйнівного методів визначення механічних характеристик і напруженого стану металу труб, статистичної обробки експериментальних результатів.

Положення, що виносяться на захист. Закономірності впливу деградації матеріалу, відхилення від прямолінійності траси і наявності локальних пластичних деформацій на працездатність магістральних газопроводів, що тривало експлуатуються у гірській місцевості.

Наукова новизна одержаних результатів. Отримали подальший розвиток експериментальні дослідження впливу тривалої експлуатації магістральних трубопроводів на фізико-механічні властивості трубних сталей на основі проведення мікроспектрального аналізу матеріалу і комплексних досліджень характеристик міцності, пластичності, циклічної тріщиностійкості, опірності сірководневому корозійному розтріскуванню під напруженням, воднем ініційованого розтріскування, а також корозійної стійкості сталі.

Удосконалено методику експериментального визначення напружено-деформованого стану тіла труби із застосуванням неруйнівних магнітних методів та з'ясовано вплив локальних пластичних деформацій на міцність оболонкової конструкції.

Досліджена чутливість мікротвердості, схильності до воднем ініційованого розтріскування, корозійної стійкості, впливу сірководневого середовища щодо статичних характеристик міцності і пластичності тривало експлуатованої трубної сталі за наявності локальних пластичних деформацій.

Отримали подальший розвиток дослідження сумісного впливу викривлення осі трубопроводу і зміни температури на характеристики напруженого стану труби; встановлена залежність між згинальним моментом і кривизною осі труби з урахуванням зміцнення матеріалу в процесі пружно-пластичного деформування;

Шляхом моделювання локального пружно-пластичного деформування труби як циліндричної оболонки в процесі її взаємодії з абсолютно твердим тілом у вигляді кулі (індентора), вперше встановлено, що в центральній точці контакту кулі з трубою еквівалентне напруження у матеріалі, яке на початковому етапі деформування труби сягає границі текучості, після навантаження труби внутрішнім тиском зменшується приблизно в 1,5 рази. У той же час, напруження на берегах вм'ятини, які в процесі вдавлювання кулі не досягають границі текучості, внаслідок дії внутрішнього тиску в трубі значно зростають і можуть досягати границі текучості матеріалу.

Практичне значення одержаних результатів. Проведеними дослідженнями встановлено, що в процесі експлуатації магістрального трубопроводу відбувається деградація трубної сталі, яка супроводжується зміною її структури, а, відповідно, й механічних властивостей. Деградація структури і механічних властивостей сталі труби в процесі експлуатації обумовлена перерозподілом атомів вуглецю по об'ємах зерен та дифузією атомів хімічних елементів із середовища, в якому експлуатуються труби, у трубну сталь.

Одержані кількісні оцінки механічних характеристик трубних сталей дають можливість уточнення допустимих умов експлуатації трубопроводів з урахуванням дії як технологічних, так і температурних навантажень. Для зменшення впливу температурного перепаду на коефіцієнт категорійності необхідно зварювати замикаючий кільцевий стик при температурі навколишнього середовища $-5...+10$ °С.

Дифузія хімічних елементів у трубну сталь свідчить про доцільність підвищення ступеня очищення газу, що подається в магістральні трубопроводи, від залишків пластових вод. Для продовження терміну експлуатації магістрального трубопроводу доцільним є проведення інгібіторного захисту його внутрішньої поверхні.

Розрахунки напружено-деформованого стану газопроводу показують, що згинальні моменти у його поперечних перерізах, викликані локальною взаємодією труби з опорою, можуть поширюватися на значну відстань, що призводить до суттєвих зміщень стиків труби в процесі капітального ремонту. Для центрування з'єднаних кінців трубопроводу доцільно одночасно застосовувати спеціальні притискні вантажі та стяжні пристрої, що дає можливість забезпечувати належну точність з'єднання і запобігає виникненню надмірних монтажних напружень у трубах. Запропонована методика визначення згинальних моментів у трубах за результатами геодезичних вимірювань кривизни трубопроводу дає можливість

обґрунтовано добирати технічні характеристики центрувальних пристроїв під час їх проектування.

Особистий внесок здобувача:

– проведені дослідження хімічного складу експлуатованої трубної сталі і сталі труб аварійного запасу та оцінені структурні зміни в матеріалі магістрального газопроводу в процесі тривалої експлуатації [134, 137];

– досліджено вплив локальних пластичних деформацій магістрального газопроводу на фізико-механічні властивості експлуатованої трубної сталі [28, 61];

– розроблено математичну модель і комп'ютерну програму для проведення аналізу пружно-пластичного деформування труби магістральних газопроводів з урахуванням механічних характеристик і зміцнення матеріалу, а також криволінійності траси; проведені дослідження процесів пружно-пластичного деформування труб [44, 63, 133, 135];

– із застосуванням методу скінченних елементів досліджено вплив залишкових напружень, обумовлених локальним деформуванням магістральних трубопроводів, на напружено-деформований стан та на міцність труб [62, 152];

– опрацьовані практичні рекомендації, спрямовані на вдосконалення технології ремонту деформованих ділянок газопроводів [132, 136, 153, 154].

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертації доповідались і обговорювались на семінарах і науково-технічних конференціях кафедри “Опір матеріалів” НУ «Львівська політехніка» (2009, 2010, 2011, 2012 рр.); на Міжнародній науково-технічній конференції «Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій» (Тернопіль, 2010 р.); на 10-му і 11-ому Міжнародних симпозіумах українських інженерів-механіків у Львові (Львів 2011, 2013 рр.); на Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика – 2011» (Івано-Франківськ, 2011 р.); на 6-ій Міжнародній науково-технічній конференції і виставці «Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної

діагностики машинобудівного і нафтогазопромислового обладнання» (Івано-Франківськ, 2011 р.); на Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова геологія – 2011» (Івано-Франківськ, 2011 р.); на 3-ій Міжнародній науково-технічній конференції “Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій” (Львів, 2012 р.); на Міжнародній науково-технічній конференції “Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу” (Івано-Франківськ, 2012 р.); на 2-ій Міжнародній науково-практичній конференції “Механіка і фізика руйнування будівельних матеріалів та конструкцій” (Львів-Дубляни, 2012 р.); на 4-ій Міжнародній науково – практичній конференції «Теоретичні та експериментальні дослідження в технологіях сучасного матеріалознавства і машинобудування» (Луцьк, 2013 р.).

У повному обсязі результати досліджень доповідалися на розширеному засіданні кафедри “Опір матеріалів” Національного університету “Львівська політехніка”.

Публікації. За темою дисертації опубліковано 14 наукових праць, з них 5 – у фахових наукових виданнях України.

Структура роботи. Дисертація складається із вступу, чотирьох розділів, підсумкових висновків, списку використаних джерел, який налічує 187 найменувань і 1 додатку. Основний зміст роботи викладений на 151 сторінці і містить 103 рисунки та 34 таблиці.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ ТРУБОПРОВОДІВ І ОБГРУНТУВАННЯ НАПРЯМКІВ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1 Особливості тривалої експлуатації газотранспортної системи на території Західної України

Більшість МГ, що пролягають територією Західної України експлуатуються 30 і більше років (див. табл. 1.1). Багаторічний досвід експлуатації ГТС УМГ «Львівтрансгаз» засвідчив її задовільну надійність.

Таблиця 1.1 - Технічні параметри МГ УМГ «Львівтрансгаз» тривалої експлуатації

| № п/п | Назва МГ | З якого року в експлуатації | Умовний діаметр труби, мм | Довжина МГ, км |
|-------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|----------------|
| 1 | Дашава-Київ | 1948 | Ду 500 | 222,3 |
| 2 | Комарно-Дроздовичі | 1961 | Ду 500 | 78,3 |
| 3 | Дашава-Мінськ | 1960 | Ду 800 | 384,3 |
| 4 | Київ-Захід України (КЗУ-І) | 1970 | Ду 1000 | 183,6 |
| 5 | Київ-Захід України (КЗУ-ІІ) | 1972 | Ду 1200 | 216,3 |
| 6 | Комарно-Дроздовичі | 1975 | Ду 700 | 78,4 |
| 7 | Івацевичі-Долина ІІ н. | 1976 | Ду 1200 | 357,7 |
| 8 | Івацевичі-Долина ІІІ н. | 1979 | Ду 1200 | 369,7 |

Основними напрямками діяльності УМГ «Львівтрансгаз» є транспортування і зберігання газу. Підприємство має розгалужену газотранспортну систему, в яку входить понад 5500 км магістральних газопроводів і комплекс підземних сховищ газу (ПСГ). За об'ємом зберігання газу комплекс ПСГ відноситься до найбільших в Європі, що

дозволяє регулювати сезонну нерівномірність споживання газу і постачати газ в Європейські країни. При необхідності ГТС може працювати в реверсному режимі і транспортувати газ з ПСГ і країн Європи до споживачів України.

На теренах Західної України також видобувають газ з великим відсотком сірководню (Локачинське газове родовище та інші). Такий газ транспортується як по шлейфах на родовищах, так і може попадати в промислові та магістральні газопроводи [121, 123].

Тривала експлуатація лінійної частини МГ в комплексі з ПСГ і газовидобувними родовищами створює специфічні умови роботи ГТС УМГ “Львівтрансгаз” і УМГ “Прикарпаттрансгаз”.

Експлуатація ПСГ супроводжується неусталеними газогідродинамічними процесами з почерговою зміною циклів нагнітання і відбору газу за різних співвідношень компонентів його хімічного складу.

Значна частина території Західної України підпадає на райони Прикарпаття і Карпат, внаслідок чого профіль трас більшості газопроводів має суттєві висотні перепади. Основні МГ, що експлуатуються в Карпатському регіоні мають зовнішній діаметр 1220 мм і 1420 мм, що обумовлює їх суттєвий антропогенний вплив на природне середовище [156]. При будівництві таких газопроводів вже були закладені передумови зсувів і вимивання ґрунту, що безпосередньо контактує з трубопроводом.

Як показала практика експлуатації ГТС забезпечення надійності роботи ділянок трубопроводів, прокладених на схилах гір і пагорбів, становить складну і надзвичайно відповідальну задачу [15, 41, 109, 161].

Спорудження газопроводів у гірських умовах здійснювали опусканням попередньо зварених ділянок значної довжини у траншею [18, 84, 93]. Трубопровід, повторюючи конфігурацію основи траншеї, пружно деформувався, а іноді набував і пружно-пластичних деформацій, внаслідок чого у матеріалі труб виникають додаткові напруження, обумовлені згином

їх осей. Здебільшого, додаткове деформування труб відбувається за заниженим радіусом кривизни основи. Це нерідко призводить до набуття на деяких ділянках трубопроводу значних монтажних напружень та до переходу матеріалу труб у найбільш навантажених зонах у пружно-пластичний стан [7].

Такі умови експлуатації газового обладнання потребують особливої уваги до визначення його технічного стану і вимагають поточних витрат для забезпечення працездатності ГТС УМГ “Львівтрансгаз”.

При будівництві МГ в 60-тих - 70-тих роках минулого століття в основному використовували труби виготовлені із сталей марок 17ГС, 17Г1С, 14ХГС, 09Г2С. Технологія виконання монтажних і монтажно-зварювальних робіт в процесі будівництва таких МГ суттєво відрізнялась від сучасних технологій. Іншими були вимоги технагляду при прийманні МГ, методики технічного діагностування і оцінки працездатності ділянок з виявленими дефектами [8, 13, 48, 86, 142].

Таким чином вдосконалення технології обслуговування і ремонту лінійної частини газотранспортної системи (ГТС) в процесі тривалої експлуатації у гірській місцевості є актуальною проблемою і відповідає вимогам сьогодення.

1.2 Аналіз аварій на магістральних газопроводах і причини їх виникнення

Підсумовуючи багаторічний досвід експлуатації МГ автори праці [76, 105, 107] констатують, що більше 50% трубопроводів руйнуються від корозійних пошкоджень, 37% аварій обумовлені незадовільною якістю трубної сталі, яка з причини деградації металу характеризується недостатньою пластичністю, ударною в'язкістю основного металу та зварних швів. За даними Європейської комісії [164] на газопроводах від

зсувів ґрунтів відбувається до 10% руйнувань бездефектних труб, а внаслідок значних кільцевих напружень руйнування здійснюється, як правило, при наявності дефектів.

Аналіз експлуатації магістральних газопроводів за період з 1991 по 2005 роки, ПАТ “Газпром”, показує, що причини аварій, які пов'язані з дефектами й uszkodженнями труб можна розділити наступним чином [96, 158]:

- стрес-корозія (корозійне розтріскування під напруженням);
- брак заводського виготовлення (початкові дефекти виготовлення)

труб, у тому числі дефекти заводського зварювання;

- зовнішня корозія (без обліку КРН);
- внутрішня корозія й ерозія;
- руйнування.

З розгляду виключені аварії, викликані випадковими й навмисними uszkodженнями техногенного походження.

Спостереження, за 15 років (з 1991 по 2005 р.), показали, що за зазначеними вище причинами відбулося майже половина (45,1 %) аварій магістральних газопроводів ПАТ «Газпром». З них припадає:

- на частку стрес-корозії (КРН) - 62,0 %;
- на частку браку заводського виготовлення труб - 21,8 %;
- на частку зовнішньої корозії (без урахування КРН) - 13,2 %;
- на частку внутрішньої корозії й ерозії - 2,6 %;
- на частку втомних руйнувань - 0,4 %.

У 2003 р. відбувся розрив трубопроводу на МГ “Уренгой-Помари-Ужгород” на ділянці УМГ “Черкаситрансгаз” («УПУ» DN 1400, Ру 7,5 МПа) біля Ставищенської КС. Комісія встановила, що аварія відбулася внаслідок корозійного-розтріскування під напруженням металу труби. Руйнування зафіксоване на ділянці переходу МГ через балку з водоймою, що утворилася у результаті побудови дамби, яка була здійснена після певного терміну

експлуатації газопроводу. За даними досліджень інституту електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України концентратор руйнування трубопроводу знаходився біля поздовжнього шва труби на стику основного металу труби і металу зони термічного впливу зварного з'єднання. Тріщина, що спричинила руйнування газопроводу виникла в результаті об'єднання дрібних паралельних зародкових тріщин [74, 106. 129].

Причини двох інших аварій, які відбулися на цьому газопроводі через чотири роки аналогічні як і в попередній. Параметри МГ «УПУ», при яких відбулися аварії наведені в таблиці 1.2 [106].

Таблиця 1.2 - Параметри МГ «УПУ», за яких відбулися аварії

| Дата аварії | Тиск p , МПа | Ударна в'язкість, КСВ, Дж/см ² | Границя міцності σ_B , МПа | Границя плинності σ_T , МПа | Довжина тріщини l , мм | Глибина тріщини, δ , мм |
|-------------|----------------|-------------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|--------------------------|--------------------------------|
| 11.04.2003 | 7,27 | 134,4 | 657 | 538 | 650 | 8,0 |
| 07.05.2007 | 7,45 | 150,1 | 657 | 538 | 470 | 6,8 |
| 06.12.2007 | 7,45 | 107,0 | 657 | 538 | 600 | 11,8 |

Проведені дослідження [129] рельєфу поверхні зварного з'єднання і злому на растровому мікроскопі встановили, що однією із причин даного руйнування труб стали надриви в зоні термічного впливу поздовжнього шва, які виникли в процесі їх виготовлення під час експандування.

Оцінка фізико-механічних властивостей сталі Х70 з якої виготовлена ця труба показала, що матеріал труби в процесі експлуатації зазнав суттєвої деградації: утяжка зразків Шарпі знизилась на 50%, ударна в'язкість зменшилась на 37 %, критичне розкриття тріщини зменшилось на 52 %, а тріщиностійкість K_{Ic} на 30% [106]. Провівши аналіз результатів аварії на МГ «Уренгой-Помари-Ужгород» автори праці [106] звертають увагу на виявлену поздовжню тріщину довжиною 300 мм. Ця тріщина розташована на нижній

частині поздовжнього шва і може бути обумовлена додатковими залишковими напруженнями від зміщення поздовжніх кромки.

Проведені дослідження корозійно-механічної деградації металу МГ «УПУ» на ділянці УМГ «Прикарпаттрансгаз» [111] виявили небезпечну ділянку (3528 км – 3531 км), на якій зафіксовано утворення не точкових концентраторів гальванічного елемента, а макрогальванічної пари «верх труби – низ труби» довжиною понад 20 км.

Основні причини стрес-корозійного розтріскування магістральних газопроводів проаналізовані в праці [115]. В цій роботі автор, пропонує до основних причин початку та розвитку процесу стресс-корозії МГ віднести такі чинники: «корозія труби», “захист труби від корозії” і “механічне напруження”. Вплив “механічного напруження” визначається за рівнем сумарних напружень, які у великій мірі обумовлюються наявністю складних природно-кліматичних та техногенних умов експлуатації магістральних газопроводів та особливістю конструкції їх потенційно-небезпечних ділянок.

Досвід експлуатації підземних МГ [114] показує, що руйнування трубопроводів діаметром 1420 мм є частішими ніж трубопроводів меншого діаметра, що в якійсь мірі пояснюється масштабним фактором і умовами їх роботи. Для МГ існує небезпека водневого окрихчення на глибину 0,15 – 0,18 мм, яка визвана катодним захистом зовнішньої поверхні труби [67] (особливо для великого діаметру).

У праці [180] автор приходять до висновку, що розрахунки МГ не можна проводити без врахування змінних у часі: механічних навантажень, міцнісних характеристик і коефіцієнтів інтенсивності напружень.

У січні 2009 р. відбувся аварійний витік газу, внаслідок розкриття тріщини в кільцевому зварному шві (див. рис. 1.1) на ділянці МГ “Комарно-Дроздовичі-Держжордон” DN 500 мм, УМГ “Львівтрансгаз”. Шурфування показало, що пошкоджена ділянка МГ (64,8 км біля с. Чижки), внаслідок руйнування зварного шва, при тиску 4,42 МПа. В акті



d.504

обстеження відмічається, що в результаті ослаблення і недопустимих дефектів у зоні кільцевого шва, під дією напружень утворилась наскрізна тріщина довжиною 1250 мм, і відбулося руйнування зварного стика. Стик був заварений з грубим порушенням технології зварювання [31] з непроваром в корені шва. На зварне з'єднання діяли додаткові напруження, що виникли в результаті горбистого рельєфу місцевості. Тріщина в заповненні шва довжиною 1250 мм утворилась значно раніше, про що свідчить рис. 1.2.



Рисунок 1.1 - Руйнування кільцевого зварного шва



Рисунок 1.2 - Фрагмент труби з суцільною тріщиною в зоні зварного шва і основного металу



В лютому 2011 р. на надземній ділянці МГ «Амвросіївка-Горлівка-Слов'янск» DN 700 мм УМГ “Донбастрансгаз”, що розміщений на опорах висотою (5,5 – 6 м), виявили дефект у вигляді наскрізної тріщини вздовж кільцевого зварного шва з виходом на тіло труби (рис. 1.3.) [91]. В

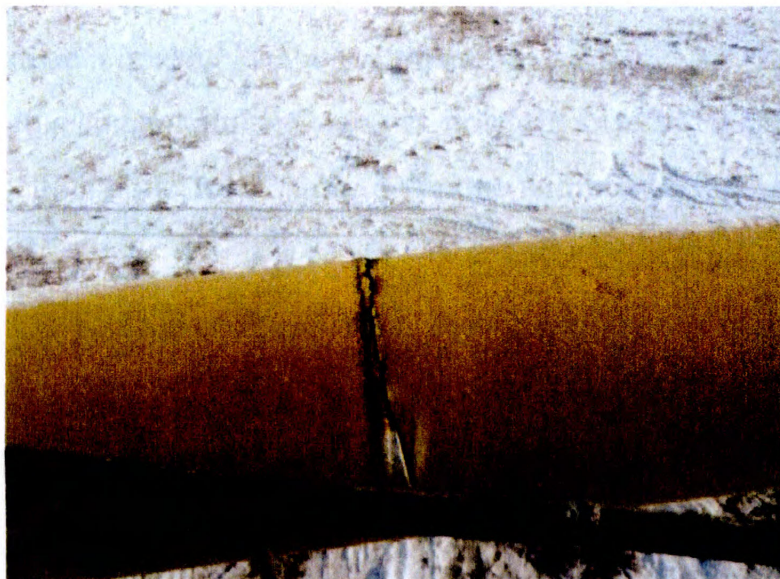


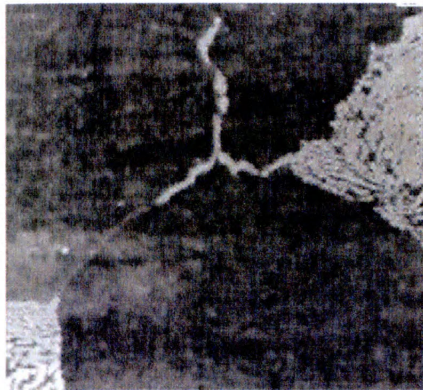
Рисунок 1.3 - Дефект у вигляді наскрізної тріщини вздовж кільцевого зварного шва

даному випадку руйнування кільцевого зварного шва обумовили корозійні процеси в зоні стикового з'єднання труб і циклічні коливання надземної ділянки трубопроводу від вітрового навантаження.

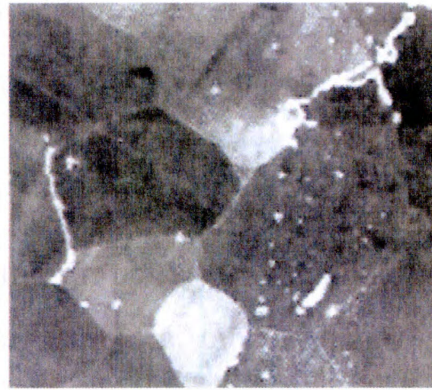
1.3 Аспекти процесу старіння трубних сталей

Як відомо [10, 79, 80, 158], старіння – це фундаментальне явище, пов'язане з переходом структури металів і сплавів з нерівноважного в більш рівноважний стан в умовах достатньої дифузійної рухливості атомів, і відбувається внаслідок дії другого закону термодинаміки. Процеси старіння матеріалів супроводжуються зміною їхніх механічних, фізичних і хімічних властивостей.

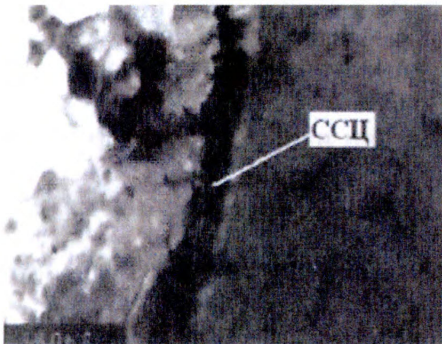
У трубних сталях, особливо в сталях контрольованої прокатки, внаслідок перенасичення ґраток α -заліза вуглецем, утворюється нерівноважна феритова структура. Це забезпечує високу міцність сталей в стані поставки, але надлишковий вуглець з часом виходить із ґраток до їхніх дефектів. Якщо перенасичення вуглецем є порівняно невеликим, то весь вуглець може осісти на дислокаціях [150]. У випадку значного перенасичення дислокації не можуть поглинути весь вуглець і він виходить на межі зерен. На рис.1.4 показано типове виділення карбідів на межах зерен фериту [158].



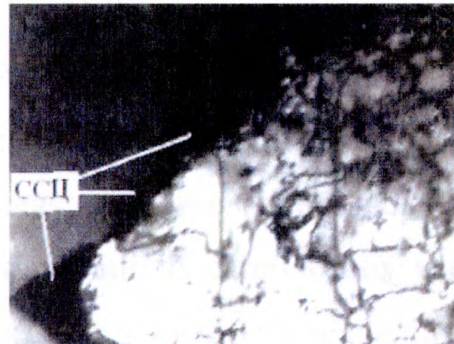
а



б



в



г

а, б - атомно-силова мікроскопія;

в, г - просвічувальна електронна мікроскопія

Рисунок 1.4 - Типове виділення карбідів на межах зерен фериту

Для оцінки характерного часу протікання першого етапу (етапу дифузії атомів вуглецю до границь зерен) будемо використовувати

найпростішу формулу, що дає можливість описати взаємозалежність між часом дифузійного процесу τ_1 і ефективним коефіцієнтом дифузії $D_{\text{эф}}$ [158]:

$$\tau_1 = L^2 / D_{\text{эф}}, \quad (1.1)$$

де L – характерний дифузійний шлях, що повинні пройти атоми вуглецю, рівний приблизно половині розміру зерна ($L \sim d/2$), $D_{\text{эф}} = D_v + a\rho D_c + (\delta/d)D_b$, де D_v , D_c , D_b – коефіцієнти дифузії в обсязі зерна, по ядрах дислокацій і по межах зерен, a – ширина ядра дислокації, ρ – густина дислокацій, δ – ширина границі зерна. Як видно з формули, ключовими структурними параметрами, необхідними для оцінки часу протікання першого етапу старіння, є густина дислокацій і розмір зерна. Підставляючи в цю формулу характерні значення параметрів, що наведені в табл. 1.3, одержимо значення τ_1 . Для сталей контрольованої прокатки $\tau_1 = 24$ роки.

Для розрахунку характерного часу дифузійного утворення й росту часточок карбідів на межах зерен (другий етап старіння) можна використати класичні моделі. Залежність об'ємної частки карбідів, що виділяються, від часу виражається рівнянням Аврами:

$$f_v = f_{v0} [1 - \exp\{-(t/\tau_2)^n\}], \quad (1.2)$$

де f_{v0} – максимальна об'ємна частка карбідів, що виділяється; τ_2 – час виділення частки карбідів на границі зерна; n – показник механізму росту.

Розглянемо, як впливають на процес старіння найбільш істотні чинники – розмір зерна, температура експлуатації й напруження у стінці труби (табл. 1.4). Із квадратичної залежності τ_1 від розміру зерна слідує, що чим дрібніше зерно, тим швидше відбувається процес старіння. Якщо для сталей гарячого прокатування, нормалізованих сталей і сталей контрольованого прокатування прийняти розмір зерна 20, 15 й 10 мкм, відповідно, то характерний час старіння для сталей контрольованого прокатування виявляється в 4 рази меншим, ніж для сталей гарячого прокатування і в 2,25 рази меншим, ніж для нормалізованих сталей.

Час старіння експоненціально залежить від температури експлуатації. Якщо труба експлуатується при підвищеній температурі (наприклад, поблизу компресорної станції), то процес старіння в ній буде протікати помітно швидше. З табл. 1.4 видно, що підвищення температури експлуатації від 20 до 40°C призводить до зменшення характерного часу старіння у 10 разів.

Оцінка впливу напружень на час старіння є досить складною, у даній праці вона виконується на основі спрощеної моделі. Із наведеної табл. 1.4 випливає, що характерний час старіння за робочих напружень може бути в 2–3 рази меншим, ніж за їх відсутності.

Таблиця 1.3 - Характерні значення параметрів трубної сталі 17ГС [158]

| Умовне позначення | Параметр | Характерне значення |
|------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| $D_v = D_{v0} \exp(-Q_v/kT)$ | Коефіцієнт об'ємної дифузії вуглецю в ґратці α -заліза | $5,5 \cdot 10^{-17}$ см ² /с ($T_{\text{кімн}}$) |
| D_{v0} | Передекспоненціальний множник коефіцієнта об'ємної дифузії | 10^{-2} см ² /с |
| Q_v | Енергія активації об'ємної дифузії | $5,5 kT_m$ |
| $D_c = D_b$ | Коефіцієнти дифузії вуглецю по ядрах дислокацій і по межах зерен відповідно | $2,5 \cdot 10^{-12}$ см ² /с |
| D_{c0}, D_{b0} | Передекспоненціальні множники коефіцієнтів дифузії по ядрах дислокацій і по межах зерен відповідно | $0,4 D_{v0}$ |
| Q_c, Q_b | Енергія активації дифузії по ядрах дислокацій і по межах зерен відповідно | $0,6 Q_v$ |
| ρ | Густина ґраткових дислокацій | 10^{10} см ⁻² (для сталей КП) |
| a | Ефективний переріз ядра дислокації | $6 \cdot 10^{-15}$ см ² |
| δ | Ширина границі зерна | $5 \cdot 10^{-8}$ см |
| d | Розмір зерна | 10 мкм (для сталей КП) |

Таблиця 1.4 - Вплив розміру зерна, температури експлуатації й зовнішніх напружень на характерний час процесу старіння

| Розмір зерна $\tau_1(d) \sim (d/2)^2$ | | Температура $\tau_1(T) \sim \exp(-Q/kT)$ | | Напруження $\tau_1(\sigma) \sim \exp(-\sigma\Omega/kT)$ | |
|------------------------------------------|---------------|---------------------------------------------|-------------|------------------------------------------------------------|------------|
| d , мкм | τ | T , °С | τ | σ , МПа | τ |
| 10 | τ_1 | 10 | τ_1 | 0 | τ_1 |
| 15 | $2,25 \tau_1$ | 20 | $\tau_1/3$ | 245 ($p=5,4$ МПа, $\varnothing 820 \times 9,0$ мм) | $\tau/2,5$ |
| 20 | $4 \tau_1$ | 40 | $\tau_1/30$ | 245 ($p=7,4$ МПа, $\varnothing 820 \times 9,0$ мм) | $\tau/3,5$ |

Примітка: час дифузійного процесу $\tau_1 = (d/2)^2 / D_{\text{эф}}$.

Підводячи підсумки проведеного аналізу кінетики процесу старіння, ще раз наголосимо: характерний час старіння труб магістральних газопроводів залежить від технології виготовлення, яка визначає концентрацію вуглецю у твердому розчині (ступінь перенасичення), розмір зерна d , вміст легуючих елементів, що перешкоджають руху вуглецю, і густину дислокацій, а також від умов експлуатації – температури й рівня механічних напружень.

У табл. 1.5 узагальнено вплив основних структурних чинників на інтенсивність процесу старіння. До найважливіших чинників віднесено розмір зерна, густину дислокацій і рівень перенасичення твердого розчину вуглецем.

Як видно з табл. 1.5, найменша інтенсивність старіння характерна для сталей гарячого прокатування (великий розмір зерна, середня густина дислокацій, середній рівень перенасичення), а найбільша інтенсивність старіння характерна для сталей контрольованої прокатки (малий розмір зерна, велика щільність дислокацій і високий рівень перенасичення).

Таблиця 1.5 - Вплив типу прокатування на кінетику процесу старіння

| Чинники, що впливають на розвиток старіння | Тип прокатування | | |
|------------------------------------------------|---------------------|--------------|----------------------------|
| | Гаряче прокатування | Нормалізація | Контрольоване прокатування |
| Розмір зерна | великий | середній | малий |
| Густина дислокацій | середня | середня | велика |
| Рівень перенасичення твердого розчину вуглецем | середній | низький | високий |
| Схильність до старіння | мала | мала | велика |
| Час старіння | великий | середній | малий |
| Роль процесу старіння | мала | середня | велика |

У табл. 1.5 відсутній опис термічно покращуваних сталей у зв'язку з тим, що для їх аналізу в літературі немає достатньої інформації. Виняток становлять термічно покращувані сталі спіральношовних труб виробництва 70-х–початку 80-х років. Дослідження цих сталей показали, що вони, внаслідок невірно обраної температури відпуску були «зістарені» ще на заводі: у всіх досліджених зразках на границях зерен були виявлені карбіди, що виділилися в процесі заводської термообробки.

1.4 Проблеми забезпечення працездатності магістральних трубопроводів

Збільшення діаметрів і робочих тисків у магістральних газопроводах обумовлено створенням і постійним удосконалюванням технологій виробництва труб і трубних сталей. Металурги створили декілька поколінь сталей, що мають високі міцнісні й пластичні властивості [84, 105, 125].

З розширенням будівництва МГ в 50-х роках для труб діаметром 529 мм використовували сталі класу міцності Д042-Д048. В подальшому для МГ створені труби діаметром до 1020 мм зі сталей марок 14ГН, 16ГН, 19М, а також 14ХГС. Зазначені сталі мають підвищену схильність до крихкого руйнування. Відомі випадки лавинних крихких і протяжних в'язких руйнувань газопроводів довжиною в кілька кілометрів. Ці руйнування заставили металургів покращити пластичні властивості металу труб [84].

У середині 60-х років набули широкого застосування низьколеговані Si-Mn-сталі для газопровідних труб діаметром до 1220 мм (тиск 5,5 МПа). Клас міцності цих сталей досягав рівня Д050 (17ГС, 17Г1С). На їхній основі пізніше була створена нормалізована сталь 17Г1С-У з вмістом сірки не більше 0,020 % [105].

Накопичений досвід виробництва й застосування низьколегованих Si-Mn-сталей для газопровідних труб показав, що подальше підвищення їхньої міцності за рахунок збільшення вмісту вуглецю й елементів, що входять у твердий α -розчин, не є можливим через погіршення в'язкості й зварюваності сталі. Тому наступне підвищення якості сталей здійснювалося в результаті використання дисперсійного зміцнення й здрібнювання зерна фериту за рахунок мікролегування ванадієм у поєднанні з підвищеним вмістом азоту (до 0,025 %) [158].

Разом з тим з 60-х років минулого сторіччя в експлуатації залишилися трубопроводи, виконані із труб різних марок сталей, технологія виробництва яких постійно вдосконалювалася. У зв'язку із цим виникла проблема оцінки залишкового ресурсу низки трубних сталей, труб і трубопроводів. Очевидно, що деякі сталі мають експлуатаційну надійність на небезпечно низькому рівні.

Результати численних робіт з дослідження впливу часу експлуатації на механічні властивості металу труб показують, що в деяких сталях відбувається значна деградація їх службових характеристик [87, 110, 155].

1.4.1 Вплив умов експлуатації магістральних трубопроводів на їхній технічний стан. За результатами внутрішньотрубної діагностики МГ «Івацевичі – Долина III нитка» були виявлені ділянки, які пролягають на косогорах і мають суттєво викривлену вісь, а також зони з пластичним вминанням труб внаслідок їх контакту з кам'яною плитою. В процесі відкопування однієї з ділянок трубопроводу та її розрізання, внаслідок звільнення труби від навантаження ґрунтом і від дії внутрішніх сил, верхня твірна труби перемістилася на 40 – 70 мм у вертикальному напрямі, що свідчить про наявність значних монтажних деформацій труби і напружень у її матеріалі.

Фірмою “Rosen Engineering GmbH” за допомогою інтелектуальних поршнів на гірських ділянках траси МГ “Братерство” (“Союз”) були виявлені вм'ятини різної форми і розмірів у місці контакту труби з кам'яною плитою. Автори у роботі [98] відмічають, що на їх думку розміри вм'ятини трубопроводу залежать від кута тиску трубопроводу відносно горизонту. На



Рисунок 1.5 - Ділянка МГ “Івацевичі-Долина III нитка”, яка опирається на кам'яну плиту

внутрішній поверхні ділянки трубопроводу з вм'ятиною як правило утворювались тріщини, які обумовлені значною концентрацією напружень, що виникли за рахунок значних напружень, в місці контакту труби і кам'яної плити.

Оцінка залишкової міцності трубопроводів з дефектами форми типу вм'ятин приведена в працях [98, 101]. Дана задача була вирішена в наближеній постановці. Автори прийняли допущення, що довжина деформованої по колу ділянки труби дорівнювала її початковій недеформованій довжині. В результаті досліджень виявлено суттєве зменшення міцності трубопроводу за наявності дефектів типу вм'ятин [53, 54]. Автори вважають, що безрозмірна півдовжина вм'ятини є найбільш характерним розміром такого дефекту, що характеризує залишкову міцність пошкодженої ділянки трубопроводу.

Вплив силового тиску ґрунту на трубопровід в зоні зсуву досліджено в праці [15].

Випробування при динамічному й статичному вигині зразків з надрізом з металу труб після тривалої експлуатації показали зниження характеристик опору руйнуванню металу труб. Після 20–25 років експлуатації величина ударної в'язкості знизилася приблизно на 15–20 % (КСУ при $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ з $59,5\text{ Дж/см}^2$ до 50 Дж/см^2 , а КСВ при $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ з 60 Дж/см^2 до $48,5\text{ Дж/см}^2$) [55, 56, 87].

При досягненні терміну експлуатації труб 25 років відбувається різке зниження всіх величин, що характеризують опірність металу труб руйнуванню при статичних випробуваннях на згин зразків з гострим надрізом. Значення стріли пластичного прогину $f_{пл}$ зменшується приблизно в 1,5 рази. Майже в 2 рази після 25 років експлуатації знижується сумарна робота руйнуванню A_{Σ} металу труб, причому, в основному, за рахунок зменшення роботи зародження тріщини A_p [87, 158, 167, 169].

В процесі тривалої експлуатації МГ також зменшуються характеристики опору трубної сталі крихкому руйнуванню, а саме ударна в'язкість і тріщиностійкість [87]. У праці [110] відмічено, що деградація тривало-експлуатованих сталей проявляється у зниженні опору крихкому руйнуванню, що зумовлений зменшенням його енергоємності.

Величина критичного розкриття тріщини знижується приблизно в 1,5 рази. Це свідчить про збільшення чутливості сталі до концентраторів напружень. Тобто, ті концентратори напружень на поверхні труби (подряпини, задири, вм'ятини й ін.), які були на початку експлуатації не дуже небезпечними, можуть стати критичними після тривалої експлуатації через зміну структурного стану металу труб.

1.4.2 Методи оцінки міцності магістральних трубопроводів тривалої експлуатації. Особливості умов будівництва, експлуатації та діагностики трубопроводів в гірських умовах розглянуто в працях А.Б.Айбіндера [2-4], А.Л. Бабина [9], Ю.В. Банахевича [11], В.П. Березіна [13], Б.С. Білобрана [14-17], П.П. Бородавкіна [18], А.І. Гальперін [33], Р.М. Говдяка [38, 128], В.Я. Грудзя [41, 42, 93, 147], І.І. Капцова [59], О.М. Карпаша [90], А.Я. Красовського [43, 73-75], Є.І. Крижанівського [29, 76-78], І.В. Ориняка [97-103, 118], Й.В. Перуна [109], Ю.Д. Петрини [29, 30], Д.Ю. Петрини [77, 110], В.І. Похмурського [116, 117], А.О. Рибаківа [129], М.Д. Середюк [139, 162], Д.Ф. Тимківа [93, 145], Л.С. Шлапака [98, 99, 101, 159-161] та інших.

Добре відомим нормативним документом, за яким перевіряють міцність підземних МГ є СН и П 2.05.06-85 “Магістральні трубопроводи” [143], згідно якого основним навантажувальним фактором є внутрішній тиск газу, деформації від зміни температури і навантаження та впливи, що залежать від умов експлуатації газопроводу. Запобігання руйнувань трубопроводів забезпечується за рахунок рекомендованих коефіцієнтів

запасу. Інші особливі умови навантаження (граничних станів), які приводять до виникнення суттєвих поздовжніх напружень від дії осьової сили і згинальних моментів, згідно [143] рекомендують визначати, використовуючи методи будівельної механіки. Однак в СН и П 2.05.06-85 [143] не наводиться методика такого розрахунку і приклади конкретних числових розрахунків.

В нормативному документі [22], що регламентує проведення ремонтно-відновлювальних робіт у заболоченій місцевості і переізоляції трубопроводів, також не наведені методи та приклади розрахунку втрати їх стійкості.

В існуючій літературі [2-4, 18, 109] оцінка впливу НДС трубопроводу з врахуванням переміщень ґрунту і зміни радіусів кривизни поперечних деформацій є досить умовною, так як не враховується реальне деформування труби. Як правило, деформації основи траншеї і реальні деформації трубопроводу, що пролягає в гірських умовах не є пропорційними і можуть відрізнятися як якісно, так і кількісно. При цьому на трубопровід впливає не весь ґрунт засипки, а лише його частина, що називається зводом граничної рівноваги [3].

У нормативних документах [163, 170] вказується на необхідність врахування великих переміщень під час аналізу роботи підземних трубопроводів і наводяться приклади характеру деформації, залежності згинальних моментів і поздовжніх зусиль.

Відомі з літератури підходи оцінки міцності трубопроводів за різних експлуатаційних умов базуються на застосуванні наближених розрахункових схем взаємодії труби та ґрунту з урахуванням геометричної нелінійності [16, 33]. Ці методи можуть бути застосовані тільки для дуже конкретних схем деформування або переміщення ґрунту. Основним недоліком вище наведених праць є вузька направленість розв'язуваних задач і використання різних гіпотез. Для отримання більш точного розв'язку

таких проблем необхідно розглядати геометрично-нелінійні задачі для стержнів чи оболонок, що знаходяться в пружно-пластичному стані із застосуванням чисельних методів. Ефективним може бути чисельний алгоритм, що базується на методі скінченних елементів (МСЕ), який розроблений для рішення нелінійної задачі Сен-Венана з використанням гіпотези плоских перерізів.

Схильність труб з різними геометричними розмірами до виникнення гофр і зминання можна оцінити за формулою запропонованою Я.М. Скомаровским [13]

$$M \leq 0.344D_3(8\pi\sigma_T\delta\sqrt{D_3\delta} - P), \quad (1.3)$$

де M і P зовнішній момент і сила, які діють на трубопровід; σ_T - границя плинності матеріалу труб, D_3 - зовнішній діаметр труби, δ - товщина стінки труби.

Із формули (1.3) видно, що збільшення зовнішнього діаметра труби або зменшення її товщини стінки, приводить до зниження критичних напружень згину трубопроводу.

Для надземних ділянок трубопроводів аналогічні проблеми описані у працях [14, 15, 33]. Оцінка напруженого стану нафтопроводу під час його ремонту в траншеї наведена у [16, 47, 160].

1.4.3 Експериментальні методи оцінювання технічного стану ділянок магістральних трубопроводів. Приладові методи оцінки технічного стану МТ можна розділити на дві групи:

- методи, що визначають місця, в яких виявлені відхилення параметрів трубопроводу від нормативних значень;
- методи, які безпосередньо визначають дійсні технічні параметри МТ, за якими роблять висновки про їх працездатність.

До першого методу можна віднести візуальний огляд, внутрішньотрубну дефектоскопію (ВТД) та контроль стану ЕХЗ.

Враховуючи великий термін експлуатації більшості МТ, найбільш дієвий є метод внутрішньотрубної дефектоскопії МТ. Цей метод достатньо широко використовується як в нашій країні [62], так і в державах партнерах міжконтинентальної ГТС, зокрема Росії [141], Польщі [166], Німеччині [168] та інших.

Для проведення внутрішньотрубної діагностики МГ виконують великий обсяг підготовчих робіт, зокрема, очищають внутрішню порожнину трубопроводу за допомогою спеціальних очисних поршнів та перевіряють відхилення його геометричних параметрів від проектних значень. Визначають відхилення реальних перерізів трубопроводу від ідеальної форми і контролюють дотримання вимоги щодо мінімального радіуса повороту. Іноді під час очищення внутрішньої порожнини трубопроводу, внаслідок значного відхилення перерізу від ідеальної форми, має місце незапланована зупинка очисного пристрою в газопроводі. Внаслідок цього виникає дві проблеми: по-перше, в зоні зупинки очисного пристрою виникають додаткові напруження і деформації, а, по-друге, виникає необхідність визначення місця зупинки очисного пристрою в газопроводі. Часто процес визначення місця зупинки очисного поршня є набагато тривалішим, ніж процес вилучення поршня з трубопроводу [93, 144].

Під час проведення ВТД застосовують геометричний поршень, що контролює внутрішню геометрію прямолінійних ділянок трубопроводів і їх криволінійних вставок, їх овальність, наявність і розміри вм'ятин, гофр і механічні пошкодження. На основі результатів геометричного поршня визначають оптимальну швидкість його руху і максимальну температуру газу.

Інспекційний поршень виявляє з високою роздільною здатністю втрати металу труб внаслідок корозії, ерозії, задирів і інших аномалій, а також фіксує просторове положення XYZ трубопроводу.

Публічне акціонерне товариство “УКРТРАНСГАЗ” біля 20 років співпрацює з фірмою Н. Rosen в напрямку ВТД магістральних газопроводів тривалої експлуатації. Отримані результати перевіряються за допомогою обстеження виявленої дефектної ділянки в шурфі. На основі чого формуються висновки щодо доцільності проведення ремонтних робіт або продовження експлуатації [113]. Практика проведення ВТД дає добрі співпадіння між результатами сформульованими спеціалістами фірми Н. Rosen і результатами отриманими безпосередньо в шурфі.

Вимоги щодо проведення ВТД лінійної частини МГ з використанням комплексу внутрішньотрубних засобів (ВТЗ) в підрозділах ПАТ “УКРТРАНСГАЗ” наведені в СТП 320.30019801.052-2002 [82, 142], СТП 320.30019801.066-2002 [27].

Порядок аналізу результатів ВТД МГ та організація виконання ремонтних робіт з усунення виявлених дефектів обумовлені в Положенні ДК “Укртрансгаз” [113].

Автори праці [146] пропонують проводити прогнозування ресурсу магістральних газопроводів з локальними дефектами за результатами ВТД, на основі моделі накопичення втомних тріщин.

Філією НВЦ ТД “Техдіагаз” розроблено та впроваджено у виробництво програмне забезпечення [66, 138], яке дозволяє встановити ранжування дефектів, щодо черговості проведення їх ремонтів.

До методів, які безпосередньо визначають дійсні технічні параметри МГ, можна віднести наступні:

- метод визначення напружень, який полягає в тому, що на об’єкті, наклеюють електротензometri. За величиною деформації яку фіксують тензодавачі визначають величину кільцевих і осьових напружень в трубопроводах за умов двовісного навантаження [60, 89];
- визначення напружено-деформованого стану трубопроводу з використання ультразвукового методу [51, 60, 72];

- методика визначення НДС трубопроводів за допомогою магнітопружного методу [19, 89, 95, 124, 149];
- визначення НДС трубопроводів з використанням ефекту магнітної пам'яті [46, 47];
- метод електронної спекл-інтерферометрії для визначення напружено-деформованого стану металевих просторових конструкцій [11, 94];
- магнітний (коерцитиметричний) метод [26, 85, 108, 148], який дає можливість прогнозувати залишковий ресурс ділянок трубопроводів з зонами концентраторів напружень, в яких експлуатаційна втома розвивається і інтенсивно накопичується.

На думку багатьох фахівців для всестороннього визначення напружено-деформованого стану і оцінки залишкового ресурсу трубопроводів тривалої експлуатації необхідно застосовувати декілька методів контролю.

Визначення місцезнаходження і характерних параметрів аномалій і дефектів дозволяє оцінити ступінь небезпеки ділянок з виявленими пошкодженнями [176-179, 186]. Це в свою чергу дає можливість експлуатуючим організаціям встановити економічно вигідну черговість проведення ремонтних робіт і методи ремонту ділянок трубопроводів з мінімальним ризиком небезпеки обслуговуючого персоналу, населення і навколишнього середовища.

1.5 Особливості експлуатації газопроводів, що транспортують газ, який містить сірководень

В умовах енергетичної кризи резервом добування енергоносіїв в Україні є розробка малих газових родовищ. Однак у більшості випадків газ малих родовищ Західної України містить домішки серед яких і сірководень.

З врахуванням цього, третина розвіданих газових родовищ України містить сірководень, надзвичайно агресивний компонент, який прискорює загальну корозію, викликає сірководневе корозійне розтріскування під напруженням (СКРН), воднем ініційоване розтріскування (ВІР) та поверхнєве пухиріння сталей і сплавів [24, 25, 35, 36, 50, 68, 71, 88, 165]. В першу чергу це стосується обладнання нафтогазових родовищ та найбільш його матеріаломісткої частини – трубопроводів різного призначення, які виготовляють переважно з вуглецевих та низьколегованих сталей [20, 21, 39, 64, 65, 70, 112, 158].

Окремі види руйнувань сталей відбуваються за відсутності зовнішніх навантажень. До них належать: а) поверхнєве пухиріння; б) пухиріння з утворенням водневих тріщин та кратерів; в) ініційоване воднем розтріскування, тобто зародження тріщин за відсутності навантажень під дією високого тиску молекулярного водню біля внутрішніх дефектів (включень) [52, 57, 58].

Поверхнєве пухиріння характерне для пластичних трубних сталей, які мають низьку твердість. За стандартом NACE MR0175-96 [170], до роботи у сірководневих середовищах допускаються сталі з $HRC \leq 22$. Ця величина встановлена на основі практичного досвіду. Типовий прояв поверхневого пухиріння пластичної сталі наведено на рис. 1.6. [32, 34, 104, 122]. Поява пухирів найбільш імовірна в зонах, де виникають нагромадження коагульованих вакансій, при наявності шлакових включень, мікро- та макропустот.

Аналіз газу у пухирях засвідчив, що він містить до 99,5% водню [104]. Тиск цього газу може досягти кількох сотень атмосфер.

Пухиріння міцніших сталей, зокрема марок Д і Л, супроводжується утворенням внутрішніх тріщин та кратерів глибиною до 2...3 мм. Очевидно, що в сталях цього класу через вищу твердість (допускається $HRC 21...26$) [119, 129] розвиваються приповерхнєві ступінчасті

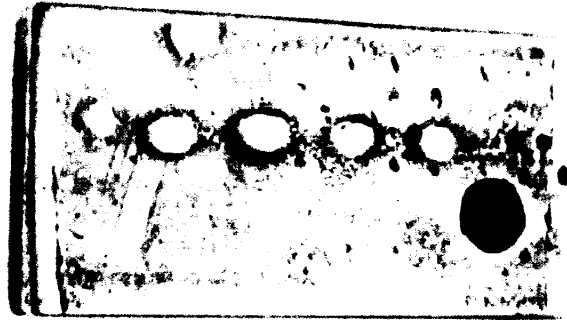


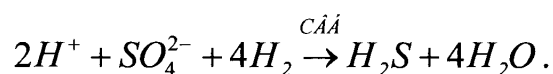
Рисунок 1.6 - Поверхнєве пухиріння трубної сталі 20

тріщини. Через велику небезпеку цього виду корозійно-водневого руйнування сталей неприпустимо використовувати для газодобувного обладнання конструкційні матеріали, які не є відпирними до наводнювання у сірководневих середовищах.

Досліджування впливу структури матеріалу на схильність до наводнювання описано в працях [12, 104, 123]. Встановлено, що структури зі сферичними карбідами, отриманими після гартування та відпуску мають більшу дифузійну проникність водню, ніж з крупними глобулярними або пластинчатими карбідами. Останні в більшій мірі гальмують дифузію водню, викликаючи його нагромадження в металі, полегшуючи зародження тріщин. З підвищенням вмісту сірки в сталі зростає кількість сульфідних включень та чутливість до корозійно-водневих руйнувань. Фосфор, що знаходиться в сталі гальмує стадію рекомбінації атомів водню, внаслідок чого збільшується інтенсивність наводнювання. Тому для роботи в наводнюючих середовищах допускаються маловуглецеві сталі з низьким вмістом сірки та фосфору.

Наводнення є причиною локального окрихчення металу труби. Автори роботи [92] на основі результатів експериментальних робіт роблять висновок, що за рахунок окрихчення ударна в'язкість в локальній зоні може зменшитись у 6 раз в основному металі і до 9 раз в металі шва.

В результаті тривалої експлуатації газових родовищ, що містять сірководень, виникає можливість попадання сірководню в магістральні трубопроводи. Це може трапитись внаслідок недостатньої роботи очисних споруд, виникнення аварійних ситуацій або біогенного фактору (мікробіологічних процесів). Найбільшу шкоду приносять сульфатвідновлюючі (СВВ) та тіонові бактерії. СВВ в процесі своєї життєдіяльності перетворюють сульфати і сульфіти в сірководень, окислюючи молекулярний водень, присутній в природних водах або той, що виділяється в процесі корозії сталюого обладнання. Процес біогенної сульфат редукції може бути описаний реакцією [69]:



Як видно з приведеної реакції, мікробіологічні процеси підсилюють корозію промислового обладнання.

В працях [81, 83] відмічено, що процеси стрес-корозії в більшій мірі аналогічні явищу сірководневого корозійного розтріскування. В процесі дії на сталь сірководню утворення тріщин виявляється при витримці наприклад в розчині Вр, або в середовищі NACE, також бартортуючий H_2S за $pH=3\div 4$ [171-175]. За таких випробувань сірководень є каталізатором насичення в трубну сталь дифузійного водню.

Тріщини в матеріалі труб виникають і починають поширюватись, коли кількість поглинутого водню перевищує критичну величину для даної сталі $C_{кр}$ і якість сталі залежать від структури металу і його домішок неметалевими включеннями. В зонах термічного впливу зварного шва необхідно уникати твердих структур типу невідпущеного мартенситу або бейніту. Твердість металу у випадку можливого корозійного розтріскування не повинно перевищувати $250HV_{10}$ [83].

Вплив різних концентрацій водню в місцях безпосереднього контакту з водородом, наприклад сірководнем з зовнішньою стінкою труби, на її схильність до корозійного розтріскування виявили Дж. Л. Робинсон, Р.А.

Уокер і Р.Дж. Парджстр. На основі цих досліджень запровадили в Британський стандарт BS 4515:1984 диференційовані за товщиною вимоги до твердості зварних з'єднань, що експлуатуються в сірководневих середовищах [83]. На основі цього нормативного документу для зварних швів і зони термічного впливу трубопроводів кислого газу твердість в корені шва, який контактує з продуктом транспортування, не повинна перевищувати 250HV_{10} , а в зоні обліщовочного шва допускається твердість $275 - 300\text{HV}_{10}$.

Особливої актуальності ці питання набувають тоді, коли технологічні продукти транспортування містять такі корозивні компоненти як сірководень, меркаптанові сполуки, вуглекислий газ [1, 5, 6, 120, 130, 131, 181-185, 187].

1.6 Методи ремонту лінійної частини магістральних трубопроводів

Автори праці [84] на основі наукових досліджень і багатолітнього досвіду роботи прийшли до висновку, що своєчасна технічна підтримка складових трубопровідної системи і його інфраструктури дозволяє ставити питання про неперервну, без обмеження нормативних строків, експлуатацію трубопроводів. Тому актуальним науково-технічним завданням є вдосконалення технології обслуговування і ремонту лінійної частини газотранспортної системи [22, 23, 42, 59, 82, 85, 128, 157].

Після проведення технічної діагностики трубопроводів і виявлення дефектів, проводять їх оцінку на міцність і довговічність та за їх результатами назначають методи ремонту пошкодженої ділянки газопроводу.

Основні типи дефектів геометрії труби та методи їх ремонту наведені в таблиці 1.6.

Перевагу надають технологіям, що дозволяють відновити працездатність дефектних ділянок за умов їх експлуатації і забезпечити

Таблиця 1.6 - Основні типи дефектів геометрії труби та методи їх ремонту

| № п/п | Дефект | Метод ремонту |
|-------|--------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Гофри висотою до 6 % D_3 | Об'ємна муфта з наповнювачем |
| 2 | Гофри висотою до 20 мм | Двошарова муфта Зварна галтельна муфта |
| 3 | Вм'ятини глибиною до 3,5 % D_3 | Бандаж (з заповненням вм'ятини) Компаундна муфта Композитний бандаж |
| 4 | Вм'ятини глибиною більшою 3,5 % D_3 і недопустимі за розрахунком на міцність | Патрубок-муфта (з вирізанням дефектної ділянки через засувку) Вирізання катушки |
| 5 | Вм'ятини будь-якої глибини в комбінації з рихлою, тріщиною, втратою металу | Патрубок-муфта (з вирізанням дефектної ділянки через засувку) Вирізання катушки |

безперервне транспортування газу та охорону довкілля. Прогресивні методи ремонту і обладнання для їх виконання, дозволяють відновлювати несучу здатність труб з різними дефектами, включаючи і ліквідацію наскрізних дефектів на діючих газопроводах.

Наведемо основні види ремонтних робіт на МГ [128]:

1. заплавлення корозійних виразок і раковин;
2. підсилення ділянки трубопроводу з корозійними пошкодженнями бандажами або герметичними муфтами;
3. приєднання відгалужень до МГ під тиском [128];
4. встановлення композитних бандажів ППС фірми "Поліпромсинтез";
5. підсилення дефектних ділянок труб сталевобетонним бандажуванням [93, 128];
6. ремонт вм'ятин і гофрів герметичними муфтами з заповненням самотверднучим розчином міжтрубної порожнини;

7. вирізання ділянок з вм'ятинами (під тиском), що заважають проходженню очисних і інтелектуальних поршнів;
8. вирізання котушки під час ліквідації дефектів, що не підлягають ремонту;
9. Реновація ділянок трубопроводів з нанесенням поліуретанового покриття.

1.7 Основні задачі та напрямки дослідження

На основі вивчення технічної літератури можна зробити висновок, що удосконалення існуючих методів забезпечення працездатності МГ, що тривало експлуатуються в гірських районах і модернізація технологій ремонту таких трубопроводів за наявності в них зон з локальними пластичними деформаціями є актуальною науково-технічною задачею.

Для поставленої в роботі мети необхідно розв'язати такі наукові задачі:

- оцінити структурні зміни в трубній сталі магістральних газопроводів в процесі тривалої експлуатації;
- дослідити вплив локальних пластичних деформацій МГ на фізико-механічні властивості експлуатованої трубної сталі;
- розробити методи аналізу пружно-пластичного деформування труби магістральних газопроводів з врахуванням механічних характеристик матеріалу і непрямої траси;
- дослідити вплив залишкових напружень, обумовлених локальним деформуванням магістральних трубопроводів на їх напружено-деформований стан;
- експериментально перевірити результати теоретичних досліджень і вдосконалити методи ремонту деформованих ділянок газопроводів.

РОЗДІЛ 2

ВПЛИВ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НА ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ СТАЛЕЙ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВODІВ І ЇХ ЗАЛИШКОВУ МІЦНІСТЬ

В процесі тривалої експлуатації трубопроводів за умов дії механічних навантажень і корозійного середовища, в сталях труб МГ проходять процеси старіння, кінетика яких залежить від хімічного складу і структурних параметрів матеріалу, температури експлуатації, рівня напружень у стінці труби та хімічного складу транспортованого газу. Важливим науково-практичним завданням є всебічне вивчення структурних змін, що відбуваються в сталях в процесі тривалої експлуатації МГ [26, 36, 77, 158]. Аналіз та висвітлення особливостей таких змін проведений в даному розділі.

2.1 Структурні зміни в сталях магістральних трубопроводів в процесі старіння

Як відомо [87, 140, 158], старіння – це фундаментальне явище, пов'язане з переходом структури металів і сплавів з нерівноважного в більш рівноважний стан в умовах достатньої дифузійної рухливості атомів, і відбувається внаслідок дії другого закону термодинаміки. Процеси старіння матеріалів супроводжуються зміною їхніх механічних, фізичних і хімічних властивостей.

З метою виявлення структурних змін металу трубних сталей проведений рентгенівський фазовий аналіз. Дослідження проводились за допомогою рентгенівського дифрактометра загального призначення ДРОН 1,5.

Рентгенографічний експеримент проведений в монохроматичному $\text{Co } K_{\alpha}$ -випромінюванні. Як монохроматор використовувався монокристал

графіту, встановлений на дифрагованому пучку. Така геометрія зйомки дозволяє знизити флюоресцентний фон й записувати дифракційні спектри сплавів на основі заліза в мідному випромінюванні. Дифрактограми знімали методом крокового сканування в інтервалі кутів 2θ – 10-120⁰. Крок сканування становив 0,05⁰, час експозиції в точці – 3-5 с. Швидкість сканування – 1-40/хв. Обробку даних дифрактометричного експерименту здійснювали з використанням програми для повнопрофільного аналізу рентгенівських спектрів від суміші полікристалічних фазових складових PowderCell 2,4. У процесі розрахунку уточнювали періоди елементарних комірок фазових складових, напівширину рентгенівських профілів, лінію фону, масові частки фаз.

Оскільки труби магістральних газопроводів експлуатувалися в середовищі газу та наявної вологи (конденсат) спостерігається пітингова корозія на поверхні сталі. Внутрішня сторона труб покрита плівкою оксидів. Методом дифракційного фазового аналізу виявлено аморфну структуру оксидів. Під шаром оксидів виявлено структуру сталі 17Г1С (рис. 2.1).

Під час досліджень структури і хімічного складу трубної сталі 17Г1С експлуатованого з 80-х років магістрального газопроводу «Івацевичі-Долина» DN 1200 мм на ділянці Бібрського ЛВУ МГ нами виявлено перерозподіл атомів вуглецю по об'ємах зерен (рис. 2.2). Визначені спектри випромінювання атомів, типовий приклад яких подано на рис. 2.3, свідчить про дифузю атомів хімічних елементів із середовища, в якому експлуатуються труби, у трубну сталь. Вміст хімічних елементів в окремих об'ємах сталі проілюстровано на прикладах, наведених у таблиці 2.1.

Перерозподіл атомів вуглецю, а також дифузія хімічних елементів Na, Al, Si, S, Cl, Mn свідчать про розвиток процесів старіння трубної сталі. Це підтверджується загальним виглядом мікроструктури поверхні матеріалу експлуатованих труб (рис. 2.3), для яких проводився аналіз вмісту і розподілу елементів.

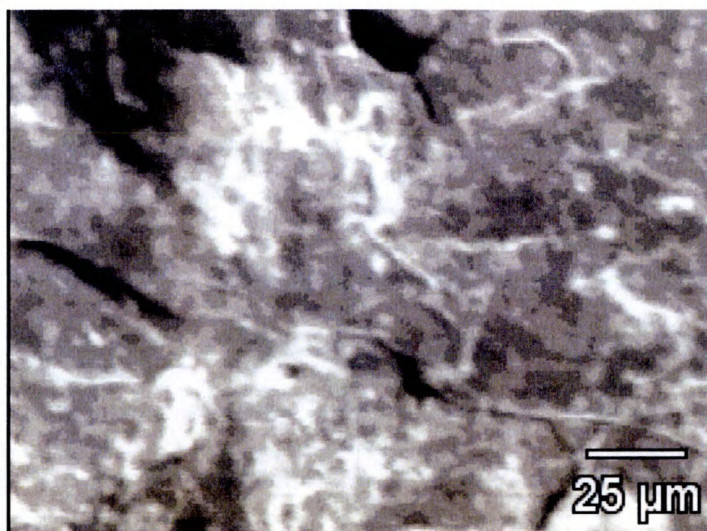


Рисунок 2.1 – Мікроструктура поверхні трубної сталі

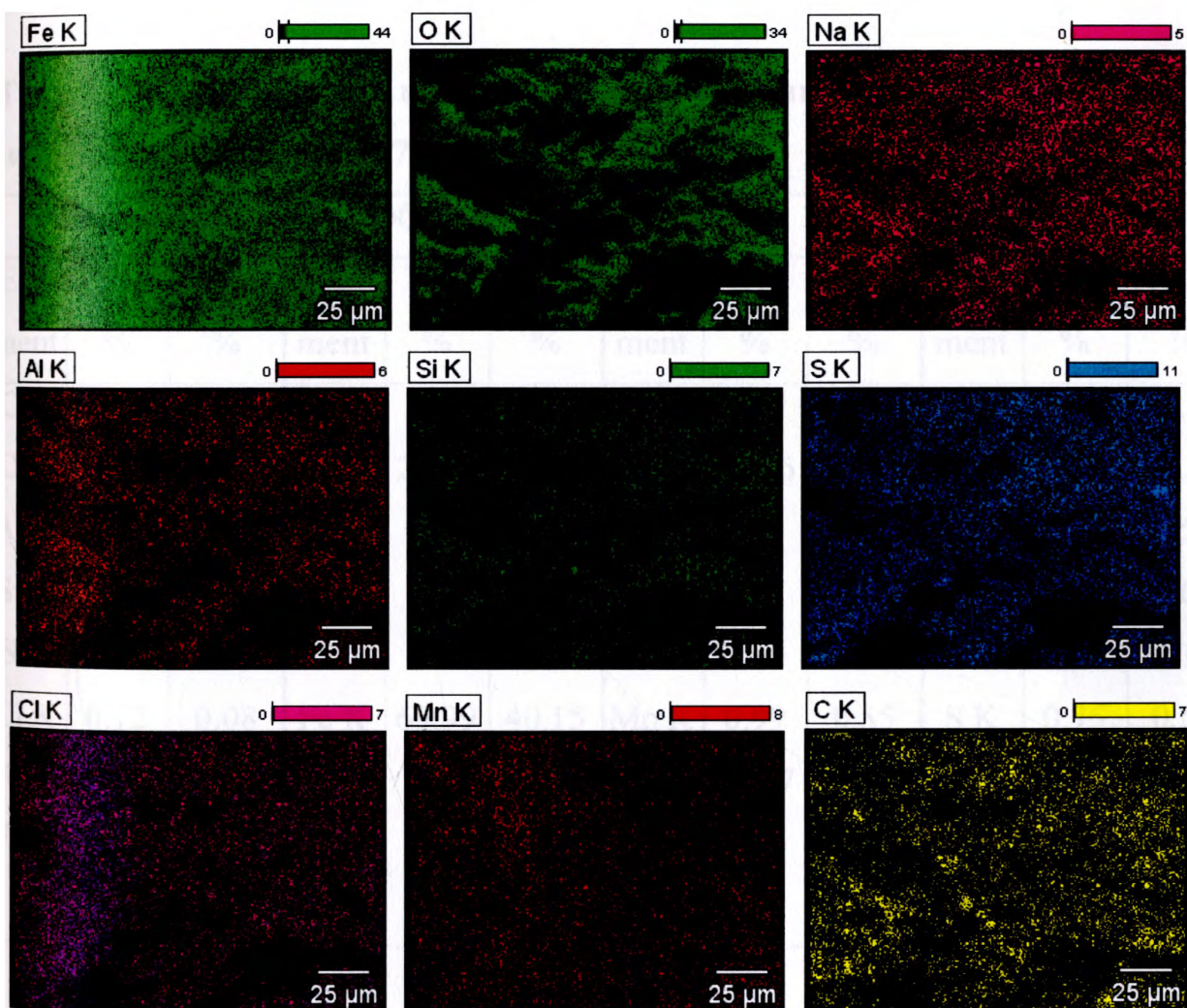


Рисунок 2.2 – Перерозподіл атомів хімічних елементів по об'єму зерна трубної сталі після тривалої експлуатації

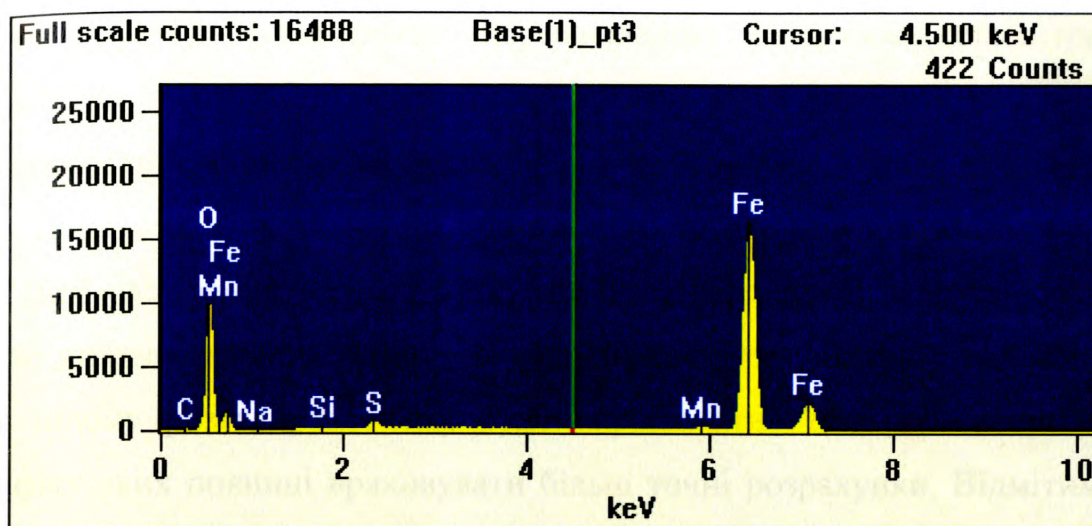


Рисунок 2.3 – Спектр випромінювання атомів

**Таблиця 2.1 – Приклади визначення вмісту хімічних елементів у
вибраних об'ємах сталі 17Г1С**

| Об'єм 1 | | | Об'єм 2 | | | Об'єм 3 | | | Об'єм 4 | | |
|---------|--------|----------|---------|--------|----------|---------|--------|----------|---------|--------|----------|
| Element | Wt., % | Atom., % | Element | Wt., % | Atom., % | Element | Wt., % | Atom., % | Element | Wt., % | Atom., % |
| C K | 8.01 | 15.72 | C K | 3.18 | 8.49 | C K | 1.90 | 4.84 | C K | 8.94 | 17.55 |
| O K | 42.67 | 62.86 | O K | 24.89 | 49.84 | O K | 29.86 | 57.02 | O K | 41.12 | 60.63 |
| Al K | 0.06 | 0.05 | Si K | 0.14 | 0.16 | Na K | 0.43 | 0.57 | Na K | 0.55 | 0.57 |
| Si K | 0.36 | 0.30 | S K | 0.75 | 0.75 | Si K | 0.22 | 0.24 | Al K | 0.05 | 0.04 |
| S K | 1.22 | 0.89 | Mn K | 1.05 | 0.61 | S K | 0.84 | 0.80 | Si K | 0.22 | 0.19 |
| Cl K | 0.12 | 0.08 | Fe K | 69.99 | 40.15 | Mn K | 0.99 | 0.55 | S K | 0.76 | 0.56 |
| Mn K | 0.48 | 0.21 | | | | Fe K | 65.77 | 35.98 | Cl K | 0.09 | 0.06 |
| Fe K | 47.09 | 19.88 | | | | | | | Mn K | 0.62 | 0.26 |
| | | | | | | | | | Fe K | 47.66 | 20.13 |

Початкова стадія процесу старіння матеріалу полягає в осіданні зайвих атомів вуглецю (і азоту) на дислокаціях згідно з класичною моделлю Котрелла. Ця модель добре працює за умови малих перенасичень. Однак, коли

концентрація вуглецю перевищує $3 \cdot 10^{-4}\%$, всі вакантні місця біля дислокацій є зайнятими [158]. Якщо рівень перенасичення є високим (концентрація є близькою до $3 \cdot 10^{-2}\%$), то надлишковий вуглець може виходити не лише в області дислокацій, а й на межі зерен.

Виходячи з цього видно, що вуглець досить довго рухається до меж зерен (цей час можна назвати «інкубаційним періодом»), а потім порівняно швидко утворює карбіди на цих межах. Наведені результати є наближеними, але в цілому розглянута схема буде «працювати» для всіх типів сталей, специфіку яких повинні враховувати більш точні розрахунки. Відмітимо, що чим дрібніше зерно, тим швидше відбувається процес старіння. Час старіння експоненціально залежить від температури експлуатації. За наявності робочих напружень він може бути в 2–3 рази меншим, ніж за їх відсутності. Отже, для прогнозування ресурсу магістральних газопроводів необхідно враховувати як технологію виготовлення труб, так і умови експлуатації.

В результаті мікроспектрального аналізу, що проведений на установці TESKAN, встановлено, що у приповерхневому шарі труби, що експлуатувалася, виявлені хімічні елементи Na, K, Cl, а також підвищений вміст сірки, що свідчить про те, що дифузія цих елементів відбулася за 40 років експлуатації внаслідок впливу пластових вод, які здебільшого містять іони і сполуки згаданих хімічних елементів.

Це свідчить про доцільність підвищення ступеня очищення газу, який подається в магістральні трубопроводи, від залишків пластових вод. Наявність вказаних елементів обумовлена також їх дифузією із конденсату.

Вміст таких елементів як Na, K, Ca, Cl можна пояснити їх дифузією із середовища в якому зберігалися труби. Отримані результати свідчать про доцільність покращення умов зберігання труб аварійного запасу, оскільки за існуючих умов проходить яскраво виражена деградація структури сталі. У приповерхневих зовнішніх шарах вихідних труб, які покриті антикорозійною ізоляцією, згаданих хімічних елементів не виявлено, що свідчить про

відсутність впливу зовнішнього середовища на матеріал приповерхневих шарів цих труб.

Для продовження терміну експлуатації магістрального трубопроводу доцільним є проведення інгібіторного захисту його внутрішньої поверхні.

2.2. Дослідження характеристик міцності, пластичності і опору корозійному розтріскуванню трубної сталі 17Г1С

2.2.1. Визначення механічних характеристик трубної сталі 17Г1С.

Проведено металографічні дослідження зовнішньої і внутрішньої поверхонь труб магістрального газопроводу «Івацевичі-Долина» з метою виявлення характеру корозійного пошкодження.

На рис. 2.5 - 2.8 показано вигляд поверхонь труб магістральних газопроводів з аварійного запасу та після 47 років експлуатації.

На поверхні видно сліди рівномірної корозії без видимих пітингів. На внутрішній поверхні труби магістрального трубопроводу після 32 років експлуатації спостерігаються сліди нерівномірної корозії. Зовнішня поверхня цієї труби характеризується наявністю виразок (рис. 2.7). Внутрішня і зовнішня поверхня труби магістрального трубопроводу з аварійного запасу характеризується рівномірною корозією без видимих пітингів і виразок (рис. 2.7).

Зразки (рис. 2.9), вирізані з труб, що експлуатувалися (рис. 2.5 – 2.6) і труб, які не експлуатувалися (рис. 2.7 – 2.8) досліджували згідно з вимогами ДСТУ 1497-84 на розривній машині Р-50 (рис. 2.10). Діаграми розтягу зразків наведена на рис. 2.11.

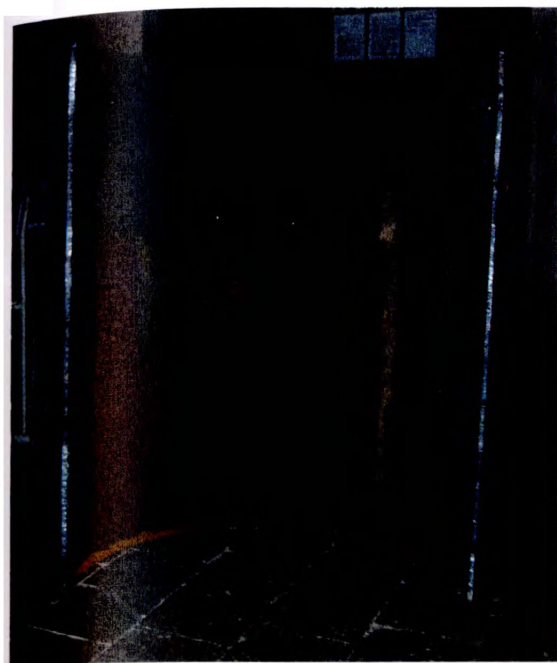


Рисунок 2.5 – Внутрішня поверхня труби магістрального трубопроводу «Івацевичі-Долина» після 32 років експлуатації

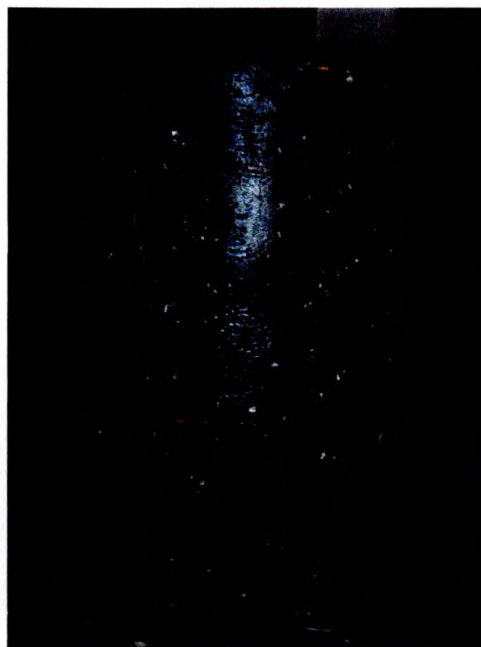


Рисунок 2.6 – Зовнішня поверхня труби магістрального трубопроводу «Івацевичі-Долина» після 32 років експлуатації



Рисунок 2.7 – Внутрішня поверхня труби взята з аварійного запасу газопроводу «Івацевичі-Долина»

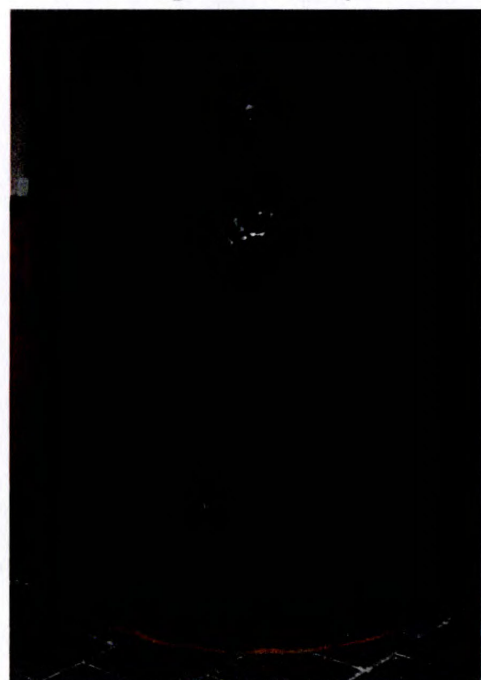


Рисунок 2.8 – Зовнішня поверхня труби взята з аварійного запасу газопроводу «Івацевичі-Долина»



Рисунок 2.9 – Загальний вигляд зразків після випробувань на розтяг

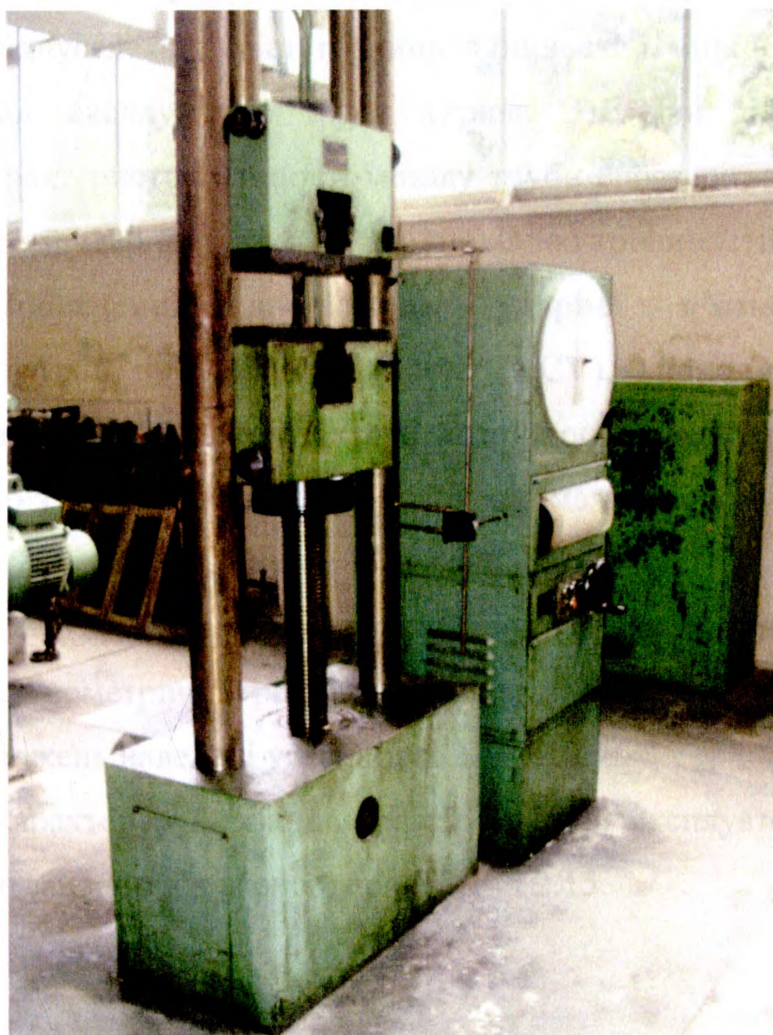


Рисунок 2.10 – Вигляд розривної машини Р – 50

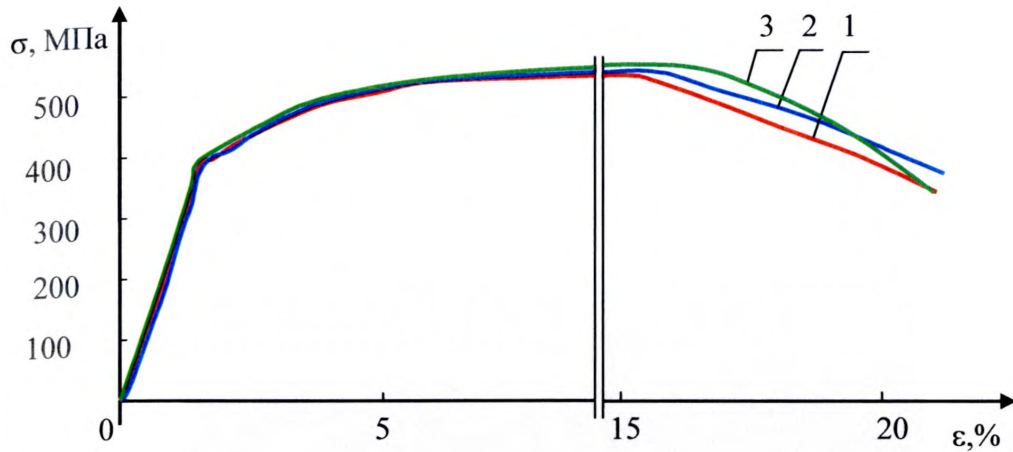


Рисунок 2.11 – Діаграма розтягу зразків вирізаних із трьох темплетів труб:
1 – з аварійного запасу Волинського ЛВУМГ; 2 – з аварійного запасу
Бібрського ЛВУМГ; 3 – із труби, що експлуатувалася 32 роки

Співставлення діаграм розтягу різних зразків вирізаних із катушок (темплетів) засвідчує деякий ріст границь плинності і міцності матеріалу в процесі тривалої експлуатації труби (крива 3). При цьому поряд з підвищенням характеристик міцності металу труби спостерігається зниження його пластичності й ударної в'язкості, а відповідно і тріщиностійкості.

2.2.2 Проведення досліджень ударної в'язкості сталей.

Випробування зразків на ударну в'язкість (KCV), вирізаних з труб, що експлуатувалися (рис. 2.5 – 2.6), і труб аварійного запасу (рис. 2.7 – 2.8) проводили згідно з вимогами ДСТУ 9454-78 на маятниковому копрі МК-30 (рис. 2.12).

На рис. 2.13. зображено креслення зразка для визначення ударної в'язкості KCV. Геометричні розміри зразків контролювали мікрометром. Результати досліджень наведені у таблицях 2.5 – 2.8.

Типовий характер руйнування зразків із сталі експлуатованої труби і труби аварійного запасу зображено на рис. 2.14 і 2.15.

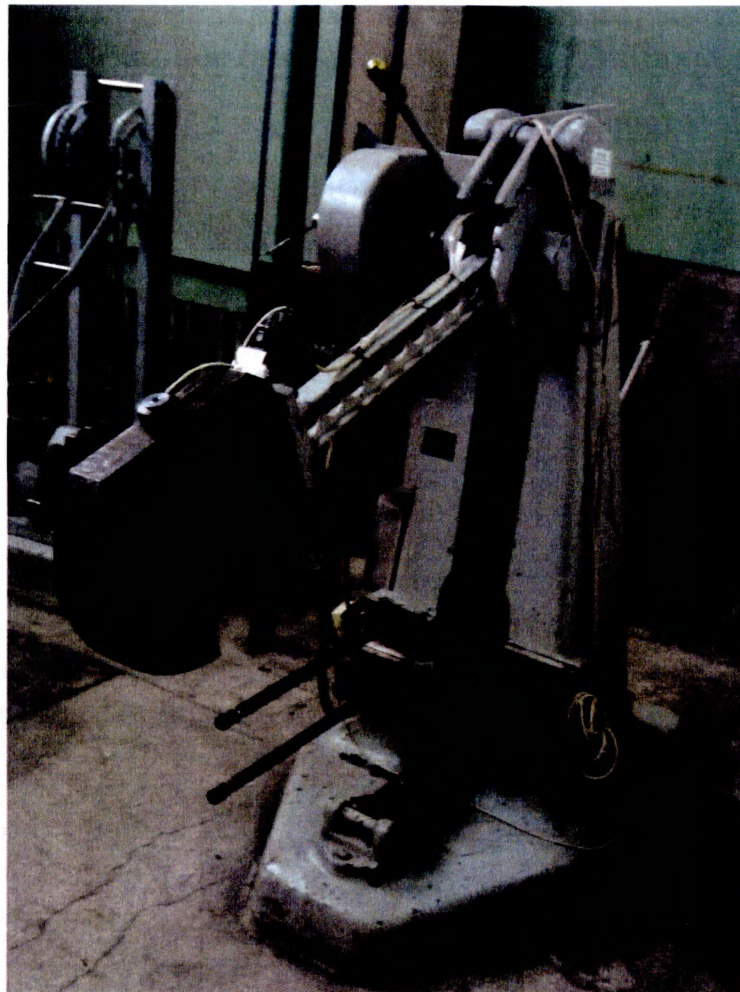


Рисунок 2.12 – Вигляд маятникового копра МК–30

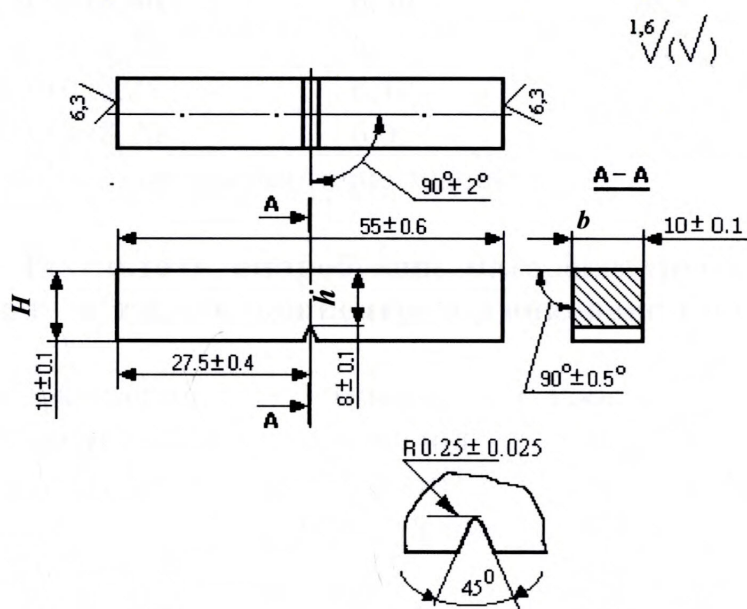


Рисунок 2.13 – Креслення зразка з V-подібним надрізом
для визначення ударної в'язкості KCV

Таблиця 2.5 – Результати випробувань матеріалу експлуатованої труби на ударну в'язкість (концентратор виконано з зовнішньої сторони труби)

| № п/п | Геометричні розміри зразка $b \times H$, мм | Висота зразка під концентратором h , мм | Робота удару A , Дж | Ударна в'язкість, КСВ, Дж/см ² |
|------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------------|
| 1 | 10,05x8,35 | 6,10 | 64,3 | 104,89 |
| 2 | 10,10x8,50 | 6,30 | 65,1 | 102,31 |
| 3 | 10,05x8,30 | 6,20 | 64,9 | 104,16 |
| 4 | 10,00x8,40 | 6,25 | 63,7 | 101,92 |
| 5 | 10,05x8,60 | 6,40 | 65,5 | 101,83 |
| 6 | 10,10x8,40 | 6,35 | 63,2 | 98,60 |
| Середнє арифметичне значення | | | | 102,28 |

Таблиця 2.6 – Результати випробувань матеріалу експлуатованої труби на ударну в'язкість (концентратор виконано в площині перпендикулярній до поверхні прокатки)

| № п/п | Геометричні розміри зразка $b \times H$, мм | Висота зразка під концентратором h , мм | Робота удару A , Дж | Ударна в'язкість, КСВ, Дж/см ² |
|------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------------|
| 1 | 10,05x8,45 | 6,35 | 59,1 | 92,63 |
| 2 | 10,10x8,30 | 6,20 | 57,4 | 91,66 |
| 3 | 10,05x8,40 | 6,30 | 56,5 | 89,26 |
| 4 | 10,00x8,35 | 6,15 | 54,3 | 88,29 |
| 5 | 10,10x8,25 | 6,10 | 55,7 | 90,41 |
| 6 | 10,10x8,20 | 6,05 | 54,9 | 89,85 |
| Середнє арифметичне значення | | | | 90,35 |

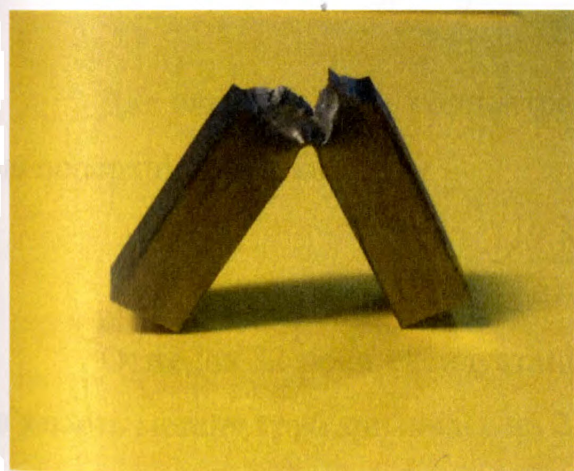
Таблиця 2.7 – Результати випробувань матеріалу труби аварійного запасу на ударну в'язкість (концентратор виконано з зовнішньої сторони труби)

| № п/п | Геометричні розміри зразка $b \times H$, мм | Висота зразка під концентратором h , мм | Робота удару A , Дж | Ударна в'язкість, КСВ, Дж/см ² |
|------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------------|
| 1 | 10,05x8,45 | 6,30 | 89,1 | 140,72 |
| 2 | 10,00x8,30 | 6,10 | 86,4 | 141,64 |
| 3 | 10,10x8,40 | 6,20 | 84,9 | 135,58 |
| Середнє арифметичне значення | | | | 139,31 |

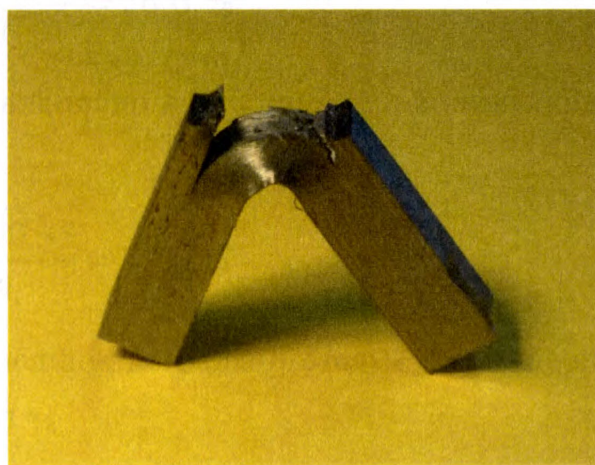
Таблиця 2.8 – Результати випробувань матеріалу труби аварійного запасу на ударну в'язкість (концентратор виконано в площині перпендикулярній до поверхні прокатки)

| № п/п | Геометричні розміри зразка $b \times H$, мм | Висота зразка під концентратором h , мм | Робота удару A , Дж | Ударна в'язкість, KCV, Дж/см ² |
|------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------------|
| 1 | 10,10x8,55 | 6,40 | 77,4 | 119,74 |
| 2 | 10,05x8,65 | 6,50 | 79,8 | 122,14 |
| 3 | 10,00x8,60 | 6,40 | 75,3 | 117,65 |
| Середнє арифметичне значення | | | | 119,84 |

Середні значення ударної в'язкості сталі після експлуатації з концентраторами, вирізаним із зовнішньої сторони труби, становлять, відповідно 102,28 Дж/см². Для сталі труби аварійного запасу – відповідно 139,31 Дж/см². Злам випробуваних зразків – в'язко-шаруватий. Нижче значення ударної в'язкості для сталі після експлуатації при наявності



a



б

a – експлуатованої, концентратор виконано з зовнішньої сторони труби;
б – аварійного запасу, концентратор виконано з зовнішньої сторони труби

Рисунок 2.14 – Характер руйнування зразків вирізаних із труб

концентратора на зовнішній поверхні труби можна пояснити деградацію металу за рахунок структурно-фазових змін. Після 30 - 40 років експлуатації

трубопроводів температурний поріг холодноломкості за певних умов роботи може перейти в область плюсових температур. Це означає, що поширення тріщин в металі труб, виготовлених із розглянутих вище сталей, після тривалої експлуатації може проходити згідно з крихким механізмом руйнування, навіть за додатніх температур.

Виходячи з отриманих результатів деградацію механічних властивостей сталі 17Г1С розглянутого МГ згідно з рекомендаціями [55, 56] оцінемо за зміною його ударної в'язкості

$$D_M = \frac{KCV_{аз} - KCV_e}{KCV_e}, \quad (2.1)$$

де $KCV_{аз}$ і KCV_e - ударна в'язкість матеріалів із труб аварійного запасу та експлуатованих труб

Для випадку, коли концентратор виконано в площині з зовнішньої сторони труби

$$D_{M_1} = \frac{139,31 - 102,28}{139,31} = 26,6, \%$$

Для випадку, коли концентратор виконано в площині перпендикулярній до поверхні прокатки

$$D_{M_2} = \frac{119,84 - 90,35}{119,84} = 24,6, \%$$

Отже, за 32 роки експлуатації внаслідок деградації сталі 17Г1С ударна в'язкість металу труб знизилась на 25 - 27 %.

Оцінку похибок при вимірюванні ударної в'язкості KCV з допомогою маятникового копра МК – 30 проведено за результатами випробування шести однотипних зразків з концентратором виконаним на зовнішній поверхні експлуатованої труби, які наведені в табл. 2.5.

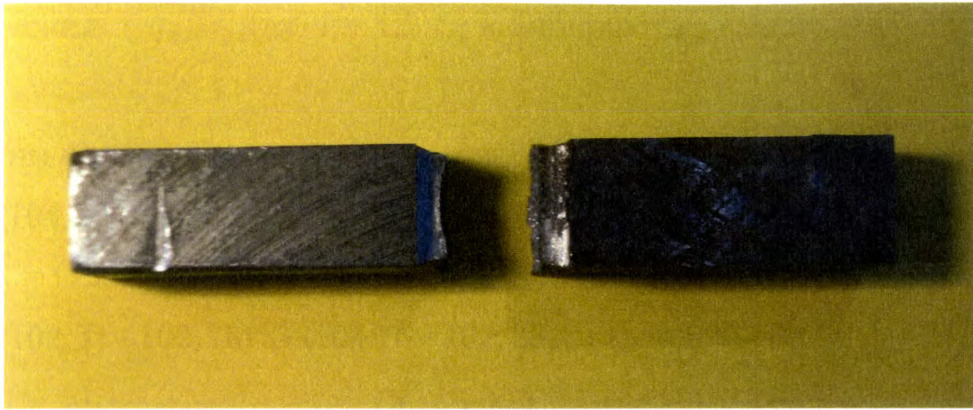


Рисунок 2.15 – Більш крихке руйнування зразка у випадку коли концентратор виконаний в площині перпендикулярній до поверхні прокатки

Позначивши $Z_i = KCV_i$ знаходимо середнє арифметичне значення KCV (математичне очікування \bar{Z} і його довірчий інтервал $\Delta\bar{Z}$)

$$\bar{Z} = \frac{\sum_{i=1}^n Z_i}{n}, \quad \Delta\bar{Z} = \pm t_{Di} \frac{S}{\sqrt{n}}, \quad (2.2)$$

$$\bar{Z} = \frac{98,60 + 101,83 + 101,92 + 102,31 + 104,16 + 104,89}{6} = 102,28 \frac{\text{Дж}}{\text{см}^2},$$

де Z_i – упорядковані значення вимірних величин KCV , t_{Di} – параметр величина якого для двостороннього довірчого інтервалу чисельно рівна значенням коефіцієнта Стюдента; n – кількість вимірювань; S – вибіркова дисперсія.

Після кожної серії замірів проводилася перевірка припущення прийнятої моделі нормальності розподілу W – критерію

$$W = b^2 / S_0^2. \quad (2.3)$$

Тут характеристичне число b і величина S_0^2 рівні

$$b = \sum_{i=1}^K a_n (Z_{n-i+1} - Z_i), \quad S_0^2 = \sum_{i=1}^n (Z_i - \bar{Z})^2. \quad (2.4)$$

Значення a_n , для $i = 1, 2, \dots, k$ вибирають за таблицею [89] згідно $n = 3 \dots 30$.

Таким чином підставляючи числові значення отримуємо:

$$b = 0,643(104,89 - 98,60) + 0,2806(104,16 - 101,83) + 0,0875(102,31 - 101,92) = 4,73;$$

$$S_0^2 = (98,60 - 102,28)^2 + (101,83 - 102,28)^2 + (101,92 - 102,28)^2 +$$

$$+(102,31 - 102,28)^2 + (104,16 - 102,28)^2 + (104,89 - 102,28)^2 = 24,22$$

$$W = \frac{b^2}{S_0^2} = \frac{4,73^2}{24,22} = 0,923. \quad (2.5)$$

Тоді

Отримане значення $W = 0,923$ для $n = 6$, що лежить в межах $0,826$ і $0,927$, відповідає імовірності між 10% і 50% . Відповідно це дає можливість використання моделі нормального розподілу для описування похибок вимірювання ударної в'язкості KCV за допомогою маятничового копра МК-30. Вибіркову дисперсію S визначаємо за формулою

$$S = \sqrt{\frac{S_0^2}{n-1}} = \sqrt{\frac{24,22}{6-1}} = 2,2. \quad (2.6)$$

За таблицею 1 додатку 2 [89] для $n-1 = 6-1 = 5$ і довірчого рівня $0,923$ значення $t_{Di} = 2,57$. Відповідно довірчий інтервал рівний

$$\Delta \bar{Z} = \pm t_{Di} \frac{S}{\sqrt{n}} = 2,57 \frac{2,2}{\sqrt{6}} = 2,31. \quad (2.7)$$

Похибка методу

$$\delta\% = \frac{2\Delta \bar{Z}}{\bar{Z}} = \frac{2 \cdot 2,31}{102,28} 100\% = 4,5\%. \quad (2.8)$$

Така точність визначення ударної в'язкості матеріалу труб, задовольняє вимогам, що ставляться до інженерних розрахунків механічних характеристик трубних сталей.

2.2.3 Випробування зразків труб на циклічну тріщиностійкість.

Тріщиностійкість сталей під циклічним навантаженням оцінювали за

швидкістю поширення тріщин у повітрі V_{air} та корозійному середовищі V_{ssc} та коефіцієнтом впливу середовища $k_{vssc} = V_{ssc} / V_{air}$, який показує, у скільки разів швидкість росту тріщини зростає у робочому середовищі, порівняно з повітрям. Кількість розчину в комірці складала не менше 35 мл на 1 см² поверхні зразка. Через відносну короткотривалість випробувань, комірку зі зразком заповнювали попередньо насиченим H₂S розчином з подальшим барботуванням газу через комірку під час дослідів, що повністю задовольняє вимоги стандартів NACE та методики МСКР-01-85 щодо умов випробувань.

Досліджували плоскі зразки розміром 150×15×2,5 мм з V-подібним надрізом глибиною 1,5 мм, кутом розкриття 60° (рис. 2.16). Схема навантаження зразків – чистий віднульовий згин (коефіцієнт асиметрії $R=0$), частота навантаження 5 Гц (рис. 2.17). Коефіцієнт інтенсивності напружень при чистому згині визначається залежністю:

$$K_1 = (6M/b\sqrt{h^3}) \cdot \sqrt{\varepsilon} \cdot F(\varepsilon), \quad (2.9)$$

$$F(\varepsilon) = \begin{cases} 1,99 - 2,47\varepsilon + 12,97\varepsilon^2 - 23,17\varepsilon^3 + 24,80\varepsilon^4; & 0 \leq \varepsilon \leq 0,6 \\ \frac{0,6651}{\sqrt{\varepsilon(1-\varepsilon)^3}}; & 0,6 < \varepsilon \leq 0,8 \end{cases} \quad (2.10)$$

де M – згинальний момент в ослабленому перерізі; b – товщина (2,5 мм); h – висота зразка (15 мм); ℓ – довжина тріщини, мм; $\varepsilon = \ell \square/h$. Інтервал $0,6 < \varepsilon \leq 0,8$ можна розширити до $0,6 < \varepsilon \leq 0,95$. При цьому похибка в оцінці K_1 не перевищуватиме 5%.

Досліди проведено на установці УВРТ (рис. 2.18) за однакового рівня деформації зразків. Коефіцієнт інтенсивності напружень становив $\sim 8,3$ МПа $\sqrt{м}$ в інтервалі (0,25...0,7) ℓ/h .

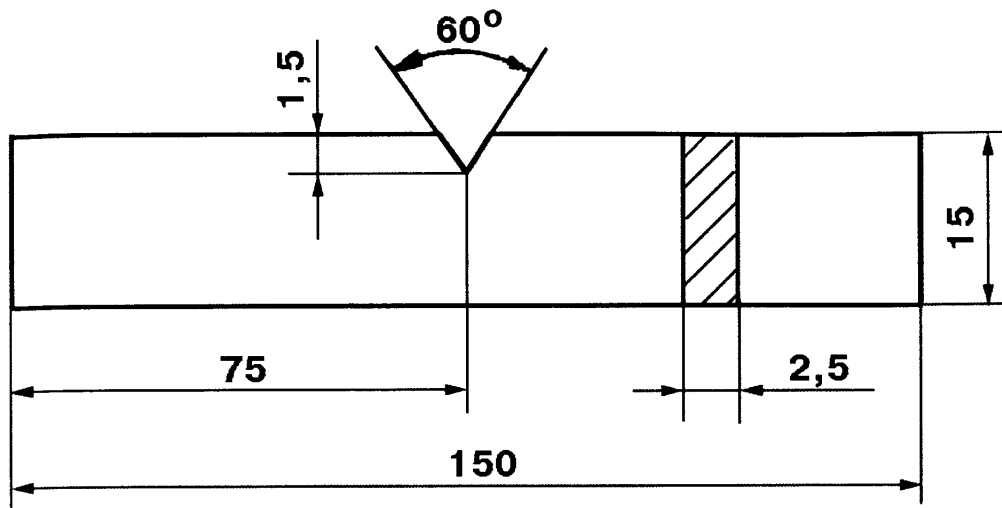
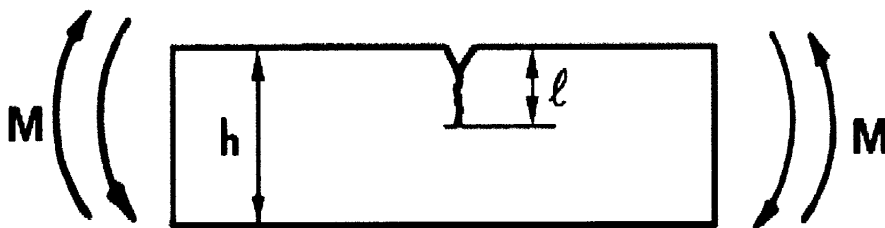
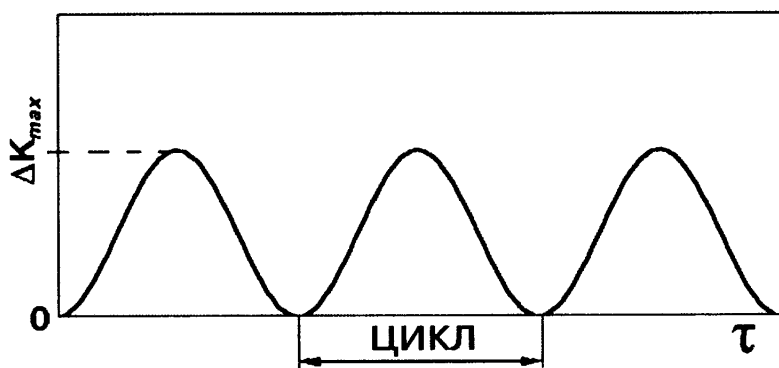


Рисунок 2.16 – Плоскі зразки для випробування конструкційних матеріалів на циклічну тріщиностійкість



a



б

a - чистим згином;

б - асиметрія циклів навантаження

Рисунок 2.17 – Схема навантаження зразків

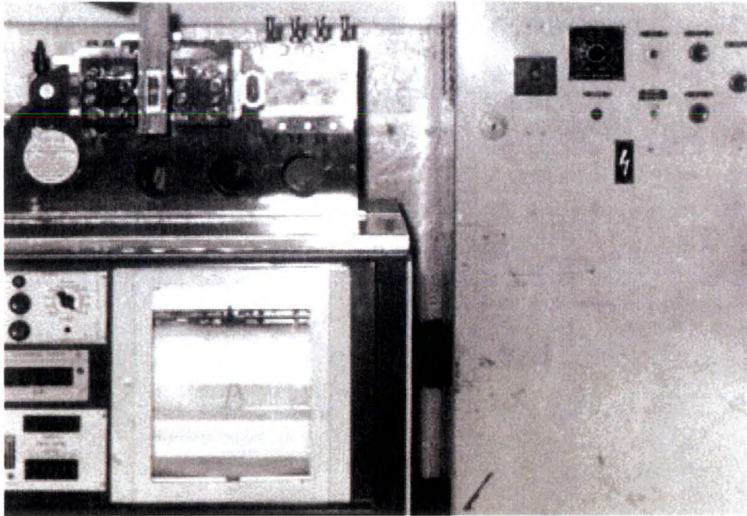


Рисунок 2.18 – Установка УВРТ для випробування зразків під циклічним навантаженням чистим згином

Випробування на циклічну тріщиностійкість проводили на плоских зразках з концентратором напружень. Зразки вирізали з приповерхневих шарів металу внутрішньої і зовнішньої поверхні стінки експлуатованої труби і труби аварійного запасу. Схема вирізки зразків показана на відповідному рисунку.

Результати досліджень подані у вигляді графіків (рис. 2.19–2.23). На рис. 2.15–2.18 зображено залежності довжин тріщин від числа циклів навантаження для кожного типу вирізки металу. На рис. 2.19 подано усі криві росту тріщин.

Параметри дослідження: амплітуда $A=2,62\text{мм}$; частота $n=300\text{ об/хв}$.

Встановлено, що тріщини у зразках з внутрішньої поверхні труб поширюються більш повільно, ніж в зразках із зовнішніх приповерхневих шарів металу. Про це свідчить те, що за певну кількість циклів навантаження, наприклад, 100 тис. циклів, довжина тріщин в зразках із зовнішніх шарів металу труб (рис. 2.22, криві 1 і 2) є майже у два рази більшою, ніж у зразках з внутрішніх шарів (рис. 2.22, криві 3 і 4) металу. Отже, тріщиностійкість внутрішніх шарів експлуатованих труб і труб аварійного запасу є більшою ніж зовнішніх. Це може бути викликано особливостями технології виготовлення труб, зокрема

МОЖЛИВИМ виникненням стискаючих напружень в сталевих листах після їх гнуття перед зварюванням.

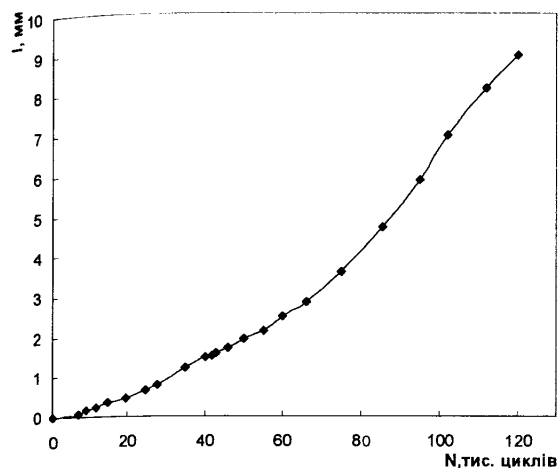


Рисунок 2.19 – Залежність довжини тріщини від числа циклів навантаження для вирізки металу, що прилягає до зовнішньої поверхні вихідної труби

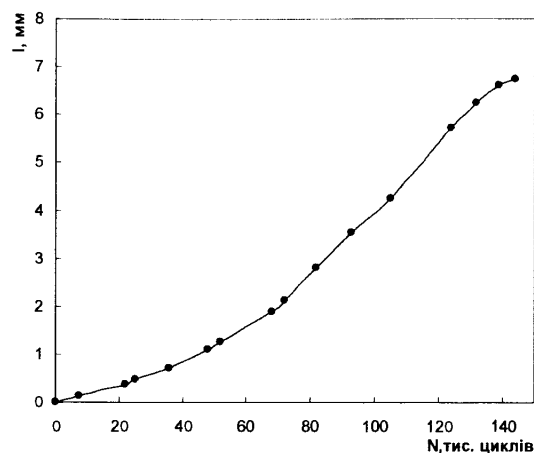


Рисунок 2.20 – Залежність довжини тріщини від числа циклів навантаження для вирізки металу, що прилягає до внутрішньої поверхні вихідної труби

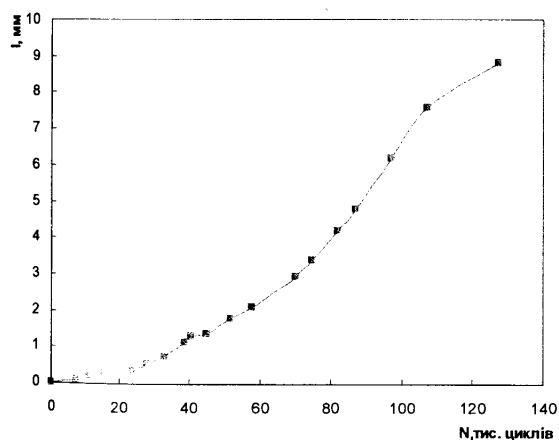


Рисунок 2.21 – Залежність довжини тріщини від числа циклів навантаження для вирізки металу, що прилягає до зовнішньої поверхні експлуатованої труби

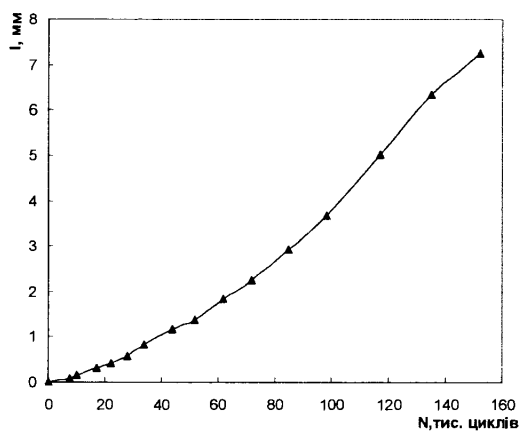
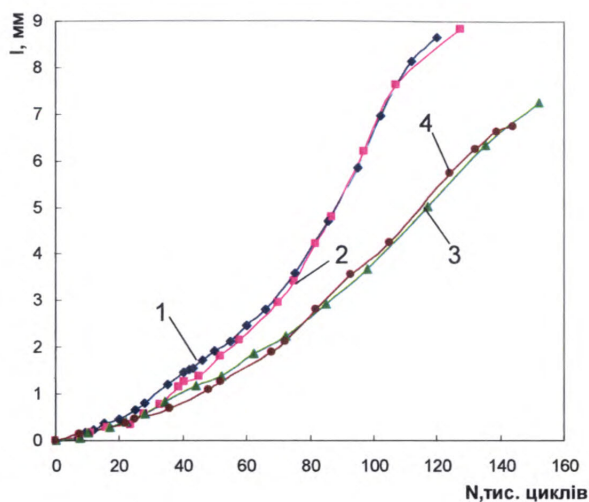


Рисунок 2.22 – Залежність довжини тріщини від числа циклів навантаження для вирізки металу, що прилягає до внутрішньої поверхні експлуатованої труби



1 – до зовнішньої поверхні вихідної труби; 2 – до зовнішньої поверхні експлуатованої труби; 3 – до внутрішньої поверхні експлуатованої труби; 4 – до внутрішньої поверхні вихідної труби

Рисунок 2.23 – Залежність довжини тріщини від числа циклів навантаження для вирізки металу, що прилягає

Виконано якісний мікрорентгеноспектральний аналіз приповерхневих шарів металу експлуатованої труби та труби аварійного запасу на установці типу Samebah. В шарі металу з внутрішньої поверхні експлуатованої труби виявлено підвищений вміст сірки, кисню, а також натрій, калій і хлор. Це свідчить про те, що відбулась дифузія цих елементів із залишків вологи та пластових вод. В шарі металу внутрішньої поверхні вихідної труби виявлено натрій, калій і кисень. Однак, сірки не виявлено. Отже, під час зберігання труб аварійного запасу внаслідок дії атмосферних опадів, очевидно, відбувається конденсація вологи на внутрішній поверхні труб та проходять дифузійні процеси.

У приповерхневих шарах металу зовнішньої поверхні експлуатованої й труби аварійного запасу цих елементів немає внаслідок нанесеної на неї ізоляції. Якість ізоляційного покриття, як показав його візуальний огляд, високий, тобто не виявлено пошкоджень та відшарувань покриття. Тому, очевидно, й не відбувалося процесів дифузії елементів навколишнього

середовища у приповерхневій шарі із зовнішньої поверхні труб.

2.2.4 Випробування зразків труб із сталі 17Г1С на опірність сірководневому корозійному розтріскуванню під напруженням. Суть методу випробувань – деформація зразка розтягуванням з малою швидкістю після дії корозивного або інертного (повітря, насичені вуглеводні) середовищ за температури ± 20 °С. Використовували плоскі зразки, які вирізані з поверхневих шарів металу труб після довготривалої експлуатації.

Досліди проводяться при швидкості деформації зразків 10^{-5} с⁻¹.

Для дослідження ВІР та поверхневого пухиріння використовували прямокутні зразки (рис. 2.24) завдовжки 100 мм (вздовж вальцювання), завширшки $W = 20$ мм (впоперек вальцювання) і завтовшки $T = t - 1 \dots 2$ мм, де t – товщина стінки труби або виробу. Для тонкостінних труб та інших деталей стандартом допускається зачистка поверхні металу до металевго блиску без зняття поверхневих шарів обробкою різанням.

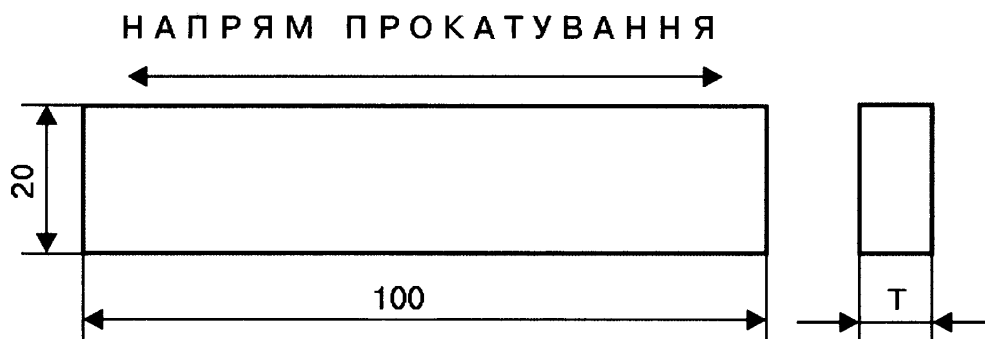


Рисунок 2.24 – Зразок для дослідження ВІР та поверхневого пухиріння

Для проведення досліджень у сірководневих середовищах створена лабораторія, в якій апарати Кіппа знаходяться в спеціальному боксі за її межами, з якого сірководень подається трубопроводами до робочих ємностей зі зразками, потім вивідною системою труб подається за межі лабораторії для нейтралізації. Приміщення лабораторії термостатується електронагрівачами з терморегуляторами, що забезпечує постійну температуру випробування

зразків. Таким чином, виконано усі вимоги стандартів NACE TM-02-84, NACE TM-0177-90 та методики МСКР-01-85 щодо умов випробувань.

Зразки витримували протягом 96 годин (при необхідності витримку збільшували до ~ 200 год.) без навантаження у морській воді (3% розчин NaCl, насиченій сірководнем (pH 4,8...5,4) згідно стандарту NACE TM-02-84 та в стандартному сірководневому розчині NACE (5% NaCl + 0,5% CH₃COOH, безперервне насичення H₂S зі швидкістю 10 мл/хв, pH 3,0...4,0), мінімальний об'єм розчину 4,5 мл/см² поверхні зразків; температура випробувань 20±2 °C .

Схильність сталі до поверхневого пухиріння визначається за кількістю пухирів n на одиниці площі поверхні зразка: $n = 1/\text{см}^2$ та відносною площею S_n зразка, враженою пухирями: $S_n = (S_{\text{пухир}} / S_{\text{зар}}) \times 100\%$; де $S_{\text{пухир}}$ – площа зразка, вражена пухирями; $S_{\text{зар}}$ – загальна площа зразка.

Досліджено схильність до воднем ініційованого розтріскування (VIP) за стандартом NACE Standard TM-02-84 “Test Method Evaluation of Pipeline Steels for Resistance to Stepwise Cracking” та сірководневого корозійного розтріскування під напруженням за стандартом NACE Standard TM0177-90 “Standard Test Method. Laboratory Testing of Resistance to Sulfile Stress Cracking in H₂S Environment” (метод А) металу трубопроводу. Рівень навантаження зразків приймали відносно мінімально допустимого значення умовної границі текучості трубної сталі.

У випробуваннях на VIP зразки (100x20x10 мм) витримували протягом 96 год без навантаження у стандартному розчині NACE з безперервним насиченням H₂S зі швидкістю 10 мл/хв. Потім зразки розрізували на три рівні частини по довжині і металографічним аналізом на січеннях (шліфах) наводнених зразків визначали наявність тріщин, пухирів, розшарувань тощо.

Опірність сірководневому корозійному розтріскуванню під напруженням (СКРН) металу труб визначали на циліндричних зразках діаметром 4 мм (рис. 2.25). Оскільки товщина стінки труб була всього 9 мм, то робоча частина знаходилася посередині стінки труб. Таким чином,

досліджували фактично метал середньої частини стінки труб.

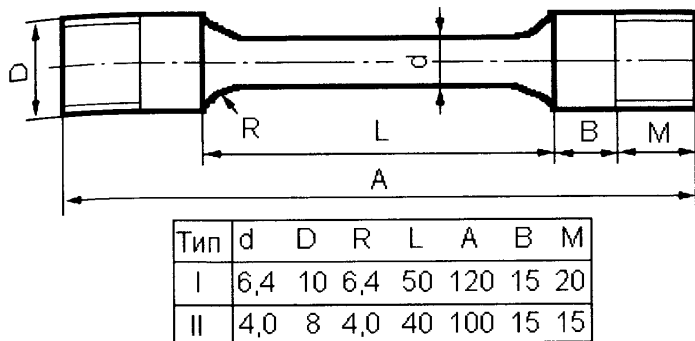


Рисунок 2.25 – Зразок для випробувань матеріалів на сірководневе корозійне розтріскування під напруженням

Зразки навантажували розтягом до рівня 0,8 і 0,7 від мінімальної границі текучості $\sigma_{T \min}$ сталі 17Г1С, яка складала 355 МПа.

Встановлено, що при навантаженні $0,8 \cdot \sigma_{T \min}$ зразки експлуатованої труби у сірководневому водному розчині зруйнувалися через ≤ 450 год., а з труб аварійного запасу – через ≤ 100 год. При навантаженні $0,7 \cdot \sigma_{T \min}$ зразки експлуатованої труби пройшли повний цикл випробувань і не зруйнувалися протягом 720 год., а зразки з труб аварійного запасу руйнувалися через ≤ 450 год.

Таким чином, метал середньої частини стінки експлуатованих труб не зазнав суттєвої деградації під час експлуатації й вирізняється більш високою опірністю СКРН, ніж труб аварійного запасу, які зберігаються тривалий час під впливом атмосферних опадів.

Випробування на сірководневе корозійне розтріскування під напруженням проводили згідно стандарт NACE TM0177-90 за таких умов:

| | |
|------------------------|----------------------------|
| Метод випробувань | – стандарт NACE TM0177-90 |
| Середовище | – рН 3, розчин NACE |
| Умови випробувань | – 20°C |
| Тривалість випробувань | – 720 годин |
| Об'єкт досліджень | – зразки із трубної сталі. |

2.2.5 Аналіз корозійної стійкості сталі. Корозійну стійкість трубної сталі визначено гравіметричним методом у водному конденсаті, що знаходиться у трубопроводі, та у стандартному сірководневому розчині NACE: 5% – ний водний розчин NaCl + 0,5% CH₃COOH, насичений H₂S, рН ~ 3, 20°C.

Величини показників швидкості корозії K_n трубної сталі у водному концентраті відповідають 4-му балу корозійної стійкості та групі «стійкі матеріали», а у середовищі NACE – 6-му балу корозійної стійкості за 10-бальною шкалою та групі «матеріали пониженої стійкості» (див. табл. 2.9). Встановлено, що швидкість корозії трубної сталі у середовищі NACE в 4 рази вища, ніж у водному концентраті.

Таблиця 2.9 – Швидкість корозії сталі магістрального газопроводу

| Об'єкт дослідження | Водний конденсат | | Середовище NACE | |
|--------------------|------------------|-----------------------|-----------------|-----------------------|
| | K_n мм/рік | Бал кор. стійкості | K_n мм/рік | Бал кор. стійкості |
| Трубна сталь | 0,041 | 4* | 0,19 | 6* |

* – бал корозійної стійкості визначено за 10-ти бальною шкалою, ГОСТ 13819-68.

2.3 Визначення мікротвердості металу труби

Розподіл мікротвердості по перерізу зразків визначали вимірюванням мікротвердості з поверхні перерізу зразка металу на приладі ПМТ-3М за ГОСТ 9450-76 [40]. Під час дослідження робили, як правило, не менш ніж три повторних виміри твердості на кожному рівні шліфа [37, 151]. Твердість визначали при встановленні індентора перпендикулярно до поверхні за навантаження 0,49 Н (50 г). Для чотиригранної пірамідки з квадратною основою число мікротвердості обчислюється за формулою:

$$HV = \frac{P}{S} = 0,189 \times \frac{P}{d^2} \text{ [МПа]},$$

де P – навантаження, Н; S – площа відновленого відбитку пірамідки; d – діагональ відбитку чотирикутної алмазної пірамідки з кутом при вершині 136° , мкм.

Виміри мікротвердості серцевини зразків наведені в таблиці 2.10. Розподіл мікротвердості у поверхневому шарі зразків з середини і зовні газової труби наведені на рис. 2.26– 2.31, криві будувалися за методом найменших квадратів.

Таблиця 2.10 – Товщина і мікротвердість серцевини зразків, виготовлених з деформованої та не деформованої труб

| № з/п | Номер зразка | Товщина зразка, мм | Мікротвердість серцевини, HV | Примітки |
|-------|--------------|--------------------|------------------------------|----------------|
| 1. | 3 | 15,2 | 200,6±5,0 | не деформована |
| 2. | 6 | 15,2 | 249,1±5,5 | деформація 1% |
| 3. | 10 | 15,2 | 263,7±6,8 | деформація 1% |
| 4. | 14 | 11,6 | 236,2±7,2 | деформація 3% |
| 5. | 17 | 11,3 | 217,5±3,3 | не деформована |
| 6. | 20 | 11,4 | 241,8±7,9 | деформація 3% |

Порівняння результатів виміру мікротвердості серцевини зразків з середньою мікротвердістю серцевини зразків показує, що твердість серцевини зразків №№ 3 та 17 (не деформованих) нижча за середню, зразка № 14 (деформація 3%) наближена до середньої мікротвердості серцевини зразків, а мікротвердість серцевини зразків №№ 6, 10 (деформація 1%) та 20 (деформація 3%) перевищує її.

Аналіз розподілу мікротвердості у поверхневих шарах з внутрішньої сторони труби газопроводу та зовні показує:

зразок №3 (див. рис. 2.26) – градієнт мікротвердості від поверхні до середини з внутрішньої сторони рівномірний від 300 до 220 HV, а з зовнішньої

сторони труби на відстані 0,35 мм має мінімальне значення 230 HV тоді як біля поверхні 270 HV, а на відстані 0,65 мм – 250 HV;

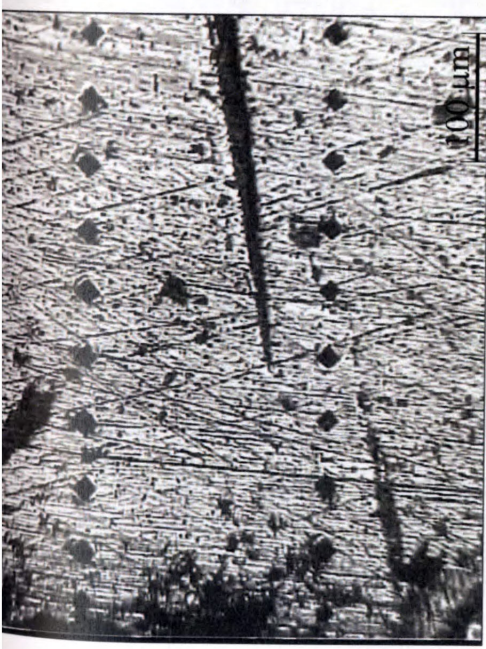
зразок №6 (див. рис. 2.29) – мікротвердість біля поверхні 280 HV і до середини з внутрішньої сторони на глибині 0,25 мм має мінімальне значення 225 HV з подальшим збільшенням до значення 260 HV, коли з зовнішньої сторони має поступове зменшення до середнього значення;

зразок №10 (див. рис. 2.27) – градієнт мікротвердості від поверхні до середини з зовнішньої сторони більший ніж з внутрішньої;

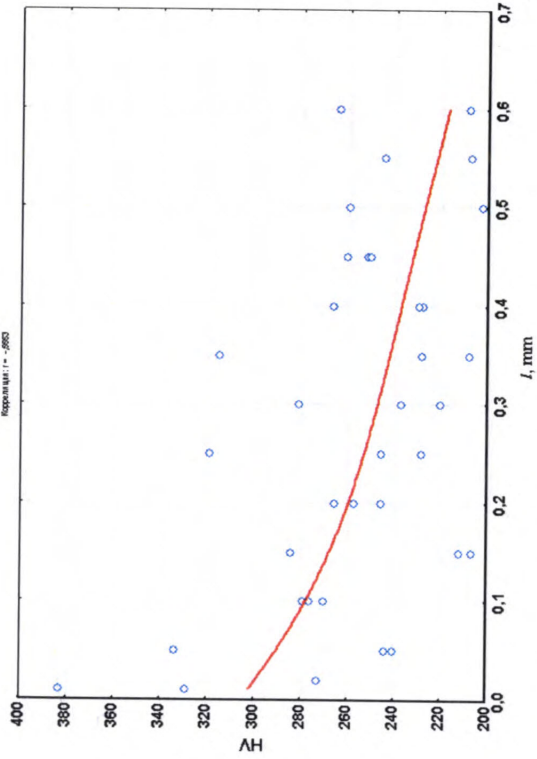
зразок №14 (див. рис. 2.28) – градієнт мікротвердості від поверхні до середини з внутрішньої сторони на ділянці від поверхні і на глибину 0,15 мм більший ніж з зовнішньої;

зразок №17 (див. рис. 2.30) – мікротвердість біля поверхні 320 HV до середини з внутрішньої сторони має поступове зменшення до середнього значення 240 HV, коли з зовнішньої сторони на ділянці від 280 HV біля поверхні і на глибину 0,4 мм має мінімальне значення 235 HV з подальшим збільшенням до значення 250 HV;

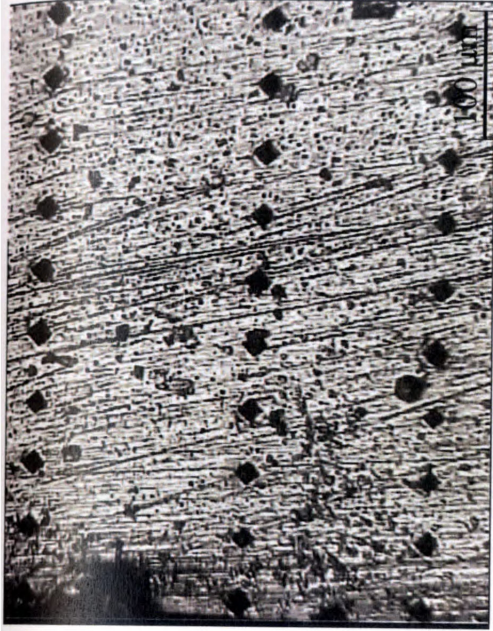
зразок №20 (див. рис. 2.31) – з внутрішньої сторони мікротвердість біля поверхні 280 HV до середини поступово зменшується до середнього значення 255 HV, коли з зовнішньої сторони від 270 HV біля поверхні зменшується до значення 220 HV на відстані 0,55 мм.



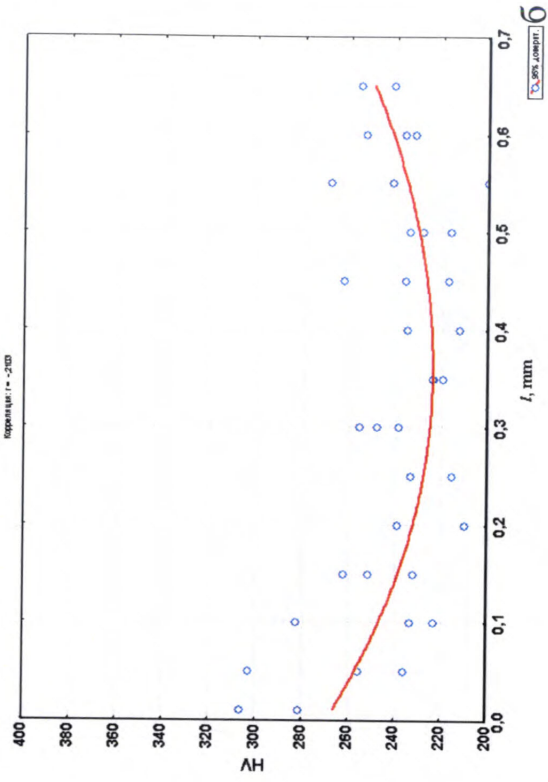
№3 внутрішня сторона
 №1 - 20000 - 100, 1 см
 порозливіт - 2000



а



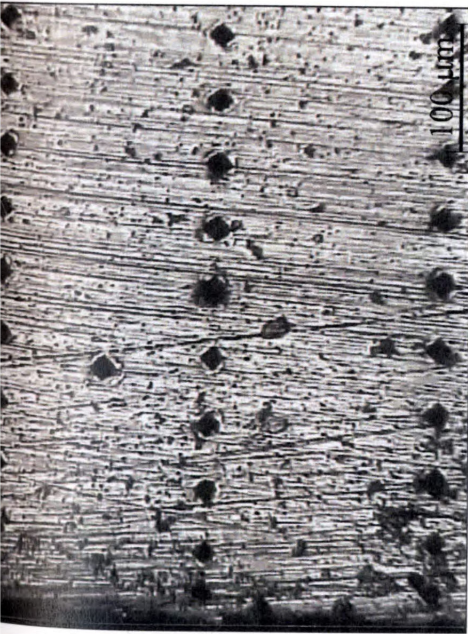
№3 зовнішня сторона
 №1 - 20000 - 100, 1 см
 порозливіт - 2000



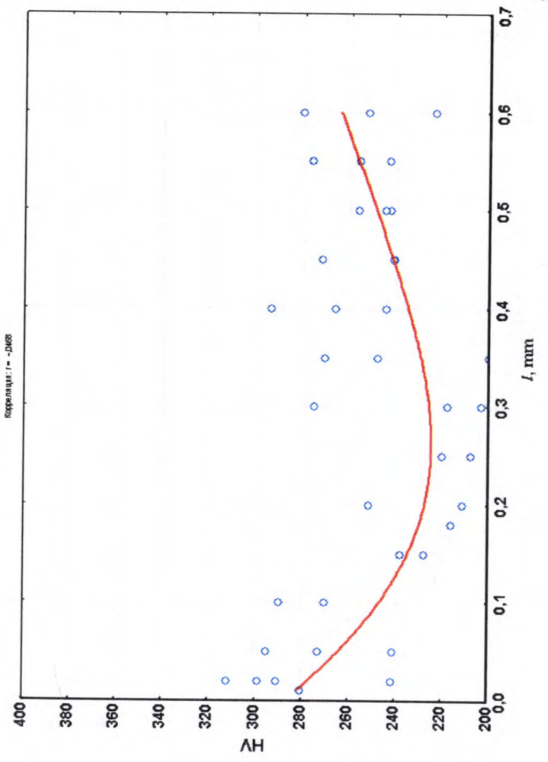
б

а – з внутрішньої поверхні; б – з зовнішньої поверхні

Рисунок 2.26 – Розподіл мікротвердості у поверхневому шарі зразка №3 з труби газогону



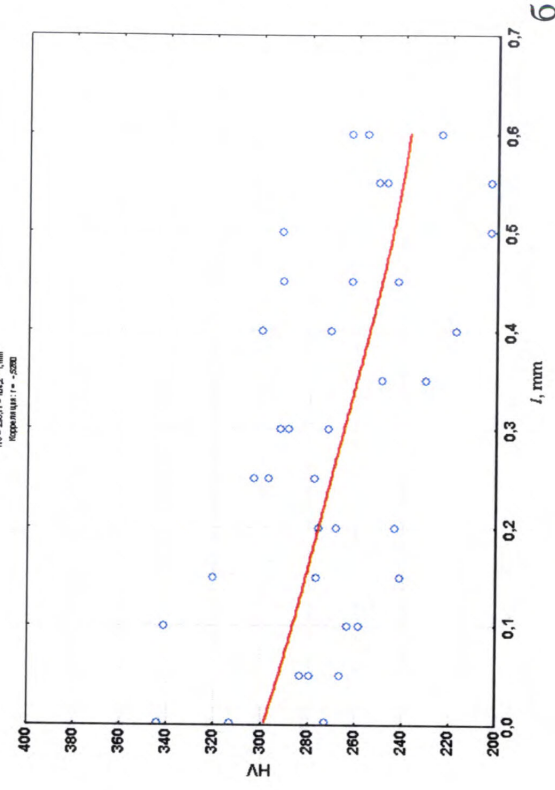
№ 16 ВНУТРІШНЯ СТОРОНА
 № 2607-012 - 1,mm
 ПОВЕРХНІ: Г - 2000



а



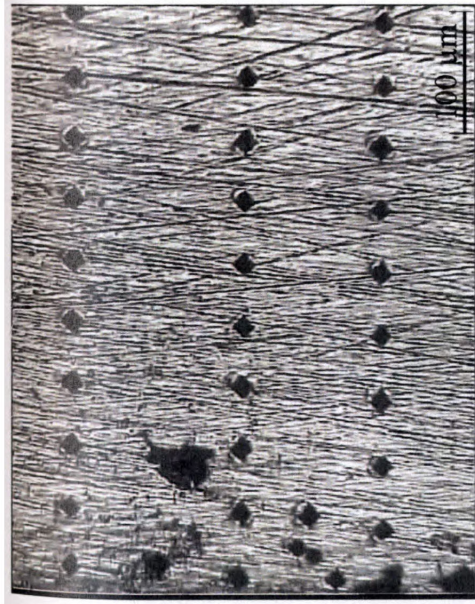
№ 16 ЗОВНІШНЯ СТОРОНА
 № 2607-012 - 1,mm
 ПОВЕРХНІ: Г - 2000



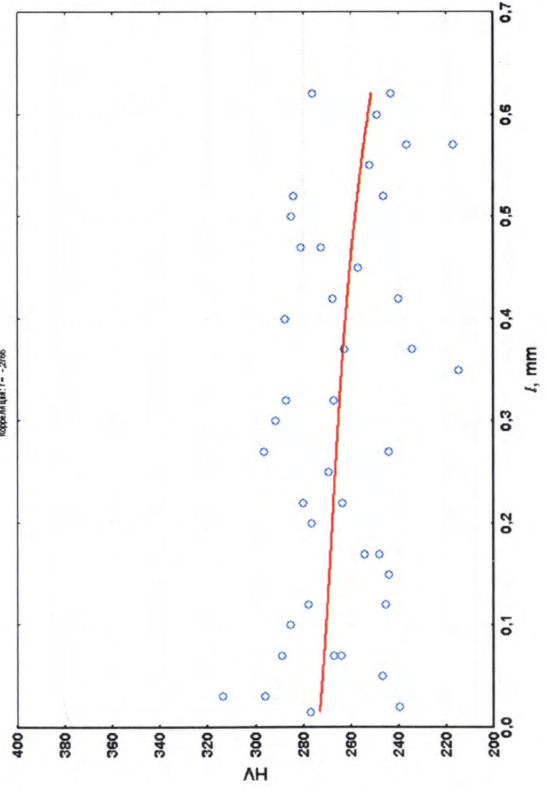
б

а – з внутрішньої поверхні; б – з зовнішньої поверхні

Рисунок 2.27 – Розподіл мікротвердості у поверхневому шарі зразка № 6 з труби газогону



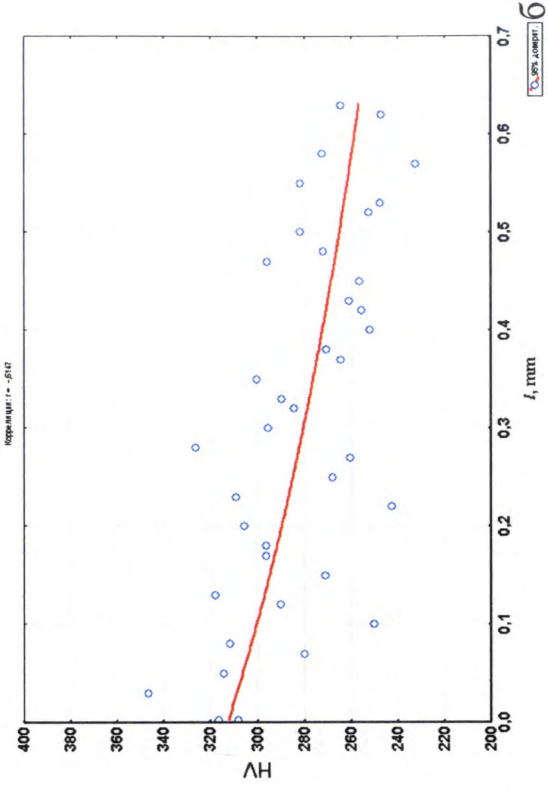
№ 10 внутрішня сторона
 №1-200А-РДД-1, 1мм
 Корозія: 1 - -20%



а

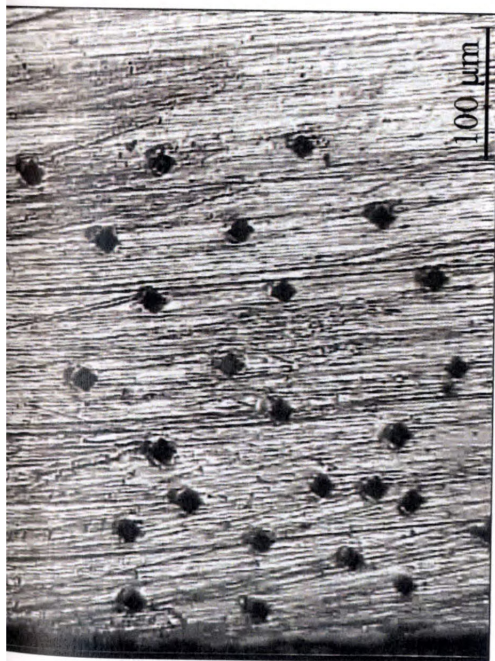


№ 10 зовнішня сторона
 №1-200А-РДД-1, 1мм
 Корозія: 1 - -20%

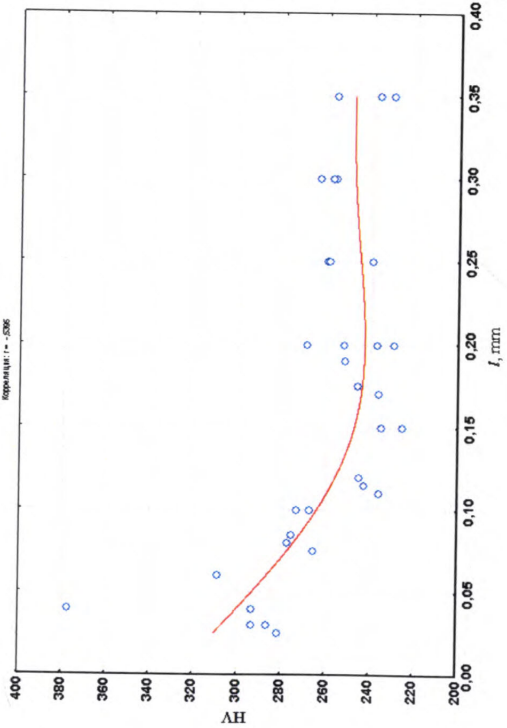


б

а – з внутрішньої поверхні; б – з зовнішньої поверхні
 Рисунок 2.28 – Розподіл мікротвердості у поверхневому шарі зразка №10 з труби газогону



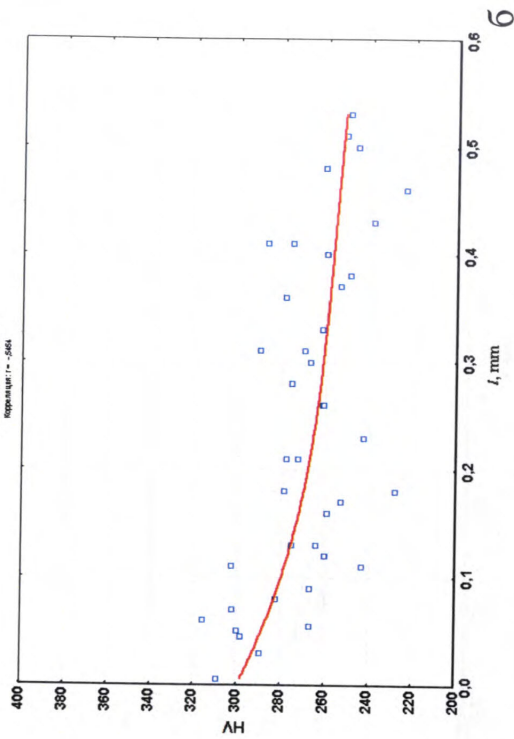
№ 14 Внутрішня сторона
 γ - розподіл мікротвердості в напрямку радіуса
 $\text{Hv} = 287,00 - 162,7 \cdot t, \text{мм}$
 Коэффициент $\gamma = -2,06$



а



№ 14 зовнішня сторона
 γ - розподіл мікротвердості в напрямку радіуса
 Коэффициент $\gamma = -2,04$



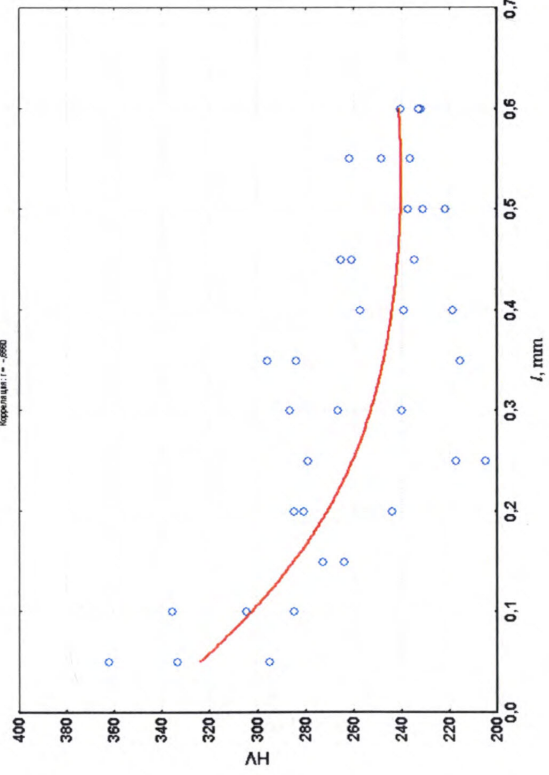
б

а – з внутрішньої поверхні; б – з зовнішньої поверхні

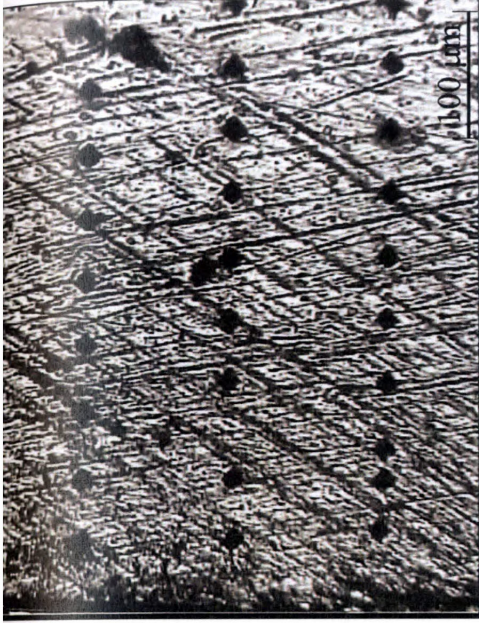
Рисунок 2.29 – Розподіл мікротвердості у поверхневому шарі зразка №14 з труби газогону



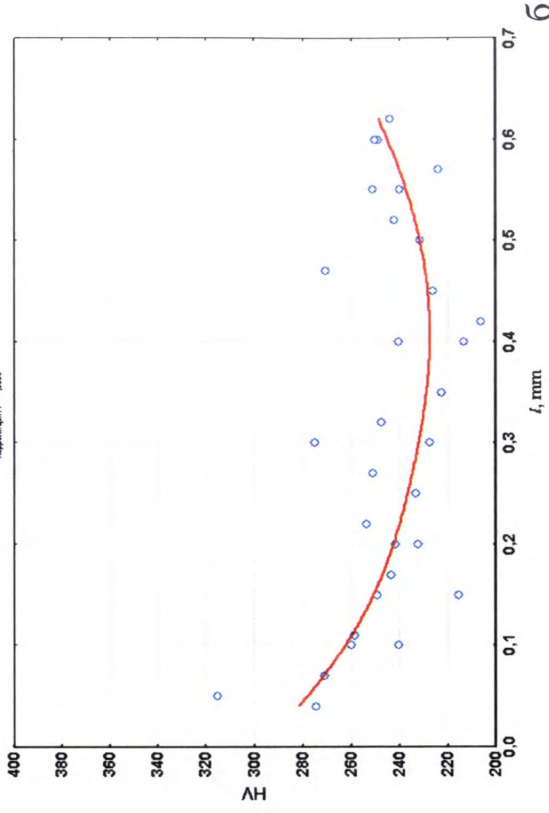
№ 17 внутрішня сторона
№ 1-28.08-02.11 - 1.000
Масштаб: 1 × - 200x



а



№ 17 зовнішня сторона
№ 1-28.08-02.11 - 1.000
Масштаб: 1 × - 200x



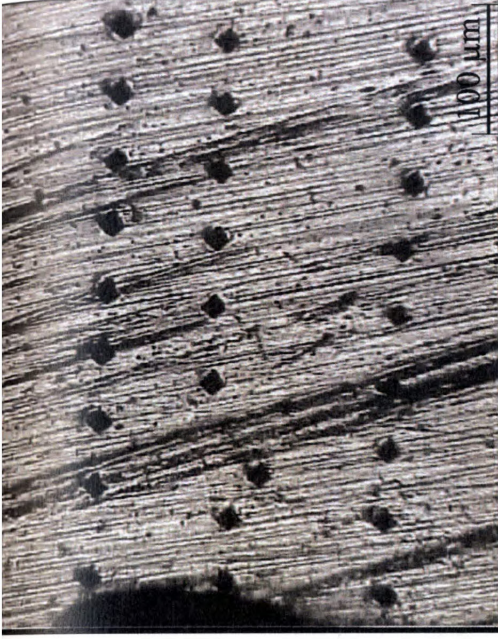
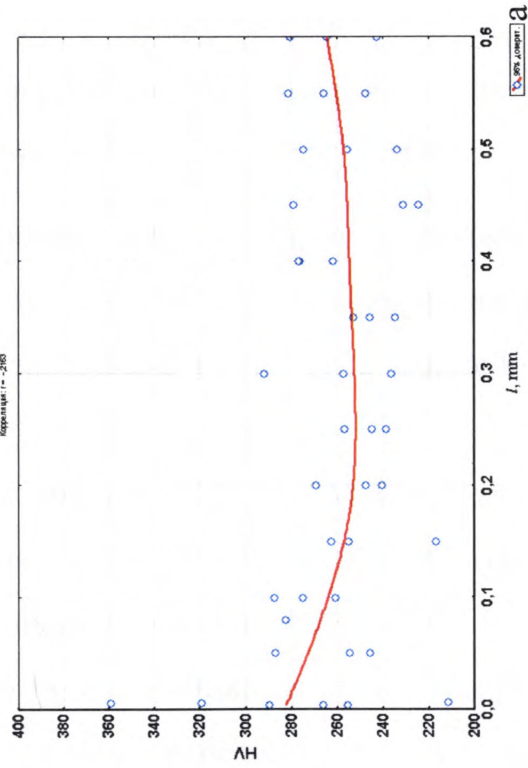
б

а – з внутрішньої поверхні; б – з зовнішньої поверхні

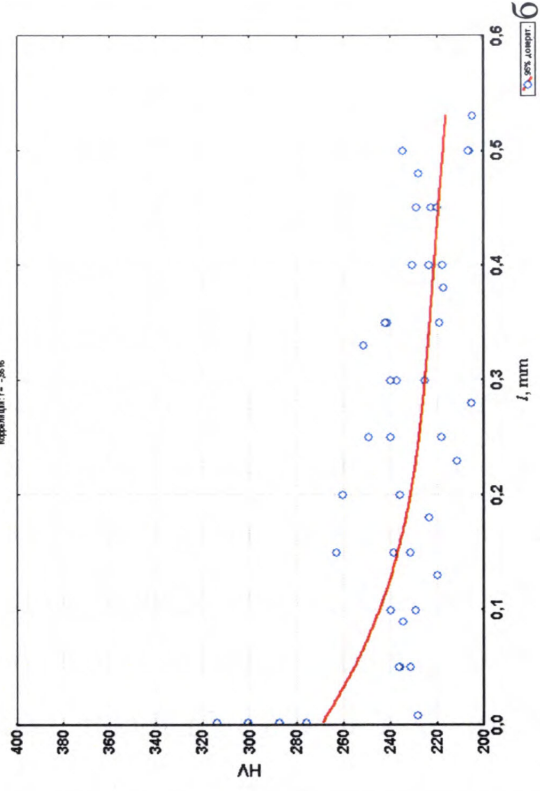
Рисунок 2.30 – Розподіл мікротвердості у поверхневому шарі зразка №17 з труби газогону



№ 20 внутрішня сторона
 № = 20011-2026 1,1мм
 Корозія: I = -260



№ 20 зовнішня сторона
 № = 20005-2027 1,1мм
 Корозія: I = -316



а – з внутрішньої поверхні; б – з зовнішньої поверхні

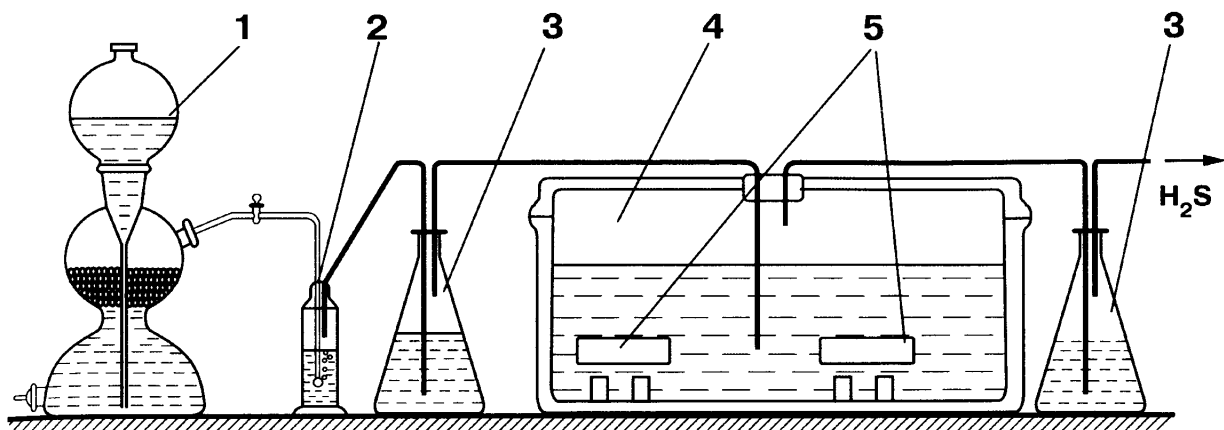
Рисунок 2.31 – Розподіл мікротвердості у поверхневому шарі зразка №20 з труби газогону

Як бачимо, деформація у 1% викликає підвищення мікротвердості сталі на 49-63 одиниці твердості. При деформації у 3% фіксується менший вплив на зміну мікротвердості. Очевидно, це пов'язано з більшим ступенем пластичної деформації та релаксацією напружень.

2.3.1. Дослідження схильності до воднем ініційованого розтріскування (ВІР) трубної сталі 17Г1С. При експлуатації обладнання у середовищах з високим вмістом сірководню, наприклад, нафті й газі, тріщини в сталях можуть утворюватися внаслідок воднем ініційованого розтріскування (ВІР). Англomовний аналог – *hydrogen induced cracking* – НІС). Під останнім розуміють зародження тріщин за відсутності навантажень під дією високого тиску молекулярного водню біля внутрішніх дефектів (включень), розшарування, поверхневе пухиріння (блістерінг). Сталі для виготовлення труб досліджують згідно зі стандартом NACE TM-02-84 на схильність до ВІР, оскільки такий тест є обов'язковим при виборі матеріалів для трубопроводів, призначених для транспортування продуктів з домішками сірководню. ВІР проявляється в утворенні внутрішньоструктурних тріщин, переважно орієнтованих вздовж напрямку вальцювання труб та інших деталей.

Для дослідження ВІР та поверхневого пухиріння використовували прямокутні зразки завдовжки 100 мм (вздовж вальцювання), завширшки $W = 20$ мм (впоперек вальцювання) і завтовшки $T = t - 1 \dots 2$ мм, де t – товщина стінки труби або виробу.

Зразки витримували згідно стандарту NACE TM-02-84 протягом 96 годин (при необхідності витримку збільшували і навіть підкислювали середовище до $pH \sim 2$) в сірководневому розчині NACE (5% NaCl + 0,5% CH_3COOH , безперервне насичення H_2S зі швидкістю 10 мл/хв, pH 3,0...4,0), мінімальний об'єм розчину 4,5 мл/см² поверхні зразків; температура випробувань 20 ± 2 °C (рис.2.32).



1 – апарат Кіппа; 2 – склянка Тимошенко; 3 – водяний затвор; 4 – робоча емність з сірководневим розчином; 5 – зразки

Рисунок 2.32 – Схема випробувань у насиченому сірководнем робочому розчині

Встановлено, що зразки зі сталі 17Г1С не зазнали ВІР при витримках 96 год, 200год, 720 год, 1440 год, і навіть при підкисленні сірководневого середовища до $\text{pH} \sim 2$.

2.3.2. Визначення швидкості корозії металу масометричним методом. Зразки для досліджень виготовляли як з деформованих труб (5% та 9%) так і з недеформованих труб різної товщини (12,0 мм та 15,2 мм), виготовлених зі сталі 17Г1С. Дослідження проводили у розчині NACE (5%-ий водний розчин $\text{NaCl} + 0,5\% \text{CH}_3\text{COOH}$, насичення H_2S , $\text{pH} 3 \dots 4$, $t = 22 \pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$ [170, 171]; Зразки для корозійних досліджень масометричним методом вирізали із заготовок, шліфували усі поверхні, знежирювали в ацетоні та висушували. Використовували 3 зразки на один дослід. Шорсткість поверхні після шліфування становила $R_a = 0,6 \dots 0,8 \text{ мкм}$. До використання зразки зберігали в ексикаторі. Після корозійних досліджень зразки промивали водою, висушували, механічно (гумка) видаляли продукти корозії, промивали в ацетоні та висушували. Після 2-х годинної витримки в ексикаторі зразки зважували [68, 122].

Швидкість корозії (K_m) розраховували за формулою:

$$K_m = \frac{m_0 - m}{S \cdot \tau},$$

де m_0 , m - маса зразка до і після експерименту, відповідно, г

S - площа зразка, m^2 ;

τ - час витримки зразків у корозивному середовищі, год.

Перерахунок корозійних втрат маси зразка на глибинний показник (Π , мм/рік) проводили за формулою:

$$\Pi = \frac{K_m}{\rho}, \quad \text{де } \rho - \text{густина металу, } \frac{g}{cm^3}$$

Для сталі $\Pi = \frac{8,76 \cdot K_m}{7,86}$, мм/рік.

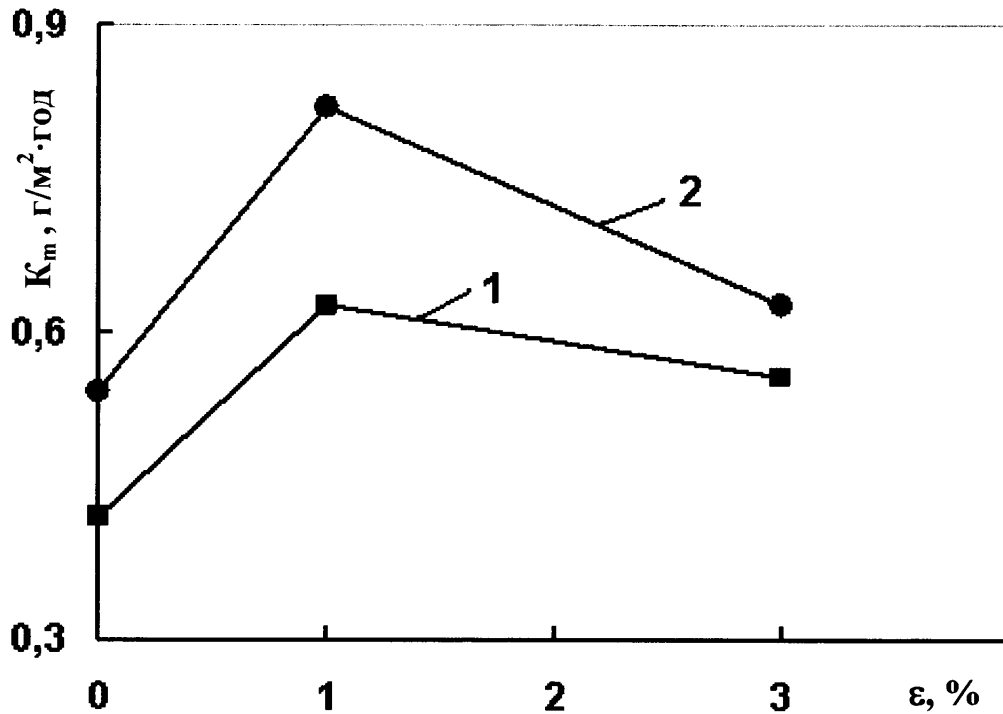
Результати досліджень приведені в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Швидкість корозії трубної сталі 17Г1С

| Марку вання | τ , год. | m_0 | m | Δm | S , m^2 | K_m , г/ $m^2 \cdot$ год | Π , мм/рік |
|-------------|---------------|-------|-------|------------|----------------------|-------------------------------|----------------|
| 13 деф.3%, | 192,0 | 175,1 | 174,3 | 0,8 | $6,65 \cdot 10^{-3}$ | 0,6266 | 0,7000 |
| 18 деф.3%, | 192,0 | 171,9 | 171,2 | 0,7 | $6,57 \cdot 10^{-3}$ | 0,5549 | 0,6182 |
| 2 не деф. | 192,0 | 229,3 | 228,7 | 0,6 | $7,48 \cdot 10^{-3}$ | 0,4178 | 0,4654 |
| 15 не деф. | 192,0 | 175,0 | 174,3 | 0,7 | $6,74 \cdot 10^{-3}$ | 0,5409 | 0,6026 |
| 5 деф.1%, | 192,0 | 232,6 | 231,7 | 0,9 | $7,48 \cdot 10^{-3}$ | 0,6267 | 0,6981 |
| 8 деф.1%, | 192,0 | 235,7 | 234,5 | 1,2 | $7,62 \cdot 10^{-3}$ | 0,8202 | 0,9137 |

Як бачимо з результатів досліджень, приведених в таблиці, деформовані зразки кородують з більшою швидкістю ніж недеформовані. З найбільшою швидкістю кородує зразок № 8, виготовлений з деформованої (1%) труби найповільніше – зразок №2, виготовлений з недеформованої труби. Зазначимо, що для деформованих зразків №13 та №5 різний ступінь

деформації (3% та 1%) не вплинув на швидкість корозії. Всі зразки кородували рівномірно, без утворення пітингів та виразок.



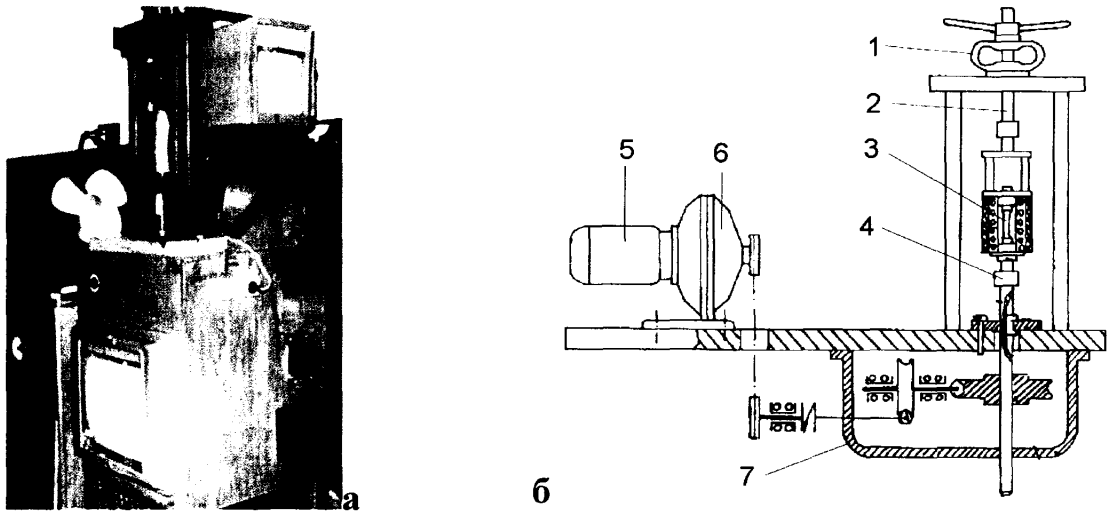
товщина стінки труби 1 – 15,2 мм;

2 – 12,0 мм; випробувальне середовище – розчин NACE

Рисунок 2.33 – Корозійна тривкість зразків зі сталі 17Г1С, вирізаних з труби, що зазнала деформації в процесі експлуатації

2.3.3. Дослідження впливу сірководневого середовища на властивості трубної сталі 17Г1С. Досліджували вплив сірководневого середовища на зміну характеристик міцності (σ_T , σ_B) та пластичності (δ , ψ). Для цього попередньо витримували зразки у розчині NACE протягом 200 годин, а потім проводили випробування на установці УВП-6 (рис.2.34) з малою швидкістю деформування зразка 10^{-5} , s^{-1} . Суть методу – безперервна деформація зразка розтягуванням з малою швидкістю за одночасної дії корозивного середовища. Критерії схильності до корозійного розтріскування – час руйнування металу, зниження пластичності,

міцністних властивостей в корозивному середовищі порівняно з випробуваннями в інертному середовищі



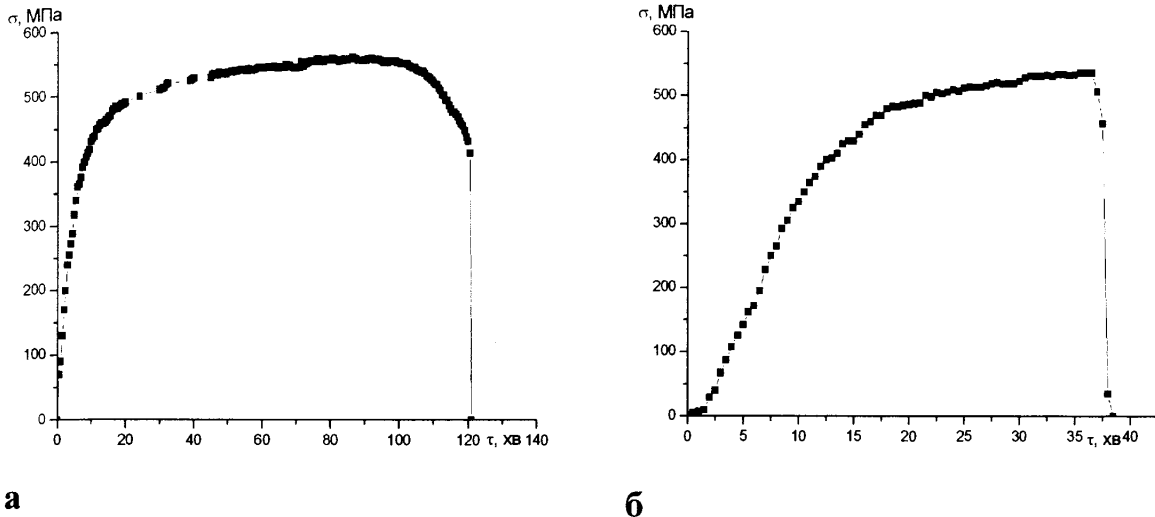
a – загальний вигляд; *б* – схема установки; 1 – динамометр; 2 – тяга верхня;
3 – зразок; 4 – тяга нижня; 5 – електродвигун; 6 – головний редуктор;
7 – редуктори проміжкові

Рисунок 2.34 – Установка УВП-6 для випробувань зразків зі сталюю швидкістю деформування

В таблиці 2.12. приведені результати досліджень зразків, виготовлених з деформованої та недеформованої трубної сталі 17Г1С різної товщини (12,0 мм та 15,2 мм). На рис.2.35 приведено криві розтягу з малою швидкістю деформації (10^{-5} , s^{-1}) зразків з недеформованої трубної сталі товщиною 15,2мм.

Як видно з рис. 2.36 час до руйнування зразків, витриманих у сірководневому середовищі скоротився у 3,2 рази (121/38) у порівнянні з часом до руйнування зразків, випробуваних на повітрі. Характеристики міцності практично не змінилися (σ_T ; σ_B). Характеристики пластичності зменшились суттєво: δ у 5,15,2 разів (20,6 /4.0); ψ у 7,7 рази (65,5/8,5), що

свідчить про окрихчення трубної сталі 17Г1С при дії на неї сірководневого середовища.

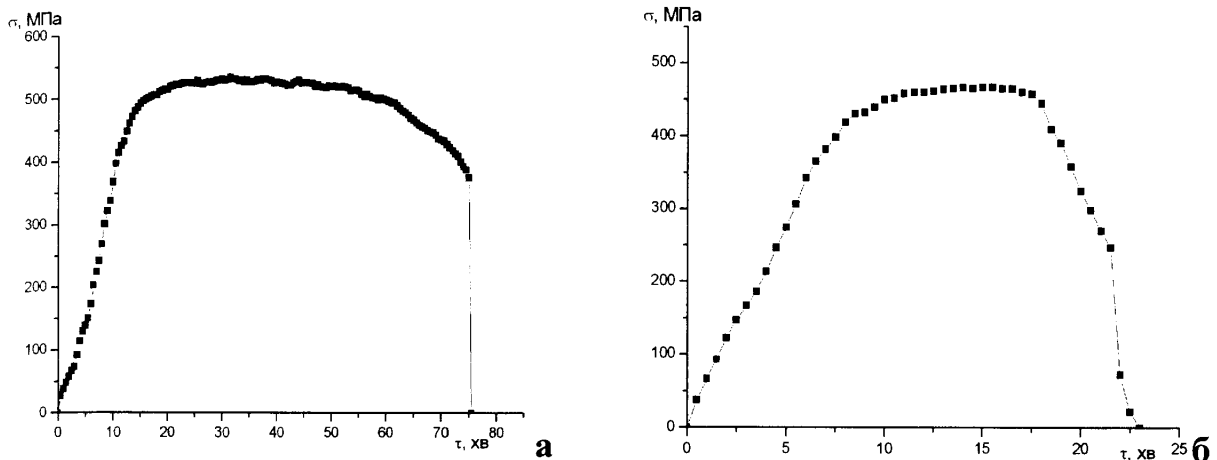


а - на повітрі; б - після витримки в розчині НАСЕ протягом 200 год

Рисунок 2.35 – Криві розтягу зразків з недеформованої трубної сталі 17Г1С з малою швидкістю деформації (10^{-5} , s^{-1})

Таблиця 2.12 – Вплив сірководневого середовища на механічні властивості сталі 17Г1С (зразки №1-3 та №1-4)

| Середовище | σ_T , МПа | σ_B , МПа | δ , % | ψ , % |
|------------|------------------|------------------|--------------|------------|
| Повітря | 410 | 550 | 20,6 | 65,5 |
| НАСЕ | 400 | 530 | 4,0 | 8,5 |



а - на повітрі; б - після витримки в розчині NACE протягом 200 год

Рисунок 2.36 – Криві розтягу зразків з деформованої трубної сталі 17Г1С товщиною 15,2 мм з малою швидкістю деформації (10^{-5} , s^{-1})

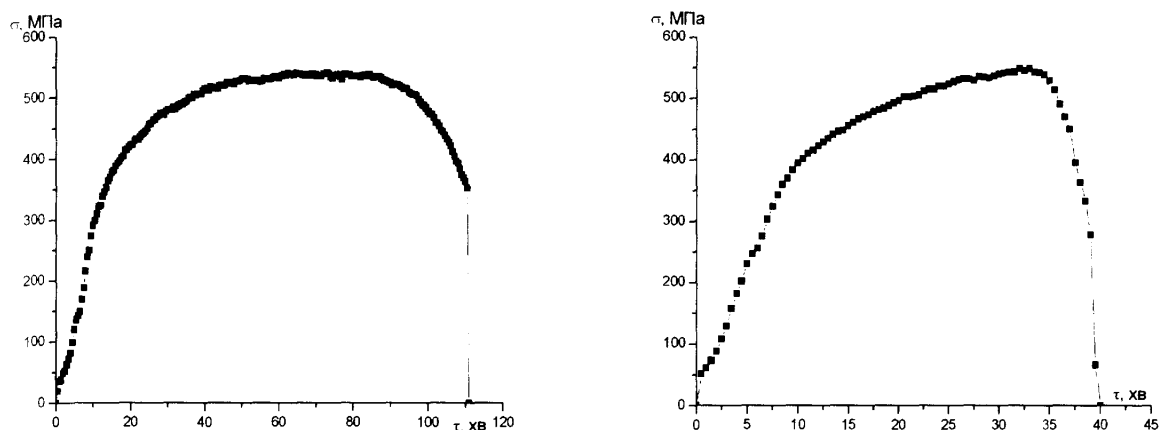
В таблиці 2.13 приведено результати випробувань зразків, виготовлених з деформованої трубної сталі товщиною 15,2 мм (рис.2.36).

Таблиця 2.13 – Вплив сірководневого середовища на механічні властивості зразків з деформованої трубної сталі 17Г1С (зразки №2-2 та №2-1)

| Середовище | σ_T , МПа | σ_B , МПа | δ , % | ψ , % |
|------------|------------------|------------------|--------------|------------|
| Повітря | 420 | 530 | 12,6 | 64,9 |
| NACE | 380 | 480 | 4,6 | 19,3 |

Після витримки зразків у розчині NACE час до руйнування скоротився у 3,3 рази порівняно з такими ж випробуваннями на повітрі. Характеристики міцності зменшились в 1,1 рази. Характеристики пластичності зменшились суттєвіше: δ у 2,7рази ($12,6 / 4,6$); ψ – у 3,4 рази ($64,9 / 19,3$).

В таблиці 2.14. приведено результати випробувань зразків, виготовлених з недеформованої трубної сталі товщиною 12,0 мм (рис.2.37).



а - на повітрі; б - після витримки в розчині NACE протягом 200 год

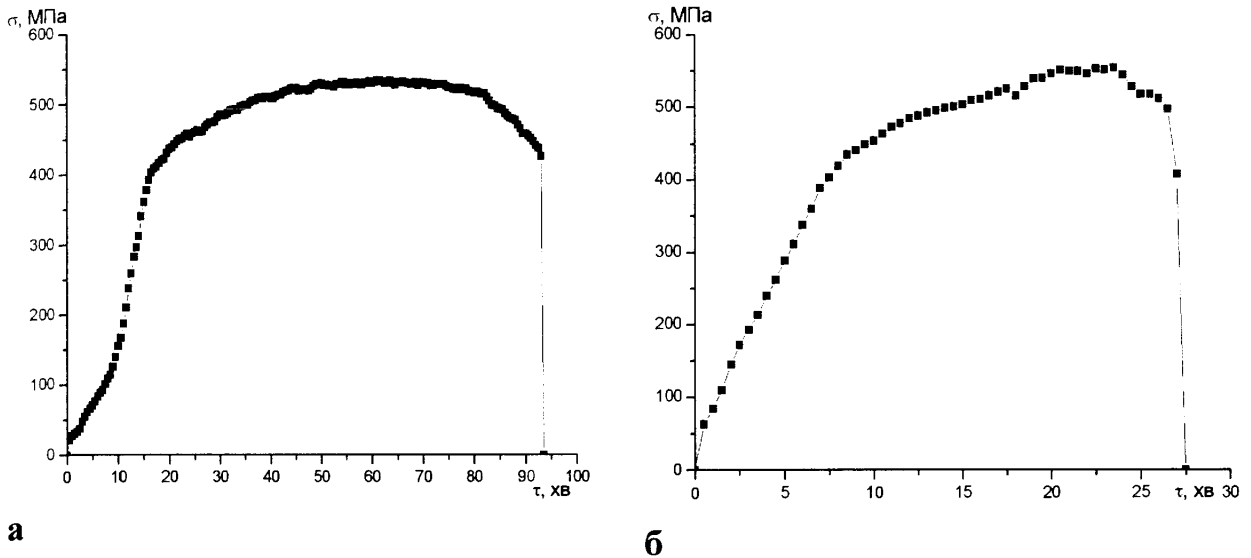
Рисунок 2.37 – Криві розтягу зразків з недеформованої трубної сталі 17Г1С з малою швидкістю деформації (10^{-5} , s^{-1})

Таблиця 2.14 – Вплив сірководневого середовища на механічні властивості зразків з недеформованої трубної сталі 17Г1С (зразки №3-2 та №3-1)

| Середовище | σ_T , МПа | σ_B , МПа | δ , % | ψ , % |
|------------|------------------|------------------|--------------|------------|
| Повітря | 370 | 550 | 19,7 | 71,9 |
| NACE | 370 | 550 | 7,9 | 20,8 |

Для зразків з недеформованої трубної сталі (товщина стінки труби 12,0 мм) під впливом сірководневого середовища час до руйнування скоротився у 2,75 рази (110/40). Характеристики міцності (σ_T ; σ_B) не зазнали змін. Характеристики пластичності, як і слід було очікувати, зменшились: δ у 2,5рази (19,7 /7,9); ψ – у 3,5 рази (71,9/20,8).

В таблиці 2.15 та на рисунку 2.38. приведено результати досліджень зразків, виготовлених з деформованої трубної сталі, товщина стінки якої 12,0 мм.



а - на повітрі; б - після витримки в розчині NACE протягом 200 год
 Рисунок 2.38 – Криві розтягу зразків з деформованої трубної сталі 17Г1С, товщина стінки якої 12,0 мм з малою швидкістю деформації (10^{-5} , c^{-1})

Таблиця 2.15,2 – Вплив сірководневого середовища на механічні властивості зразків з деформованої трубної сталі 17Г1С (зразки №4-2 та № 4-1)

| Середовище | σ_T , МПА | σ_B , МПА | δ , % | ψ , % |
|------------|------------------|------------------|--------------|------------|
| Повітря | 400 | 550 | 14,3 | 56,9 |
| NACE | 400 | 540 | 3,7 | 9,8 |

Час до руйнування скоротився у 3,5 рази (94/27). Характеристики міцності практично не змінилися (σ_T ; σ_B) Характеристики пластичності зменшились: δ у 3,86 рази (14,3/3,7); ψ – у 5,8 рази (56,9/9,8).

Таблиця 2.16 – Вплив сірководневого середовища на механічні характеристики та час до руйнування трубної сталі 17Г1С різної товщини за різних значень відносної деформації

| Середовище | $\epsilon, \%$ | Товщина стінки труби, мм | $\delta, \%$ | $\psi, \%$ | Час до руйнування, τ , хв. |
|------------|----------------|--------------------------|--------------|------------|---------------------------------|
| Повітря | 0 | 15,2 | 2,6 | 65,5 | 121 |
| NACE | 0 | 15,2 | 4,0 | 8,5 | 38 |
| Повітря | 1 | 15,2 | 12,6 | 64,9 | 76 |
| NACE | 1 | 15,2 | 4,6 | 19,3 | 23 |
| Повітря | 0 | 12,0 | 19,7 | 71,9 | 110 |
| NACE | 0 | 12,0 | 7,9 | 20,8 | 40 |
| Повітря | 3 | 12,0 | 14,3 | 56,9 | 94 |
| NACE | 3 | 12,0 | 3,7 | 9,8 | 27 |

2.4 Врахування деградації параметрів трубних сталей під час визначення залишкової міцності ділянок магістральних газопроводів з дефектами

Як показали результати досліджень ударної в'язкості трубних сталей (див. п. 2.2.2.) в залежності від напрямку руйнування (розміщення концентратора у вигляді V – подібної канавки) мають місце пластичне і крихке руйнування (див. п. 2.2.2). При цьому значення ударної в'язкості матеріалу трубної сталі у різних напрямках відрізняється. Також встановлено, що із збільшенням терміну експлуатації газопроводу, значення ударної в'язкості суттєво зменшується і в окремих випадках може досягати 50 % [87].

Результати експериментального визначення ударної в'язкості KCV отримані нами і іншими авторами [63, 87], а також аналіз сертифікатів якості на труби показав, що значення KCV для різних марок сталей лежить в межах 40-230 Дж/см². Згідно вимог [143] мінімальне значення KCV для труб з умовним діаметром (500-1000) мм повинно бути не менше 29,4 Дж/см², а діаметром 1200 мм відповідно 39,2 Дж/см² за тиску газу 5,5 МПа і 58,8 Дж/см² за тиску газу 7,5 МПа.

В процесі тривалої експлуатації трубопроводів за умов дії механічних навантажень і корозійного середовища, в сталях труб магістральних газопроводів (МГ) проходять процеси старіння, кінетика яких залежить від хімічного складу і структурних параметрів матеріалу, температури експлуатації, рівня напружень у стінці труби та хімічного складу транспортованого газу [49]. В той же час відомо, що в трубопроводах проходить процес деградації матеріалу труб [87], який приводить до зниження тріщиностійкості і корозійної стійкості матеріалу труб [158].

В процесі тривалої експлуатації трубопроводів також відбувається наводнення, що є причиною локального окрихчення металу тіла труби. Окрихчення обумовлює зниження ударної в'язкості і зменшення в'язкості руйнування. Результати експериментальних робіт [65, 92] показали, що ударна в'язкість (KCV) в локальній зоні окрихчення може зменшитись до 6 разів в основному металі і до 9 разів в металі шва. Суттєво міняється і K_{Ic} - критичне значення коефіцієнта інтенсивності напружень (КІН).

В зоні зварних з'єднань умови для деградації ще більш сприятливі. Складне розроблення торців труб для багатошарових кільцевих зварних з'єднань обумовлює суттєву концентрацію напружень та нерівномірність розподілу залишкових напружень в зоні шва [44]. Згідно настанови [45] для трубопроводів, що мають термін експлуатації більше 20 років є обов'язковим експериментальне визначення критичного КІН або ударної

в'язкості KCV , твердості HB за Брінеллем, границі міцності σ_B і границі плинності σ_T металу труби.

Оскільки матеріальні і часові затрати на експериментальне визначення ударної в'язкості KCV є набагато менші від знаходження параметру K_{1c} - критичного КІН, доцільно для зон зварних з'єднань використовувати емпіричну залежність [45]

$$K_{1c} = 0.1 \sqrt{0.1 \frac{E}{1-\mu^2} KCV}, \text{ МПа } \sqrt{м}, \quad (2.11)$$

де E - модуль пружності, МПа; μ - коефіцієнт Пуассона; KCV - ударна в'язкість за Шарпі, Дж/см².

Використовуючи консервативний підхід критичний КІН можна визначити згідно виразу [56]

$$K_{1c} = 7,36(KCV)^{0,63}, \quad (2.12)$$

Дефекти зварювання: непровар, несплавлення, шлакові включення, пори, подрізи схематизуються кільцевими або осьовими тріщинами. Їх допустимі розміри, що впливають на міцність конструкції розраховуються за методами лінійної механіки руйнування.

Для розрахунку коефіцієнтів запасу міцності ділянок МГ з дефектами при статичному навантаженні використаємо діаграму оцінки руйнування (ДОР), яка є граничною кривою, що визначає границю міцності між безпечним та небезпечним станами ділянок трубопроводів. ДОР ґрунтується на двокритеріальному підході і дозволяє одночасно аналізувати два граничні стани – крихкий та в'язкий [45, 118, 126]

$$Y = f(S_r, K_r). \quad (2.13)$$

Параметри S_r та K_r визначають із співвідношень (2.16).

$$K_r = K_1 / K_{1c}, \quad (2.14)$$

тут K_r - характеризує міру наближення до крихкого руйнування в деякій точці в зоні тріщиноподібного дефекту, K_1 - розрахунковий КІН.

$$S_r = \sigma_{ref} / \sigma_B, \quad (2.15,2)$$

де S_r - оцінює міру наближення до в'язкого руйнування, σ_B – границя міцності, σ_{ref} - довідкове напруження. Існують різні подання функції (2.15,2), обґрунтовані головним чином на узагальненні експериментальних даних. Зокрема, в нормативному документі [45] рекомендовано ДОР будувати в координатах $K_r - S_r$.

Параметри K_r і S_r – комплексні і включають характеристики напружено-деформованого стану, форми і розміри дефектів, а також властивості матеріалу, що визначають опір матеріалу відповідно крихкому та в'язкому руйнуванню.

Гранична крива статичної міцності двокритеріального підходу представляє собою лінію, яка описується виразами:

$$\begin{cases} K_r = 1, & 0 \leq S_r < 0,7\sigma_T/\sigma_B; \\ K_r = \frac{1}{1 - 0,7\sigma_T/\sigma_B} \left(1 - \frac{0,21\sigma_T}{\sigma_B} - 0,7S_r \right), & \frac{0,7\sigma_T}{\sigma_B} \leq S_r < 1; \\ S_r = 1, & 0 \leq K_r < 0,3. \end{cases} \quad (2.16)$$

На основі виразів (3) шляхом зменшення граничної області в k разів отримано (рис. 2.39) ДОР. Згідно [45] допустимий інтегральний коефіцієнт надійності, значення якого зменшено на 10 %, визначається згідно виразу

$$k = \frac{0,9K_1 \cdot K_H}{m}, \quad (2.17)$$

де K_1 - коефіцієнт надійності за матеріалом, K_H - коефіцієнт надійності за призначенням і m - коефіцієнт умов роботи [143].

Коефіцієнт запасу міцності (K_{3M}) точки Б трубопроводу з дефектом, стан якої обумовлений параметрами S_r^B і K_r^B , визначається графічно як

відношення $K_{3M} = OB_1 / OB$, де OB_1 точка перетину продовження прямої OB з граничною кривою ДОР. Аналітично K_{3M} визначають за формулами

$$K_{3M} = S_r^{B_1} / S_r^B. \quad (2.18) \quad K_{3M} = K_r^{B_1} / K_r^B. \quad (2.19)$$

Ділянка МГ з пошкодженням вважається працездатною, а дефект безумовно допустимим, якщо коефіцієнт запасу міцності більший від допустимого інтегрального коефіцієнта надійності k , тобто $K_{3M} > k$. Коефіцієнт категорійності визначають згідно виразу $K_{кат} = K_{3M} / k$, величина якого обумовлює категорійність пошкодження.

Згідно настанови [45] категорія дефектів наступна.

Трубопровід з дефектом вважається працездатним, а дефект допустимим за критеріями статичної міцності, якщо коефіцієнт категорійності $K_{кат} \geq 1,2$ (“дефект незначний”), подальша експлуатація допустима.

Трубопровід із дефектом вважається умовно непрацездатним, а дефект умовно недопустимим за критеріями статичної міцності, якщо K_{3M} знаходиться в діапазоні $1,1 \leq K_{кат} < 1,2$ (“дефект помірний”).

Якщо $0,75 \leq K_{кат} < 1,1$ (“дефект значний”).

У випадку коли $K_{кат} < 0,75$ (“дефект критичний”) подальша експлуатація не допустима.

На основі вище описаного підходу розроблені алгоритм і програма для визначення коефіцієнта запасу міцності K_{3M} і коефіцієнта категорійності $K_{кат}$ ділянок МГ з дефектами, що знаходяться у зварному шві з врахуванням зміни релаксації залишкових технологічних напружень. Програмне забезпечення враховує параметри σ_B , σ_T , KCV , K_{1c} , E , μ та інші залежності від зміни механічних властивостей металу.

В якості прикладу дослідимо вплив експлуатаційних чинників МГ на коефіцієнт категорійності ділянок з дефектами. Розглянемо однопрогоновий

балковий надземний перехід МГ, який дуже часто застосовується у гірській місцевості (див. рис. 2.40), перехід змонтований з труб зовнішнім \varnothing 820 мм і товщиною стінки 9 мм і мінімальною залишковою товщиною стінки 7,5 мм. Матеріал труб сталь 17Г1С з такими механічними властивостями згідно сертифікату: границя міцності $\sigma_B = 540$ МПа; границя плинності $\sigma_T = 370$ МПа; відносне видовження $\delta_B - 29$ %, ударна в'язкість $KCV = 71,4$ Дж/см². Для розглянутої ділянки МГ коефіцієнт запасу міцності $K_{зм} = 1,47$. У кільцевому зварному шві виявлений непровар. Допустимі розміри його не повинні перевищувати: довжина дефекту $l_d \leq 2\delta_n = 18$ мм і глибина дефекту $\Delta \leq 0,1\delta_n = 0,9$ мм (згідно ВСН 012-88). Температура, при якій зварювали замикаючий кільцевий стик $+15,2^\circ\text{C}$, а температура, при якій відбувається експлуатація ділянок МГ лежить в межах від -35°C до $+35^\circ\text{C}$. Таким чином температурний перепад лежить в діапазоні $\Delta t = -50^\circ\text{C} \dots +20^\circ\text{C}$. Розрахункова схема таких ділянок МГ представляє статично невизначену систему з жорстким защемленням на краях. За таких умов в трубопроводі виникають суттєві поздовжні напруження, які визначають за формулою

$$\sigma_{поз} = -\alpha_t \Delta t E + \frac{\mu p \cdot D_{вн}}{2\delta_n}, \quad (2.20)$$

де α_t - коефіцієнт лінійного теплового розширення металу труб, град⁻¹, Δt - температурний перепад між температурою при якій зварювали замикаючий стик і температурою експлуатації розглянутої ділянки МГ, °C; E - модуль пружності, МПа; μ - коефіцієнт Пуассона; p - тиск газу, МПа; $D_{вн}$ - внутрішній діаметр труби, мм; δ_n - товщина стінки труби, мм; n - коефіцієнт надійності за навантаженням.

За результатами розрахунків на рис. 2.41 побудовані графічні залежності коефіцієнта категорійності $K_{кат}$ (криві 1-3) і поздовжнього

напруження $\sigma_{\text{поз}}$ (крива 4) від температурного перепаду Δt . Крива 1 отримана у випадку непровару, що моделюється півеліптичною тріщиною

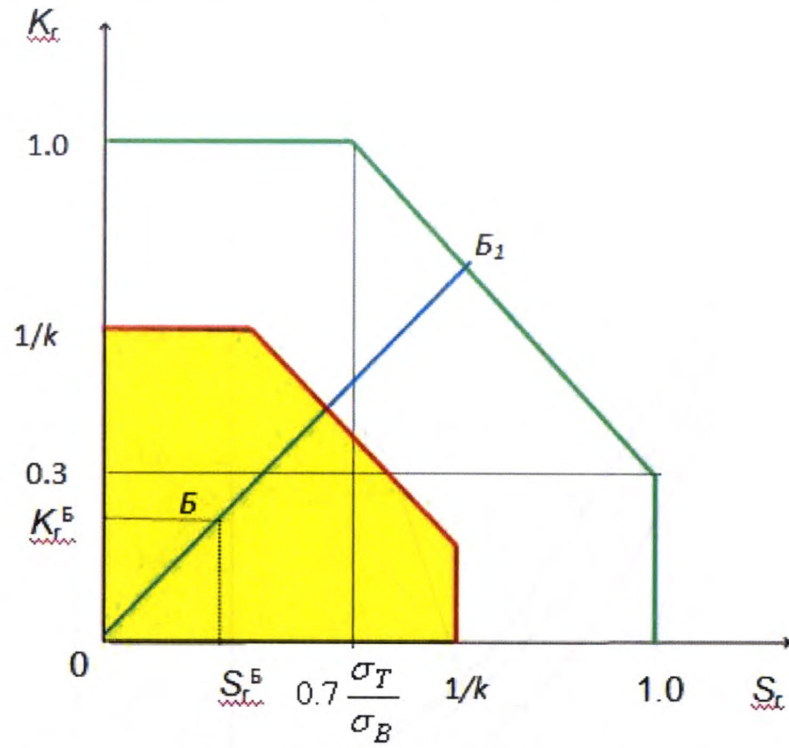


Рисунок 2.39 – Діаграма оцінки руйнування



Рисунок 2.40 – Однопрогоновий балковий надземний перехід МГ

довжиною $2l = 18$ мм, глибиною дефекту $\Delta = 0,9$ мм і значенням $KCV = 71,4$ Дж/см²; криві 2 і 3 – для випадку аналогічного непровару і значень $KCV = 29,4$ Дж/см² та $KCV = 11,4$ Дж/см² відповідно. Тиск газу у трубі становив $p = 5,5$ МПа.

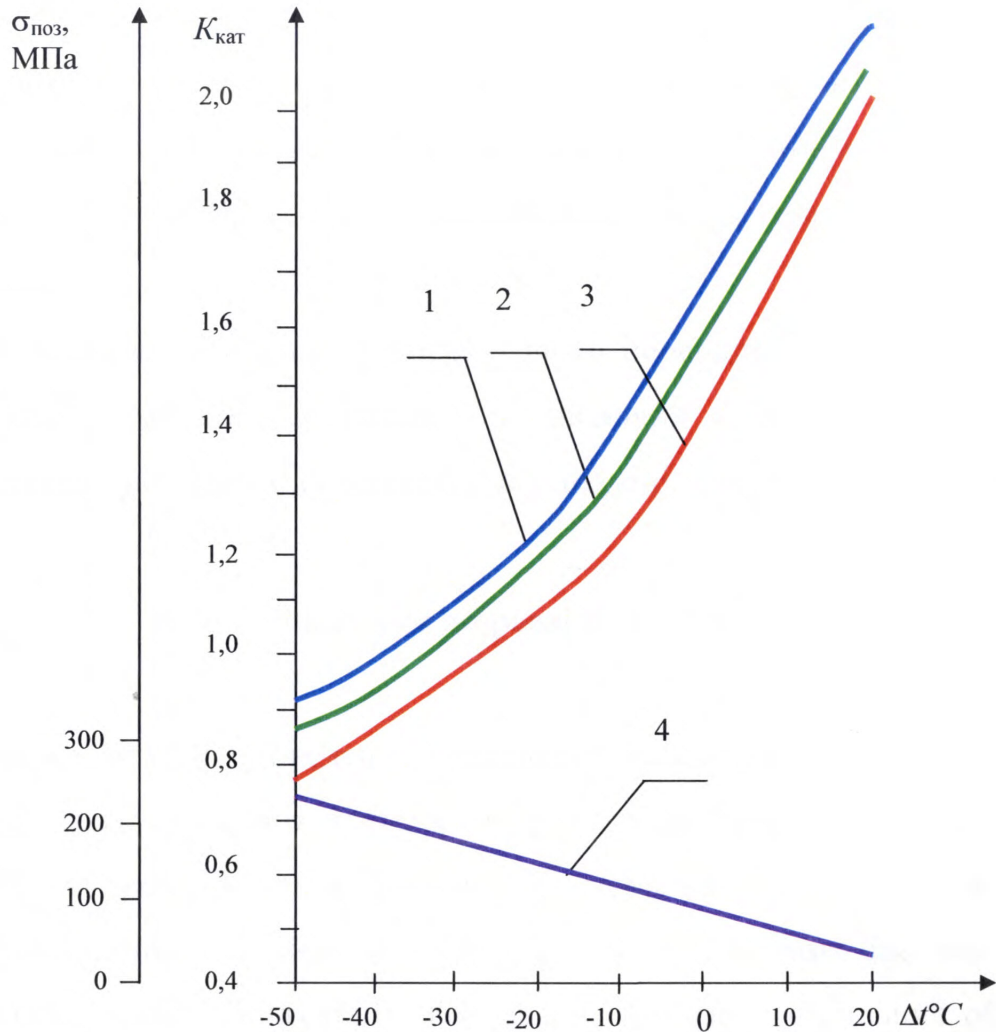


Рисунок 2.41 – Залежності коефіцієнта категорійності $K_{кат}$ (1-3) і поздовжнього напруження $\sigma_{поз}$ (4) від температурного перепаду Δt

Результати розрахунків показують, що діапазон перепаду температур Δt від -50°C до $+20^\circ\text{C}$ при експлуатації ділянок МГ приводить до зміни поздовжнього напруження в трубах в межах від 35 МПа до 230 МПа (крива 4). Зміна поздовжнього напруження МГ впливає на суттєві зміни коефіцієнта категорійності $0,75 \leq K_{кат} \leq 2,1$.

У випадку наявності в зварному шві дефекту з максимально допустимими розмірами l і Δ і значеннях ударної в'язкості KCV : 71,4 Дж/см²; 29,4 Дж/см² і 11,4 Дж/см² коефіцієнт категорійності $K_{кат}$ стає менший від 1 відповідно при досягненні температурного перепаду Δt : 40°C, 35°C і 25°C, при цьому дефекти переходять в категорію “пошкодження середнє”, що вимагає проведення заходів на переведення їх в категорію “дефект незначний”. Якщо врахувати, що при нижчих температурах металу труби KCV і відповідно K_{1c} зменшується, то ситуація ще більш погіршується.

Для зменшення впливу температурного перепаду Δt на коефіцієнт категорійності необхідно зварювати замикаючий кільцевий стик при температурі навколишнього середовища в діапазоні від -5°C до $+10^\circ\text{C}$.

Висновки до розділу 2

1. Отже, в ході проведених досліджень встановлено що в процесі експлуатації магістрального трубопроводу відбувається деградація сталі 17Г1С, яка супроводжується зміною її структури, а, відповідно, й механічних властивостей. Деградація структури і механічних властивостей сталі труби в процесі експлуатації обумовлена дифузією вуглецю з об'єму до границь зерен.

2. Під час досліджень ударної в'язкості виявлено в'язкий та крихкий характер руйнування сталей труб. За 32 роки експлуатації газопроводу, внаслідок деградації сталі 17Г1С ударна в'язкість металу труб знизилась на 25 - 27 %.

3. В результаті мікроспектрального аналізу, що проведений на установці TESKAN, встановлено, що у приповерхневому шарі труби, що експлуатувалася, виявлені хімічні елементи Na, K, Cl, а також підвищений

вміст сірки, що свідчить про те, що дифузія цих елементів відбулася за 32 роки експлуатації внаслідок впливу пластових вод, які здебільшого містять іони і сполуки згаданих хімічних елементів. Це свідчить про доцільність підвищення ступеня очищення газу, який подається в магістральні трубопроводи, від залишків пластових вод. Наявність вказаних елементів обумовлена також їх дифузією із конденсату.

4. Вміст таких елементів як Na, K, Ca, Cl можна пояснити їх дифузією із середовища в якому зберігалися труби. Отримані результати свідчать про доцільність покращення умов зберігання труб аварійного запасу, оскільки за існуючих умов проходить яскраво виражена деградація структури сталі. У приповерхневих зовнішніх шарах вихідних труб, які покриті антикорозійною ізоляцією, згаданих хімічних елементів не виявлено, що свідчить про відсутність впливу зовнішнього середовища на матеріал приповерхневих шарів цих труб. Для продовження терміну експлуатації магістрального трубопроводу доцільним є проведення інгібіторного захисту його внутрішньої поверхні.

5. Проведені дослідження на динамічний і статичний вигин зразків з надрізом з металу труб до і після тривалої експлуатації засвідчили зниження характеристик опору руйнування металу на 20 - 50 %. Після 30 - 40 років експлуатації трубопроводів температурний поріг холодноломкості при певних умовах роботи може перейти в область плюсових температур. Це означає, що поширення тріщин в металі труб, виготовлених із розглянутих вище сталей, після тривалої експлуатації може проходити згідно з крихким механізмом руйнування, навіть за додатніх температур.

6. Діапазон перепаду температур Δt від -50°C до $+20^{\circ}\text{C}$ при експлуатації ділянок МГ приводить до зміни поздовжнього напруження в трубах в межах від 35 МПа до 230 МПа. Зміна поздовжнього напруження МГ впливає на суттєві зміни коефіцієнта категорійності $0,75 \leq K_{кат} \leq 2,1$.

Для зменшення впливу температурного перепаду Δt на коефіцієнт категорійності необхідно зварювати замикаючий кільцевий стик при температурі навколишнього середовища в діапазоні від -5°C до $+10^{\circ}\text{C}$.

7. У випадку наявності в зварному шві дефекту з максимально допустимими розмірами l і Δ і значеннях ударної в'язкості KCV : $71,4 \text{ Дж/см}^2$; $29,4 \text{ Дж/см}^2$ і $11,4 \text{ Дж/см}^2$ коефіцієнт категорійності стає менший від $K_{кат} < 1$ відповідно при досягненні температурного перепаду Δt : 40°C , 35°C і 25°C , при цьому дефекти переходять в категорію “пошкодження середнє”, що вимагає проведення заходів на переведення їх в категорію “дефект незначний”.

РОЗДІЛ 3

ВПЛИВ ПРУЖНО-ПЛАСТИЧНОГО ДЕФОРМУВАННЯ ТРУБ НА ПРАЦЕЗДАТНІСТЬ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВODІВ

3.1 Визначення згинального моменту в трубі з урахуванням пружно-пластичних деформацій

Забезпечення експлуатаційної надійності газотранспортної системи України є надзвичайно важливим завданням, що має велике народногосподарське значення. Дана проблема охоплює не лише економічний аспект, пов'язаний з необхідністю безперебійного постачання газу, затратами на його транспортування та на обслуговування і ремонт газотранспортної системи, а й надзвичайно важливі аспекти, пов'язані з енергетичною і технічною безпекою держави, а також з екологічним станом навколишнього середовища.

З огляду на те, що значна частина магістральних газопроводів експлуатується понад 40 – 50 років і великою мірою вичерпала свій ресурс, актуальним науково-технічним завданням є вдосконалення технології обслуговування і ремонту лінійної частини газотранспортної системи. Питанням діагностики технічного стану магістральних газопроводів, міцності оболонкових конструкцій, зварних швів та опорних вузлів в науковій літературі приділяється велика увага. Досліджується вплив пластичних деформацій, обумовлених зсувом пластів або криволінійністю траси, на працездатність трубопроводів. Вивчається втрата стійкості трубопроводів у вигляді їх вигинання під дією осьових та згинних навантажень або сплющування. Однак, вплив пружно-пластичних деформацій труб на поведінку трубопроводу в процесі його капітального ремонту залишається маловивченим і потребує подальшого розгляду.

Під час проведення капітального ремонту газопроводу з викривленою віссю, внаслідок вирізання пошкодженої ділянки, труби випрямляються, що утруднює їх подальше з'єднання. Для того, щоб привести випрямлені труби у початковий стан, необхідно до країв цих труб прикласти навантаження у вигляді зовнішніх моментів за допомогою спеціальних центрвальних пристроїв. Згинальний момент може бути знайдений за кривизною осі zdeформованої труби, а радіус кривизни визначається, у свою чергу, за результатами геодезичних вимірювань. Задача визначення згинального моменту у поперечному перерізі труби з урахуванням пружно-пластичних деформацій матеріалу розглядається у даній статті.

3.1.1 Визначення радіуса кривизни осі трубопроводу за результатами геодезичних вимірювань. Розглянемо ділянку трубопроводу (рис. 3.1), для крайніх точок якої визначені перепади висот h_1 і h_2 .

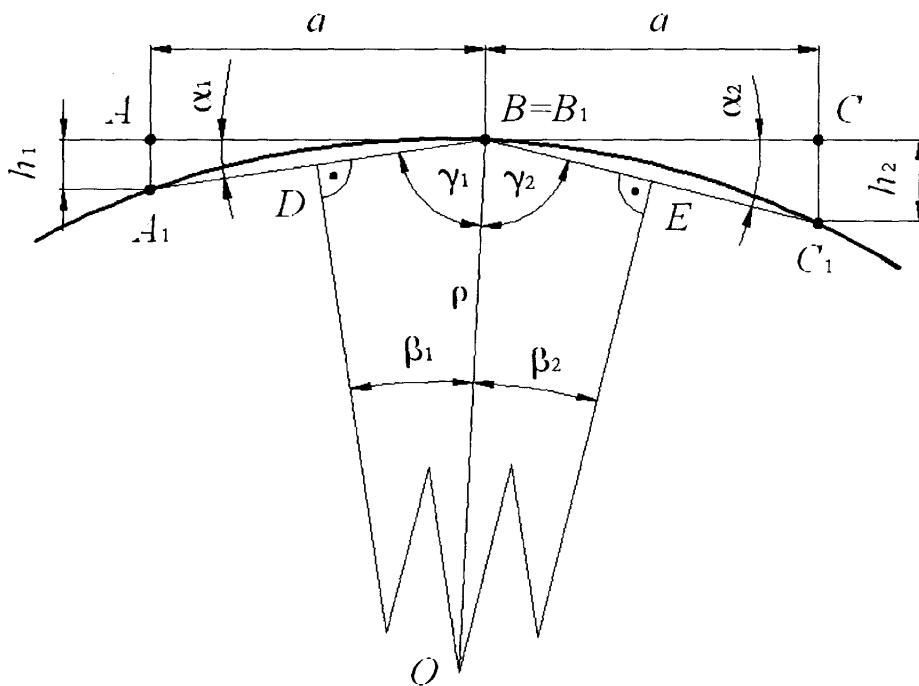


Рисунок 3.1 – Схема для визначення кривизни зігнутої осі трубопроводу

Введемо позначення

$$A_1B_1 = s_1; \quad B_1C_1 = s_2. \quad (3.1)$$

Згідно з рис. 3.1 і позначеннями (3.1), радіус кривизни зігнутої осі трубопроводу

$$\rho = \frac{s_1}{2 \sin \beta_1} = \frac{s_2}{2 \sin \beta_2}. \quad (3.2)$$

З аналізу трикутників AA_1B , CC_1B , ODB і OEB випливає:

$$\beta_1 + \beta_2 = \alpha_1 + \alpha_2, \quad (3.3)$$

оскільки

$$\alpha_1 + \alpha_2 = 180^\circ - \gamma_1 - \gamma_2; \quad \beta_1 + \beta_2 = 180^\circ - \gamma_1 - \gamma_2.$$

З рівності (3.3) одержуємо

$$\begin{aligned} \beta_2 &= \alpha_1 + \alpha_2 - \beta_1; \\ \sin \beta_2 &= \sin(\alpha_1 + \alpha_2) \cos \beta_1 - \cos(\alpha_1 + \alpha_2) \sin \beta_1. \end{aligned} \quad (3.4)$$

З урахуванням залежностей (3.2) і (3.4) записуємо

$$s_1 [\sin(\alpha_1 + \alpha_2) \cos \beta_1 - \cos(\alpha_1 + \alpha_2) \sin \beta_1] = s_2 \sin \beta_1. \quad (3.5)$$

На основі розгляду трикутників AA_1B і CC_1B записуємо

$$s_1 = \frac{a}{\cos \alpha_1}; \quad s_2 = \frac{a}{\cos \alpha_2}. \quad (3.6)$$

З урахуванням (3.5) і (3.6) знаходимо

$$\operatorname{tg} \beta_1 = \frac{\sin(\alpha_1 + \alpha_2) \cdot \cos \alpha_2}{\cos(\alpha_1 + \alpha_2) \cdot \cos \alpha_2 + \cos \alpha_1}. \quad (3.7)$$

Із перших рівностей (3.2), (3.6) і співвідношення (3.7) визначаємо радіус кривизни зігнутої осі трубопроводу у вигляді

$$\rho = \frac{a}{2 \cos \alpha_1 \cdot \sin \left[\operatorname{arctg} \frac{\sin(\alpha_1 + \alpha_2) \cdot \cos \alpha_2}{\cos(\alpha_1 + \alpha_2) \cdot \cos \alpha_2 + \cos \alpha_1} \right]}, \quad (3.8)$$

причому,

$$\alpha_1 = \operatorname{arctg} \frac{h_1}{a}; \quad \alpha_2 = \operatorname{arctg} \frac{h_2}{a}.$$

3.1.2 Залежність між згинальним моментом і кривизною осі труби в процесі пружно-пластичного деформування. Якщо припустити, що в

процесі пружно-пластичного деформування труби виконується гіпотеза плоских перерізів, то відносна лінійна деформація шару волокон, розташованих на відстані y від нейтрального шару, буде

$$\varepsilon = \frac{y}{\rho}, \quad (3.9)$$

де ρ – радіус кривизни зігнутої осі труби (3.8).

Для цього випадку еюра відносних лінійних деформацій волокон зображена на рис. 3.2, а, еюра пластичних деформацій – на рис. 3.2, б, а еюра нормальних напружень для ідеально пластичного матеріалу, що підпорядковується діаграмі Прандтля, зображена на рис. 3.2, в.

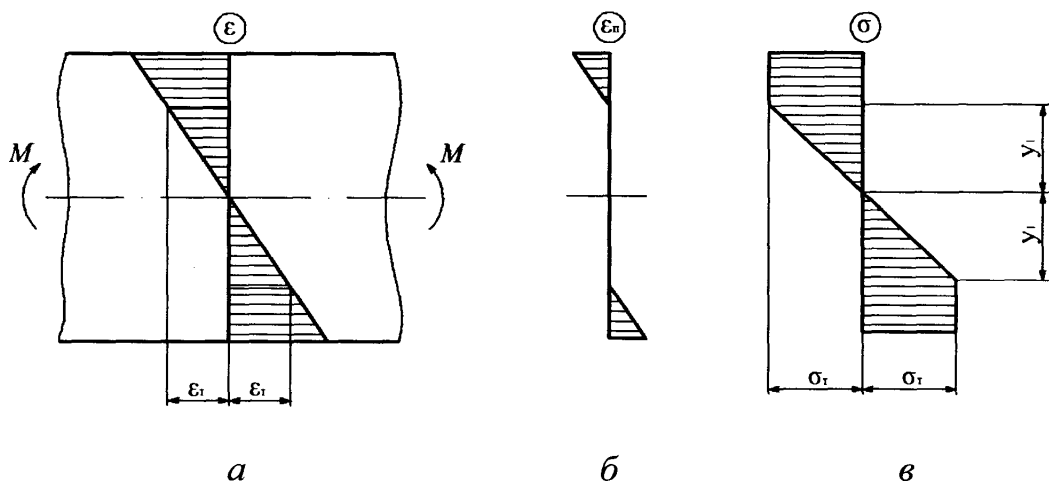


Рисунок 3.2 – Еюри сумарних відносних лінійних деформацій (а), відносних лінійних пластичних деформацій (б) і нормальних напружень в осьовому напрямі поперечного перерізу стрижня (в)

На рисунку позначено: M – згинальний момент; ε_T – відносна лінійна деформація, що відповідає настанню текучості матеріалу; σ_T – межа текучості; y_1 – відстань від нейтрального шару до перехідного шару волокон, який розділяє зону пружного і пружно-пластичного деформування матеріалу труби.

Положення перехідного шару знаходиться з умови, що у ньому відносна лінійна деформація волокон (3.9) дорівнює відносній лінійній деформації текучості матеріалу,

$$\frac{y_1}{\rho} = \varepsilon_T, \quad (3.10)$$

звідки

$$y_1 = \rho \varepsilon_T. \quad (3.11)$$

Згідно з діаграмою Прандтля, нормальне напруження у випадку пружно-пластичного згину визначається за співвідношеннями

$$\begin{aligned} \sigma &= E\varepsilon, \text{ якщо } \varepsilon \leq \varepsilon_T; \\ \sigma &= \sigma_T, \text{ якщо } \varepsilon > \varepsilon_T. \end{aligned} \quad (3.12)$$

Поділивши з урахуванням (3.10) поперечний переріз труби на зону площею $2A_1$, що відповідає пружним і зону площею $2A_2$, що відповідає пружно-пластичним деформаціям матеріалу, і, взявши до уваги співвідношення (3.9) – (3.12), розглядатимемо нормальні напруження як функції координати y ,

$$\begin{aligned} \sigma &= E \frac{y}{\rho}, \text{ якщо } \sigma \leq \sigma_T; \\ \sigma &= \sigma_T, \text{ якщо } \sigma > \sigma_T. \end{aligned} \quad (3.13)$$

Згинальний момент у поперечному перерізі труби запишемо з урахуванням (3.13) як

$$M = \frac{2E}{\rho} \int_{A_1} y^2 dA + 2\sigma_T \int_{A_2} y dA. \quad (3.14)$$

У рівності (3.14) фігурують момент інерції і статичний момент половин відповідних частин поперечного перерізу труби (рис. 3.3),

$$I_{z1} = \int_{A_1} y^2 dA; \quad S_{z2} = \int_{A_2} y dA. \quad (3.15)$$

Виразивши елементарну площу поперечного перерізу dA та її координату y через кут α (рис. 3.3) та врахувавши межі інтегрування виразів (3.15), знаходимо

$$I_{z1} = 2r^3\delta \int_0^{\alpha_1} \sin^2 \alpha d\alpha = r^3\delta \left(\alpha_1 - \frac{1}{2} \sin 2\alpha_1 \right); \quad (3.16)$$

$$I_{z2} = 2r^2\delta \int_{\alpha_1}^{\frac{\pi}{2}} \sin \alpha d\alpha = 2r^2\delta \cos \alpha_1, \quad (3.17)$$

де r і δ – радіус серединної поверхні і товщина стінки труби.

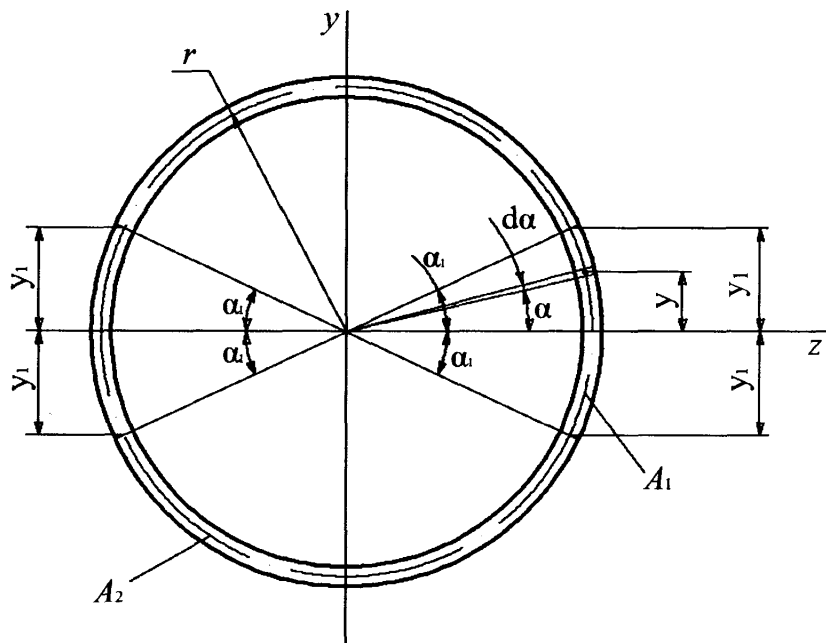


Рисунок 3.3 – Поділ поперечного перерізу труби на зони пружного і пружно-пластичного деформування

З урахуванням (3.14), (3.16) і (3.17) одержуємо

$$M = \frac{1}{\rho} Er^3\delta(2\alpha_1 - \sin 2\alpha_1) + 4\sigma_r 2r^2\delta \cos \alpha_1. \quad (3.18)$$

Формула (3.18) дає можливість обчислити згинальний момент у поперечному перерізі труби з урахуванням пружних і пластичних деформацій за відомим радіусом кривизни осі труби.

Для знаходження кривизни осі труби за відомим згинальним моментом із залежності (3.18) одержуємо співвідношення

$$\frac{1}{\rho} = \frac{M - 4\sigma_T r^2 \delta \cos \alpha_1}{Er^3 \delta (2\alpha_1 - \sin 2\alpha_1)}. \quad (3.19)$$

Залежності згинального моменту у трубах умовним діаметром 1220 мм та товщиною стінки 15,2 мм, виготовлених із матеріалів, що мають межі текучості 300, 350, 400, 450, 500 і 550 МПа, наведені на рис. 3.4.

$$M = \frac{1}{\rho} Er^3 \delta (2\alpha_1 - \sin 2\alpha_1) + 4\sigma_T 2r^2 \delta \cos \alpha_1. \quad (3.20)$$

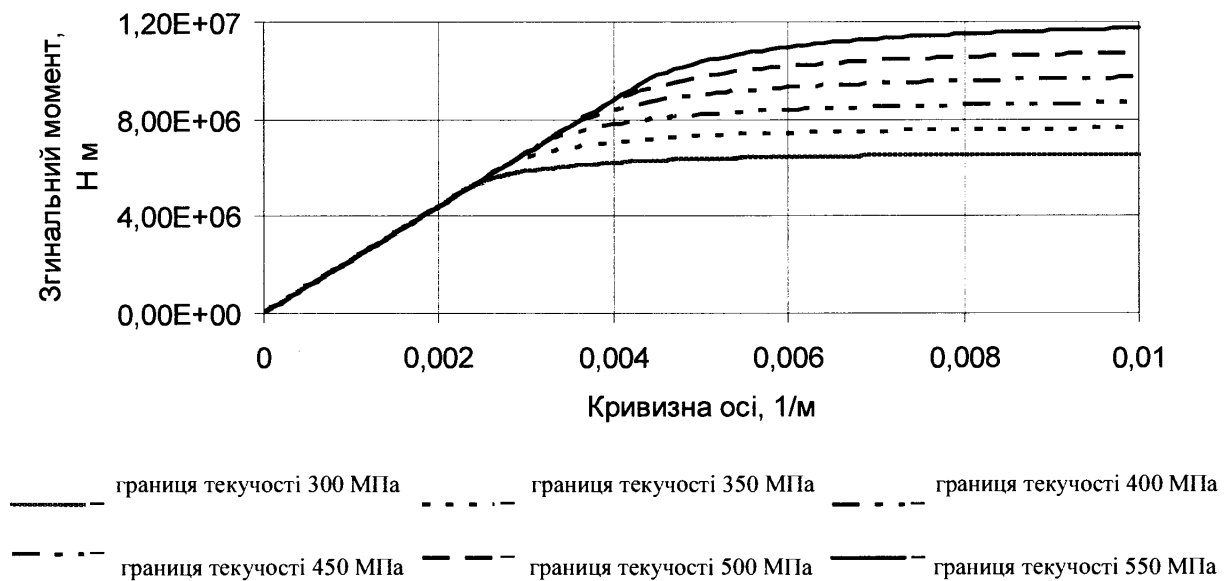


Рисунок 3.4 – Залежності згинального моменту в трубі від кривизни осі, одержані з урахуванням пружних і пластичних деформацій

Одержані залежності (3.8) і (3.18) дають можливість на основі результатів геодезичних вимірювань визначати радіус кривизни осі деформованої труби магістрального газопроводу і згинальний момент у її поперечному перерізі, що дає можливість обґрунтовано добирати силові параметри пристрою для центрування з'єднуваних кінців труби під час капітального ремонту газопроводу.

Як свідчать результати розрахунків (рис. 3.3), за наявності пластичних деформацій матеріалу його границя текучості суттєво впливає на значення згинального моменту, що необхідно враховувати під час проектування пристроїв для центрування з'єднаних кінців труб.

3.2 Вплив зміцнення матеріалу в процесі пружно-пластичного деформування труби на значення згинального моменту

Для визначення впливу зміцнення матеріалу в процесі пружно-пластичного деформування труби на значення згинального моменту скористаємося схематизованою діаграмою розтягу, зображеною на рис. 3.1, де σ , ϵ – нормальне напруження та відносна лінійна деформація; σ_T , ϵ_T – напруження і деформація текучості; $\alpha = \arctg E$ та $\beta = \arctg b$ – кути нахилу ділянок діаграми в областях пружних і пружно-пластичних деформацій (E – модуль Юнга; b – константа апроксимації відповідної ділянки діаграми розтягу); $a = \sigma_T - \epsilon_T b$.

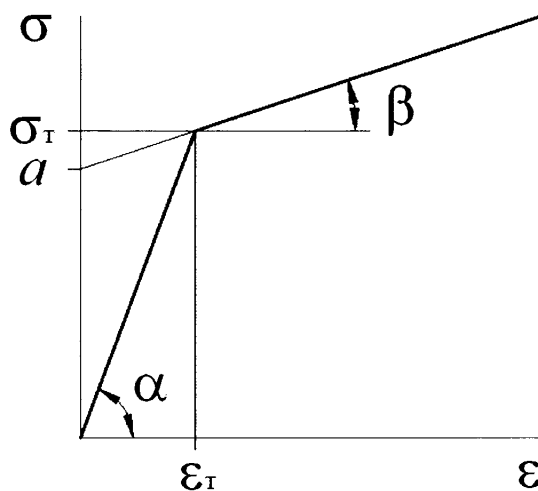
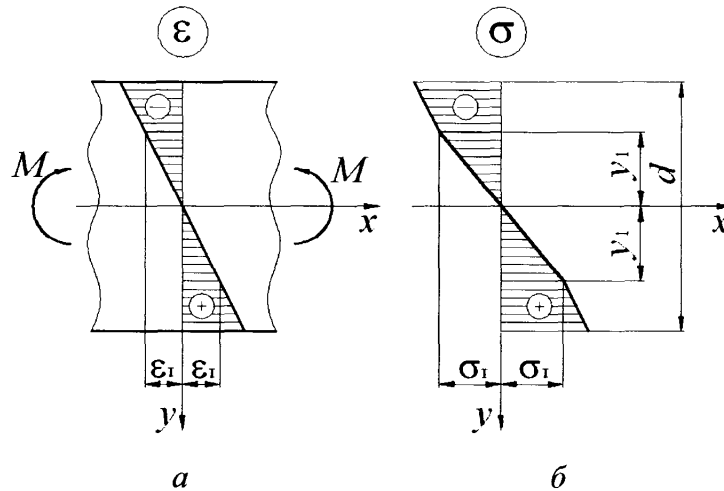


Рисунок 3.5 – Схематизована діаграма розтягу матеріалу з урахуванням пружно-пластичних деформацій

Епюри відносних лінійних деформацій матеріалу і напружень у поперечних перерізах труби в умовах пружно-пластичного деформування

зображені на рис. 3.2, де x , y – поздовжня і поперечна координати; M – згинальний момент; d – зовнішній діаметр труби; y_1 – відстань від осі стрижня до поверхонь, які розділяють тіло труби на зони пружного і пружно-пластичного деформування.



a - відносних деформацій; b - нормальних напружень

Рисунок 3.6 – Епюри сумарних деформацій і напружень у поперечному перерізі труби

З урахуванням характеристик схематизованої діаграми розтягу і геометрії поперечного перерізу труби одержуємо вираз згинального моменту

$$M = \frac{2E}{\rho} I_{z1} + 2(\sigma_0 - b\varepsilon_0) S_{z2} + \frac{2b}{\rho} I_{z2}, \quad (3.21)$$

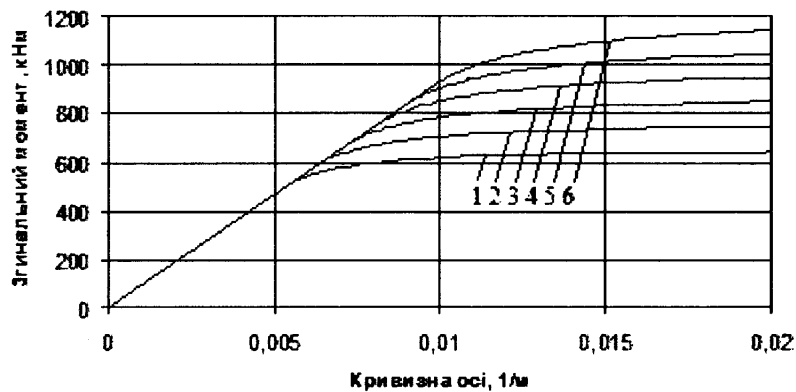
де I_{z1} , S_{z2} , I_{z2} – момент інерції поперечного перерізу зони пружного деформування труби, а також статичний момент і момент інерції поперечного перерізу зони пружно-пластичного деформування відносно головної центральної осі z , перпендикулярної до площини згину,

$$I_{z1} = r^3 \delta \left(\alpha_1 - \frac{1}{2} \sin 2\alpha_1 \right), \quad S_{z2} = 2r^2 \delta \cos \alpha_1, \quad (3.22)$$

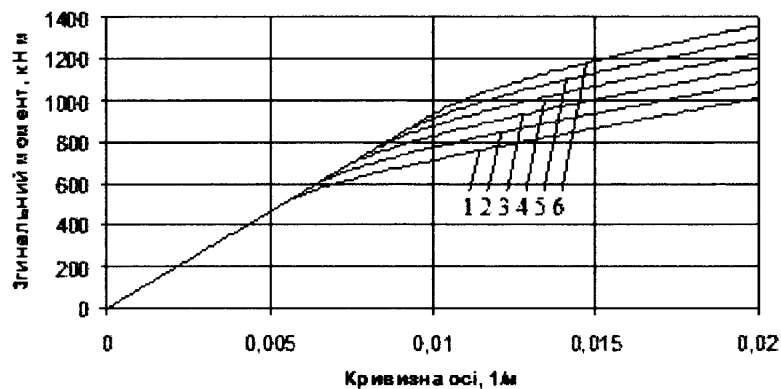
$$I_{z2} = r^3 \delta \left(\frac{\pi}{2} - \alpha_1 + \frac{1}{2} \sin 2\alpha_1 \right), \quad (3.23)$$

причому, r і δ – серединний радіус і товщина стінки труби; $\alpha_1 = \arcsin(y_1/r)$ – центральний кут поперечного перерізу труби, що охоплює половину зони пружного деформування.

Як видно із залежностей, поданих на рис. 3.3, зростання напружень у матеріалі із збільшенням відносних лінійних деформацій за межею пружності суттєво впливає на значення згинального моменту у поперечному перерізі труби, що необхідно враховувати під час проведення капітального ремонту магістрального трубопроводу. Криві на графіках відповідають значенням границя текучості матеріалу: 300, 350, 400, 450, 500, 550 МПа.



a



б

1 – $\sigma_T = 300$ МПа; 2 – $\sigma_T = 350$ МПа; 3 – $\sigma_T = 400$ МПа;

4 – $\sigma_T = 450$ МПа; 5 – $\sigma_T = 500$ МПа; 6 – $\sigma_T = 550$ МПа

Рисунок 3.7 – Залежності згинального моменту у поперечному перерізі труби від кривизни її осі для ідеально пластичного (*a*) та для зміцнюваного (*б*) матеріалу

Розрахунки напружено-деформованого стану газопроводу показують, що згинальні моменти у його поперечних перерізах, викликані локальною взаємодією труби з опорою, можуть поширюватися на значну відстань, це призводить до суттєвих зміщень стиків труби в процесі капітального ремонту. Для центрування з'єднаних кінців трубопроводу доцільно одночасно застосовувати спеціальні притискні вантажі та стяжні пристрої, що дає можливість забезпечувати належну точність з'єднання і запобігає виникненню надмірних монтажних напружень у трубах.

3.3 Сумісний вплив викривлення осі трубопроводу і зміни температури на характеристики напруженого стану труби

Спорудження газопроводів у гірських умовах здійснюється опусканням попередньо зварених ділянок значної довжини у траншею. Трубопровід, повторюючи конфігурацію основи траншеї, пружно деформується, а іноді набуває і пружно-пластичних деформацій, внаслідок чого у матеріалі труб виникають додаткові напруження, обумовлені згином їх осей. Здебільшого, додаткове деформування труб відбувається за заниженим радіусом кривизни основи. Це нерідко призводить до набуття на деяких ділянках трубопроводу значних монтажних напружень та до переходу матеріалу труб у найбільш навантажених зонах у пружно-пластичний стан.

Так, за результатами внутрішньотрубної діагностики МГ «Івацевичі – Долина III нитка» були виявлені ділянки, які пролягають на косогорі і мають суттєво викривлену вісь, а також зони з пластичним вмінанням труб внаслідок їх контакту з кам'яною плитою. В процесі відкопування однієї з ділянок трубопроводу та її розрізання, внаслідок звільнення труби від навантаження ґрунтом і від дії внутрішніх сил, верхня твірна труби перемістилася на 40 – 70 мм у вертикальному напрямі, що свідчить про наявність значних монтажних деформацій труби і напружень у її матеріалі.

Дана робота присвячена дослідженню напружено-деформованого стану підземних ділянок газопроводу, що експлуатується в гірських умовах, на основі результатів геодезичних вимірювань перепадів висот вибраних точок, з урахуванням дії внутрішнього тиску, зміни температури, викривлення осі труби; одночасно визначаються згинальні моменти з урахуванням як пружних, так і пружно-пластичних деформацій.

Розглянемо випадок, коли вісь трубопроводу розташована у вертикальній площині і зорієнтована випуклістю догори. Для визначення радіуса кривизни цієї осі у даній точці додатково обираємо дві точки, віддалені від заданої на однакові відстані a у протилежні сторони. Шляхом геодезичних вимірювань визначаємо перепади висот додаткових точок відносно заданої і позначаємо як h_1 і h_2 (значення перепаду вважаємо додатним, якщо додаткова точка розташована нижче від заданої). Тоді радіус кривизни осі труби знаходимо за формулою (3.8)

$$\rho = \frac{a}{2 \cos \alpha_1 \cdot \sin \left[\arctg \frac{\sin(\alpha_1 + \alpha_2) \cdot \cos \alpha_2}{\cos(\alpha_1 + \alpha_2) \cdot \cos \alpha_2 + \cos \alpha} \right]}, \quad (3.24)$$

причому,

$$\alpha_1 = \arctg \frac{h_1}{a}; \quad \alpha_2 = \arctg \frac{h_2}{a}. \quad (3.25)$$

Якщо обидва перепади висот є додатними, то під час визначення радіуса кривизни осі трубопроводу істотне значення мають не значення перепадів окремих точок, а їх сума.

Після обчислення радіуса кривизни осі трубопроводу визначаємо напруження в матеріалі труби згідно зі СНиП – 2.05.06 – 85 [143].

Номінальні кільцеві напруження

$$\sigma_{\theta\theta}^i = \frac{npD_{ai}}{2\delta_i}, \quad (3.26)$$

де n – коефіцієнт надійності за навантаженням (для випадку навантаження внутрішнім тиском газу $n = 1,1$); p – робочий (нормативний) тиск в МПа; $D_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр труби в мм; δ – номінальна товщина стінки труби у мм.

Номінальні поздовжні напруження знаходимо за формулою

$$\sigma_{\text{вн}}^i = \mu \sigma_{\text{ео}}^i - \alpha E \Delta t \pm \frac{ED_{\text{вн}}}{2\rho}, \quad (3.27)$$

де μ – коефіцієнт поперечної деформації Пуассона (для пружної стадії роботи металу $\mu = 0,3$); α – коефіцієнт лінійного розширення металу труб ($\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/град); E – змінний параметр пружності (модуль Юнга) (для пружної стадії роботи $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа); Δt – розрахунковий температурний перепад, який має додатне значення у випадку нагрівання і від’ємне – у випадку охолодження (приймаємо $\Delta t = \pm 50^\circ$); $D_{\text{зовн}}$ – зовнішній діаметр труби.

Еквівалентні напруження у матеріалі труби знаходимо за енергетичною теорією міцності (теорією Губера–Мізеса) як

$$\sigma_e = \sqrt{(\sigma_{\text{ео}}^i)^2 - \sigma_{\text{ео}}^i \sigma_{\text{вн}}^i + (\sigma_{\text{вн}}^i)^2}. \quad (3.28)$$

У табл. 3.1 і 3.2 наведені результати обчислень радіуса кривизни осі труби за залежностями (3.24), (3.25), а також кільцевого, поздовжнього і еквівалентного напружень згідно з формулами (3.26) – (3.28) для труби зовнішнім діаметром $D_{\text{зовн}} = 1220$ мм, товщиною стінки $\delta = 12$ мм за наведених вище початкових даних. Відстань між точками на осі труби, для яких передбачено проведення геодезичних вимірювань, приймали $a = 20$ м. Результати, подані у табл. 3.1, відповідають внутрішньому тиску $p = 4$ МПа, а результати, подані у табл. 3.2, – внутрішньому тиску $p = 5,5$ МПа. У кожній з таблиць наведені результати, одержані для перепадів температури $\Delta t = -50^\circ$ і $\Delta t = 50^\circ$.

В процесі ремонту викривлених ділянок трубопроводу методом вирізання катушок торці труб у місці розрізу внаслідок зворотної деформації зміщуються від свого початкового положення. Подальше центрування цих торців для вварювання катушки вимагає застосування спеціальних пристроїв,

що можуть забезпечити прилягання з'єднаних торців труб. Такі пристрої повинні розвивати момент, не менший від згинального, що виникає у поперечному перерізі труби з криволінійною віссю.

Формулу для визначення згинального моменту у поперечному перерізі труби з урахуванням пружних і пластичних деформацій за відомим радіусом кривизни осі труби застосовуємо у вигляді

$$M = \frac{1}{\rho} E r^3 \delta (2\gamma_1 - \sin 2\gamma_1) + 4\sigma_T 2r^2 \delta \cos \gamma_1, \quad (3.29)$$

де E та σ_T – відповідно модуль пружності і границя текучості матеріалу труби; r і δ – серединний радіус і товщина стінки труби; γ – центральний кут поперечного перерізу труби, який охоплює половину зони пластичного деформування матеріалу.

Значення кута γ знаходимо за формулою

$$\gamma_1 = \arcsin\left(\frac{\rho \varepsilon_T}{r}\right). \quad (3.30)$$

Таблиця 3.1 – Значення радіуса кривизни осі труби, кільцевих, поздовжніх і еквівалентних напружень, одержані для $p = 4$ МПа

| h_1+h_2 , м | ρ , м | $\sigma_{кц}$, МПа | $\Delta t = -50^\circ$ | | $\Delta t = 50^\circ$ | |
|---------------|------------|---------------------|------------------------|------------------|-----------------------|------------------|
| | | | $\sigma_{нозд}$, МПа | σ_e , МПа | $\sigma_{нозд}$, МПа | σ_e , МПа |
| 0,1 | 4003 | 219,3 | 220,8 | 220,0 | -89,21 | 275,0 |
| 0,2 | 2001 | 219,3 | 252,2 | 237,4 | -120,6 | 298,4 |
| 0,3 | 1334 | 219,3 | 283,6 | 257,5 | -152,0 | 323,3 |
| 0,4 | 1000 | 219,3 | 315,0 | 279,7 | -183,4 | 349,2 |
| 0,5 | 800,3 | 219,3 | 346,4 | 303,5 | -214,8 | 375,9 |
| 0,6 | 666,9 | 219,3 | 377,8 | 328,6 | -246,2 | 403,4 |
| 0,7 | 571,7 | 219,3 | 409,2 | 354,7 | -277,6 | 431,3 |
| 0,8 | 500,2 | 219,3 | 440,6 | 381,6 | -309,0 | 459,7 |
| 0,9 | 444,7 | 219,3 | 472,0 | 409,1 | -340,4 | 488,5 |
| 1,0 | 400,3 | 219,3 | 503,3 | 437,1 | -371,8 | 517,5 |

Таблиця 3.2. Значення радіуса кривизни осі труби, кільцевих, поздовжніх і еквівалентних напружень, одержані для $p = 5,5$ МПа

| h_1+h_2 , м | ρ , м | $\sigma_{кц}$ МПа | $\Delta t = -50^\circ$ | | $\Delta t = 50^\circ$ | |
|---------------|------------|----------------------|------------------------|------------------|-----------------------|------------------|
| | | | $\sigma_{позд}$, МПа | σ_e , МПа | $\sigma_{позд}$, МПа | σ_e , МПа |
| 0,1 | 4003 | 301,5 | 245,4 | 277,7 | -64,54 | 338,4 |
| 0,2 | 2001 | 301,5 | 276,8 | 290,0 | -95,94 | 359,2 |
| 0,3 | 1334 | 301,5 | 308,2 | 304,9 | -127,3 | 381,5 |
| 0,4 | 1000 | 301,5 | 339,7 | 322,3 | -158,8 | 404,9 |
| 0,5 | 800,3 | 301,5 | 371,1 | 341,6 | -190,2 | 429,4 |
| 0,6 | 666,9 | 301,5 | 402,5 | 362,7 | -221,6 | 454,7 |
| 0,7 | 571,7 | 301,5 | 433,9 | 385,1 | -253,0 | 480,8 |
| 0,8 | 500,2 | 301,5 | 465,3 | 408,8 | -284,4 | 507,4 |
| 0,9 | 444,7 | 301,5 | 496,6 | 433,4 | -315,7 | 534,6 |
| 1,0 | 400,3 | 301,5 | 528,0 | 458,8 | -347,1 | 562,2 |

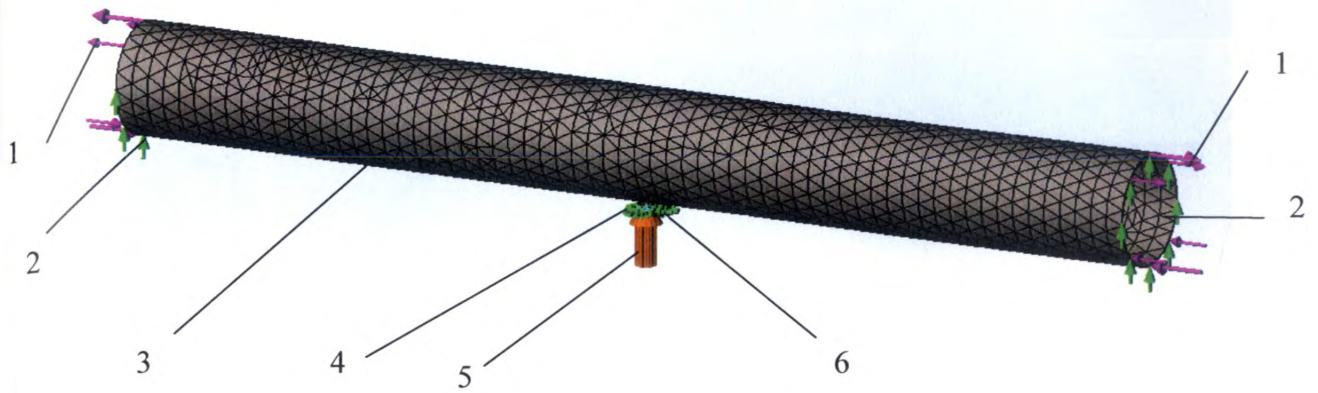
Діагностування напруженого деформованого стану потенційно небезпечних підземних ділянок трубопроводу доцільно проводити в такій послідовності. На основі визначення дійсних геометричних параметрів просторового викривлення трубопроводу геодезичним способом обчислюємо радіус кривизни його осі і визначаємо кільцеві, поздовжні та еквівалентні напруження відповідно до СНиП – 2.05.06 – 85 [143].

Для ділянок, що мають яскраво виражені просторові деформації осі та локальні пластичні деформації числовими методами розраховуємо напружено-деформований стан методом скінченних елементів, наприклад, за допомогою програмного комплексу SolidWorks Simulation. Виявлені таким чином потенційно-небезпечні ділянки контролюємо, використовуючи коерцитиметр КРМ-Ц-К2М і вимірювач напружень «MESTR-411» [108, 136, 149].

3.4 Вплив локальних пластичних деформацій на напружено-деформований стан труби

Дослідження впливу локальних пластичних деформацій на напружено-деформований стан труби зовнішнім діаметром 1220 мм і товщиною стінки 15,2 мм проводилося на розрахунковій моделі, зображеній на рис. 3.8. Модель складається з відрізка циліндричної оболонки, що імітує трубу, і абсолютно твердого сферичного тіла, що імітує кам'яну породу. На торцях оболонки задавали граничні умови у вигляді обмеження переміщень торців у вертикальному напрямі та у вигляді прикладених до торців згинальних моментів від дії відкинутих частин прогону трубопроводу. Взаємодія оболонкового елемента зі сферичним твердим тілом забезпечується шляхом прикладання до цього тіла направленого по радіусу оболонки притискного навантаження, яке добиралося таким чином, щоб воно зрівноважувало сили ваги прогону труби і притискних вантажів. У напрямках, перпендикулярних до напрямку дії навантаження, переміщення кулі обмежували.

Процес навантаження системи проводили у два етапи. На першому з них до торців оболонкового елемента прикладали згинальні моменти (рис. 3.9), а до кулі – радіальну притискну силу (рис. 3.10), тобто, створювали умови, які реально виникають в процесі монтажу трубопроводу. На другому етапі навантажували оболонку внутрішнім тиском (рис. 3.11). Приклади епюр еквівалентних напружень в матеріалі труби для фіксованих моментів часу зображені на рис. 3.12 і 3.13.



1 – згинальні моменти на торцях моделі; 2 – обмеження переміщень торців у вертикальному напрямі; 3 – труба; 4 – півкуля, що імітує кам'янисту породу; 5 – сила, прикладена до півкулі у поперечному напрямі; 6 – обмеження переміщень півкулі у горизонтальних напрямках

Рисунок 3.8 – Розрахункова модель труби газопроводу з розбиттям на скінченні елементи

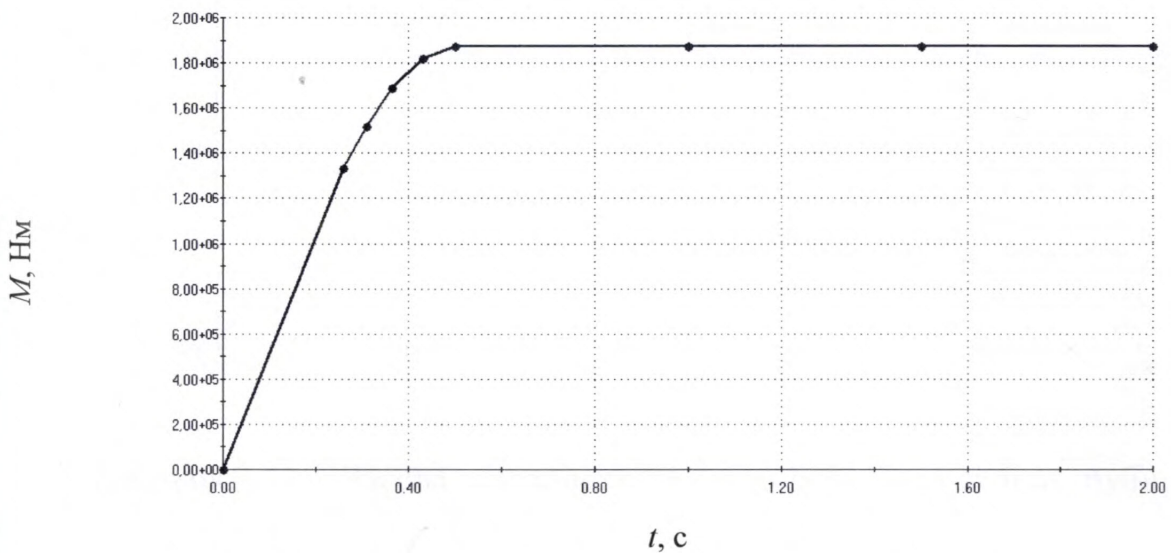


Рисунок 3.9 – Часова залежність згинальних моментів на кінцях труби

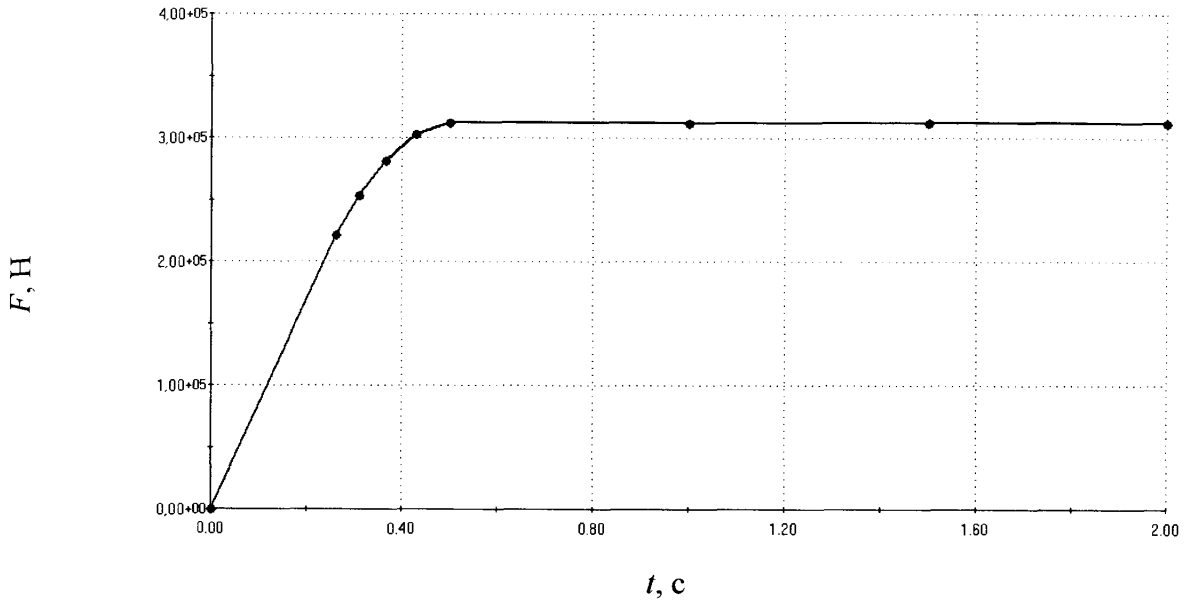


Рисунок 3.10 – Часова залежність сили вдавлювання півкулі

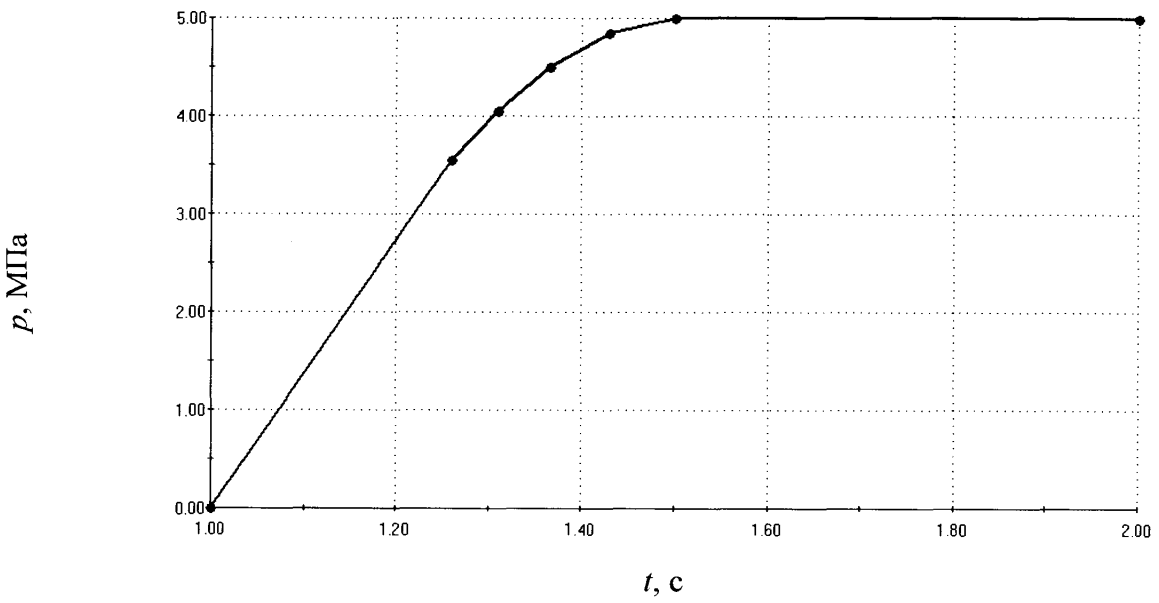
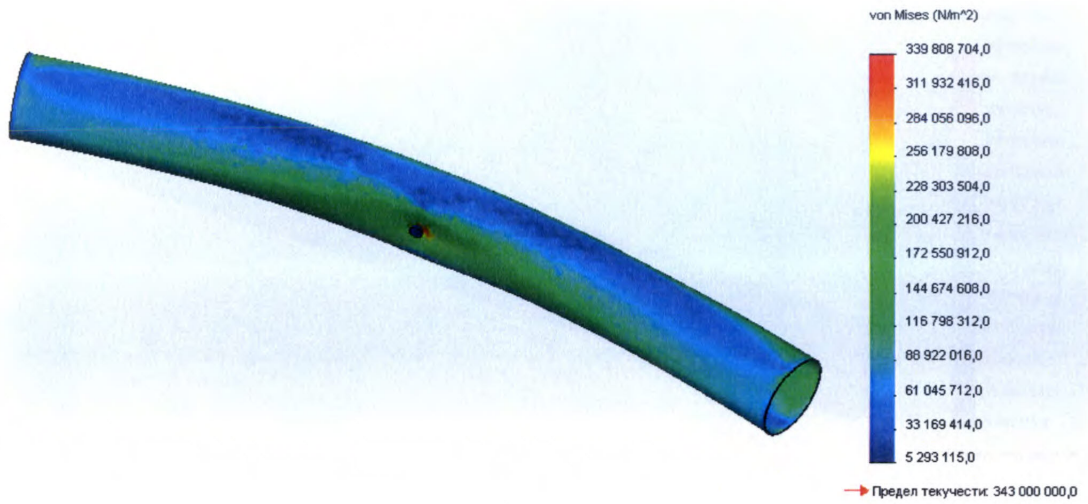
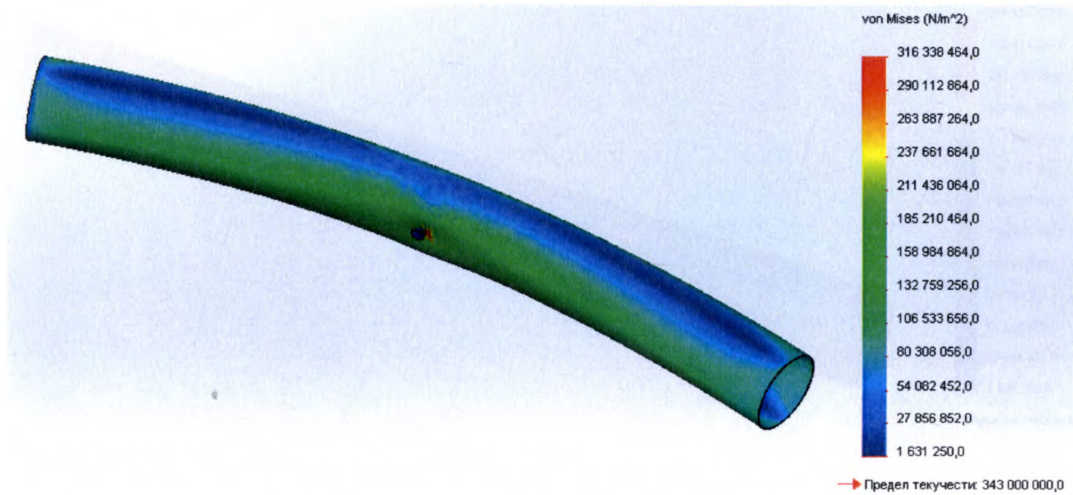


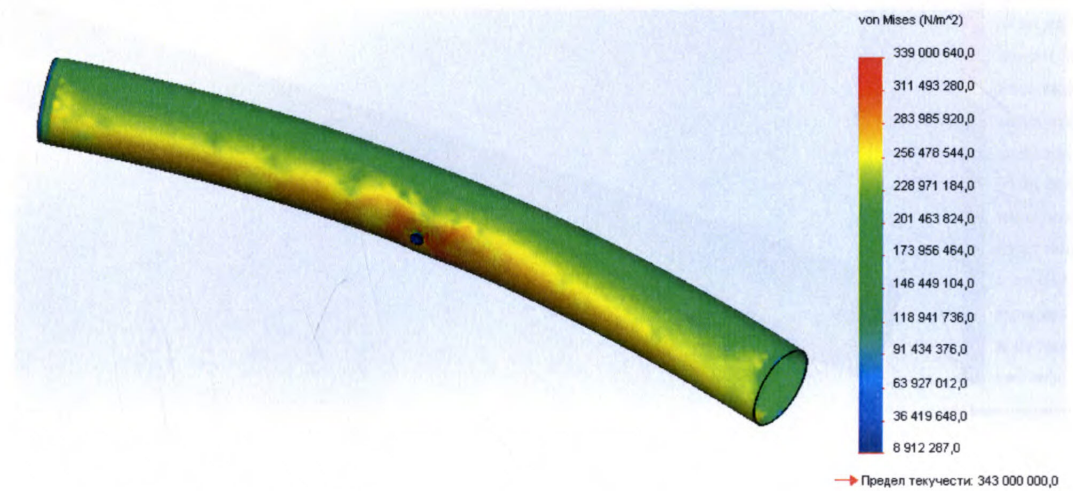
Рисунок 3.11 – Часова залежність тиску на внутрішні стінки труби



а



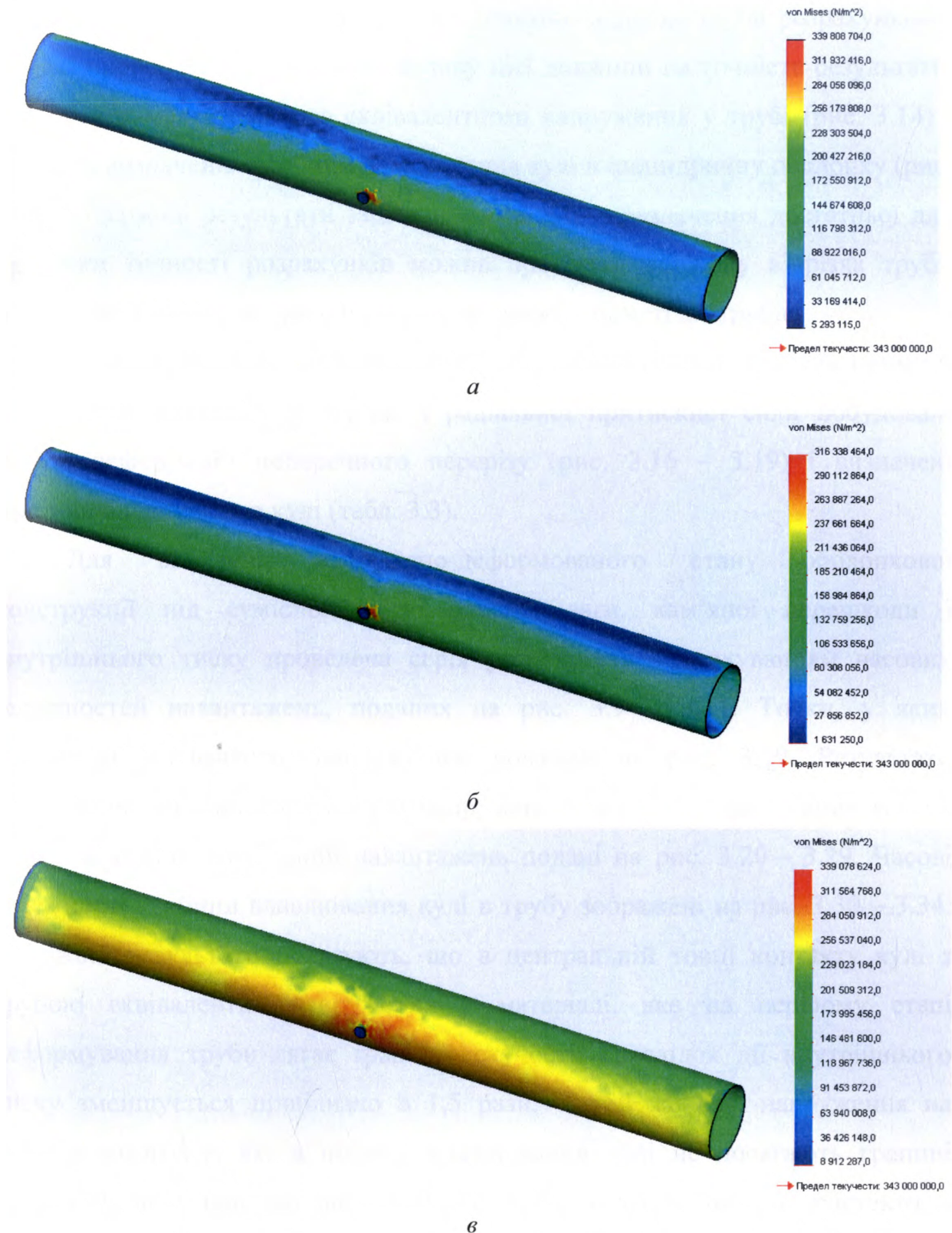
б



в

а – час 0,5 с; б – час 1с; в – час 1,5 с ($M = 1,875$ МНм, $Q = 312$ кН)

Рисунок 3.12 – Епюри еквівалентних напружень в моделі труби, масштаб деформації 20:1



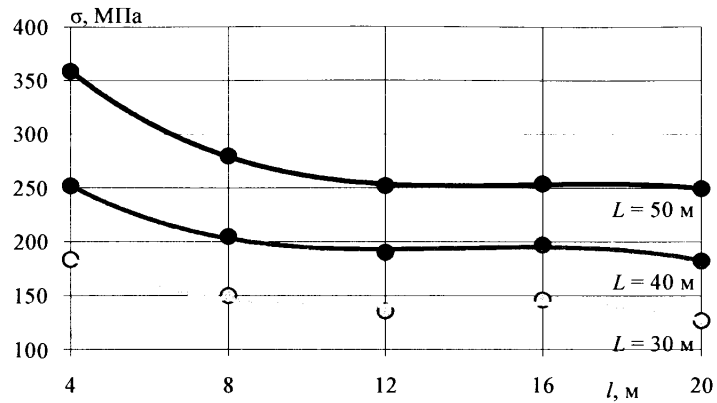
a – час 0,5 с; *б* – час 1с; *в* – час 1,5 с ($M = 1,875$ МНм, $Q = 312$ кН)

Рисунок 3.13 – Епюри еквівалентних напружень у моделі труби, масштаб деформації 1:1

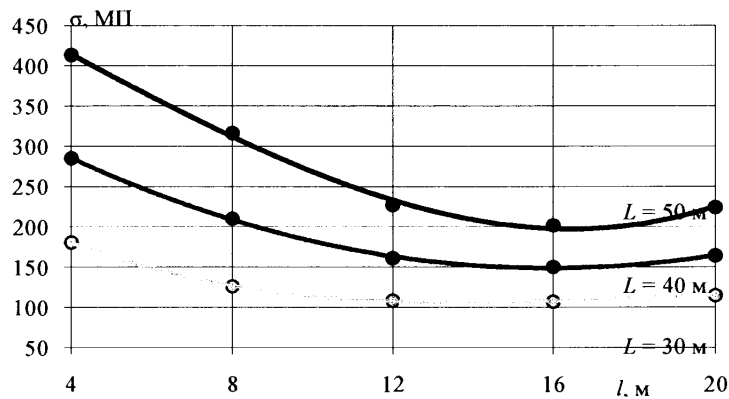
З метою обґрунтування добору довжини відрізка труби розрахункової моделі проводили дослідження впливу цієї довжини на точність результатів визначення максимального еквівалентного напруження у трубі (рис. 3.14) і точність визначення глибини вдавлювання кулі в циліндричну оболонку (рис. 3.15). Одержані результати засвідчили, що для забезпечення достатньої для практики точності розрахунків можна приймати довжину відрізка труби розрахункової моделі приблизно рівною десяти діаметрам труби.

Із застосуванням опрацьованої розрахункової моделі з урахуванням дії згинальних моментів на торцях і радіальної притискної сили побудовані епюри деформацій поперечного перерізу (рис. 3.16 – 3.19) і визначені глибини вдавлювання кулі (табл. 3.3).

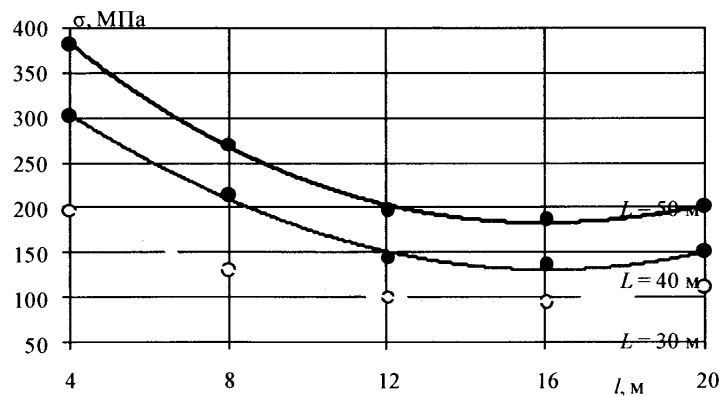
Для вивчення напружено-деформованого стану оболонкової конструкції під сумісною дією власної ваги, кам'яної перешкоди і внутрішнього тиску проведена серія розрахунків з урахуванням часових залежностей навантажень, поданих на рис. 3.9 – 3.11. Точки, у яких визначали еквівалентні напруження, показані на рис. 3.19. Результати обчислення часових залежностей напружень у вказаних характерних точках труби за різних комбінацій навантажень подані на рис. 3.20 - 3.29. Часові залежності глибини вдавлювання кулі в трубу зображені на рис. 3.30 – 3.34. Одержані результати показують, що в центральній точці контакту кулі з трубою еквівалентне напруження у матеріалі, яке на першому етапі деформування труби сягає границі текучості, внаслідок дії внутрішнього тиску зменшується приблизно в 1,5 рази. У той же час, напруження на берегах вм'ятини, які в процесі вдавлювання кулі не досягають границі текучості, внаслідок дії внутрішнього тиску в трубі значно зростають і можуть досягати границі текучості матеріалу. Вм'ятини під дією внутрішнього тиску в трубі значною мірою випростовується.



a



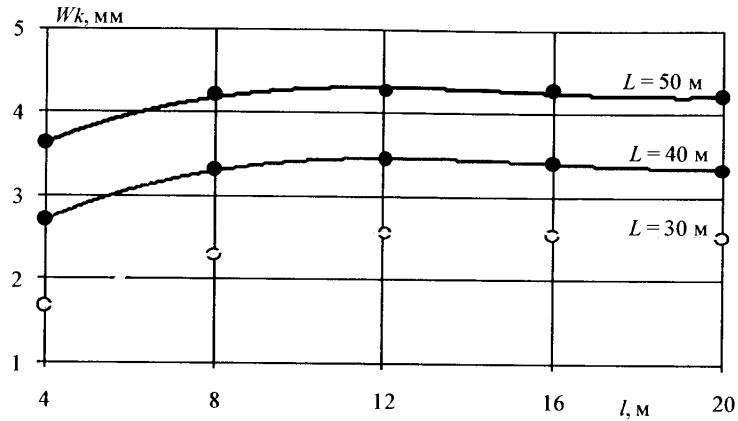
б



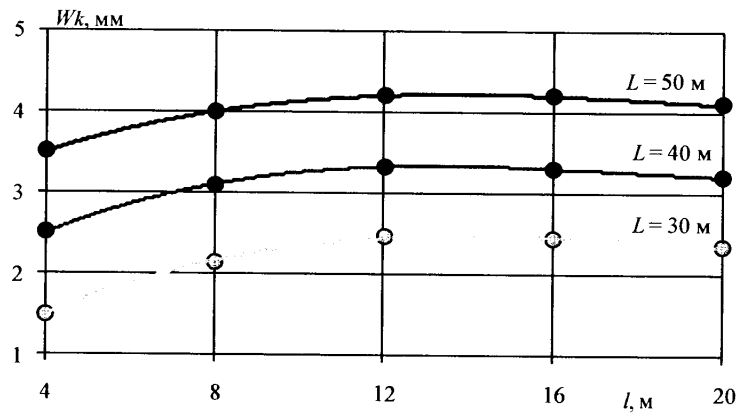
в

a - діаметр 200 мм; б - діаметр 400 мм; в - діаметр 600 мм

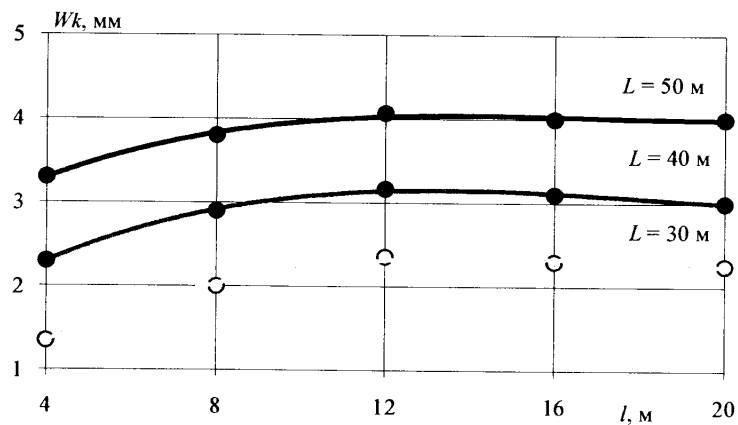
Рисунок 3.14 – Залежність максимального еквівалентного напруження в матеріалі труби у зоні її контакту з кулею від довжини розрахункової моделі l за різних значень довжини прогону трубопроводу L



а



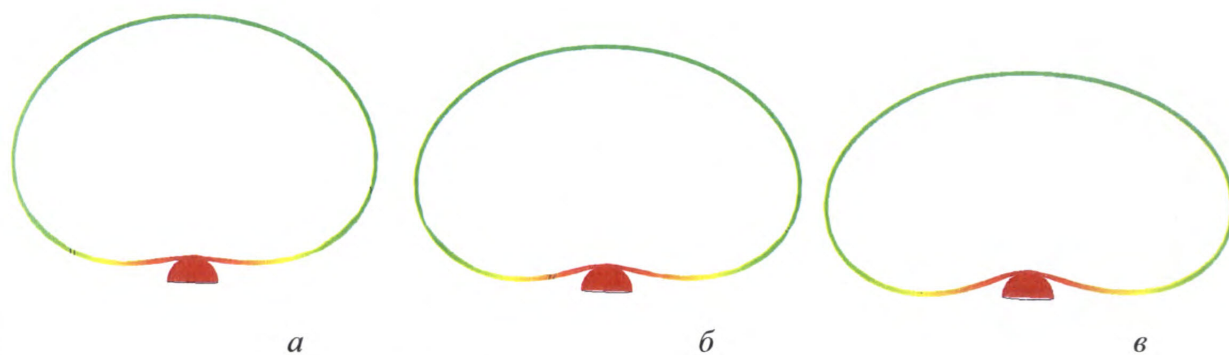
б



в

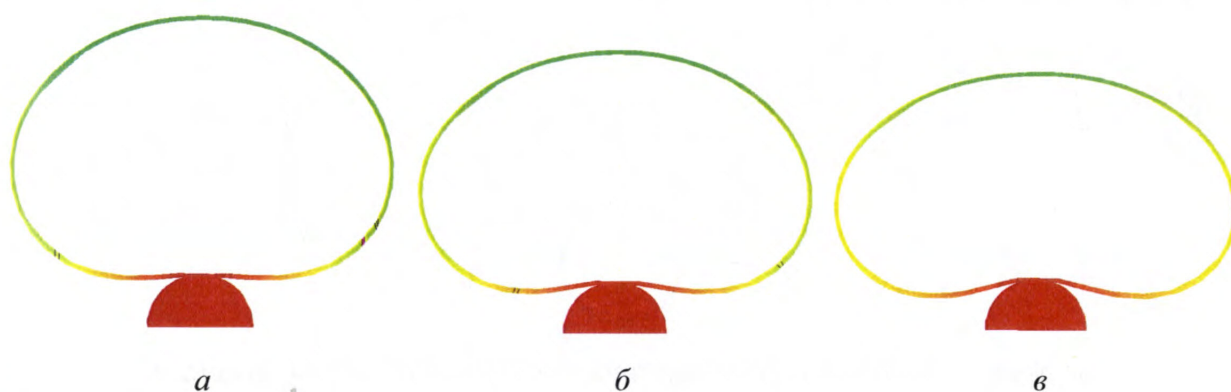
а - діаметр 200 мм; б - діаметр 400 мм; в - діаметр 600 мм

Рисунок 3.15 – Залежність глибини вдавлювання кулі в трубу від довжини розрахункової моделі l за різних значень довжини прогону трубопроводу L



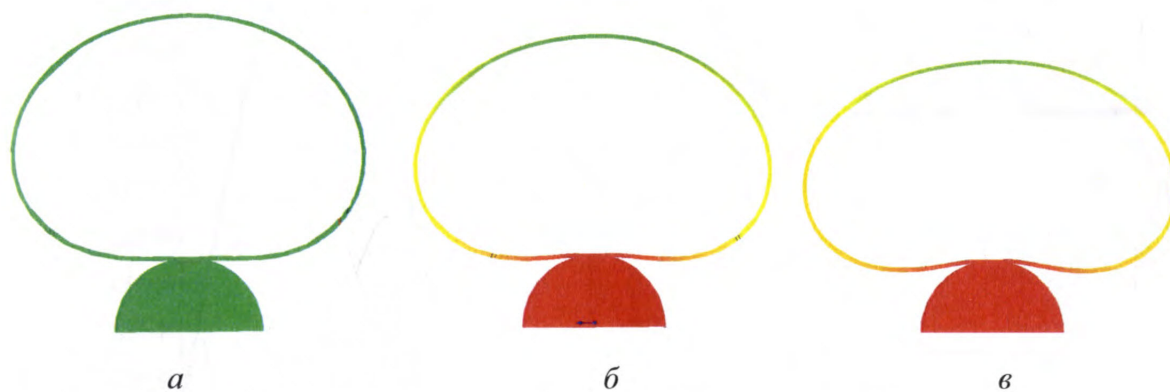
a - довжина 50 м; *б* - довжина 40 м; *в* - довжина 30 м

Рисунок 3.16 – Деформація перерізу труби, розташованого навпроти точки контакту труби з кулею діаметром 200 мм (масштаб переміщення 100:1)



a - довжина 50 м; *б* - довжина 40 м; *в* - довжина 30 м

Рисунок 3.17 – Деформація перерізу труби, розташованого навпроти точки контакту труби з кулею діаметром 400 мм (масштаб переміщення 100:1)



a - довжина 50 м; *б* - довжина 40 м; *в* - довжина 30 м

Рисунок 3.18 – Деформація перерізу труби, розташованого навпроти точки контакту труби з кулею діаметром 600 мм (масштаб переміщення 100:1)

Таблиця 3.3 – Залежність глибини вдавлювання кулі від довжини труби та діаметра кулі

| Діаметр кулі, мм | Глибина вдавлювання кулі, см | | |
|------------------|------------------------------|---------------|---------------|
| | Довжина труби | Довжина труби | Довжина труби |
| | 30 м | 40 м | 50 м |
| 200 | 2,574 | 3,444 | 4,280 |
| 400 | 2,471 | 3,327 | 4,207 |
| 600 | 2,356 | 3,165 | 4,069 |

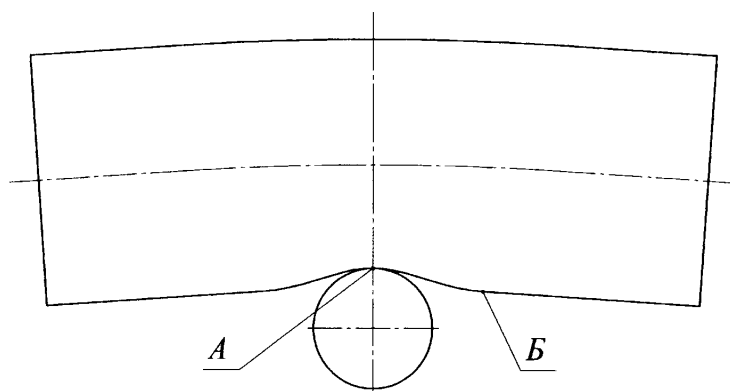


Рисунок 3.19 – Точки вимірювання еквівалентних напружень

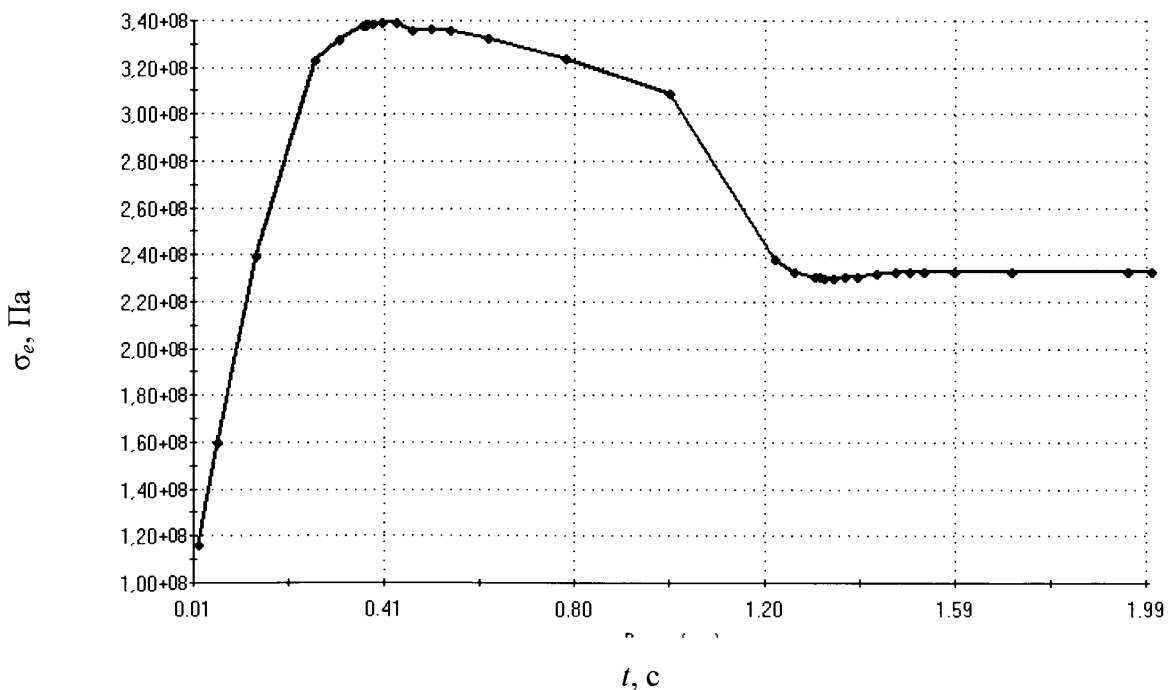


Рисунок 3.20 – Графік еквівалентного напруження у трубі в зоні контакту з півкулею (точка А): $M = 1,875$ МНм, $Q = 312$ кН

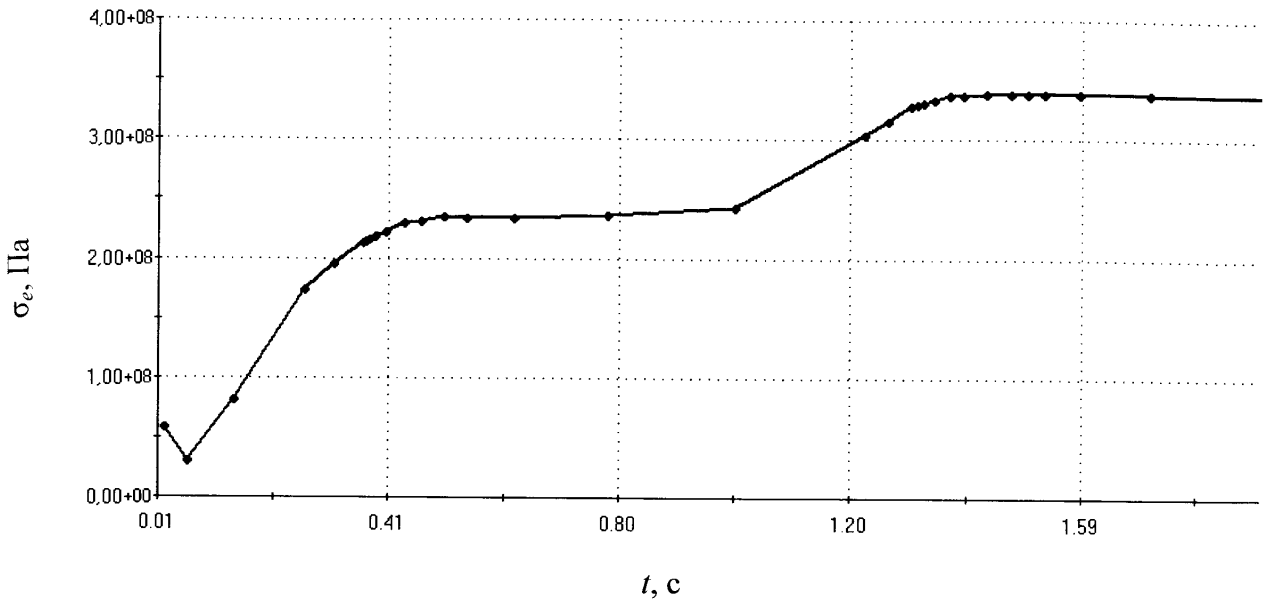


Рисунок 3.21 – Графік еквівалентного напруження у трубі у місці переходу вм'ятини (точка Б): $M = 1,875$ МНм, $Q = 312$ кН

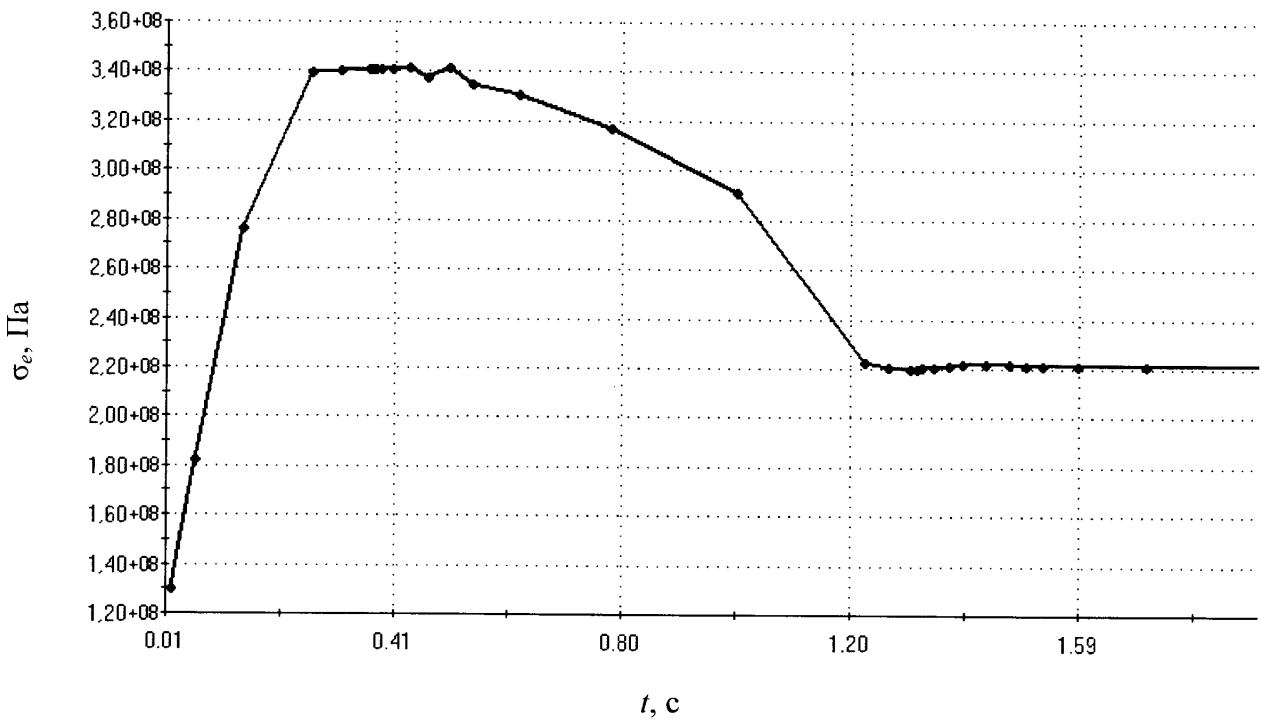


Рисунок 3.22 – Графік еквівалентного напруження у трубі в зоні контакту з півкулею (точка А): $M = 2,375$ МНм, $Q = 337$ кН

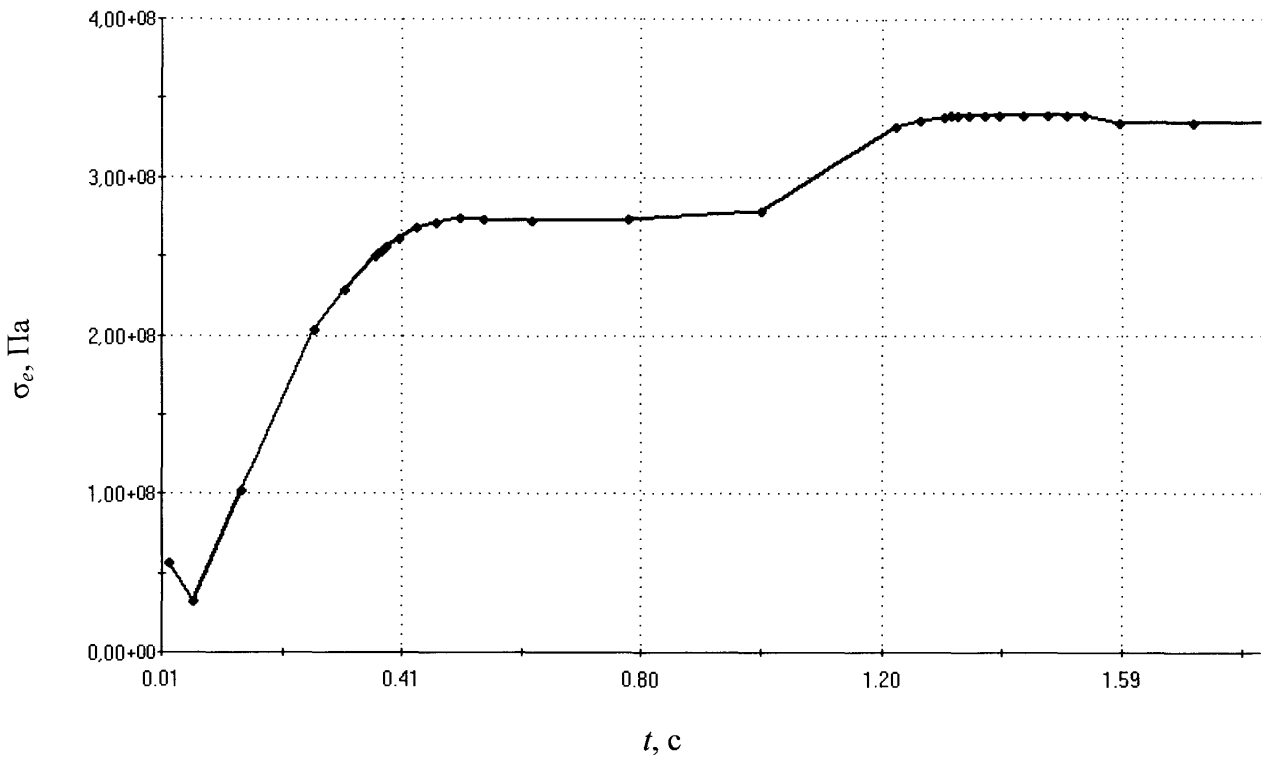


Рисунок 3.23 – Графік еквівалентного напруження у трубі в місці переходу вмітини (точка Б): $M = 2,375$ МНм, $Q = 337$ кН

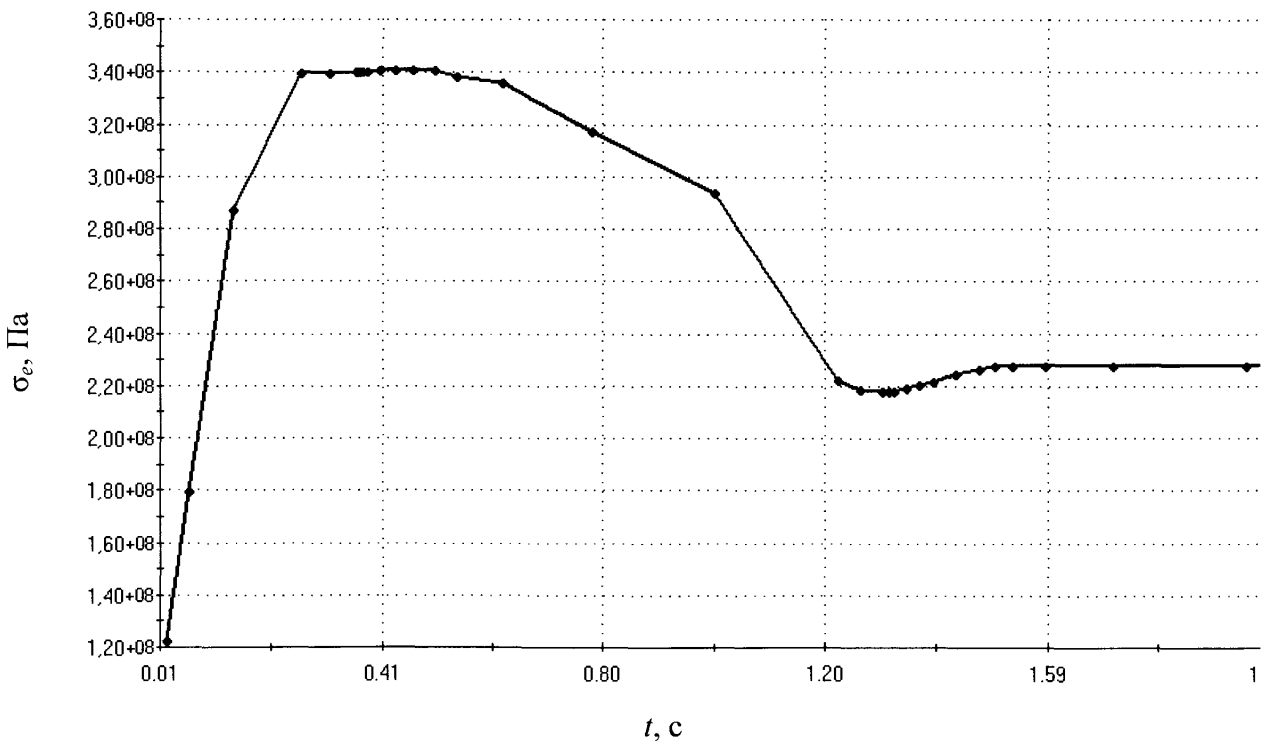


Рисунок 3.24 – Графік еквівалентного напруження у трубі в зоні контакту з півкулею (точка А): $M = 2,875$ МНм, $Q = 362$ кН

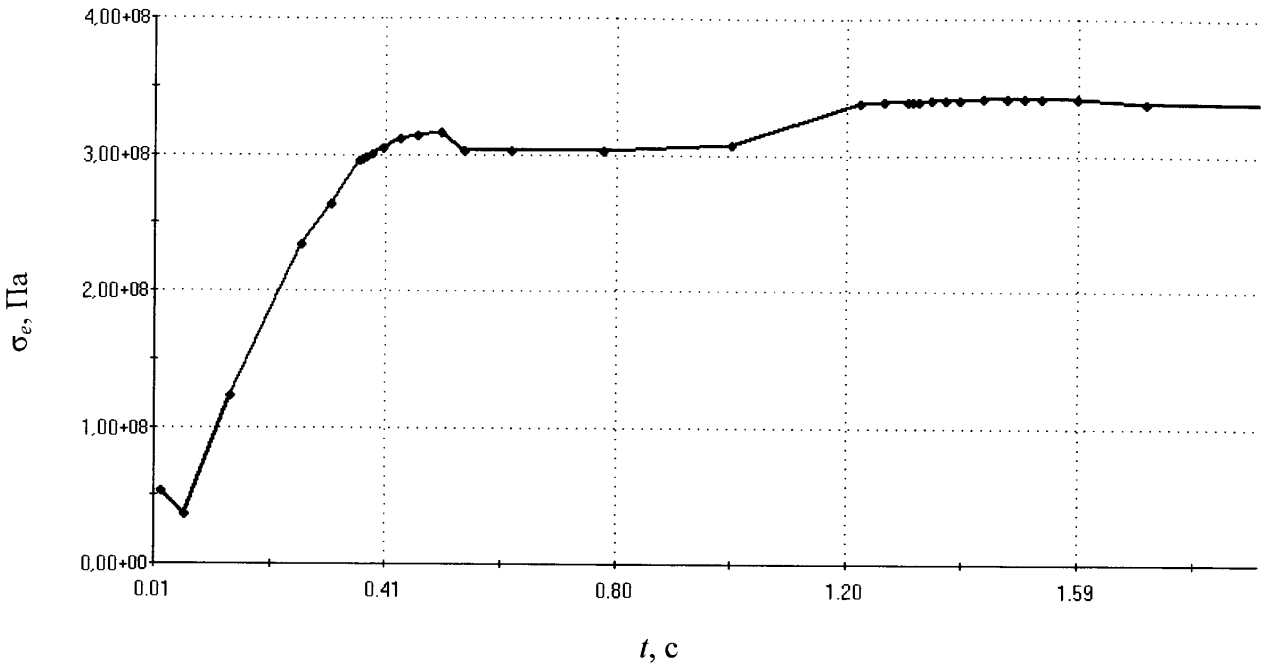


Рисунок 3.25 – Графік еквівалентного напруження у трубі в місці переходу вм'ятини (точка Б): $M = 2,875$ МНм, $Q = 362$ кН

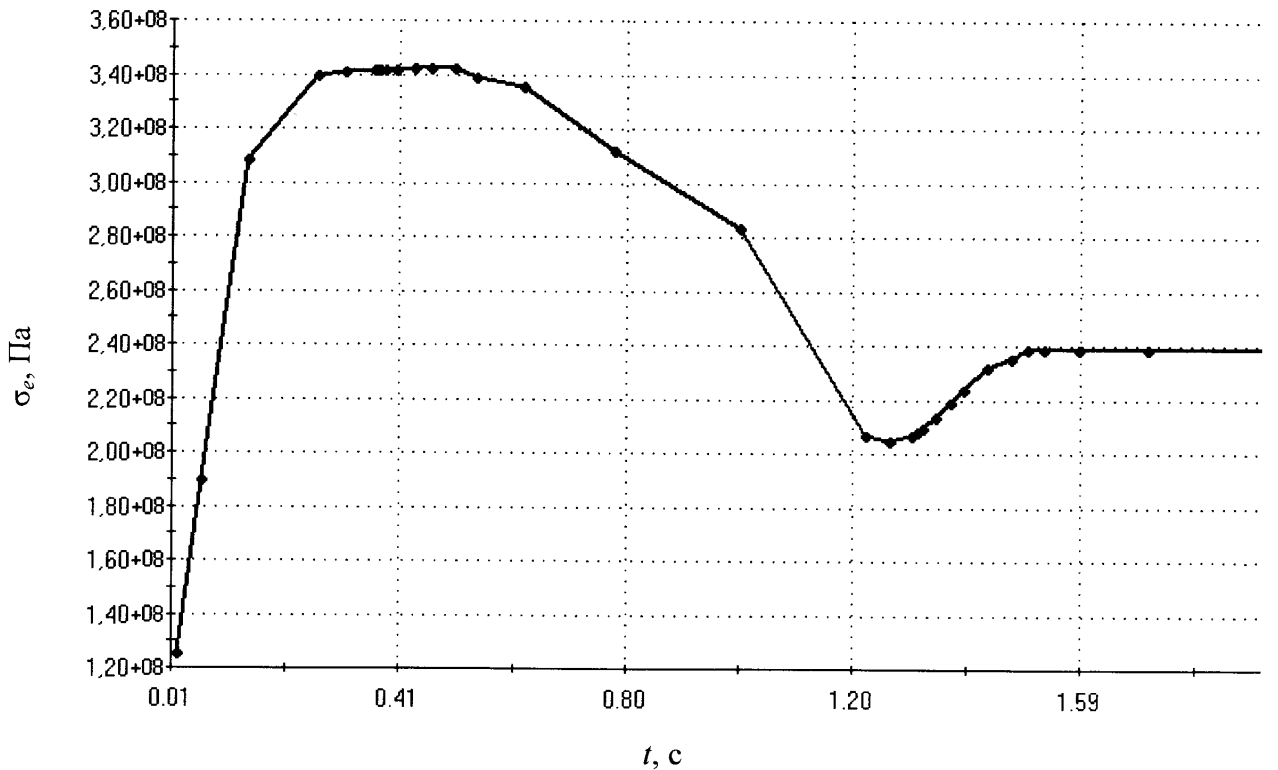


Рисунок 3.26 – Графік еквівалентного напруження у трубі в зоні контакту з півкулею (точка А): $M = 3,375$ МНм, $Q = 387$ кН

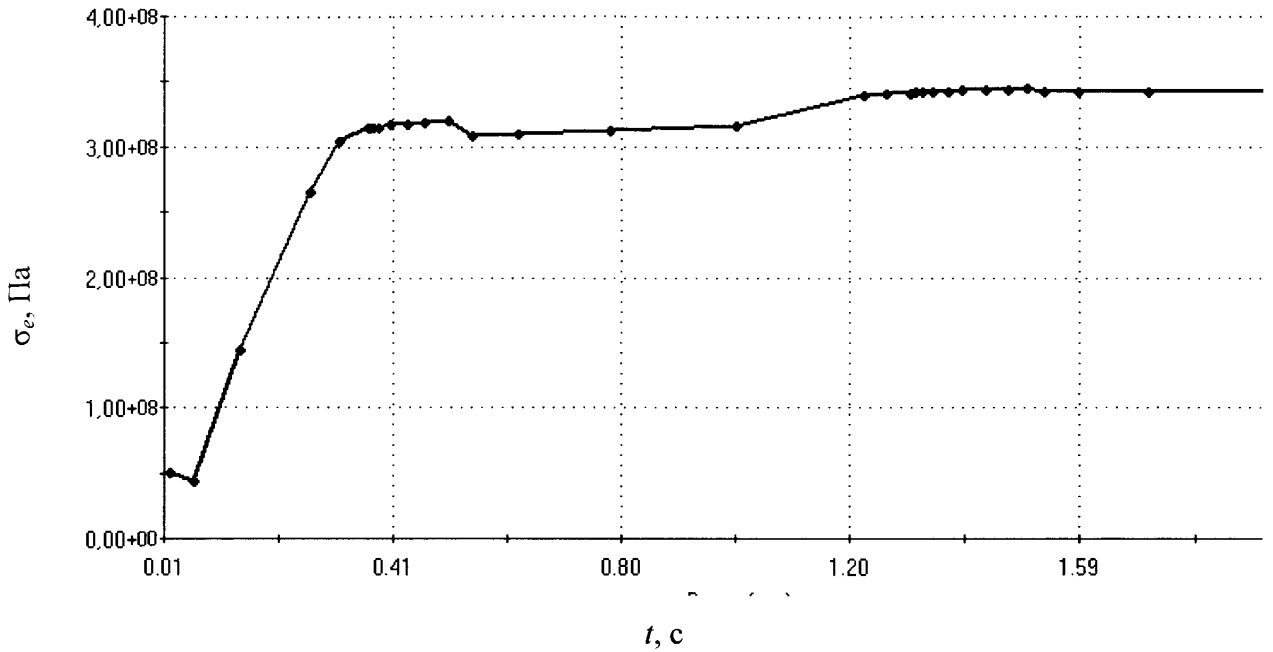


Рисунок 3.27 – Графік еквівалентного напруження у трубі у місці переходу вм'ятини (точка Б): $M = 3,375$ МНм, $Q = 387$ кН

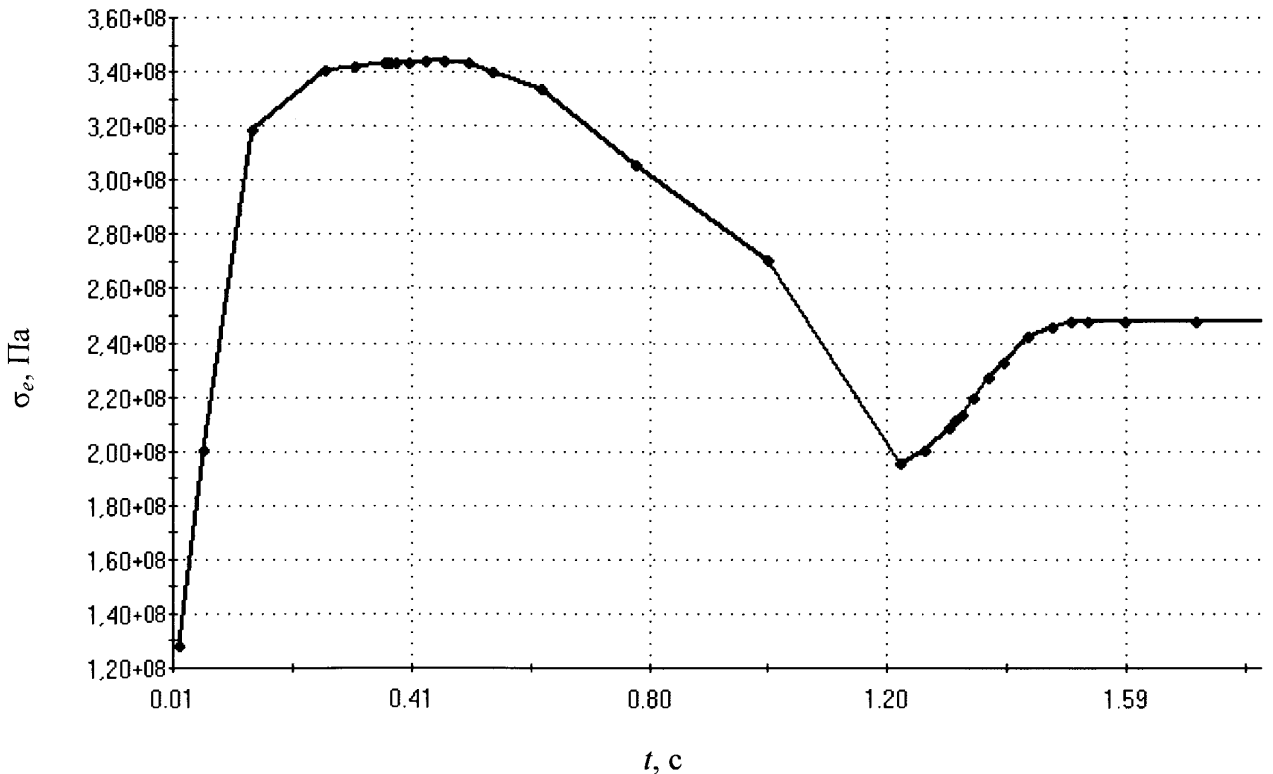


Рисунок 3.28 – Графік еквівалентного напруження у трубі у зоні контакту з півкулею (точка А): $M = 3,875$ МНм, $Q = 412$ кН

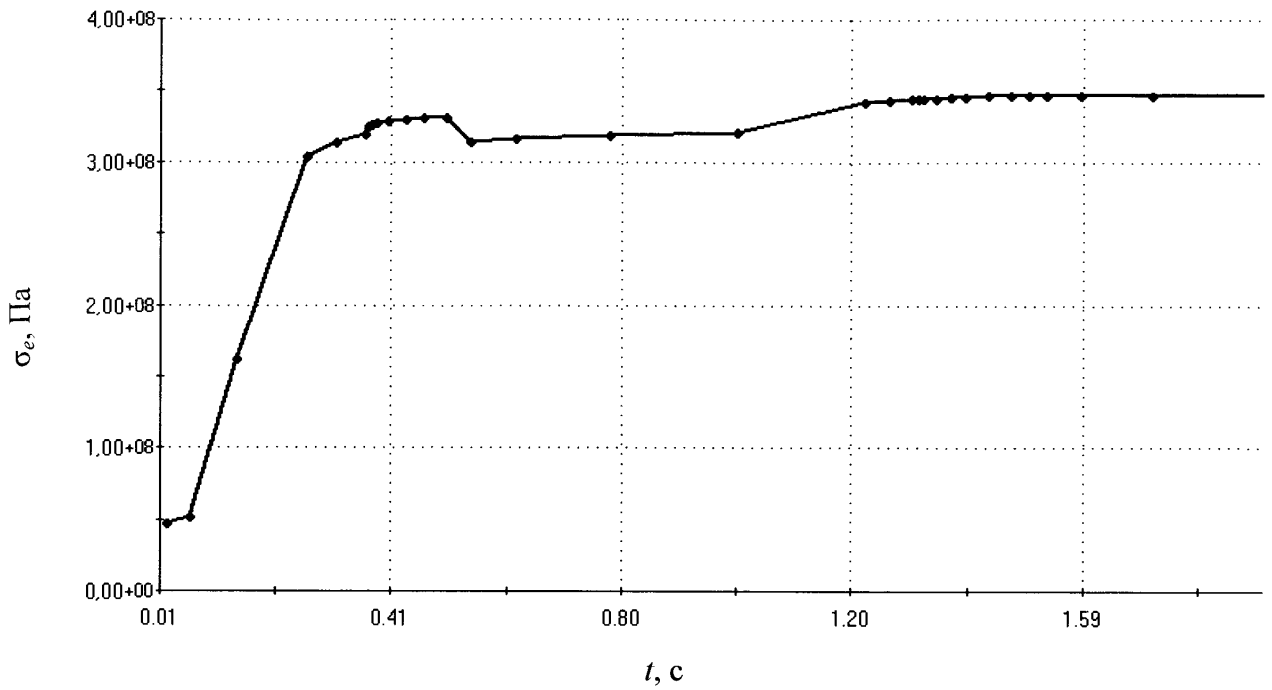


Рисунок 3.29 – Графік еквівалентного напруження у трубі у місці переходу вм'ятини (точка Б): $M = 3,875$ МНм, $Q = 412$ кН

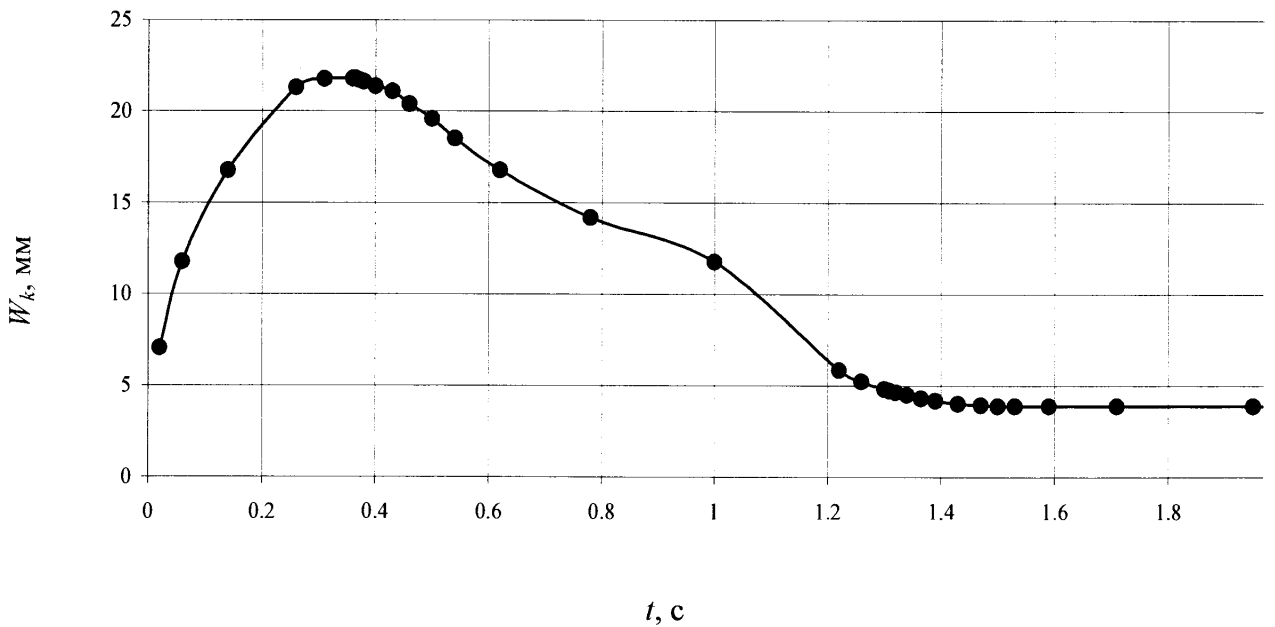


Рисунок 3.30 – Часова залежність глибини вдавлювання кулі у трубу:

$$M = 1,875 \text{ МНм}, Q = 312 \text{ кН}$$

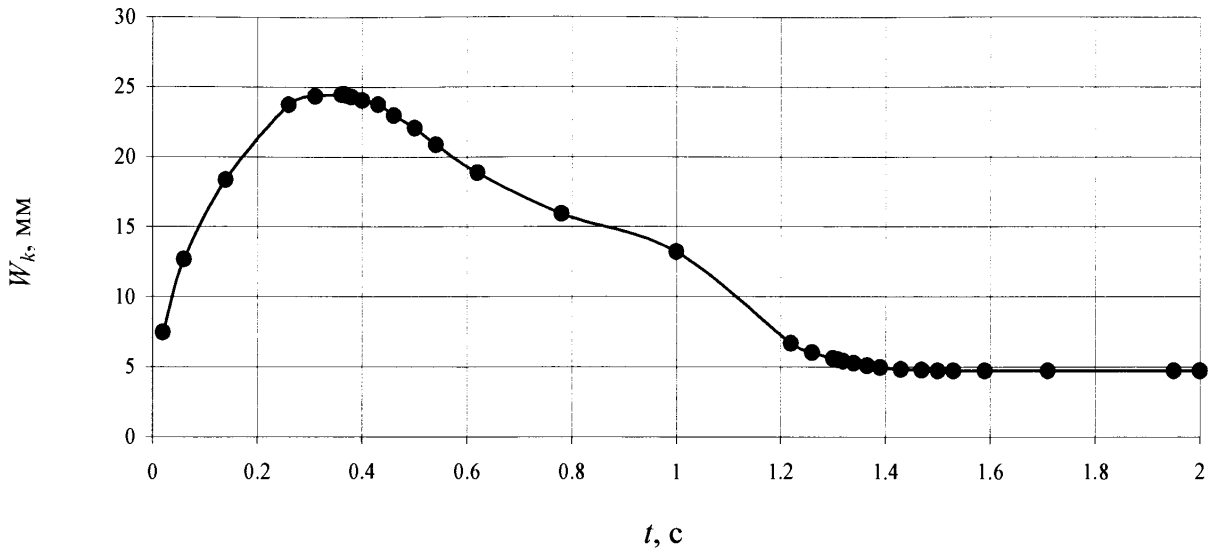


Рисунок 3.31 – Часова залежність глибини вдавлювання кулі у трубу:

$$M = 2,375 \text{ MNm}, Q = 337 \text{ кН}$$

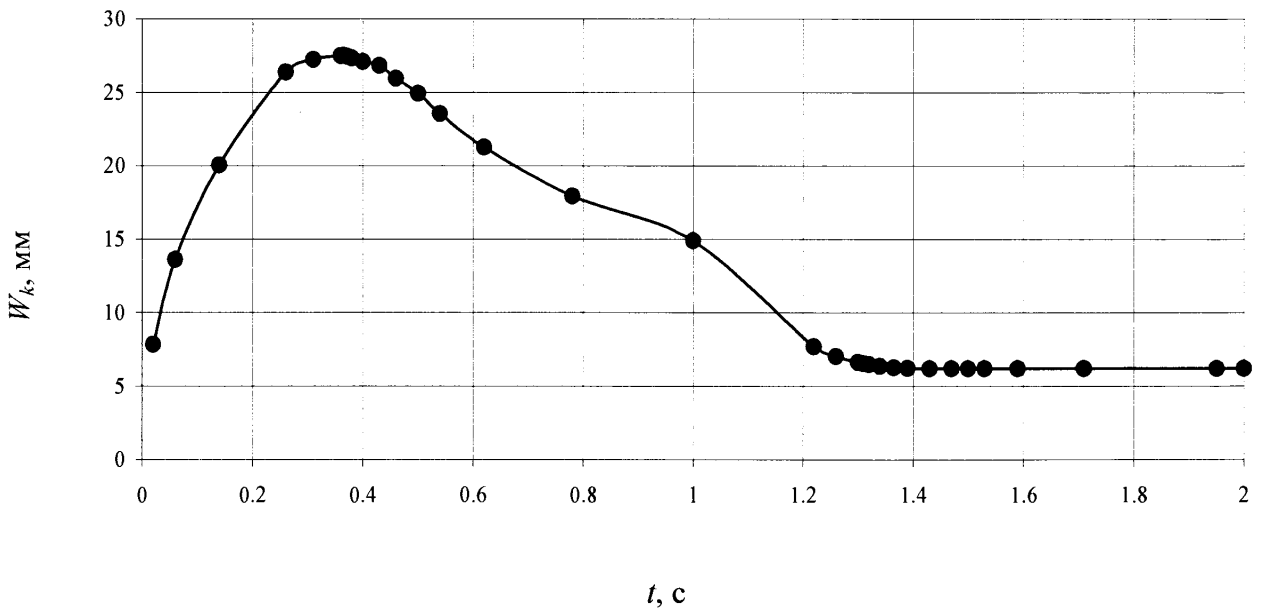


Рисунок 3.32 – Часова залежність глибини вдавлювання кулі у трубу:

$$M = 2,875 \text{ MNm}, Q = 362 \text{ кН}$$

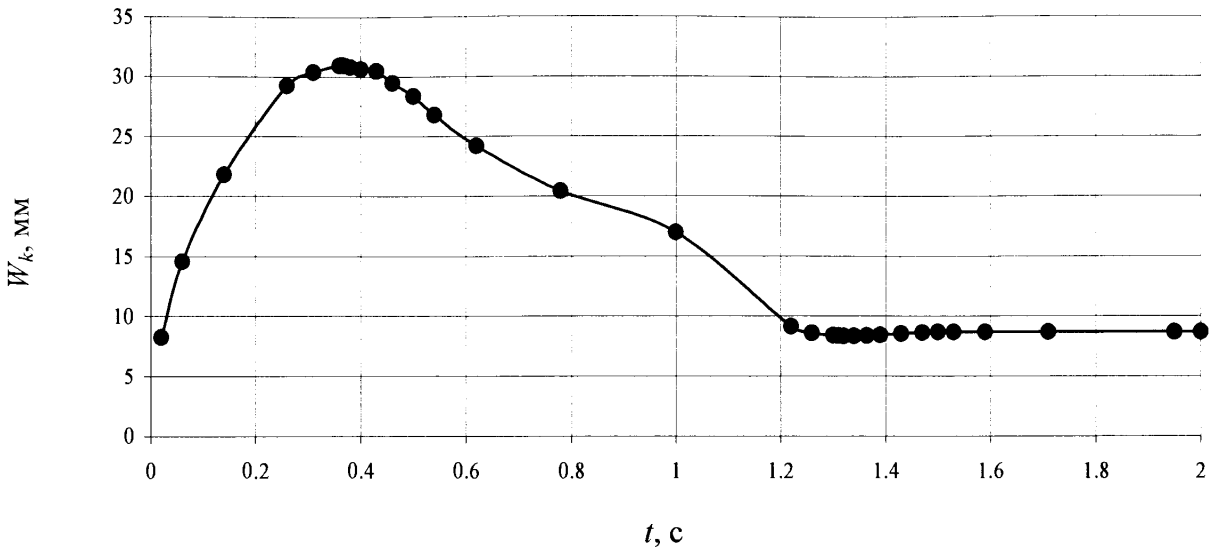


Рисунок 3.33 – Часова залежність глибини вдавлювання кулі у трубу:

$$M = 3,375 \text{ MNm}, Q = 387 \text{ kN}$$

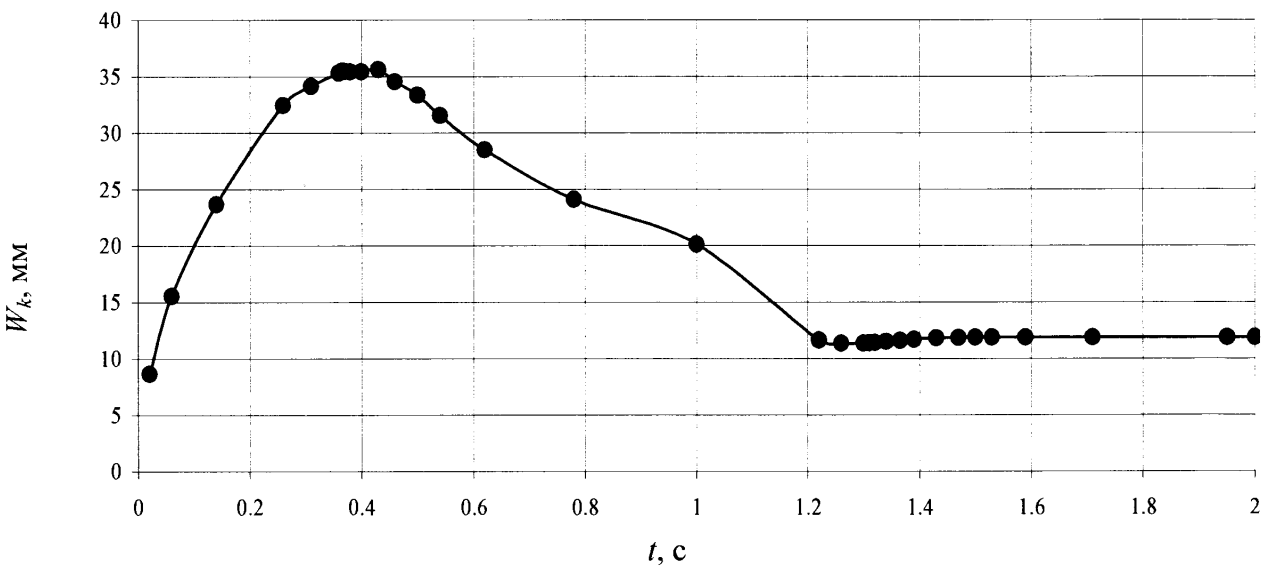
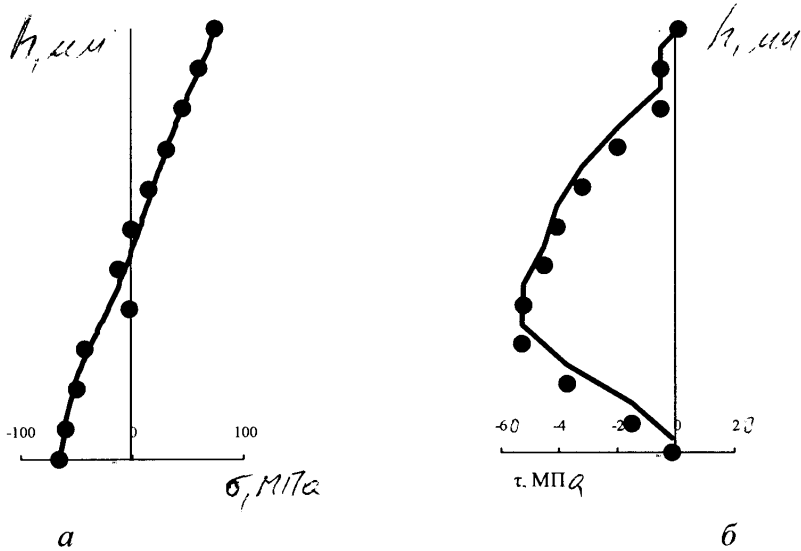


Рисунок 3.34 – Часова залежність глибини вдавлювання кулі у трубу:

$$M = 3,875 \text{ MNm}, Q = 412 \text{ kN}$$

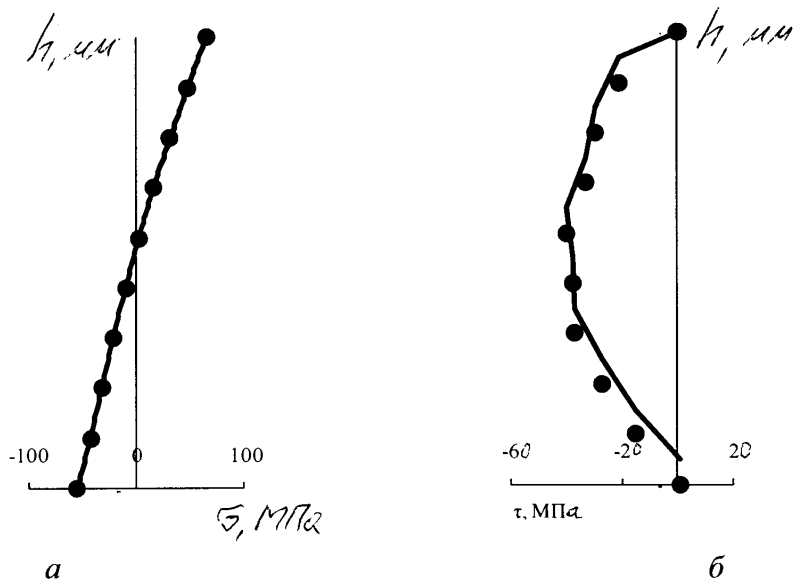
Епюри нормальних і дотичних напружень, наведені на рис. 3.35 – 3.37, свідчать про узгодженість результатів аналізу напружено-деформованого стану відрізка труби із загальною теорією згину балок (рис. 3.35, 3.36) та про наявність концентрації напружень в околі зони вдавлювання кулі в трубу

(рис. 30). Це підтверджує доцільність застосування оболонкової моделі труби для дослідження напружено-деформованого стану матеріалу, а також коректність заданих граничних умов під час проведення досліджень.



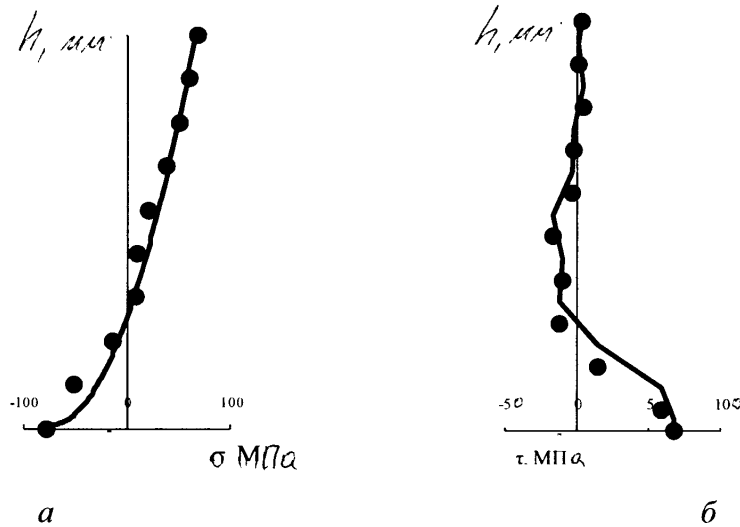
нормальних (а); дотичних (б)

Рисунок 3.35 – Розподіл напружень у поперечному перерізі моделі труби на відстані 2 м від торця



нормальних (а); дотичних (б)

Рисунок 3.36 Розподіл напружень у поперечному перерізі моделі труби на відстані 4 м від торця



нормальних (а); дотичних (б)

Рисунок 3.37 – Розподіл напружень у поперечних перерізах моделі труби на відстані 6 м від торця (у площині симетрії моделі труби)

Висновки до розділу 3

1. На основі аналізу напружено-деформованого стану труби одержана формула, яка дає можливість обчислити згинальний момент у поперечному перерізі труби з урахуванням пружних і пластичних деформацій за відомим радіусом кривизни осі труби. Як свідчать результати досліджень, за наявності пластичних деформацій матеріалу його межа текучості суттєво впливає на значення згинального моменту, що необхідно враховувати під час проектування пристроїв для центрування з'єднаних кінців труб під час капітального ремонту газопроводу.

2. На основі застосування схематизованої діаграми розтягу, розглянуто вплив зміцнення матеріалу в процесі пружно-пластичного деформування труби на значення згинального моменту. Показано, що зростання напружень у матеріалі із збільшенням відносних лінійних деформацій за межею пружності може обумовити збільшення згинального моменту у поперечному перерізі труби на 20–30%.

3. Розрахунки напружено-деформованого стану газопроводу показують, що згинальні моменти у його поперечних перерізах, викликані локальною взаємодією труби з опорою, можуть поширюватися на значну відстань, що призводить до суттєвих зміщень стиків труби в процесі капітального ремонту. Для центрування з'єднаних кінців трубопроводу доцільно одночасно застосовувати спеціальні притискні вантажі та стяжні пристрої, що дає можливість забезпечувати належну точність з'єднання і запобігає виникненню надмірних монтажних напружень у трубах.

4. Шляхом моделювання локального пружно-пластичного деформування труби як циліндричної оболонки внаслідок її взаємодії з абсолютно твердим тілом у вигляді кулі, з'ясовано, що в центральній точці контакту кулі з трубою еквівалентне напруження у матеріалі, яке на першому етапі деформування труби сягає границі текучості, внаслідок дії внутрішнього тиску зменшується приблизно в 1,5 рази. У той же час, напруження на берегах вм'ятини, які в процесі вдавлювання кулі не досягають границі текучості, внаслідок дії внутрішнього тиску в трубі значно зростають і можуть досягати границі текучості матеріалу. Вм'ятини під дією внутрішнього тиску в трубі практично повністю випростовується.

5. Епюри нормальних і дотичних напружень у поперечних перерізах труби, одержані під час моделювання її напружено-деформованого стану в умовах дії локальних навантажень, свідчать про узгодженість результатів розрахунків із загальною теорією згину та про наявність концентрації напружень в околі зони вдавлювання кулі в трубу. Це підтверджує доцільність застосування оболонкової моделі труби для дослідження напружено-деформованого стану матеріалу, а також коректність заданих граничних умов під час проведення досліджень.

РОЗДІЛ 4

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНЕ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ЛОКАЛЬНИХ ПЛАСТИЧНИХ ДЕФОРМАЦІЙ НА НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНИЙ СТАН ТРУБОПРОВОДІВ

4.1 Експериментальне визначення напружено-деформованого стану труби в зоні локальних пластичних деформацій

В процесі внутрішньотрубної діагностики МГ «Івацевичі-Долина» були виявлені ділянки з вм'ятинами, що наведені на рис. 4.1. Вмятини утворилися внаслідок опирання трубопроводу на кам'яну плиту. На рис. 4.2. показані фрагменти трубопроводу з вм'ятиною в основному металі і біля зварного шва.

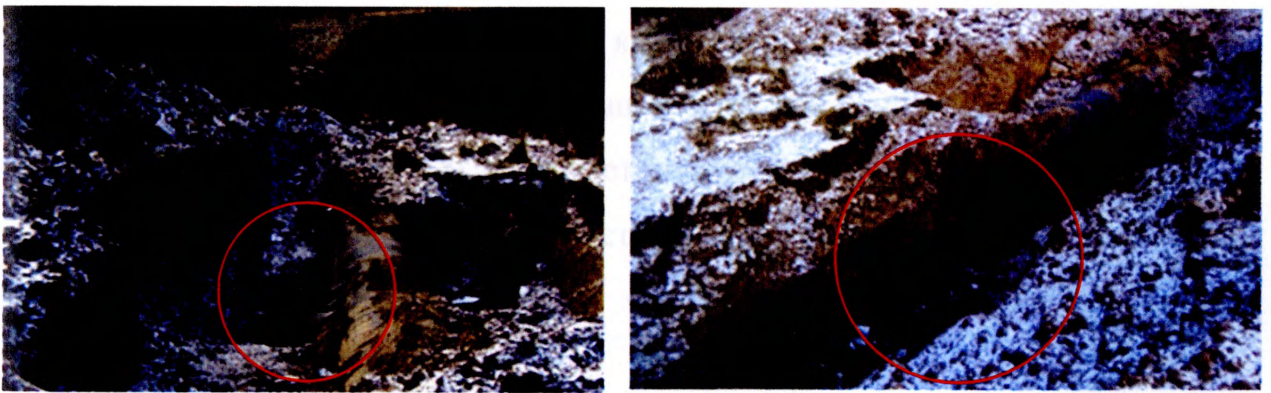


Рисунок 4.1 – Ділянка МГ «Івацевичі-Долина III нитка», яка опирається на кам'яну плиту



Рисунок 4.2 – Фрагменти трубопроводу з вм'ятиною

4.1.1 Устаткування для дослідження напружено-деформованого стану труби в зоні локальних пластичних деформацій. Дослідження впливу локальних пластичних деформацій проводили на випробувальному напірному резервуарі загальний вид якого, наведений на рис. 4.3, рис. 4.4. Схема установки циліндричних котушок труб сферичних днищ і патрубків показана на рис. 4.3. Геометричні характеристики складових випробувального резервуара і марки сталей з яких вони виготовлені наведені в табл. 4.1, а основні механічні характеристики їх матеріалів згідно сертифікатів – в табл. 4.2.

Напірний резервуар змонтований із котушки 5 з вм'ятиною, кілець 2, 4, 6 і 7, конусного перехідника 3 і двох сферичних днищ 1 і 8. Котушка 5 з зоною локальних пластичних деформацій була виявлена під час внутрішньотрубної діагностики діючого МГ “Івацевичі-Долина”. Для закріплення арматури, по якій подається вода був приварений спеціальний патрубок 9, а для стравлення повітря встановлений штуцер з пробкою 10 (див. рис. 4.3).

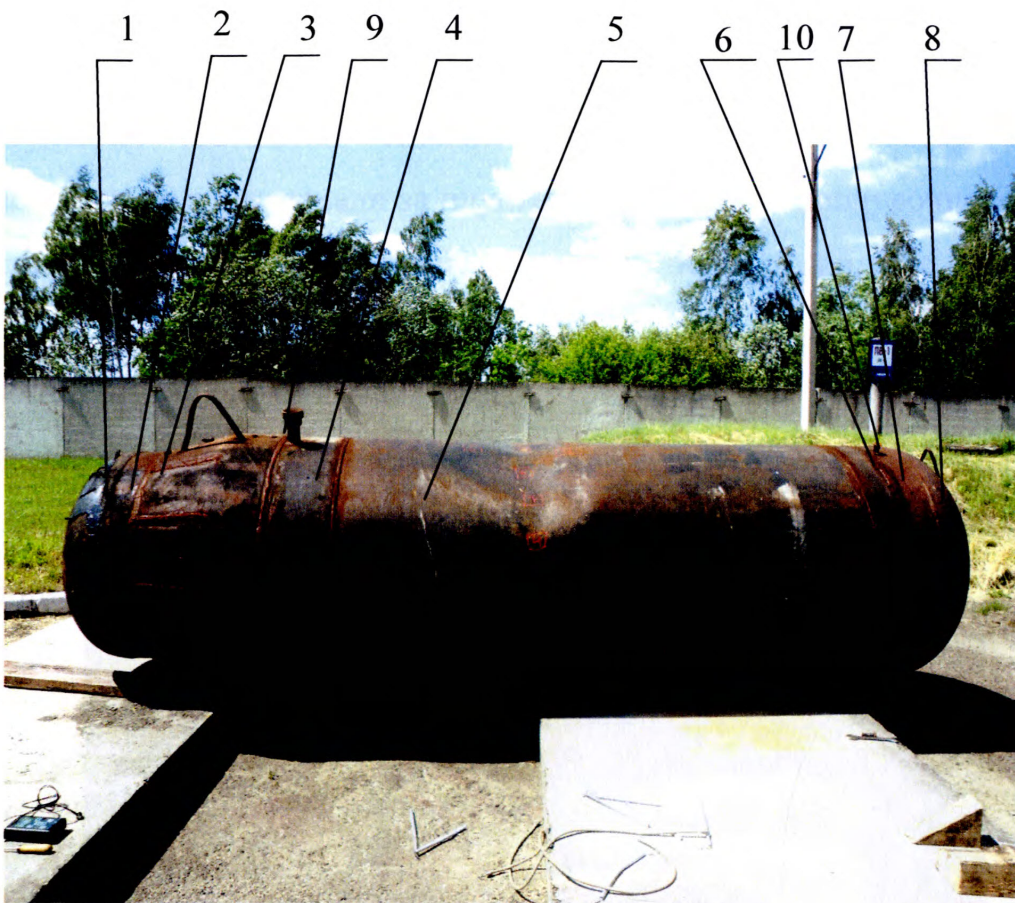


Рисунок 4.3 – Загальний вигляд випробувального напірного резервуара



Рисунок 4.4 – Ділянка випробувального резервуара з вм'ятиною

Якість зварних з'єднань перевірялась візуальним контролем і за допомогою рентгеноскопії та ультразвукової дефектоскопії.

Випробувальний напірний резервуар піддавався гідравлічному випробуванню статичним тиском. Створення надлишкового тиску за допомогою води здійснювали за плунжерною помпою продувочного агрегата А-30, який змонтований на шасі автомобілі “Краз” (див. рис. 4.5). Тиск у резервуарі контролювали манометром МО. Продувочний агрегат дозволяв створювати надлишковий тиск у резервуарі до 30 МПа.

Зварювання замикаючого стика резервуару проводили при $t^{\circ} = 3^{\circ} \text{C}$, експериментальні випробування проводили при $t^{\circ} = 29^{\circ} \text{C}$. Сумарна площа вм'ятини дорівнювала $0,48 \text{ м}^2$. Максимальний прогин вм'ятини 65 мм.



Рисунок 4.5 – Створення надлишкового тиску в резервуарі за допомогою продувочного агрегата А-30

Величини кільцевих σ_k і осьових σ_m напружень від внутрішнього тиску в котушках резервуара обчислювались за відомими формулами

$$\sigma_k = \frac{pD_B}{2\delta}; \quad \sigma_m = \frac{pD_B}{4\delta}, \quad (4.1)$$

де D_B - внутрішній діаметр складових частин резервуара; δ - залишкова товщина їх стінок; p - внутрішній тиск в резервуарі.

Таблиця 4.1 – Геометричні характеристики і марки сталей складових резервуара

| № складових резервуара | Зовнішній діаметр D_3 , мм | Довжина l , мм | Товщина стінки δ , мм | Форма | Марка сталі |
|------------------------|------------------------------|------------------|------------------------------|---------------------|-------------|
| 1 | 1020 | 200 | 22 | півсферичне днище | 09Г2С |
| 2 | 1020 | 250 | 18 | перехідне кільце | 17Г1С |
| 3 | $\frac{1020}{1220}$ | 700 | 16 | конусний перехідник | 17Г1С |
| 4 | 1220 | 400 | 14 | перехідне кільце | 17Г1С |
| 5 | 1220 | 2430 | 12 | циліндрична котушка | 17Г1С |
| 6 | 1220 | 300 | 16 | перехідне кільце | 17Г1С |
| 7 | 1220 | 250 | 18 | перехідне кільце | 17Г1С |
| 8 | 1220 | 250 | 22 | півсферичне днище | 09Г2С |

Таблиця 4.2 – Основні механічні характеристики матеріалу котушок

| № складових резервуара | Марка сталі | Границя міцності МПа | Границя текучості, МПа | Відносне видовження, % | Ударна в'язкість основного металу, % KCV, Дж/см ² | Ударна в'язкість зварного з'єднання, KCV, Дж/см ² | Доля в'язкої складової в зломі зразків DWTT, % |
|------------------------|-------------|----------------------|------------------------|------------------------|--------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|
| 1;8 | 09Г2С | 520 | 340 | 22 | 61 | 29,0 | 81 |
| 3;6 | 17Г1С | 570 | 400 | 24 | 58 | 51 | 89 |
| 5 | 17Г1С | 580 | 410 | 25 | 47 | 42 | 87 |
| 2;4;7 | 17Г1С | 575 | 360 | 23,5 | 48 | 39 | 83 |

Масова доля елементів сталі 17Г1С вибрана згідно сертифікатів наведена в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Масова доля елементів сталі 17Г1С (згідно сертифікатів)

| № котушки | Номер сертифікату | C | Mn | Si | S | P | Al | C _{екв} | Mo | V | Nb | Ti | Cu | Ni | Cr |
|-----------|-------------------|------|------|------|-------|-------|-------|------------------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|
| I | 2116 | 0,18 | 1,37 | 0,5 | 0,025 | 0,02 | 0,008 | 0,46 | 0,001 | 0,004 | 0,029 | 0,015 | 0,01 | 0,02 | 0,02 |
| II | 9Y2901 | 0,09 | 1,5 | 0,25 | 0,003 | 0,017 | 0,029 | 0,43 | 0,001 | 0,004 | | 0,013 | 0,01 | 0,02 | 0,02 |

Розглянутий випробувальний напірний резервуар представляє собою тонкостінну осесиметричну оболонку, в якій присутні головні напруження σ_k і σ_m . Третє головне напруження направлено нормально до поверхні резервуара, максимальне значення якого рівне силі тиску p в резервуарі. В тонкостінних резервуарах завжди кільцеві σ_k і осьові σ_m напруження значно більші від внутрішнього тиску p . При цьому кільцеві напруження σ_k вдвоє більші від осьових напружень σ_m .

Оскільки в газопроводах сила тиску газу на багато менша від кільцевого і осьового напружень в тілі труби, тому рахуємо, що матеріал оболонки знаходиться в плоскому напруженому стані. Еквівалентні напруження визначимо використовуючи теорію Мізеса – Губера

$$\sigma_E = \sqrt{\sigma_k^2 - \sigma_k \sigma_m + \sigma_m^2}. \quad (4.2)$$

Результати розрахунків компонентів напружень для котушки 5 зведені в таблицю 4.4.

Результати наведені в табл. 4.4 пораховані для недеформованої частини котушки 5. Оскільки ті частини резервуара, що примикають до сферичних днищ не відповідають умовам безмоментної теорії оболонок.

4.1.2. Визначення НДС труби електромагнітним методом. Для визначення напруженого стану різних ділянок складових резервуара використовували прилад «MESTR-411» (1) (див. рис. 4.6). Вимірювання проводили в наступній послідовності. На циліндричній поверхні випробувального резервуара встановлювали спеціальну підставку (2),

Таблиця 4.4 – Результати розрахунків компонентів напружень для котушки 5

| № п/п | p , МПа | σ_k , (МПа) | σ_m , (МПа) | σ_E , (МПа) | $\frac{\sigma_E}{\sigma_T} \cdot 100\%$ | $\frac{\sigma_E}{\sigma_B} \cdot 100\%$ |
|-------|-----------|--------------------|--------------------|--------------------|-----------------------------------------|-----------------------------------------|
| 1 | 1,0 | 49,8 | 24,9 | 43,1 | 10,5 | 7,43 |
| 2 | 2,0 | 99,6 | 49,8 | 86,3 | 21,1 | 14,9 |
| 3 | 3,0 | 149,4 | 74,7 | 129,4 | 31,6 | 22,3 |
| 4 | 4,0 | 199,2 | 99,6 | 172,5 | 42,1 | 29,7 |
| 5 | 5,0 | 249,0 | 124,5 | 215,6 | 52,6 | 37,2 |
| 6 | 6,0 | 298,8 | 149,4 | 258,8 | 63,1 | 44,6 |
| 7 | 7,0 | 348,6 | 174,3 | 301,9 | 73,6 | 52,1 |
| 8 | 8,0 | 398,4 | 199,2 | 345,0 | 84,2 | 59,5 |
| 9 | 9,0 | 448,2 | 224,1 | 388,2 | 94,7 | 66,9 |
| 10 | 10,0 | 498,0 | 249,0 | 431,3 | 105,2 | 74,4 |
| 11 | 11,0 | 547,8 | 273,9 | 474,4 | 115,7 | 81,8 |
| 12 | 12,0 | 597,6 | 298,8 | 517,5 | 126,2 | 89,2 |

що притискалася до поверхні резервуара за допомогою гнучкого елемента (3), в якій розміщували давач трансформаторного типу (4). Після чого знімали покази приладу вздовж і перпендикулярно до поздовжньої осі резервуара відповідно N_{1i} і N_{2i} ($i=1, n$). Далі, східчасто збільшуючи навантаження, змінюючи тиск p в резервуарі з кроком $\Delta p = 1$ МПа, фіксували ці покази приладу. При цьому вимірювання проводили декілька разів і визначали їх середнє значення. Потім розраховували зміну магнітного потоку, викликаного напруженням за формулою

$$N_i = \frac{1}{2} [(N_{1i} - N_{2i}) - (N_{10} - N_{20})], \quad i = 1, n. \quad (4.3)$$

Тут N_{10} , N_{20} - початкові покази приладу, що враховують вплив текстури металу для даного трубопроводу із даної марки сталі. Для визначення початкових показів приладу “MESTR-411” доцільно

використовувати аварійний запас труб, або частини труб, які вирізані під час ремонтних робіт.

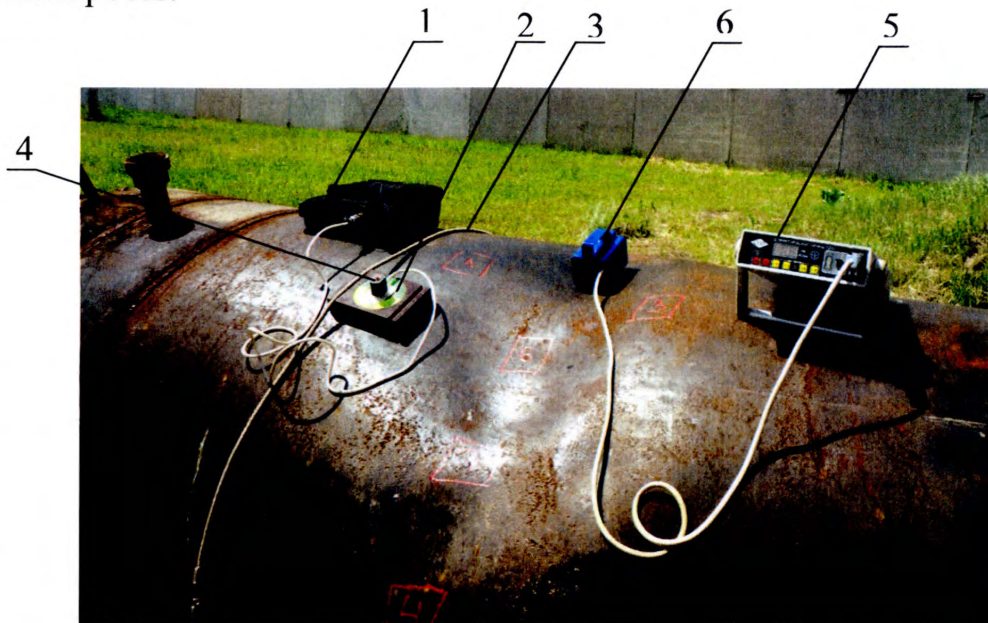


Рисунок 4.6 – Визначення напруженого стану ділянок резервуара магнітним методом (з використанням коерцитиметра КРМ-Ц-К2М і вимірювача напружень MESTR-411)

Визначення тарувального коефіцієнта T проводили на цьому ж випробувальному резервуарі. При цьому давач встановлювали на ділянці, на якій відсутній вплив залишкових зварювальних напружень і локальних пластичних деформацій.

Результати тарування наведені в таблиці 4.5.

Для даної сталі і встановленої чутливості приладу «MESTR - 411»

середнє значення тарувального коефіцієнта $T = \frac{1}{5} \sum_{i=1}^5 T_i = 1,196$ МПа / на

одиницю показів приладу.

Урахування впливу структури металу труби на початкові покази вимірювань проводили на котушці, яку вирізали із МГ в процесі його ремонту. Для цього по чергові знімали покази приладу «MESTR-411», коли давач розміщали перпендикулярно і паралельно до повздовжньої осі котушки відповідно N_{10} і N_{20} . Ці початкові значення показів приладу N_{10} і N_{20}

використовували під час опрацювання експериментальних результатів згідно з виразом (4.3).

Таблиця 4.5 – Визначення тарувального коефіцієнта приладу “MESTR-411”

| № п/п | P , МПа | $\sigma_k - \sigma_m$ (МПа) | $\Delta\sigma_i$ (МПа) | N_i | ΔN_i (ΔA_i) | $T_i = \frac{\Delta\sigma_i}{\Delta N_i}$ |
|-------|--------------|--------------------------------|------------------------|-------|----------------------------------|-------------------------------------------|
| 1 | 1,0 | 18,07 | - | 19 | - | - |
| 2 | 2,0 | 36,14 | 18,07 | 34 | 15 | 1,204 |
| 3 | 3,0 | 54,21 | 18,07 | 48 | 14 | 1,291 |
| 4 | 4,0 | 72,28 | 18,07 | 65 | 17 | 1,063 |
| 5 | 5,0 | 90,35 | 18,07 | 81 | 16 | 1,129 |
| 6 | 6,0 | 108,42 | 18,07 | 95 | 14 | 1,291 |

Визначення напружень в зоні локальних пластичних деформацій у вигляді вм'ятини у котушці (5) випробувального резервуара проводили наступним чином. На поверхню ділянки з вм'ятиною у відповідних точках, зображених на рис. 4.7 почергово фіксували спеціальну підставку (2) з давачем (4) (див. рис. 4.6). В зафіксованих таким чином точках проводили чотирикратно вимірювання і результати усереднювали.

Результати обробки отриманих експериментальних даних наведені в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Результати обробки експериментальних вимірювань напружень ділянки з вм'ятиною котушки 5 випробувального резервуару

| z_n , мм | -400 | -300 | -200 | -100 | 0 | 100 | 200 | 300 | 400 | $N_{10} - N_{20}$ |
|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------|
| N | 154 | 195 | 211 | 218 | 242 | 226 | 205 | 181 | 148 | 27 |
| ΔN | 127 | 168 | 184 | 191 | 215 | 199 | 178 | 154 | 121 | |
| $\sigma_+^E(z_n)$, МПа | 151,9 | 200,9 | 220,1 | 228,4 | 257,1 | 238,0 | 212,9 | 184,2 | 144,7 | |

В усіх дослідженнях кількість повторних вимірювань n складала 4, в табл. 4.6 наведені усереднені значення за чотири вимірами.

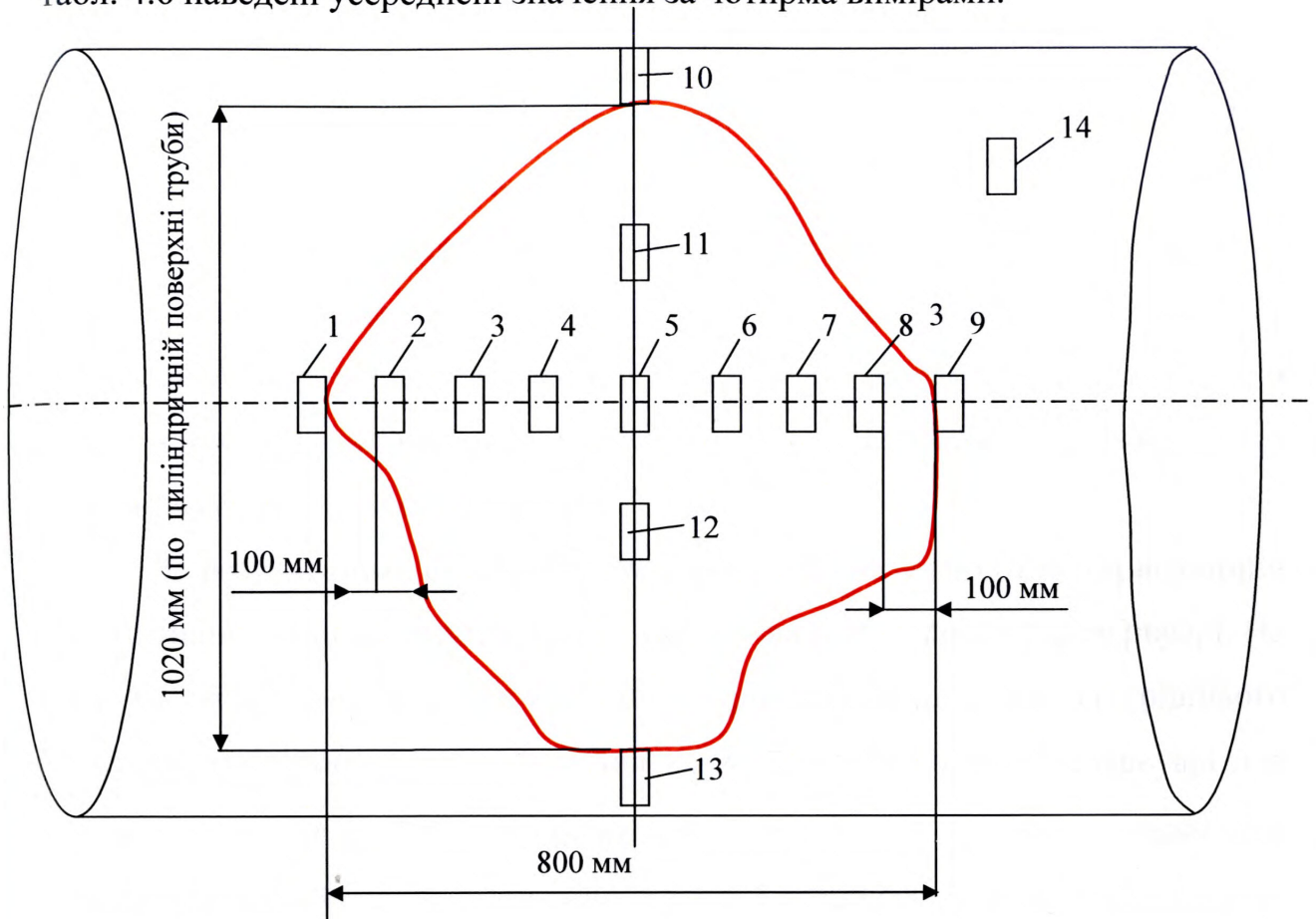


Рисунок 4.7 – Форма і розміри вм'ятини і місця установки давачів на котушці 5 випробувального резервуару

4.1.3 Визначення граничного стану металу ділянок резервуару в зонах локальних пластичних деформацій, з використанням коерцитиметричного методу. Відомо [108], що для сталей в період початку їх експлуатації і до стану передруйнування, величина коерцитивної сили може збільшитись в 2-3 рази. На основі такої властивості розроблено методику оцінки технічного стану несучих металевих конструкцій з використанням коерцитиметричних замірів [108]. Ця методика в останні роки отримала досить широке застосування [26, 85, 108, 148]. Використання коерцитиметрів в процесі тривалої експлуатації МГ також передбачено рядом нормативних документів [85, 127].

Визначення напруженого стану (НС) різних ділянок резервуара проводили за допомогою коерцитиметра КРМ-Ц-К2М, який укомплектований блоком управління (5) і давачем (6) (див. рис. 4.6). Значення коерцитивної сили вимірювали після кожного кроку підняття внутрішнього тиску в резервуарі у точках 1,5,9,10-13, що знаходяться в зоні вм'ятини і точці 14 (див. рис. 4.7), що розміщена поза зоною впливу залишкових напружень від вм'ятини і зварних швів (див. табл. 4.7 і рис. 4.7). Вимірювання проводили відповідно в осьовому напрямку, що співпадає з віссю симетрії циліндричної котушки і в кільцевому напрямку, що перпендикулярний до осі котушки.

За результатами експерименту побудували залежності зміни величини коерцитивної сили від внутрішнього тиску у випробувальному резервуарі. На рис. 4.8. зображені залежності зміни коерцитивної сили від внутрішнього тиску p і еквівалентного напруження σ_E у випробувальному резервуарі для точки 8 (див. рис. 4.8), що розміщена поза зоною впливу залишкових напружень зварних швів і вм'ятини. Крива 1 відображає зміну коерцитивної сили в осьовому напрямку, крива 2 відповідно – в кільцевому напрямку і похила пряма 3 – лінія апроксимації кривої 2. З отриманих графічних залежностей видно, що збільшення деформації тіла котушки супроводжується адекватною зміною коерцитивної сили.

На рис. 4.9 - 4.12 зображені залежності зміни коерцитивної сили в осьовому (криві 1) і кільцевому (криві 2) напрямках, від внутрішнього тиску у випробувальному резервуарі для точок 1, 9, 10, 13 (див. рис. 4.9 – 4.12), які розміщені в зоні переходу від розтягуючих до стискаючих волокон металу стінки труби.

Залежності отримані для точок 5, 11, 12, які розміщені безпосередньо у вм'ятині (див. рис. 4.7) зображені на рис. 4.13 - 4.15. На рис. 4.14 зображені залежності зміни коерцитивної сили в осьовому (крива 1) і кільцевому (крива 2) напрямках, від внутрішнього тиску у випробувальному резервуарі для

точки 5 (див. рис. 4.7), яка розміщена на ділянці вм'ятини з максимальним прогином, що становив 65 мм.

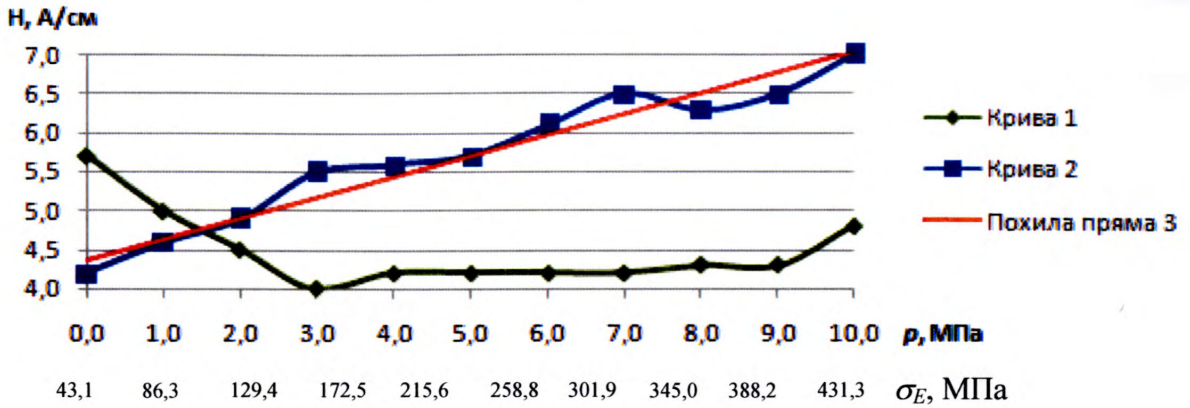


Рисунок 4.8 – Залежності зміни коерцитивної сили від внутрішнього тиску p і еквівалентного напруження σ_E в точці 14 випробувального резервуара

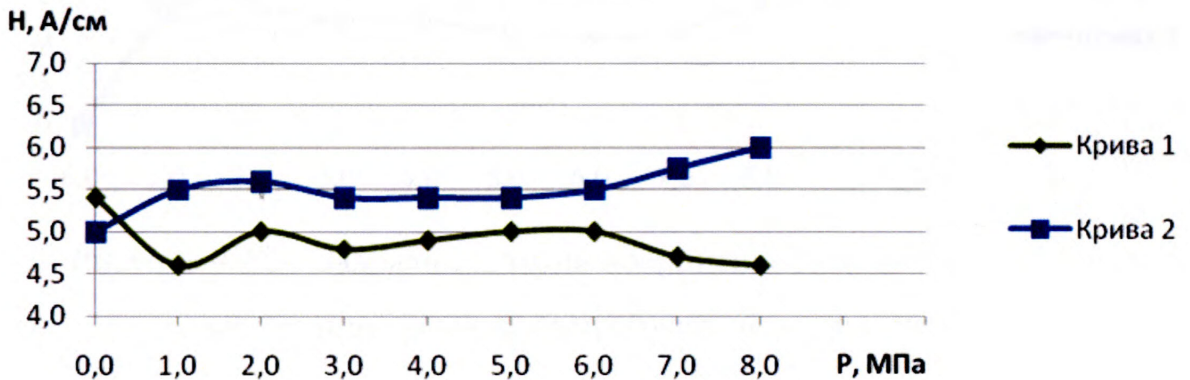


Рисунок 4.9 – Залежності зміни коерцитивної сили в точці 1 від внутрішнього тиску випробувального резервуара

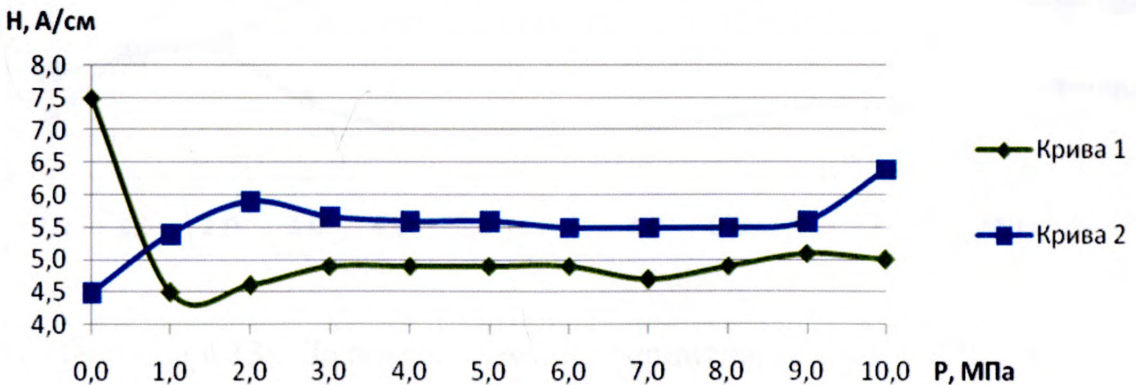


Рисунок 4.10 – Залежності зміни коерцитивної сили в точці 9 від внутрішнього тиску випробувального резервуара

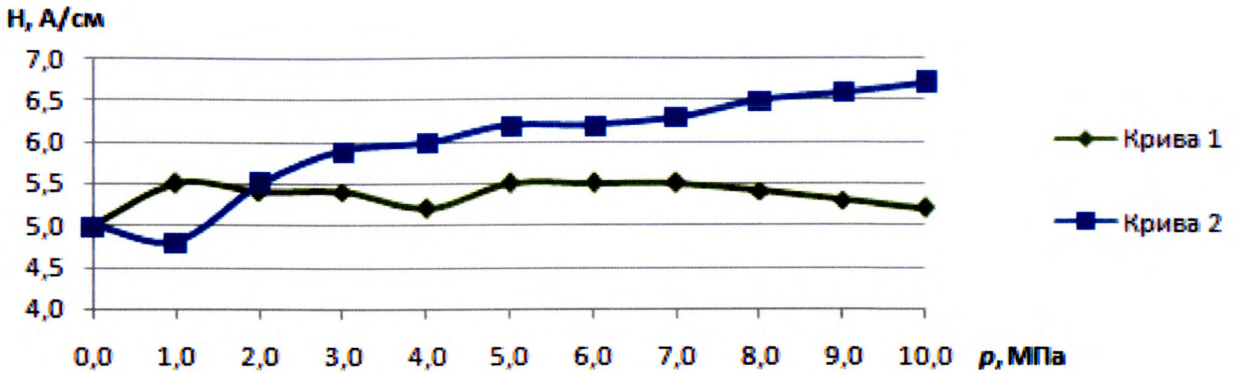


Рисунок 4.11 – Залежності зміни коерцитивної сили в точці 10 від внутрішнього тиску випробувального резервуара

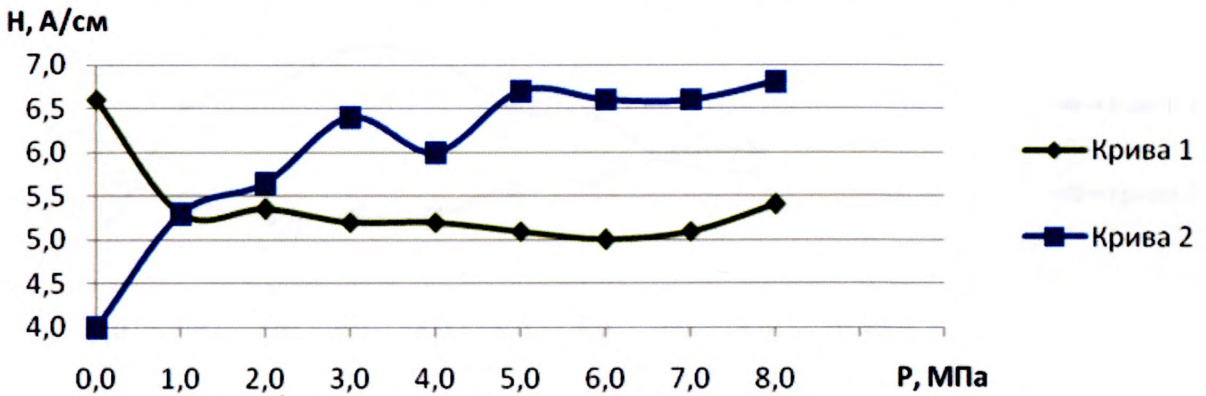


Рисунок 4.12 – Залежності зміни коерцитивної сили в точці 13 від внутрішнього тиску випробувального резервуара

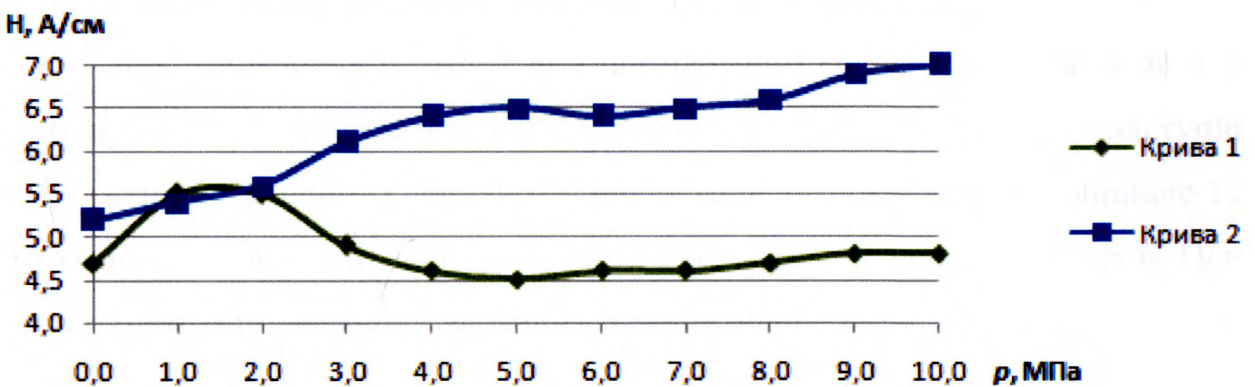


Рисунок 4.13 – Залежності зміни коерцитивної сили в точці 5 від внутрішнього тиску випробувального резервуара

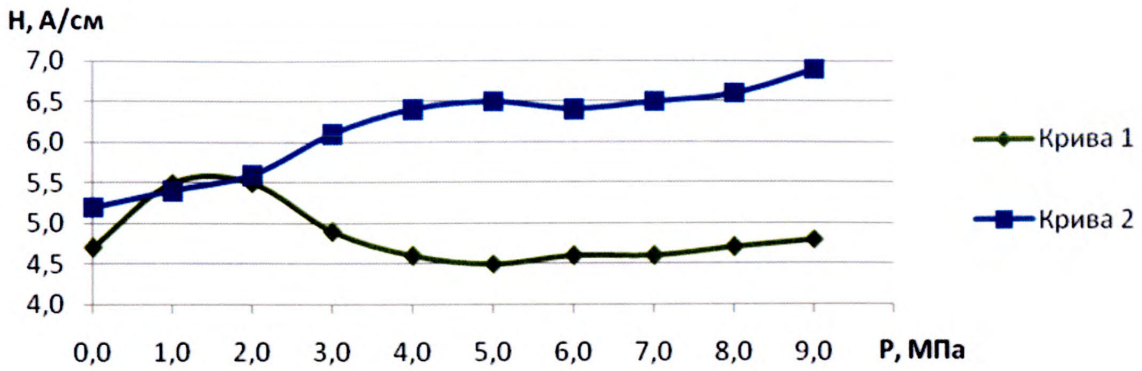


Рисунок 4.14 – Залежності зміни коерцитивної сили в точці 11 від внутрішнього тиску випробувального резервуара

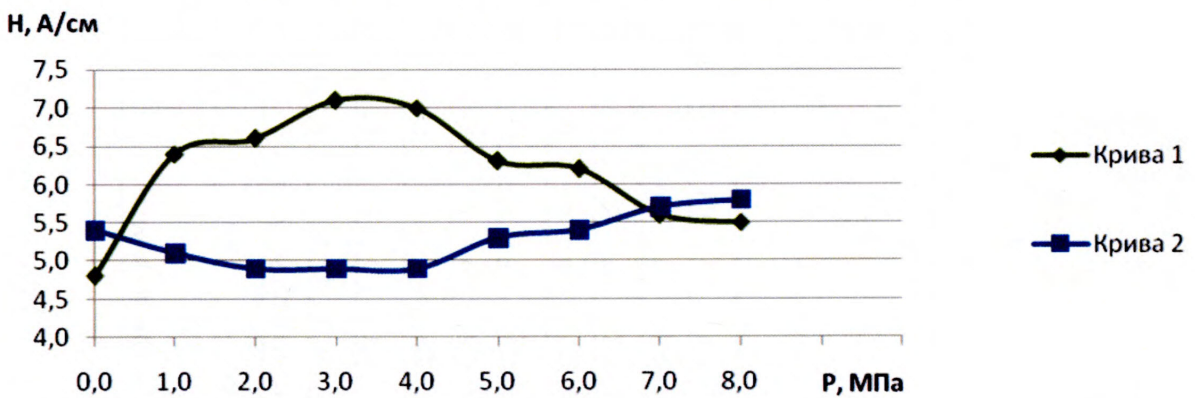


Рисунок 4.15 – Залежності зміни коерцитивної сили в точці 12 від внутрішнього тиску випробувального резервуара

Розподіл напружень на ділянці з вм'ятиною вздовж осі котушки 5 при різних тисках в резервуарі і деформаціях вм'ятини наведені на рис. 4.16.

Для визначення похибки при вимірюванні коерцитивної сили металу трубопроводу, приладом КРМ-Ц-К2М, було проведено наступні дослідження. На одній із обичайок випробувального резервуара товщиною 12 мм визначали коерцитивну силу в одній і тій же точці з чотирьох спроб. При цьому отримали наступні значення коерцитивної сили: (7.1, 7.0, 7.1, 7.2) А/см.

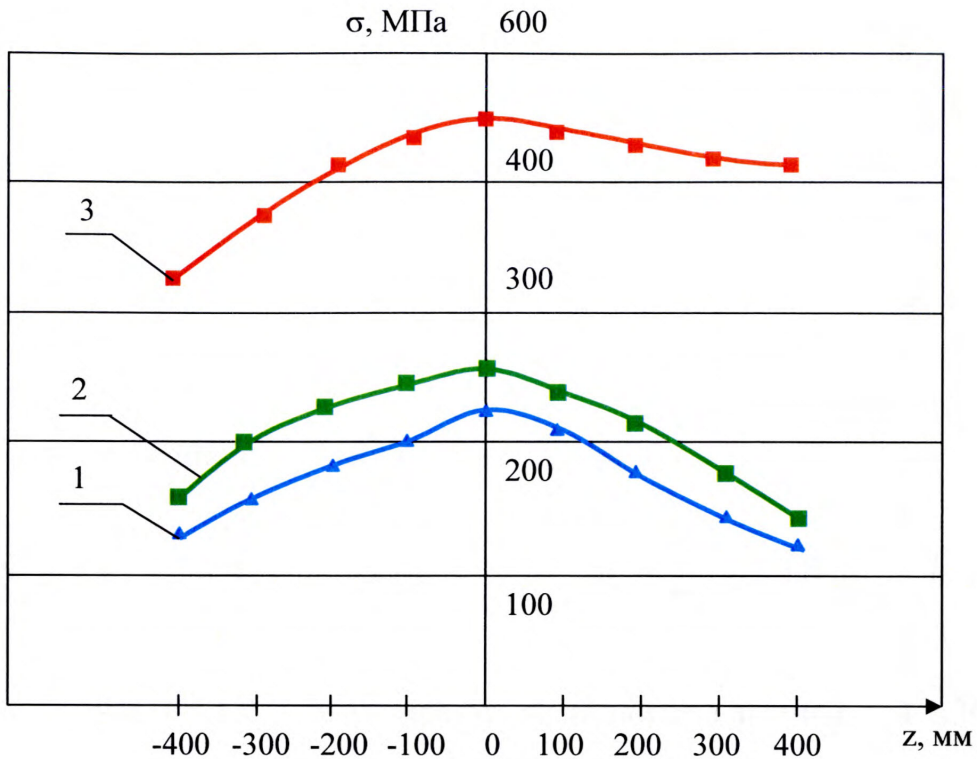
Позначивши значення коерцитивної сили $X_i = H_{ci}[A/cm]$ знаходимо середнє арифметичне значення H_c (математичне очікування \bar{X} і її довірчий інтервал $\Delta\bar{X}$) згідно виразів

Таблиця 4.7 – Значення коерцитивної сили від зміни внутрішнього тиску для різних точок випробувального резервуару

| № точок вимірювання | Тиск в резервуарі p , МПа | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|-------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | Коерцитивна сила H_c , А/см | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 0 | 1,0 | 2,0 | 3,0 | 4,0 | 5,0 | 6,0 | 7,0 | 8,0 | 9,0 | 10,0 | 0 | | | | | | | | | | | | | |
| | І* | ІІ* | І* | ІІ* | І* | ІІ* | І* | ІІ* | І* | ІІ* | І* | ІІ* | І* | ІІ* | І* | ІІ* | І* | ІІ* | І* | ІІ* | | | | | |
| 1 | 5,4 | 5,0 | 4,6 | 5,5 | 5,0 | 5,6 | 4,8 | 4,8 | 5,4 | 4,9 | 5,4 | 5,4 | 5,4 | 5,0 | 5,5 | 4,7 | 5,7 | 4,6 | 6,0 | 4,5 | 6,2 | 4,4 | 6,4 | 7,2 | 5,4 |
| 5 | 5,2 | 5,4 | 6,4 | 5,5 | 7,5 | 7,8 | 5,0 | 5,0 | 7,8 | 4,7 | 7,3 | 4,4 | 4,4 | 6,6 | 6,6 | 4,4 | 6,4 | 4,7 | 6,5 | 4,7 | 6,6 | 4,8 | 7,0 | 7,5 | 5,7 |
| 9 | 7,5 | 4,5 | 4,5 | 5,3 | 4,6 | 5,8 | 4,9 | 4,9 | 5,7 | 4,9 | 5,6 | 4,9 | 5,5 | 4,9 | 5,5 | 4,8 | 5,5 | 4,9 | 5,5 | 5,1 | 5,6 | 5,0 | 6,4 | 6,7 | 5,1 |
| 10 | 5,0 | 5,0 | 4,8 | 5,5 | 5,4 | 5,5 | 5,4 | 5,9 | 5,9 | 5,2 | 6,0 | 6,0 | 5,5 | 6,2 | 6,2 | 5,5 | 6,3 | 5,4 | 6,5 | 5,3 | 6,6 | 5,2 | 6,7 | 6,7 | 5,1 |
| 11 | 4,7 | 5,2 | 5,5 | 5,4 | 5,5 | 5,6 | 4,9 | 6,1 | 6,4 | 4,6 | 6,4 | 4,6 | 4,6 | 6,4 | 6,4 | 4,6 | 6,5 | 4,7 | 6,6 | 4,8 | 6,9 | 4,9 | 7,0 | 7,7 | 5,3 |
| 12 | 4,8 | 5,4 | 6,3 | 5,1 | 6,7 | 4,9 | 7,1 | 4,9 | 7,0 | 7,0 | 4,9 | 4,9 | 6,3 | 5,2 | 6,2 | 5,3 | 5,7 | 5,5 | 5,8 | 5,4 | 5,9 | 5,3 | 6,1 | 6,3 | 4,5 |
| 13 | 6,6 | 4,0 | 5,3 | 5,3 | 5,4 | 5,6 | 5,2 | 6,4 | 5,2 | 6,0 | 6,0 | 5,1 | 6,7 | 5,0 | 6,6 | 5,1 | 6,6 | 5,4 | 6,8 | 5,5 | 7,0 | 5,7 | 7,1 | 6,9 | 5,5 |
| 14 | 5,7 | 4,2 | 5,0 | 4,6 | 4,5 | 4,9 | 4,0 | 5,5 | 4,2 | 5,6 | 4,2 | 5,7 | 4,2 | 6,1 | 6,1 | 4,2 | 6,3 | 4,3 | 6,5 | 4,3 | 6,3 | 4,8 | 7,0 | 6,0 | 5,4 |

ІІ* - вимірювання коерцитивної сили в напрямку паралельному до осі резервуара

І* - вимірювання коерцитивної сили в напрямку перпендикулярному до осі резервуара



крива 1 – значення напружень при $p = 0$, які визначені за допомогою коерцитиметра КРМ-Ц-К2М; крива 2 - значення напружень при $p = 0$, які визначені за допомогою приладу MESTR – 411; крива 3 - значення напружень при $p = 10$ МПа, які визначені за допомогою коерцитиметра КРМ-Ц-К2М

Рисунок 4.16 – Залежності напружень на ділянці з вм'ятиною вздовж осі котушки

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n},$$

$$\Delta \bar{X} = \pm t_{Di} \frac{S}{\sqrt{n}}, \quad (4.4)$$

Підставивши у вираз (4.4) числові значення отримуємо

$$\bar{X} = \frac{7,0 + 7,1 + 7,1 + 7,2}{4} = 7,1 \frac{A}{\text{см}}, \quad (4.5)$$

де X_i – упорядковані значення коерцитивної сили величин H_{1c} t_{Di} – параметр величина якого для двостороннього довірчого інтервалу чисельно рівна значенням коефіцієнта Стюдента; n – кількість вимірювань; S – вибіркова дисперсія.

Після кожної серії замірів проводилася перевірка припущення прийнятої моделі нормальності розподілу за W – критерієм

$$W = b^2 / S_0^2. \quad (4.6)$$

Тут характеристичне число b і величина S_0^2 рівні

$$b = \sum_{i=1}^K a_n (X_{n-i+1} - X_i), \quad (4.7) \quad S_0^2 = \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2. \quad (4.8)$$

Значення a_n, i для $i = 1, 2, \dots, k$ вибирають за таблицею згідно $n = 3 \dots 30$ [89].

Таким чином підставляючи числові значення отримуємо:

$$b = 0,6872(7,2 - 7,0) + 0,2806(7,1 - 7,1) = 0,137;$$

$$S_0^2 = (7,0 - 7,1)^2 + (7,1 - 7,1)^2 + (7,1 - 7,1)^2 + (7,2 - 7,1)^2 = 0,02$$

Тоді

$$W = \frac{b^2}{S_0^2} = \frac{0,137^2}{0,02} = 0,938. \quad (4.9)$$

Отримане значення $W = 0,938$ S для $n = 4$, більше від 0,935, що забезпечує імовірність не нижчу 50 %. Відповідно це дає можливість використання моделі нормального розподілу для описування похибок вимірювання коерцитивної сили H_c за допомогою приладу КРМ-Ц-К2М. Вибіркову дисперсію визначаємо за формулою

$$S = \sqrt{\frac{S_0^2}{n-1}} = \sqrt{\frac{0,02}{4-1}} = 0,0816. \quad (4.10)$$

За таблицею 1 додатку 2 [89] для $n - 1 = 4 - 1 = 3$ і довірчого рівня 0,95 значення $t_{Di} = 3,18$. Відповідно довірчий інтервал рівний

$$\Delta \bar{X} = \pm t_{Di} \frac{S}{\sqrt{n}} = 3,18 \frac{0,0816}{\sqrt{4}} = 0,13, \quad (4.11)$$

а похибка методу складає

$$\delta\% = \frac{2\Delta \bar{X}}{\bar{X}} = \frac{0,13 \cdot 2}{7,1} 100\% = 3,7\%. \quad (4.12)$$

Отримані значення зведемо в табл. 4.7.

Таблиця 4.8 – Похибка при вимірюванні коерцитивної сили металу котушки 5 випробувального резервуара приладом КРМ-Ц-К2М

| Напрямок вимірювань | Упорядковані величини виміряних значень коерцитивної сили H_{ci} , А/см | | | | \bar{Z} , А/см | S^2 | t_{Di} | Похибка методу δ_m , % |
|----------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|------------------|-------|----------|-------------------------------|
| | Z_1 | Z_2 | Z_3 | Z_4 | | | | |
| перпендикулярно до осі котушки 5 | 7,0 | 7,1 | 7,1 | 7,2 | 7,1 | 0,82 | 0,13 | 3,7 |

Таким чином точність визначення коерцитивної сили приладом КРМ-Ц-К2М, становить 3,7 % і задовольняє вимогам, що ставляться до інженерних розрахунків напружено-деформованого стану трубопроводів.

4.1.4. Оцінка несівної здатності випробувального резервуара.

Руйнування випробувального резервуара відбулося на ділянці перетину кільцевого і поздовжнього швів конусного перехідника (3) і перехідного кільця (4) див. (рис. 4.15) при досягненні тиску 11,0 МПа.

Ділянка вм'ятини на котушці (5) майже повернулася в початкове (недеформоване положення (рис. 4.17 і рис. 4.19)). Зменшення прогину вм'ятини (точка 5) при різних тисках випробувальному резервуарі наведено в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 Зменшення прогину вмятини (точка б) при різних тисках випробувальному резервуарі

| | | | | |
|---------------|----|-----|-----|---|
| p , МПа | 0 | 4,0 | 9,0 | 0 |
| Δ , мм | 65 | 32 | 15 | 8 |



Рисунок 4.17 – Ділянка руйнування випробувального резервуару



Рисунок 4.18 – Вигляд випробувального резервуара після випробування



Рисунок 4.19 – Вигляд ділянки вмятини після її зворотньої деформації під
ТИСКОМ

Результати експерименту показали, що ділянка з вм'ятиною під дією внутрішнього тиску зберігає свою несучу здатність при досягненні $\sigma_k = 557,3$ МПа.

Висновки до розділу 4

1. Отримано залежності коерцитивної сили від значень напружень у трубопроводах в умовах пружного і пластичного двовісного напруженого стану для труб виготовлених із сталі 17Г1С.

2. На основі результатів експериментальних досліджень встановлено, що існує певна закономірність зміни коерцитивної сили в залежності від значень напружень у тілі труби за умов їх пружного і пластичного деформування. Під час експериментальних робіт досліджено вплив величини сумарних напружень на зміну коерцитивної сили металу котушки випробувального резервуара на ділянках: пружних деформацій, максимальних стискаючих пластичних деформацій і в зоні переходу від розтягуючих до стискаючих пластичних деформацій, за умов двовісного статичного навантаження. Отримані результати логічно узгоджуються з номограмами зміни коерцитивної сили, отриманими за умов лінійного напруженого стану, які наведені в нормативному документі [85].

3. Випробування випробувального резервуара показали, що ділянка з вм'ятиною під дією внутрішнього тиску зберігає свою несучу здатність при $\sigma_k = 557,3$ МПа.

4. Експериментально досліджено двовісний напружений стан в умовах пружного і пластичного деформування труб випробувального резервуара на основі чого можна констатувати, що процес деформування стінок труби з утворенням вм'ятини і процес зворотного деформування під дією внутрішнього тиску добре узгоджуються з отриманими теоретичними результатами.

5. Для розглянутої ділянки МГ, виготовленої із сталі 17Г1С, в процесі пружного і пластичного двовісного напруженого стану, експлуатацію розглянутого типу трубопроводу необхідно проводити за умов, при яких значення коерцитивної сили не перевищує $H_c^\perp = 6,5 A/cm$ в напрямку перпендикулярному до осі труби і $H_c^\parallel = 6,0 A/cm$ - вздовж осі труби.

ВИСНОВКИ

1. Встановлено, що в процесі експлуатації магістрального трубопроводу відбувається деградація сталі 17Г1С, яка супроводжується зміною її структури, а, відповідно, й механічних властивостей. Деградація сталі труби обумовлена перерозподілом атомів вуглецю по об'ємах зерен, а також дифузією атомів хімічних елементів із середовища, в якому експлуатуються труби, у трубну сталь. В результаті мікроспектрального аналізу, проведеного на установці TESKAN, у приповерхневому шарі експлуатованої труби виявлені хімічні елементи Na, Al, Si, S, Cl, Mn. Дифузія цих елементів відбувалася протягом 40 років експлуатації внаслідок впливу пластових вод, які здебільшого містять іони і сполуки згаданих хімічних елементів. Це свідчить про доцільність підвищення ступеня очищення газу, який подається в магістральні трубопроводи, від залишків пластових вод. Наявність вказаних елементів обумовлена також їх дифузією із конденсату. Розвиток процесів старіння трубної сталі підтверджується загальним виглядом мікроструктури поверхні матеріалу експлуатованих труб, для яких проводився аналіз вмісту і розподілу елементів, а також результатами визначення фізико-механічних характеристик сталі.

2. Встановлено, що сталь 17Г1С як деформована, так і недеформована не зазнала ВІР за витримок до 1440 год. навіть за підкислення сірководневого середовища NACE до рН – 2, що вказує на високу якість цієї сталі. Сірководневе середовище NACE практично не впливає на характеристики міцності ($\sigma_{0,2}$ та σ_B) сталі, але суттєво знижує характеристики пластичності (δ , ψ). Під впливом сірководневого середовища суттєво скорочується час до руйнування зразків, виготовлених як з деформованої, так і з недеформованої трубної сталі.

Встановлено, що деформована сталь кородує швидше, ніж недеформована. Наявність пластичних деформацій сильніше впливає на відносне звуження (зменшується на 50%), ніж на відносне видовження (-

30%). Показано, що мікротвердість серцевини стінки деформованих труб вища порівняно з мікротвердістю недеформованих.

3. Як свідчать результати досліджень, за наявності пластичних деформацій на значення згинального моменту в трубі суттєво впливає не лише границя плинності матеріалу, а й його зміцнення, що необхідно враховувати під час проектування пристроїв для центрування з'єднаних кінців труб під час капітального ремонту газопроводу. Показано, що зростання напружень у матеріалі із збільшенням відносних лінійних деформацій за границею пружності може обумовити збільшення згинального моменту у поперечному перерізі труби на 20–30%.

4. Шляхом моделювання локального пружно-пластичного деформування труби як циліндричної оболонки, що взаємодіє з індентором у вигляді кулі, з'ясовано, що в центральній точці контакту індентора з трубою еквівалентне напруження у матеріалі, яке на першому етапі деформування труби досягає границі текучості, внаслідок дії внутрішнього тиску дещо зменшується. Водночас напруження на контурі вм'ятини, яке під час вдавлення індентора може границі текучості не досягати, внаслідок дії внутрішнього тиску в трубі значно зростає і може досягти згаданої границі, що пояснюється концентрацією напружень на контурі вм'ятини труби. За відсутності взаємодії труби з індентором після її пластичного деформування спостерігається істотне зменшення еквівалентних напружень у характерних точках труби. Це свідчить про доцільність ретельної підготовки траншеї до укладання трубопроводу з усуненням можливості тривалої взаємодії труб з виступами кам'янистих масивів або кусками кам'яних порід.

5. Експериментально досліджено двовісний напружений стан в умовах пружного і пластичного деформування труб випробувального резервуара на основі чого можна констатувати, що процес деформування стінок труби з утворенням вм'ятини і процес зворотного деформування під дією внутрішнього тиску добре узгоджуються з отриманими теоретичними результатами; ділянка з вм'ятиною під дією внутрішнього тиску зберігає

свою несучу здатність за $\sigma_k = 557,3$ МПа (значення коерцитивної сили досягає $H_c = 7,5$ А/см. Таким чином, для розглянутої ділянки МГ, виготовленої із сталі 17Г1С, в процесі пружного і пластичного двовісного напруженого стану, експлуатацію розглянутого типу трубопроводу необхідно проводити за умов, коли значення коерцитивної сили в напрямі, перпендикулярному до осі труби, $H_c^\perp \leq 6,5$ А/см, а вздовж осі труби – $H_c^\parallel \leq 6,0$ А/см.

З'ясовано, що для забезпечення співвісності торців з'єднаних труб під час ремонту деформованих ділянок газопроводів доцільно сумісно застосовувати притискні вантажі і центрувальні пристрої.

Апробація методики оцінки технічного стану ділянок магістральних газопроводів в зонах локальних пластичних деформацій у Філії УМГ “ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ” ПАТ “УКРТРАНСГАЗ” підтвердила її достовірність, очікуваний економічний ефект від впровадження досліджень становить 280,794 тис. грн.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Автоклав для корозійних досліджень у середовищах з домішками H_2S і CO_2 / О. Радкевич, О. Пясецький, Г. Круцан та ін. // Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів: В 2-х т. Спецвипуск журналу фіз.-хім. механіка матеріалів. – Львів: Фіз.-мех. ін-т ім. Г.В.Карпенка НАН України, 2000. – Т. 2. – С. 682–687.
2. Айбиндер А.Б. Расчет магистральных и промышленных трубопроводов на прочность и устойчивость: Справ. Пособие. – М.: Недра, 1982. – 341 с.
3. Айбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость / А.Б. Айбиндер. - Справочное пособие: Москва “Недра”, 1991. – С. 287.
4. Айбиндер А.Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость / А.Б. Айбиндер, А.Г. Камерштейн - Справ. Пособие. – М.: Недра, 1982. – 343 с.
5. Акользин А.П. Экологические аспекты коррозионного растрескивания трубопроводов / А.П. Акользин, Л.В. Бухгалтер // Матеріали IV Міжн. конф.-виставки [Проблеми корозії і протикорозійного захисту матеріалів. – Корозія-98], (Львів), 1998. - С. 531 – 533.
6. Арчаков Ю.И. Водородная коррозия стали / Ю.И. Арчаков // Металлургия, 1985. – 192 с.
7. Аскарров Р.М. Напряженно-деформированное состояние газопроводов, пораженных КРН / Р.М. Аскарров // Газовая промышленность. – 2003. – № 4. – С. 53 – 56.
8. Бабельський Р.М. Методи та шляхи вдосконалення підготовки вихідної інформації при виконанні технічного діагностування лінійної частини ГТС / Р.М. Бабельський // Підвищення надійності та ефективності роботи лінійної частини магістральних газопроводів газотранспортної

системи: збірник доповідей (Яремче, 2012) / ДК “Укртрансгаз”. – 2012. – С. 114 - 118.

9. Бабин Л.А. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов / Л.А. Бабин, Л.И. Быков, В.Я. Волохов. – М.: Недра, 1979. – 176 с.

10. Бабич В. К. Деформационное старение стали / В.К. Бабич, Ю.П. Гуль, И.Е. Долженков. – М.: Metallurgiya, 1972.

11. Банахевич Ю.В. Дослідно-вимірювальний комплекс для експериментального визначення характеристик напружено-деформованого стану в зоні кільцевих зварних з'єднань труб магістральних газопроводів / Ю.В. Банахевич // матеріали 5-ої міжнародної науково-технічна конференції і виставки [«Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазового обладнання»], (м. Івано-Франківськ, 2-5 грудня 2008 р.), 2008. – С. 130 – 133.

12. Белоглазов С.М. Наводороживание стали при электрохимических процессах / С.М. Белоглазов. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1975. – 412 с.

13. Березин В.Л. Методические указания по расчету трубопроводов на прочность при строительстве / В.Л. Березин, Л.Г. Телегин, Е.А. Аникин. – Москва, 1974. – 51 с.

14. Білобран Б.С. Решение при помощи ЭВМ задачи выпучивания трубопровода за пределом упругости / Б.С. Білобран // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. ВНИИОЭНГ. – М.: 1992. – Вып. 2. – С. 5 – 10.

15. Білобран Б.С. Діагностика напруженого стану надземного переходу нафтопроводу в зоні зсуву / Б.С. Білобран, В.М. Василюк, О.Б. Кінаш // Механіка і фізика руйнування будівельних матеріалів і конструкцій. – Львів: Каменяр, 1998. – Вип. 3. – С. 580 – 584.

16. Білобран Б.С. Пружнопластичний стан тонкостінної труби під тиском при згині з розтягом (стиском) / Б.С. Білобран, О.Б. Кінаш // Проблемы прочности. – 1998. - № 6. – С. 99 – 105.

17. Білобран Б.С. Напружено-деформований стан балкового переходу в кожусі магістрального нафтопроводу / Б.С. Білобран, А.Р.

Дзюбик, С.Р. Яновський // Нафтова і газова промисловість. – 2010. – № 1. – С. 44 – 46.

18. Бородавкин П.П. Сооружение магистральных трубопроводов / П.П. Бородавкин, В.Л. Березин. – М.: Недра, 1977. – 407 с.

19. Брызгалин А.Г. Мониторинг осевых напряжений стенок трубопроводов методом магнитоупругой тензометрии / А.Г. Брызгалин, В.А. Титов, А.Н. Волков // материалы 13-ой деловой встречи «Диагностика-2003». – Том 3. - Часть 1. – Мальта. – 2003. – С. 156 - 161.

20. Василенко И.И. Коррозионное растрескивание сталей / И.И. Василенко, Р.К. Мелехов. – Киев: Наук. думка, 1977. – 265 с.

21. Василенко І.І. Вплив хімічного складу і технологій виробництва сталей на їх чутливість до водневого тріщиноутворення та сірководневого розтріскування / І.І. Василенко, О.Ю. Шульте, О.І. Радкевич // Физ.-хим. механика материалов. – 1990. – № 4. – С. 8 – 22.

22. ВБН Магістральні газопроводи. Капітальний ремонт. Розрахунок на міцність та стійкість лінійних ділянок магістральних газо- та нафтопроводів діаметром від 377 мм до 1200 мм. – Київ, 2000. – 56 с.

23. Визначення напружено – деформованого стану повітряного переходу трубопроводу при виконанні ремонтних робіт / І.В. Ориняк, М.В. Бородій, С.А. Радченко, І.В. Лохман, М.Д. Сидор // Пробл. Прочности. – 2009. – №5. – С. 169 - 181.

24. Влияние напряжений и наводороживания на склонность к питтинговой коррозии мартенситной нержавеющей стали / И.И. Василенко, А. И. Радкевич, О.Н. Чапля, В.П. Коваль // Коррозия и защита в нефтегаз. пром-сти. – 1978. – № 2. – С. 15–17.

25. Влияние неметаллических включений на водородное расслоение низколегированных сталей / Ю.И. Рубенчик, Р.П. Соколов, А.И. Радкевич и др. // Физ.-хим. механика материалов. –1988. – № 3. – С. 47–51.

26. Влияние пластической деформации на структуру, механические свойства и коэрцитивную силу металла кислородных

баллонов / Л.М. Лобанов, В.А. Нехотящий, М.Д. Рабкина, В.А. Костин и др. // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2011. – № 4. – С. 14 – 23.

27. Внутрішньотрубне обстеження лінійної частини: СТП 320.30019801.066-2002. – [Чинний від 2010-11-09]. – К.: ДК "Укртрансгаз", 2010. – 21 с. – (Національний стандарт України).

28. Вплив локальних пластичних деформацій на фізико-механічні властивості матеріалу і напружений стан трубопроводу / Є.В. Харченко, А.О. Кичма, Р.С. Савула, Г.В. Чумало // Фізико - хімічна механіка матеріалів. – 2013. – № 2. – С. 43 – 51.

29. Вплив параметрів перекачування сірководневих газів на корозійну витривалість трубної сталі / Є. Крижанівський, Ю. Петрина, В. Рудко, О. Онищук, Д. Петрина // Машинознавство. – 2003. – №6 (72). – С. 24 – 26.

30. Вплив попереднього пластичного деформування на механічні характеристики сталі 17Г1С / Є.І. Крижанівський, В.П. Рудко, О.О. Онищук, В.Д. Петрина // Наукові нотатки ЛДТУ. – Луцьк. – 2003. – Вип. 13. – С. 150 – 159.

31. ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка. – М.: Ротапринт ВНИИСТа, 1989. - 117 с.

32. Галактионова И.А. Водород в металлах / И.А. Галактионова. – М.: Металлургия, 1967. – 304 с.

33. Гальперин А.И. Машины и оборудование для гнутья труб / А.И. Гальперин. – Москва: Издательство "Машиностроение", 1967. – С. 179.

34. Гельд П.В. Водород в металлах и сплавах / П.В. Гельд, Р.А. Рябов. – М.: Металлургия, 1974. – 272 с.

35. Герцог Э. Коррозия сталей в сероводородной среде / Э. Герцог // Коррозия металлов в жидких и газообразных средах / Под ред. А. П. Зефирова. – М.: Металлургия, 1964. – С. 315–341.

36. Гиренко В.С. Физико-механические изменения в сталях при

эксплуатации в водородосодержащих средах / В.С. Гиренко, М.Д. Рабкина, С.В. Гиренко // Техническая диагностика и неразрушающий контроль, № 4. - 2003. С. 18 – 23.

37. Глазов В.М. Микротвердость металлов / В.М. Глазов, В.Н. Вигдорович. – М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по черной и цветной металлургии, 1962. – 224 с.

38. Говдяк Р.М. Кількісний аналіз аварійного ризику газотранспортних об'єктів підвищеної небезпеки / Р.М. Говдяк, Ю.М. Коснирєв // Практичні рекомендації. – Львів, 2007. – 158 с.

39. Гольдштейн М.И. Металлофизика высокопрочных сплавов / М. И. Гольдштейн, В.С. Литвинов, Б.М. Бронфин– М.: Металлургия, 1986.

40. ГОСТ 9450-76 – Измерение микротвердости вдавливанием алмазных наконечников. – М.: Из-во стандартов, 1993. – 34 с.

41. Грудз В.Я. Анализ надежности и живучести газотранспортных систем в горных условиях / В.Я. Грудз // Тезыси доклада на Всесоюзной научно- технической конференции [«Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа»], (Ивано-Франковск), 1965. – С. 158.

42. 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: Всеукр. наук.-техн. журнал. – Івано-Франківськ: Факел. – 2004. - № 2 (11). – С. 25 – 27.

43. Диагностирование и мониторинг стресс – коррозионных повреждний магистральных трубопроводов / А.Я. Красовский, И.В. Лохман, И.В. Орыняк, М.В. Бородий // Сборник докладов семинара «Неразрушающий контроль в трубопроводном транспорте», ООО «Центр трансфера технологий «Институт электросварки им. Е.О. Патона» Українське товариство неруйнівного контролю та технічної діагностики, Киев. - 2012. – С. 3 – 18.

44. Дослідження міцності технологічних трубопроводів / З.А. Берник, Я.Р. Корчак, А.О. Кичма, Р.С. Савула // Трубопровідний транспорт,

№ 6 (78). - 2012. С. 25 – 27.

45. ДСТУ-Н Б В.2.3-21:2008 Настанова. Визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. Мінрегіонбуд України, Київ, 2008. – 88 с.

46. Дубов А.А. Контроль напряженно-деформированного состояния трубопроводов, оборудования и конструкций с использованием метода магнитной памяти металла / А.А. Дубов // Сборник научных трудов VI международного симпозиума “Современные проблемы прочности”. – Нижний Новгород: Старая Русса, 2003. – 155 – 163.

47. Дубов А.А. Контроль напряженно-деформированного состояния газопроводов при оценке их ресурса / А.А. Дубов // Газовая промышленность. – 2011. – №4. – С. 41 – 43.

48. Дубовой Є.В. Проблеми проведення діагностики й неруйнівного контролю магістральних газопроводів в процесі експлуатації / Є.В. Дубовой, С.О. Охрімчук // Підвищення надійності та ефективності роботи лінійної частини магістральних газопроводів газотранспортної системи: збірник доповідей (Яремче, 2012) / ДК “Укртрансгаз”. – 2012. – С. 14 - 18.

49. Есиев Т.С. О влиянии фактора времени в развитии повреждаемости магистральных газопроводов / Т.С. Есиев // Сборник трудов научно-практического семинара “Проблемы старения сталей магистральных трубопроводов” / Под общей редакцией Б.В. Будзуляка, А.Д. Седых. – Нижний Новгород: Университетская книга, 2006. - С. 94 – 109.

50. Иофа З.А. О механизме ускоряющего действия сероводорода на реакцию разряда водорода на железе / З.А. Иофа, Фан Лионг Кам // Защита металлов. – 1974. – № 1. – С. 17 – 21.

51. Исследование металла труб газопроводов после длительной эксплуатации с использованием метода акустической эмиссии / В.А. Кобзев, Я.С. Марчук, М.П. Андришин, Е.А. Игуменцев // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2007. - № 4. – С. 3 – 5.

52. Ицкович Г.М. Раскисление стали и модифицирование

неметаллических включений / Г.М. Ицкович. – М.: Metallurgy, 1981. – 160 с.

53. Кантор Б.Я. Вмятина на цилиндрической оболочке, образованная ударом / Б.Я. Кантор, А.Н. Шупиков, Р.Л. Онацкий // Вісник НТУ “ХПІ”, 2012. - № 67. - С. 44 – 49.

54. Кантор Б.Я. Разрушение цилиндрической оболочки в зоне вмятины под действием внутреннего давления / Б.Я. Кантор, А.Н. Шупиков, Р.Л. Онацкий // Вісник НТУ “ХПІ”, 2012. - № 67. - С. 50 – 56.

55. Карпаш М. Банк даних фізико-механічних характеристик матеріалів обладнання та інструменту нафтогазової галузі / М. Карпаш, Н. Тацакович, О. Карпаш // Техническая діагностика и неразрушающий контроль. – 2008. – №3. – С. 11 – 13.

56. Карпаш М.О. Теоретичні дослідження з вибору підходів до розрахунку залишкового ресурсу трубопроводу за ударною в'язкістю / М.О. Карпаш, Н.Л. Тацакович // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: всеукр. наук.-техн. журн. - Івано-Франківськ : Факел. - 2009. - №1 (30). - С. 64 – 68.

57. Карпенко Г. Вплив водню на механічні властивості сталі / Г. Карпенко. – К.: Вид-во АН УРСР, 1960. – 72 с.

58. Карпенко Г. В. Коррозионное растрескивание сталей / Г.В. Карпенко, И.И. Василенко. – Киев: Техника, 1971. – 191 с.

59. Капцов И.И. Восстановительные работы на МГ: пути повышения эффективности / И.И. Капцов, В.Н. Гончаров, В.Н. Гончар // Газовая промышленность. – 1990. – №4. – С. 28 – 30.

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

61. Кичма А. Визначення залишкової міцності магістральних газопроводів з врахуванням експлуатаційної деградації матеріалу труб / А.

Кичма, Р. Савула // Матеріали 3-ої Міжнародної науково-технічної конференції [Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій], (Львів: КІНПАТРИ ЛТД), 2012. – С. 29 – 30.

62. Кичма А. Особливості проведення внутрішньо трубної діагностики магістральних газопроводів / А. Кичма, Р. Савула // Десятий Міжнародний симпозиум українських інженерів-механіків у Львові / Праці. – Львів: КІНПАТРИ ЛТД, 2011. – С. 47 – 49.

63. Кичма А. Оцінка міцності магістральних газопроводів тривалої експлуатації / А. Кичма, Є. Харченко, Р. Савула // Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції [«Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій»], (Тернопіль), 2010. – С. 60 – 61.

64. Клинов Н.Я. Коррозия химической аппаратуры и коррозионностойкие материалы / Н.Я. Клинов. – М.: Машиностроение, 1967. – 468 с.

65. Колачев Б.А. Водородная хрупкость металлов / Б.А. Колачев. – М.: Металлургия, 1985. – 216 с.

66. Кондратьев Д.В. Програмне забезпечення для вибору дефектів виявлених за результатами ВТД лінійної частини МГ згідно критеріїв // Підвищення надійності та ефективності роботи лінійної частини магістральних газопроводів газотранспортної системи: збірник доповідей (Яремче, 2011) / ДК “Укртрансгаз”. – 2011. – С. 48 – 51.

67. Контроль протикорозійного захисту підземних трубопроводів безконтактним методом / Р.М. Джала, Б.Я. Вербенець, О.Й. Винник, М.І. Мельник, Р.С. Савула // Анотації. Міжнародна науково-технічна конференція [«Нафтогазова енергетика – 2011»], Івано-Франківськ: Вид-во ІФНТУНГ, 2011. – С. 57.

68. Корозійна та корозійно-механічна стійкість матеріалів обсадних і насосно-компресорних труб вітчизняного та закордонного виробництва в сірководневих технологічних середовищах Локачинського газового

родовища / Звіт УАК під ред. О.І. Радкевича. – Львів, 1997.– 40 с.

69. Корозійні та електрохімічні властивості трубної сталі у сірководневих середовищах / О. Радкевич, О. П'ясецький, Г. Чумало, І. Василенко // Проблеми корозії і протикорозійного захисту конструкційних матеріалів: В 2-х т. Спецвипуск журналу фіз.-хім. механіка матеріалів. – Львів: Фіз.-мех. ін-т ім. Г.В.Карпенка НАН України, 2000. – Т. 1. – С. 148–152.

70. Корозійно-механічне руйнування зварних конструкцій / В. І. Похмурський, Р. К. Мелехов, Г. М. Круцан, В. Г. Здановський. – К.: Наук. думка, 1995. – 261 с.

71. Коррозия: Справ. изд. / Под. ред. Л. Л. Шрайера: Пер. с англ. – М.: Металлургия, 1981. – 632 с.

72. Кошовий В.В. Відтворення об'ємного розподілу напружень на основі ультразвукової комп'ютерної томографії / В.В. Кошовий, Є.В. Кривін // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2003. – №3. – С. 85 – 92.

73. Красовский А.Я. Оценка остаточного ресурса магистрального трубопровода, поврежденного стресс-коррозией / А.Я. Красовский, И.В. Лохман, И.В. Орыняк // Сборник докладов международной научно-технической конференции [«Остаточный ресурс и проблемы модернизации систем магистральных и промышленных трубопроводов»], (Київ), 2011. – С. 4 – 7.

74. Красовський А.Я. Оцінка залишкового ресурсу трубопроводу, ушкодженого стрес-корозією / А.Я. Красовський, І.В. Ориняк, І.В. Лохман // Трубопровідний транспорт. – 2011. – №2 (68). – С. 18 – 21.

75. Красовський А.Я. Трещиностойкость сталей магистральных трубопроводов / А. Я. Красовский, В. Н. Красико. - Киев : Наук. думка, 1990. - 176 с.

76. 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.

77. Крижанівський Є. І. Вплив структурних і механічних чинників на характеристики холодноламкості трубної сталі 17Г1С / Є. І. Крижанівський, Д. Ю. Петрина, Д. С. Вуйцік // *Машинознавство*. – 2007. – №8(122). – С. 24–28.

78. Крижанівський Є. І. Методологічні аспекти дослідження взаємозв'язку процесів деформації та руйнування трубопроводів / Є. І. Крижанівський, Л.Я. Побережний // *Нафтова і газова промисловість*. – 2002. – №5. – С. 33 – 38.

79. Ларин А.А. Прогнозирование ресурса конструкций при многоцикловой усталости с учетом деградации свойств материала / А.А. Ларин, А.А. Водка // *Вісник НТУ "ХП"*, 2012. - № 67. - С. 67 – 77.

80. Лебедев А. Кінетика накопичення розсіяних пошкоджень у металах при короткочасному та тривалому навантаженнях // *Машинознавство*. – 2003. – №6 (72). – С. 3 – 10.

81. 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.

82. Магістральні газопроводи. Пропускання внутрішньотрубних засобів на ділянці газопроводу: СТП 320.30019801.052-2002. – [Чинний від 2009-12-21]. – К.: ДК "Укртрансгаз", 2009. – 40 с. – (Національний стандарт України).

83. Мазель А.Г. О стресс-корозии газопроводов / А.Г. Мазель // *Газовая промышленность*. – 1993. – № 3. – С. 36 – 39.

84. Мазур И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. – М.: Издательство Центр «ЕЛИМА», 2004. – 1096 с.

85. Методичні вказівки з проведення магнітного контролю напружено-деформованого стану металоконструкцій підйомних споруд та

визначення їх залишкового ресурсу: МВ 0.00-7.01-05. – Підйомно-транспортна академія України. - Харків, 2005. – 58 с.

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

87. Механіка руйнування та міцність матеріалів: Довідн. посібник / Під заг. ред. В.В. Панасюка. Том 11: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів / Г.М. Никифорчин, С.Г. Поляков, В.А. Черватюк, І.В. Ориняк, З.В. Слободян, Р.М. Джала. Під ред. Г.М. Никифорчина. – Львів: «Сполом», 2009. – 504 с.

88. МСКР-01-85. Методика испытання сталей на стойкість против сероводородного коррозийного растрескивания // М.: Изд-во ГКНТ СССР, 1985. – 4 с.

89. Недосека А.Я. Основы расчета и диагностики сварных конструкций / А.Я. Недосека. – К.: Индпром, 1998. - 640 с.

90. Неруйнівні методи визначення фізико-механічних характеристик металоконструкцій тривалої експлуатації: Монографія / М.О. Карпаш, Є.Р. Доценко, Н.Л. Тацакович, О.М. Карпаш. – Видавництво: ІФНТУНГ, 2010. – 309 с.

91. Ніколаєв О.В. Виконання ремонтних робіт на об'єктах ЛЧ МГ і ГРС УМГ «Донбастрансгаз» в 2011 році / О.В. Ніколаєв // Підвищення надійності та ефективності роботи лінійної частини магістральних газопроводів газотранспортної системи: збірник доповідей (Яремче, 2012) / ДК "Укртрансгаз". – 2012. – С. 57 - 61.

92. Обоснование методов обследования и выбор мест шурфовки магистральных газопроводов / Б.Е. Патон, А.Я. Недосека, С.К. Фомичев, М.А. Яременко // Техническая диагностика и неразрушающий контроль, № 1. – 1999. – С. 3 – 11.

93. Грудз В.Я. Обслуговування і ремонт газопроводів / В.Я. Грудз, Д.Ф. Тимків, В.Б. Михалків, В.В. Костів. – Івано-Франківськ: Лілея-НВ, 2009. – 712 с.

94. Определение остаточных напряжений в элементах конструкций на основе применения электронной спекл-интерферометрии и метода конечных элементов / Л.М. Лобанов, В.А. Пивторак, В.В. Савицкий, Г.И. Ткачук // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2006. – № 4. – С. 15 – 19.

95. Определение силовых воздействий на трубопровод по анализу эпюр распределения продольных напряжений / С.К. Фомичев, С.Н. Минаков, С.В. Михалко, М.А. Яременко, А.С. Минаков // Техническая диагностика и неразрушающий контроль, № 2. – 2009. – С. 11 – 14.

96. О причинах аварийности труб магистральных газопроводов / В.Н. Медведев, В.В. Кузнецов, В.Д. Шапиро, А.М. Почечуев, И.Д. Кац // Проблемы старения сталей магистральных трубопроводов, 2006. – С. 110 – 121.

97. Ориняк І.В. Використання моделі кільця для аналізу напружень в трубопроводах з дефектами форми / І.В. Ориняк, І.В. Лохман, А.В. Богдан // Машинознавство, 2011. – №. 9 – 10. – С. 3 – 13.

98. Ориняк І.В. Залишкова міцність трубопроводів з вм'ятинами / І.В. Ориняк, В.В. Розгонюк, Л.С. Шлапак // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 1999. – № 5. – С. 79 – 82.

99. Ориняк І.В. Моделювання граничного пластичного стану згину труби з осьовим поверхневим дефектом / І.В. Ориняк, І.В. Лохман, А.Я. Красовський // Матеріали 4-ої Міжнародної конференції ["Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій"] під ред. В.В. Панасюка. Львів Простір-М, 2009-1024. – С. – 327 - 334.

100. Ориняк І.В. Некруглість форми труби та її вплив на напружений стан при навантаженні внутрішнім тиском / І.В. Ориняк, І.В. Лохман // Підвищення надійності та ефективності роботи лінійної частини

магістральних газопроводів газотранспортної системи: збірник доповідей (Яремче, 2012) / ДК “Укртрансгаз”. – 2012. – С. 3 - 13.

101. Ориняк І.В. Оценка предельного давления трубы с вмятиной / І.В. Ориняк, Л.С. Шлапак // Проблемы прочности. – 2001. – № 5. – С. 101 – 110.

102. Орыняк И.В. Определение характеристик кривой линии по дискретным точкам ее положения, заданным с ошибкой, с приложением к анализу напряжений в подземном трубопроводе / И.В. Орыняк, И.В. Лохман, А.В. Богдан // Пробл. Прочности. – 2012. – №3. – С. 62 – 83.

103. Ориняк І.В. Розрахунок σ_{ref} для поперечних дефектів складної форми в трубах / І.В. Ориняк, С. Агеев // Машинознавство. – 2010. – №. 7 (157). – С. 3 – 10.

104. Основні закономірності наводнювання та поверхневого пухиріння трубної сталі в сірководневих середовищах / О. Радкевич, Г. Чумало, І. Домінюк, Р. Юркевич // Проблеми корозії і протикорозійного захисту матеріалів в 2 - х т./спецвипуск ФХММ. - 2004.– №4. - С.446 – 449.

105. Остаточный ресурс металла труб газопроводов, введенных в эксплуатацию в 60-е годы / Ф.Е. Сметанин, В.В. Кудрявцев, М.В. Демаков, П.Ф. Сметанин // Сборник трудов научно-практического семинара “Проблемы старения сталей магистральных трубопроводов” / Под общей редакцией Б.В. Будзуляка, А.Д. Седых. – Нижний Новгород: Университетская книга, 2006. - С. 122 – 131.

106. Охрімчук С.О. Огляд можливих причин виникнення тріщин на двошовних трубах / С.О. Охрімчук, С.М. Руденко, Р.М. Бабельський // Трубопровідний транспорт “Нові розробки та технології видобування, транспортування і зберігання газу”, № 4 (70). – 2011 – С. 22 – 25.

107. Оценка остаточного ресурса работоспособности трубных сталей X70 с помощью статистического регрессионного анализа стандартных механических характеристик / В.Н. Воронин, С.Г. Аленников, И.Н. Андронов, И.И. Волкова, Ю.А. Теплинский, И.Н. Бирило // Сборник научных трудов VI международного симпозиума “Современные проблемы

прочности” . – Нижний Новгород: Старая Русса, 2003. – 158 – 166.

108. Оценка текущего состояния остаточного ресурса с выбором оптимальной технологии ремонта оборудования нефтехимических предприятий неразрушающим методом по измерениям коэрцитивной силы металла / Г.Я. Безлюдько, А.Ю. Марченко, Р.Н. Соломаха, В.В. Карабин // матеріали 6-ої міжнародної науково-технічна конференції і виставки [«Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазового обладнання»], (м. Івано-Франківськ), 2011. – С. 14 – 16.

109. Перун Й.В. Магистральные трубопроводы в горных условиях / Й.В. Перун. – М.: Недра, 1987. – 175 с.

110. Петрина Д. Ю. Статистична модель залежності ударної в'язкості трубної сталі 17Г1С від температури випробувань / Д. Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – №4(17). – С. 73–77.

111. Побережний Л.Я. Корозійно-механічна деградація магістральних газопроводов / Л.Я. Побережний, А.І. Станецький // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – № 1. – С. 35 – 37.

112. Поведение низколегированных сталей при низкотемпературном наводороживании / Р. П. Соколов, Ю. И. Рубенчик, А. И. Радкевич и др. // Физ.-хим. механика материалов. – 1989. – №5 – С.76–79.

113. Положення про аналіз результатів внутрішньотрубної діагностики магістральних газопроводів ДК "Укртрансгаз" та організацію виконання ремонтних робіт з усунення дефектів. – К.: ДК "Укртрансгаз", 2009. – 31 с. – (Національний стандарт України).

114. Поляков В.Н. Обоснование существования масштабного эффекта при разрушении магистральных трубопроводов / В.Н. Поляков // Газовая промышленность. – 1993. – № 3. – С. 20 – 23.

115. Поляков С.Г. Основні закономірності стрес-корозійного розтріскування магістральних газопроводів / С.Г. Поляков // Підвищення надійності та ефективності роботи лінійної частини магістральних

газопроводів газотранспортної системи: збірник доповідей (Яремче, 2010) / ДК "Укртрансгаз". – 2010. – С. 77 – 81.

116. Похмурский В.И. Влияние водорода на процессы деформирования и разрушения железа и стали / В. И. Похмурский, М. М. Швед, Н.Я Яремченко. – Киев: Наук. думка, 1977. – 60 с.

117. Похмурський В.І. Вплив водню на дифузійні процеси в металах / В.І. Похмурський, В.В. Федоров. – Львів, ФМІ НАНУ, 1998. – 207 с.

118. Прочность материалов и конструкций: Серия монографий / Под общей ред. В.Т. Трощенко. Том 4: Расчеты на прочность трубопроводов с дефектами / И.В. Орыняк. – Киев: Институт проблем прочности им. Г.С. Писаренко НАН Украины- 2011. – 472 с.

119. Радкевич А.И. Коррозионное растрескивание хромистых нержавеющей сталей в сероводородсодержащих средах / А.И. Радкевич // Сб. докл. VII Всесоюз. конф. по коллоидной химии и физико-химической механике. Секция Е "Физико-химическая механика материалов". – Минск, 1977. – С. 152 – 153.

120. Радкевич О.І. Вплив інгібіторів на корозійно-механічне руйнування сталей у сірководневих середовищах / О. І. Радкевич, І.М. Домінюк, А.І. Цинман // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2002. – № 1. – С. 101 – 104.

121. Радкевич О.І. Вплив сірководню на роботоздатність матеріалів обладнання газодобувної промисловості / О.І. Радкевич, В.І. Похмурський // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2001. – № 2. – С. 157 – 173.

122. Радкевич О.І. Корозійно-механічна тривкість трубної сталі в сірководневому середовищі / О.І. Радкевич, О.С. П'ясецький, І.І. Василенко // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2000. – № 3. – С. 93 – 97.

123. Радкевич О.І. Пошкодження металу промислових трубопроводів у сірководневому середовищі / О.І. Радкевич, Г.В. Чумало // Фіз. хім. механіка матеріалів. – 2003. – № 4. – С. 112 - 114.

124. Разработка уточненной методики неразрушающего контроля напряжений магнитоупругим методом / А.Я. Недосека, А.А. Грудз, О.И.

Бойчук, М.А. Яременко, Л.Ф. Харченко // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2005. - № 4. – С. 19 – 22.

125. Разработка новых сортов стали с повышенными характеристиками для транспорта кислого газа и нефти / Д. Бриду, М. Лафранс, К. Педри, И. Прову. – Paris: Usinor Aciers, 1986. – 19 с.

126. Расчет предельных нагрузок в трубопроводах с осевыми дефектами сложной формы / И.В. Орыняк, А.В. Богдан, С.М. Агеев, И.В. Лохман // Пробл. Прочности. – 2009. - №1. – С. 61 – 68.

127. Регламент “Проведення паспортизації технологічних трубопроводів обв'язок обладнання компресорних станцій”. - НАК “Нафтогаз” ДК „Укртрансгаз”, 2007 р. Надано чинності Наказом ДК «Укртрансгаз» від 19.06.2007 р. № 166. – 114 с.

128. Ремонт магистральних трубопроводів під тиском / М.В. Бекер, В.С. Бут, Р.М. Говдяк та інші. – К.: Вид-во «Кий», 2008. – 240 с.

129. Рыбаков А.А. Исследования отказов магистральных трубопроводов обусловленных трещиноподобными дефектами технологического происхождения в сварных соединениях труб / А.А. Рыбаков // Підвищення надійності та ефективності роботи лінійної частини магистральних газопроводів газотранспортної системи: збірник доповідей (Яремче, 2012) / ДК “Укртрансгаз”. – 2012. – С. 68 - 79.

130. Саакян Л.С. Защита нефтегазового оборудования от коррозии / Л.С. Саакян, А.П. Ефремов. – М.: Недра.– 1982. – 227 с.

131. Саакян Л.С. Повышение коррозионной стойкости нефтепромышленного оборудования / Л.С. Саакян, Ф.П. Ефремов, И.А. Соболев. – М. – Недра, 1988. – 211 с.

132. Савула Р.С. Визначення граничного стану металу резервуара в зонах локальних пластичних деформацій / Р.С. Савула, А.О. Кичма / 11-ий Міжнародний симпозиум українських інженерів-механіків у Львові, 15-17 травня 2013 р. – Львів, 2013. – С. 200 - 201.

133. Савула Р. С. Діагностика напружено-деформованого стану підземних ділянок газопроводів у гірській місцевості / Р.С. Савула // Матеріали 6-ї Міжнародної науково-технічної конференції і виставки [«Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазовпромислового обладнання»], (Івано-Франківськ), 2011. – С. 78 – 83.

134. Савула Р.С. Дослідження фізико-механічних властивостей пластично деформованої трубної сталі 17Г1С після тривалої експлуатації / Р.С. Савула // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: всеукр. наук.-техн. журн. – Івано-Франківськ: Факел. – 2012. – №4 (45). - С. 87 – 92.

135. Савула Р. С. Оцінка залишкової міцності ділянок магістральних газопроводів з дефектами / Р.С. Савула, Є.В. Харченко, А.О. Кичма // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (Спец. випуск), №2 (32). – 2012. – С. 170 – 174.

136. Савула Р.С. Оцінка міцності ділянок трубопроводів в зонах локальних пластичних деформацій / Р.С. Савула, А.О. Кичма // Наукові нотатки. Міжвузівський збірник (за галузями знань «Машинобудування та металообробка», «Інженерна механіка», «Металургія та матеріалознавство»). – Луцьк: Редакційно-видавничий відділ Луцького національного технічного університету, - 2013. - Вип. 41. Частина 1. – С. 217 – 223.

137. Савула С.Ф. Структурні зміни в сталях магістральних трубопроводів в процесі старіння // Науковий вісник / С.Ф. Савула, Є.В. Харченко, Р.С. Савула, // Збірник науково-технічних праць. Вип. 22.11. – Львів: НЛТУ України, 2012. - С. 161 – 167.

138. Самченко І.А. Аналіз технічного стану лінійної частини МГ за результатами обстежень / І.А. Самченко // Підвищення надійності та ефективності роботи лінійної частини магістральних газопроводів газотранспортної системи: збірник доповідей (Яремче, 2011) / ДК «Укртрансгаз». – 2011. – С. 72 – 79.

139. Середюк М.Д. Визначення пропускної здатності складних газотранспортних систем / М.Д. Середюк, Д.В. Лісафін // Науковий вісник Івано-Франківського Національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – № 3 (9). – С. 69 – 78.

140. Слободян З.В. Корозійна тривкість трубної сталі у нафтоводних середовищах / З.В. Слободян, Г.М. Никифорчин, О.І. Петрущак // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2002. – № 3. – С. 93 – 96.

141. Соловых И.А. Внутритрубная диагностика магистральных трубопроводов / И.А. Соловых, В.В. Петров, С.В. Никифоров // Газовая промышленность, 2011. - № 09(664). - С. 35 – 39.

142. СТІ 320.30019801.000-2002 "Галузева система діагностичного обслуговування магістральних газопроводів. – ДК "Укртрансгаз", Київ, 2002. – 175 с.

143. Строительные нормы и правила: Нормы проектирования магистральных трубопроводов: СНиП–2.05.06-85. – М.: Стройиздат, 1985. – 62 с.

144. Технічна діагностика трубопровідних систем / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів, В.Б. Михалків і інші. – Івано-Франківськ: Лілея - НВ, 2012. – 512 с.

145. Тимків Д.Ф. Розробляння математичної моделі нестационарних експлуатаційних режимів роботи магістральних нафтопроводів / Д.Ф. Тимків, Ю.Г. Мельниченко, А.В. Андрусак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ ІФНТУНГ. – 2011. – №1(38). – С. 120 - 124.

146. Трищ Р.М. Прогнозування залишкового ресурсу магістральних газопроводів за результатами проведення внутрішньотрубної дефектоскопії / Р.М. Трищ, Г.С. Кіпоренко, М.Л. Білявський // Нафтова і газова промисловість. – 2012. – № 2. – С. 47 – 50.

147. Трубопровідний транспорт газу / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків, Д.Ф. Тимків, Л.С. Шлапак, О.М. Кавалко. – Київ: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. – 600 с.

148. Учет состояния материала конструкции при определении механических напряжений коэрцитиметрическим методом / Р.В. Агиней, А.С. Кузьбожев, Ю.А. Теплинский, И.А. Андронов // Контроль. Диагностика. – 2005. - № 5. – С. 6 - 8.

149. Фомичев С.К. Определение напряженного состояния потенциально опасных участков трубопроводов в процессе эксплуатации / С.К. Фомичев, М.А. Яременко, А.И. Степаненко // Техническая диагностика и неразрушающий контроль, № 1. – 1996. – С. 33 – 39.

150. Фридель Ж. Дислокации. Пер. с англ. / Под ред. Ройтбурга А. Л. – М.: Мир, 1967.

151. Харитонов Л.Г. Определение микротвердости / Л.Г. Харитонов. – М.: Машиностроение, 1967. – 48 с.

152. Харченко Є.В. Визначення згинального моменту в трубі магістрального газопроводу з урахуванням пружно-пластичних деформацій / Є.В. Харченко, А.О. Кичма, Р.С. Савула // Механіка і фізика руйнування будівельних матеріалів та конструкцій: Збірник наукових праць. Вип. 9. – Львів: Каменяр, 2011. – С. 153 – 160.

153. Харченко Є.В. Визначення напружено-деформованого стану підземних ділянок газопроводів, що експлуатуються в гірських умовах / Є.В. Харченко, А.О. Кичма, Р.С. Савула // Анотації. Міжнародна науково-технічна конференція [«Нафтогазова енергетика – 2011»], (Івано-Франківськ), 2011. – С. 80.

154. Харченко Є.В. Особливості ремонту магістрального газопроводу в умовах пружно-пластичного деформування труби // Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу / Є.В. Харченко, Р.С. Савула // Матеріали міжнародної науково-технічної конференції. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. - С. 248 – 250.

155. Цирульник О. Т. Оцінка деградації властивостей як характеристика технічного стану матеріалів конструкцій тривалої

експлуатації / О. Т. Цирульник // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2009. – №2. – С. 36 – 41.

156. Черемісін А.В. Особливості оцінки технічного стану газопроводів в гірських умовах / А.В. Черемісін // матеріали Міжнародної науково-технічної конференції [«Залишковий ресурс і проблеми модернізації систем магістральних і промислових трубопроводів»],(Київ), 2011. – С. 33 – 35.

157. Черняев И.Д. Обеспечение безопасной эксплуатации и продление срока службы магистральных нефтепроводов на основе широкомасштабных диагностических работ и эффективных методов ремонта / И.Д. Черняев, К.В. Черняев // Матеріали IV Міжн. конф.-виставки [Проблеми корозії і протикорозійного захисту матеріалів. Корозія-98], (Львів), 1998. – С. 505 – 507.

158. Чувильдеев В.Н. Влияние старения на эксплуатационные свойства сталей магистральных газопроводов / В.Н. Чувильдеев // Сборник трудов научно-практического семинара “Проблемы старения сталей магистральных трубопроводов” / Под общей редакцией Б.В. Будзуляка, А.Д. Седых. – Нижний Новгород: Университетская книга, 2006. – С. 18 – 58.

159. Шлапак Л.С. Діагностування технічного стану повітряного переходу МГ Комарно - Дроздовичі через р. Стрв'яж / Л.С. Шлапак, І.Д. Пушкедра, С.Ф. Савула // матеріали 5-ої міжнародної науково-технічна конференції і виставки [«Сучасні прилади, матеріали і технології для неруйнівного контролю і технічної діагностики машинобудівного і нафтогазового обладнання»], (м. Івано-Франківськ, 2-5 грудня 2008 р.), 2008. – С. 103 – 106.

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

161. Шлапак Л.С. Исследование напряженно-деформированного состояния сложных участков трубопроводов в условиях горных Карпат с

целью повышения их эксплуатационной надежности / Л.С. Шлапак // Методы и средства технической диагностики. – Ивано-Франковск. – 1992. – С. 166 – 172.

162. Яновський С.Р. Особливості гідравлічного розрахунку нафтопроводу, що транспортує нелінійнов'язкопластичну рідину/ С.Р. Яновський, М.Д. Середюк // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. - 2009. - № 2(20). - С. 89 - 96.

163. API 579. Fitness-For-Service, API Recommended Practice 579, First Edition, American Petroleum Institute. – 2000. – 625 p.

164. Bolt R. Safety in European Gas Transmission Pipelines; EGIG shows its continuing improving safety performance: / R. Bolt, G.R. Kulik // 22nd IGU World Gas Conf., (June 1-5, Tokyo). - 2003. – P. 31 – 44.

165. Corrosion Products of Mild Steel in Hydrogen Sulfide Environments / F. H. Meyer, O. L. Riggs, R. L. McGlasson, J. D. Sudbury // Ibid. – 1958. – 14, N2. – P. 69–75.

166. Diagnostyka i ocena stanu technicznego rurociągów wykonanych z rur bezszwowych tlokiem inteligentnym korsonic / F. Hahn, G. Labecki, Pawel Raczynski, H.Schmidt, K. Skrok // VIII Międzynarodowa Konferencja Techniczna [Zarządzanie ryzykiem w eksploatacji rurociągów], (Nowe Rumunki, Plocka), 2005. – P. 21 – 30.

167. Deformation behaviour and limit state of high-grade induction-bent pipes subjected to large ground deformations / M. Mitsuya, Y. Hashimoto, T. Sakanoue, H. Yatabe // Proceedings Conference Pipeline [Technology 2009], (Ed. R. Denys), (Ostend, Belgian), 2009. – P. 291 – 294.

168. Huuskonen E. Using information from the regular and repeated inspections of pipelines using in-line inspection tools / E. Huuskonen, K. Reber // VIII Międzynarodowa Konferencja Techniczna [Zarządzanie ryzykiem w eksploatacji rurociągów], (Nowe Rumunki, Plocka), 2005. – P. 31 – 40.

169. Guideline for the Design of Buried Steel Pipe. ASCE. American Society of Civil Engineers, 2001. – 83 p.

170. NACE Standard MR-0175-96. Standard Material Requirements Sulfide Stress Cracking Resistance Metallic Materials for Oilfield Equipment.- Houston, Tx.: National Association of corrosion Engineers (NACE). – 1996. – 30 p.

171. NACE Standard MR-0175-99. Standard Material Requirements Sulfide Stress Cracking Resistance Metallic Materials for Oilfield Equipment.- Houston, Tx.: National Association of corrosion Engineers (NACE). – 1996. – 37 p.

172. NACE MR-01-75. "Standard Material Requirements. Sulfide Stress Cracking Resistant-Metallic Materials for Oilfield Equipment", Houston, Texas, 1975.

173. NACE Standard TM-02-84. Standard Test Method Evaluation of Pipeline Steels for Resistance to Stepwise Cracking.- Houston. Tx.: National Association of Corrosion Engineers (NACE). – 1984. – 20 p.

174. NACE Standard TM-01-77. "Standard Test Method. Testing of Metals for Resistance to Sulfide Stress Cracking at Ambient Temperature". Houston, Texas, 1977.

175. NACE Standard TM-0177-90. Standard Test Method Laboratory of Metals for Resistance to Sulfide Stress Corrosion Cracking in H₂S Environments.- Houston, Tx. National Association of Corrosion Engineers (NACE). – 1990. – 22 p.

176. Orynyak I.V. The Correct Measurements and Stress Analysis of Cylinder / I.V. Orynyak, I.V. Lokhman, A.V. Bohdan // [Pipe with Out-Of-Roundness. Proc. of the ASME 2012 Pressure Vessels & Piping Division Conference PVP2012], (Toronto, Ontario, Canada), 2012.

177. Orynyak I.V. The Limit Load Calculations for Pipe Bend with Axial Part-Through Defect / I.V. Orynyak, S.O. Okhrimchuk, I.V. Lokhman // [Proc. of IPC 2010, 10th International Pipeline Conference], (Calgary, Alberta, Canada), 2010.

178. Orynyak I.V. The Spring Splines Procedure with Prescribed Accuracy for Determination of the Curvatures of the Pipe Centreline Based on the 3- D

Measurements of its Position / I.V. Orynyak, I.V. Lokhman // Rio Pipeline Conference & [Exposition 2011], (Rio de Janeiro), 2011.

179. Orynyak I.V. The Spring Splines Procedure with Prescribed Accuracy for Determination of the Global (Pipe Centerline) as well as the Local (Dent) Curvatures / I.V. Orynyak, I.V. Lokhman, A.V. Bohdan // [Proc. of IPC 2012 9th International Pipeline Conference], (Calgary, Alberta, Canada), 2012.

180. Polyakov V.N. Criteria and Models of SCC and CF / V.N. Polyakov // Eurocorrosion Congress. – 1992. – Vol.I. – PP. 573 – 579.

181. Proceeding of Conference of American Society of Metals. – Philadelphia, Pa, 1984. – 1173 p.

182. Sardisco J.B. Corrosion of Iron in an H₂S-CO₂-H₂O System Composition and Protectiveness of the Sulphide Film as a Function of pH / J.B. Sardisco, R.E. Pitts // Ibid. – 1965. – 21, N 11. – P. 350–354.

183. Sardisco J.B. Corrosion of Iron in an H₂S-CO₂-H₂O System, Mechanism of Sulphide Film Formation and Kinetics of Corrosion / J.B. Sardisco, R.E. Pitts // Corrosion. – 1965. – 21, N 9. – P. 245–253.

184. Specification Tengviz Oil and Gas Plant. Process Plant. Lurgi code: 65102-00-MAL – TENGUIZ II. Specification No. SPC-62900-XP-007.

185. Tameryan R.A. On Experience of Sour Oil Pipeline Construction at Tengviz Oilfield / R.A. Tameryan, S.V. Golovin // VNIISTs Reports on pipes and pipeline welding for VNIIST, NKK and Kobe Steel Seminar. – Report N 3. – 1991. – 11 p.

186. The limit load calculations for pipelines with axial complex – shaped defects / I.V. Orynyak, A.V. Bogdan, S.M. Ageev, I.V. Lokhman // Proceedings Conference Pipeline [Technology 2009], (Ed. R. Denys), (Ostend, Belgian), 2009. – P. 171 – 173.

187. Yurioka N. Hydrogen assisted cracking in C-Mn and low alloy steel weldments / N. Yurioka, H. Suzuki // Int. Material Reviews. – 1990. – 35, N 4. – P. 217 – 249.

Додаток А

Акт впровадження наукових досліджень у виробництво



“ЗАТВЕРДЖУЮ”

Директор

“ТРИКАРПАТТРАНСГАЗ” ПАТ “УКРТРАНСГАЗ”

В. П. Рудко

2013 р.

А К Т

про впровадження методики оцінки технічного стану ділянок магістральних газопроводів в зонах локальних пластичних деформацій

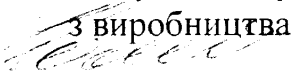
Національний університет “Львівська політехніка” разом з Філією УМГ “ТРИКАРПАТТРАНСГАЗ” ПАТ “УКРТРАНСГАЗ” застосували методику оцінки технічного стану ділянок магістральних газопроводів в зонах локальних пластичних деформацій, розроблену аспірантом Савулою Р. С. під керівництвом д.т.н., проф. Харченка Є. В.

За допомогою запропонованої методики проведено розрахунки напружено-деформованого стану матеріалу труби МГ “Івацевичі-Долина III нитка” на ділянці УМГ “ТРИКАРПАТТРАНСГАЗ” (510,3 – 521,7 км), в зонах локальних пластичних деформацій, що були виявлені під час внутрішньотрубної діагностики газопроводу інтелектуальним поршнем фірми “Rosen Engineering GmbH”. За результатами визначення сумарних напружень і величини коерцитивної сили отримані коефіцієнти запасу магістрального газопроводу, щодо виникнення стану передруйнування металу ділянок труби з дефектами типу вм’ятин. Обгрунтовано рекомендації з технології та черговості проведення ремонтів обстежених небезпечних ділянок МГ “Івацевичі-Долина III нитка”.

Очікуваний економічний ефект від впровадження розробленої методики оцінки технічного стану ділянок магістральних газопроводів в зонах локальних пластичних деформацій МГ “Івацевичі-Долина III нитка” – (км 510,3 – 521,7) складає 280794,69 тис. грн. (двісті вісімдесят тисяч сімсот дев’яносто чотири гривні 69 копійок).

Заступник директора

з виробництва



Костів В.В.


Харченко Є. В.

Начальник виробничого

Відділу з експлуатації МГ і ГРС


Пеньківський В.Ю.


Савула Р. С.



“ЗАТВЕРДЖУЮ”

Директор

МГ “ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ”

ПАТ “УКРТРАНСГАЗ”

В. П. Рудко

15. Травня 2013 р.

РОЗРАХУНОК

очікуваного економічного ефекту від впровадження методики оцінки технічного стану ділянок магістральних газопроводів в зонах локальних пластичних деформацій

Економічний ефект від впровадження методики оцінки технічного стану ділянок магістральних газопроводів в зонах локальних пластичних деформацій досягається за рахунок скорочення втрат газу за час проведення ремонтно-відновлювальних робіт. Застосування запропонованої методики дозволило обґрунтувати можливість продовження експлуатації деяких ділянок газопроводу з зонами локальних пластичних деформацій МГ „Івацевичі-Долина-III нитка” (км 510.3 – 521.7).

Економічний ефект від впровадження визначаємо за формулою:

$$П = E_{\text{втр.}} - B_p,$$

де $E_{\text{втр.}}$ – економія за рахунок скорочення втрат газу за умови проведення ремонтно-відновлювальних робіт;

B_p – витрати на експериментальні дослідження і розрахунки, необхідні для обґрунтування висновку про можливість продовження експлуатації ділянок газопроводу з зонами локальних пластичних деформацій.

Економія за рахунок виключення втрат газу за час проведення ремонтно-відновлювальних робіт на газопроводі „Івацевичі-Долина-III нитка” (км 510.3 – 521.7), виражається формулою:

$$E_{\text{втр.}} = C_{\text{пр.}} \times Q_{\text{вип.}} \text{ грн,}$$

де $C_{\text{пр.}}$ - діюча оптова ціна в промисловості на газ, (327,30 грн./тис.м³);

$Q_{\text{вип.}}$ - об'єм газу, який необхідно стравити у випадку проведення вогневих робіт по монтажу котушок, тис.м³.

$$Q_{\text{вип.}} = \frac{ПД^2}{4} \times L \times P_{\text{ср}} \times \frac{T_0}{T_{\text{ср}} \times P_c \times Z_{\text{ср}}} \text{ тис.м}^3,$$

- де D - внутрішній діаметр дільниці (1.196 м.);
 L - протяжність дільниці, що відключається (21.80 км.);
 T_0 - 273.15°K;
 $T_{сер}$ - середня температура газу на дільниці, що відключається (293,76 °K);
 P_c - середній тиск газу після спорожнення дільниці - 1.03 кгс/см²;
 $Z_{сер}$ - середній коефіцієнт стискання газу на дільниці, що відключається (0.901);
 $P_{сер}$ - середній тиск в дільниці, що стравлюється-36,1 кгс/см².

$$Q_{вип.} = \frac{3,14 \times 1,196^2}{4} \times 21,80 \times 10^3 \times 36,1 \times 10^{-4} \times \frac{273,15}{293,76 \times 1,03 \times 10^{-4} \times 0,901} = 885,41 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Годі

$$E_{втр} = 885,41 \times 327,30 = 289794,69 \text{ грн.}$$

Економічний ефект від впровадження

$$\Pi = E_{втр.} - B_p = 289794,69 - 9000,00 = 280794,69 \text{ грн.}$$

Таким чином, очікуваний економічний ефект від впровадження методики оцінки технічного стану ділянок магістральних газопроводів в зонах локальних пластичних деформацій на дільниці (510.3 – 521.7 км). МГ „Івацевичі-Долина” складе 280794,69 тис. грн. (двісті вісімдесят тисяч сімсот дев'яносто чотири гривні 69 копійок).

**Начальник
 планово-економічного відділу**



П.І Бородайкевич

